

## Flota LNG – nowy napęd na międzynarodowych akwenach współfinansowany przez Unię Europejską

### W bieżącym wydaniu:

#### Działania azjatyckich odbiorców LNG będą kształtowały globalne trendy na rynku

Odbiorcy LNG z całego świata będą w najbliższych latach uczestniczyli w zmianach rynku mających swoje źródło w rejonie Azji Południowo-Wschodniej. Cena LNG będzie kształtowana pod wpływem zmieniającego się otoczenia rynkowego.

#### Pozycja Gazpromu na rynku globalnym

Sprzedaż gazu ziemnego dostarczanego gazociągami jest ważnym, ale nie jedynym źródłem przychodów spółki. Ważny jest udział w globalnym rynku hurtowym, inwestycjach infrastrukturalnych, a w niedalekiej przyszłości również na rynku LNG.

#### Losy Saipem a terminal LNG w Świnoujściu

Należy z dużą ostrożnością podchodzić do wskazywania na zagrożenie wynikające z potencjalnej sprzedaży spółki Saipem - budującej terminal LNG w Świnoujściu - inwestorowi rosyjskiemu.

#### LNG z Afryki jako element optymalizacji zakupów gazu dla Polski

Afryka stanowi najbliższe źródło dostaw LNG do Unii Europejskiej. Jej potencjał został dostrzeżony przez największe spółki gazowe z Europy (Shell, Eni, BP, czy Total) i ze świata.

#### Algieria - perspektywiczny partner gazowy Europy

Algieria dostarcza obecnie 90% produkowanego przez siebie gazu ziemnego do Europy. Export surowca odbywa się gazociągami oraz poprzez dwa - obecnie rozbudowywane - terminale LNG.

Zanieczyszczenie środowiska jest problemem, który dotyczy wielu sektorów na całym świecie. Jednym z nich jest sektor pasażerskiego oraz frachtowego transportu drogą morską. W ostatnich latach podejmuje się działania, które mają na celu redukcję zanieczyszczeń w transporcie morskim. Skutkiem tych działań jest poszukiwanie alternatywnych źródeł napędu floty morskiej, a także nakłady finansowe w technologii przyjazne dla środowiska. Jedną z takich inwestycji jest LNG, które spełnia najwyższe standardy środowiskowe. Tworzenie floty LNG stanowi przyszłość transportu morskiego.

Morze Bałtyckie należy w pełni do strefy SECA - obszaru objętego kontrolą emisji tlenku siarki. Od początku przyszłego roku maksymalna dozwolona emisja tlenku siarki w transporcie morskim zostanie zmniejszona dziesięciokrotnie w porównaniu z ograniczeniami istniejącymi obecnie. Spowoduje to konieczność dostosowania się armatorów do nowej rzeczywistości, w szczególności wymagać będzie podjęcia decyzji w kwestii zmiany paliwa napędowego w jednostkach pływających po Morzu Bałtyckim. Ograniczenie dotyczy również Morza Północnego, a zatem dotyczy dwóch akwenów w rejonie Europy Północnej.

W konsekwencji zmian część armatorów zdecydowała się na inwestycje w napęd LNG opierając się na wsparciu przewidzianym w programie unijnym transeuropejskiej sieci transportowej (TEN-T), wspierającym inwestycje w sektorze transportu drogowego, morskiego i lotniczego w Unii Europejskiej. Dzisiaj dofinansowanie dotyczące LNG dotyczy 14 projektów, do których należą również przedsięwzięcia z zakresu budowy floty napędzanej gazem skroplonym. Należą do nich budowa jednostek z napędem dual-fuel, modernizacja jednostek w zakresie dostosowania ich do zasilania paliwem LNG (np. EMS AG z Niemiec), budowa barek zasilanych LNG (Sondervermögen Hafen), kompleksowe projekty obejmujące budowę jednostek napędzanych LNG oraz stacji bunkrowania (SABIC Petrochemicals UK). W zależności od zakresu przedsięwzięcia wartość dofinansowania oscyluje między 1 mln EUR a 7,2 mln EUR. Wsparcie unijne dla przedsięwzięć z zakresu LNG istnieje, ale jest jeszcze niewystarczająco rozwinięte. W kraju stowarzyszonym z UE - Norwegią - istnieje tzw. Norweski fundusz NOx. Jest to umowa między 15 organizacjami biznesowymi a Ministerstwem Środowiska. Środki funduszu wynoszą 75 mln EUR rocznie, które mają być wydatkowane na przedsięwzięcia redukujące emisję tlenków azotu. W ostatnich latach ponad połowa tej kwoty przeznaczana jest na projekty związane z LNG. Bezpośrednim efektem funduszu jest dominacja norweskich armatorów w liczbie jednostek napędzanych LNG

(ponad 60% światowej floty) oraz stały wzrost konsumpcji LNG jako paliwa napędowego. W 2008 r. LNG stanowiło jedynie 3% paliwa morskiego, podczas gdy prognozy na 2016 rok przewidują wzrost partycypacji o 30%.

Zmiana paliwa na LNG będzie wymagała stworzenia infrastruktury tankowania na akwenach objętych wprowadzonymi restrykcjami środowiskowymi. Umożliwi to dalszy wzrost zainteresowania inwestycjami w budowę floty napędzanej gazem skroplonym. Terminal LNG w Świnoujściu jest dzisiaj idealnie pozycjonowany do zaistnienia na mapie bunkierki gazu skroplonego. Świnoujście znajduje się w strategicznym miejscu dla transportu morskiego, który nie jest transportem wewnątrzakwenowym. Ponadto Polska jest największym państwem na Bałtykiem (z wyłączeniem okręgu Kaliningradzkiego), a polskie porty są miejscem docelowym znacznego udziału ruchu morskiego na Morzu Bałtyckim.

Co ciekawe, według obecnego stanu niemal 20% floty napędzanej LNG niebędącej metanowcami (jednostki służące do transportu LNG) powstało w polskich stocznicach. Polska jest zatem nie tylko bezpośrednim, ale także pośrednim beneficjentem zmian we flocie morskiej.

Mimo jeszcze niedużego udziału floty napędzanej LNG, liczba ta stale wzrasta. Podejmowane są inicjatywy zwiększające skalę stacji tankowania LNG na Bałtyku. Rynek napędu LNG w transporcie morskim już istnieje, a wszelkie działania podejmowane w krajach basenu Morza Bałtyckiego powinny wspierać ten rozwój we własnym interesie.

