



PISM | POLSKI INSTYTUT SPRAW MIĘDZYNARODOWYCH
THE POLISH INSTITUTE OF INTERNATIONAL AFFAIRS

BIULETYN

Nr 109 (1551), 14 listopada 2017 © PISM

Redakcja: Sławomir Dębski ● Bartosz Wiśniewski ● Rafał Tarnogórski
Katarzyna Staniewska (sekretarz redakcji)

Karolina Borońska-Hryniewiecka ● Anna Maria Dynier ● Aleksandra Gawlikowska-Fyk
Sebastian Płóciennik ● Patrycja Sasnal ● Justyna Szczudlik ● Marcin Terlikowski ● Tomasz Żornaczuk

Australia na globalnym rynku gazu skroplonego

Bartosz Wiśniewski

Korzystne położenie geograficzne i zliberalizowany handel surowcami energetycznymi sprawiają, że Australia z powodzeniem konkuruje o najbardziej lukratywne i perspektywiczne rynki dostaw gazu skroplonego (LNG). Do końca dekady będzie jego największym eksporterem. Tamtejsza branża musi jednak stawić czoła wyzwaniom związanym z dostępnością odpowiedniej ilości gazu na eksport. Z punktu widzenia importerów LNG, w tym Polski, powodzenie tych starań doprowadzi do wzmocnienia sprzyjających tendencji rynkowych.

Australia jest obecnie drugim – po Katarze – eksporterem gazu skroplonego. Według prognoz australijskich władz do końca 2017 r. wolumen dostaw sięgnie 52 mln ton LNG, a udział Australii w globalnym rynku wyniesie ok. 17%. Będzie to oznaczało ponaddwukrotny wzrost eksportu w porównaniu z 2014 r. To efekt uruchomienia w latach 2015–2017 czterech nowych terminali skraplających. W 2019 r., po rozbudowie istniejących i uruchomieniu dwóch kolejnych gazoportów, potencjał eksportowy wzrośnie do 88 mln ton rocznie. Australia prześcignie wtedy Katar, będzie też górować nad USA. LNG stanie się dla Australii trzecim pod względem wartości towarem eksportowym, po rudzie żelaza i węglu kamiennym.

Atuty. Przewagą terminali australijskich, zarówno tych położonych na wschodnim, jak i na zachodnim wybrzeżu, nad konkurentami z Kataru i USA, jest mniejsza odległość od największych importerów LNG – Japonii, Korei Południowej, Chin – odpowiadających obecnie za 55% globalnego popytu. Gazowce z Zatoki Perskiej potrzebują dwóch tygodni, aby dotrzeć do Japonii. Nawet po modernizacji Kanału Panamskiego, dzięki której z przepawy tej może korzystać więcej jednostek z ładunkiem z USA, żegluga z Zatoki Meksykańskiej do Azji Wschodniej zajmuje ok. trzech tygodni. Dostawy z Australii docierają do odbiorców w tym regionie mniej więcej w tydzień. Niższe ceny frachtu, zwłaszcza w obliczu wysokich kosztów produkcji (projekty australijskie należą do najdroższych na świecie, koszty są nawet o 50% wyższe niż w USA) oraz nadwyżek mocy skraplających na rynku, będą podstawą konkurencyjności australijskiego LNG. Wprawdzie producenci LNG z Azji Południowo-Wschodniej – Indonezja, Malezja – znajdują się w jeszcze lepszym położeniu (przede wszystkim z punktu widzenia dostaw do Indii – 7% globalnego popytu na LNG), ale w najbliższych latach nie planują znaczących inwestycji w swój potencjał. Do 2022 r. ich udział w rynku spadnie wraz z rozbudową terminali w Australii i USA. Niewielką część rynku zagospodaruje Rosja. Terminal na Sachalinie, choć korzysta z uprzywilejowanego położenia, dysponuje mocami na poziomie tylko 10 mln ton.

Konkurencyjności dostaw gazu z Australii dodatkowo sprzyjają zerowe stawki celne na import tego surowca u kluczowych odbiorców oraz zastosowanie elastycznych, atrakcyjnych cenowo kontraktów krótkoterminowych (spot), które pozwoliły szybko zdobyć znaczącą część rynku. Umowa o wolnym handlu z Koreą Południową weszła w życie w grudniu 2014 r., z Japonią – w styczniu 2015 r., a z Chinami – w grudniu 2015 r. Wolumen dostaw LNG do Japonii w latach 2014–2016 wzrósł o 25%, a udział Australii w tamtejszym rynku – z 20% do 27%. W przypadku Chin usunięcie barier celnych zbiegło się w czasie z dynamicznym wzrostem chińskiego zapotrzebowania na gaz skroplony: jeszcze w 2011 r. było to niecałe 13 mln ton, w 2014 r. już ok. 20 mln ton, a w 2016 r. prawie 27 mln ton. W latach 2014–2016 udział Australii w dostawach na ten rynek wzrósł z 19% do 46%. W tym czasie udział Kataru w rynku

japońskim spadł z 18% do 14%, a w chińskim z 33% do 18%. Australia wyprzedziła Malezję i Indonezję w dostawach LNG do Korei Południowej. W latach 2014–2016 wolumen dostaw zwiększył się ponad 5,5-krotnie, do prawie 5 mln ton LNG, co dało Australii 14% udziału w rynku (udział dostawców katarskich oscyluje wokół 35%).

