

Wojciech DREWEK¹

PROBLEMATYKA ZAOPATRZENIA POLSKIEJ GOSPODARKI W GAZ ZIEMNY DROGĄ MORSKĄ - SZANSE, PROBLEMY I ZAGROŻENIA

Gaz ziemny staje się drugim co do wielkości zużycia światowym paliwem, przyszłościową i ważną gałęzią przemysłową, która przeżywa obecnie prawdziwy „boom” rozwojowy. Rozwój tzw. logistycznego łańcucha LNG, obejmującego m.in. instalacje do skraplania, tankowce LNG i terminale regazyfikacyjno-importowe, wpływa na rozwój rynków dostaw międzynarodowych i ich liberalizację oraz wzrost zagrożeń związanych ze specyfiką ładunku.

1. WPROWADZENIE

Od wielu lat wzrasta zainteresowanie gazem ziemnym (LNG – *liquefied natural gas*), który staje się po ropie naftowej drugim co do wielkości zużycia światowym paliwem. Wszystkie dane napływające z gospodarek światowych prognozują dalszy wzrost zużycia błękitnego paliwa. Sprostanie temu trendowi wymaga rozbudowy istniejącej infrastruktury przesyłowej i magazynowej, obejmującej cały logistyczny łańcuch dostaw tego surowca energetycznego, którego źródła z reguły położone są daleko od rynków zbytu. W chwili obecnej około 75% gazu ziemnego transportowane jest przy użyciu gazociągów, a pozostałe 25% stanowią dostawy gazu skroplonego, którego to rynek odnotowuje największy wzrost w światowym sektorze gazowym².

Przesył skroplonego gazu ziemnego odbywa się statkami – tzw. metanowcami. Metoda ta jest znana od dawna, w 2009 r. minęła 50. rocznica pierwszego na świecie morskiego transportu LNG. W 1959 r. metanowiec „Methane Pionier” dostarczył 5000 m³ LNG z Luizjany (Lake Charles) do Wielkiej Brytanii (Canvey Island)³.

LNG jest skroploną mieszaniną gazów węglowodorowych z niewielkimi domieszkami azotu, etanu i propanu; jego głównym składnikiem jest metan (około 95%). W rezultacie skraplania otrzymuje się ciecz o objętości zmniejszonej około 600 razy, bezbarwną, nietoksyczną, trudno palną oraz niewybuchową, nieposiadającą właściwości korozyjnych, charakteryzującą się gęstością dwa razy mniejszą od wody, o liczbie oktanowej bliskiej 130. Przy ciśnieniu atmosferycznym skroplony gaz ziemny pozostaje w temperaturze 111 K⁴ i w tej temperaturze jest zazwyczaj przechowywany oraz transportowany metanowcami. Temperatura krytyczna metanu wynosi 190 K. Wynika z tego, że zakres temperatury, w którym gaz ziemny występuje w postaci ciekłej, zawiera się w przedziale 111–190 K.

¹ Mgr inż. Wojciech Drewek, Zakład Wsparcia Działań Sił Morskich, Wydział Dowodzenia i Operacji Morskich, Akademia Marynarki Wojennej w Gdyni.

² S. Filin, B. Zakrzewski, *Światowy handel skroplonym gazem ziemnym (LNG) – stan obecny i kierunki rozwoju*, „Energetyka” 11 [629] (2006).

³ M.D. Tusiani, G. Shearer, *LNG: A Nontechnical Guide*, PennWell Corporation, Tulsa, OK 2007.

⁴ 1 kelwin (K) = –273,15 stopnia Celsjusza (T = t + 273,15 K)

Największe na świecie zasoby gazu naturalnego znajdują się w Rosji i wynoszą przeszło 27 proc. globalnych rezerw, ocenianych na 6188 bilionów stóp sześć⁵. Dwaj inni gazowi potentaci to Iran i Katar, które mają – odpowiednio – po 15,3 proc. i 14,6 proc. światowych rezerw. Pozostałe 50 proc. to głównie rezerwy gazu w krajach Półwyspu Arabskiego, USA, Algierii, Wenezueli, Nigerii, Iraku, a w Europie – w Norwegii i Holandii. Rosja dominuje również na rynku producentów. Przypada na nią jedna piąta światowego wydobycia, które w 2005 r. wynosiło 101,9 bln stóp sześć. Według raportu przygotowanego przez amerykańską administrację (US EIA) na producentów nienależących do OECD w latach 2005–2030 przypadnie 90 proc. ogólnego wzrostu wydobycia gazu naturalnego na świecie. Produkcja ta rośnie w tempie 2,5 proc. rocznie i w latach 2005–2030 zwiększy się niemal dwukrotnie – z 63 bln stóp sześć. do 116 bln stóp sześć. W tym samym okresie wydobycie w krajach OECD wzrośnie zaledwie o 0,3 proc., z 39 do 42 bln stóp sześć.