Dr Michał Beim

- Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu

### W następnym numerze:

Najlepsze praktyki w zarządzaniu dostawami LNG

Znaczenie kosztu transportu LNG

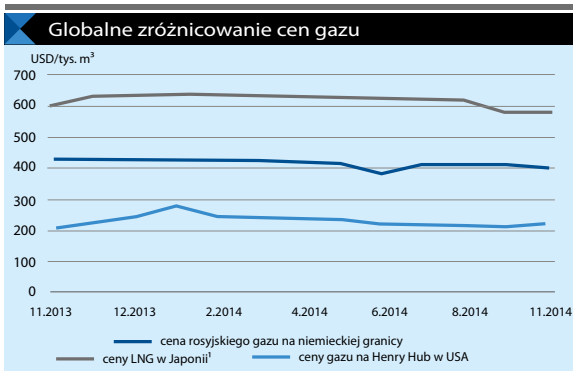
Pośrednie zalety inwestycji w LNG

LNG Snapshot

[www.lngsnapshot.com](http://www.lngsnapshot.com)

tel. +48.22.247.20.95

mail: [office@lngsnapshot.com](mailto:office@lngsnapshot.com)



Źródło: MFW

USD/tys. m <sup>3</sup>	Październik 2014	Grudzień 2014	Zmiana	Zmiana %
Argentyna	514,79	416,79	-98,01	-19,0%
Brazylia	503,47	401,58	-101,90	-20,2%
Meksyk	495,69	408,30	-87,39	-17,6%
Korea	523,64	424,57	-99,07	-18,9%
Japonia	523,64	424,57	-99,07	-18,9%
Indie	498,87	405,11	-93,76	-18,8%
Chiny	509,49	410,42	-99,07	-19,4%
Wielka Brytania	323,03	302,86	-20,17	-6,2%
Hiszpania	428,11	345,32	-82,79	-19,3%
Belgia	318,08	292,25	-25,83	-8,1%
USA (Lake Charles)	126,31	131,62	5,31	4,2%
USA (Cove Point)	99,42	185,75	86,33	86,8%

Źródło: FERC

Po stosunkowo wysokich cenach LNG w październiku, grudzień charakteryzował się znacznymi spadkami na globalnych rynkach. Najwyższe spadki charakteryzowały rynek azjatycki i południowoamerykański. Skala spadków w Europie była zróżnicowana i wahała się między 6,2% w Wielkiej Brytanii i aż 19% w Hiszpanii. W analizowanym okresie znacznie wzrosła cena odbioru w Cove Point w Stanach Zjednoczonych.

Porównanie indeksów gazowych na podstawie wskaźników Międzynarodowego Funduszu Walutowego wskazuje na trend spadkowy cen w Japonii, stała cenę płaconą w Europie za gaz z Rosji oraz nieznaczne wzrosty cen na Henry Hub w Stanach Zjednoczonych. Cena gazu indonezyjskiego wysyłanego do Japonii w ostatnich dwóch miesiącach była o ok. 45 dolarów niższa niż w poprzedzających trzech miesiącach i wynosiła niewiele ponad 560 dolarów za tys. m<sup>3</sup>. Stanowiło to prawie czterokrotność ceny gazu ziemnego na amerykańskim hubie Henry Hub. Cena była też wyższa o 57% od ceny gazu rosyjskiego na granicy niemieckiej.

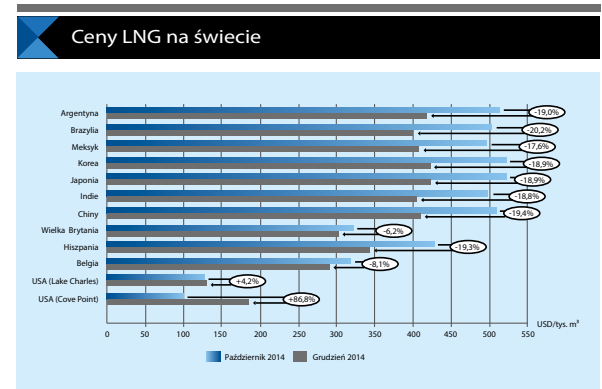
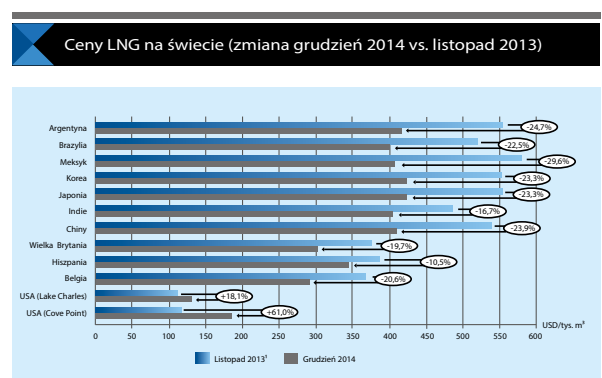
Według szacunków FERC – Federalnej Komisji Regulacji Energetyki w Stanach Zjednoczonych (Federal Energy Regulatory Commission) średnia cena gazu ziemnego, który w grudniu dotrze do Japonii wyniosła 425 dolary, co oznacza spadek o 97 dolarów na tys. m<sup>3</sup> w porównaniu z ceną z października. W ujęciu procentowym wzrost ten wyniósł aż 19%. W porównaniu z ceną płaconą za gaz w Japonii w listopadzie ubiegłego roku, kiedy za gaz płacono 553 dolary spadek wyniósł ponad 23%. Identyczne wartości zostały odnotowane dla gazu dostarczanego do Korei Południowej. W Indiach i Chinach gaz skroplony taniał odpowiednio o 18,8% oraz 19,4% w porównaniu z październikiem br. Spadek cen w grudniu skutkował funkcjonowaniem na rynku indyjskim ceny niższej o 16,7% niż cena w listopadzie 2013 r. W Chinach LNG było tańsze aż o 23,9% niż w listopadzie ubiegłego roku. W drugiej największej gospodarce płacono za gaz 410 dolarów za tys. m<sup>3</sup>.

