

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

Początek drugiego kwartału, kwiecień '24 przyniósł kilka ciekawych opracowań, na które chcę zwrócić Państwa uwagę. 19 kwietnia pojawiła się publikacja ACER „Analysis of the European LNG markets developments”¹, gdzie m.in. podkreślono:

1. „Podczas kryzysu energetycznego UE z powodzeniem zabezpieczyła dostawy gazu i zdywersyfikowała import gazu ziemnego odchodząc od dostaw z Rosji, przy czym LNG odegrał kluczową rolę w tej zmianie.
2. Od 2022 r. **ponad 50 mld m³ nowej infrastruktury regazyfikacji LNG** w UE zmniejszyło ograniczenia w dostawach i pomogło zmniejszyć lukę cenową między europejskimi hubami gazowymi a kwotowaniami LNG.
3. **UE jest największym rynkiem importowym LNG (134 mld m³ importu LNG w 2023 r.), a Stany Zjednoczone największym eksporterem (119 mld m³ w 2023 r.).**
4. W 2023 r. **Europa zaimportowała 18 mld m³ rosyjskiego LNG**, głównie z kontraktów długoterminowych podpisanych przed 2022 r. Nie mniej niż 1 mld m³ rosyjskiego LNG zostało ponownie wyeksportowane na rynki azjatyckie (przetładunki LNG).
5. **Popyt na LNG w UE prawdopodobnie osiągnie szczyt w 2024 r.** Wynika to ze zmniejszenia strukturalnego zapotrzebowania na gaz wynikającego z ambitnych celów UE w zakresie dekarbonizacji.
6. 19 światowych projektów skraplania będących w trakcie realizacji ma zwiększyć produkcję LNG o około **200 mln ton do 2030 r.**, co odpowiada połowie obecnego rocznego handlu.
7. Około 75 % zdolności importowych LNG dodanych w UE od 2022 r. **to pływające jednostki do magazynowania i regazyfikacji (FSRU).** Pozwala to na potencjalną zmianę przeznaczenia lub relokację tej pływającej infrastruktury, jeśli jej wykorzystanie znacznie spadnie [...].”²

Forum Krajów Eksporterów Gazu (Gas Exporting Countries Forum - GECF) z katarskiej Dohy (Ad-Dauha) 22 kwietnia opublikowało swoją flagową roczną (już piątą) edycję raportu: “Annual Gas Market Report 2024 (AGMR)”³, oferując przegląd i analizę głównych trendów i wydarzeń na światowym rynku gazu ziemnego i LNG w ubiegłym roku, wraz z perspektywami krótkoterminowymi.

„Najważniejsze wnioski z raportu AGMR 2024 to:

1. *Gospodarka światowa wykazała się odpornością, radząc sobie z wieloma wyzwaniami;*
2. *Światowe zużycie gazu wzrosło w warunkach niższych cen gazu;*
3. *Wszystkie główne sektory zużywające gaz ziemny wykazały wyższy popyt na gaz ziemny;*
4. *Światowa produkcja gazu odnotowała niewielki wzrost, ale jest na ścieżce silniejszego wzrostu;*
5. *Wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych nadal przyczyniło się do wzrostu podaży gazu ziemnego na świecie;*
6. *Inwestycje w wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego przekroczyły poziom sprzed pandemii;*

¹ <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acers-monitoring-shows-eu-lng-imports-might-be-near-its-peak>

² Dostęp do raportu:

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_European_LNG_market_developments.pdf

³ <https://www.gecf.org/resources/files/events/gecf-unveils-the-annual-gas-market-report-2024/gecf-agmr-2024.pdf>

7. Projekty redukcji emisji nabrały tempa;
8. Handel gazem rurociągowym zmniejszył się – strategia dywersyfikacji dostaw do UE;
9. Region Azji i Pacyfiku napędzał wzrost globalnego importu LNG, a Chiny były głównym importerem;
10. Uruchomienie nowych zdolności skraplania spadło do najniższego poziomu od dwóch dekad, podczas gdy FID wzrosły;
11. Światowa flota zbiornikowców LNG znacznie się powiększyła, a część z nich została przekształcona w FSRU/FSU;
12. Wolumeny podziemnych magazynów gazu w UE utrzymywały się na wysokim poziomie;
13. Ceny spot gazu doświadczyły znacznego spadku i zmniejszonej zmienności [...].”⁴

25 kwietnia Raport o LNG 2024-2028 opublikowała IEEFA (Institute for Energy Economics and Financial Analysis)⁵, która „[...] spodziewa się, że projekty skraplania LNG będące w budowie, dodadzą 193 mln ton rocznie (MTPA) do 2028 r. – co oznacza wzrost o 40 proc. w ciągu zaledwie pięciu lat – zwiększając całkowitą światową zdolność skraplania do 666,5 MTPA. Największy udział w dostawach będzie pochodził z USA i Kataru, co prawdopodobnie zepchnie Australię na trzecie miejsce wśród globalnych dostawców LNG. Tymczasem w Rosji, Kanadzie i krajach afrykańskich budowane są znaczne moce LNG. W ostatnich latach traderzy LNG – w tym na przykład Shell, TotalEnergies i wielu innych – zakontraktowali zakup największej części wolumenów LNG z nowych obiektów eksportowych, w celu ich odsprzedaży nabywcom na całym świecie. Jeśli jednak nie nastąpi szybki i trwały wzrost popytu, dostawcy i handlowcy LNG prawdopodobnie będą musieli zmierzyć się z długim okresem niskich cen i niewielkich zysków. [...] Powolny wzrost popytu na skroplony gaz ziemny (LNG) w połączeniu z rekordowym wzrostem globalnych zdolności eksportowych do 2028 r. prawdopodobnie wepchnie rynki w dłuższy okres nadpodaży”, zgodnie z najnowszym raportem Global LNG Outlook przygotowanym przez Instytut Ekonomii Energii i Analiz Finansowych (IEEFA)⁶.

