

# Bartosz Bieliszczyk

---

## Eksport amerykańskiego gazu : szanse, perspektywy i wpływ na (między)narodową gospodarkę

---

Kultura i Polityka : zeszyty naukowe Wyższej Szkoły Europejskiej im. ks.  
Józefa Tischnera w Krakowie nr 12, 90-114

---

2012

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.

Bartosz Bieliszczuk\*

## EKSPORT AMERYKAŃSKIEGO GAZU. SZANSE, PERSPEKTYWY I WPŁYW NA (MIĘDZY) NARODOWĄ GOSPODARKE

### Abstrakt

Amerykańska „rewolucja łupkowa” pozwoliła zaspokoić dużą część krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny. Wydobyte surowca na wielką skalę stworzyło również szansę na jego eksport na rynki zagraniczne. Wiele państw wiąże z dostawami taniego gazu skroplonego (LNG) spore nadzieje, a w samych Stanach Zjednoczonych perspektywa ta wywołuje ożywioną debatę. W poniższej analizie autor przedstawia uwarunkowania infrastrukturalne związane z eksportem, jego wpływ na amerykańską gospodarkę oraz rynki zagraniczne. Analiza uwzględnia również potencjalnych konkurentów, z których na najpoważniejszego wyrasta Australia.

### Słowa kluczowe

90

LNG, Stany Zjednoczone



### 1. Gaz z łupków – amerykański boom i nadzieje na eksport

Gaz ziemny z płytko położonych złóż łupkowych<sup>1</sup> wykorzystywany był w Stanach Zjednoczonych już w pierwszej połowie XIX wieku w Hrabstwie Chautauqua do oświetlenia ulic (NYSDEC, 2014: 9), jednak to w drugiej połowie XX wieku rozwinięto technologie umożliwiające wydobywanie surowca na większą skalę, m.in. poprzez zastosowanie wiercenia horyzontalnego oraz szczelinowania hydraulicznego (Lewis i in., 2011: 55). Dzięki postępowi technologicznemu i obniżeniu kosztów wydobywania oraz (z drugiej strony) wzrostowi zapotrzebowania na gaz oraz jego cen (Orlen, 2010: 35) produkcja gazu łupkowego na skalę przemysłową stała się opłacalna (Tarnawski 2011: 62).

---

\* **Bartosz Bieliszczuk** – absolwent Wyższej Szkoły Europejskiej im. ks. J. Tischnera i Uniwersytetu Jagiellońskiego, *visiting student* na Uniwersytecie Helsińskim. Główne zainteresowania: rynek ropy i gazu, polityka międzynarodowa, polityka zagraniczna Polski.

<sup>1</sup> Gaz ziemny z pokładów łupkowych nie różni się co do swoich właściwości od gazu z „tradycyjnych”, konwencjonalnych złóż. Określenie „gaz łupkowy” nie jest zatem formalnie poprawnym określeniem. Jest ono jednak na tyle upowszechnione, że w dalszej części pracy autor będzie używał prostszego określenia „gaz łupkowy”.

Od 2001 do 2005 roku wydobycie gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych spadło z 555,5 mld m<sup>3</sup> do 511,11 mld m<sup>3</sup> (BP, 2013b). Dzięki eksploatacji złóż łupkowych produkcja od 2006 roku zaczęła jednak rosnąć (Orlen, 2010: 7), by w 2012 roku osiągnąć 681,4 mld m<sup>3</sup> (BP, 2013c), a w 2014 – 687,6 mld m<sup>3</sup> (BP, 2014b). W 2007 roku ze złóż łupkowych pochodziło 33,5 mld m<sup>3</sup> gazu, w roku następnym – 57,2 mld m<sup>3</sup> (Orlen, 2010: 34). W 2012 roku wydobycie osiągnęło już 24 mld stóp sześciennych dziennie, czyli ok. 248 mld m<sup>3</sup> rocznie (BP, 2013a: 23).

Szacunki przedstawione w 2011 roku przez państwową agencję EIA (*Energy Information Administration*), wskazywały na wydobywalne zasoby gazu łupkowego wielkości ok. 24,4 bln m<sup>3</sup> (862 bln stóp sześciennych), podczas gdy zasoby gazu z „tradycyjnych złóż” ok. 7,7 bln m<sup>3</sup> (EIA, 2011: 4). W 2012 roku szacunki zasobów gazu łupkowego skorygowano w dół do 13,6 bln m<sup>3</sup>. Stało się tak poprzez istotne zmniejszenie szacunków dla lepiej zbadanego złoża *Marcellus*, które stanowiło niemal połowę krajowych zasobów (EIA, 2012: 9). Raport EIA z połowy 2013 roku mówi o ponad 18,8 bln m<sup>3</sup> wydobywalnych rezerw (EIA, 2013c: 10).

Eksploatacja taniego surowca miała ogromny wpływ nie tylko na amerykański sektor energetyczny, ale również na całą gospodarkę. Wydobycie gazu łupkowego pozwoliło stworzyć ponad 601 tys. nowych miejsc pracy (stan z 2010 roku). Wpływy z opodatkowania branży wyniosły w 2010 roku: 9,6 mld dol. w podatkach federalnych i 8,8 mld dol. w podatkach stanowych (Ernst & Young, 2013: 4). Wydobycie doprowadziło do znaczącego spadku cen gazu i energii. Cena spot w hubie Henry (Luizjana) zaczęła gwałtownie spadać od 2008 roku (EIA, 2014b), podobnie jak ceny w innych regionach (zob. tab. 1).

Tabela 1: Ceny gazu (dol./MMBtu<sup>2</sup>) w wybranych hubach Stanów Zjednoczonych

Hub	Stan	2008 r.	2012 r.	2013 r.
Henry	Luizjana	8,85	2,75	3,72
Columbia-Appalachia	Maryland	9,18	2,78	3,72
Opal	Wyoming	6,48	2,68	3,83
Northern Ventura	Iowa	8,28	2,77	3,80
Florida Gas Zone 3	Floryda	9,13	2,93	3,77

Opracowanie własne na podstawie danych: FERC, *Natural Gas Markets...*

<sup>2</sup> MMBtu – milion Btu. Btu (*British Thermal Unit*) jest jednostką energii. W odniesieniu do gazu często używa się różnych miar objętościowych (stopy sześciennie bądź metry sześciennie) lub jednostek energii. Konwersja pomiędzy jednostkami często następuje problemem ze względu na odmienną specyfikację i wartość energetyczną gazu z różnych regionów. W związku z tym w poniższym tekście autor dokonał konwersji jedynie pomiędzy jednostkami objętościowymi.

Nadprodukcja gazu doprowadziła do sytuacji, w której ceny gazu były niższe niż koszty jego pozyskania – wydobywano go nadal dzięki towarzyszącym mu złożom „ropy łupkowej” (Yanagisawa 2013: 2). Ocenia się, że dzięki wydobyciu poziom cen gazu w Ameryce Północnej spadł nawet o ok. 80% (Apte, Critchlow, 2012). W efekcie została zamknięta część elektrowni węglowych, w miejsce których uruchomiono dodatkowe moce elektrowni gazowych. Tani surowiec obniżył też ceny energii elektrycznej (Ernst & Young, 2013: 4). Miało to też swoje międzynarodowe implikacje – produkcja energii elektrycznej z węgla wzrosła m.in. w Wielkiej Brytanii i Hiszpanii na skutek przekierowania części sprowadzanych do Stanów Zjednoczonych dostaw na tamtejsze rynki (Yanagisawa 2013: 6–7). Dzięki dostępowi do taniego surowca, do Stanów Zjednoczonych produkcję zaczęły przenosić największe koncerny chemiczne (PwC, 2011: 7), w tym m.in. ExxonMobil, Dow Chemical, Chevron Philips Chemical (Ernst & Young, 2013: 4) czy niemiecki BASF (Birnbbaum 2013).

Dzięki wydobyciu gazu łupkowego, Stany Zjednoczone od 2009 roku pozostają światowym liderem produkcji gazu, wyprzedzając Rosję (BP, 2013c). Wg prognoz EIA z 2006 roku Stany Zjednoczone miały w 2030 roku importować ponad 124 mld m<sup>3</sup> LNG (EIA, 2006: 89). Prognoza z 2014 roku mówi już o eksporcie niemal 100 mld m<sup>3</sup> w 2029 roku (EIA, 2013b: 2). Terminal importowy taki jak np. Sabine Pass, budowany w latach 2005–09, jest zamieniany na terminal eksportowy (Orlen, 2010: 34). Wraz z obniżeniem cen surowca, amerykańskie koncerny chcą wykorzystać różnice w cenach krajowych oraz na zagranicznych rynkach i rozpocząć eksport gazu (por. tab. 2).

92

Tabela 2: Szacunkowe ceny LNG (dol./MMBtu) w wybranych krajach świata (podano ceny spot, wytłuszczone ceny kontraktów długoterminowych powiązanych z ceną ropy)

Kraj	Ceny I 2008	Ceny VI 2008	Ceny I 2013	Ceny VI 2013
Stany Zjednoczone <sup>1</sup>	7,99	12,69	3,29	3,62
Wielka Brytania	10,57	12,24	10,47	9,58
Japonia	<b>15,63 / 9,17</b>	<b>18,56 / 11,68</b>	15,38	14,50
Indie <sup>2</sup>	–	–	13	13,40

Opracowanie własne na podstawie danych: FERC, Other Markets: LNG - Imports, Sendouts, & World Prices.

