

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

Według danych ENTSO-E wytworzenie energii elektrycznej z gazu ziemnego styczniu '25 wyniosło w Polsce 1 649 732 MWh i jeśli dobrze pamiętam jest to historycznie największe wytworzenie ee z gazu ziemnego - w grudniu '24 wyniosło 1 585 967 MWh (drugie co do wielkości w roku '24, bo w listopadzie było w Polsce historycznie najwyższe 1 614 685 MWh)

29 stycznia, w kolejnym pakiecie sankcji Komisja Europejska nie zaproponowała zakazu importu rosyjskiego skroplonego gazu ziemnego, ponieważ „państwa członkowskie wyraziły obawy, czy najpierw zabezpieczą alternatywy, w tym ze Stanów Zjednoczonych”. Jak w rurze to można, jak płynny (droższy) to nie można. Przypomnę, że w czerwcu ubiegłego roku Unia Europejska zakazała przeładunku rosyjskiego LNG, gdyż Rosjanie wykorzystywali porty Europy Północnej do przeładunku LNG "statek w statek" na potrzeby dalszych podróży do Azji. Od czasu wejścia w życie zakazu więcej rosyjskiego LNG pozostało w Europie, co skłoniło niektóre państwa członkowskie do naciskania na zaostrzenie przepisów i całkowitego zakazu. Komisja nie zaproponowała jednak surowszych środków po naciskach ze strony niektórych państw członkowskich. Źródła unijne podały, że mroźna zimowa pogoda, spadek zapasów gazu i termin wyborów w Niemczech 23 lutego jeszcze bardziej osłabiły ten pomysł. Prezydent USA Donald Trump powiedział, że chce, aby UE kupowała więcej amerykańskiego LNG i że udostępni go więcej. Nie jest jasne, kiedy UE mogłaby zabezpieczyć więcej amerykańskiego LNG w perspektywie krótkoterminowej, ponieważ eksport jest już na pełnych poziomach. W grudniu USA wyeksportowały do Europy 70% swojego LNG.

Styczeń przyniósł jeszcze nowe podsumowania, ale także próby prognoz, przewidywań co do 2025 r. ICIS¹ prognozuje niedobór na światowym rynku LNG w wysokości 10 mln ton w 2025 r. „[...] Popyt ma wzrosnąć o 4% rok do roku do 435 mln ton, podczas gdy podaż ma wzrosnąć o 4% do 425 mln ton. LNG ma odegrać kluczową rolę w równoważeniu podaży w Europie, napędzając 13-procentowy wzrost europejskiego popytu na LNG – z wyłączeniem Turcji – w porównaniu z 2024 r., osiągając poziom 110 mln ton. Aby przywrócić równowagę rynkową, cena TTF może wzrosnąć, szczególnie w I kwartale 2025 r., aby ograniczyć konsumpcję LNG na rynkach wrażliwych cenowo. Tymczasem główni azjatyccy nabywcy – Chiny, Japonia, Indie i Korea Południowa razem wzięte – prognozuje się, że w 2025 r. popyt na LNG spadnie tam o 1 proc. rok do roku”.

