

Maciej Matczak¹

Możliwości rozwojowe oraz rola terminala LNG w Świnoujściu na rynku gazowym Bałtyku oraz Europy północnej i wschodniej

Wstęp

Terminal LNG w Świnoujściu jest największą inwestycją portową ostatnich dziesięcioleci. Co więcej, jest to inwestycja wprowadzająca nowy ładunek oraz związaną z nim technologię do krajowego sektora portowego. Pomimo tego, że główną przesłanką decydującą o realizacji inwestycji były względy geopolityczne i strategiczne (zapewnienie dywersyfikacji źródeł surowców energetycznych dla Polski) istotnym wyzwaniem jest określenie możliwości rynkowego wykorzystania terminala w Świnoujściu. Dotyczy to zarówno roli jaką terminal będzie spełniał w tym rejonie Europy, zarówno z punktu widzenia technicznego, jak i handlowego. Bez wątplenia, jako główny obszar wykorzystania obiektu wskazać można dostawy gazu sieciowego na krajowy rynek (import), jednakże w ostatnim czasie pojawia się coraz więcej alternatywnych możliwości zatrudnienia dla terminalu.

Projekt – Terminal LNG Świnoujście

W sierpniu 2008 roku Rząd Polski podjął uchwałę, w której budowa terminalu LNG uznana została za inwestycję strategiczną dla interesu naszego kraju. Przesłanką takiej decyzji był plan dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego oraz zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego Polski. Po wstępnych analizach lokalizacyjnych, jako optymalne miejsce realizacji projektu wybrano Świnoujście. Prace nad projektem technicznym terminalu zakończono w 2009 roku, a rok później podpisana została umowa z wykonawcą projektu².

Zakończenie budowy terminala planowane jest na 30 czerwca 2014 roku. Terminal LNG w Świnoujściu pozwoli na odbiór 5 mld m³ gazu ziemnego rocznie. Jednocześnie istnieje możliwość zwiększenia zdolności operacyjnej do 7,5 mld m³, bez konieczności powiększania terenu, na którym jest on zlokalizowany. Podstawowymi planowanymi elementami funkcjonalnymi terminala są:

- Pirs wyposażony w stanowisko rozładunkowe oraz instalacje bezpieczeństwa (głębokość akwenów portowych wynosząca 14,5 metra),
- Dwa zbiorniki na LNG o pojemności 160 tys. metrów sześciennych każdy,
- Stacja regazyfikacji LNG.

Infrastruktura portowa umożliwi obsługę statków zbiornikowych LNG o wielkości od 90 do 200 tys. m³ pojemności i zanurzeniu do 12,5 metra.

Można więc przyjąć dla dalszych celów analitycznych, że poziom podaży rynkowej odnoszącej się do usług przeładunku, magazynowania i regazyfikacji wynosi 5 mld m³ rocznie.

Warto również podkreślić, że terminal LNG w Świnoujściu jest pierwszym, dużym terminalem gazowym budowanym na Morzu Bałtyckim³, co jest szczególnie istotne w odniesieniu do jego późniejszej strategicznej pozycji na bałtyckim rynku gazowym.

Potrzeby konsumpcyjne gazu w Polsce

Obecnie zużywane jest w Polsce około 15,4 mln m³ gazu rocznie⁴. Z tego, produkcja krajowa wynosi 4,3 mld m³, a reszta to import, głównie z Rosji (9,3 mld m³). Analiza prognoz wydobycia, konsumpcji i importu gazu ziemnego (tab. 1) wskazuje na systematyczny wzrost popytu przy stabilnym poziomie wielkości wydobycia. Zużycie gazu powinno wynieść od 15,12 mld

¹ Dr Maciej Matczak, Akademia Morska w Gdyni

² Konsorcjum: Saipem S.p.A. (Włochy) – Saipem SA (Francja) – Techint Compagnia Technica Internazionale S.p.A. (Włochy) – Snamprogetti Canada Inc. (Kanada) – PBG SA (Polska) – PBG Export Sp. z o.o. (Polska)

³ Obecnie na Bałtyku działa tylko jeden niewielki (ok. 0,5 mld m³ rocznie) terminal LNG w szwedzkim porcie Nynashamn.

⁴ Dane dla 2011 roku. *BP Statistical Review of World Energy June 2012*. bp.com/statisticalreview (13.08.2012)

m³ (Komisja Europejska) do 16,33 mld m³ (Agencja Rynku Energii) w 2020 roku. Inne analizy wskazują, że konsumpcja gazu w Polsce w 2020 roku będzie wynosić 17,1 mld m³ (*Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*⁵), a nawet będzie nie mniejsza niż 18 mld m³ (PGNiG⁶).

Zakładając więc, że krajowe wydobycie pozostanie na stałym poziomie wynoszącym ok. 4 mld m³ gazu, potrzeby importowe wyniosą od 10 do 12 mld m³.

Tabela 1. Prognoza wydobycia, konsumpcji i importu gazu ziemnego w Polsce (mld m³)

		2015	2020
1.	Wydobycie gazu ziemnego ARE ⁷ 2009	4,63	4,63
2.	Konsumpcja gazu ziemnego ARE 2009	14,44	16,33
3.	Import netto gazu ziemnego ARE 2009	9,94	11,6
4th	Wydobycie gazu ziemnego KE ⁸ 2009	3,44	3,10
5.	Konsumpcja gazu ziemnego KE 2009	15,6	15,12
6.	Import netto gazu ziemnego KE 2009	12,17	12,05

Źródło: Kaliski, M. Krupa, A. Sikora, *Rynek LNG w Europie a niekonwencjonalne źródła gazu ziemnego*. Konferencja OIL-GAS AGH²⁰¹⁰

Podstawowym źródłem zaopatrzenia krajowej gospodarki w surowiec do 2022 roku będzie gaz rosyjski, co wynika z umowy pomiędzy Polską, a Rosją (tzw. Kontrakt Jamalski)⁹. Umowa ta przewiduje przesyłanie 9,77 mld m³ gazu rocznie. Ilość ta może być jednak zwiększona¹⁰. Zakładając jednak, że strona Polska ograniczy się do ilości kontraktowych, można wskazać na braki w imporcie na poziomie od 1,35 mld m³ do nawet 4,23 mld m³ gazu naturalnego w 2020 roku. Jest to potencjalny obszar aktywizacji dostaw w technologii LNG. Podkreślić jednak należy, że o dostawy te konkurować będą także inne sposoby importu gazu, szczególnie transport rurociągowy realizowany ze strony państw Unii Europejskiej (głównie Niemiec).