## 2. Infrastruktura i zezwolenia – czyli co opóźnia eksport

Obecnie w Stanach Zjednoczonych istnieje tylko jeden terminal eksportowy: Kenai na Alasce (DoE, 2013), powstał on jednak pod koniec lat 60-tych XX wieku bez związku z „rewolucją łupkową” (ConocoPhillips, 2014), a ponadto do niedawna pozostawał nieczynny (licencję na eksport odnowiono w połowie kwietnia 2014 roku).

Według oficjalnych materiałów FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), na dzień 14 października 2014 roku rząd zaakceptował budowę jednego terminala eksportowego – Sabine Pass LNG w Luizjanie, o rocznej mocy ok. 28,52 mld m<sup>3</sup> (FERC, 2014a-c). Do FERC wpłynął również szereg wniosków o pozwolenie na budowę nowych terminali bądź rozbudowy istniejących (zob. tab. 3 w Aneksie).

### 2.1. Zezwolenia na eksport

Zgodnie z przepisami „The Natural Gas Act” z 1938 roku, każdy podmiot, który zamierza importować bądź eksportować gaz (w tym LNG) musi otrzymać zgodę Departamentu Energii (Department of Energy, DoE). Wydawane są dwa rodzaje pozwoleń: na okres do dwóch lat oraz na dłuższy okres (DoE, *Natural Gas Regulation*)<sup>3</sup>. DoE, by wydać zezwolenie, musi uznać, że eksport służy amerykańskim interesom narodowym (DoE, 2014a). Wymogi te nie dotyczą eksportu do państw, z którymi Waszyngton podpisał umowę o wolnym handlu (*Free Trade Agreement* – FTA). Sprzedaż gazu takiemu państwu automatycznie uznawana jest za służącą narodowemu interesowi (DoE, 2014a).

Gdy w ostatnich latach do DoE zaczęły masowo napływać wnioski o zgodę na eksport LNG, Departament zadecydował o niewydawaniu pozwoleń przed dokładnym przeanalizowaniem każdego wniosku oraz skutków jakie będzie mieć dla krajowej ekonomii masowy eksport LNG. W tym celu zamówiono m.in. analizę nt. skutków eksportu w firmie konsultingowej NERA (patrz: dalsza część pracy) oraz przeprowadzono konsultacje społeczne (Corken i in., 2014). W związku z tym przez długi czas wydawanie zezwoleń było *de facto* wstrzymane.

Do 14 listopada 2014 roku do DoE wpłynęły 44 wnioski o zezwolenie na eksport gazu w tym o zgodę na eksport ok. 424 mld m<sup>3</sup> rocznie do państw-stron FTA i ok. 389 mld m<sup>3</sup> do innych państw. Dotąd wydano zgodę na 9 wniosków dotyczących eksportu do państw nieobjętych FTA

---

<sup>3</sup> Procedura ubiegania się o zgodę na okres do dwóch lat jest prostsza – stworzono ją z myślą o handlu na rynkach spot (krótkoterminowych). Zgoda na dłuższy okres wymaga podania większej ilości informacji, szczegółów nt. kontraktu, kontrahenta, etc.

o łącznym wolumenie ponad 109 mld m<sup>3</sup> (DoE, 2014d). Należy jednak pamiętać, że ilości wymienione we wnioskach nie sumują się i nie są tożsame ze zdolnościami eksportowymi (również przyszłymi). Firmy często wnioskuje o pozwolenie na eksport wolumenu, które są w stanie wyprodukować zarówno do stron FTA jak i państw nieobjętych umową.

## 2.2. Free Trade Agreement

Obecnie Stany Zjednoczone posiadają podpisaną FTA z 20 państwami (ITA, *Free Trade Agreements*), spośród których terminale do odbioru LNG posiadają: Kanada, Meksyk, Chile, Korea Południowa (BP, 2013c) oraz Dominikana (Latin American Herald Tribune, 2014).

Obecnie trwają również negocjacje FTA z państwami azjatyckimi (w tym z Japonią – największym importerem LNG świata, patrz: BP, 2013c) oraz Unią Europejską. Spośród państw UE terminale posiadają: Belgia, Francja, Grecja, Włochy, Portugalia, Hiszpania, Szwecja, Holandia i Wielka Brytania (Gas Infrastructure Europe, 2013).

Tabela 4: Obowiązujące i negocjowane umowy FTA pomiędzy Stanami Zjednoczonymi a innymi krajami

Umowa FTA	Wybrane kraje	Status LNG
<b>Obowiązujące</b>	Meksyk	Importer 3 4,8 mld m <sup>3</sup>
	Chile	Importer 4,1 mld m <sup>3</sup>
	Korea Południowa	Importer 49,7 mld m <sup>3</sup>
	Singapur	Zdolność importowa na poziomie 8,27 mld m <sup>3</sup> rocznie (2014), plany rozbudowy
	Australia	Znaczące inwestycje, wg prognozy International Gas Union w 5 lat Australia powiększy swoje zdolności skraplające z ponad 27,58 mld m <sup>3</sup> (2012) do ponad 110,35 mld m <sup>3</sup> (2017)
	Kanada	Obecnie brak terminali eksportowych, przyznane trzy licencje eksportowe dla planowanych terminali o łącznej planowanej mocy 24,68 mld m <sup>3</sup> rocznie (z możliwością rozbudowy do 48,13 mld m <sup>3</sup> ). Planowane również inne trzy projekty
<b>Trans-Pacific Partnership<sup>4</sup></b>	Wietnam	Pod koniec 2014 roku zdolność importowa wyniesie 1,37 mld m <sup>3</sup> , w 2018 roku 5,5 mld m <sup>3</sup> , po 2020 roku 8,27–13,79 mld m <sup>3</sup>
	Japonia	118,8 mld m <sup>3</sup>

<sup>4</sup> W dziale nie wymieniono państw, które obejmie umowa, z którymi jednak Stany Zjednoczone mają już podpisaną FTA, m.in. Kanady, Singapuru.

<b>Trans-Atlantic Partnership</b>	Belgia	Importer 4,5 mld m <sup>3</sup>
	Francja	Importer 10,3 mld m <sup>3</sup>
	Hiszpania	Importer 21,4 mld m <sup>3</sup>
	Polska	Pod koniec 2014 roku zdolność importowa wyniesie 5 mld m <sup>3</sup> (możliwość dalszej rozbudowy mocy do 7,5 mld m <sup>3</sup> ). Obowiązujący kontrakt na dostawę 1,5 mld m <sup>3</sup> gazu rocznie w latach 2014–2034.
	Wielka Brytania	Importer 13,7 mld m <sup>3</sup>
	Włochy	Importer 7,1 mld m <sup>3</sup>
	Litwa	W 2015 Litwa ma importować do 1,5 mld m <sup>3</sup> gazu z FSRU ( <i>Floating Storage and Regasification Unit</i> ), który przybył do wybrzeży kraju w 2014 roku.

Opracowanie własne na podstawie: Natural Gas Asia, 2014; Energy Market Authority, 2013; PV Gas, *Gas Importation*; Polskie LNG S.A., Terminal LNG w Polsce; Polskie Radio, 2014; IGU, 2013; BP 2013c; NEB, *LNG...*; NRC, *Canadian...*; LNG Canada, *A significant...*; KLNG, *Kitimat...*; Douglas Channel Energy Partnership, *Project...*; Henderson 2012; Hyndle-Hussein 2014.

Pomimo trwających prac nad budową terminali eksportowych, amerykańskie firmy już zaczęły podpisywać umowy na dostawy amerykańskiego LNG. Na początku stycznia 2014 roku „Reuters” poinformował o kontraktach podpisanych z amerykańskimi koncernami przez podmioty z Japonii, Chin, Tajwanu, Chile, Hiszpanii i Francji (Vukmanovic 2014).

95

### 3. Wielkość i wpływ eksportu na (między)narodową gospodarkę

#### 3.1. Szacunki NERA

Jednym z podmiotów badających ewentualny wpływ eksportu LNG jest firma konsultingowa NERA. W grudniu 2012 roku na zamówienie DoE, opublikowała raport dotyczący możliwej wielkości eksportu amerykańskiego gazu i jego wpływu na gospodarkę. Raport o podobnej metodologii i wnioskach został również wykonany dla Cheniere Energy i opublikowany przez DoE w 2014 roku (NERA, 2014: 1). Autorzy stosują rozbudowany model analityczny: przedstawiają siedem wariantów zdolności eksportowych, trzy scenariusze sytuacji na amerykańskim rynku oraz trzy dla światowych gospodarek, co daje łącznie 63 możliwych scenariuszy z projekcją dla pięciu punk-



tów czasowych (ibidem: 34). Ze względów objętościowych w poniższym opracowaniu podano jedynie przedział możliwego eksportu dla poszczególnych kombinacji scenariuszy (zob. tab. 6 w Aneksie). Autorzy uwzględnili następujące scenariusze dla Stanów Zjednoczonych i rynków światowych (oparte są na scenariuszach IEA, zob. tab. 5).

Tabela 5: Scenariusze rynkowe przedstawione w analizie NERA

Region	Nazwa scenariusza	Opis
Stany Zjednoczone	Scenariusz referencyjny	Oparty na prognozie EIA AEO 2013. EIA określa to jako <i>business-as-usual</i> przy znanej technologii, technologicznych i demograficznych trendach etc.
	Niskie zasoby ropy i gazu	Wydobycie ropy i gazu z każdego odwiertu jest o połowę niższe niż przewidziane w scenariuszu referencyjnym
	Duże zasoby ropy i gazu	Wydobycie ropy i gazu z każdego odwiertu jest o 100% wyższe niż przewidziane w scenariuszu referencyjnym, w Stanach Zjednoczonych istnieją również o połowę większe, nieodkryte jeszcze zasoby
Sytuacja międzynarodowa	Scenariusz referencyjny	Oparty na prognozie EIA AEO 2013
	Wstrząs popytowy	Wzrost zapotrzebowania na gaz w Azji (przejście Korei i Japonii z energii atomowej na gaz)
	Wstrząs popytowy/podażowy	Następuje wstrząs popytowy, jednak w regionie Azji i Afryki nie pojawiają się nowe moce eksportowe

96

Opracowanie własne na podstawie: EIA, 2013d: II-III; EIA, 2013d: 32; NERA, 2014: 18–19.