W Argentynie i Brazylii w porównaniu z październikiem br. spadki cen wynosiły odpowiednio prawie

25% oraz 22,5%. Ceny są niższe niż w listopadzie zeszłego roku o 19% w Argentynie oraz o 20,2% w Brazylii. Największe roczne spadki w porównaniu z cenami z listopada ubiegłego roku zanotowano w Meksyku, gdzie za LNG płacono w grudniu 408 dolarów, podczas gdy rok temu cena ta wynosiła aż 580 dolarów. Przekłada się to na niemal 30% różnicę. W odniesieniu do października bieżącego roku cena zmalała o 17,6%.

Nietypowym zjawiskiem był znaczny wzrost cen w punkcie odbioru w Cove Point w Stanach Zjednoczonych. Należy jednak mieć na uwadze, że import LNG ma globalnie marginalne znaczenie. Wolumen importu w całym 2013 r. wyniósł zaledwie 2,7 mld m<sup>3</sup>, co odpowiada niespełna 1% globalnego handlu LNG oraz tylko 0,4% amerykańskiej konsumpcji paliwa. W przeciągu ostatnich dwóch miesięcy cena w punkcie Lake Charles wzrosła zaledwie o 4,2%, zaś w Cove Point stanowiła prawie dwukrotność ceny z października (wzrost z 99 do 186 dolarów za tys. m<sup>3</sup>). W pierwszym z opisanych punktów za gaz trzeba było płacić o 18,1% więcej niż w zeszłym roku w listopadzie, natomiast w Cove Point gaz był droższy aż o 61%.

W Europie gaz ziemny w grudniu taniał nierównomiernie. Największe spadki odnotowano w Hiszpanii, gdzie ceny były niższe od tych sprzed dwóch miesięcy o 19,3%, a od cen w listopadzie zeszłego roku o 10,5%. Mimo tego cena płacona za LNG w Hiszpanii jest stale wyższa niż ceny w Belgii i Wielkiej Brytanii. Za LNG dostarczone do Hiszpanii w grudniu br. płacono 345 dolarów, podczas gdy cena w Wielkiej Brytanii wynosiła 303 dolary, a w Belgii 292 dolary za tys. m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Cena w Wielkiej Brytanii była o 19,7% niższa niż w listopadzie 2013 r. i o 6,2% niższa niż



Źródło: FERC

w październiku 2014 r. Analogicznie w Belgii zmiany te wynosiły 20,6% oraz 8,1%.

Wahania cen LNG związane są z wieloma czynnikami. Należą do nich w szczególności ceny ropy naftowej, które stanowią podstawę indeksowania w formułach kontraktowych, wielkość popytu na gaz ziemny oraz działania największych importerów zmierzających do obniżenia cen. Te ostatnie nie wpływają znacznie na wahania krótkoterminowe, choć znane są działania państw ograniczające popyt na gaz skroplony, które mają znaczenie dla wyceny paliwa.

<sup>1</sup>Ceny dla listopada 2014 r. oraz grudnia 2013 r. nie zostały opublikowane.



## Działania azjatyckich odbiorców LNG będą kształtowały globalne trendy na rynku

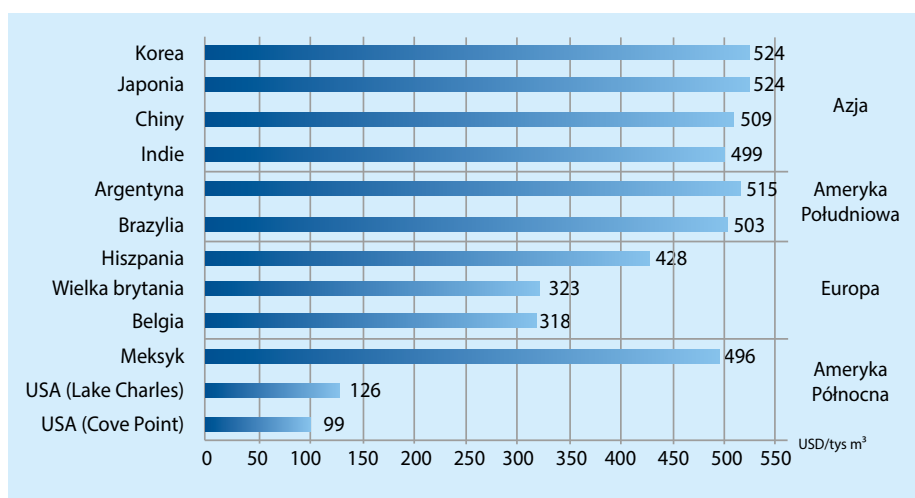
Odbiorcy LNG z całego świata będą w najbliższych latach uczestniczyli w zmianach rynku mających swoje źródło w rejonie Azji Południowo-Wschodniej. Cena LNG będzie kształtowana pod wpływem zmieniającego się otoczenia rynkowego. Presja cenowa będzie najbardziej nasiloną na rynku azjatyckim, który w 2013 odpowiadał aż za 73% globalnego importu gazu skroplonego. Co więcej, rynek ten doświadczał ponad 6-o procentowego wzrostu, podczas gdy globalnie rynek wzrósł zaledwie o 0,3%. Jednocześnie odbiorca azjatycki płaci za LNG najwyższą cenę. Ostatnie miesiące pokazują podjęcie szeregu działań mających na celu zmianę tego stanu rzeczy.

Do determinantów popytu na gaz ziemny w regionie Azji Południowo-Wschodniej należą między innymi wysoki poziom wzrostu gospodarczego krajów takich jak Chiny czy Indie, który związany jest coraz większym zapotrzebowaniem na zewnętrzne źródła energii, w tym gaz ziemny, jak również deatomizacja Japonii po katastrofie w elektrowni atomowej w Fukushima. Mimo informacji, że Japonia może w najbliższym czasie wrócić do generacji energii z paliw jądrowych, nie należy się jednak spodziewać w tym kraju znacznego zmniejszenia zapotrzebowania na gaz ziemny w najbliższych latach.

Wysokie ceny gazu ziemnego w regionie sprawiają, że jest on atrakcyjny dla dostawców z całego świata. Zatem zarówno obecni dostawcy jak i kraje dopiero rozpoczynające lub planujące rozpoczęcie eksportu LNG tworzą swój rynek odbiorców skupiając się na regionie azjatyckim. Na rynku azjatyckim pragnie również zaistnieć największy na świecie eksporter gazu ziemnego – Federacja Rosyjska. Rosyjski terminal eksportowy powstał w celu zaspokojenia rynków tego regionu. Ponadto Rosja podpisała z Chinami umowy na dostawę gazu rurociągami. Zastosowanie ulg podatkowych na eksportowany gaz oraz zdecydowanie się na poniesienie kosztu budowy niezbędnych gazociągów wskazuje na determinację Rosji w dążeniu do zwiększenia swojego udziału w drugiej największej gospodarce świata, także za cenę realizacji niskich cen dostaw tego surowca. Atrakcyjne ceny zaoferowane Chinom nie pozostają jednak bez wpływu na inne kraje regionu. Świadomi rozbieżności cenowych najwięksi importerzy zaczynają wywierać presję na dostawcach.