Zaprezentowane wyżej kalkulacje znajdują potwierdzenie w działaniach dotyczących eksploatacji terminalu LNG w Świnoujściu. Dnia 29 czerwca 2009

roku została bowiem podpisana umowa pomiędzy PGNiG a Qatargas Operating Company Ltd. (*Qatargas*) na dostawy skroplonego gazu ziemnego z Kataru do Polski¹¹. Umowa obejmująca okres 20 lat (od 2014 do 2034 roku) przewiduje dostarczanie 1 mln ton LNG rocznie – ok. 1,5 mld m³ – do terminalu gazowego w Świnoujściu przy pomocy nowej klasy gazowców Q-Flex o pojemności 216 000 m³. Dostawy będą realizowane na zasadzie Ex-Ship. Umowa ma charakter *Take-or-Pay (ToP)*¹². Pierwsza dostawa ma się odbyć między czerwcem a grudniem 2014 roku. Wartość kontraktu wyniesie około 550 mln USD rocznie, w zależności od ceny ropy i formuły cenowej. Zakłada się również realizowanie dostaw dodatkowego 1 mld m³ LNG z Kataru w ramach rynku kontraktów krótkoterminowych (*spot/short-term*) w zależności od zapotrzebowania. Strony nie wykluczają również możliwości zwiększenia dostaw.

Można więc wskazać, że prognozy rozwoju, zarówno produkcji, zapotrzebowania, jak i importu rurociągowego gazu naturalnego do Polski wskazują, że gaz dostarczany na mocy kontraktu katarskiego (1,5 mld m³) powinien być wchłonięty przez krajowy rynek w całości (braki w podaży w 2015 roku na poziomie 1,83 mld m³).

Przedstawiony wyżej bilans produkcji, konsumpcji i importu gazu ziemnego do Polski wskazuje, że wykorzystanie terminala LNG w Świnoujściu będzie w najbliższych latach wynosić około 30% jego możliwości operacyjnych. Biorąc pod uwagę zarówno efektywność techniczną, jak i ekonomiczną inwestycji kluczowym staje się poszukiwanie nowych rynków, zarówno krajowych, jak i zagranicznych, dla LNG oraz gazu uzyskanego w procesach regazyfikacji. Wśród najważniejszych obszarów, które stanowić mogą potencjalny obszar aktywizacji terminala LNG w Świnoujściu, oraz przyczyn ich powstania, wskazać można:

- Sprzedaż LNG jako paliwo do statków morskich – nowe wymagania dotyczące emisji tlenków siarki na Bałtyku,
- Dystrybucja morska LNG do odbiorców bałtyckich – dywersyfikacja źródeł surowców energetycznych.

⁵ Załącznik 2 do "Polityki energetycznej Polski do 2030 roku". Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10.11.2009 r.

⁶ http://gazownictwo.wnp.pl/zuzycie-gazu-w-polsce-w-2020-r-maby-nie-mniejsze-niz-18-mld-m-szesc,140868_1_0_0.html

⁷ Agencja Rynku Energii SA

⁸ *EU energy trends to 2030. Update 2009*. DG Energy, Komisja Europejska 2009.

⁹ *Jest umowa w sprawie dostaw gazu*.

<http://www.rp.pl/artukul/550682.html>

¹⁰ http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/498272,jest_aneks_do_kontraktu_jamalskiego_polska_będzie_mogła_odebrać_większą_ilosc_gazu.html

¹¹ http://msp.gov.pl/portals/pl/29/6738/Umowa_na_dostawy_gazu_do_Polski_z_Kataru_podpisana.html (6.07.2011)

¹² Odbiorca musi płać za zakontraktowany gaz nawet jeśli go nie odbierze.

- Reeksport gazu oraz LNG drogą lądową do państw sąsiednich – dywersyfikacja źródeł surowców energetycznych,
- Inne możliwości dystrybucji gazu i LNG.
- Świnoujście jako terminal eksportowy polskiego gazu pochodzącego ze złóż łupkowych.
- wykorzystaniu alternatywnych paliw, gdzie szczególnego znaczenia nabiera LNG.

Bałtyk w strefie SECA

Morze Bałtyckie jest jednym z najintensywniej wykorzystywanych akwenów żeglugowych na świecie, co związane jest z występującymi tutaj licznymi liniami promowymi, serwisami kontenerowymi, a także żeglugą masową obsługująca strumień surowców energetycznych (ropa, węgiel) eksportowanych z Rosji. Intensywność ta, wraz z zamkniętym charakterem akwenu powoduje występowanie wielu konfliktów i zagrożeń środowiskowych. W związku z tym w 2005 roku Morze Bałtyckie zostało włączone do Obszaru Kontroli Emisji Siarki (SECA – *Sulphur Emission Control Area*). Jest to jeden z obszarów¹³ ustanowionych przez Załącznik VI Konwencji MARPOL, dla którego przyjęto specjalne obostrzone przepisy dotyczące zapobiegania, redukcji i kontroli zanieczyszczenia powietrza m.in. przez tlenki siarki (SO_x). Zawartość siarki w paliwie wykorzystywanym przez statki eksploatowane na obszarze SECA, od 1 lipca 2010 roku, nie powinna przekraczać 1,0% na jednostkę masy (poza obszarem zawartość ta nie powinna przekraczać 3,5%).

Występujące aktualnie normy nie powodują jednak istotnego wpływu na strukturę rodzajową paliw wykorzystywanych w żegludze bałtyckiej. Statki wykorzystują bowiem aktualnie paliwa ciężkie (HFO/IFO) o obniżonej (<1%) zawartości siarki.