W scenariuszu referencyjnym dla Stanów Zjednoczonych i rynków międzynarodowych eksport w poszczególnych latach będzie na takim samym poziomie, niezależnie od ograniczeń eksportowych: 2018 - 10,19 mld m<sup>3</sup>; 2023 - 23,5 mld m<sup>3</sup>; 2028 - 46,15 mld m<sup>3</sup>; 2033 - 46,15 mld m<sup>3</sup>; 2038 - 48,98 mld m<sup>3</sup> (NERA, 2014: 18–19). Prognozowany eksport przedstawiono w Aneksie w Tabeli 6.

## 3.2. Skutki eksportu amerykańskiego LNG

### 3.2.1. Krajowa gospodarka

Według szacunków EIA, cena gazu po wydobyciu („*wellhead price*”) w Stanach Zjednoczonych będzie rosła od 2015 roku niezależnie od scenariusza krajowego. Wyniesie ona w roku 2040 dla scenariusza re-



ferencyjnego 7,26 dol./MMBtu; dla scenariusza niskich zasobów 10,27 dol./MMBtu, a wysokich 4,28 dol./MMBtu i będzie rosnać tym szybciej, im szybszy będzie przyrost eksportu (NERA, 2014: 76–77), ceny nie wzrosną jednak do poziomu światowego (ibidem: 121). Pociągnie to za sobą z jednej strony wzrost cen produktów i dóbr, które zależą od cen gazu, jednak z drugiej strony doprowadzi do wzrostu dochodów z eksportu oraz zapewni dochody posiadaczom ziemi i zwiększy zatrudnienie (ibidem: 79). Wg oceny NERA korzyści z eksportu wynagradzają koszty związane z podwyżką cen energii (ibidem: 6–7).

Jeśli chodzi o korzyści dla gospodarki, to wg różnych scenariuszy eksport LNG powiększy PKB Stanów Zjednoczonych nawet o kilkadziesiąt miliardów dolarów, zredukuje bezrobocie, przy czym nie uderzy w „odrodzenie produkcji”, jaki gospodarka zawdzięcza taniemu gazowi (ibidem: 122–125). Jednak z drugiej strony doprowadzi do wzrostu cen energii elektrycznej; wg oceny EIA ok. 25–30% paliwa używanego do wytwarzania energii w Stanach Zjednoczonych to gaz ziemny (ibidem: 17).

Pozytywne skutki eksportu dla amerykańskiej gospodarki wymienia też raport sporządzony przez firmę ICF dla *American Petroleum Institute*. Według oceny ekspertów, stany eksportujące LNG zyskają 10–31 mld dol., natomiast te, które nie posiadają takiej możliwości, ale produkują takie materiały jak stal, cement etc. – 2,6–5 mld dol. (ICF, 2013: *Key findings*). Niektóre podmioty – np. *Small Business & Entrepreneurship Council* – wskazują, że korzyści odniosą również małe i średnie przedsiębiorstwa (LNG World News, 2014b). Według scenariusza bazowego ICF, eksport w 2035 roku wyniesie ok. 41,34 mld m<sup>3</sup>, wg średniego ok. 82,68 mld m<sup>3</sup>, a wg wysokiego – 165,37 mld m<sup>3</sup> (ICF, 2013: 7).

### 3.2.2. Rynki międzynarodowe

Według Deloitte, ceny amerykańskiego gazu dla Japonii indeksowane do cen Henry Hub wyniosłyby 10–12 dol./MMBtu, podczas gdy w kontraktach indeksowanych do cen ropy 14–16 dol. Zgodnie z przewidywaniami autorów eksport LNG zmieni formuły cenowe w kontraktach azjatyckich – część wolumenu nadal będzie opierała się o cenę ropy, część o ceny gazu (Deloitte, 2013b: 10). Eksperti Deloitte przewidują (Deloitte, 2013a), że zarówno w przypadku eksportu 170 mln m<sup>3</sup> dziennie tylko do Azji jak i tylko do Europy, ceny na obydwu kontynentach spadną (niezależnie od reakcji konkurencji). Prognozowany wpływ na średnie ceny w przypadku wariantów eksportowych zaprezentowanych w każdym ze scenariuszy przez Deloitte obrazuje tabela 7.

Tabela 7: Wpływ eksportu amerykańskiego LNG na ceny gazu. Wzrost (+) bądź spadek (–) cen w dol./MMBtu

		“Wszystko po staremu” <sup>5</sup>	Reakcja konkurencji <sup>6</sup>
<b>Eksport do Europy</b>	Stany Zjednoczone	+ 0,15	+ 0,15
	Wielka Brytania	– 0,68	– 0,38
	Japonia	– 0,25	– 0,25
<b>Eksport do Azji</b>	Stany Zjednoczone	+ 0,15	+ 0,15
	Wielka Brytania	– 0,2	– 0,16
	Japonia	– 0,58	– 0,4

Opracowanie własne na podstawie: Deloitte, 2013a: 12.

Eksport ze Stanów Zjednoczonych może zwiększyć produkcję energii elektrycznej z gazu, zastępując częściowo w tej roli ropę naftową. Eksperti Deloitte szacują, że możliwa jest redukcja zużycia nawet o 5 mln baryłek dziennie w skali globalnej (Deloitte, 2013a: 19).

Oprócz obniżki cen w Azji, dodatkowy eksport zmienia także sposób zawierania kontraktów na gaz. Rynek najprawdopodobniej będzie stopniowo odchodził od długoterminowych umów indeksowanych do cen ropy na rzecz kontraktów „hybrydowych” (część wolumenu indeksowana do cen ropy, część do konkurencyjnych gazu) oraz w pełni konkurencyjnych (Deloitte, 2013b: 10–11).

Eksport ma też wymiar polityczny, co stało się szczególnie widoczne po kryzysie krymskim. Duże nadzieje związane z importem amerykańskiego gazu wiążą kraje europejskie, w tym Polska (PAP, 2013) czy Litwa (Malinowski 2014). W przypadku tych państw import nawet niewielkich ilości gazu oznaczałby częściowe uniezależnienie się od dostaw z Rosji. Warto zauważyć, że po rosyjskiej aneksji Krymu prezydent Obama coraz częściej mówi o potrzebie eksportu LNG do Europy, by „wyprzeć” z niej gaz rosyjski (PAP, 2014a) – choć osobną kwestią pozostaje realność takiego scenariusza. Szansę z tym związaną widzi też Hiszpania, która posiada największą ilość terminali regazyfikacyjnych w Europie i deklaruje chęć zostania „pośrednikiem” w dostawach (PAP, 2014b).

## 4. Wyzwania dla eksportu

### 4.1. Kanał Panamski

Spośród planowanych terminali zgłoszonych do FERC tylko dwa nie są położone w Zatoce Meksykańskiej bądź na wschodnim wybrzeżu (FERC, 2014b). Jediną realną drogą na rynki azjatyckie jest dla amerykańskich gazowców Kanał Panamski: transport inną trasą wy-

dłuża czas żeglugi o ok. 10 dni (IGU, 2014: 48) i likwiduje przewagę cenową amerykańskiego gazu na rynkach azjatyckich (Jacobs 2014).

Obecnie przez Kanał nie jest w stanie przepłynąć większość typów gazowców, a jego rozbudowa ma zostać skończona w 2015 roku. Na początku 2014 roku pojawiły się nieporozumienia między inwestorami a stroną panamską (ibidem), które zostały jednak ostatecznie rozwiązane.

Ze względu na planowane uruchomienie amerykańskich terminali nawet ponad roczne opóźnienie nie wydaje się jednak zagrożeniem. Większe znaczenie dla eksporterów będzie miała wysokość opłat ustalonych przez operatora Kanału. Obecnie przemysł gazowy czeka na zaproponowane opłaty, które będą również miały wpływ na cenę na azjatyckim rynku (Arcticgas, 2014).

## 4.2. Konkurencja

Stany Zjednoczone muszą liczyć się również z konkurencją na rynku LNG ze strony innych państw, szczególnie Australii.

### 4.2.1. Australia

Kraj ten przy niewielkiej, utrzymującej się przez lata na dość stałym poziomie konsumpcji gazu (w 2002 roku – 22,4 mld m<sup>3</sup>, w 2011 – 25,2 mld m<sup>3</sup>; od 2012 roku zużycie zaczęło spadać by w 2013 roku osiągnąć 17,9 mld m<sup>3</sup>), posiada ogromne zasoby gazu ziemnego. Wg szacunków BP jest to 3,8 bln m<sup>3</sup> (BP, 2013c), a wg szacunków EIA Australia może posiadać również 12,37 bln m<sup>3</sup> wydobywalnych zasobów gazu łupkowego (EIA, 2013a). Kraj ten już jest eksporterem gazu skroplonego: w 2013 roku eksportował 24,4 mld m<sup>3</sup> do Japonii, 4,8 mld m<sup>3</sup> do Chin, 0,8 mld m<sup>3</sup> do Korei Południowej i 0,1 mld m<sup>3</sup> na Tajwan (BP, 2014b).