Państwa azjatyckie podejmują działania mające na celu obniżenie cen gazu ziemnego w regionie nie zadowolając się wyłącznie na lepsze oferty eksporterów. Nabywcy z Japonii, Korei i Indii spotkali się w grudniu zeszłego roku w celu omówienia koncepcji zakupów grupowych, skutkujących otrzymaniem od oferentów lepszych warunków zakupu. W marcu dokonano wspólnego zakupu gazu przez spółki koreańską i japońską. W tym samym miesiącu doszło do podpisania umowy pomiędzy wytwórcą energii elektrycznej w Japonii, a spółką gazową z Indii w sprawie wspólnych zakupów gazu ziemnego. W październiku podpisana została umowa między dwoma japońskimi spółkami - TEPCO oraz Chubu Electric – przewidującą

### Ceny LNG na świecie w październiku 2014 r.



Źródło: FERC

ca partnerstwo w łańcuchu dostaw energetycznych, obejmujące również zakupy gazu ziemnego. W wyniku podpisania umowy stworzony został największy pojedynczy nabywca LNG na świecie. Łączny wolumen zakupów tych dwóch spółek stanowi ok. 16% globalnego obrotu LNG (na poziomie około 55 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie).

Ponadto państwa azjatyckie poszukują nowych dostawców gazu licząc na korzystniejsze formuły. Rynek upatruje dużego potencjału w dostawach z Afryki Wschodniej. Spółka inwestująca w terminal eksportowy w Mozambiku planuje zaproponować odbiorcom z Azji gaz indeksowany w 30% do cen gazu ziemnego na hubie w Stanach Zjednoczonych. Liczne spółki azjatyckie są dzisiaj zaangażowane kapitałowo w inwestycje w terminale skraplające.

Kolejnym z działań odbiorców z Azji jest ograniczanie zakupów gazu ziemnego z jednego źródła, traktując duży wolumen zakupów jako kartę przetargową w negocjacjach z dostawcami. Będąc świadomymi wzrastającej podaży LNG na świecie spółki azjatyckie mają dzisiaj coraz większą swobodę w kształtowaniu portfela dostawców.

Jednym ze skutków wojny o azjatyckiego klienta będzie również najprawdopodobniej zmiana zapisów kontraktowych i formuł indeksacyjnych. Można spodziewać się powolnego odchodzenia od dominacji indeksacji opartej na produktach ropopochodnych na rzecz indeksacji do rynkowych cen gazu.

Oczywiście wolumen gazu ziemnego sprowadzany w kolejnych latach do Świnoujścia nie daje Polsce pozycji przetargowej porównywalnej z państwami azjatyckimi. Jednak podobnie jak wszystkie kraje z infrastrukturą regazyfikacyjną, Polska może być beneficjentem zmian odbywających się na globalnych rynkach, a zmiany te zaprowadzą do stałego polepszania się pozycji odbiorcy na globalnych rynkach. W kontek-

ście podnoszonej dyskusji o możliwym stworzeniu wspólnego rynku gazu w obrębie UE, należałoby być może sięgnąć do wzorców azjatyckich, gdzie takie ujednolicenie zakupów gazu okazało się być możliwe, również na poziomie międzynarodowym. Przyniosłoby to wymierne korzyści zarówno dla UE jak i dla każdego z państw członkowskich. Odpowiednie działania mogłyby uplasować Europę jako współkreatora rynku, a nie jedynie biorcę istniejących warunków. Żaden z krajów Unii Europejskiej nie ma wystarczająco silnej pozycji rynkowej, żeby kształtować rynek, jednak UE jako całość jest znaczącym importerem LNG, a zwiększenie europejskich zdolności importowych w postaci terminali w Polsce i na Litwie jeszcze bardziej umacnia Europę w rankingu odbiorców.

Paweł Nierada  
- Rada Partners



Z przychodami na poziomie 165 mld dolarów (2013 r.) Gazprom jest na 17 miejscu wśród największych spółek na świecie, podczas gdy największa polska spółka - PKN Orlen - jest na 323 miejscu. Sprzedaż gazu ziemnego dostarczanego gazociągami jest ważnym, ale nie jedynym źródłem przychodów spółki. Ważny jest udział w globalnym rynku hurtowym, inwestycjach infrastrukturalnych, a w niedalekiej przyszłości również na rynku LNG.

Rynek gazu ziemnego cechuje stosunkowo duża koncentracja działalności w ramach dużych podmiotów rynkowych, wynikająca zarówno z zaszczytu historycznych znajdujących odzwierciedlenie w rozwoju infrastruktury, jak i z faktu rozmieszczenia złóż paliw. Rozwój LNG stanowi dzisiaj przeciwwagę dla zmonopolizowanego importu za pośrednictwem gazociągów. Największe spółki gazowe bacznie przyglądają się rynkowi LNG poszukując nowych możliwości zbytu. Jedną z takich spółek jest rosyjski Gazprom, który w najbliższych latach chce potroić swój udział w globalnym obrocie LNG.

Globalny rynek gazu ziemnego w 2013 r. wynosił 3 347,6 mld m<sup>3</sup> konsumowanego paliwa, z czego aż 1 035,9 (31%) mld m<sup>3</sup> pochodziło z importu. Ceny gazu importowanego na świecie są zróżnicowane. Najniższe wynoszą nieco ponad 100 dolarów za tys. m<sup>3</sup>, najwyższe przekraczają nawet 600 dolarów za tys. m<sup>3</sup>. Biorąc pod uwagę rozmieszczenie importu i ceny regionalne można szacować wartość rynku na wartość w przedziale 350-400 mld dolarów rocznie. Udział gazu skroplonego w globalnej wymianie handlowej wyniósł w 2013 r. 31,4%, co przekłada się na 110-125 mld dolarów, choć w związku z tym, że większość odbiorców LNG stanowią państwa azjatyckie, płacące za gaz najwyższą cenę, wartość rynku LNG jest znacznie wyższa i może wynosić ponad 150 mld m<sup>3</sup>.