Istotnym wyzwaniem są jednak regulacje dotyczące obszaru SECA, a odnoszące się do przyszłych okresów. Zgodnie z Załącznikiem IV do Konwencji, od 1 stycznia 2015 roku zawartość siarki w paliwie statkowym ma być obniżona dziesięciokrotnie, do poziomu 0,1% (dla akwenów poza SECA limit ma być obniżony do 0,5% od 2020 roku). Oznacza to konieczność poszukiwania sposobów na obniżenie poziomu emisji, co może być uzyskane dzięki:

- wykorzystaniu tradycyjnych ale czystych paliw statkowych (MGO, MDO);
- wykorzystanie instalacji odsiarczania spalin na statkach pływających w SECA;

W odniesieniu do pierwszego przypadku można wskazać, że bałtyckie statki będą musiały stosować drogie paliwa destylacyjne - olej napędowy żeglugowy (MGO – *Marine Gas Oil*) lub też olej żeglugowy typu diesel (MDO – *Marine Diesel Oil*). Dla porównania wskazać można, że paliwa ciężkie o zawartości siarki nie przekraczającej 1% stosowane obecnie w obszarze SECA kosztują około 700 USD/tonę, natomiast cena MGO wynosi 1050 USD/tonę (Dane z 17 września 2012 roku)¹⁴. Biorąc pod uwagę wysoki udział kosztów paliwa w kosztach eksploatacji statków¹⁵, wskazać również można, że planowane zmiany przyczynią się do podniesienia żeglugowych stawek frachtowych o około 40% (tabela 2). Co więcej, wskazuje się na brak odpowiednich mocy produkcyjnych europejskich rafinerii związanych z wytwarzaniem MGO/MDO, co może wywołać dalszą presję na wzrost cen.

Tabela 2. Wzrost stawek frachtowych ze względu na konieczność stosowania paliw o zawartości siarki nie przekraczającej 0,1% masy jednostkowej.

	Typ ładunku	Wzrost stawek frachtowych
1	Kontener	44-51%
2	Papier	35-40%
3	Samochód ciężarowy	35-41%
4	Samochód osobowy	35-41%
5	Ropa	28-32%
6	Ładunek masowy	39-44%
7	Drewno	35-40%
8	Stal	35-40%

Źródło: *Sulphur content in ships bunker fuel in 2015 A study on the impacts of the new IMO regulations on transportation costs*, Ministry of Transport and Communication in Finland, Helsinki, 2009

Podobny efekt przyniesie również drugie ze wskazanych rozwiązań. Pomimo tego, że instalacje odsiarczania spalin (tzw. skrubery) są powszechnie wykorzystywane w instalacjach lądowych technologia ta nie jest jeszcze popularna w żegludze morskiej. Obecnie tego typu urządzenia oferuje między innymi firma Wärtsilä, która w grudniu 2010 roku otrzymała pierwsze komercyjne zamówienie na skruber statkowy. W 2011 roku urządzenie zostało zainstalowane na kontenerowcu fińskiego armatora Containerships Ltd Oy¹⁶.

¹⁴ <http://www.bunkerworld.com/> (17.09.2012)

¹⁵ Dla statków kontenerowych koszty paliwa stanowią około 54% całkowitych kosztów, dla drobnicowców 38%, dla masowców 40%, dla tankowców 33%, dla statków typu ro-ro – 36%, a dla promów pasażersko – samochodowych (ro-pax) 30%.

¹⁶ <http://www.wartsila.com/en/references/Containerships-VII> (17.09.2012)

¹³ Oprócz tego ustanowiono obszary kontroli emisji tlenków azotu oraz emisji cząsteczek stałych.

Szacowane koszty takiej instalacji to około milion dolarów.

Ostatnim rozwiązaniem, szczególnie ważnym z punktu widzenia aktywizacji terminala LNG w Świnoujściu jest wykorzystanie do napędu statków, czy tego ekologicznie paliwa jakim jest właśnie LNG (tabela 3). Na świecie jest obecnie w eksploatacji ponad 20 jednostek (innych niż statki do przewozu skroplonego gazu ziemnego), które jako paliwo wykorzystują LNG. Znakomita większość tego typu statków eksploatowana jest na wodach Norwegii i są to głównie nieduże jednostki, wśród których można wyróżnić: promy pasażersko – samochodowe, holowniki, statki patrolowe, czy też jednostki offshore. Można więc powiedzieć, że jest to już sprawdzona technologia.

Tabela 3. Szacunkowe wielkości emisji SOx powstałych w wyniku spalania tradycyjnych paliw i LNG.

	Typ paliwa	SOx (g/kWh)
1	HFO (zawartość siarki 3,5%)	13
2	MDO (zawartość siarki 0,5%)	2
3	MGO (zawartość siarki 0,1%)	0,4
4	LNG	0

Źródło: Sulphur content in ships bunker fuel in 2015 A study on the impacts of the new IMO regulations on transportation costs, Ministry of Transport and Communication in Finland, Helsinki, 2009

Zastosowanie zasilania statków LNG może być efektem zmian konstrukcyjnych już eksploatowanych statków (zastosowanie alternatywnego zasilania w tradycyjnym silniku) lub modernizacji floty przewozowej. Przykładem nowoczesnej jednostki pływającej zasilanej LNG, która ma operować na Bałtyku jest prom ro-ro (*M/S Viking Grace*) budowany przez firmę Viking Line¹⁷. Silnik LNG ma być również zastosowany na nowych statkach ro-ro norweskiego armatora Sea Cargo¹⁸.

Podstawowym mankamentem wykorzystania LNG jako paliwa statkowego jest znacznie większa niż w przypadku tradycyjnych paliw okrętowych wymagana przestrzeń na zbiorniki paliwowe, izolacje oraz instalacje LNG. Objętość samych zbiorników musi być około 1,8 razy większa niż zbiorników na MDO. Dodając do tego izolacje oraz instalacje można wskazać, że wymagana przestrzeń musi być ok. 4 razy większa¹⁹. LNG jako paliwo będzie więc najprawdopodobniej wykorzystywane przede wszystkim przez statki operu-

jące na krótkich dystansach, co doskonale wpisuje się w bałtyckie potrzeby rynku promowego, ro-ro i kontenerowego.

LNG jako paliwo dla bałtyckiej żeglugi

Zgodnie z szacunkami obecnie eksploatowana na Bałtyku flota statków kontenerowych (139 jednostek o średniej pojemności 1021 TEU)²⁰, promowych (105 jednostek o średniej wielkości 27,5 tys. GT) i ro-ro (63 jednostki o średniej wielkości 18,4 tys. GT)²¹ wynosi łącznie 307 jednostek. Wszystkie te statki podlegać będą nowym regulacjom odnoszącym się do obszaru SECA, co oznacza konieczność zastosowania określonych rozwiązań ograniczających emisję tlenków siarki. Można więc przyjąć, że część z nich, w ramach modernizacji floty, zastąpiona zostanie jednostkami napędzanymi LNG. Niezmiernie trudno jest dzisiaj określić, jaka część statków zostanie w ten sposób wymieniona. Zakładając jednak, że tego typu rozwiązanie dotyczyć będzie 1/3 floty (LNG to jedna z trzech analizowanych technologii) można przypuszczać, że około stu statków napędzanych przez LNG powinno pojawić się na wodach Bałtyku w przyszłości.