I także CREA - Centre for Research on Energy and Clean⁷ Air z Finlandii – opublikowała badania i wyliczenia co do obecności rosyjskiego LNG na rynku świata i Europy, skupiając się na możliwym „price cap” dla rosyjskiego LNG jako możliwość dla nowych, diskutowanych sankcji. Poniżej kluczowe wnioski dokumentu:

1. W 2023 r. 13 proc. wolumenu importu LNG do UE pochodziło z Rosji. Wyniosło to 17,25 mld m³, z wyłączeniem przeladunków do państw niebędących członkami UE.
2. Import rosyjskiego LNG stanowił 5% zużycia gazu w UE, co świadczy o stosunkowo niskim uzależnieniu od niego Unii. Rosja jest jednak silnie uzależniona od rynku unijnego, do którego w 2023 r. trafiała połowa całego eksportu LNG.
3. W 2023 r. w ramach rosyjskiego projektu Jamał LNG wyeksportowano 26 mld m³ LNG, z czego 72 proc. trafiło do Europy. 86 proc. eksportu z zakładów Portowaja i Wysock (4,5 mld m³) trafiło do Europy.

⁴ Por.: [GECF Annual Gas Market Report](#)

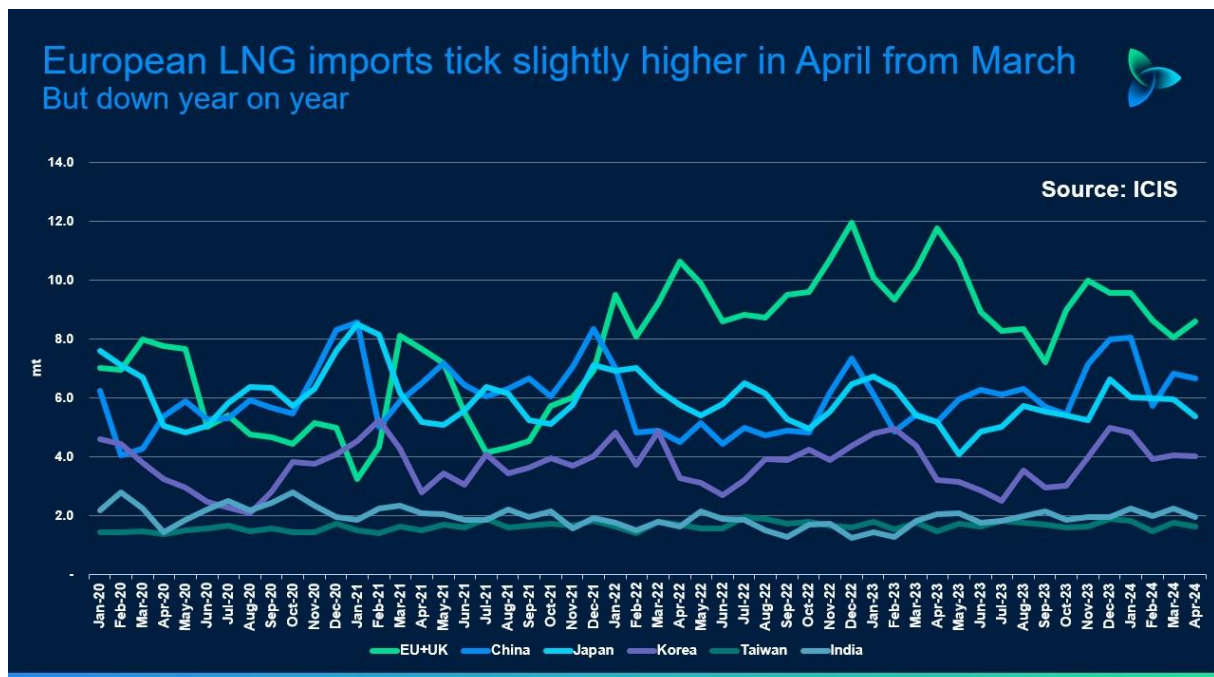
⁵ <https://ieefa.org/what-we-do>

⁶ [https://ieefa.org/sites/default/files/2024-04/Global%20LNG%20Outlook%202024-2028 April%202024%20%28Final%29.pdf](https://ieefa.org/sites/default/files/2024-04/Global%20LNG%20Outlook%202024-2028%20April%202024%20%28Final%29.pdf)

⁷ Piszą o sobie: „Jesteśmy niezależną organizacją badawczą skupiającą się na ujawnianiu trendów, przyczyn i skutków zdrowotnych, a także rozwiązań problemu zanieczyszczenia powietrza. Jest zarejestrowana jako organizacja non-profit w Finlandii, zatrudniająca pracowników w Azji i Europie. Finansowanie z grantów filantropijnych i dochodów ze zleconych badań.