2. ZAPOTRZEBOWANIE I ŹRÓDŁA DOSTAW GAZU ZIEMNEGO W POLSCE

W Polsce, podobnie jak na świecie, wzrasta zapotrzebowanie na gaz LNG, co związane jest ze stopniowym ograniczaniem emisji CO₂. Według informacji podanych przez PAP zapotrzebowanie na ten surowiec będzie w 2015 r. wynosiło 15,5 mld m³ (obecnie jest to 13,8 mld m³). Wicepremier i minister gospodarki Waldemar Pawlak w opracowaniu *Polityka energetyczna do 2030 r.* zapowiedział, że „w 2015 r. [zapotrzebowanie na] 4 mld m³ gazu powinno być zaspokajane przez wydobycie krajowe, 10 mld m³ pochodziłoby z importu, a 1,5 mld m³ stanowiłby gaz LNG importowany przez terminal w Świnoujściu”⁶. Dodatkowe dostawy będą potrzebne również z tego powodu, że od początku 2009 r. rosyjsko-ukraińska spółka RusUkrEnergo nie realizuje kontraktu na dostawy 2,3 mld m³ gazu rocznie. Należy stwierdzić, że ilość gazu posiadanego przez PGNiG może od 2015 r. być większa niż zapotrzebowanie na polskim rynku. Według oceny spółki popyt na gaz powinien być w latach 2015–2016 większy dzięki planowanej budowie elektrowni gazowych. Dyrektor departamentu strategii PGNiG Tomasz Karaś stwierdza, że „do 2016 r. mogą powstać elektrownie gazowe o mocy 2 tys. megawatów, które będą potrzebować ok. 2 mld m³ gazu rocznie”⁷.

Przykładem może być Höegh LNG, który wystąpił do amerykańskiego Coast Guardu o zgodę na budowę i eksploatację importowego terminalu LNG na Florydzie. Terminal Port Dolphin, podobnie jak budowany u wybrzeży Massachusetts terminal SUEZ (Neptune) LNG będzie bazował na technologii LNG *shuttle and regasification vessel* (SRV). Höegh LNG and Mitsui OSK Lines potwierdziły zdobycie długoterminowego czarteru dla dwóch gazowców LNG z systemem regazyfikacji (*shuttle and regasification vessels* – SRV). Statki wyposażone w system regazyfikacji będą rozładowywane poprzez system obrotowych boi wyładowczych, podłączanych do dennej części statków, a gaz będzie transportowany na ląd poprzez system podwodnych gazociągów⁸.

Przez ostatnie kilka lat pojawiało się wiele koncepcji dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Wiązały się one głównie z planowanymi i projektowanymi gazociągami, które wraz ze zmianami ekip rządzących i upływem czasu ulegały zapomnieniu lub pod ostrzałem

⁵ 1 stopa sześcienna (cu ft) = 0,028316846592 m³.

⁶ *Polityka energetyczna do 2030 r.*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa IX 2007.

⁷ Agnieszka Subda, *PGNiG myśli, co zrobić z gazem*, „Rzeczpospolita” 18 XII 2009.

⁸ <http://portalmorski.pl/Kolejny-amerykanski-gazoport-bazujacy-na-SRVa5573>.

krytyki były odrzucane. Wśród rozważanych projektów gazociągów należy wymienić następujące:

- a. Gazociąg Norweski – miał stanowić wspólne przedsięwzięcie PGNiG i norweskiego Statoil, planowana długość to ok. 1000 km, miał biec z Morza Północnego do polskiego wybrzeża Bałtyku, za jego pośrednictwem gaz miał trafiać również do południowej Norwegii i Szwecji; Polska miała odbierać tą drogą 5 mld m³ gazu rocznie na 8 mld m³ całkowitej przepustowości gazociągu⁹;
- b. gazociąg Nabucco – miał prowadzić z Turcji przez Bułgarię, Rumunię i Węgry do Austrii, zasilany gazem wydobywanym w rejonie Morza Kaspijskiego, Azji Środkowej i Środkowego Wschodu, długość gazociągu ok. 3400 km, koszt budowy to 4,4 mld EUR, planowana przepustowość w Baumgarten w Austrii miała wynosić 20 mld m³ gazu rocznie, z czego dla Polski 3 mld m³¹⁰;
- c. gazociąg Bernau–Szczecin – wspólne przedsięwzięcie Bartimpeksu i Ruhrgasu; jego roczna wydajność miała wynieść 2 mld m³ (dla Polski przeznaczone 1,5 mld m³), koszt budowy ok. 320 mln zł, gaz do Polski przesyłany byłby z Niemiec¹¹;
- d. gazociąg Ustług–Zosin–Moroczyn – połączenie z siecią gazową Ukrainy, na początku miał sprowadzać 17,5 mln m³ gazu, w drugim etapie do 200 mln m³, a po dalszej rozbudowie do 0,8 mld m³ (cała dostępna przepustowość przeznaczona dla Polski)¹²;
- e. gazociąg Amber – połączyłby z Danią Litwę, a w dalszej perspektywie również Finlandię, Łotwę i Estonię, miałby przebiegać na północy Polski i pozwolić na dwukierunkowy przesył gazu, najpierw duńskiego, a następnie rosyjskiego, jego roczna wydajność dla Polski to około 2 mld m³. (30 mld m³/rok całkowitej przepustowości), a koszt budowy ok. 1,6 mld zł¹³;
- f. gazociąg Jamał II – miał przebiegać równolegle do dotychczasowego gazociągu Jamał I, planowana przepustowość obydwu gazociągów wynosiłaby 65,7 mld m³ gazu rocznie, z czego na Jamał II przypadłoby 33 mld m³/rok (dla Polski 7 mld m³/rok)¹⁴;
- g. gazociąg BalticPipe – miał przesyłać w I etapie 2 mld m³ gazu z Danii, a w II etapie 5 mld m³ z Norwegii (dla Polski 2–5 mld m³/rok), długość gazociągu biegnącego ze Stevens w Danii do Niechorza miała wynosić 230 km, a koszt budowy – ok. 1,3 mld zł¹⁵;
- h. Gazociąg Bałtycki (oficjalna nazwa: North European Gas Pipeline – NGEP – lub Gazociąg Północnoeuropejski) – biegnący po dnie Bałtyku gazociąg o długości 1200 km bezpośrednio połączy Rosję i Niemcy, docelowa przepustowość dwóch nitek gazociągu to 55 mld m³/rok, przepustowość jednej nitki – 27,5 mld m³/rok, z czego dla Polski 5–8 mld m³/rok w przypadku budowy odgałęzienia gazociągu do naszego kraju, koszt jego budowy przekroczy 4 mld USD¹⁶;