Australia posiada obecnie trzy terminale skraplające o łącznej mocy 33,51 mld m<sup>3</sup> (terminal Pluto o mocy 5,93 mld m<sup>3</sup> uruchomiono w 2012 roku). Obecnie jednak budowanych jest siedem podobnych obiektów o łącznej mocy 84,24 mld m<sup>3</sup>. Wraz z ich uruchamianiem łączne moce skraplające Australii wyniosą: w 2014 roku – 45,23 mld m<sup>3</sup>, w 2015 – 89,08 mld m<sup>3</sup>, w 2016 – 112,93 mld m<sup>3</sup>, w 2017 – 117,75 mld m<sup>3</sup>. W większość z tych inwestycji zaangażowane są koncerny z Chin, Japonii i Korei Południowej (APPEA, 2014).

Według prognoz BP, Australia ma wyprzedzić Katar jako eksporter LNG w 2019 (BP, 2014a: 63); Katar w 2012 roku eksportował 105,4 mld m<sup>3</sup> LNG (BP, 2013c). Co istotne, Australia ze względu na bliskość geograficzną ma lepszy dostęp do rynku azjatyckiego. Australijski gaz skroplony będzie sprzedawany po bardzo konkurencyjnej cenie. Według niektórych ocen może być tańszy od amerykańskiego surowca

(Macdonald-Smith 2014). Na ostatnim etapie budowy części terminali kraj ten napotkał jednak problemy, które znacznie zwiększyły ich koszty. Jednoczesna budowa obiektów doprowadziła do wzrostu nakładów m.in. na fachowców (Henderson i in., 2014: 67–68). Nie zagraża to projektom, jednak może znaleźć odzwierciedlenie w cenach i skorygować w górę pierwotne szacunki (Henderson i in., 2014: 58, 60).

#### 4.2.2. Kanada

Ocenia się, że w bezpośrednim sąsiedztwie zachodniego wybrzeża Kanady zasoby gazu wynoszą 482 mld m<sup>3</sup>. Warto dodać, że część zasobów (m.in. w Quebec) nie została jeszcze dokładnie oszacowana (NEB, 2014a). Oficjalne szacunki zostały znacznie podwyższone w stosunku do tych z 2011 roku, głównie poprzez korektę zasobów na zachodzie kraju. Jednak wg niektórych ocen, same niekonwencjonalne zasoby w Kolumbii Brytyjskiej wynoszą znacznie więcej niż 2 bln m<sup>3</sup> (Henderson 2012: 9–10).

Obecnie w Kanadzie istnieje jeden terminal importowy (na wschodnim wybrzeżu), a wg stanu z września 2014 roku, w planach była budowa 17 terminali eksportowych (NRC, 2014). Szesnaście z nich miałyby powstać na zachodnim wybrzeżu (Kolumbia Brytyjska), jeden – na wschodnim (Nowa Szkocja). Jedenaście z nich (Kolumbia Brytyjska) otrzymało od władz długoletnie (20–25 lat) zezwolenia na eksport (NEB, 2014b). Kanadyjskimi projektami zainteresowane (umowy na dostawy, udziały) są już koncerny z Japonii, Korei, Chin czy Indii (Henderson 2012: 11–12, 15).

Historycznie ceny gazu w Kanadzie były bliskie cenom amerykańskim. Przez większą część okresu od 2010 roku były minimalnie niższe (Henderson 2012: 16). Mimo to, jednym z wyzwań dla Kanady będzie cena eksportowanego surowca. Rozwój infrastruktury (zarówno terminali LNG, jak i gazociągów) wymaga dużych inwestycji, wyższych niż w Stanach Zjednoczonych. Może to podwyższyć cenę eksportowanego surowca (IGU, 2013: 40) i do pewnego stopnia zniwelować przewagę wynikającą z korzystniejszego niż amerykańskie usytuowania geograficznego. Wg założeń rządowych eksport może wynieść ok. 10,32 mld m<sup>3</sup> w 2019 roku, ok. 20,65 mld m<sup>3</sup> w 2021 roku i ok. 31,02 mld m<sup>3</sup> w 2023 roku (NEB, 2014a).

#### 4.2.3. Rosja

Swoje moce eksportowe LNG rozwija również Rosja. Obecnie rosyjskie terminale na Sachalinie posiadają moce skraplające rzędu 13,2 mld m<sup>3</sup> (IGU, 2014: 54). Eksport w 2013 roku miał miejsce głów-

nie do Japonii – 11,6 mld m<sup>3</sup> oraz Korei Południowej – 2,5 mld m<sup>3</sup> (BP, 2014b). Trwa również budowa terminala na Półwyspie Jamalskim. W 2017 ma on posiadać moc eksportową 7,5 mld m<sup>3</sup>, rok później 15 mld m<sup>3</sup>, a w 2019 roku – ponad 22,5 mld m<sup>3</sup> (ibidem: 55). Pomimo bardzo trudnych warunków klimatycznych i możliwych opóźnień, różne źródła wskazują, że cena rosyjskiego LNG może być konkurencyjna (Henderson, Stern, 2014: 7; Reuters, 2013). Warto dodać, że w inwestycję zaangażowany jest chiński koncern CNPC.

Coraz większym problemem dla Rosji są wprowadzone przez Zachód sankcje gospodarcze, w związku z agresją Kremla na Ukrainę. Problemem jest blokada dostępu zarówno do nowoczesnych technologii jak i kapitału. Uderzyły one w Novatek, inwestora Jamał LNG, który ma nadzieję na większe zaangażowanie finansowe Chin (Vazard 2014). Sankcje mogą zagrozić także projektowi Władystok LNG, planowanemu przez Gazprom; tym bardziej, że koncern zamierza wybudować gazociąg łączący Syberię z Chinami (Kardaś 2014).

#### 4.2.4. Katar

Katar posiada ponad 25 bln m<sup>3</sup> zasobów gazu, zużywając rocznie jedynie ok. 26,2 mld m<sup>3</sup> (BP, 2013c) i jest obecnie największym eksporterem LNG. Moce eksportowe LNG Kataru to ok. 106,21 mld m<sup>3</sup> (IGU, 2013: 18). Katar wykorzystuje je niemal w 100%: w 2012 roku eksportował 105,4 mld m<sup>3</sup>, a w 2013 o 200 mln m<sup>3</sup> więcej. Odbiorcami katarskiego LNG w 2013 roku byli: Japonia – 21,8 mld m<sup>3</sup>; Indie – 15,3 mld m<sup>3</sup>; Korea Południowa – 18,3 mld m<sup>3</sup>; Wielka Brytania – 8,6 mld m<sup>3</sup>; Tajwan – 8,5 mld m<sup>3</sup>; Chiny – 9,2 mld m<sup>3</sup>; Włochy – 5,2 mld m<sup>3</sup>; Belgia – 3,2 mld m<sup>3</sup>; Hiszpania – 3,5 mld m<sup>3</sup>; Francja – 1,8 mld m<sup>3</sup>; Meksyk – 1,6 mld m<sup>3</sup> (BP, 2014b). W 2012 roku ok. 1 mld m<sup>3</sup> importowała też Kanada, Stany Zjednoczone i Brazylia, a nieznaczne ilości surowca także m.in. Tajlandia i Argentyna (BP, 2013c).

Mimo aż trzykrotnego wzrostu mocy skraplających w latach 2006–2011 (IGU, 2014: 9), wg prognoz Katar nie zwiększy ich w najbliższych latach (ibidem: 18). Jak zaznacza RasGas (drugi na świecie producent LNG, po Qatargas), w najbliższych latach wzrastać będzie krajowe zapotrzebowanie m.in. w związku z mistrzostwami świata w piłce nożnej w 2022. Z tego powodu RasGas zamierza m.in. we współpracy z Exxon-Mobil pracować przy projekcie gazowym Barzan (RasGas, 2014).

Wraz ze wzrostem obrotów i brakiem nowych mocy skraplających, udziały Kataru w rynku spadną, jednak wolumen eksportowanego surowca pozostanie najprawdopodobniej taki sam (co uzależnione będzie

także od popytu w Azji i Europie). Większym problemem dla Kataru niż utrata rynku będzie prawdopodobnie potrzeba obniżki cen.

#### 4.2.5. Malezja

Ważnym dostawcą gazu skroplonego na rynek azjatycki jest też Malezja. W 2013 roku eksportowała 20,3 mld m<sup>3</sup> gazu do Japonii, 5,9 mld m<sup>3</sup> do Korei Południowej, 4 mld m<sup>3</sup> na Tajwan i 3,6 mld m<sup>3</sup> do Chin (BP, 2014b), a całkowite moce skraplające tego kraju wynoszą ok. 33 mld m<sup>3</sup> (IGU, 2014: 53–54).

Niedawno jednak kraj ten uruchomił terminal importowy, by dostarczać gaz z Borneo i od dostawców zagranicznych na Półwysep Malajski, któremu zagrażają niedobory gazu (Jaipurayar 2012). Jednocześnie przedstawiciele państwowego Petronas-u zapowiadają, że kraj ten nie będzie musiał już importować LNG w 2016 roku (The Malaysian Insider, 2013).

W przeciwieństwie do Kataru Malezja w nadchodzących latach powiększy swoje moce eksportowe: w 2015 roku o 6,5 mld m<sup>3</sup>, a w 2018 roku o kolejne 2 mld m<sup>3</sup> (IGU, 2014: 55). Jednak wraz z eksportem gazu z Australii i Stanów Zjednoczonych znajdzie się w podobnej sytuacji co Katar i spotka się z silną konkurencją (Rudis 2014).

102

#### 4.2.6. Papua-Nowa Gwinea

Pierwszy papuaski terminal ukończono w maju 2014 roku. Może on eksportować 9,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, a wśród odbiorców znajdują się koncerny chińskie, tajwańskie i japońskie (PNG LNG, 2014). Już teraz mówi się o rozbudowie terminala w nadchodzących latach (Energy Intelligence, 2014).