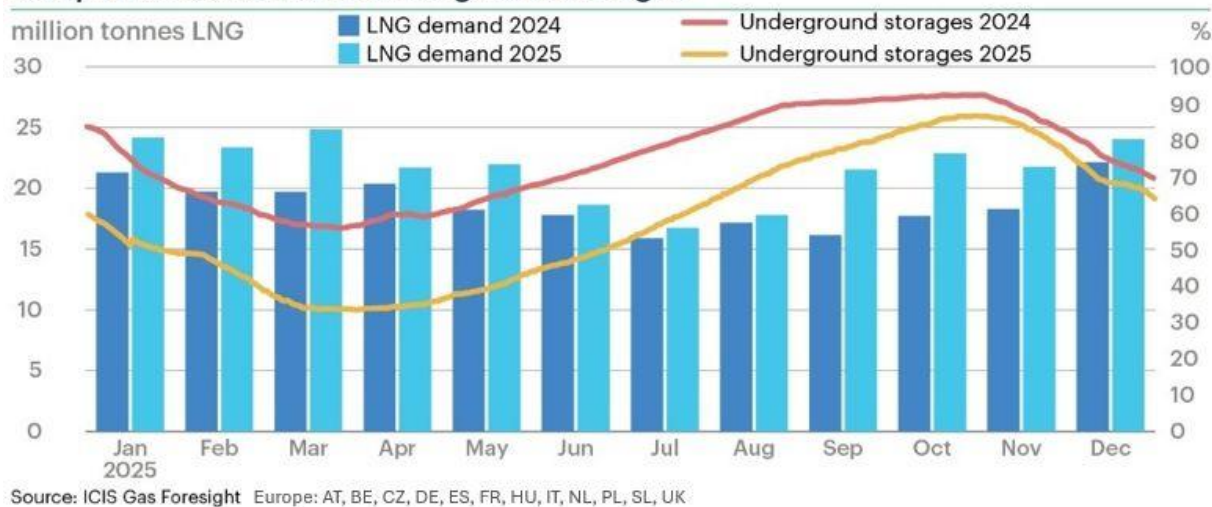
Greg Molnar² analityk rynku gazu z MAE (MAE; IEA; International Energy Agency; www.iea.org) w podsumowaniu 2024 r. pisze:

- **Rekordowy import:** W 2024 r. Europa zaimportowała z Rosji rekordowe 21,5 mld m³ LNG, co stanowi **19% całkowitego importu LNG do UE**, pomimo wysiłków na rzecz zmniejszenia zależności od rosyjskiej energii.
- **Konkurencyjne ceny:** Rosyjski LNG jest atrakcyjny ze względu na niższe ceny i krótsze terminy dostaw, zwłaszcza w szczycie zimowego popytu.
- **Wsparcie stoczniowe:** Stocznie UE we Francji i Danii kontynuują serwisowanie rosyjskich tankowców LNG klasy Arc7, umożliwiając dostawy z Arktyki do Europy.

¹ www.icis.com; February 2025 ICIS LNG Global Supply & Demand Outlook.

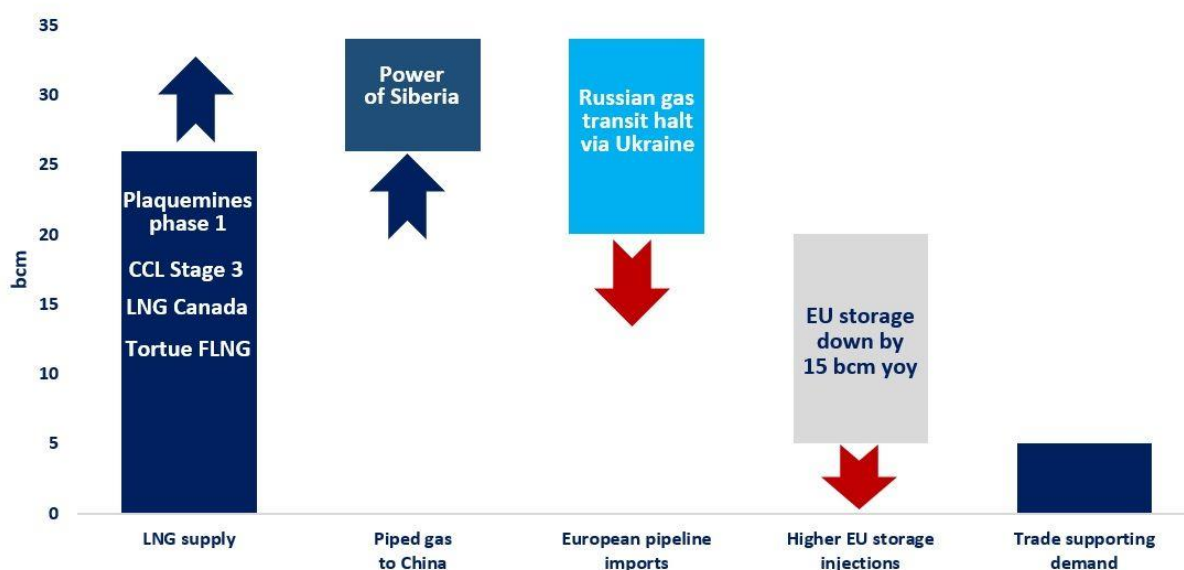
² Greg Molnár, Gas Analyst, International Energy Agency (IEA)