⁹ <http://info.gospodarka.gazeta.pl/szukaj/gospodarka/Gaz-z-Norwegii>.

¹⁰ <http://pl.wikipedia.org/wiki/Nabucco>.

¹¹ <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/5,43182.html>.

¹² http://wapedia.mobi/pl/Bezpiecze_energetyczne.

¹³ <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33181.html>.

¹⁴ <http://www.wnp.pl/wiadomosci/gazociag-jamal-II-niepotrzebny>.

¹⁵ http://pl.wikipedia.org/wiki/Baltic_Pipe.

¹⁶ <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/8,33188.html>.

- i. terminal LNG Świnoujście – przedsięwzięcie polegające na budowie na brzegu Bałtyku terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG), wstępny koszt budowy terminalu o przepustowości 5 mld m³ i zakupu floty metanowców wyniósłby 3,2 mld zł; spółka Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo ustaliła lokalizację terminalu w Świnoujściu i wraz z konsorcjum doradczym opracowała studium wykonalności¹⁷.

Polski system gazowniczy to około 17,2 tys. km sieci przesyłowej gazociągów wysokiego ciśnienia i około 87,5 tys. km sieci dystrybucyjnej. System ten zasila łącznie około 4000 miejscowości (w tym 530 miast), w których z gazu korzysta 6,6 mln odbiorców, w tym 6 mln w miastach i 0,6 mln na wsi. Oprócz klientów indywidualnych gaz kupuje także 164 tys. firm, a 291 z nich to wielkie zakłady, które zużywają ogromne ilości gazu i mają największy wpływ na jego krajowe zużycie. Wśród nich jest wielka piątka zakładów chemicznych: Zakłady Azotowe w Puławach, w Kędzierzynie i w Tarnowie-Mościcach, Zakłady Chemiczne w Policach pod Szczecinem i Anwil we Włocławku¹⁸.

Obecnie Polska posiada 260 złóż o łącznych zasobach około 151 mln m³ gazu, przy czym roczne wydobycie tego surowca rzędu 5,3 mln m³ pokrywa 43,2 proc. krajowego zapotrzebowania. Złoża gazu ziemnego w Polsce występują głównie na Niżu Polskim, na Pomorzu Zachodnim, na Przedgórzu Karpackim i w Karpatach. Ponadto niewielkie zasoby gazu występują w małych złożach polskiej strefy ekonomicznej Bałtyku. Gaz ze złóż na Niżu Polskim jest niskiej jakości, zawiera zbyt duże ilości azotu i siarki, wymaga oczyszczenia przed użytkowaniem¹⁹.

Polska, jako członek Unii Europejskiej, zobowiązana jest do posiadania stałych zapasów ropy i paliw w ilości odpowiadającej co najmniej dziewięćdziesięciodniowemu zapotrzebowaniu na te produkty w roku poprzednim²⁰. W Polsce funkcjonuje jeden duży magazyn na wysadzie solnym Mogilno koło Inowrocławia. Tworzy go 8 kawn o wysokości po około 250 m każda i łącznej pojemności ok. 416 mln m³, planuje się jego rozbudowę do 20 kawn, które łącznie pomieściłyby ok. 1,15 mld m³ gazu. Mniejsze magazyny rozmieszczone są w Wierchowicach (na 4 098 mln m³), w Strachocinie (na 122 mln m³), w Husowie (na 373 mln m³), w Jaśninie Północnej (na 92 mln m³), w Rzeźnicy (na 46 mln m³) i w Swarzewie (na 29 mln m³); są to magazyny, które mogą jedynie równoważyć sezonowe wahania zużycia gazu. Planuje się uruchomienie nowych w Kossakowie, Brzostowie, Bonikowie i Daszewie²¹.

¹⁷ <http://portzewnetrzny.pl/informacje.php?k=1&s=1>.

¹⁸ J. Płaczek, *Gospodarka gazem ziemnym w Polsce a bezpieczeństwo energetyczne*, AON, Warszawa 1996, s. 18.

¹⁹ <http://www.pgi.gov.pl>.

