

Miesięczne zmiany w produkcji energii elektrycznej w Polsce w obszarze źródeł gazowych – komentarz: Andrzej P. Sikora Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.

W zeszłym miesiącu pisałem o dziwnych, źródłowych danych z ENTSO-E, na których opieram swoje komentarze. Zwyczajowo różnią się one od danych krajowych – trudno i szkoda, że tak prostej sprawy nie można nawet na gruncie europejskiej współpracy ujednoczyć. Czekałem też na dane za lipiec, aby także zweryfikować dane czerwcowe. ENTSO-E danych nie poprawiło, nie zmieniło. Za to dostaliśmy informację, że „wg danych KSE zapotrzebowanie w czerwcu było około 12,6TWh, a fotowoltaika po prostu przeszła na inne raportowanie. [...] PV znajduje się teraz w innej kolumnie i trzeba poczekać po przejściu zmiany na rynku bilansującym”¹.

Warto podkreślić, że obecnie dane PSE/KSE są na innej stronie, czyli: <https://raporty.pse.pl/> i zmieniono raportowanie z JWCD/nJWCD na Generatory/Magazyny/OZE, może stąd aż tak duże rozbieżności. Po zebraniu danych za cały miesiąc, po tym jak zmieniono rynek bilansujący w połowie czerwca, wydaje się, że od kolejnego miesiąca powinno być lepiej. Ano zobaczymy, bo w lipcu dane z ENTSO-E przysłali po staremu. Wytwarzanie ee ze źródeł gazowych wyniosło w lipcu 1 308 249 MWh.

W lipcu metanowiec „Prism Courage” przywiózł ze Stanów Zjednoczonych do Świnoujścia trzechsetny już transport skroplonego gazu ziemnego. Od uruchomienia terminalu w Świnoujściu Orlen/PGNiG odebrał prawie 24 miliony ton surowca. Łączny wolumen wszystkich 300 dostaw wynosi około 358,9 TWh, co odpowiada 23,6 mln ton LNG (ponad 31,2 mld m³ gazu ziemnego). Najwięcej dostaw LNG dotarło do Świnoujścia z Kataru - 143, z USA pochodziły 134. Na kolejnych miejscach znalazły się Norwegia – 14 ładunków, Nigeria – 3, Trinidad i Tobago również z 3, Egipt – 2 ładunki, a także Gwinea Równikowa – 1².

Ze statystyk warto przywołać i odnotować BP Outlook³, który na 2024 r. pojawił się 10 lipca. BP w swojej analizie podniosło prognozy dotyczące popytu na ropę i gaz ziemny ze względu na spowolnienie przejścia gospodarki światowej na czystą energię. Brytyjczycy przewidują, że popyt na ropę naftową wyniesie około 97,8 mln baryłek dziennie (b/d) w 2035 r. zgodnie z obecnym scenariuszem trajektorii BP, co oznacza wzrost o ponad 5% w porównaniu z ubiegłoroczną projekcją. Zapotrzebowanie na gaz w 2035 r. jest o 3% wyższe niż prognozowano w ubiegłym roku. Prognozy BP dotyczące emisji CO₂ są wyższe niż w ubiegłym roku, ale przewiduje się, że poziomy emisji będą niższe do 2050 r. zarówno przy obecnej trajektorii, jak i scenariuszu zerowej emisji netto. Z mojej gazowniczej perspektywy BP pisze, że wielkość popytu na gaz ziemny zależeć będzie od tempa transformacji energetycznej. I myślę, że my w Polsce szczególnie dobrze powinniśmy to zapamiętać.

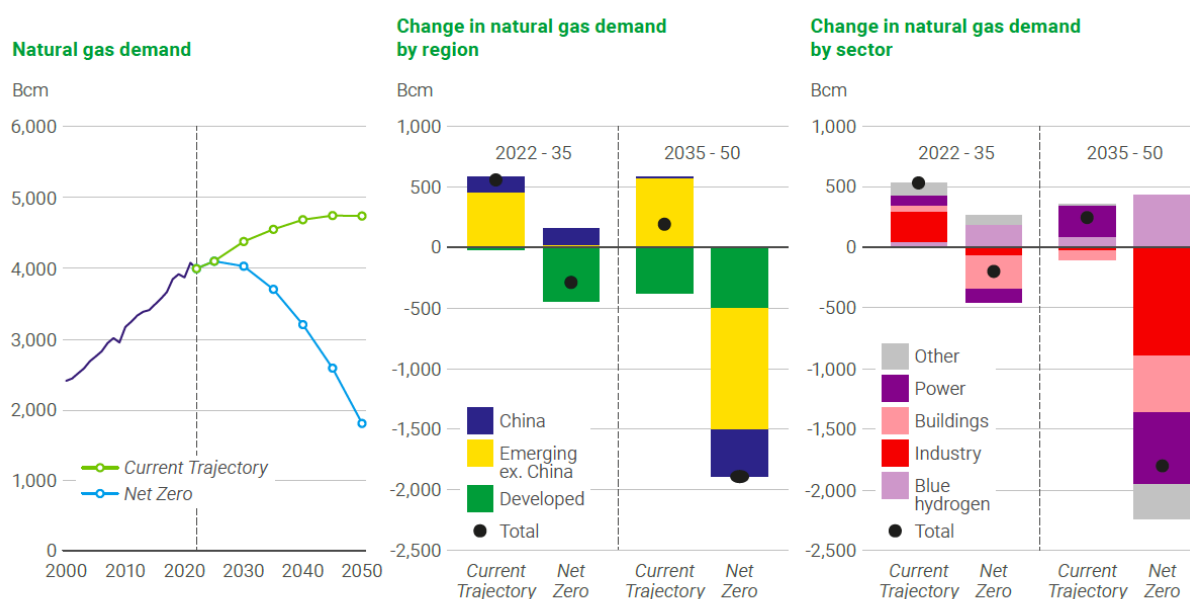
Prognoza koncentruje się na dwóch scenariuszach: obecnej trajektorii i zerowej emisji netto.

¹ Można na przykład zobaczyć tutaj: <https://emp.pw.edu.pl/> ustawiając ostatnie 90 dni jak słońce ‘znikło’ – znikły po prostu zapisy. Nie fizyczne zjawisko tylko rekordy, dane. Instrat, który pobiera dane z Entso-e, z kolei już się przestawił na nowe kolumny i pokazuje, że pierwsza dekada czerwca była bez generacji prądu: <https://energy.instrat.pl/system-elektroenergetyczny/produkcja-entsoe/>.