Chcąc oszacować średnie, roczne zużycie paliwa²² wykorzystane zostaną wzorcowe jednostki pływające (tabela 4).

Tabela 4. Wzorcowe jednostki pływające dla rynku bałtyckiego.

		typ	GT/TEU	kW	Dobowe zużycie
1	<i>Celtic Horizon</i>	prom	26 900 GT	22900	74,7
2	<i>Meera</i>	kont.	907 TEU	8400	27,4
3	<i>Louise Russ</i>	ro-ro	18265 GT	16800	54,8

Źródło: Opracowanie własne

Zakładając więc, że liczba nowych jednostek napędzanych LNG wyniesie odpowiednio: 35 dla promów ro-ro, 21 dla statków ro-ro oraz 46 dla kontenerowców, a średni udział czasu pobytu statku w

¹⁷ <http://www.vikingline.fi/onboard/newbuilding/> (17.09.2012)

¹⁸ http://www.sea-cargo.no/produktark_SC_Newbuilding2.pdf (17.09.2012)

¹⁹ *Natural gas for ship propulsion in Denmark - Possibilities for using LNG and CNG on ferry and cargo router*, Danish Ministry of the Environment, 2010

²⁰ M. Matczak: *Baltic Container Outlook 2011*. Actia Forum Ltd 2011

²¹ M. Błuś: *A highly specialized market*. "Baltic Transport Journal", 3/2011.

²² Obliczono średnie dobowe zużycie paliwa (ton/dobę) wykorzystując wzór: $FC = SFC[g/kWh] * P [kW] * 24/10^6$. Założono również zużycie jednostkowe paliwa (SFC) na poziomie 170 g/kWh, a także 80% obciążenie silnika. Por. *Container Ship Speed Matters*. Lloyd's Register, September 2008 r.

pocie to 30%, można wskazać, że popyt na LNG wyniesie:

- dla promów ro-ro: 668,4 tys. ton/rok;
- dla statków ro-ro: 294,2 tys. ton/rok;
- dla kontenerowców: 322,2 tys. ton/rok.

Przyjmując w dalszej części, że wartość energetyczna LNG jest wyższa o ok. 1/5 w stosunku do paliwa tradycyjnego, oszacować można popyt na gaz wynikający z rozwoju floty LNG, który powinien wynieść ok. 1,42 mld m³ gazu na rok. Odnosząc wskazaną wielkość do możliwości usługowych terminala, można wskazać że potencjalnie 28% potencjału mogłoby być zagospodarowane przez rynek bunkrowy na Bałtyku.

Na zakończenie tej części wspomnieć należy także o działaniach mających na celu tworzenie sieci stacji bunkrowych LNG dla bałtyckiej żeglugi (potencjalne punkty odbioru LNG ze Świnoujścia). Projekty tego typu zostały bowiem włączone w 2011 roku w program rozwoju autostrad morskich i są finansowane ze środków TEN-T. Przykładami są tutaj projekty:

- 2010-EU-21112-S: *Infrastructure of filling stations for Liquefied Natural Gas (LNG) and deployment in ships*²³.
- 2011-EU21005-S: *LNG in Baltic Sea Ports*²⁴.

Biorąc pod uwagę prowadzone wcześniej kalkulacje, jak również i praktyczne działania na rynku wskazać można, że popyt na paliwo LNG na Bałtyku będzie rósł. Oznacza to nowe szanse dla terminala w Świnoujściu, jednakże obsługa rynku żeglugowego wymagać będzie rozbudowy instalacji terminalowych zdolnych obsługiwać również relacje eksportowe. Paliwo może być bowiem dystrybuowane w układzie:

- terminal LNG – statek dowozowy - inny terminal - statek napędzany LNG;
- statek – statek dowozowy – inny terminal – statek napędzany LNG;
- terminal LNG – statek dowozowy – statek napędzany LNG;
- statek – statek dowozowy – statek napędzany LNG.

W każdym z przypadków pod uwagę należy brać wzrost intensywności ruchu na torach i akwenach wodnych, co wymagać będzie dodatkowych środków bezpieczeństwa.

Dowóz paliwa LNG do terminali bunkrowych w portach znajdujących się w sąsiedztwie Świnoujścia może być także prowadzony potencjalnie przy wykorzystaniu transportu lądowego (samochodowy, kolej, żegluga śródlądowa).

Dystrybucja morska LNG przez terminal w Świnoujściu dla bałtyckich odbiorców gazu

Dystrybucja morska LNG prowadzona z terminala w Świnoujściu może być również ukierunkowana dostarczanie gazu dla celów gospodarczych. W tym wypadku w innych terminalach niezbędne będą instalacje do regazyfikacji LNG. Zgodnie z szacunkami łączny popyt potencjalny, w tym wypadku to tylko 0,04 mld m³, co odpowiada prognozowanemu wzrostowi importu gazu do państw bałtyckich (Estonia, Finlandia, Litwa, Łotwa, Szwecja, Dania). Tym samym jest to tylko 1% możliwości usługowych terminalu LNG w Świnoujściu. Podkreślić należy jednak, że na każdym z rynków cząstkowych istnieje silna konkurencja zarówno pod względem źródła zaopatrzenia, jak i wykorzystywanej technologii.

Reeksport lądowy gazu z terminala LNG w Świnoujściu

Drugim obszarem eksportowym będzie sprzedaż gazu zagranicznym odbiorcom w formie lotnej (po regazyfikacji). W tym celu niezbędne jest jednak posiadanie odpowiednio rozbudowanej siatki połączeń rurociągowych. Potencjalnymi rynkami, na które dostarczany może być gaz to rynek czeski, słowacki, czy litewski (tabela 4).

Tabela 4. Prognoza potrzeb importowych gazu naturalnego dla Czech, Litwy i Słowacji (mld m³).