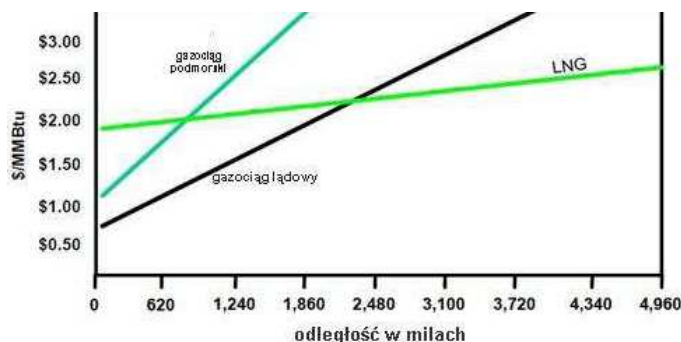
²⁰ W zamkniętym w 2001 r. stanowisku negocjacyjnym w obszarze „energia” rząd polski przyjął obowiązek stosowania dyrektywy dotyczącej utrzymywania rezerw paliwowych. Wynegocjowano jednak okres przejściowy na dochodzenie do poziomu dziewięćdziesięciodniowych zapasów do 31 grudnia 2008 r. Mówi o tym „Ustawa z 6 września 2001 r. o zmianie ustawy o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw” (DzU 2001, nr 129, poz. 1442). Dochodzenie do wyznaczonego pułapu odbywa się według szczegółowego harmonogramu zawartego w rozporządzeniu ministra gospodarki z 19 grudnia 2005 r. (DzU nr 266, poz. 2240), które określa dokładnie wymaganą wielkość zapasów tych surowców na każdy rok do czasu wyznaczonego w wyżej wymienionej ustawie.

²¹ <http://www.gazoprojekt.pl>.

3. MORSKIE PORTY I ŚRODKI TRANSPORTU LNG

3.1. Środki transportu

Znaczne zwiększenie światowego zużycia gazu LNG, wymusza rozwój technologii masowego transportu w postaci ciekłej lub sprężonej. Analizy przeprowadzone przez Gas de France oraz Statoil wykazują, że transport gazu ziemnego na dystansach przekraczających 2500 km jest bardziej opłacalny za pomocą gazowców LNG niż transport sprężonego gazu rurociągami (rys. 2).



Rys. 1. Koszt transportu gazu ziemnego w zależności od przyjętego sposobu przesyłu i odległości
Źródło: U.S. Institute of Gas Technology.

Transport LNG drogą morską obejmuje szereg przedsięwzięć, na które składa się cały łańcuch logistyczny LNG. Proces ten rozpoczyna się od wydobycia gazu ziemnego i dostarczenia go rurociągami do terminali, gdzie jest oczyszczany, osuszany i skraplany. Kolejna operacja to załadunek skroplonego gazu na metanowiec i transport do portu docelowego, gdzie zostaje rozładowany i poddany regazyfikacji, by trafić do odbiorców końcowych.

Gazowce LNG stanowią około 2,4% światowej floty handlowej, ze stałą tendencją wzrostową. W 2005 r. światowa flota gazowców liczyła 192 statki, a zamówienia na następne lata szacuje się na 127 jednostek.

Gazowce to statki charakteryzujące się wysokim stopniem skomplikowanej konstrukcji i eksploatacji, na których zastosowano najnowsze osiągnięcia inżynierii materiałowej, informatyki i elektroniki. Podczas ich eksploatacji priorytetem jest zachowanie bezpieczeństwa jednostki i jej otoczenia w promieniu wielu kilometrów; dopiero na drugim miejscu stawiane są wymagania prowadzenia ekonomicznej żeglugi. Przyczyniają się do tego bardzo restrykcyjne przepisy towarzystw klasyfikacyjnych oraz międzynarodowe przepisy morskie, m.in. SOLAS²². Z tego powodu gazowce odznaczają się wysoką ceną (dwu- lub trzykrotnie wyższą niż zbiornikowce do przewozu ropy naftowej). Światowa flota gazowców LNG składa się głównie ze statków o pojemności od 90 000 m³ do 170 000 m³ (rys. 3).

Ładownie gazowców to olbrzymie termosy na wrzącą ciecz o temperaturze -163°C, zachowujące szczelność w każdych warunkach klimatycznych, posiadające niską rozszerzalność cieplną, chroniące przewożony ładunek przed nagrzewaniem się oraz zachowujące odpowiednią wytrzymałość w bardzo niskich temperaturach. Cechą wspólną wszystkich

²² B. Salcewicz, *Pływałem na gazie*, http://www.portalmorski.pl/cal_y_artykul.php?id=1407.

gazowców LNG są instalacje wyładunkowe wyposażone w wysokowydajne pompy, umożliwiające przetwarzanie płynnego gazu w ilościach do 10 000 m³/godzinę. Ponadto każdy gazowiec zgodnie z wymogami posiada:

- komputerowo wspomagane instalacje balastowe, pozwalające zachować odpowiednią stateczność podczas załadunku i wyładunku (w razie najmniejszego odchylenia automatycznie zatrzymywane są pompy);
- aparaturę pomiarową i alarmową rozmieszczoną na całym statku;
- standardowo wyposażony mostek i maszynownię w elektronikę, wykazującą najmniejsze odchyły od normy eksploatacyjnej jednostki ;
- silnik główny pozwalający na rozwijanie dużych prędkości i skrócenie czasu przejść z portu załadunku do portu wyładunku do minimum ze względu na specyfikę przewozu, polegającą na stałej utracie ładunku podczas podróży morskiej – z reguły stosuje się w nim turbinę parową.