#### 4.2.7. Indonezja

Istotnym graczem na azjatyckim rynku LNG była przez lata Indonezja. Sektor energetyczny tego kraju zmaga się jednak z dużymi problemami. W 2012 roku Indonezja eksportowała 25 mld m<sup>3</sup>, w tym 10,3 mld m<sup>3</sup> do Korei Południowej, 8,4 mld m<sup>3</sup> do Japonii, 3,3 mld m<sup>3</sup> do Chin, 2,6 mld m<sup>3</sup> do Tajwanu (BP, 2013c). Rok później (odpowiednio): 22,4 mld m<sup>3</sup>; 7,7 mld m<sup>3</sup>; 8,5 mld m<sup>3</sup>; 3,3 mld m<sup>3</sup>; 2,6 mld m<sup>3</sup> (BP, 2014b). W tym samym okresie produkcja minimalnie spadła – o 700 mln m<sup>3</sup> – a zużycie krajowe wzrosło z 35,8 mld m<sup>3</sup> do 38,4 mld m<sup>3</sup> (ibidem).

W związku z rosnącym krajowym zapotrzebowaniem od 1999 roku eksport LNG spadł o 40% (EIA, 2014c), a wg przewidywań państwowej spółki Pertamina, krajowe zapotrzebowanie na LNG wzrośnie ponad dwukrotnie do 2020 roku (Natural Gas Asia, 2014a). W 2014 roku



jeden z terminali eksportowych został przekształcony w importowy (Natural Gas Asia, 2014b), a Indonezja aktywnie zaczęła poszukiwać dostaw LNG m.in. ze Stanów Zjednoczonych (sic!) czy Mozambiku (Gronhold-Pedersen 2014; Natural Gas Asia, 2014c).

#### **4.2.8. Afryka Wschodnia**

Bardzo perspektywicznym obszarem, który dopiero pojawi się na światowej mapie LNG jest Afryka Wschodnia. Od 2010 znaczących odkryć dokonano u wybrzeży Mozambiku i Tanzanii (IGU, 2014: 20). Dotychczas udokumentowane złoża ocenia się na, odpowiednio, ponad 5 bln m<sup>3</sup> i ponad 1,4 bln m<sup>3</sup> (Maverick 2014). Potencjał dla budowy terminali eksportowych ocenia się na ponad 35 mln ton rocznie (dla porównania: w 2012 roku Katar wyeksportował ponad 77 mln ton), a istotnymi atutami krajów Wschodniej Afryki jest bliskość azjatyckiego rynku i małe zapotrzebowanie krajowe na gaz (IGU, 2014: 20–21). Niektórzy analitycy wskazują, że afrykańskie LNG może być konkurencyjne dla australijskiego, choć z drugiej strony inwestycje w terminale skraplające będą wymagały tam nakładów rzędu 20–40 mld dol. (Moran 2014; Maverick 2014).

Mozambik ma rozpocząć eksport w 2019 roku, a Tanzania dwa lata później (Moran 2014). Mozambik zawarł już wstępne kontrakty z podmiotami z m.in. Chin, Japonii, Indonezji, Indii (Reuters, 2014).

103

## **5. Amerykańskie LNG jako narzędzie polityki**

Przez dłuższy czas debata wokół eksportu amerykańskiego LNG dotyczyła kwestii ekonomicznych. Wraz z zaostrzeniem się kryzysu ukraińskiego i rosyjską aneksją Krymu coraz więcej polityków podkreślać zaczęło (geo)polityczny wymiar eksportu gazu oraz jego znaczenie dla bezpieczeństwa sojuszników.

Eksport gazu popiera m.in. Mary L. Landrieu, demokratyczna senator, szefowa senackiej komisji ds. energii i zasobów naturalnych. 25 marca 2014 roku, podczas wysłuchania argumentowała, że eksport LNG stworzy nowe miejsca pracy oraz wesprze sojuszników Waszyngtonu w Europie. Warto dodać, że pani senator znalazła się wśród osób objętych rosyjskimi sankcjami (U.S. Senate Committee on Energy & Natural Resources, 2014). Na wspomnianym wysłuchaniu obecny był Jarosław Niewierowicz, ówczesny minister energii Litwy (z pochodzenia Polak).



Opublikowany na początku 2014 roku dokument komisji Izby Reprezentantów również zdecydowanie opowiada się za eksportem LNG. Oprócz argumentów ekonomicznych, podkreśla również geopolityczne korzyści, wymieniając Rosję i Iran jako państwa, na które Stany Zjednoczone będą mogły wywierać poprzez to presję (U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce, 2014a).

Wraz z zaostrzeniem sytuacji na Ukrainie i rosyjską agresją, Komisja wezwała też do szybszego rozpatrzenia przez DoE wniosków o eksport. Jak zaznaczono „Ukraina i pozostałe kraje Europy Środkowo-Wschodniej są obecnie na łasce Rosji” (U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce, 2014b).

## 6. Podsumowanie i wnioski

Według przedstawionych szacunków eksport amerykańskiego gazu skroplonego będzie miał korzystny wpływ na krajową gospodarkę, nawet pomimo wzrostu cen energii. Firmy i obywatele amerykańscy skorzystają także na pośrednich skutkach eksportu, związanych m.in. z pobudzeniem branży stalowej czy budowniczej. Jednocześnie „przemysłowe odrodzenie” w Stanach Zjednoczonych związane z dostępem do taniego surowca ma pozostać niezagrożone przez ewentualny wzrost jego cen.

Wraz z pozytywnymi wnioskami płynącymi z raportów przygotowanych dla DoE oraz wydaniem kolejnych zezwoleń na eksport wydaje się, że przeszkody administracyjne zostaną ostatecznie usunięte. Dodatkowo sprzedaż LNG na rynki zagraniczne ułatwi finalizacja umów o wolnym handlu z Unią Europejską i krajami Azji. Dodatkowym bodźcem może być także sytuacja polityczna związana z agresywną polityką Rosji i inicjatywą Białego Domu, aby zmniejszyć rosyjskie wpływy energetyczne w Europie.

O ile w krótkim okresie perspektywa taka wydaje się mało prawdopodobna (pomimo omawianej wcześniej inicjatywy Hiszpanii, uniezależnienie od Rosji wymagałoby dużych nakładów na infrastrukturę), to dla państw takich jak Polska, czy Litwa (biorąc pod uwagę relatywnie niewielką konsumpcję w stosunku do planowanych mocy regazyfikacyjnych) tańszy gaz ze Stanów Zjednoczonych może odegrać kluczową rolę. Eksperci wskazują, że będzie on konkurencyjny względem rosyjskiego surowca (BiznesAlert, 2014a; BiznesAlert, 2014b). Stwarza to dla

Polski szansę zarówno zmniejszenia zależności od Rosji (sprowadzanie większej ilości LNG) lub obniżenia kosztów zakupu drogiego gazu z Kataru (poprzez dodanie tańszego LNG do miksu). Pozytywnym sygnałem dla Polski może być opisana obecność litewskiego ministra na senackiej komisji. Szansą dla Warszawy może być np. wspólne z Wilnem sprowadzanie LNG tak, aby obniżyć koszty – podobną taktykę zaczęły stosować m.in. koncerny japońskie (LNG World News, 2014a).

Według prognozy BP ze stycznia 2014 roku Stany Zjednoczone w 2035 roku będą eksportować 115,75 mld m<sup>3</sup> (BP, 2014a: 63). Dokładna wielkość eksportu wydaje się jednak nadal niewiadomą. Geograficzne położenie większości planowanych projektów gazyfikacyjnych (Zatoka Meksykańska) nie niesie ze sobą ograniczeń, jeśli chodzi o docelowy rynek. Dodatkowo, FERC wymienia również 12 „potencjalnych” („*identified by project sponsors*”) projektów o łącznej mocy skraplającej 164,8 mld m<sup>3</sup> z których budowa wszystkich rozważana jest w Zatoce Meksykańskiej (FERC, 2014i).

Koszt transportu LNG do Europy jest o ok. 1/3 tańszy niż na rynki azjatyckie (NERA, 2014: 137) jednak to właśnie one zdają się być dla Amerykanów najatrakcyjniejsze – głównie ze względu na rosnący popyt oraz bardzo wysokie ceny. Według BP do 2035 roku wielkość importu gazu do Azji (zarówno gazociągami jak i w formie LNG) wzrośnie ponad trzykrotnie (BP, 2014a: 57). Przyszły popyt na LNG w Azji będzie zależał od wielu czynników wpływających na zapotrzebowanie m.in. w Chinach, Japonii i Korei Południowej. Faktem jest jednak wzrost importu LNG w Azji – patrz Tabela 8 w Aneksie.

W rozważaniach na temat amerykańskiego eksportu warto pamiętać także o kluczowej roli Australii, której gaz pod względem ceny oraz wolumenu będzie najprawdopodobniej największym konkurentem amerykańskiego LNG. Korzyścią dla odbiorców może być nie tylko niższa cena samego gazu z nowych źródeł, ale również obniżenie cen przez dotychczasowych dostawców.

Dla samego eksportu ze Stanów Zjednoczonych kluczowy wydaje się okres lat 2015–2018. Można się spodziewać, że ok. 2018 roku będą już obowiązywać obydwie z negocjowanych umów o wolnym handlu. Również w tym okresie moce eksportowe Australii wzrosną do ponad 89 mld m<sup>3</sup> (2015 rok), uruchomiony może być terminal na Półwyspie Jamalskim (2017 rok, choć należy brać poprawkę na kłopoty rosyjskich koncernów), a w samych Stanach Zjednoczonych zostanie ukończonych 9 terminali eksportowych (lata 2017/18).