Europe LNG demand and underground storages



Rys. 1. Popyt na LNG w Europie; zatłaczanie gazu ziemnego do magazynów '24; prognoza '25.
Źródło: ICIS Gas Foresight.

Natural gas market fundamentals are set to tighten in 2025



Rys. 2. Fundamenty rynku gazu ziemnego w Europie – rynek ścieśnia się w 2025 r.
Źródło: przypis 2.

„Fundamenty rynku gazu mogą się zaostrzyć w 2025 r. w związku z ograniczonym wzrostem podaży i zwiększonym zapotrzebowaniem na zatłaczanie magazynów w okresie letnim. Zaostrzenie warunków rynkowych może sprzyjać wyższym poziomom cen i odbijać się na wzroście popytu na gaz. Oczekuje się, że po słabszych latach 2021-23 światowa podaż LNG wzrośnie o ponad 25 mld m³ w 2025 r. – dwukrotnie więcej niż w 2024 r. Ten stosunkowo silny wzrost jest napędzany przede wszystkim przez duże projekty w Ameryce Północnej, w tym

Plaquemines LNG, rozbudowę Corpus Christi etap 3 i LNG Canada³. Ponadto Rosja będzie nadal zwiększać dostawy gazu do Chin za pośrednictwem systemu gazociągów Siła Syberii, przy czym w porównaniu z 2024 r. dostawy gazu wzrosną o ok. 8 mld m³. Oczekuje się jednak, że wzrost ten zostanie częściowo zniwelowany przez mniejsze dostawy rosyjskiego gazu rurociągami do Europy, wynikające z wstrzymania tranzytu gazu przez Ukrainę, co mogłoby zmniejszyć dostawy do Europy o około 15 mld m³. Ponadto magazyny w UE szybko się wyczerpują, przy czym poziom napełnienia wynosi obecnie poniżej 60 proc., a zapasy są o 15 mld m³ niższe niż w ubiegłym roku. Będzie to oczywiście sprzyjać silniejszemu załaczaniu już od lata 2025 r., potencjalnie o 10–15 mld m³ powyżej poziomów z ubiegłego roku. Napięcia geopolityczne i coraz bardziej ekstremalne zjawiska pogodowe niestety utrzymają się, co jeszcze bardziej napędza zmienność cen i zaostrza napięcia rynkowe”⁴.

Skoro jestem przy MAE – to szybki rzut oka na doskonały raport MAE o rynku gazu, Q1-2025⁵, który gorąco polecam każdemu, kto jest po dokładnym przeglądzie rynku gazu w 2024 r. i oczekiwaniach na 2025 r. „[...] Gaz ziemny zaspokoił 40% wzrostu globalnego zapotrzebowania na energię w 2024 r., czyli więcej niż jakiegokolwiek inne paliwo.

- Światowe zapotrzebowanie na gaz osiągnęło w 2024 r. rekordowy poziom, rosnąc o 2,8 proc. (+115 mld m³), przekraczając średnią 2 proc. dynamikę wzrostu z dekady 2010-2020.
- Oczekuje się, że wzrost w 2025 r. będzie kontynuowany w wolniejszym tempie poniżej 2 proc. ze względu na napięte fundamenty rynku, a Azja ponownie będzie motorem tego wzrostu, odpowiadając za ~45proc. wzrostu popytu w 2025 r.
- W 2024 r.: zużycie gazu w Ameryce Północnej wzrosło o ok. 1,8 proc.; Oczekuje się, że popyt na gaz w Chinach wzrósł o ~ 8 proc., a według wstępnych danych konsumpcja w Indiach wzrosła o 11proc.”.