Konstrukcja metanowca jest dużym wyzwaniem technologicznym, stąd też tylko dziesięć krajów posiada odpowiednie technologie, doświadczenie i zaplecze techniczne umożliwiające ich budowę. Zaliczają się do nich: Finlandia (stocznia Kvaerner-Moss), Francja (Atlantique, Dunkerque, La Ciotat, La Seine, Le Trait), Niemcy (HDW), Włochy (Italcantieri Genoa, Italcantieri Sistri), Japonia (IHI Chita, Imabari Higaki, Imamura, Kawasaki Sakaide, Kawasaki Kobe, Mitsubishi Nagasaki, Mitsubishi Chiba, NKK Tsu), Korea Południowa (Daewoo Hanjin, Hyundai, Samsung), Holandia (Bijlsma), Norwegia (Moss Stavanger), Hiszpania (Astano, IZAR Puerto Real, IZAR Sestao), USA (GD Quincy, Newport News).

Ze względu na system i budowę zbiornika wyróżnia się trzy rodzaje gazowców:

- ze zbiornikami kulistymi, wykonanymi w technologii norweskiej firmy Kvaerner-Moss. Zbiorniki te nie są częścią konstrukcji kadłuba statku. Ustawiane są i mocowane do specjalnych elementów przytwierdzonych do kadłuba wewnętrznego.
- ze zbiornikami membranowymi wykonanymi według francuskiej technologii Gas Transport i Technigas. Wewnętrzna ściana zbiornika jest cienką membraną. Tę technologię wyróżniają przede wszystkim sposób łączenia z kadłubem oraz struktura podwójnych okładzin izolacyjnych z membranami.
- ze zbiornikami systemu IHI (ang. *prismatic tank*) i CS1 (nowy system łączący rozwiązania powyższych systemów) – technologie japońskie, przy czym system IHI bazuje na patencie amerykańskim²³.

3.2. Terminale LNG na świecie

Pod koniec 2008 r. na świecie funkcjonowały 23 terminale eksportowe LNG z 82 ciągami technologicznymi o możliwościach produkcyjnych 443,6 mln m³ (201,8 mln t) skroplonego gazu ziemnego. Wykorzystanie ciągów technologicznych wynosiło 85% ich możliwości produkcyjnych, a całkowite zdolności magazynowe (71 zbiorników) – 6,96 mln m³ LNG. We wrześniu 2009 r. liczba terminali eksportowych LNG zwiększyła się do 26, a w budowie znajdowało się kolejnych 7²⁴:

- Jemen (Yemen LNG Plant): wydajność 3,45 mln ton/rok, w Balhaf, uruchomienie produkcji w 2009 r.²⁵;

²³ M.D. Tusiani, G. Shearer, *op. cit.*, s. 145–148.

²⁴ *World's LNG Plants and Terminals as of September 2009*, www.globalnginfo.com.

²⁵ <http://www.yemenlng.com>.

- Katar (Qatargas III, IV LNG Plant): dwa ciągi technologiczne o wydajności po 7,8 mln ton/rok, w Ras Laffan, uruchomienie produkcji w 2009–2010 r.²⁶;
- Australia (Pluto LNG Plant): wydajność 4,3 mln ton/rok, w Burrup, uruchomienie produkcji w 2010 r.²⁷;
- Peru (Peru LNG Plant): wydajność 4,4 mln ton/rok, w Pampa Melchorita, uruchomienie produkcji w 2010 r.²⁸;
- Norwegia (Nordic LNG Plant): wydajność 300 tys. ton/rok, w Risavika, uruchomienie produkcji w 2010 r.²⁹;
- Iran (Iran LNG Plant): wydajność 10 mln ton/rok, w Tombak Port, uruchomienie produkcji w 2011 r.³⁰;
- Angola (Angola LNG Plant): wydajność 5,2 mln ton/rok, w Soyo, uruchomienie produkcji w 2012 r.³¹

W najbliższych latach planowane jest uruchomienie 23 nowych terminali eksportowych (Indonezja – 2, Australia – 12, Nigeria – 2, Wenezuela – 1, Kanada – 1, Papua Nowa Gwinea – 2, Iran – 2, Rosja – 1), co w konsekwencji spowoduje podwojenie ich liczby na całym świecie i jednocześnie pozwoli zaspokoić rosnący popyt na to paliwo.

Pod koniec 2008 r. funkcjonowały 63 terminale importowe (regazyfikujące) LNG o zdolności produkcyjnej 641 mld m³/rok i łącznej pojemności magazynowej 31,7 mln m³ (312 zbiorników magazynowych). W 2009 r. liczba tych terminali zwiększyła się do 69, w budowie znajduje się 19 (Włochy – 2, Szwecja – 1, Indie – 2, Chiny – 4, Hiszpania – 1, Francja – 1, Holandia – 1, USA – 2, Meksyk – 1, Chile – 1, Japonia – 2, Tajlandia – 1) i planowane są kolejne 43.

3.3. Terminal gazu skroplonego LNG w Świnoujściu

19 sierpnia 2008 r. Rada Ministrów RP podjęła uchwałę, w której budowa terminalu LNG uznana została za inwestycję strategiczną dla interesu naszego kraju, zgodną z planami dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego oraz zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego Polski. Jednym ze sposobów dywersyfikacji źródeł gazu jest długoterminowa umowa z Katar. Minister skarbu Aleksander Grad wyjaśnił, że została zawarta na 20 lat, ma obowiązywać od 2014 do 2034 r. i przewiduje dostarczanie 1,5 mld m³ gazu LNG rocznie. Poinformował, że „średnia wartość tej umowy to około 500 mln dolarów rocznie”. Katarski gaz będzie transportowany do Polski statkami klasy Q-Flex o pojemności 216 tys. m³. Minister nie wykluczył zwiększenia ilości dostaw LNG w krótko- lub średnioterminowych kontraktach. Zapowiedział, że umowa przewiduje klauzulę, która zobowiązuje stronę polską do zapłaty za każdą nieodebraną dostawę gazu. Surowiec z Kataru będzie dostarczany do gazoportu, który ma być zbudowany do 2014 r. Za realizację inwestycji odpowiedzialna jest spółka Polskie LNG, której właścicielem jest należący do skarbu państwa Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System³².