## Aneks

Tabela 3: Lista planowanych terminali eksportowych (wnioski o pozwolenie zgłoszone FERC)

Terminal	Lokalizacja <sup>7</sup>	Roczna moc eksportowa (mld m <sup>3</sup> ) <sup>8</sup>	Planowane otwarcie
Sabine Pass Liquefaction*	Luizjana	14,4	b.d.
Cameron*	Hackberry, Luizjana	17,5	2017/18
Freeport*	Freeport, Teksas	18,6	2017/18
Dominion Cove Point*	Lusby, Maryland	8,4	2017
Corpus Christi	Corpus Christi, Teksas	21,7	2018
Jordan Cove Energy Project	Coos Bay, Oregon	9,3	2018
Lake Charles	Lake Charles, Luizjana	24,8	2018
Oregon	Astoria, Oregon	12,9	2017
Lavaca Bay	Lavaca Bay, Teksas	14,2	2017
Elba Island	Georgia	3,6	b.d.
Sabine Pass Liquefaction	Sabine Pass, Luizjana	14,4	b.d.
Magnolia LNG	Lake Charles, Luizjana	11	b.d.
CE FLNG	Plaquemines Parish, Luizjana	11	2018
Golden Pass	Sabine Pass, Teksas	21,7	b.d.
Gulf LNG Liquefaction	Pascagoula, Missisipi	15,5	b.d.
Louisiana LNG	Plaquemines Parish, Luizjana	3,1	b.d.
Downeast LNG	Robbinston, Maine	4,6	b.d.
Cameron Parish LNG	Cameron Parish, Luizjana	14,4	b.d.
Łącznie		241,1	

Opracowanie własne na podstawie: FERC, 2014h; FERC, 2014i; FERC, 2014b; Henderson 2012: 25; Cambridge Energy, *CE FLNG Project*<sup>4</sup>.

Tabela 8: Import LNG (w mld m<sup>3</sup>) wybranych państw Azji

Kraj	2010	2012	2013
Chiny	16,3	20	24,5
Korea Południowa	44,4	49,7	54,2

<sup>4</sup> Projekty zaakceptowane przez FERC.

## EKSPORT AMERYKAŃSKIEGO GAZU...

Tajwan	14,9	16,9	17,2
Indie	12,1	20,5	17,8
<b>Łącznie</b>	<b>87,7</b>	<b>107,1</b>	<b>113,7</b>
Japonia	93,4	118,8	119
<b>Łącznie z Japonią<sup>9</sup></b>	<b>181,1</b>	<b>225,9</b>	<b>232,7</b>

Opracowanie własne na podstawie: BP, 2011; BP, 2013c; BP, 2014b.

Tabela 6 – Roczny eksport gazu dla różnych scenariuszy. Wartość w nawiasie to wielkość eksportu w przypadku braku ograniczeń eksportowych związanych z infrastrukturą. Granice przedziału stanowią najniższy i najwyższy wariant zdolności eksportowych

Sytuacja w kraju	Sytuacja międzynarodowa	Eksport w poszczególnych latach (mld m <sup>3</sup> )				
		2018	2023	2028	2033	2038
Referencyjny	Wstrząs popytowy	20,63 – 49,27 (49,27)	46,43 – 67,11 (67,11)	62,01 – 114,40 (114,40)	62,01 – 121,76 (121,76)	62,01 – 124,02 (140,73)
Referencyjny	Wstrząs popytowy/podażowy	20,63 – 60,31 (60,31)	46,43 – 89,76 (89,76)	62,01 – 4,38 (148,66)	62,01 – 124,02 (170,18)	62,01 – 124,02 (201,04)
Niskie zasoby	Wstrząs popytowy	0,28 (0,28)	0,28 (0,28)	30,86 (30,86)	33,14 (33,14)	33,14 (33,14)
Niskie zasoby	Wstrząs popytowy/podażowy	11,89 (11,89)	29,44 (29,44)	62,01 – 79,85 (79,85)	62,01 – 97,12 (97,12)	62,01 – 110,43 (110,43)
Niskie zasoby	Referencyjny	0 (0)	0 (0)	19,53 (19,53)	19,53 (19,53)	22,65 (22,65)
Duże zasoby	Wstrząs popytowy	20,63 – 124,02 (176,98)	46,43 – 124,02 (250,88)	62,01 – 124,02 (325,64)	62,01 – 124,02 (382,56)	62,01 – 124,02 (498,09)
Duże zasoby	Wstrząs popytowy/podażowy	20,63 – 124,02 (188,02)	46,43 -124,02 (274,67)	62,01 -124,02 (354,24)	62,01 – 124,02 (426,16)	62,01 – 124,02 (152,46)
Duże zasoby	Referencyjny	20,63 – 120,62 (120,62)	46,43 – 124,02 (174,14)	62,01 – 124,02 (232,19)	62,01 – 124,02 (294,49)	62,01 – 124,02 (407,76)

Opracowanie własne na podstawie: NERA, 2014: 45–48.

## Bibliografia

- APPEA (2014), *Australian LNG projects*, <http://www.appea.com.au/oil-gas-explained/operation/australian-lng-projects/> [26 marca 2014].
- Apte, Sharad, Critchlow, Julian (2012), *How shale tilts the scale*, Bain & Company, [http://www.bain.com/Images/BAIN\\_BRIEF\\_How\\_shale\\_tilts\\_the\\_scale.pdf](http://www.bain.com/Images/BAIN_BRIEF_How_shale_tilts_the_scale.pdf) [5 marca 2014].
- Arcticgas (2014), *LNG shippers await numbers for Panama Canal toll*, <http://www.arctic-gas.gov/2014/lng-shippers-await-numbers-panama-canal-toll> [31 marca 2014].
- Birnbaum, Michael (2013), *European industry flocks to U.S. to take advantage of cheaper gas*, [http://www.washingtonpost.com/world/europe/european-industry-flocks-to-cheap-us-gas/2013/04/01/454d06ea-8a2c-11e2-98d9-3012c1cd8d1e\\_story.html](http://www.washingtonpost.com/world/europe/european-industry-flocks-to-cheap-us-gas/2013/04/01/454d06ea-8a2c-11e2-98d9-3012c1cd8d1e_story.html) [31 marca 2014].
- BiznesAlert (2014a), *Hrywniak: Amerykańskie LNG będzie tańsze od rosyjskiego gazu. To się da obliczyć*, <http://biznesalert.pl/hrywniak-amerykanski-gaz-skroplony-dla-europy-za-318-dolarow/> [31 marca 2014].
- BiznesAlert (2014b), *Kublik: Gaz z USA może być konkurencyjny względem rosyjskiego*, <http://biznesalert.pl/kublik-gaz-z-usa-moze-byc-konkurencyjny-wzgledem-rosyjskiego/> [31 marca 2014].
- Bloomberg (2014), *Can the U.S. Sustain Its Natural Gas Boom?*, <http://www.bloomberg.com/infographics/2014-02-20/can-the-u-s-sustain-its-natural-gas-boom.html> [10 marca 2014].
- BP (2011), *BP Statistical Review of World Energy June 2011*, [http://www.bp.com/assets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2011/STAGING/local\\_assets/pdf/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2011.pdf](http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf) [31 marca 2014].
- BP (2013a), *BP Energy Outlook 2030* [http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/BP\\_World\\_Energy\\_Outlook\\_booklet\\_2013.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/BP_World_Energy_Outlook_booklet_2013.pdf), [22 września 2013].
- BP (2013b), *BP Statistical Review of World Energy June 2013*, [http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Energy-Economics/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_2013\\_workbook.xlsx](http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Energy-Economics/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx) [5 marca 2014].
- BP (2013c), *BP Statistical Review of World Energy June 2013*, [http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_2013.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf) [5 marca 2014].
- BP (2014a), *BP Energy Outlook 2035*, [http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/Energy-Outlook/Energy\\_Outlook\\_2035\\_booklet.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/Energy-Outlook/Energy_Outlook_2035_booklet.pdf) [24 marca 2014].
- BP (2014b), *BP Statistical Review of World Energy June 2014*, <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf> [19 listopada 2014].
- Bradner, Tim (2013), *State asks ConocoPhillips to reopen idle Kenai LNG plant*, <http://www.alaskajournal.com/Alaska-Journal-of-Commerce/September-Issue-3-2013/State-asks-ConocoPhillips-to-reopen-idle-Kenai-LNG-plant/> [14 marca 2014].
- Cambridge Energy (2014), *CE FLNG Project*, [http://ceg-ltd.com/template.php?page\\_ID=1370015183](http://ceg-ltd.com/template.php?page_ID=1370015183) [29 marca 2014].
- ConocoPhillips (2014), *Kenai Alaska LNG Exports*, <http://alaska.conocophillips.com/what-we-do/natural-gas/lng/Pages/kenai-lng-exports.aspx> [14 marca 2014].