4. W 2023 r. kraje G7+ utrzymały dominację w transporcie rosyjskiego LNG. Przewoźnicy należący do krajów G7+ lub ubezpieczeni w tych krajach przetransportowali 93 proc. (15,5 mld EUR) rosyjskiego LNG na całym świecie.
5. **Wprowadzenie światowego pułapu cenowego LNG na poziomie 17 EUR/MWh zmniejszyłoby dochody Rosji o 60 proc. w stosunku do 2023 r., co doprowadziłoby do spadku całkowitych przychodów z eksportu LNG o 10 mld EUR. Alternatywnie, gdyby tylko UE nałożyła limit cenowy, całkowite przychody Rosji z eksportu LNG w 2023 r. zmniejszyłyby się o 29 proc., co oznacza stratę w wysokości 5 mld euro.**⁸

Myślę, że ze względu na obszerność i możliwymi konsekwencjami także dla azjatyckiej części świata nad sankcjami wobec rosyjskiego LNG trzeba się będzie pochylić w osobnym materiale. „Według danych analitycznych S&P Global LNG, eksport z kilku głównych hubów LNG, w tym z USA, Bliskiego Wschodu, Algierii i Nigerii, wyniósł w tym miesiącu 14,55 mln ton (stan na 25 kwietnia). Z tej liczby prawie 40 proc. zostało wysłanych do Azji, 29 proc. do Europy, około 3 proc. do regionu Bliskiego Wschodu i Afryki Północnej, a następnie odpowiednio 2 i 1 proc. do Ameryki Południowej i Północnej, a reszta nie została jeszcze nominowana. Dla porównania, w marcu w tym samym okresie – od 1 do 25 – 36 proc. z nich trafiło do Europy, a 55 proc. do Azji. Europa i Azja zwyczajowo wykorzystują konkurencję cenową w okresie letnim, aby przyciągnąć ładunki LNG i uzupełnić swoje zapasy przed następną zimą. Wydaje się, że obecna dynamika skłoniła inne ośrodki do wejścia w arbitraż cenowy”⁹. Dobrze obrazuje to grafika przygotowana przez ICIS:



Rys. 1. Import (EU+UK; Chiny; Japonia; Korea; Taiwan, Indie) LNG do kwietnia '24 r.

Źródło: ICIS

⁸ <https://energyandcleanair.org/publication/lng-price-cap-would-have-cut-russias-lng-export-revenues-by-60-percent-in-2023/>

⁹ Por.: S&P Global Commodity Insights

Polska w tym światowym „zamieszaniu” (przypominam, że nie wychodzimy ponad 1 proc. światowego obrotu LNG) koncentruje się wyłącznie na Norwegii, dostawach LNG z USA (tu definiowany kłopot z Global Venture) i Kataru. Kwiecień zaznaczył się wzrostem ilości gazu własnego (czyli z wydobycia Orlen/PGNiG) przesyłanego do Polski z Norwegii jako efekt przejścia spółki KUFPEC Norway i przekierowania do Polski właśnie od 1 kwietnia całej przypadającej na nią produkcji gazu¹⁰. Przypomnę, że w wyniku transakcji zakupu KUFPEC Norway, PGNiG Upstream Norway z Grupy ORLEN przejął kontrolę nad udziałami w 5 produkujących złożach: Gina Krog, Sleipner Vest, Sleipner Ost, Gungne i Utgard. Orlen (PGNiG) był już wcześniej udziałowcem wszystkich tych złóż. Zakup KUFPEC Norway pozwolił zwiększyć ilość surowca wydobywanego przez Grupę ORLEN w Norwegii o 25 proc. - do 4 mld m³/r (do obiecanych 10 mld m³/r – ok niech będzie ośmiu – ciągle baaardzo daleko. Nota bene ktoś jeszcze pamięta te szumne zapowiedzi?). Wydobywany gaz ziemny jest przesyłany do Polski gazociągiem Baltic Pipe, w którym Grupa ORLEN ma zarezerwowaną przepustowość umożliwiającą transport nieco ponad 8 mld m³/r. Skierowanie do Baltic Pipe dodatkowych wolumenów uzyskanych w wyniku nabycia KUFPEC Norway oznacza, że w ujęciu średniorocznym wydobycie PGNiG Upstream Norway może stanowić dopiero połowy gazu sprowadzanego przez ORLEN z Norwegii przy wykorzystaniu maksymalnej zarezerwowanej przepustowości Baltic Pipe.

Zwyczajowo dane statystyczne podało ENTSO-E. W kwietniu wytwarzanie ee ze źródeł gazowych wyniosło 1 017 452 MWh i było niższe o 5,5 proc. r/r. (1 076 421 MWh w 04/23). W strukturze wytworzenia to tylko 8,13 proc. (spadek z 10,03 proc w poprzednim miesiącu), gdy rok temu było 8,98 proc, a udział 9,78 proc. Fatalnie dla polskiej gospodarki, polskiej energetyki, że stabilnie od ponad roku (kwietnia '23) kupujemy energię z zagranicy. Kwiecień 2024, to kolejny miesiąc (nieprzerwanie od kwietnia 2023 r.) z ujemnym saldem w wymianie transgranicznej. Wytworzenie ogółem netto wyniosło w kwietniu 12 508 447 MWh przy krajowym zapotrzebowaniu 13 388 802 MWh.