Terminal gazu skroplonego to pierwsza tego typu inwestycja nie tylko w Polsce, ale i w naszej części Europy. Prace nad projektem technicznym terminalu zostały zakończone

²⁶ <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/qatargas>.

²⁷ <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/pluto LNG>.

²⁸ <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/peru-lng>.

²⁹ <http://www.nordiclng.com>.

³⁰ <http://www.iranoilgas.com/news>.

³¹ <http://www.angolalng.com/project>.

³² Polska Agencja Prasowa 29 VI 2009.

w 2009 r. Terminal LNG został zaprojektowany przez konsorcjum pod kierunkiem firmy kanadyjskiej – zgodnie z normami europejskimi i przy uwzględnieniu najnowszych rozwiązań technologicznych. Dzięki temu będzie równie bezpieczny, jak pozostałe terminale na świecie. Na świecie funkcjonuje obecnie 67 terminali LNG. Najwięcej jest ich w Japonii – 24. W Europie znajduje się 19 terminali LNG. Liderem pod tym względem jest Hiszpania (6). W budowie jest już 18 kolejnych obiektów tego typu – 5 w Europie, w tym 1 w Polsce. Powstanie polskiego terminalu LNG umożliwi odbiór skroplonego gazu ziemnego praktycznie z dowolnego kierunku na świecie. Zróżnicowanie źródeł dostaw przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. O wyborze Świnoujścia zdecydowały następujące czynniki:

- uregulowana sytuacja prawna gruntów przeznaczonych pod budowę terminalu (są własnością portu, gminy i nadleśnictwa oraz są wolne od praw osób trzecich);
- niższe koszty;
- krótsza droga transportu LNG;
- większe zapotrzebowanie na gaz w regionie północno-zachodnim kraju.

Terminal LNG powstanie na prawym brzegu Świny na terenie, który od dawna przeznaczony jest pod rozwój portu. Stanowisko przeładunkowe dla statków zlokalizowane będzie na akwenie Morza Bałtyckiego, w odległości ok. 1100 m na wschód od istniejącego falochronu wschodniego ujścia Świny i w odległości ok. 450 m od brzegu morza. Stanowisko to zostanie połączone rurociągami z lądową częścią terminalu, której północna granica znajduje się w odległości ok. 750 m na południe od linii brzegowej. Instalacja rozładunkowa będzie przystosowana do przyjmowania metanowców o pojemności od 50 000 do 216 000 m³. Terminal będzie wyposażony w instalację do rozładunku skroplonego gazu ziemnego o różnym składzie. Z analizy nawigacyjnej budowy stanowiska rozładunku LNG w porcie zewnętrznym w Świnoujściu wynika jednak, że „minimalnym statkiem” optymalnie eksploatowanym przy planowanym nabrzeżu będzie tankowiec o pojemności ładunkowej rzędu 120 000 m³. Na potrzeby inwestycji zostaną zbudowane rurociągi do odbioru gazu skroplonego ze statków, zbiorniki LNG oraz instalacje do regazyfikacji. W pierwszym etapie zdolność eksploatacyjna terminalu LNG pozwoli na odbiór 5 mld m³ gazu ziemnego rocznie.

W kolejnym etapie, w zależności od wzrostu zapotrzebowania na gaz, możliwe będzie zwiększenie zdolności odbioru do 7,5 mld m³ bez konieczności powiększania terenu, na którym powstanie terminal. W terminalu LNG w Świnoujściu planowana jest budowa dwóch zbiorników o pojemności 160 000 m³ w technologii *full containment* („zbiornik w zbiorniku”). Takie zbiorniki LNG powstały w terminalach w Barcelonie, w Zeebrugge (Belgia) czy w Bostonie. Inwestorem projektu jest Polskie LNG, spółka powołana dla budowy i eksploatacji terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego. Spółka rozpoczęła działalność w maju 2007 r., a jej właścicielem jest Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA.

Zagrożeniem dla terminalu może być gazociąg North European Gas Pipeline (Gazociąg Północnoeuropejski), ponieważ rosyjsko-niemieckie konsorcjum postanowiło swoją rurę ułożyć w poprzek toru wodnego do portów w Szczecinie i Świnoujściu, bezpośrednio na dnie. Tor wodny ma głębokość 14,3 m, a średnica rury wynosi 1,4 m; po jej ułożeniu na dnie głębokość toru skurczy się do 12,9 m.

Gaz z Kataru będzie transportowany do Polski statkami klasy Q-Flex, jak informują komunikaty PGNiG i Qatargas. To gazowce nowej generacji, które przewożą dwa razy

więcej ładunku niż używane dotąd jednostki. Katar jako pierwszy w świecie zamówił flotę 40 takich statków w koreańskich stocznich. Wymagana głębokość toru dla bezpiecznej żeglugi gazowców Q-Flex o zanurzeniu 12,5 m przy pełnym załadunku wynosi 14,3 m³³.