- Corken, Heather; Gibbs, Kirstin; Johnson, Ty (2014), *LNG exports year in review: Unfreezing regulatory approvals*, Oil&Gas Financial Journal, <http://www.ogfj.com/articles/2014/01/lng-regulatory-prospects-for-2014.html> [29 marca 2014].
- Deloitte (2013a), *Exporting the American Renaissance. Global impacts of LNG exports from the United States*, [http://www.deloitte.com/assets/Dcom-UnitedStates/Local%20Assets/Documents/Energy\\_us\\_er/us\\_er\\_GlobalImpactUSLNGExports\\_AmericanRenaissance\\_Jan2013.pdf](http://www.deloitte.com/assets/Dcom-UnitedStates/Local%20Assets/Documents/Energy_us_er/us_er_GlobalImpactUSLNGExports_AmericanRenaissance_Jan2013.pdf) [21 marca 2014].
- Deloitte (2013b), *Oil and Gas Reality Check 2013*, [http://www.deloitte.com/assets/Dcom-BruneiDarussalam/Local%20Assets/Documents/oil\\_gas\\_reality\\_check\\_2013.pdf](http://www.deloitte.com/assets/Dcom-BruneiDarussalam/Local%20Assets/Documents/oil_gas_reality_check_2013.pdf) [21 marca 2014].
- Department of Energy (2013), *LNG Import & Export Terminal Map*, <http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/LNG%20Import%20%26%20Export%20Terminal%20Maps%2012-18-2012.pdf> [14 marca 2014].
- DoE (2014a), *How to Obtain Authorization to Import and/or Export Natural Gas and LNG*, <http://energy.gov/fe/services/natural-gas-regulation/how-obtain-authorization-import-and-or-export-natural-gas-and-lng>, [10 marca 2014].
- DoE (2014b), *Natural Gas Regulation*, <http://energy.gov/fe/services/natural-gas-regulation> [10 marca 2014].
- DoE (2014c), *Applications Received by DOE/FE to Export Domestically Produced LNG*, <http://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f13/Summary%20of%20LNG%20Export%20Applications.pdf> [29 marca 2014].
- DoE (2014d), *Long Term Applications Received by DOE/FE to Export Domestically Produced LNG from the Lower 48 States*, <http://energy.gov/sites/prod/files/2014/11/f19/Long%20Term%20LNG%20Export%20Concise%20Summary%20Table%2011-14-14.pdf> [19 listopada 2014].
- Douglas Channel Energy Partnership (2014), *Project Description*, <http://www.douglaschannelenergy.com/project-description.htm> [25 marca 2014].
- EIA (2006), *Annual Energy Outlook 2006*, <http://www.eia.gov/oiaf/archive/aeo06/pdf/0383%282006%29.pdf> [8 marca 2014].
- EIA (2011), *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of, U.S. Energy Information Administration*, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf> [15 września 2013].
- EIA (2012), *AEO 2012 Early Release Overview*, <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er%282012%29.pdf> [31 marca 2014].
- EIA (2013a), *Australia – analysis*, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=AS> [26 marca 2014].
- EIA (2013b), *Annual Energy Outlook 2014, early release*, <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er%282014%29.pdf> [8 marca 2014].
- EIA (2013c), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> [22 września 2013].
- EIA (2013d), *Annual Energy Outlook 2013*, <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383%282013%29.pdf> [20 marca 2014].
- EIA (2014a), *2002 Amendments to Deepwater Port Act of 1974*, [http://www.eia.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngmajorleg/amendments.html](http://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/amendments.html) [11 marca 2014].



- EIA (2014b), *Henry Hub Natural Gas Spot Price*, <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm> [31 marca 2014].
- EIA (2014c), *Indonesia's share of global LNG supply declines due to global and domestic demand growth*, <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15331> [31 marca 2014].
- Energy Intelligence (2014), *PNG's 'Four Train' LNG Upside*, <http://oilandmoney.net/interactive/agenda-topics/pngs-four-train-lng-upside/> [21 listopada 2014].
- Energy Market Authority (2013), *Liquefied Natural Gas*, <http://www.ema.gov.sg/page/109/id:49/> [24 marca 2014].
- Ernst & Young (2013), *Shale Gas. Key consideration for India*, [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Shale\\_Gas\\_-\\_Key\\_considerations\\_for\\_India/\\$FILE/EYIN1210-084-Shale-gas.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Shale_Gas_-_Key_considerations_for_India/$FILE/EYIN1210-084-Shale-gas.pdf) [25 września 2013].
- FERC (2014a), *North American LNG Import/Export Terminals. Approved*, <http://ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf> [29 marca 2014].
- <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf>
- FERC (2014b), *North American LNG Import/Export Terminals. Proposed*, <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-export-proposed.pdf> [29 marca 2014].
- FERC (2014c), *North American LNG Import/Export Terminals. Potential*, <http://ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-export-potential.pdf> [29 marca 2014].
- FERC (2014d), *Other Markets: LNG - Imports, Sendouts, & World Prices*, <http://www.ferc.gov/market-oversight/othr-mkts/lng.asp> [28 marca 2014].
- FERC (2014e), *North American LNG Import/Export Terminals*, <http://ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf> [14 marca 2014].
- FERC (2014f), <http://ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-proposed-potential-export.pdf> [14 marca 2014].
- FERC (2014g), *Natural Gas Markets: National Overview*, <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-gas/overview.asp> [29 marca 2014].
- FERC (2014h), *North American LNG Import/Export Terminals. Approved*, <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf> [19 listopada 2014].
- FERC (2014i), *North American LNG Export Terminals. Potential*, <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-export-potential.pdf> [21 listopada 2014].
- Gas Infrastructure Europe (2013), *GLE LNG Investment Database*, [http://www.gie.eu/download/maps/2013/GLE%20Investment%20Database\\_%202005-2022\\_July%202013\\_final.xlsx](http://www.gie.eu/download/maps/2013/GLE%20Investment%20Database_%202005-2022_July%202013_final.xlsx) [31 marca 2014].
- Gronhold-Pedersen, Jacob (2014), *Indonesia's Pertamina seeks US LNG supply, shale equity*, Reuters, <http://uk.reuters.com/article/2014/09/30/indonesia-pertamina-lng-idUKL3N0RV3AF20140930?rpc=401> [21 listopada 2014].
- Henderson, James (2012), *The Potential Impact of North American LNG Exports*, The Oxford Institute for Energy Studies, <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/10/NG-68.pdf> [14 marca 2014].
- Henderson, James, Stern, Jonathan (2014), *The Potential Impact on Asia Gas Markets of Russia's Eastern Gas Strategy*, The Oxford Institute for Energy Studies, <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/02/The-Potential-Impact-on-Asia-Gas-Markets-of-Russias-Eastern-Gas-Strategy-GPC2-.pdf> [31 marca 2014].
- Hyndle-Hussein, Joanna (2014), *Litewski terminal LNG – Independence?*, OSW, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2014-11-05/litewski-terminal-lng-independence> [19 listopada 2014].



- ICF (2013), *U.S. LNG Exports: State-Level Impacts on Energy Markets and the Economy*, <http://www.api.org/news-and-media/news/newsitems/2013/nov-2013/~media/Files/Policy/LNG-Exports/API-State-Level-LNG-Export-Report-by-ICF.pdf> [20 marca 2014].
- IGU - International Gas Union (2013), *World LNG Report – 2013 Edition*, [http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/IGU\\_world\\_LNG\\_report\\_2013.pdf](http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/IGU_world_LNG_report_2013.pdf) [24 marca 2014].
- IGU - International Gas Union (2014), *World LNG Report – 2014 Edition*, <http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/igu-world-lng-report-2014-edition.pdf> [28 marca 2014].
- ITA - International Trade Administration (2014), *Free Trade Agreements*, <http://trade.gov/fta/> [15 marca 2014].
- Jacobs, Justin (2014), *Panama Canal deadlock threatens new US-Asia energy trade*, *Petroleum Economist*, <http://www.petroleum-economist.com/Article/3306882/South-America/Panama-Canal-deadlock-threatens-new-US-Asia-energy-trade.html> [31 marca 2014].
- Jaipurayar, Mriganka (2012), *Malaysia's Petronas delays startup of Melaka LNG import terminal to Q2 2013*, *Platts* <http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/singapore/malysias-petronas-delays-startup-of-melaka-lng-7286807> [31 marca 2014].
- Kardaś, Szymon (2014), „*Nowe*” *rosyjsko-chińskie ustalenia energetyczne*, *OSW*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2014-11-19/nowe-rosyjsko-chinskie-ustalenia-energetyczne> [20 listopada 2014].
- KLNG (2014), *Kitimat LNG*, <http://www.kitimatlngfacility.com/> [25 marca 2014].
- LNG Canada (2014), *A significant project for British Columbia*, <http://lngcanada.ca/our-business/project-overview/> [25 marca 2014].
- LNG World News (2014a), *TEPCO, Chubu Electric to jointly import LNG*, <http://www.lngworldnews.com/tepcoco-chubu-electric-to-jointly-import-lng/> [21 listopada 2014].
- LNG World News (2014b)**, *LNG exports may further boost US small business growth, report says*, <http://www.lngworldnews.com/lng-exports-may-further-boost-us-small-business-growth-report-says/> [21 listopada 2014].
- Latin American Herald Tribune (2014), *Dominican Republic Inaugurates Latin America's First LNG Distribution Terminal*, <http://www.laht.com/article.asp?ArticleId=351552&CategoryId=14092> [15 marca 2014].
- Lewis, Guy; Smith, Trevor; Perry, Kent F. (2014), *Doświadczenia rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Stanach Zjednoczonych [w:] Instytut Kościuszki Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje*, 2011 [http://ik.org.pl/cms/wp-content/uploads/2011/09/Instytut\\_Kosciuszki\\_GNK\\_report\\_29.08.2011.pdf](http://ik.org.pl/cms/wp-content/uploads/2011/09/Instytut_Kosciuszki_GNK_report_29.08.2011.pdf) [3 marca 2014].
- Macdonald-Smith, Angela (2014), *RISC Advisory: Australian liquefied natural gas exports may be cheaper for Asia than US* <http://www.smh.com.au/business/risc-advisory-australian-liquefied-natural-gas-exports-may-be-cheaper-for-asia-than-us-20140112-30oqy.html> [26 marca 2014].
- Malinowski, Dariusz (2014), *Litwa chce importować LNG z USA*, *Wirtualny Nowy Przemysł*, [http://gazownictwo.wnp.pl/litwa-chce-importowac-lng-z-usa,221361\\_1\\_0\\_0.html](http://gazownictwo.wnp.pl/litwa-chce-importowac-lng-z-usa,221361_1_0_0.html) [31 marca 2014].
- Maverick, Tim (2014) *Striking It Rich in East Africa*, *Wall Street Daily*, <http://www.wallstreetdaily.com/2014/09/18/lng-east-africa/> [21 listopada 2014].