W czwartym tygodniu kwietnia ceny na głównych europejskich rynkach energii elektrycznej nadal rosły. Mimo to większość rynków przez kilka godzin notowała ujemne ceny, zwłaszcza w niedzielę 28 kwietnia. Na rynku MIBEL (Hiszpania/Portugalia) ceny tygodniowe były ponownie najniższe dwunasty tydzień z rzędu, a w/w kraje osiągnęły rekordową produkcję energii fotowoltaicznej odpowiednio 23 i 24 kwietnia. Produkcja energii słonecznej wzrosła na większości rynków, podczas gdy produkcja energii wiatrowej spadła na większości rynków. W Polsce w związku z nadpodażą generacji oraz koniecznością zachowania niezbędnych rezerw Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) wprowadziły 11,13,14 i 27,28,29,30 kwietnia nierynkową redukcję generacji ze źródeł fotowoltaicznych w polskim systemie energetycznym (w pojedynczych godzinach w środku dnia bywało to nawet 3,5 GW)¹¹.

Popatrzmy na ceny i kwotowania LNG. Azja ciągle droższa niż Europa. Duże zapasy gazu ziemnego w UE spowodowały zwiększenie różnicy cen LNG w Azji w porównaniu z Europą (arbitraż). Rozpiętość cenowa notowań na dostawy w '24 poszerzyła się do 1,40 USD/MMBtu, co oznacza, że bardziej ekonomiczne jest wysyłanie ładunków dłuższą trasą do Azji niż do

¹⁰ <https://rynek-gazu.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/grupa-orlen-zwiekszylo-o-ponad-30-proc-ilosc-przesylnego-do-polski-gazu-pochodzacego-z-wlasnego-wydobycia-w-norwegii>

¹¹ Por.: <https://www.pse.pl/informacje-o-pracy-systemu-elektroenergetycznego>

Europy. Wraz z rozpoczęciem sezonu ponownego zatłaczania zapasy gazu w Europie wynoszą 60 proc., a członkowie UE są zobowiązani do zwiększenia poziomu magazynów do 90 proc. do listopada 24 roku. Jednak wraz z wyższymi cenami w Azji, prawdopodobnie zobaczymy, że więcej amerykańskich ładunków trafi do Azji, ponieważ azjatycka cena spot (JKM) wynosi poniżej 10 USD/MMBtu, co sprawia, że LNG jest konkurencyjny cenowo już na poziomie nieco poniżej 60 USD za baryłkę ekwiwalentu ropy naftowej (boe).

LNG price differential between JKM/NWE open arb window



Source: S&P Global Commodity Insights

Rys. 2. Różnica cen pomiędzy notowaniem JKM / NWE na 2024. Uwaga: notowania z Q3 '23 r.
Źródło: S&P Global Commodity Insights

Platts Global LNG prices

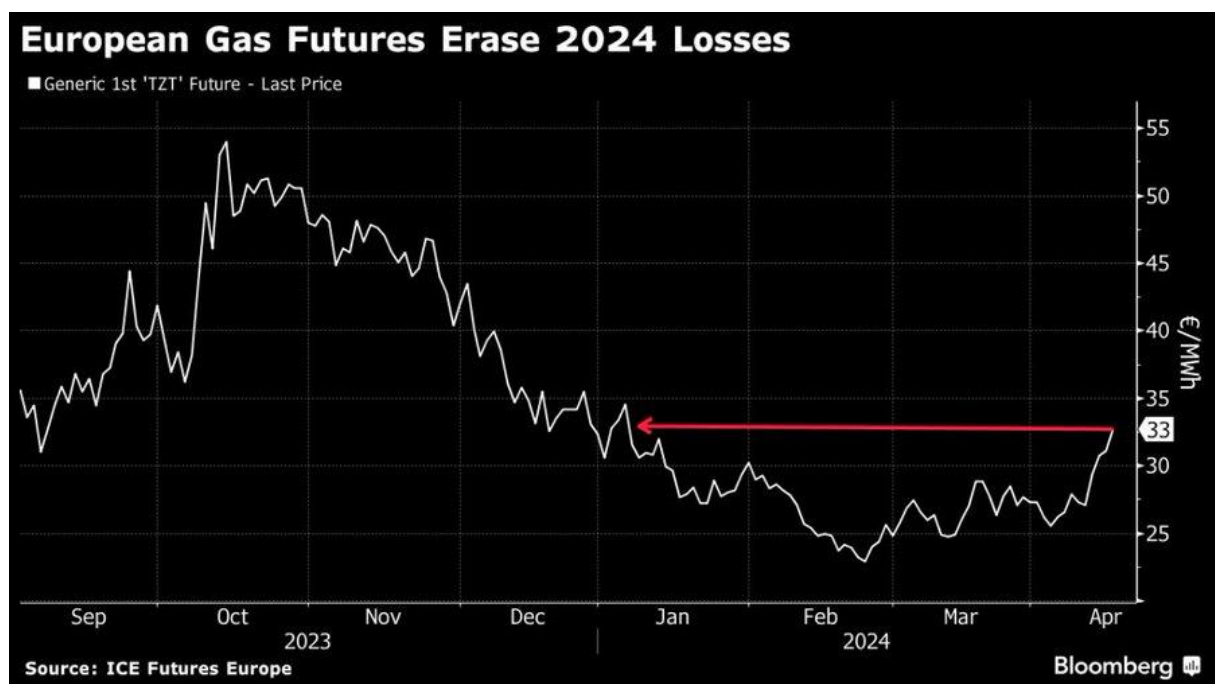


Source: S&P Global Commodity Insights

Rys. 3. Bieżące notowania cen LNG na 2024r.
Źródło: S&P Global Commodity Insights