Na szczytach listy największych firm na świecie dominują przedsiębiorstwa sektora energetycznego, a jedną a nich jest rosyjski Gazprom, który w najnowszym zestawieniu pięciuset największych spółek na świecie Global Fortune 500 znajduje się na 17 miejscu, z przychodami wynoszącymi 165 mld dolarów. Wśród 20 największych spółek aż 10 reprezentuje szeroko pojęty sektor energetyczny. Spośród polskich spółek na liście znajduje się wyłącznie PKN Orlen, a poza listą znalazł się największy podmiot polskiego rynku gazu ziemnego - PGNiG.

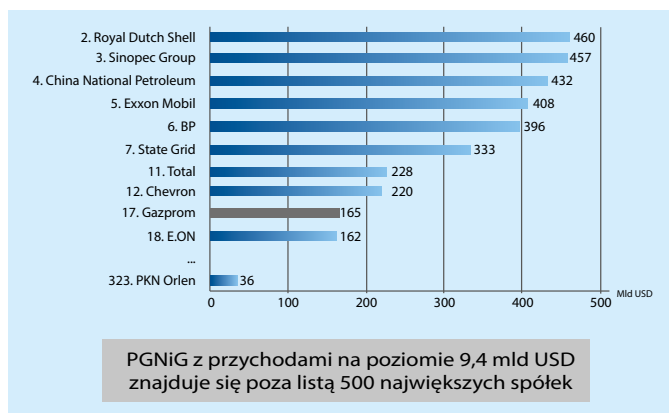
Gazprom jest największym zewnętrznym dostawcą gazu ziemnego do Unii Europejskiej. Jest również zaangażowany kapitałowo w wiele przedsięwzięć o charakterze energetycznym w państwach członkowskich UE. Kontrahentami spółki jest większość krajów Unii. Polska importuje z Rosji ponad 9 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, co pozycjonuje kraj jako czwarteo największego odbiorcę w Unii Europejskiej, choć nasz udział w całości eksportu rosyjskiego gazu wynosi zaledwie 4,3%. Nie można mówić o tym, że eksport

gazu do Polski nie ma znaczenia z punktu widzenia Gazpromu, ponieważ na portfel odbiorców spółki składa się niewielu dużych importerów (np. Niemcy, Włochy) oraz wiele krajów zakupujących znacznie mniejsze wolumeny. Z punktu widzenia interesu Gazpromu Polska jest ważnym, ale nie kluczowym partnerem handlowym w Europie.

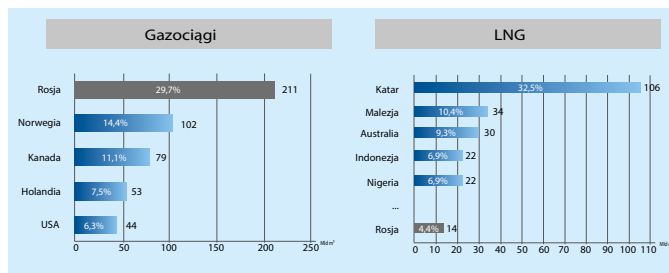
Ogromny potencjał rynku gazu ziemnego stał się dla państw eksporterów jednym z głównych źródeł dochodów budżetu. Obserwując zmiany zachodzące na globalnym rynku gazu ziemnego, w celu zwiększenia swojej pozycji rynkowej, spółka postanowiła zainwestować w rozwój infrastruktury skraplającej gaz. Obecnie udział Gazpromu w globalnym rynku LNG wynosi zaledwie 4,4% i jest sześciokrotnie mniejszy niż udział gazu rosyjskiego w wymianie handlowej realizowanej za pośrednictwem gazociągów. Gazprom posiada jeden terminal skraplający na wyspie Sakhalin na wschodzie Federacji Rosyjskiej. Terminal funkcjonuje na rynku od 2009 r., a jego zdolności eksportowe wynoszą 13,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Gaz z terminalu trafia do odbiorców w Japonii, Korei, Chinach, Indiach, Tajwanie, Wielkiej Brytanii, USA, Meksyku, jak również do odbiorców na Bliskim Wschodzie - w Zjednoczonych Emiratach Arabskich i w Kuwejcie. Celem spółki jest zwiększenie globalnego udziału na rynkach LNG do poziomu 15%, co ma zostać umożliwione przez oddanie do użytku terminali we Władywostoku oraz terminalu Baltic LNG w Primorsku nad Morzem Bałtyckim.

Projekty terminali LNG są w różnym stopniu zaawansowania. Terminal Baltic LNG planowany jest mniej więcej od połowy zeszłej dekady. W 2006 r. została podpisana umowa na opracowanie wstępnego projektu technicznego. W kolejnych latach trwały rozmowy z potencjalnymi odbiorcami, by w 2008 r. odstawić projekt na półkę i skoncentrować się na bardziej zyskownym przedsięwzięciu budowy gazociągu Nord Stream i ewentualnej budowie terminalu LNG na północnym zachodzie kraju (realizacja tego ostatniego nigdy nie doszła do skutku). W kolejnych latach jednak plany dotyczące realizacji przedsięwzięcia Baltic LNG powróciły. W 2013 r. podpisano list intencyjny mający na celu uzyskanie niezbędnych pozwoleń w celu rozpoczęcia realizacji projektu. Według założeń

Pozycja wybranych spółek energetycznych na liście największych spółek na świecie w 2013 r.



Wolumen i globalny udział największych eksporterów gazu ziemnego w 2013 r.



terminal ma zostać oddany do użytku w 2018 r. W tym samym roku ma zostać oddany pierwszy gazociąg w ramach przedsięwzięcia terminalu we Władywostoku. Projekt ma na celu zaopatrywanie w gaz ziemny spółek z regionu Azji Pacyfiku, w tym Japonii, która współuczestniczy w jego realizacji. Docelowe zdolności eksportowe terminalu Baltic LNG wyniosą 14 mld m<sup>3</sup>, a terminalu we Władywostoku 21 mld m<sup>3</sup>. Oprócz terminali skraplających, plany przewidują także powstanie w Okręgu Kaliningradzkim terminalu odbiorczego o zdolnościach odbiorczych wynoszących co najmniej 3,3 mld m<sup>3</sup> rocznie. Projekt jest obecnie w fazie wyboru miejsca lokalizacji.