² Por.: <https://www.petrolnet.pl/orlen-odebral-w-swinoujsciu-300-ladunek-lng/> także Sikora A., "Polskie LNG w pierwszym kwartale 2024 roku"; CIRE <https://www.cire.pl/artykuly/opinie/polskie-lng-w-pierwszym-kwartale-2024> Sikora A., "Polskie LNG w drugim kwartale 2024 roku"; CIRE 02/07/2024 <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/polskie-lng-w-drugim-kwartale-2024>

³ <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html>;

Obecna trajektoria ma na celu uchwycenie szerokiej ścieżki, po której obecnie porusza się globalny system energetyczny, podczas gdy zerowa emisja netto bada, w jaki sposób różne elementy systemu energetycznego mogą się zmienić, aby osiągnąć znaczną redukcję emisji dwutlenku węgla. BP spodziewa się, że popyt na LNG wzrośnie "gwałtownie" w najbliższym czasie, ale perspektywy po 2030 r. stają się coraz bardziej zależne od tempa transformacji, zwłaszcza w Europie i Azji, które polegają na imporcie LNG, aby zaspokoić rosnące zapotrzebowanie na gaz ziemny. Popyt na LNG rośnie "solidnie" w pierwszej części prognozy, napędzany rosnącym popytem w gospodarkach wschodzących, w tym w Chinach, ponieważ rosnące wykorzystanie gazu ziemnego w tych gospodarkach jest w dużej mierze zaspokajane przez importowany LNG.



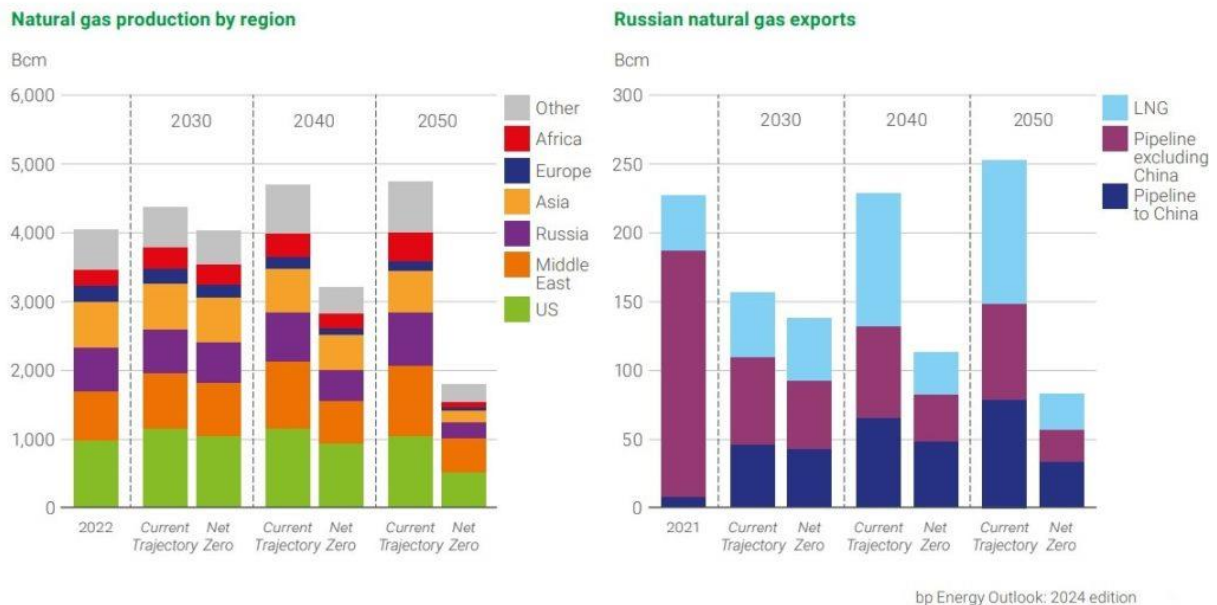
bp Energy Outlook: 2024 edition

Rys. 1. Prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny do 2050 r. w scenariuszach BP (w regionach i dla różnych sektorów gospodarki).

Źródło: BP Energy Outlook 2024.

Do 2030 r. popyt na LNG będzie o 40 proc. i 30 proc. wyższy od poziomu z 2022 r., odpowiednio przy obecnej trajektorii i zerowej emisji netto. BP twierdzi, że główna różnica między tymi dwoma scenariuszami do 2030 r. odzwierciedla kontrastujące trendy w UE i Wielkiej Brytanii. Przy obecnej trajektorii popyt na LNG w UE i Wielkiej Brytanii wzrośnie do 2030 r., ponieważ nadal dostosowują się one do utraty importu gazu ziemnego za pomocą rosyjskich rurociągów. Z kolei, w zerowej emisji netto, większe przejście na alternatywne źródła energii w połączeniu z szybszym wzrostem efektywności energetycznej oznacza, że do 2030 r. popyt na LNG w UE i Wielkiej Brytanii będzie niższy niż w 2022 r., choć nadal powyżej poziomów z 2021 r., czyli przed wojną w Ukrainie. W obecnej sytuacji popyt na LNG wzrośnie o ponad 25 proc. w ciągu kolejnych 20 lat. Według BP ten wzrost popytu wymaga nawet 300 mld m³ dodatkowych mocy skraplania, które zostaną uruchomione po 2030 r. Z kolei, wzrost popytu na LNG do 2030 r. przy zerowej emisji netto zostanie odwrócony w ciągu następnej dekady, a do 2050 r. światowy handel LNG będzie o około 40 proc. niższy niż w 2022 r., co oznacza, że nie są wymagane żadne dodatkowe zdolności skraplania poza tymi, które są już w budowie. BP twierdzi, że ten poszerzający się zakres wyników zwiększa niepewność związaną z

inwestycjami w instalacje LNG, których ekonomiczny okres eksploatacji zazwyczaj wynosi 15-20 lat.



Rys. 2. Wydobywanie gazu ziemnego w regionach i eksport Rosji do 2050 r. w scenariuszach BP. Źródło: BP Energy Outlook 2024.

Wzrost popytu na LNG po 2030 r. przy obecnej trajektorii jest napędzany wyłącznie przez utrzymujący się silny wzrost w gospodarkach wschodzących (z wyłączeniem Chin), przy czym Indie odpowiadają za jedną trzecią tego wzrostu.

BP twierdzi, że ogólny wzrost światowego handlu LNG jest hamowany przez spadający popyt w Europie w miarę odchodzenia regionu od gazu ziemnego oraz w Chinach, gdzie wzrost dostaw rurociągami z Rosji zmniejsza zapotrzebowanie na import LNG.

Popyt na LNG w gospodarkach wschodzących o zerowej emisji netto również będzie nadal rósł w latach 2030., zanim osiągnie szczyt pod koniec dekady, ale wzrost ten jest zawiązką równoważony przez gwałtowne spadki w głównych ośrodkach popytu w Europie i rozwiniętych gospodarkach azjatyckich, ponieważ wykorzystanie gazu w tych gospodarkach jest wypierane przez rosnącą elektryfikację i przejście na niskoemisyjne źródła energii. – powiedział BP.⁴

W lipcu mieliśmy też informację, że Orlen (przez biuro PGNiG w Monachium) zawarł kontrakt z ZSE na dostawy LNG przez Litwę (terminal Kłajpeda) i Polskę (GIPL) do Słowacji (Vyrava). Spółka ZSE jest drugim co do wielkości dostawcą gazu na Słowacji, a zakontraktowane ilości pokryją około 30 proc. zapotrzebowania ZSE Energia w ciągu roku, ale nie podała dalszych szczegółów, poza tym, że dostawy do FSRU Independence w Kłajpedzie zostaną zrealizowane w 2025 r. Dostawy gazu będą transportowane za pośrednictwem gazowego połączenia

⁴ Por.: <https://lngprime.com/europe/bp-expects-lng-demand-to-grow-up-to-40-percent-by-2030/116995/>

międzysystemowego Polska-Litwa (GIPL) do polskiego systemu gazowego, a następnie przesyłane na Słowację za pośrednictwem interkonektora Vyrava.⁵



Rys. 3. Lokalizacja i możliwe rozpięty gazu ziemnego w punkcie Vyrava.