		2015	2020
1	Czechy	8,74	8,05
2	Litwa	3,84	3,48
3	Słowacja	6,54	6,48

Źródło: *EU energy trends to 2030. Update 2009*. DG Energy, KE 2009

²³ http://tentea.ec.europa.eu/en/ten-t_projects/ten-t_projects_by_country/multi_country/2010-eu-21112-s.htm (17.09.2012)

²⁴ http://tentea.ec.europa.eu/en/ten-t_projects/ten-t_projects_by_country/multi_country/2011-eu-21005-s.htm (17.09.2012)

Łączny import wskazanych państw wyniósł w 2010 roku 19,1 mld m³ gazu naturalnego. Prognozy

wskazują jednak na jego spadek do 18,3 mld m³ w 2020 roku. Oznacza to konieczność wypchnięcia z rynku dotychczasowych dostawców, co mogłoby być potencjalnie możliwe zarówno ze względów ekonomicznych (niższa cena), jak i politycznych (dywersyfikacja źródeł dostaw). Dużym potencjalnym rynkiem zbytu dla gazu pochodzącego z terminalu LNG w Świnoujściu będą również Niemcy. Z uwagi jednak na wielkość rynku, liczbę dostępnych alternatyw podaźowych – łącznie z *Nord Stream* – niezmiernie trudno jest prognozować występujący tam potencjalny popyt.

Inne możliwości rozwojowe terminala LNG w Świnoujściu

Potencjalną możliwością rozwoju obrotów przeładunkowych terminala w Świnoujściu jest również dystrybucja płynnego gazu LNG przy wykorzystaniu środków transportu lądowego. W formie skroplonej może być on bowiem dostarczany do odbiorców indywidualnych i przemysłowych w regionach nieprzyłączonych dotychczas do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej gazu (tzw. białe plamy), w których trudno spodziewać się budowy takiej sieci ze względów technicznych i finansowych.

Utworzone w takich miejscach mogłyby być niewielkie stacje magazynowe, redukcyjno-pomiarowe lub regazyfikacyjne. Do stacji takiej można przyłączyć jednego lub kilku dużych odbiorców przemysłowych, a resztę gazu sprzedać mniejszym odbiorcom komunalnym.

Gaz pochodzący z terminala LNG mógłby stanowić również ważne źródło zasilania dla okolicznych zakładów przemysłowych. Jako potencjalni odbiorcy wskazywane są: Zakłady Chemiczne „Police” (szacunkowe zużycie roczne na poziomie 0,6 mld m³), czy Zespołu Elektrowni Dolna Odra S.A. PGE. Gaz do Polic mógłby być dostarczony dedykowanym rurociągiem lub drogą wodną niedużymi metanowcami (wymagałoby to jednak budowy instalacji odbiorczej i regazyfikacyjnej oraz zbiorników w Policach). W przypadku elektrowni rozważana jest możliwość budowy dwóch kondensacyjnych bloków gazowo-parowych o mocy około 432 MW każdy w Elektrowni Dolna Odra (Projekt Dolna Odra) oraz budowa gazowo-parowego bloku kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 244MW i mocy cieplnej 170MW w Elektrow-

ni Pomorzany (Projekt Pomorzany)²⁵. Wstępne plany zakładają, że w ramach Projektu Dolna Odra, pierwszy blok zostanie uruchomiony w II połowie 2015 roku, drugi w połowie 2016 roku. Blok budowany w ramach Projektu Pomorzany ma zostać oddany w II połowie 2015 roku²⁶.

Skroplony gaz ziemny może być również wykorzystywany jako paliwo dla transportu. Przykładem mogą być eksploatowane w Wałbrzychu dwa autobusy komunikacji miejskiej *Solbus Solcity 12* firmy Solbus napędzane LNG²⁷. W przyszłości na drogach może pojawiać się coraz więcej pojazdów zasilanych LNG (zwłaszcza autobusów i samochodów ciężarowych).

LNG może być wykorzystane również do pokrywania krótkoterminowych szczytowych zapotrzebowań na gaz na rynkach, na których gaz dostarczany jest systemem sieciowym. Poza tym LNG może służyć zaopatrywaniu w gaz odbiorców czasowo odciętych od dostaw gazu z rurociągów.

Świnoujście jako terminal eksportowy polskiego gazu łupkowego

Ostatnim ze wskazywanych obszarów rozwojowych terminala LNG w Świnoujściu jest wykorzystanie go jako punktu upłynniania oraz eksportu polskiego gazu. Element ten stanowi szczególnie ciekawy przykład potencjalnej możliwości utylizacji infrastruktury oraz instalacji terminala od momentu rozpoczęcia poszukiwań gazu łupkowego w Polsce.

Zgodnie z szacunkami prawdopodobna wielkość zasobów gazu łupkowego w Polsce zawiera się w przedziale od 346 do 768 mld m³, co wynika z raportu Państwowego Instytutu Geologicznego. Pomimo tego, że wartość ta jest około dziesięciokrotnie mniejsza niż początkowe amerykańskie szacunki (5,3 bln m³), jest to kilka razy więcej niż zawierają udokumentowane krajowe złoża konwencjonalne (145 mld m³)²⁸. W związku z tym, rozpoczęcie eksploatacji złóż gazu może spowodować konieczność przygotowania alternatywnych do rurociągów dróg dystrybucji/eksportu gazu.

²⁵ http://energetyka.wnp.pl/pge-zbuduje-w-zedo-trzy-bloki-gazowe-za-4-4-ml-d-zl,110273_1_0_0.html (23.08.2011)

²⁶ <http://www.uspro.pl/articles/view/1846/PGE%3A+trzy+bloki+w+Zespole+Elektrowni+Dolna+Odra+za+4,4+mld+z%C5%82.html> (23.08.2011)

²⁷ http://www.gazeo.pl/autobusy_lng_w_mpk_walbrzych.php (22.07.2011)

²⁸ *Polskie złoża gazu łupkowego znacznie mniejsze niż szacowano.* www.gazownictwo.wnp.pl (17.09.2012)

Tym samym, terminal LNG mógłby być idealnym rozwiązaniem do znaczącego zwiększenia zasięgu obsługi rynku gazowego.