Polecam też podsumowanie Timera Energy⁶: „O tej porze w zeszłym roku rynki gazu i LNG załamały się, a ceny JKM i TTF spadły do poziomu 10 \$/mmbtu (~35 €/MWh). Słaby popyt, łagodna pogoda i solidne zapasy magazynowe w Europie ciążyły rynkowi. Q1 2025 wygląda zupełnie inaczej. Mroźna zima i koniec tranzytu rosyjskiego gazu przez Ukrainę spowodowały, że europejskie zapasy magazynowe szybko się kurczą. Działa to na rzecz zacieśnienia globalnego rynku gazu, wspierając ceny na poziomie o około 50 proc. wyższym niż w I kwartale 2024 r., z krzywymi terminowymi przebijającymi 15 \$/mmbtu (~50 €/MWh). Istnieje jednak wspólny czynnik napędzający w I kwartale 2024 i 2025 roku: znaczenie elastyczności popytu na LNG w Azji w oczyszczaniu rynku i ustalaniu cen krańcowych w 2024 r., gdy ceny spadły, w 2025 r., gdy wzrosną”. Generalnie mamy ceny w styczniu na TTF wyższe o 1,5 USD/mmBtu niż na JKM. Istnieją 4 kluczowe czynniki wg Timery, które będą miały wpływ na rozpiętość TTF-JKM w nadchodzących miesiącach:

(1) **Poziomy magazynowania w UE:** niższe zapasy przełożyłyby się na wyższy popyt na załaczanie w okresie letnim, a tym samym wspierałyby wyższą premię europejską. Z kolei wyższe poziomy zapasów w UE mogłyby zawęzić spread TTF-JKM. Najważniejszym czynnikiem wpływającym na poziom składowania w UE będzie

³ Sikora A., „Polskie LNG – podsumowanie 2024 roku”, CIRE, 8.01.2025 - <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/polskie-lng--podsumowanie-2024-roku->

⁴ Greg Molnár, Gas Analyst, International Energy Agency (IEA)

⁵ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6bd6c46d-21d7-4ae7-af9f-25dc9f8e7f3b/GasMarketReport%2CQ1-2025.pdf>