Ewolucja globalnych rynków gazu wymusza na spółkach dostosowanie się do nowych realiów. Polityka dywersyfikacji źródeł w Unii Europejskiej oraz stale zmniejszające się zapotrzebowanie na gaz zmniejszają przychody Gazpromu na kontynencie. W związku z poszerzaniem portfela dostawców Gazprom odczuwa presję cenową. Podejmowane są negocjacje istniejących kontraktów, których efektem jest zmniejszenie cen paliwa. Działania Gazpromu mają na celu zaistnienie na rynkach, na których gaz rosyjski nie był obecny do tej pory lub w ocenie spółki jej udział rynkowy jest zbyt niski w stosunku do potencjału. Należy jednak wziąć pod uwagę, że daty ukończenia terminali eksportowych były niejednokrotnie przekładane, a roku 2018 należy dzisiaj bardziej postrzegać jako strategiczny cel spółki nie realny termin uruchomienia obu przedsięwzięć.

<sup>1</sup>Dane za BP Statistical Review 2014. Spółka szacuje swój udział na poziomie 5%.



## Losy Saipem a terminal LNG w Świnoujściu

Należy z dużą ostrożnością podchodzić do wskazywania na zagrożenie wynikające z potencjalnej sprzedaży spółki Saipem - budującej terminal LNG w Świnoujściu - inwestorowi rosyjskiemu. Samo wystawienie spółki na sprzedaż przez jej właściciela – włoską grupę energetyczną Eni - nie oznacza, że taka transakcja zostanie zrealizowana oraz że nastąpi to zanim terminal LNG w Świnoujściu zostanie ukończony.

Saipem specjalizuje się w projektach inżynierii lądowej i wodnej dla sektora gazu ziemnego i ropy naftowej, angażując się w realizację przedsięwzięć „pod klucz” związanych z wydobyciem, transportem i dystrybucją ropy naftowej i gazu ziemnego. Ma on m.in. doświadczenia na rynku LNG, realizując projekty dotyczące terminali regazyfikujących i skraplających w Europie, Azji, Afryce i Ameryce Północnej. Na rynku tym konkuruje jednak z innymi dużymi graczami, tj. np.: Foster Wheeler, CB&I, czy Sofregaz, które mają również bogate doświadczenie w tym zakresie.

Przyspieszona w ostatnich miesiącach reorganizacja grupy kapitałowej Eni ma na celu ograniczenie

kosztów i skupienie się Eni na swojej głównej działalności w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego. Tym samym działalność Saipem, skoncentrowana na EPC (ang. „Engineering Procurement and Construction”) nie wpisuje się w założenia strategiczne firmy. Funkcjonowanie takiej spółki w ramach grupy energetycznej o profilu zbliżonym do Eni jest dzisiaj rzadkością, a udział Eni w spółce wyceniany jest na ok. 3 mld EUR. Te kwestie wydają się być podstawą decyzji o sprzedaży. Dodatkowo, Saipem jest dzisiaj mocno zadłużony. Według opublikowanych informacji łączne jej zadłużenie wynosi 6 mld EUR. W 2013 r. spółka osiągnęła przychody w wysokości 12 mld EUR, ze stratą operacyjną 98 mln EUR. Te kwestie również mogą mieć wpływ na decyzję o sprzedaży, gdyż zadłużenie Saipem obciąża wynik Eni.

Analitycy rynkowi rozpoczęli spekulacje na temat przyszłych losów Saipemu. Jedną ze spekulacji jest informacja o zainteresowaniu zakupem spółki przez Rosneft. Rozważania w tym zakresie wydają się opierać na dość standardowym biznesowym stwierdzeniu prezesa Rosneftu, że jeżeli pojawi się propozycja to zostanie przemyślana. Jednakże wśród możliwych

nabywców wymienia się również firmy z Norwegii, Chin Bliskiego Wschodu, jak również włoski fundusz celowy.

Procedura sprzedaży jest dodatkowo czasochłonna i może trwać średnio w tym sektorze 8-12 miesięcy. Kluczowymi elementami tego procesu jest m.in. badanie prawne i biznesowe spółki (tzw. due diligence), szczególnie ważne w przypadku zadłużonej spółki działającej w wielu krajach (jurysdykcjach). Po nim nastąpią z pewnością negocjacje z potencjalnymi kontrahentami. Na zakup musi zgodzić się również Komisja Europejska w ramach procedury antymonopolowej.

Pytaniem jest również na ile obecna sytuacja Rosneft i możliwość pozyskania zewnętrznego finansowania, chociażby w związku z sankcjami za działania rosyjskie na Ukrainie, pozwoli na nabycie tej spółki.

Robert Zajdler  
- Instytut Sobieskiego  
Marcin Gałczyński  
- Akademia Leona Koźmińskiego

## LNG z Afryki jako element optymalizacji zakupów gazu dla Polski

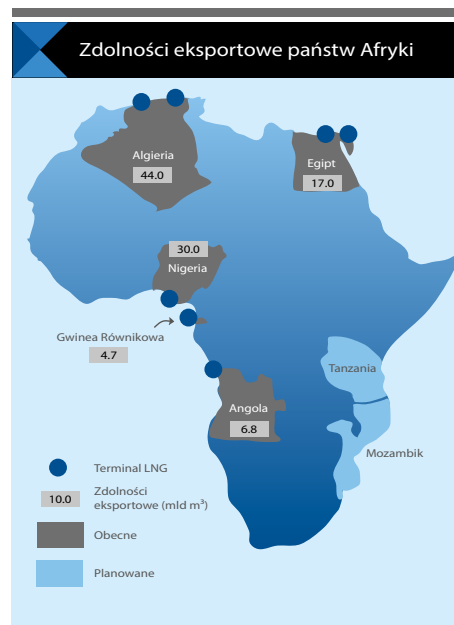
Afryka stanowi najbliższe źródło dostaw LNG do Unii Europejskiej. Jej potencjał został dostrzeżony przez największe spółki gazowe z Europy (Shell, Eni, BP, czy Total) i ze świata. Są one akcjonariuszami w większości inwestycji LNG na kontynencie afrykańskim. Dla polskich przedsiębiorstw energetycznych i konsumentów gazu oznacza to możliwość zapewnienia szybkich i stabilnych dostaw gazu do Polski, na podstawie umów respektujących europejskie standardy.