Źródło: www.tsoua.com/en/

Według Orlenu (od maja 2022 firma korzysta z terminalu w Kłajpedzie, gdzie odebrano wg wiedzy ISE 11 transportów) po raz pierwszy (przynajmniej według oficjalnych komunikatów) słowacka spółka będzie importować gaz ziemny z kierunku północnego, a cena gazu w ramach kontraktu będzie ustalana w sposób komercyjny.

W zeszłym miesiącu terminal FSRU, obsługiwany przez KN Energies, wznowił działalność po prawie miesięcznym przeglądzie technicznym w duńskim Lindø⁶.

W tym kontekście warto w paru zdaniach opisać transakcję, która w mojej opinii będzie miała znaczenie także dla polskiego rynku. Szwajcarska firma MET Group (spółka córka lokowanego w Singapurze funduszu Keppel⁷), zajmująca się handlem energią⁸, zawarła 10-letnią umowę na zakup LNG od Shell. Według MET głównym celem firmy jest „zaopatrywanie europejskich klientów w amerykański LNG, a długoterminowa umowa na bazie FOB (free on board) jeszcze bardziej zdywersyfikuje portfel dostaw LNG, pomagając zapewnić bezpieczeństwo dostaw dla klientów w całej Europie, począwszy od popytu na własne elektrownie gazowe, a skończywszy na energochłonnych przedsiębiorstwach przemysłowych oraz MŚP i gospodarstwach

⁵ Por.: <https://tsoua.com/en/news/ukrainian-traders-have-received-expanded-access-to-lng-terminals-in-poland-and-the-baltic-states/>

⁶ Por.: <https://lngprime.com/contracts-and-tenders/slovakias-zse-polands-orlen-ink-lng-supply-deal/116638/>

⁷ <https://www.keppel.com/en/who-we-are/about-keppel/>

⁸ <https://group.met.com/en>

domowych”. Nie podano dalszych szczegółów dotyczących transakcji. MET zawarł we wrześniu '23⁹ 20-letnią, niewiązącą umowę z amerykańskim operatorem terminali LNG Commonwealth LNG na zakup 1 mln ton LNG z proponowanego zakładu LNG w Cameron w stanie Luizjana (moc 9,3 mln ton LNG). Firma posiada długoterminowe rezerwy mocy regazyfikacyjnych w Niemczech, Chorwacji i Hiszpanii, a w ostatnich latach importowała je do ośmiu różnych krajów. Obejmuje to kraje basenu Morza Śródziemnego (Grecja, Włochy, Chorwacja, Hiszpania), Europę Północno-Zachodnią (Wielka Brytania, Belgia, Niemcy) i region nordycki (Finlandia). W 2023 r. MET dostarczył do Europy ponad 30 ładunków LNG. Spółka posiada prawa do zdolności przepustowych w chorwackim terminalu FSRU i w kwietniu '21 odebrała pierwszą dostawę w terminalu Krk¹⁰. Ponadto MET ma wykupione moce regazyfikacyjne w terminalu importowym LNG w niemieckim Lubminie, należącym do Deutsche ReGas^{11,12}.

A do Mukran właśnie w lipcu (4/07/24) przyłynął z Lubmina drugi FSRU¹³.



Rys. 4. FSRU Neptune (wybudowany w 2009 r. pojemność 145 000 m³).

Źródło: Deutsche ReGas

„[...] Jednostka w 50 proc. należy do Hoegh LNG i jest czarterowana przez Deutsche ReGas od francuskiego TotalEnergies. Po opuszczeniu Lumbin, Neptune znajdował się przez około miesiąc w Fayard, w duńskim porcie Odense, aby zakończyć prace przygotowawcze przed

⁹ Por.: <https://lngprime.com/europe/commonwealth-inks-non-binding-lng-supply-deal-with-met/90742/>

¹⁰ <https://lngprime.com/europe/met-delivers-its-first-lng-cargo-to-croatian-fsru/18338/>

¹¹ <https://lngprime.com/europe/deutsche-regas-launches-germanys-second-lng-import-terminal/70830/>

¹² Opr. Na podstawie: <https://lngprime.com/americas/met-shell-ink-10-year-us-lng-supply-deal/116740/>

¹³ <https://lngprime.com/europe/deutsche-regas-says-second-fsru-arrives-in-mukran/116294/>

wdrożeniem go do terminalu Mukran LNG na wyspie Rugia. Przed przybyciem Neptuna w terminalu znajdował się zbudowany w 2021 roku Energos Power o pojemności 174 000 m³^{udzi}, należący do amerykańskiej firmy Energos Infrastructure. W czerwcu ubiegłego roku Deutsche ReGas podpisała umowę z rządem RFN na podczarter FSRU dostarczonego w 2021 roku przez Hudong-Zhonghua. Deutsche ReGas przejął czarter Energos Power w październiku ubiegłego roku. Co więcej, Deutsche ReGas odebrał pierwszy tankowiec LNG w Mukran w marcu w ramach fazy rozruchu, a w kwietniu otrzymał pozwolenie na eksploatację obiektu. W zeszłym miesiącu Deutsche ReGas przeniósł Energos Power na morze, przed przybyciem drugiego FSRU. FSRU będą umieszczone obok siebie przy nabrzeżu nr 12 w porcie Mukran. W ciągu najbliższych kilku dni drugi statek regazyfikacyjny Energos Power będzie również stacjonował obok Neptuna. Rzecznik Deutsche ReGas powiedział LNG Prime, że "terminal jest nadal w trakcie rozruchu pod warunkiem uzyskania pozwolenia"¹⁴.