Świnoujście na rynku handlu gazem w Europie

Ważnym aspektem funkcjonowania terminalu LNG w Świnoujściu, oprócz fizycznych operacji, jest również wzmocnienie roli jaką pełni on będzie na rynku gazowym w Europie. Na wstępie podkreślić należy, że rynek handlu gazem LNG jest stosunkowo młodym rynkiem, który mimo krótkiego okresu funkcjonowania przeszedł proces istotnych zmian. Do lat dziewięćdziesiątych rynek oparty był o długoterminowe kontrakty, co wynikało z potrzeby zapewnienia popytu na usługi kosztowych instalacji i obiektów LNG (terminale). Kontrakty krótkoterminowe wykorzystywane były jedynie w czasie rozruchu instalacji i obiektów lub w przypadku sprzedaży nadwyżek powstałych po rozbudowie istniejącego potencjału. Rozwój ośrodków podaźowych oraz popytowych dla LNG, a także znacząco większe możliwości transportowe gazu skroplonego oraz radykalnie łatwiejsza wymiana informacji w układzie globalnym (Internet, IT) spowodowały w ostatnich latach radykalne zmiany w geografii handlu i transportu gazu. Jednocześnie coraz częściej wykorzystywaną formą zawierania kontraktów stały się umowy krótkoterminowe (*spot/short-term*). Na tej bazie zaczęto również wykorzystywać umowy *LNG Sales and Purchase Agreements* zakładające dowolność nabywcy w wyborze destynacji, stając się tym samym podstawą do handlu krótkookresowego. W efekcie tego umożliwiony został handel LNG, co radykalnie zdynamizowało współczesny rynek. W 2010 roku rynek kontraktów krótkookresowych obejmował 20% całości kontraktów na globalnym rynku LNG. Przewiduje się, że udział ten będzie rósł do 2015 roku, kiedy osiągnie poziom 25%.

Handel gazem przy wykorzystaniu kontraktów krótkoterminowych, w tym LNG, odbywa się na rynkach nazywanych *hub*'ami. Obecnie w Europie funkcjonuje siedem kluczowych ośrodków, które zostały przedstawione w tabeli 6.

Tabela 6. Europejskie HUB'y prowadzące handel gazem i LNG.

	HUB	kraj	Liczba firm	Obroty handlowe 2008 (mld m ³)	Obroty realne 2008 (mld m ³)
1	<i>National Balancing Point (NBP)</i>	Wielka Brytania	145	960,8	66,6
2	<i>Title Transfer Facility (TTF)</i>	Holandia	42	60,2	18,7
3	<i>Zeebrudge (ZEE)</i>	Belgia	72	45,4	9,1
4	<i>Central European Gas Hub (CEGH)</i>	Austria	68	14,9	5,2
5	<i>Punto di Scambio Virtuale (PSV)</i>	Włochy	-	15,6	7,7
6	<i>NetConnect Germany (NCG)</i>	Niemcy	119	35,0	19,0
7	<i>Point d'Echange de Gaz (PEG)</i>	Francja	24	16,5	b.d.

Źródło: Opracowanie własne

Ośrodki te można podzielić na huby wirtualne (*virtual hub*) oraz huby fizyczne (*physical hub*). Huby wirtualne swoim zasięgiem mogą obejmować szeroki obszar oraz duży wolumen gazu, natomiast huby fizyczne zlokalizowane są w określonym punkcie, który jest miejscem przebiegu lub krzyżowania się rurociągów, obiektów magazynowania gazu lub/i potencjału LNG²⁹. Do hubów fizycznych zalicza się ZEE oraz CEGH. Analiza obrotów handlowych na dwóch podstawowych typach rynków wskazuje, że większość transakcji (95%) odbywa się na rynkach wirtualnych. Ich zasadniczą przewagą jest dysponowanie dużo szerszą ofertą zarówno po stronie podaźowej, jak i popytowej. Tym samym łatwiej jest uzyskać zadowalające warunki handlu dla zaangażowanych w niego stron.

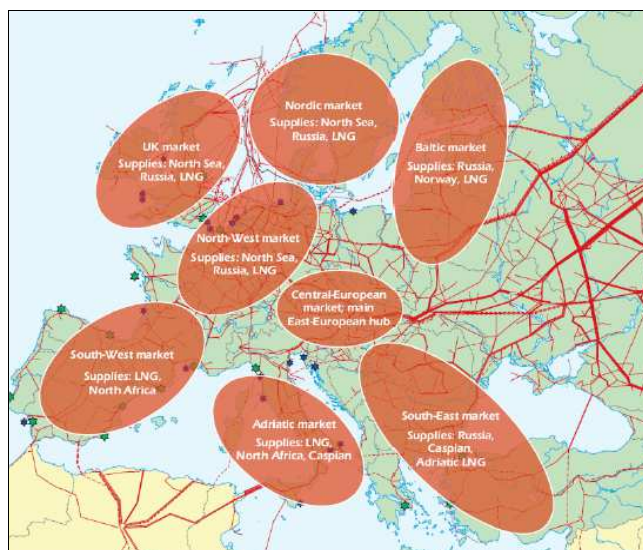
Największym europejskim hubem handlującym gazem jest brytyjski NBP, przez który realizowane jest 84% transakcji w grupie analizowanych centrów. W pozostałych przypadkach obroty nie przekraczają 5% udziału na analizowanym rynku (wyjątkiem jest TTF z udziałem 5,2%).

Po zrealizowaniu projektu terminala LNG oraz rozbudowie systemu przesyłowego w relacjach krajowych (Jamał) i międzynarodowych (Niemcy, Czechy, Słowacja, Łotwa), w Świnoujściu powstanie nowy ośrodek podaźowo – popytowy. Stanowić on może bazę dla tworzenia hubu zajmującego się handlem i obsługą fizyczną gazu, zarówno LNG,

²⁹ *Development of competitive gas trading in Continental Europe.* IEA Information Paper, OECD/IEA, May 2008.

jak i rurociągowego (hub fizyczny). Wynika to z szerokich możliwości obrotu gazem rosyjskim, norweskim (poprzez połączenie z systemem rurociągowym Niemiec) oraz LNG (przywożonym bądź dystrybuowanym z portu drogą morską lub lądową). Należy jednak pamiętać, że hub handlu gazem to głównie elektroniczna platforma informatyczna, na której jest aktywnych wielu graczy rynkowych, reprezentujących stronę podażową i popytową rynku. Stąd też konieczność zaoferowania odpowiedniej jakości usług, które będą mogły przyciągnąć zainteresowane podmioty.

Kluczową kwestią staje się więc miejsce oraz siła rynkowa bałtyckiego hubu gazowego w Świnoujściu. Biorąc pod uwagę wyniki analiz, jak i opinie pojawiające się w publikacjach branżowych można mówić o dwóch scenariuszach. Pierwszym z nich jest wykształcenie się kolejnego, silnego rynku regionalnego (hubu), który obsługiwać będzie obszar Bałtycki. Tego typu strukturę ilustruje rysunek 1.