- Moran, Jacinta (2014) *East Africa must avoid LNG delays to compete with rivals*, Platts, <http://blogs.platts.com/2014/07/18/mozambique-tanzania-lng/> [21 listopada 2014].
- Natural Gas Asia (2014a), *Pertamina Expects Indonesian LNG Demand to More Than Double by 2020*, <http://www.naturalgasasia.com/pertamina-expects-indonesian-lng-demand-to-more-than-double-by-2020-13790> [21 listopada 2014].
- Natural Gas Asia (2014b), *Indonesia's Arun LNG Plant Turns into Import Terminal* <http://www.naturalgasasia.com/indonesias-arun-lng-plant-turns-into-import-terminal-13804> [21 listopada 2014].
- Natural Gas Asia (2014c) *Indonesia Plans LNG Imports from Mozambique*, <http://www.naturalgasasia.com/indonesia-plans-lng-imports-from-mozambique-13838> [21 listopada 2014].
- Natural Gas Asia (2014d), *Singapore to Develop Second LNG Terminal*, <http://www.naturalgasasia.com/singapore-to-develop-second-lng-terminal-11843> [24 marca 2014].
- NEB (2014a), National Energy Board, *Canada's Energy Future 2013 – Energy Supply and Demand Projections to 2035 – an Energy Market Assessment*, <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgrnfmtn/nrgyrprt/nrgyfr/2013/nrgfr2013-eng.html#s6> [26 marca 2014].
- NEB (2014b), National Energy Board, *LNG Export License Applications*, <http://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/lngxprtenc/index-eng.html> [20 listopada 2014].
- NRC (2014), National Resources Canada, *Canadian LNG Projects*, <https://www.nrcan.gc.ca/energy/natural-gas/5683> [20 listopada 2014].
- NERA (2014), *Updated Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States*, [http://www.nera.com/nera-files/PUB\\_LNG\\_Update\\_0214.pdf](http://www.nera.com/nera-files/PUB_LNG_Update_0214.pdf) [20 marca 2014].
- NYSDEC (2014), The New York State Department of Environmental Conservation, *New York's oil and natural gas history – a long story, but not the final chapter*, [http://www.dec.ny.gov/docs/materials\\_minerals\\_pdf/nyserda2.pdf](http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/nyserda2.pdf) [5 marca 2014].
- Orlen (2010), *Gaz lupkowy. Podstawowe informacje*, [http://www.orlen.pl/PL/CENTRUM-PRASOWE/Publikacje/Documents/gaz\\_lupkowy\\_www.pdf](http://www.orlen.pl/PL/CENTRUM-PRASOWE/Publikacje/Documents/gaz_lupkowy_www.pdf) [3 marca 2014].
- PAP (2013), *Polska liczy na tani gaz z USA dzięki umowie o wolnym handlu*, *Centrum Informacji o Rynku Energii*, <http://www.cire.pl/item,75496,1,0,0,0,0,polska-liczy-na-tani-gaz-z-usa-dzieki-umowie-o-wolnym-handlu.html> [31 marca 2014].
- PAP (2014a), *Obama: USA i UE gotowe do izolacji Rosji za jej działania na Krymie*, [http://www.pap.pl/palio/html.run?\\_Instance=cms\\_www.pap.pl&\\_PageID=1&s=infopakiet&dz=swiat&idNewsComp=&filename=&idnews=154731&d\\_ata=&status=biezace&\\_Checksum=1782381491](http://www.pap.pl/palio/html.run?_Instance=cms_www.pap.pl&_PageID=1&s=infopakiet&dz=swiat&idNewsComp=&filename=&idnews=154731&d_ata=&status=biezace&_Checksum=1782381491) [31 marca 2014].
- PAP (2014b), *„FT”: Hiszpania chce być alternatywą dla dostaw rosyjskiego gazu do UE*, *Gazeta Wyborcza*, [http://wyborcza.pl/1,91446,15702837,\\_FT\\_\\_Hiszpania\\_chce\\_byc\\_alternatywa\\_dla\\_dostaw\\_rosyjskiego.html](http://wyborcza.pl/1,91446,15702837,_FT__Hiszpania_chce_byc_alternatywa_dla_dostaw_rosyjskiego.html) [31 marca 2014].
- PNG LNG (2014), *About PNG LNG*, <http://pnglng.com/project/about> [21 listopada 2014].
- Polskie LNG S.A. (2014), *Terminal LNG w Polsce*, <http://www.polskielng.pl/lng/terminal-lng-w-polsce/> [24 marca 2014].
- Polskie Radio (2014), *PGNiG chce renegotjować niekorzystny kontrakt z Katarzem*, <http://www.polskieradio.pl/42/273/Artykul/1057073,PGNiG-chce-renegocjowac-niekorzystny-kontrakt-z-Katarzem>, [24 marca 2014].

- PV Gas (2014), *Gas Importation*, <http://www.pvgas.com.vn/product-and-service/services/gas-import> [24 marca 2014].
- PwC (2011), *Shale Gas. A renaissance in US manufacturing?*, [http://www.pwc.com/en\\_US/us/industrial-products/assets/pwc-shale-gas-us-manufacturing-renaissance.pdf](http://www.pwc.com/en_US/us/industrial-products/assets/pwc-shale-gas-us-manufacturing-renaissance.pdf) [6 marca 2014].
- RasGas (2014), *Barzan Gas Project*, <http://www.rasgas.com/Operations/BarzanGasProject.html> [28 marca 2014].
- Reuters (2013), *Russia's Yamal LNG competitive despite rising costs*, <http://www.reuters.com/article/2013/12/20/russia-novatek-costs-idUSL6N0JZ1K220131220> [31 marca 2014].
- Reuters (2014), *EXCLUSIVE-Asian buyers line up for Mozambican LNG with new deals*, <http://uk.reuters.com/article/2014/10/30/mozambique-lng-anadarko-petrol-idUKL6N0S00LP20141030> [21 listopada 2014].
- Rudis, Giedrius (2014), *Australia to Fuel Liquefied Natural Gas Competition in the East*, *Euromonitor International*, <http://blog.euromonitor.com/2014/01/australia-to-fuel-liquefied-natural-gas-competition-in-the-east.html> [31 marca 2014].
- Tarnawski, Marcin (2011), *Wpływ amerykańskiej rewolucji gazowej na międzynarodowe rynki – implikacje ekonomiczne i polityczne oraz znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego* [w:] Instytut Kościuszki, *Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje*, 2011 [online] [http://ik.org.pl/cms/wp-content/uploads/2011/09/Instytut\\_Kosciuszki\\_GNK\\_raport\\_29.08.2011.pdf](http://ik.org.pl/cms/wp-content/uploads/2011/09/Instytut_Kosciuszki_GNK_raport_29.08.2011.pdf) [3 marca 2014].
- The Malaysian Insider (2013), *Malaysia to be LNG import-free nation by 2016, says Petronas*, <http://www.themalaysianinsider.com/business/article/malaysia-to-be-lng-import-free-nation-by-2016-says-petronas> [31 marca 2014].
- U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce (2014a), *Prosperity at Home and Strengthened Allies Abroad – A Global Perspective on Natural Gas Exports*, <http://energycommerce.house.gov/sites/republicans.energycommerce.house.gov/files/analysis/20140204LNGexports.pdf> [21 listopada 2014].
- U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce (2014b), *Gardner Introduces Bill to Expedite U.S. LNG Exports in Wake of Russian Aggression*, <http://energycommerce.house.gov/press-release/gardner-introduces-bill-expedite-us-lng-exports-wake-russian-aggression> [21 listopada 2014].
- U.S. Senate Committee on Energy & Natural Resources (2014), *Landrieu: Natural Gas Exports Will Create Thousands of High-Paying Jobs, Support U.S. Allies*, <http://www.energy.senate.gov/public/index.cfm/democratic-news?ID=45a447e8-d272-4144-b144-8bf1e18f86cb> [21 listopada 2014].
- Yanagisawa, Akira (2013), *Impacts of shale gas revolution on natural gas and coal demand*, <http://eneken.ieej.or.jp/data/4687.pdf> [6 marca 2014].
- Vazard, Juliette (2014), *Western sanctions' impact on Yamal LNG project*, *The Oil & Gas Post*, <http://www.oilgaspost.com/2014/08/21/western-sanctions-impact-yamal-lng-project/> [20 listopada 2014].
- Vukmanovic, Oleg (2014), *Reuters*, <http://www.reuters.com/article/2014/01/24/us-lng-sales-idUSBREA0N0XS20140124> [25 marca 2014].



**Bartosz Bielizczuk** – Alumni of Tischner European University and Jagiellonian University (political science), scholarship holder at the University of Helsinki. Member of the Jagiellonian Club. Main interests: energy security & markets, Polish (foreign) policy and geopolitics.

## **Abstract**

American shale gas revolution determined the US gas demand and consumption. The vast commercial gas production could strengthen the US export and influence the gas prices in the international markets. Some significant developments are expected in 2015–2018 and are connected with e.g. launching 9 export LNG terminals in US, increase of gas export capacity up to 89 billion m<sup>3</sup> in Australia, or launching gas terminal in the Yamal Peninsula.

## **Key words**

LNG, United States, energy