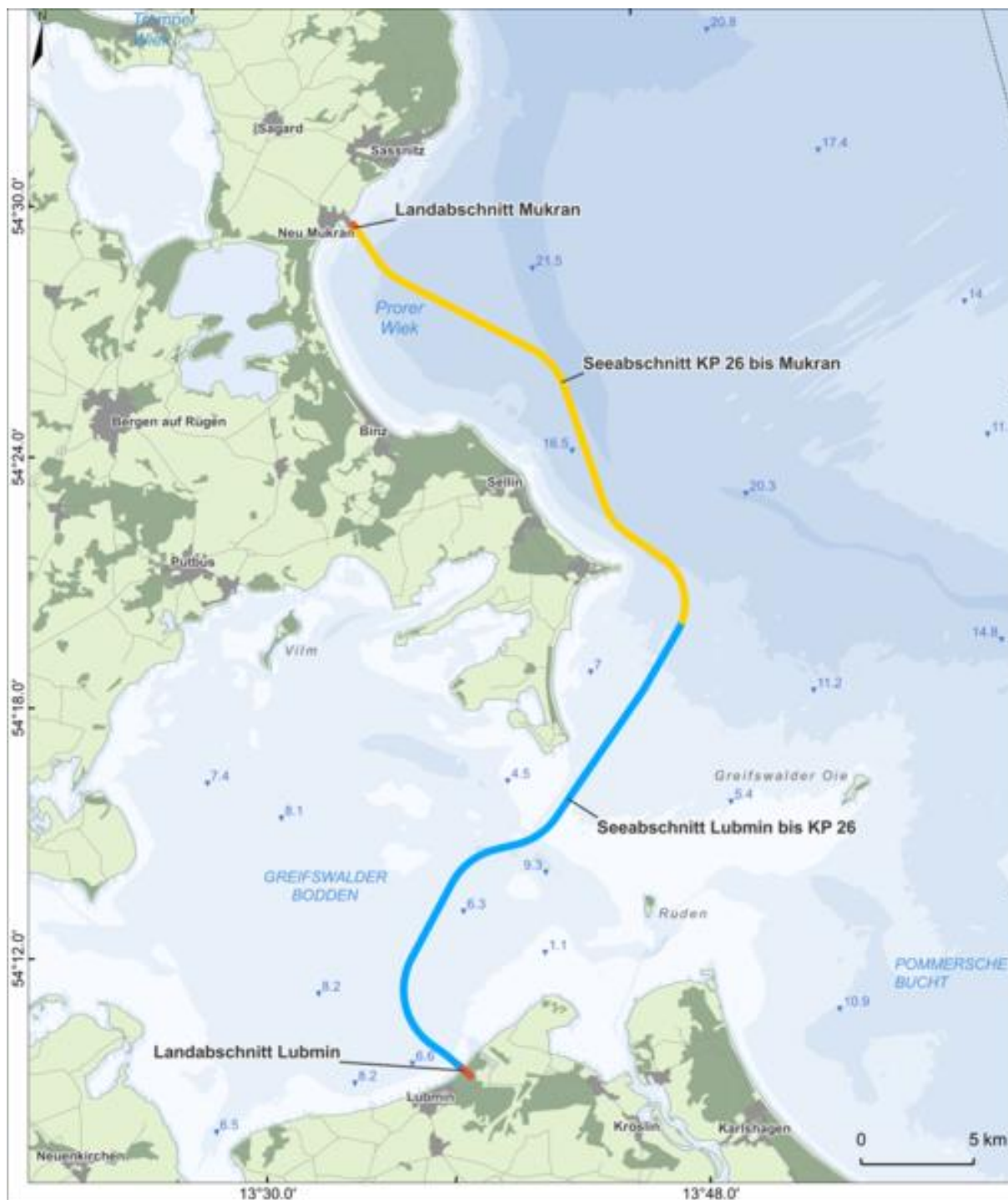
Terminal Mukran będzie oferował roczną zdolność regazyfikacyjną do 13,5 mld m³ gazu ziemnego i będzie w stanie pokryć do 15 proc. całkowitego zapotrzebowania Niemiec na gaz ziemny. Polska zużywa ostatnio 16-18 mld m³/r a terminal w Świnoujściu po rozbudowie będzie miał ok. 8 mld m³ zdolności regazyfikacyjnych rocznie¹⁵. Deutsche ReGas twierdzi, że „prywatnie finansowany terminal ma największą przepustowość ze wszystkich niemieckich terminali LNG i odgrywa "centralną rolę" w zaopatrywaniu wschodnich Niemiec, odbiorców przemysłowych w południowo-zachodnich Niemczech i sąsiednich krajach Europy Wschodniej”. Co bardzo ważne (także w kontekście planów przesyłania wodoru) w skład terminalu Mukran wchodzi rurociąg Ostsee Anbindungsleitung (OAL)¹⁶. Niemiecka firma Gascade zbudowała gazociąg, który łączy terminal LNG w porcie Mukran z niemiecką siecią przesyłową gazu w Lubminie. Belgijski Fluxys kupił w kwietniu br. udziały w tym rurociągu¹⁷. (Pytam się, dlaczego nie GAZ-SYSTEM, a może jeszcze lepiej EuRoPolGaz?) Terminal jest połączony z gazociągiem poprzez punkt wejścia o nazwie Baltic Energy Gate (BEG). Liczący około 50 kilometrów OAL łączy terminal LNG w porcie Mukran na wyspie Rugia z Lubminem, gdzie jest połączony z siecią rurociągów. Dzięki tej inwestycji Fluxys pogłębia współpracę z GASCADE: obaj operatorzy systemów przesyłowych są już współwłaścicielami rurociągów NEL i EUGAL.

¹⁴ ibidem

¹⁵ <https://www.gaz-system.pl/pl/terminal-Ing/program-rozbudowy-terminalu-Ing.html>

¹⁶ <https://www.gascade.de/en/our-network/our-pipelines/oal>

¹⁷ Por.: <https://Ingprime.com/europe/fluxys-buys-stake-in-mukran-Ing-pipeline/109876/>;
https://www.fluxys.com/en/news/fluxys-deutschland/2024/240408_news_oal_share_acquisition



Rys. 5. Ostsee Anbindungsleitung (OAL).

Źródło: www.gascade.de/en/our-network/our-pipelines/oal

W czerwcu Deutsche ReGas zaprosił rynek do wyrażenia zainteresowania mocą regazyfikacyjną w zakładzie Mukran FSRU w latach 2024-2027, ale jak rozumiem na nowe zdolności jeszcze nikt się nie zgłosił. TotalEnergies poinformował już w '23 r, że zakontraktował zdolność regazyfikacji na poziomie 2,6 mld m³/r., a szwajcarska (w/w) firma handlowa MET Group również zarezerwowała moce produkcyjne w obiekcie FSRU łącznie 3,6 mld m³.

Z kolei państwowy operator terminali LNG Deutsche Energy Terminal (DET) poinformował w lipcu, że ogłosi nowe aukcje przepustowości dla swoich zakładów FSRU w Brunsbüttel i Wilhelmshaven po tym, jak w ostatniej (lipcowej) rundzie marketingowej **nie otrzymał żadnych ofert**. W trzech rundach aukcji, które odbyły się między 13 czerwca a 3 lipca '24, DET zaoferował produkty krótkoterminowe na 2025 r., a także produkty długoterminowe na lata 2025-2029 dla mocy regazyfikacyjnych w terminalach LNG Brunsbüttel i Wilhelmshaven 1. "Te produkty nie zostały wprowadzane do obrotu. Ogólnie rzecz biorąc, rundy marketingowe bez ofert nie są niczym niezwykłym i są częścią zachowania rynku. Ten wynik nie był dla nas zaskoczeniem. Niskie ceny gazu w Europie stanowią obecnie niewielką zachętę do importu LNG. W tej chwili pierwszeństwo mają ładunki kierowane do Azji, głównie ze względu na sytuację cenową" – to stanowisko DET¹⁸. Jako regulowane przedsiębiorstwo federalne, DET publikuje specyfikacje cenowe Niemieckiej Federalnej Agencji ds. Sieci. Z kolei przedsiębiorstwa nieregulowane mają swobodę w ustalaniu swoich cen. Ponadto terminale DET podlegają unijnemu prawu konkurencji w zakresie ustalania cen.