Warto zauważyć za analitykami S&P, że „historycznie, wraz ze wzrostem cen / notowań na TTF, różnica w stosunku do LNG powiększała się, podczas gdy wraz ze spadkiem cen TTF różnica w stosunku do LNG zmniejszała się. Różnice te pozostawały jednak niewielkie, ponieważ europejscy nabywcy starają się zwykle uzupełnić zapasy w sezonie letnim lub zwyczajowo skorzystać z silnej ekonomii arbitrażu cenowego, która początkowo prowadziła do tego, że europejscy gracze przekierowywali ładunki do Azji, gdzie zwroty (zarobki) były większe. Mimo, że oferty w Europie Północno-Zachodniej były bardziej atrakcyjne w porównaniu z innymi centrami popytu, wydaje się, że sprzedający przysmakują oko w oczekiwaniu na oferty z wschodzących centrów popytu. W rezultacie, aktywność handlowa ucierpiała, a aktywność spadła w ciągu ostatnich kilku tygodni, podały źródła. Handlowcy oczekują, że popyt z krajów Ameryki Łacińskiej i Afryki Północnej, takich jak Brazylia, Argentyna i Egipt, wzrośnie w nadchodzących miesiącach i traderzy chcą sprzedawać w tych rosnących centrach popytu, gdzie ceny mogą być bardziej konkurencyjne [...]”¹².

Zatrzymajmy się moment nad wykresem Bloomberg (Rys.4) z notowaniami cen gazu ziemnego od lata zeszłego roku, gdzie ładnie widać jak lekka zima w Europie przełożyła się na ceny. W październiku '23 oczekiwania poziomu 25 €/MWh wydawały się niemożliwe. Teraz, przed wakacjami i kolejnym sezonem zatłaczania, przy nadpodaży LNG i dyskutowanym sankcjom na rosyjski towar, cena w okolicy 20€/MWh nie wydaje się niemożliwa?



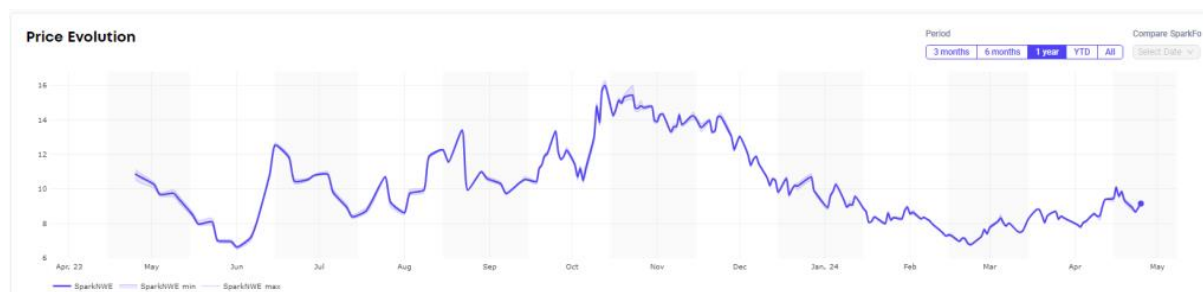
Rys. 4. Bieżące notowania cen gazu ziemnego w Europie do kwietnia 2024r.

Źródło: Bloomberg; ICE Futures Europe¹³

¹² Por.m.in.: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/lng/042524-lng-selling-interest-paused-as-sellers-await-bids-from-competitive-demand-hubs>; <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/videos/market-movers-americas/042924-american-commodity-markets-await-decisions-regulations-earnings>

¹³ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-04-16/european-gas-jumps-as-israel-vows-response-to-iran-attack?srnd=undefined> oraz <https://lngprime.com/asia/spot-lng-shipping-rates-european-prices-drop-this-week-3/110756/>

Na koniec kwietnia, ceny gazu ziemnego w Europie delikatnie spadają. Cena SparkNWE DES LNG na dostawy w pierwszym tygodniu maja '24 jest szacowana na 9,157 USD/MMBtu z 0,190 USD/MMBtu dyskontem w stosunku do TTF i jest to spadek ceny DES LNG o 0,703 USD/MMBtu i zawężenie dyskonta do TTF o 0,040 USD/MMBtu.



Rys. 5. Notowania cen gazu ziemnego Spark 2023-2024r.

Źródło: S&P Global Commodity Insights; Spark

Jak już pisałem w poprzednim, marcowym materiale poziomy gazu w magazynach w Europie są bardzo wysokie po łagodnej zimie, a UE-27 zakończyła zimę z rekordowo wysokimi zapasami w magazynach gazu. Z danych Gas Infrastructure Europe (GIE) wynika, że wolumeny w magazynach gazu w UE spadły w porównaniu z ubiegłym tygodniem i 24 kwietnia były wypełnione w 61,74 procentach. 17 kwietnia magazyny gazu były wypełnione w 62,06 procentach, a 24 kwietnia ubiegłego roku w 58,29 procentach. To dalej wyniki wcześniej nigdy nie spotykane, tak samo zresztą jak drastyczne zmniejszenie zużycia gazu ziemnego w UE.