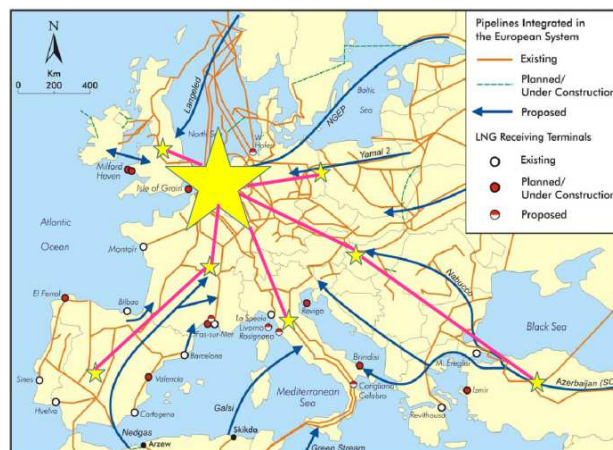


Rys. 1. Perspektywy rozwoju centrów handlu gazem w Europie.

Źródło: *Development of competitive gas trading in Continental Europe*. IEA Information Paper, OECD/IEA, May 2008

Prezentowany scenariusz zakłada wykorzystanie trzech źródeł dostaw w hubie (Rosja, Norwegia, LNG), co w praktyce oznacza konieczność jego lokalizacji w Świnoujściu. Przemawia za tym zarówno liczba i kierunki połączeń oferowanych z portu, jak i fakt że zlokalizowany tam terminal będzie najszybciej oddany do eksploatacji (renta czasowa). Jednocześnie będzie on największym terminalem LNG na Morzu Bałtyckim (renta lokalizacyjna). Potencjalnym problemem, jest w tym wypadku konkurencja ze strony już istniejących oraz szybko

rozwijających się hubów Zachodniej Europy (pomijając kwestie techniczne i organizacyjne).



Rys. 2. Scentralizowany model rozwoju europejskiego rynku handlu gazem.

Źródło: D. Simmons, *European Gas update*. Natural Gas Market Review 2007. OECD/IEA 2007

Drugim scenariuszem, który również jest rozpatrywany jako potencjalny model rynku gazowego w Europie jest układ scentralizowany. W tym wypadku następować ma rozwój w układzie Wielka Brytania (NBP) – Holandia (TTF) – Belgia (ZEE), a pozostałe rynki (huby) zaczną odgrywać jedynie lokalną rolę (rysunek 2). Ten kierunek rozwoju utożsamiany jest z tworzeniem jednolitego rynku gazu w Europie, który to ma być oparty o następujące wytyczne:

- Jeden regulator rynku,
- Wprowadzenie dyrektywy magazynowej,
- Pełne rozdzielenie handlu od transportu gazem,
- Powstanie w efekcie rozczłonkowanego rynku regulowanego,
- Wprowadzenie jednolitych standardów prawnych handlu gazem³⁰.

W efekcie powstać ma jeden, tzw. *Herring Hub* uzupełniony rynkami satelitarnymi. Z uwagi na rozbudowane zaplecze infrastrukturalne, jednym z takich rynków może stać się Świnoujście. W tym wypadku jednak, rola terminalu LNG będzie się raczej ograniczać do funkcji fizycznych - importowej oraz zaopatrzeniowej na lokalnym rynku.

³⁰ D. Simmons, *European Gas update*. Natural Gas Market Review 2007. OECD/IEA 2007

Wnioski

Budowa terminala LNG w Świnoujściu, będącego elementem systemu energetycznego, ale również i transportowego Polski musi oprócz wymogów strategicznych spełniać wymagania związane z efektywnością techniczną i ekonomiczną. W związku z tym istnieje konieczność aktywizacji działań terminala wybiegających poza tradycyjną rolę importową. Potencjalne kierunki rozwoju terminala LNG będą więc dotyczyć całego spektrum relacji handlowych, gdzie oprócz importu surowca do kraju, należy uwzględnić również jego tranzyt oraz eksport. Drugim ważnym elementem jest wykorzystanie wszelkich możliwych form transportu dla LNG i gazu. Oprócz przesyłu rurociągami, mówić można o przewozach morskich (dostawy do innych terminali na Bałtyku), drogowych i kolejowych (klienci krajowi i zagraniczni), a także o żegludze śródlądowej. Szczególnie ciekawym obszarem występowania potencjalnego popytu na LNG jest żegluga morska na Bałtyku. Powstanie takiego zapotrzebowania związane jest z faktem wdrażania coraz bardziej restrykcyjnych regulacji dotyczących emisji zanieczyszczeń do atmosfery. LNG może więc stanowić alternatywne źródło paliwa dla statków, a co ważniejsze źródło czyste ekologicznie i relatywnie tanie. Oszacowany potencjał rynku, wynoszący 1,42 mld m³ rocznie stanowiłby doskonałe uzupełnienie dla dotychczas planowanego wykorzystania terminala. Pamiętać również należy o tzw. „miękkich” elementach związanych z działaniem tego typu obiektów, gdzie szczególnego znaczenia nabiera rola, jaką odgrywać będzie terminal na rynku handlu gazem w Europie. Powstający obecnie terminal, z punktu widzenia lokalizacji, potencjału technicznego oraz potrzeb regionalnego rynku, doskonale wpisuje się w koncepcje tworzenia bałtyckiego Hubu gazowego. Wykorzystanie wskazanych w niniejszym opracowaniu szans spowodować może, że polityczne przedsięwzięcie jakim jest terminal LNG w Świnoujściu będzie również sukcesem biznesowym, przynoszącym duże korzyści polskiej gospodarce.

Streszczenie

Terminal LNG w Świnoujściu jest największą inwestycją portową ostatnich dziesięcioleci. Co więcej, jest to inwestycja wprowadzająca nowy ładunek oraz związaną z nim technologię do krajowego sektora portowego. Pomimo tego, że główną przesłanką decydują-

cą o realizacji inwestycji były względy geopolityczne i strategiczne (zapewnienie dywersyfikacji źródeł surowców energetycznych dla Polski) istotnym wyzwaniem jest określenie możliwości rynkowego wykorzystania terminala w Świnoujściu. Dotyczy to zarówno roli jaką terminal będzie spełniał w tym rejonie Europy, zarówno z punktu widzenia technicznego, jak i handlowego. Jako punkt wyjściowy w opracowaniu przyjęto fakt, że zgodnie z założeniami terminal będzie w stanie obsłużyć rocznie 5 mld m³ gazu. Bez wątpienia, jako główny obszar wykorzystania obiektu wskazać można dostawy gazu sieciowego na krajowy rynek (import). Obecnie Polska posiada podpisaną umowę z Katarzem na dostawę ok. 1,5 mld m³ gazu rocznie, co zapewnia tylko 30% użycie budowanego potencjału. Dlatego też istnieje pilna potrzeba poszukiwania nowych, alternatywnych obszarów zatrudnienia dla terminalu.