	2023				2024				2025				2026	2027	2028	2029
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4				
BBU01		0%			0%				100%							
Date of offering									10/23				06/24			
STD01							about 50%		100%							
Date of offering							12/23 and 08/24*						08/24*			
WHV01		0%			0%				100%							
Date of offering									10/23				06/24			
WHV02								100%					tdb			
Date of offering								deferred to August					Q1/25			

Short-term capacity
 Long-term capacity; including the mandatory 10% marketed short-term
 Available capacity

*A first tranche of about 50% was sold in 12/23, the remaining 50% in 2024 and the long-term capacities will be offered 08/24 earliest.

** Any owner of long-term capacity in 2027 ADP will have the option to acquire capacity in 2028 in case the operation of that terminal is extended, at a price to be published in 2027. This procedure repeats in 2028 for capacities in 2029.

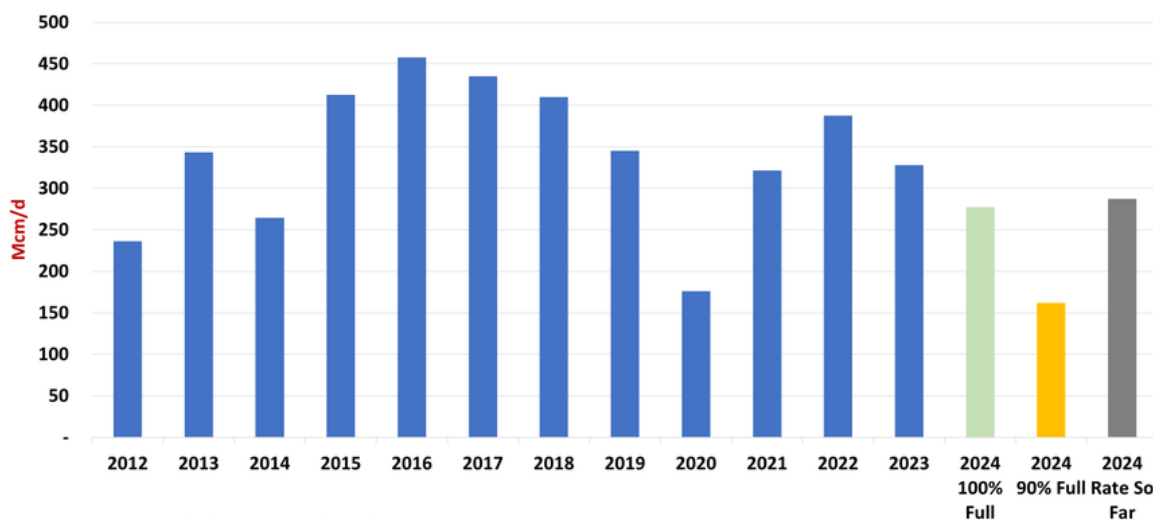
Rys. 6. Oferowane w ostatnich aukcjach zdolności regazyfikacyjne DET.

Źródło: DET.

Lipiec jest pierwszym miesiącem w tym roku, w którym dotychczasowe poziomy zatłaczania magazynów gazu wyprzedzają to, co jest potrzebne do wypełnienia ich do 1 listopada. W tym tempie wielkość zatłaczania musi spaść do 87% średniej 5-letniej (w lipcu było to 92%), aby zapobiec przedwczesnemu ich wypełnieniu. Rynek jest na dobrej drodze, aby do połowy sierpnia osiągnąć poziom 90% wyznaczony przez UE.

¹⁸Por.: <https://lngprime.com/europe/german-lng-terminal-operator-gets-no-bids-in-latest-capacity-auctions/117640/>

European Storage Injections in July

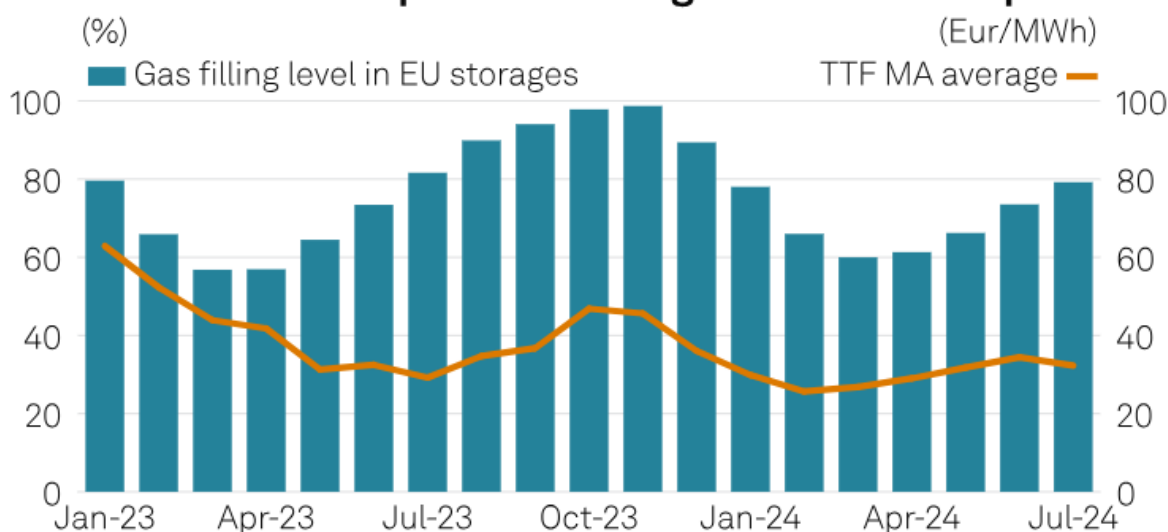


Source: GIE, Includes UK, Excludes Ukraine

Rys. 7. Europejskie magazyny gaz ziemny – wypełnianie - stan na lipiec 2024 r. z projekcją na koniec roku. [mln m³ /d]

Źródło: GIE.

TTF front-month drops as EU storages reach tank top in 2023



Source: S&P Global Commodity Insights, Gas Infrastructure Europe

Rys. 8. Europejskie magazyny gaz ziemny – wypełnianie- stan na początek 3 dekady lipca 2024r.

Źródło: S&P Global Commodity Insights; GIE.