Odległość między najbliższymi importowymi terminalami LNG w Hiszpanii a terminalami eksportowymi LNG w Algierii wynosi niewiele ponad 100 mil morskich. Dystans jaki dzieli kraje Afryki oraz Unii (w tym także Polski), sprawia że eksport LNG jest najbardziej opłacalny, a co za tym idzie pozwala na zmniejszenie kosztów transportu oraz zapewnienie szybkich dostaw spot. W kontekście działań Unii Europejskiej mających zapewnić państwom członkowskim dostawę gazu w sytuacjach kryzysowych, import LNG z Afryki może odgrywać kluczową rolę.

Podłoże surowcowe Afryki w zakresie gazu ziemnego stanowi obecnie pięć krajów eksportujących gaz skroplony oraz dwa kraje w trakcie inwestycji mających na celu rozpoczęcie dostaw LNG pod koniec obecnej dekady. Najbliżej kontynentu europejskiego położone są dwa państwa Afryki Północnej – Algieria i Egipt. W Algierii funkcjonują obecnie dwa terminale eksportowe w Arzew oraz w Skikda. Łączne zdolności eksportowe tych dwóch terminali wynoszą obecnie aż 44 mld m<sup>3</sup> rocznie, co pozycjonuje ten kraj jako największego pod tym względem eksportera

z Afryki. Ponadto zainicjowano proces inwestycyjny mający na celu powiększenie mocy eksportowych o kolejne 16 mld m<sup>3</sup>. Wolumen eksportu LNG do Unii Europejskiej czyni z Algierii drugiego po Katarze największego dostawcę gazu skroplonego do Wspólnoty. Wielkość importu LNG z Algierii uwarunkowana jest zapotrzebowaniem na gaz w Europie i nie podlega obecnie ograniczeniom związanym z brakiem paliwa w kraju. Problemu braku podaży doświadcza Egipt, który pomimo posiadania terminalu eksportowego o zdolności prawie 10 mld m<sup>3</sup> nie może sobie pozwolić na wykorzystanie tego potencjału ze względu na ograniczoną podaż gazu ziemnego z produkcji krajowej. Sytuacja ta zmusza inwestorów do poszukiwania alternatywnych źródeł dostaw gazu do terminalu. Niedawno został podpisany list intencyjny na dostawę gazu ziemnego z Izraela przez kolejne 15 lat. W przeciwieństwie do terminali w Algierii, które należą do państwowej spółki paliwowej Sonatrach, terminal Idku jest przedsięwzięciem typu joint venture, w którym zaangażowane są podmioty egipskie oraz brytyjska grupa BG, francuski GdF oraz malezyjski Petronas. Drugi egipski terminal, którego zdolności eksportowe wynoszą 7 mld m<sup>3</sup>, znajduje się w porcie Damietta. Podobnie jak terminal w Idku nie jest on wykorzystywany w zadowalającej skali ze względu na brak paliwa. Również z tego powodu plany rozbudowy terminalu zostały zawieszono. Właścicielem terminalu jest w 80% spółka będąca joint venture hiszpańskiego Gas Natural Fenosa oraz włoskiego Eni.

Pozostałe trzy państwa – eksporterzy LNG- znajdują się na zachodnim wybrzeżu Afryki. Należą do nich Angola, Gwinea Równikowa oraz Nigeria. Nigeria jest



największym eksporterem gazu skroplonego z Afryki. Wolumen eksportu w 2013 r. wyniósł ponad 22 mld m<sup>3</sup>. Terminal na Bonny Island należy w 49% do nigerijskiej spółki NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation), a w pozostałej części do brytyjsko-holenderskiego koncernu Shell (25,6%), francuskiego Total (15%) oraz włoskiego Eni (10,4%). Zdolności eksportowe terminalu wynoszą obecnie 30 mld m<sup>3</sup>. Planuje się powiększenie zdolności do 41 mld m<sup>3</sup>. Zdolność eksportowa terminalu w Gwinei Równikowej wynosi 4,7 mld m<sup>3</sup>, z planami zwiększenia zdolności o kolejne 6 mld m<sup>3</sup>. Głównym inwestorem jest tam amerykański Marathon Oil (60%). Terminal znajduje się w miej-



sowości Malaba na wyspie Bioko. Trzecim krajem eksportującym gaz ziemny z zachodniego wybrzeża Afryki jest Angola, która podobnie jak Egipt doświadcza w ostatnim czasie trudności. Terminal LNG w Angoli rozpoczął swoją działalność w czerwcu 2013 roku, jednak w związku z awarią został on zamknięty, a przewidywana obecnie data ponownego uruchomienia to połowa 2015 roku. Inwestycja w Angoli kosztowała 10 mld USD. Uruchomienie terminalu pozwoli na eksport prawie 7 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Inwestorami w Angoli są amerykański Chevron (36,4%), angielski Sonangol (22,8%) jak również

francuski Total, brytyjskie BP oraz włoskie Eni.

Pod koniec dekady na mapie eksporterów pojawiają się również dwa kraje ze wschodniego wybrzeża – Tanzania i Mozambik, w których czynione są wielomiliardowe inwestycje w celu rozpoczęcia sprzedaży LNG. Jako rynki docelowe wskazuje się najbardziej chłonny region Azji Południowo-Wschodniej.

Kontynent afrykański ma z punktu widzenia Europy wiele zalet. Odległość między krajami Afryki Północnej, a portami w Europie Południowej pozwala na do-

tarcie transportu w bardzo krótkim czasie. Również dystans kontynentu od terminali w Europie Północnej, w tym także w Polsce, pozwalają na względnie szybką realizację dostaw oraz ograniczenie kosztów transportu. Krótki termin dostaw umożliwia państwom członkowskim zakupy spot, które mogą stanowić remedium na braki w dostawach gazu ziemnego z innych źródeł. Dzisiejsze zdolności eksportowe krajów afrykańskich nie są w pełni wykorzystywane, co pozostawia dosyć dużą swobodę w kształtowaniu kontraktów z odbiorcami z Europy, w tym również z Polski.