Wśród najważniejszych tego typu potrzeb wskazać można nowe wymagania dotyczące zawartości siarki w paliwie statkowym na Bałtyku (obszar SECA), co kreować będzie rynek dla LNG jako paliwa statkowego (obecnie budowane są pierwsze jednostki napędzane LNG dla bałtyckich serwisów promowych) dystrybuowanego bezpośrednio (poprzez mniejsze statki bunkrujące) lub terminale rozlokowane w innych portach (stacje bunkrowe). Innym kierunkiem rozwojowym jest eksport gazu (w formie gazowej lub LNG) do państw sąsiednich, głównie Europy Środkowej oraz Skandynawii. Ponadto mówić można o rosnących potrzebach na paliwo LNG, dystrybuowane samochodami cysternami do krajowych i zagranicznych odbiorców. Obszarem potencjalnej aktywizacji terminalu jest również plan wydobywania gazu łupkowego w Polsce. Nadwyżki produkcyjne mogłyby być bowiem upłynniane i sprzedawane przez terminal LNG w Świnoujściu.

Kluczową kwestią będzie tutaj również rola, jaką zajmie Świnoujście w europejskim systemie handlu gazem. Będzie to bowiem wpływać na możliwości kształtowania cen oraz zapewnienia odpowiedniego poziomu użycia jego potencjału technicznego.

Abstract

The construction of the LNG Terminal in Świnoujście is the largest seaport investment of recent decades in Poland. Moreover, this is an investment of introducing new cargo and related technology to the national seaport sector. Despite the fact that the main rationale for the decisive implementation of investments were considerations of geopolitical and strategic (ensur-

ing the diversification of energy sources for Poland), an important challenge is to identify market opportunities to use of the Terminal. This applies both to the role which will meet in this region of Europe, both from the technical and commercial point of view.

The starting point of the discussion is an annual capacity of the terminal estimated on 5 billion cubic meters of gas. The main area of use of the terminal is supply of network gas to the domestic market (import). Currently Poland has signed an agreement with Qatar to supply about 1.5 billion cubic meters of gas per year, which provides only 30% level of utilization of terminal capacity. Therefore, there is an urgent need to seek new, alternative areas of employment for the terminal.

Among the most important point to be new requirements for the lower sulphur fuels for vessels on the Baltic (SECA). It will establish a market for LNG as alternative fuel for ship (currently the first LNG powered ferries for the Baltic are under construction) distributed directly (through smaller bunker vessels) or small terminals located in other ports (bunker stations). Another direction of development is export of gas (by pipelines or LNG) to neighboring countries, mainly in Central Europe. In addition, the growing demand on LNG fuel distributed to national receivers by road haulage could be pointed. The other source of employment for the terminal could be an export of the shell gas planned to explore in Poland. LNG terminal in Świnoujście could be a perfect way for extension of the market for Polish gas.

A key issue will be also the role played by Terminal in Świnoujście in the European system of gas trading. This will indeed affect the possibilities for shaping the gas prices and ensure an appropriate level of utilization of its technical capacity.

Literatura

- 1) Błuś M.: *A highly specialized market*. "Baltic Transport Journal", 3/2011.
- 2) *BP Statistical Review of World Energy June 2012*. bp.com/statisticalreview
- 3) *Container Ship Speed Matters*. Lloyd's Register, September 2008 r.
- 4) *Development of competitive gas trading in Continental Europe*. IEA Information Paper, OECD/IEA, May 2008.
- 5) *Development of competitive gas trading in Continental Europe*. IEA Information Paper, OECD/IEA, May 2008
- 6) *EU energy trends to 2030. Update 2009*. DG Energy, Komisja Europejska 2009.
- 7) http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/498272,jest_aneks_do_kontraktu_jamalskiego_polska_będzie_mogła_odebrać_wiekszą_ilość_gazu.html
- 8) http://energetyka.wnp.pl/pge-zbuduje-w-zedo-trzybloki-gazowe-za-4-4-mld-zl,110273_1_0_0.html
- 9) http://gazownictwo.wnp.pl/zuzycie-gazu-w-polsce-w-2020-r-ma-byc-nie-mniejsze-niz-18-mld-m-szesc,140868_1_0_0.html
- 10) http://msp.gov.pl/portal/pl/29/6738/Umowa_na_dostawy_gazu_do_Polski_z_Kataru_podpisana.html (6.07.2011)
- 11) http://tentea.ec.europa.eu/en/ten-t_projects/ten-t_projects_by_country/multi_country/2010-eu-21112-s.htm
- 12) http://tentea.ec.europa.eu/en/ten-t_projects/ten-t_projects_by_country/multi_country/2011-eu-21005-s.htm
- 13) <http://www.bunkerworld.com>
- 14) http://www.gazeo.pl/autobusy_lng_w_mpk_walbrzych.php
- 15) http://www.sea-cargo.no/produktark_SC_Newbuilding2.pdf
- 16) <http://www.uspro.pl/articles/view/1846/PGE%3A+trzy+bloki+w+Zespole+Elektrowni+Dolna+Odra+za+4,4+mld+z%C5%82.html>
- 17) <http://www.vikingline.fi/onboard/newbuilding/>
- 18) <http://www.wartsila.com/en/references/Containerships-VII>
- 19) *Jest umowa w sprawie dostaw gazu*. <http://www.rp.pl/artykul/550682.html>
- 20) Kaliski, M. Krupa, A. Sikora, *Rynek LNG w Europie a niekonwencjonalne źródła gazu ziemnego*. Konferencja OIL-GAS AGH'2010
- 21) Matczak M.: *Baltic Container Outlook 2011*. Actia Forum Ltd 2011
- 22) *Natural gas for ship propulsion in Denmark - Possibilities for using LNG and CNG on ferry and cargo router*, Danish Ministry of the Environment, 2010
- 23) *Polskie złoża gazu łupkowego znacznie mniejsze niż szacowano*. www.gazownictwo.wnp.pl
- 24) Simmons D., *European Gas update*. Natural Gas Market Review 2007. OECD/IEA 2007
- 25) *Sulphur content in ships bunker fuel in 2015. A study on the impacts of the new IMO regulations on transportation costs*, Ministry of Transport and Communication in Finland, Helsinki, 2009
- 26) Załącznik 2 do "Polityki energetycznej Polski do 2030 roku". Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10.11.2009 r.