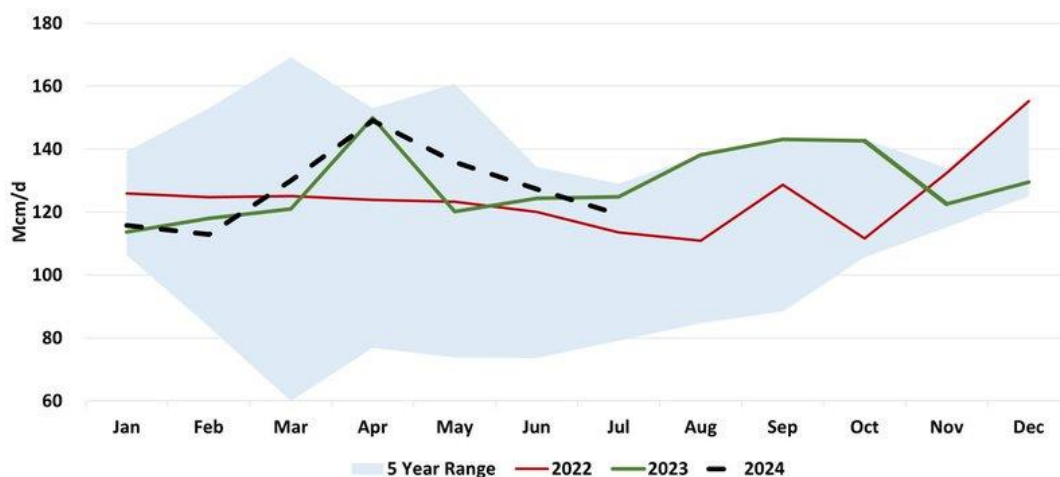
EIA prognozuje wzrost eksportu skroplonego gazu ziemnego, a także wyższe ceny gazu ziemnego w Henry Hub oraz wzrost cen ropy naftowej Brent na początku 2025 r., przedstawiając jednocześnie oczekiwania dotyczące magazynowania gazu pod koniec sezonu zatłaczania. EIA uważa¹⁹, że cena spotowa gazu ziemnego Henry Hub wyniesie średnio prawie

¹⁹ Opr. Na podstawie <https://www.eia.gov/>

2,90 USD/MMBtu w drugiej połowie tego roku, w porównaniu ze średnią roczną około 2,10 USD za MMBtu, a w 2025 r. osiągnie średnio 3,30 USD. Prognoza (robiona jeszcze przed huraganem Beryl) przewiduje, że eksport brutto skroplonego gazu ziemnego z USA pozostanie niezmienny w 2024 r. w porównaniu z 2023 r. na poziomie 12 bcf/d (0,3399 mld m³/d) choć nadal jest na dobrej drodze do wzrostu do 14 bcf/d (0,3965 mld m³/d)²⁰ w 2025 r. EIA stwierdziła, że średnia cena ropy Brent osiągnie 88 USD za baryłkę w 2025 r., co oznacza wzrost z 86 USD za baryłkę w 2024 r.

Pomyślałem sobie, że może warto napisać, aby wrócić do pomysłów z 2007 r. i znowu porozmawiać z algierskim Sonatrach co do możliwości dostaw gazu ziemnego, a może też LPG do Polski. Europa już kupuje więcej gazu ziemnego z Algierii. Obserwujemy powrót do większej ilości gazu rurociągowego do Hiszpanii, a mniej do Włoch od początku roku. Więcej algierskiego gazu rurociągowego do Hiszpanii pozwala na przepływ większej ilości LNG w innych miejscach, które teraz trafiają do Hiszpanii.

Algerian Exports to Europe



Source: S&P Global Commodity Insights, includes LNG and pipeline gas

Rys. 9. Eksport Algierii do Europy.

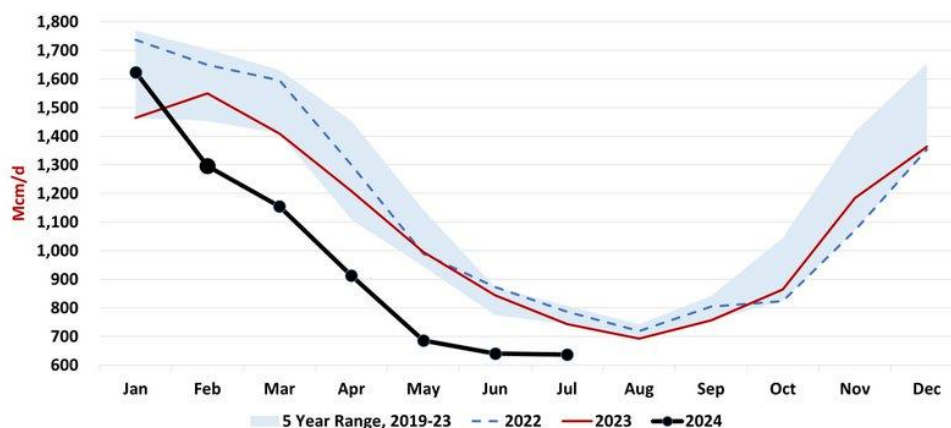
Źródło: S&P Global Commodity Insights.

Cena spot Henry Hub wg danych EIA w ostatnim tygodniu lipca spadła o 10 centów do 1,93 USD/MMBtu.

Cena kontraktów terminowych Henry Hub: Kontrakt na NYMEX z sierpnia 2024 r. wygaś w na poziomie 1,907 USD/MMBtu. Cena rozliczeniowa dla kontraktu z sierpnia 2024 r. jest najniższa od czasu rozpoczęcia handlu tym kontraktem 12 lat temu.

²⁰ 1 MMBtu = 1,055056 GJ; 1 Bcf = 28 327 840 m³

European Gas Demand



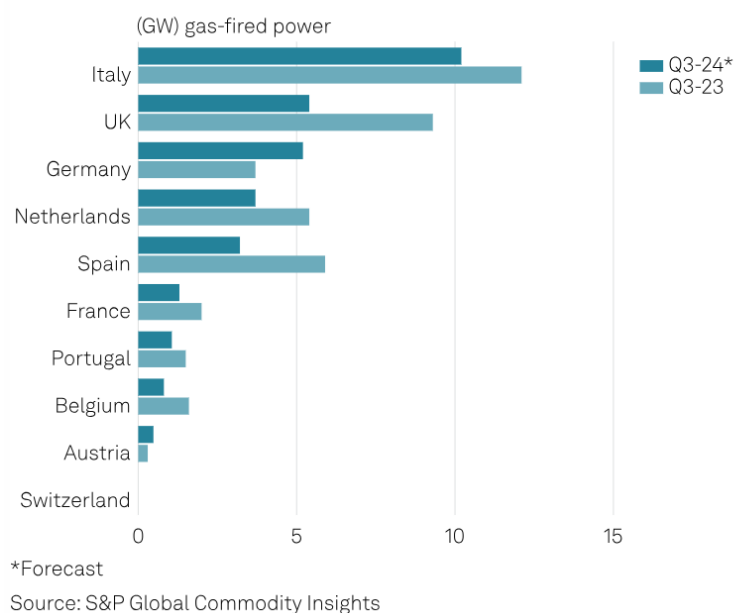
Source: S&P Global Commodity Insights, 24 Countries including UK.

Rys. 10. Zapotrzebowanie na gaz ziemny Europy (24 kraje wraz z Wielką Brytanią).
Źródło: S&P Global Commodity Insights.