⁶ <https://timera-energy.com/blog/gas-lng-market-state-of-play-in-5-charts/>

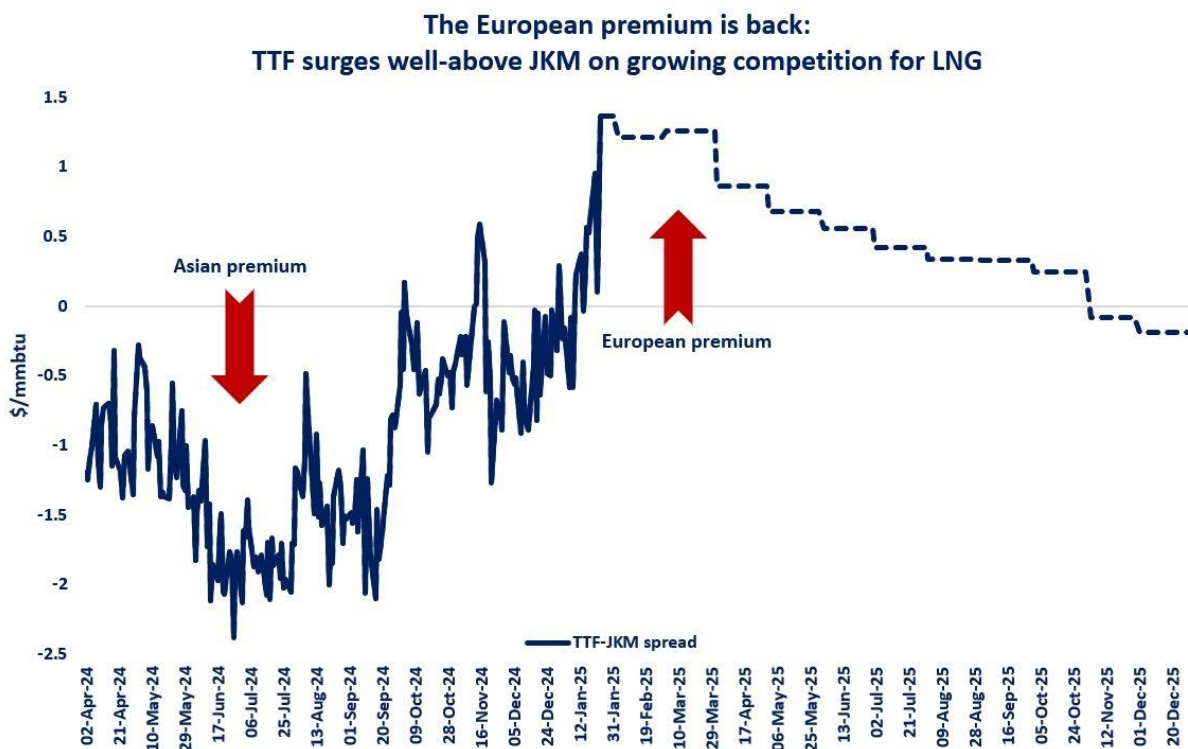
pogoda: Temperatury i prędkości wiatru są zdecydowanie najważniejszymi czynnikami decydującymi;

(2) **Światowa podaż LNG**: niższy niż oczekiwano wzrost podaży LNG mógłby jeszcze bardziej zwiększyć konkurencję między Azją a Europą w zakresie elastycznego LNG, a tym samym wesprzeć wyższą premię europejską. Natomiast poprawa dostępności dostaw LNG mogłaby złagodzić konkurencję i zawęzić rozpiętość TTF-JKM. Kluczowe znaczenie będą miały tempo wzrostu nowych projektów w Ameryce Północnej;

(3) **Stawki czarterowe LNG**: niskie stawki czarterowe zwykle przyczyniają się do zawężenia spreadów regionalnych. Biorąc pod uwagę, że stawki czarterowe osiągnęły w zeszłym tygodniu historycznie niski poziom 9000 USD/d, pytanie brzmi, czy mogą one spaść jeszcze niżej. Wyższe stawki czarterowe LNG mogłyby oczywiście wspierać szerszą rozpiętość TTF-JKM;

(4) **Popyt azjatycki**: słabszy popyt azjatycki może dalej wspierać europejską premię. Kluczowym czynnikiem decydującym będzie zwłaszcza apetyt Chin na LNG. Na razie Chiny wykazują dużą elastyczność, a ich import LNG spadł od początku roku o blisko 17% r/r. Ale wiele z tego jest napędzane przez pogodę. Oczywiście w najbliższych miesiącach może się to zmienić.

Timera podkreśla: „Geopolityka jest prawdziwym wesołym żartownisiem, w tym dostępność rosyjskiego gazu ziemnego dla Europy. Bardziej ograniczone wolumeny LNG mogłyby wspierać szerszy spread TTF-JKM”.



Rys. 3. Notowania gazu ziemnego na TTF przeskoczyły notowania JKM.