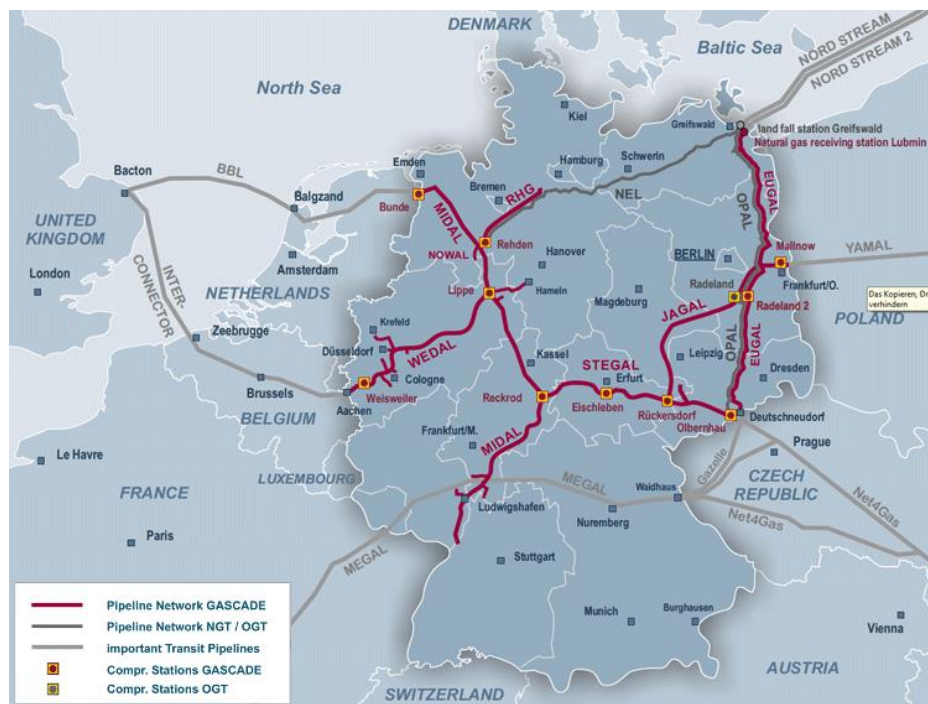
Zostając przy infrastrukturze trzeba zaznaczyć, że w ostatnim tygodniu kwietnia (25/04) Gaz-System podpisał długoterminową umowę czarterową FSRU z japońskim gigantem żeglugowym MOL (spółka zależna White Eagle Energy) na planowany terminal importowy LNG w Gdańsku, który zbuduje HD Hyundai Heavy. Umowa została zawarta na 15 lat z możliwością dalszego przedłużenia, Gaz-System ma również prawo do zakupu FSRU. „W lutym Gaz-System wybrał MOL jako preferowanego armatora do wyczarterowania FSRU. Jest to pierwsze w Polsce FSRU, które dołączy do lądowego terminalu LNG w Świnoujściu. Wcześniej polski Orlen zarezerwował całe 6,1 mld m³ mocy regazyfikacyjnych rocznie w planowanym przez Gaz-System obiekcie importowym LNG opartym na FSRU. Orlen (PGNiG) jest już odpowiedzialny za całość dostaw do pierwszego terminalu importowego LNG Gaz System w Świnoujściu. Przyjmuje się, że FSRU zacumuje przy platformie cumowniczej w odległości ok. 3 km od brzegu, w rejonie Portu Gdańsk pomiędzy ujściami odnóg Wisły: Śmiałej i Martwej. Oprócz FSRU projekt obejmuje nabrzeże, rurociągi morskie i lądowe oraz inną infrastrukturę. Wcześniej Gaz-System informował, że oddanie do użytku całego projektu, wspieranego przez UE, planowane jest na przełomie 2027 i 2028 roku. MOL poinformował w osobnym oświadczeniu, że HD Hyundai Heavy zbuduje FSRU i dostarczy go w 2027 roku. Firma podała, że jednostka będzie miała pojemność 170 000 m³, 294 metry długości i 46 metrów szerokości. [...] Kontrakt ma wartość 483,9 miliarda wonów, czyli około 364 milionów dolarów, a Hyundai Heavy dostarczy FSRU do lipca 2027 roku. Jest to prawdopodobnie najwyższa cena do tej pory za pojedynczy FSRU tej lub podobnej wielkości. Przed tym zamówieniem amerykańska firma LNG Excelerate Energy zarezerwowała nowy FSRU w Hyundai Heavy w październiku 2022 roku, a ta transakcja jest warta około 332 milionów dolarów”¹⁴.

¹⁴ <https://lngprime.com/asia/mol-gaz-system-seal-gdansk-fsru-charter-deal/110683/>

MOL na koniec Q1 2025 roku będzie właścicielem lub współwłaścicielem 104 jednostek (94 w Q1'23 i 97 w Q1'24).¹⁵

Niemcy także nie próżnią. „Z początkiem kwietnia niemiecki operator terminalu LNG Deutsche ReGas otrzymał pozwolenie na eksploatację swojego obiektu importowego LNG opartego na FSRU w niemieckim porcie Mukran. Terminal "Deutsche Ostsee" otrzymał pozwolenie zgodnie z § 4 Federalnej Ustawy o Kontroli Emisji (BImSchG) i § 17 Federalnej Ustawy o Gospodarce Wodnej (WHG) od Państwowej Agencji Rolnictwa i Środowiska (StALU) Pomorza Zachodniego, zgodnie z oświadczeniem Deutsche ReGas. Po pełnym uruchomieniu terminal LNG będzie miał przepustowość do 13,5 mld m³ gazu rocznie, który będzie wprowadzany do sieci gazociągów EUGAL/OPAL i NEL. [...]”¹⁶