Międzynarodowe ceny kontraktów terminowych: na gaz ziemny wzrosły w tym tygodniu. Według Bloomberg Finance, L.P., średnie tygodniowe ceny kontraktów terminowych na ładunki LNG w Azji Wschodniej wzrosły o 21 centów do średniej tygodniowej 12,35 USD/MMBtu. Kontrakty terminowe na gaz ziemny z dostawą w Title Transfer Facility (TTF) w Holandii wzrosły o 43 centy do średniej tygodniowej 10,70 USD/MMBtu. W tym samym tygodniu ubiegłego roku (tydzień kończący się 2 sierpnia 2023 r.) ceny wynosiły 10,91 USD/MMBtu w Azji Wschodniej i 8,92 USD/MMBtu w TTF.

Dostawy LNG do Europy spadły z powodu wyższych poziomów zapasów w połączeniu z oczekiwanym popytem w Azji Południowej i Południowo-Wschodniej, który znacznie spadać wraz z nadejściem sezonu monsunowego. No i dodatkowo Europa spala mniej gazu ziemnego w energetyce.

Europe is set to burn less gas for power this quarter



Rys. 11. Porównanie wykorzystania gazu ziemnego w wybranych krajach Europy wQ3 - 23/24r.
Źródło: S&P Global Commodity Insights.

I na dodatek, zachodnia jej część nie potrafi obejść się bez gazu z Rosji, a teraz pod postacią LNG, szczególnie gdy amerykańskie metanowce płyną do Azji. Ładnie zobrazował to w lipcu Bloomberg, konstatując, że „[...] Wydaje się, że Europa nie może pozbyć się swojej zależności od rosyjskiego skroplonego gazu ziemnego. Rosja była bliska stania się największym dostawcą do regionu w lipcu po tym, jak przepływy w USA spadły w związku z przestojem i wyższymi cenami w Azji. Luka w dostawach do Europy Zachodniej jest obecnie najmniejsza od końca 2021 r.



Rys. 12. Porównanie dostaw amerykańskiego i rosyjskiego LNG do Europy.
Źródło: Bloomberg

Rozwój sytuacji pokazuje, jak trudno jest Unii Europejskiej odzwyczaić się od dostaw z Rosji i w większym stopniu polegać na innych producentach. Podczas gdy przepływy rurociągowy ze wschodu stanowią zaledwie ułamek tego, co było przed rosyjską inwazją na Ukrainę na początku 2022 r., import skroplonego gazu ziemnego z Jamału LNG w Arktyce pozostał stabilny. Podczas gdy UE utrudnia Rosji transport LNG na całym świecie, sama powstrzymała się przed całkowitym zakazem importu. Od początku wojny sprzedaż do głównych odbiorców, Hiszpanii i Francji, nawet wzrosła. Spadek dostaw z USA pokazuje również niebezpieczeństwo zbytniego polegania na eksporcie transatlantyckim. Ładunki te zazwyczaj nie mają ograniczeń dotyczących miejsca przeznaczenia, co oznacza, że przepływy handlowe mogą się szybko zmienić, gdy ceny i popyt wzrosną poza Europą²¹. O i takie teraz mamy bezpieczeństwo i dywersyfikację dostaw gazu ziemnego, który na koniec dnia przepłynąć musi przez „wewnętrzne morze NATO”, czyli Morze Bałtyckie.

Cytowany Bloomberg dalej podaje, że „Według wstępnych danych całkowity import LNG w Europie Północno-Zachodniej spadł w lipcu o prawie 20% w porównaniu z poprzednim miesiącem. W pewnym stopniu wynika to z letniego zastoju w popycie, ale jest to ostrzeżenie, że zapasy mogą szybko wyschnąć, gdy azjatyccy konsumenci będą skłonni zapłacić więcej. Katar, trzeci co do wielkości dostawca w regionie po USA i Rosji, również ograniczył w tym miesiącu dostawy do europejskich przedsiębiorstw użyteczności publicznej. Eksport z USA do Europy spadł po tym, jak zakład Freeport LNG w Teksasie zawiesił załadunek na ponad dwa tygodnie z powodu huraganu Beryl. Egipt również pojawił się jako nabywca, ponieważ kraj ten zmagają się z niedoborami energii, co jeszcze bardziej zwiększa globalną konkurencję”.

Premia dla Azji wobec Europy wynosi około 5 mln USD za jedną dostawę, co jest więcej niż wystarczające, aby zrekompensować koszty transportu.

Jak podaje Reuters za Kpler: „[...] Import LNG do Europy spada z miesiąca na miesiąc od grudnia, kiedy wyniósł 11,75 mln ton, czyli prawie dwukrotnie więcej niż oczekiwano w lipcu. Zmiany w globalnych przepływach LNG można przypisać wyższej cenie w Azji, przy czym ładunki spotowe z dostawą do Azji Północnej są wyceniane na 12,00 USD/MMBtu w tygodniu do 26 lipca. [...] Chiny, największy na świecie nabywca LNG, są na dobrej drodze do importu 6,41 mln ton w lipcu, w porównaniu z 5,80 mln w czerwcu i najwyższym od kwietnia poziomem dostaw.

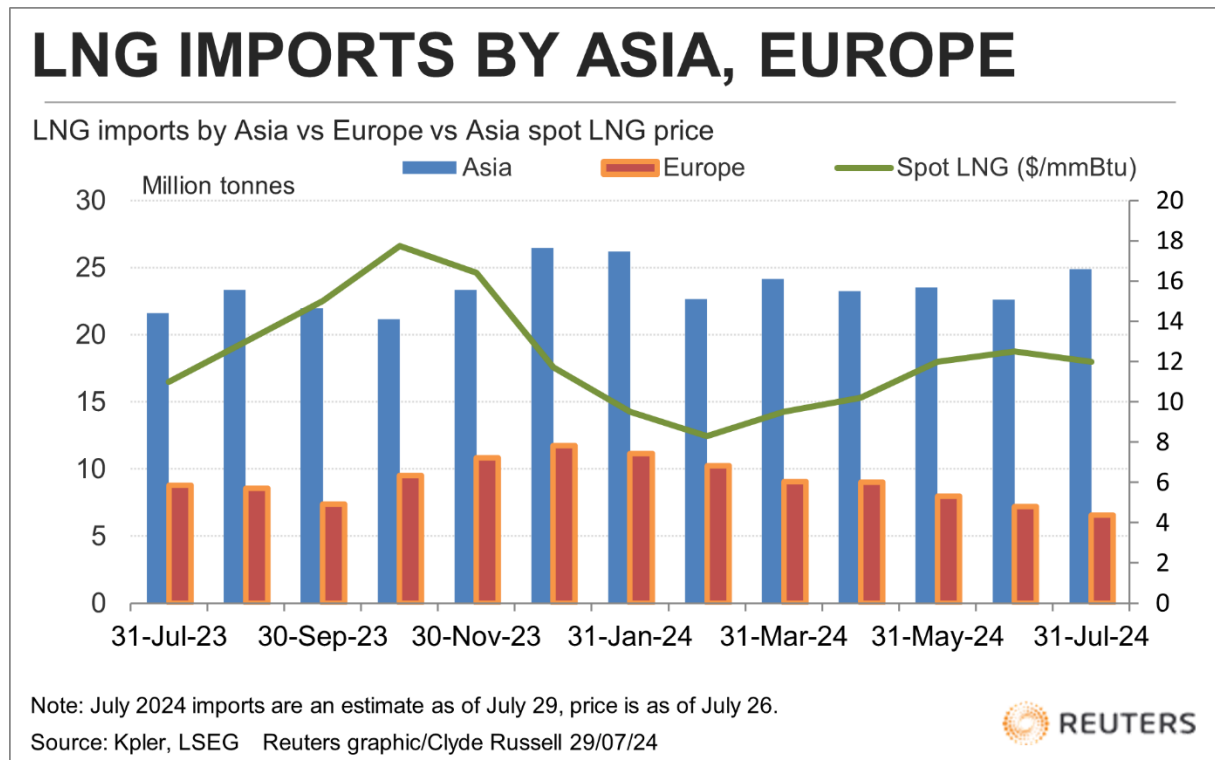
Prognozuje się, że Indie, czwarty co do wielkości importer LNG w Azji, odnotują w lipcu 2,61 mln ton, w porównaniu z 2,60 mln w czerwcu i najwyższej od października 2020 r.