Źródło: <https://www.linkedin.com/in/greg-moln%C3%A1r-38601171/>

Na koniec stycznia "[...] Cena spot Henry Hub spadła do 3,29 USD/MMBtu. Cena kontraktów terminowych Henry Hub: Kontrakt na NYMEX z lutego 2025 r. wygaś na poziomie 3,535 USD/MMBtu, co oznacza spadek o 43 centy w stosunku do ostatniej środy 28/01/25. Cena kontraktu na NYMEX z marca 2025 r. spadła do 3,170 USD/MMBtu, co oznacza spadek o 34 centy od ostatniej środy do 30/01/25. Cena 12-miesięcznych kontraktów terminowych na okres od marca 2025 r. do lutego 2026 r. spadła o 25 centów do 3,813 USD/MMBtu. [...] Według Bloomberg Finance, L.P., średnie tygodniowe ceny kontraktów terminowych na skroplony gaz ziemny (LNG) w Azji Wschodniej wzrosły o 6 centów do średniej tygodniowej 14,08 USD/MMBtu. Kontrakty terminowe na gaz ziemny z dostawą w Title Transfer Facility (TTF) w Holandii wzrosły o 52 centy do średniej tygodniowej 15,08 USD/MMBtu. W tym samym tygodniu ubiegłego roku (tydzień kończący się 31 stycznia 2024 r.) ceny wynosiły 9,42 USD/MMBtu w Azji Wschodniej i 9,13 USD/MMBtu w TTF.”⁷ Amerykańska EIA podała prognozę cenową do 2026 w HH i spodziewa się, że cena spot Henry Hub wyniesie średnio 3,10 mln USD brytyjskich jednostek termicznych (MMBtu) w 2025 r. i 4,00 USD/MMBtu w 2026 r., w porównaniu z rekordowo niską średnią 2,19 USD/MMBtu w 2024 r. Ceny rosną, ponieważ wzrost popytu – napędzany przez eksport LNG – wyprzedza wzrost produkcji i utrzymuje zapasy na poziomie lub poniżej średniej z lat 2020-2024 przez okres najbliższych dwóch lat.⁸

Odnosząc się do cen gazu ziemnego w Europie, zwykle mówimy o TTF, akronimie od Title Transfer Facility, który niewiele mówi o tym, co to jest. TTF to wirtualny punkt obrotu gazem ziemnym w Holandii obsługiwany przez Gasunie Transport Services B.V.⁹. Powodem, dla którego warto wykorzystać ten kraj jako europejski punkt odniesienia, jest to, że jest to płynny i przejrzysty węzeł handlowy, w którym gaz ziemny jest notowany w EUR/MWh. O tym, że centrum handlowe jest płynne, świadczy wolumen, przy czym Holandia była największym importerem amerykańskiego LNG w 2024 r. z 137 ładunkami LNG z USA. Gdy Europa weszła w 2024 r. z wysokimi zapasami gazu po dwóch łagodnych zimach i spadkiem popytu ze względu na podwyższone ceny, udział Europy w amerykańskich ładunkach LNG spadł z 68% w 2023 r. do 53% w 2024 r. wg S&P Global¹⁰. W tym samym czasie eksport LNG z USA wzrósł z ~85 mln ton do ~88 mln ton. Od 1 stycznia br. eksport rosyjskiego gazu rurociągowego przez Ukrainę do Europy został przerwany po wygaśnięciu umowy tranzytowej 31 grudnia 2024 r. Oznacza to o ok. 15 mld m³ (ok. 11 mln ton LNG) mniej gazu z Rosji do europejskich importerów. Przypadkowo oczekuje się, że eksport LNG z USA wzrośnie o około 11 mln ton w 2025 r., więc można się spodziewać, że większość rosyjskiego gazu rurociągowego zostanie zastąpiona przez amerykański LNG. Wyzwaniem są jednak dostawy gazu do Austrii, Węgier i Słowacji, które nie mają terminali importowych LNG i muszą polegać na imporcie rurociągowym z krajów, które takie instalacje posiadają.