Tam mamy połączenie z EuRoPol GAZ. Do 2022 roku gazociągi Gascade Gastransport pełniły istotną rolę w przesyłaniu gazu pochodzącego z Rosji (z kierunków: Nord Stream, Polska, Czechy) na zachód (Francja, Holandia) i południe (Austria, Szwajcaria i Czechy) Europy (Rys.6.). Dla potencjalnego polskiego hubu gazowego istotną rolę mogą pełnić gazociągi EUGAL i JAGAL. Gazociąg EUGAL¹⁷, po zniszczeniu gazociągów Nord Stream, jest wykorzystywany do przesyłu gazu ziemnego z terminala Lubmin FSRU, umiejscowionego na wejściu gazociągów Nord Stream do systemu niemieckiego. Ponadto będzie on obsługiwał kolejny terminal importowy, Mukran FSRU, zlokalizowany na Rugii. Mukran FSRU przechodzi już obecnie (kwiecień 2024) fazę testów¹⁸.



Rys. 6. Gazociągi Gascade Gastransport

Źródło: Gascade Gastransport

¹⁵ MOL poinformował wcześniej, że ma zamówionych ponad 30 zbiornikowców LNG. Na dzień 31 marca 2024 r. flota MOL obejmowała również pięć FSU/FSRU, trzy statki do bunkrowania LNG, jeden statek motorowy LNG, sześć zbiornikowców etanu i 20 statków LPG/amoniaku. MOL postawił sobie również za cel eksploatację 90 statków napędzanych LNG i metanolem do 2030 roku. Por.: <https://lngprime.com/asia/mols-lng-carrier-fleet-to-grow-to-104-vessels-by-march-2025/111082/>

¹⁶ <https://lngprime.com/europe/deutsche-regas-gets-operating-permit-for-mukran-fsr-terminal/109484/>

¹⁷ Niem. *Europäische Gas-Anbindungsleitung*

¹⁸ <https://www.offshore-energy.biz/germanys-mukran-lng-terminal-starts-trial-operations/>

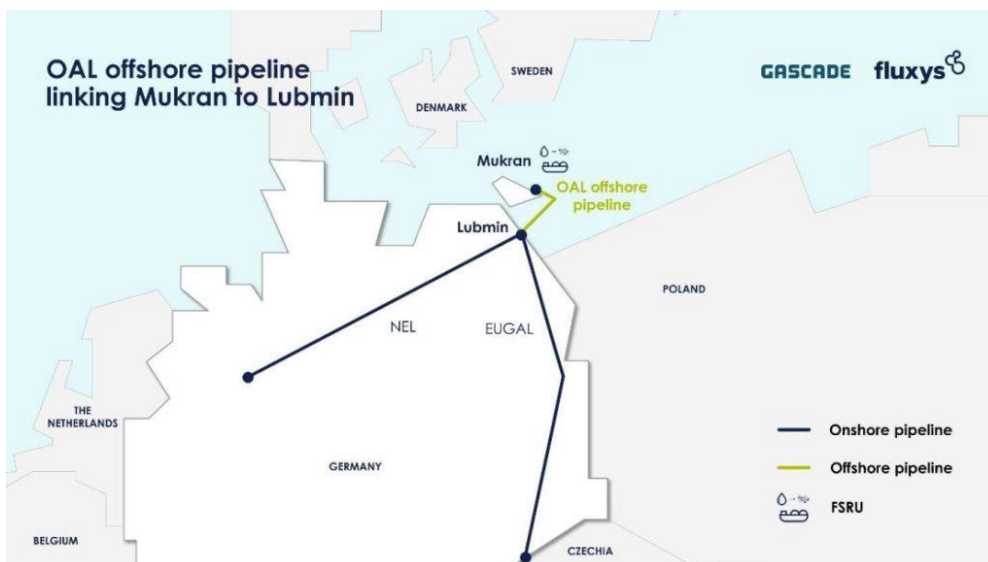


Rys. 7. Energos Power przybywa do Mukran luty 2024 r.
Źródło: Deutsche ReGas / Zdjęcie: Christian Morgenstern.

„Zbudowany w 2015 r. Maran Gas Alexandria o pojemności 161 870 m³, należący do greckiego Maran Gas i katarskiego Nakilat, dostarczył ładunek z zakładu eksportowego Equinor Hammerfest LNG w Norwegii do zbudowanego w 2021 r. Energos Power o pojemności 174 000 m³ w Mukran na wyspie Rugia. W czerwcu ubiegłego roku Deutsche ReGas podpisał umowę z niemieckim rządem na podczarter FSRU dostarczonego w 2021 r przez Hudong - Zhonghua i należącego do amerykańskiej firmy Energos Infrastructure. Deutsche ReGas przejął czarter Energos Power w październiku ubiegłego roku, który będzie pracował równolegle do FSRU Neptun w Mukran w ramach drugiej fazy terminalu LNG. W styczniu ubiegłego roku Deutsche ReGas uruchomił terminal importowy LNG w Lubmin FSRU, pierwszy prywatny terminal LNG w Niemczech. W 2009 roku wyczarterowała zbudowany w 2009 roku FSRU Neptune o pojemności 145 000 cbm od francuskiego giganta energetycznego TotalEnergies. Deutsche ReGas poinformował, że spodziewa się, że Neptun dotrze do Mukran na początku lata¹⁶.