Pod pewnymi względami utrzymujący się wzrost importu LNG do Indii jest zaskakujący, ponieważ ten południowoazjatycki kraj ma tendencję do ograniczania dostaw w obliczu wyższych cen.

Cena spot rośnie od najniższego poziomu 8,30 USD za mmBtu w 2024 r. na początku marca, a od połowy kwietnia utrzymuje się powyżej 10 USD, czyli poziomu, który w przeszłości powodował, że Indie, a nawet Chiny, ograniczały zakupy spotowe, ponieważ LNG staje się niekonkurencyjny na ich rynkach krajowych.

²¹ https://www.bnnbloomberg.ca/business/international/2024/07/30/russian-lng-clout-in-europe-strengthens-as-us-ships-head-to-asia/?utm_source=substack&utm_medium=email

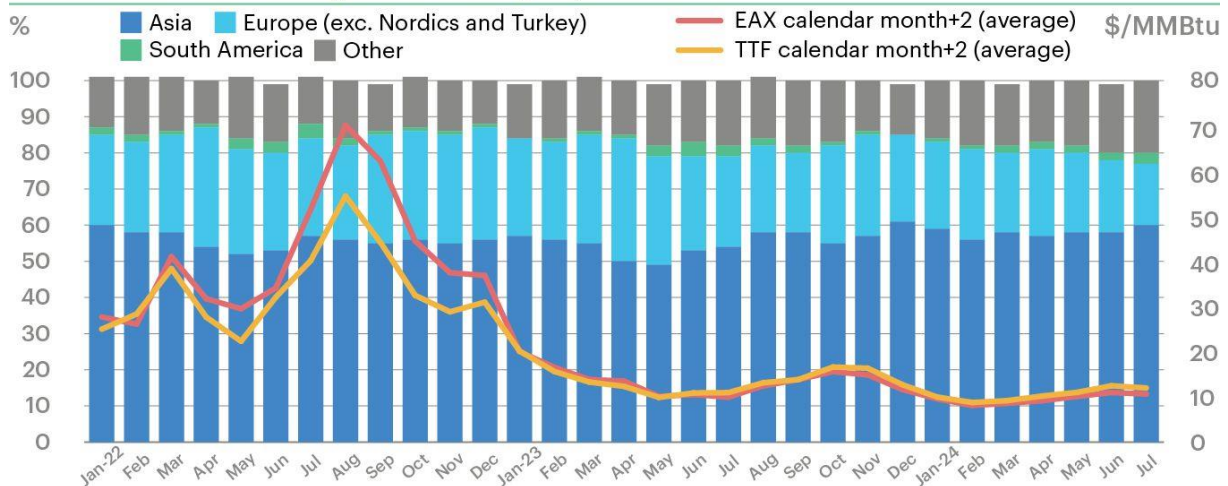
Jest prawdopodobne, że silny wzrost gospodarczy Indii utrzymuje popyt na LNG na wysokim poziomie, zwłaszcza że paliwo to jest zwykle wykorzystywane w procesach przemysłowych, a nie do wytwarzania energii elektrycznej”.²²



Rys. 13. Porównanie importu LNG do Azji i Europy i ceny spot w Azji.

Źródło: Reuters; Kpler, LSEG. Grafika Clyde Russell 29/07/24

Global share of LNG imports versus gas prices



Source: ICIS

Rys. 14. Globalny, procentowy udział LNG i ceny [USD/MMBtu}.

Źródło: ICIS

²² Por.: <https://www.reuters.com/commodities/asias-lng-imports-shift-higher-europes-fades-russell-2024-07-29/>; <https://www.marketscreener.com/quote/commodity/CRB-COMMODITY-INDEX-16179/news/Asia-s-LNG-imports-shift-higher-as-Europe-s-fades-Russell-47489646/>; <https://boereport.com/2024/08/01/us-lng-exports-fall-again-in-july-on-freeport-lngs-slow-restart/>

I na zakończenie dwa słowa o nowej „Strategii wodorowej Niemiec” - update z lipca 2024 r. dotyczący importu wodoru. Niemcy pokazały nową strategię importu wodoru, która została właśnie w lipcu zatwierdzona przez Berlin. Strategia ta zakłada sprowadzenie do kraju około 2,73 mln ton niskoemisyjnego wodoru do 2030 roku.

Zaktualizowana strategia wodorowa rządu niemieckiego, która została opublikowana w 2023 r., zakłada, że 50-70% zapotrzebowania na wodór w 2030 r. 95-130 TWh zostanie zaspokojone przez import. Zapotrzebowanie to wynosiłoby do 2,3 mln ton. Warunki strategii obejmują wsparcie dla czystego wodoru, amoniaku, metanolu, benzyny ciężkiej, a także innych nośników, takich jak ciekłe nośniki wodoru organicznego (LOHC). Ich wsparcie wynika z pomocy, jakiej udzielają, pomagając krajowi w zaspokojeniu jego potrzeb importowych. Oprócz wsparcia strategia wspomina również o potrzebie zapewnienia Niemcom przestrzeni do współpracy z innymi krajami europejskimi w kwestiach regulacyjnych, a także potencjału produkcyjnego i infrastruktury.

Rząd federalny zasugerował, że "rurociągi wodorowe mogłyby zaspokoić większość popytu importowego, przy czym statki przewożące pochodne wodoru mają głównie umożliwić import » z regionów, które nie mogą być połączone rurociągiem z przyczyn technicznych i ekonomicznych«".

Strategia została zatwierdzona 24 lipca, a niemiecki rząd stwierdził, że "do 2045 roku zapotrzebowanie kraju może wzrosnąć do 500 TWh wodoru i około 200 TWh pochodnych wodoru". W komunikacie czytamy: "Celem jest jak najszersza dywersyfikacja źródeł dostaw".²³ Jak mi brakuje w Polsce tak jasnych, strategicznych komunikatów.

²³ <https://www.reuters.com/business/energy/german-government-signs-off-hydrogen-import-strategy-2024-07-24/>