Koszt wynajęcia nowoczesnego tankowca LNG o pojemności 174 000 m³ w basenie Atlantyku spadł w styczniu do 9 750 USD/d, co oznacza spadek o około 59 proc. w porównaniu z miesiącem wcześniej, wynika z danych Spark Commodities. Jest to najniższa odnotowana stawka dla statku w tej kategorii. Ruch w dół "był w dużej mierze spowodowany zwiększoną

⁷ https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/?utm_source=ngwu&utm_medium=email

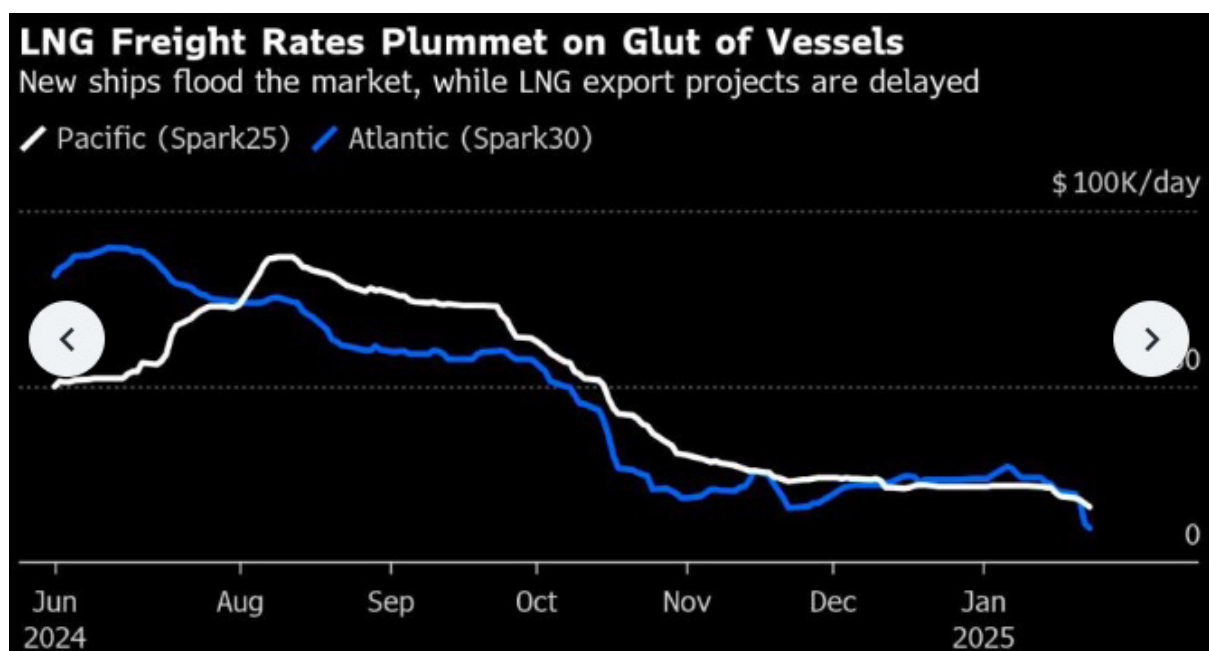
⁸ <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>

⁹ <https://www.gasunietransportservices.nl/>

¹⁰ <https://www.spglobal.com/en>

dostępnością statków, ze względu na zwiększony napływ nowych statków wchodzących na rynek"¹¹.

Dostawy nowych statków następują szybciej niż dodatkowe projekty eksportowe, które borykają się z opóźnieniami. No i widać już, że zachęcono do dostarczania LNG do Europy więcej amerykańskich transportów (decyzje Trumpa), co pozwala utrzymać więcej statków w basenie Atlantyku.



Rys. 4. Stawki czarterowe dla tankowców LNG.

Źródło: Bloomberg;