Ograniczenia. Najpoważniejsze wyzwania to wzrost cen gazu na rynku wewnętrznym wskutek zwiększenia wolumenu eksportu LNG oraz ryzyko wystąpienia deficytu surowca dla odbiorców krajowych. Pierwsze zjawisko zaistniało we wschodniej i w południowej części kraju, połączonych infrastrukturą przesyłową. Zlokalizowani są tam najwięksi odbiorcy gazu (elektroenergetyka, sektor petrochemiczny i wydobywczy, największe aglomeracje miejskie), odpowiadający za ponad 85% całkowitego zapotrzebowania. We wschodniej Australii w 2015 r. oddano do użytku trzy terminale o łącznej mocy 25 mln ton. W latach 2015–2017 hurtowe ceny gazu wzrosły tam trzykrotnie. Reakcją australijskich władz jest wprowadzenie limitów eksportowych LNG, uruchamianych wobec firm przeznaczających na rynek wewnętrzny mniej surowca niż na eksport w wypadku stwierdzenia deficytu gazu dla odbiorców krajowych. Docelowo jednak Australia będzie musiała zainwestować w gazociągi między wschodnią częścią kraju a regionami zachodnim i północnym – bardziej zasobnymi w gaz (ponad 2/3 rezerw) i zorientowanymi dotąd na rozwój potencjału jego eksportu. Będzie to konieczne tym bardziej, że krajowe zapotrzebowanie na gaz wzrośnie. Jeżeli Australia ma wywiązać się z podjętego w Paryżu w 2015 r. zobowiązania do redukcji emisji CO₂ o 26–28% do 2030 r., będzie musiała ograniczyć udział energetyki węglowej w strukturze wytwarzania (ok. 63%).

Ocenę długoterminowej rentowności eksportu LNG utrudnia specyfika wydobycia gazu z pokładów węgla (*coal-bed methane*, CBM). Na CBM polegają terminale wschodnioaustralijskie, których łączna moc produkcji LNG w perspektywie 2019 r. będzie odpowiadać za prawie 30% potencjału całego kraju. Produktywność tamtejszych odwiertów z CBM jest nawet czterokrotnie mniejsza niż w przypadku wydobycia z tradycyjnych (konwencjonalnych) złóż. Utrzymanie produkcji na założonym poziomie wymaga więc większych nakładów na poszukiwania i wydobycie. Lokalne władze oceniają, że do wyprodukowania 25 mln ton LNG co roku konieczne będzie wykonanie nawet 1000 nowych odwiertów. Z kolei terminale w Australii zachodniej są zasilane z podmorskich złóż gazu, których eksploatacja jest droższa niż lądowych.

Dostępność środków na te inwestycje będzie uzależniona od poziomu cen ropy naftowej na światowych rynkach. Indeksacja do cen ropy jako sposób wyceny kontraktów na LNG dominuje w umowach długoterminowych zawieranych przez nabywców z Azji Wschodniej. Z kolei umowy spotowe, choć atrakcyjne jako instrumenty wejścia na rynek, nie zapewniają dostawcom LNG zysków, które mogłyby pokryć wydatki na powstanie terminali. Koszty budowy australijskich instalacji do eksportu LNG były wyższe, niż przewidywano, a terminale zostały oddane do użytku z opóźnieniem. Stawką jest zatem osiągnięcie jak najwyższego stopnia wykorzystania tej kosztownej infrastruktury.

Perspektywy. Jeżeli Australia przezwycięży wyzwania stojące przed swoją branżą LNG i zapewni odpowiedni wolumen gazu na eksport, pozwoli to umocnić najbardziej znaczącą tendencję na rynku – zapotrzebowanie rosnące wolniej niż przyrost podaży. LNG z Australii będzie nadal płynąć przede wszystkim do Azji Wschodniej (nawet 90% w 2019 r.). Na innych rynkach, np. w Europie, przegra konkurencję z tańszymi dostawcami – nie tylko gazu skroplonego, ale też dostarczanego rurociągami. Również europejscy importerzy skorzystają jednak na większej dostępności LNG, zwłaszcza w ramach korzystnych cenowo umów krótkoterminowych. Trend ten nabierze dodatkowego znaczenia wraz z powiększaniem się floty gazowców (do 2022 r. ich liczba wzrośnie z obecnych 440 do ponad 550, a nowe jednostki będą miały z reguły większą pojemność).

Wraz ze wzrostem znaczenia sektora LNG dla australijskiej gospodarki (w 2019 r. gaz może odpowiadać nawet za 10% całego eksportu) interesy eksporterów gazu mogą zacząć odgrywać większą rolę w kształtowaniu decyzji władz Australii w polityce zagranicznej. W żywotnym interesie branży – a także innych gałęzi przemysłu wydobywczego uzależnionych od transportu swoich produktów do odbiorców w Azji Wschodniej drogą morską – leży zapewnienie swobody i bezpieczeństwa żeglugi, w tym w rejonie Morza Południowochińskiego. Australia będzie więc konsekwentnie opowiadać się za dyplomatycznymi sposobami rozstrzygnięcia sporów terytorialnych na tym akwenie. Zarazem Chiny są najważniejszym odbiorcą australijskiego eksportu (32%, dwa razy więcej niż druga na liście Japonia, niemal pięć razy więcej niż Korea Południowa), a dostawy gazu pogłębiają tę zależność – nawet jeżeli najwięcej LNG z Australii nadal będzie importować Japonia. W rezultacie Australia może być niechętna zajmowaniu bardziej stanowczego stanowiska na wypadek eskalacji sytuacji w regionie przez Chiny, zwłaszcza jeżeli utrzyma się podział na tym tle w ramach ASEAN, a USA uchylą się od jednoznacznego zaangażowania politycznego i wojskowego.