## Algieria - perspektywiczny partner gazowy Europy

W związku z prowadzonymi inwestycjami, dzisiejsze zdolności eksportowe Algierii w zakresie gazu ziemnego zwiększą się z obecnych 44 mld m<sup>3</sup>/r do około 60 mld m<sup>3</sup>/r. Działania te zintensyfikują znaczenie Algierii dla krajów europejskich. Kryzys libijski w sytuacjach kryzysowych. Obie te kwestie mogą mieć istotne znaczenie dla dostaw LNG do Polski.

Algieria uzyskała niepodległość w 1962 r. Dwa lata później rozpoczęła eksport gazu LNG do Europy, 21 lat później wybudowano pierwszy gazociąg łączący kraj z Europą. Co więcej w ciągu bieżącego roku ukończone została część inwestycji zwiększających moce eksportowe terminali LNG. Od 50 lat Algieria gwarantuje Europie stały dopływ gazu ziemnego, będąc jednym z kluczowych partnerów w wymianie handlowej tego paliwa.

Algieria to północnoafrykański kraj zbliżony populacją do Polski, który rocznie zużywa ponad 32 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, co stanowi prawie dwukrotność konsumpcji tego surowca w Polsce. Ze względu na swoje położenie geograficzne, istniejące połączenia gazociągowe oraz infrastrukturę LNG, Algieria jest dzisiaj jednym z głównych źródeł gazu dla Europy. W zakresie transportu gazu skroplonego Algieria ma 50-letnią tradycję. To właśnie z tego kraju w 1964 r. wyruszył pierwszy komercyjny transport skroplonego gazu ziemnego by dotrzeć do Francji i Wielkiej Brytanii. W 2013 r. Algieria dostarczyła do Europy 13,5 mld m<sup>3</sup> gazu LNG oraz prawie 25 mld m<sup>3</sup> gazu transportowanego gazociągami. Łączny wolumen dostarczonego gazu pozycjonuje Algierię jako największego pozaeuropejskiego dostawcę gazu na kontynent europejski oraz czwartego największego dostawcę do Unii Europejskiej - po Rosji, Norwegii i Holandii.

Na system międzynarodowej sprzedaży gazu w Algierii składają się trzy gazociągi: jeden łączący Algierię z Włochami oraz dwa połączenia z Hiszpanią. Eksport do każdego z tych państw wyniósł w 2013 roku 11,4 mld m<sup>3</sup>. Eksport gazu skroplonego odbywa się z terminali LNG w Arzew oraz w Skikda. Zdolności przesyłowe pierwszego z nich powiększyły się w listopadzie bieżącego

roku o ok. 6,5 mld m<sup>3</sup> w związku z zakończeniem opiewającej na 4 mld dolarów inwestycji. Ponadto w bieżącym roku mają zakończyć się inwestycje zwiększające zdolności produkcyjne w ramach kompleksu Skikda.

Według oficjalnych źródeł dzisiejsze zdolności eksportowe spółki to 44 mld m<sup>3</sup>, a prowadzone inwestycje mają zwiększyć je do ok. 60 mld m<sup>3</sup>. Przy obecnym poziomie eksportu LNG, zwiększenie zdolności produkcyjnych gazu skroplonego wydaje się nie mieć w krótkim terminie przełożenia na biznes, jednak w dłuższej perspektywie czasu eksport LNG będzie wzrastał zarówno globalnie jak i do samej Europy, która dzisiaj stanowi aż 90% rynków zbytu dla algierskiego gazu. W swoim portfelu klientów Algieria, jako jeden z niewielu krajów nie skupia się na zaspokojeniu potrzeb rynków azjatyckich, natomiast skupia się na sąsiednim rynku europejskim rozumianym szerzej niż Unia Europejska. W ostatnich dniach podpisano kontrakt zwiększający eksport do Turcji o 10% przez kolejne 10 lat.

Pisząc o algierskim gazie należy wziąć pod uwagę dwie kwestie. Z jednej strony po algierskiej stronie partnerem jest firma Sonatrach, największe pod względem przychodów przedsiębiorstwo w Afryce, którego obrót wyniósł w 2013 r. 69,5 mld dolarów. Sonatrach inwestuje w ostatnich latach zarówno we wzrost mocy w zakresie produkcji gazu ziemnego, jak i w zakresie zdolności eksportowych. Działalność eksportowa spółki prowadzona jest z dwóch kompleksów skraplających o dużych mocach skraplających, co czyni import z Algierii bezpiecznym i odpornym na ewentualne przestoje. Będąc przedsiębiorstwem o tak dużej skali i zaopatrującym duże europejskie rynki, Sonatrach jest wiarygodnym partnerem w relacjach handlowych. Po drugie, Algieria może stanowić istotny składnik systemu bezpieczeństwa gazowego Europy. W okresie niepokoїв politycznych w Libii, wolumen zakontraktowanego gazu ziemnego nie został dostarczony z tego kraju do Włoch,

co wiązało się z potencjalnym niedoborem paliwa w tym kraju. Spadek dostaw libijskich do Włoch został zrekompensowany paliwem z magazynów gazowych oraz zwiększonymi o prawie 14% dostawami z Algierii. Pozwoliło to krajowi uniknąć konsekwencji niedoboru gazu ziemnego. Transport gazu LNG z Algierii do europejskich krajów basenu Morza Śródziemnego trwa od jednego do dwóch dni, tymczasem transport do terminalu w Świnoujściu zajęłby ok. 6 dni. Biorąc pod uwagę wieloletnie kontakty handlowe z Europą w zakresie dostarczania gazu ziemnego oraz skoncentrowanie się Algierii na kliencie europejskim, należy przyrzeć się dostawom z tego kraju w kontekście tworzenia spójnej unijnej polityki bezpieczeństwa na rynku gazu ziemnego. Do zalet Algierii należy wliczyć:

- gazociągowe połączenia z krajami południowej Europy
- możliwość zaopatrzenia w gaz LNG wszystkich krajów z infrastrukturą odbiorczą
- stabilność dostaw

Ponadto, według szacunków, Algieria posiada jedne z największych zasobów gazu łupkowego na świecie. Na początku zeszłego roku przeprowadzono zmiany prawne mające na celu pobudzenie inwestycji zagranicznych oraz spozycjonowanie Algierii jako najbardziej przyjaznego kraju w obszarze inwestycji w zakresie wydobycia gazu niekonwencjonalnego w Afryce. Zbyt wcześnie jest, żeby wróżyć szybki rozwój wydobycia gazu łupkowego, ale pozytywnie należy oceniać działania państwa w tym zakresie.