Innym zagrożeniem dla terminalu jest brak linii przesyłowych w głąb kraju, co stwarza konieczność opracowania optymalnego sposobu dalszego transportu tego gazu do odbiorców. Jest to tym ważniejsze, że w rejonie wybranej lokalizacji terminalu znajdują się końcowe odcinki krajowego systemu przesyłowego i odbiór gazu z terminalu będzie wymagał przebudowy tej części systemu. Transport gazu do odbiorców może być realizowany:

- rurociągami w fazie gazowej po uprzedniej gazyfikacji LNG i sprężeniu otrzymanego gazu na terenie terminalu;
- w fazie ciekłej rurociągami lub transportem kołowym (autocysternami lub cysternami kołowymi), a następnie po gazyfikacji LNG w lokalnych instalacjach do sieci gazociągów rozdzielczych.

Alternatywą dla Terminalu LNG Świnoujście może być zastosowanie nowych technologii – tzw. pływającego terminalu, regazyfikującego LNG na pokładzie statku (metanowca), a nie w porcie. Według ekspertów ta metoda jest co najmniej sześć- lub siedmiokrotnie tańszą opcją. Ponadto budowa infrastruktury do odbioru gazu tą drogą byłaby znacznie łatwiejsza niż w przypadku lądowego terminalu. Według Andrzeja Piwowarskiego, eksperta ds. przemysłu gazowniczego, istnieją metody dostaw gazu ziemnego drogą morską mniej uciążliwe pod względem administracyjnym, szybsze do wdrożenia i bardziej przyjazne dla środowiska³⁴.

4. ZAGROŻENIA DLA TERMINALU LNG ŚWINOUJŚCIE

Nowo budowany Terminal LNG Świnoujście musi przygotować się do nowych zagrożeń w aspekcie ładunków, do tej pory nie przeładowywanych, które będą ładunkami podstawowymi, o dużej masie towarowej. Będą to ładunki niebezpieczne, stwarzające nowe rodzaje zagrożeń, które muszą być rozpoznane i zneutralizowane w zarodku.

Do potencjalnych zagrożeń, które mogą powstać w trakcie budowy i eksploatacji nabrzeży terminalu LNG Świnoujście, możemy zaliczyć:

- a) zagrożenia eksploatacyjne związane z ryzykiem manewrowania statkiem podczas podejścia do nabrzeża, to jest:
 - wgniecenie kadłuba zewnętrznego przy braku przebicia (wynikające z kąta nachylenia skarp toru wodnego i rodzaju podłoża – piasek), wskutek czego nastąpi czasowe zablokowanie toru wodnego (akcja sprowadzania gazowca z mielizny);
 - przebicie poszycia kadłuba statku w wyniku kolizji z budowlą hydrotechniczną;
 - nastąpi, co spowoduje rozszczelnienie zbiorników i w rezultacie wstrzymanie ruchu statków nie tylko w porcie Świnoujście i Szczecin, ze względu na możliwość wybuchu (uzależnione jest to od wielkości, rodzaju gazowca i wielkości przebicia). Z analizy charakterystyk wynika, że:
 - do prędkości 2.2 węzła dla poszycia zewnętrznego oraz 4.8 węzła dla poszycia wewnętrznego nie zanotowano przebicia (poszycie wewnętrzne będzie nosiło ślady wgniecenia);

³³ <http://jaron.salon24.pl/tag/17737,tor-wodny-statki-klasy-q-flex>.

³⁴ Alternatywa dla Świnoujścia, „Gazeta Polska” 15 IV 2009.

- gdy statek porusza się z prędkością 4.2 węzła nastąpi przebicie wielkości 5 m^2 w poszyciu zewnętrznym, w poszyciu wewnętrznym nastąpi poważne wgniecenie;
- gdy statek porusza się z prędkością 6.2 węzła, wystąpi przebicie wielkości około 5 m^2 w poszyciu wewnętrznym.

Aby doszło do skażenia środowiska i ewentualnego wybuchu, musi wystąpić zdarzenie z przebicciem poszycia wewnętrznego, wskutek, czego wystąpi intensywny wyciek gazu LNG.

Statki LNG wchodzące w główki portu, według założeń nie będą przekraczać 5.5 węzła, co w wypadku kolizji pod kątem prostym z dziobem innego statku może spowodować przebicie wielkości nie większą niż 3 m^2 . Na podejściu do portu zewnętrznego w Świnoujściu zdarzenie takie teoretycznie nie powinno mieć miejsca, ze względu na niedopuszczalny ruch dwukierunkowy podczas wprowadzania gazowca LNG. Niemniej zakładając możliwość kolizji z budowlą hydrotechniczną np. główkami poczyniono następujące założenia - prędkość gazowca LNG w momencie kolizji 5 węzłów (w rzeczywistości jednak gazowiec nie jest w stanie uderzyć z taką prędkością w główkę, gdyż nie porusza się prostopadłe do niej) wielkość otworu w poszyciu wewnętrznym kadłuba nie powinno przekroczyć 2 m^2 .

b) zagrożenia związane z technologią przeładunku;

Do głównych zagrożeń wynikających z operacji przeładunkowych możemy zaliczyć:

- nieszczelność powstała na skutek awarii lub błędu operatora, w systemie rur, zaworów służących do przeładunku LNG, zarówno po stronie statku, jak i terminalu;
- uszkodzenia rurociągu przeładunkowego na skutek nie utrzymania stabilnej pozycji statku przy nabrzeżu, np. w wyniku zerwania cum, nagłego załamania pogody;
- uderzenia innego statku w gazowiec, na którym prowadzony jest przeładunek;
- celowego działania np. wskutek ataku terrorystycznego (z lądu, wody, powietrza).

c) zagrożenia związane z przewozem LNG;

Ze względu na specyfikę przewożonego ładunku zbiornikowiec do przewozu płynnego gazu ziemnego podczas eksploatacji narażony jest na:

- niezamierzone naruszenie szczelności zbiornika z LNG, np. wskutek kolizji z innym statkiem, zderzenie ze stałym obiektem (zderzenie wtórne związane z ruchem statku),
- na awarię zbiorników lub instalacji gazowej do obsługi ładunku (awaria techniczna spowodowana błędem technologicznym),
- błąd człowieka z obsługi instalacji rozładunkowej lub odzyskującej opary;
- celowe działanie np. wskutek ataku terrorystycznego z wody lub powietrza.

Skutkiem prawie każdej z wyżej wymienionych sytuacji jest wyciek gazu uzależniony od wielkości otworu, przez który wydobywa się gaz i panujących warunków atmosferycznych przez co:

- może nastąpić na gazowcu zapłon wydobywających się oparów gazu;
- wydobywające się opary mogą utworzyć wybuchową chmurę z LNG, która może się przemieszczać na znaczne odległości, zależnie od czynników zewnętrznych;
- mogą nastąpić odmrożenia lub oparzenia członków załogi statku w wyniku kontaktu z ciekłym gazem,

- duszenie się obsługi terminalu lub załogi poprzez nagromadzenie w powietrzu dużej ilości oparów gazu,
- nagromadzenie się ciekłego LNG między elementami konstrukcyjnymi statku lub terminalu doprowadzi do dużego schłodzenia elementów konstrukcji metalowych i połączeń spawanych, zmienia się właściwości wytrzymałościowe konstrukcji. W rezultacie spowoduje to efekt domina, doprowadzając do zagłady statku lub instalacji terminalu.

5. ZAKOŃCZENIE

Polska wkrótce dołączy do grupy państw posiadających własny terminal gazowy. Surowiec ten nie wszędzie może dotrzeć za pośrednictwem rurociągów (względy ekonomiczne), dlatego transport gazu drogą morską pozwala na jego odbiór ze złóż, które znajdują się w znacznej odległości od odbiorcy. Budowa terminalu gazowego to jedna z najważniejszych dla bezpieczeństwa energetycznego kraju inwestycji, która stanowić będzie ochronę przed szantażem gospodarczym, tak często ostatnio stosowanym przez Rosję jako dominującego eksportera głównych surowców energetycznych. Jednak innym zagrożeniem może być cena i brak przewoźników. Problem ten można rozwiązać poprzez zbudowanie własnej floty metalowców lub zakontraktowanie wiarygodnych dostawców, by zapobiec sytuacji, w której wybudowany terminal nie będzie funkcjonował z powodu braku dostaw surowca.

LITERATURA

- [1] Salcewicz, B., *Pływałem na gazie*, http://www.portalmorski.pl/calyl_artikul.php?id=1407.
- [2] Filin, S.; Zakrzewski, B., *Światowy handel skroplonym gazem ziemnym (LNG) – stan obecny i kierunki rozwoju*, „Energetyka” 11 [629] 2006
- [3] Tusiani, M.D.; Shearer, G., *LNG: A Nontechnical Guide*, PennWell Corporation, Tulsa, OK 2007.
- [7] *Polityka energetyczna do 2030 r.*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa IX 2007.
- [8] Płaczek, J., *Gospodarka gazem ziemnym w Polsce a bezpieczeństwo energetyczne*, AON, Warszawa 1996.
- [9] Subda, A., *PGNiG myśli, co zrobić z gazem*, „Rzeczpospolita” 18 XII 2009
- [11] World's LNG Plants and Terminals as of September 2009, www.globalnginfo.com.
- [12] Rozporządzenie ministra gospodarki z 19 grudnia 2005 r. (DzU nr 266, poz. 2240)
- [13] <http://portalmorski.pl/Kolejny-amerykanski-gazoport-bazujacy-na-SRVa5573>
- [16] <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka>
- [19] <http://www.wnp.pl/wiadomosci/gazociag-jamal-II-niepotrzebny>
- [22] <http://portzewnetrzny.pl/informacje.php>
- [23] <http://www.pgi.gov.pl>
- [25] <http://www.gazoprojekt.pl>
- [26] <http://www.yemenlng.com>
- [27] <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects>
- [30] <http://www.nordiclng.com>
- [31] <http://www.iranoilgas.com>
- [32] <http://www.angolalng.com>

**NATURAL GAS SUPPLIES TO POLAND BY MARITIME TRANSPORT
– OPPORTUNITIES, PROBLEMS AND THREATS**

Natural gas is becoming the second, by the mean of quantity of consumption, world energy source. It becomes a perspective and important industrial branch, and nowadays it experiences its evolutionary boom. Development of so called LNG logistic chain that consists of liquefaction facilities, LNG tankers and gasification facilities, affects the development of international supplies markets, their liberalization and growth of threats related to the specific character of shipment.