„16 kwietnia niemiecki oddział belgijskiego operator terminali LNG Fluxys Deutschland kupił od niemieckiego Gascade 25 proc. udziałów w gazociągu podmorskim, który łączy terminal Mukran LNG Deutsche ReGas z niemiecką siecią przesyłową gazu w Lubminie. Strony nie podały szczegółów finansowych transakcji, wiadomo jednak, że Fluxys będzie samodzielnie oferować i sprzedawać związane z tym zdolności transportowe. Rurociąg o długości 50 km "Ostsee Anbindungsleitung" (OAL) łączy terminal LNG na wyspie Rugia z Lubminem, skąd jest połączony z siecią rurociągów. Fluxys Deutschland i Gascade są już współwłaścicielami "Nordeuropäische Erdgasleitung" (Północnoeuropejski Gazociąg Ziemny, NEL) i "Europäische Gas-Anbindungsleitung" (Europejskie Połączenie Gazociągowe, EUGAL), które również mają swój początek w Lubminie koło Greifswaldu¹⁹.

¹⁹ <https://lngprime.com/europe/fluxys-buys-stake-in-mukran-lng-pipeline/109876/?>

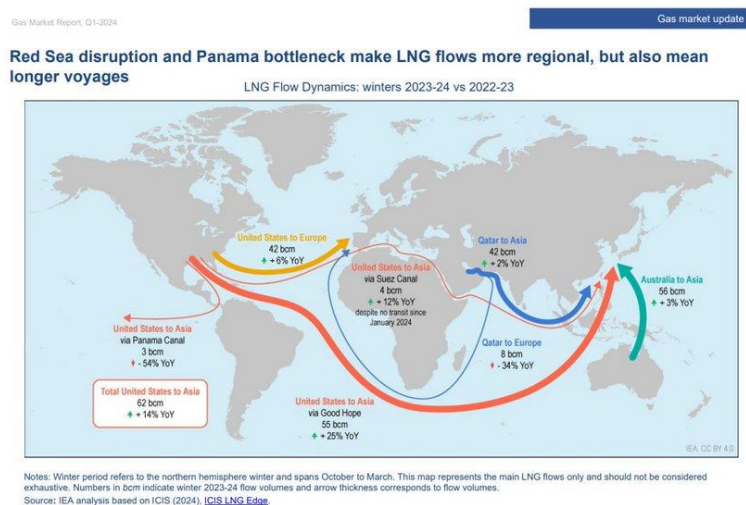


Rys. 8. Rurociąg OAL łączący Mukran z Lubmin.

Źródło: Gascade; Fluxys.

Na koniec chcę jeszcze zwrócić Państwa uwagę, że w drugiej dekadzie kwietnia pierwszy raz od stycznia w Suezie pojawił się tankowiec LNG (Flex Volunteer o pojemności 174 000 m³) i przeszedł przez Kanał Sueski w drodze do Jordanii. „Jest to pierwszy tankowiec LNG, który przepływa przez Suez od trzech miesięcy po tym, jak zakłócenia spowodowane atakami jemeńskich grup rebeliantów Huti na statki w tym rejonie zmusiły handlowców do unikania trasy. Ekspersi rynkowi spekulują, że Flex Volunteer, wycarterowany przez Vitol, prawdopodobnie przewoził LNG zakupiony przez egipski państwowy EGAS z Vitol w celu dostarczenia go do Akaby. EGAS korzysta z Akaby, ponieważ nie ma FSRU, co uniemożliwia mu bezpośredni odbiór ładunków LNG. Clean Horizon o pojemności 162 000 m³ był ostatnim statkiem, który przepłynął przez Kanał Sueski przed Flex Volunteer 16 stycznia²⁰.

Zamieszczam dla Państwa rysunek wykonany przez IEA na bazie danych ICIS pokazujący zmiany w światowym transporcie LNG w sezonach zimowych 22/23 i 23/24, gdzie z powodów klimatycznych (Panama) i wojennych (Suez) trasy wydłużyły się znacznie.



²⁰ <https://lngprime.com/asia/spot-lng-shipping-rates-remain-steady-european-prices-jump/110139/>

Rys. 9. Zakłócenia przepływu towarów (dynamika dla LNG) na Morzu Czerwonym i w Kanale Panamskim.

Źródło: IEA; ICIS LNG Edge.

Cieszę się, że GAZ-System podjął działania dla zwiększenia przepustowości z Ukrainą. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził bowiem (info za PAP i GAZ-SYSTEM^{21,22}) projekt przepustowości przyrostowej dla granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska – Ukraina – informuje Gaz-System. Aukcja przepustowości przyrostowej zostanie przeprowadzona 1 lipca 2024 roku na Platformie GSA. „W oparciu o otrzymany ubiegłoroczny sygnał z rynku o zapotrzebowaniu na przepustowość ciągłą w kierunku Ukrainy opracowaliśmy wspólnie z Gas TSO of Ukraine rozwiązanie tzw. projekt przepustowości przyrostowej, którego realizacja pozwoli udroźnić transport w tym kierunku.” Trzymamy kciuki.

²¹ <https://www.pap.pl/aktualnosci/gaz-system-jest-projekt-zwiekszenia-mozliwosci-przesylu-gazu-w-kierunku-ukrainy>

²² <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2024/maj/01-05-2024-prezes-urzedu-regulacji-energetyki-zatwierdzil-projekt-przepustowosci-przyrostowej-dla-granicy-pomiedzy-obszarami-rynkowymi-polska-ukraina.html>