Za Bloomberg¹² podaję, że „europejskie ceny gazu ziemnego wzrosły po tym, jak Niemcy zasygnalizowały, że mogą subsydiować napełnianie magazynów, pobudzając popyt spotowy na paliwo i jeszcze bardziej napędzając sezonowy spread cenowy. Plan, który wciąż jest dyskutowany, sugeruje, że Niemcy są skłonne zapłacić za zapewnienie, że magazyny gazu zostaną ponownie napełnione latem na następną zimę, nawet jeśli ceny rynkowe do tego nie zachęcają. Handlowcy obserwują kurczące się zapasy w całej Europie, zaniepokojeni dolewkami latem na kolejny sezon grzewczy. Różnica między cenami tego lata i następnej zimy zniechęca obecnie do wstrzykiwania zapasów. Spread letnio-zimowy przekroczył we wtorek 28/01 3€/MWh po raz pierwszy od 7 stycznia, ponieważ inwestorzy zinterpretowali plan jako sygnał, aby nie zabezpieczać się i zamiast tego kupować gaz spot, ponieważ zastrzyki magazynowe zostaną przeprowadzone niezależnie od tego. Niemcy mają największą pojemność magazynów gazu w Unii Europejskiej.

Chociaż Europie udało się zdywersyfikować dostawy od czasu kryzysu energetycznego sprzed trzech lat, obecny sezon grzewczy przypomniiał o wrażliwości regionu, zwłaszcza biorąc pod uwagę jego rosnącą zależność od cen i przepływów LNG. Mroźna pogoda – po dwóch stosunkowo łagodnych zimach – doprowadziła do szybszego niż zwykle wyczerpywania się

¹¹ <https://www.sparkcommodities.com/>; <https://finance.yahoo.com/news/lng-freight-rates-plunge-record-024023478.html>

¹² <https://www.bnnbloomberg.ca/investing/2025/01/21/europe-gas-jumps-as-germany-seeks-to-subsidize-storage-refills/?>; <https://gcaptain.com/germanys-costly-lng-terminals-arent-paying-off-as-imports-dip/?>

zapasów gazu, a ceny pozostają na podwyższonym poziomie, przedłużając ból dla konsumentów.

Zgodnie z niemieckim planem dotacja byłaby przyznawana w dniach, w których dokonywany jest zatłaczanie, a cena jest niższa od oferty za "strategiczne napełnianie" magazynów - poinformował w opublikowanym we wtorek dokumencie niemiecki menedżer rynku gazu ziemnego Trading Hub Europe. Subsydia są jeszcze omawiane z niemieckim ministerstwem gospodarki i regulatorem sieci energetycznej". **Amerykański LNG odpowiadał za 91 proc. importu w niemieckich terminalach regazyfikacyjnych w 2024 r., pokrywając 9 proc. krajowego zużycia gazu w grudniu, podała grupa BDEW¹³**. W 2023 r. amerykański LNG stanowił 84 proc importu, który w grudniu 2023 r. zaspokoił 6,9 proc popytu.

O Venture Global piszę praktycznie w każdym komentarzu, obecnie także w związku ze styczniową publiczną ofertą akcji na giełdzie w Nowym Jorku z targetem wyceny do 110,38 mld USD. Oferta zawiera historię jak to dwanaście lat temu bankier inwestycyjny Mike Sabel i partner w Big Law Bob Pender odeszli od kariery finansistów, prawników i odważnie postavili na rodzącą się wówczas branżę. W Teksasie przedstawili inwestorom plan budowy zakładów eksportu gazu ziemnego szybciej, taniej i lepiej niż ktokolwiek inny. A ci się zgodzili. Firma z siedzibą w Arlington w stanie Wirginia chciała pozyskać do 2,30 miliarda dolarów w ramach prawdopodobnie największego notowania firmy energetycznej w USA od ponad dekady (pozyskali 1,75 mld USD). Oferta Conoco o wartości 4,4 miliarda dolarów w 1998 roku była największym IPO energetycznym w Nowym Jorku w historii amerykańskiej firmy, po którym nastąpił debiut Kinder Morgan o wartości 3,3 miliarda dolarów w 2011 roku, zgodnie z danymi zebranymi przez LSEG.

Akcje Venture Global na IPO zostały wycenione na 25 USD za sztukę, pozyskując 1,75 miliarda USD, ale wyceniając firmę na 60 miliardów USD, co stanowi znaczny spadek w porównaniu z początkowym celem firmy wynoszącym do 110 miliardów USD. Podczas gdy Venture Global był w stanie wykorzystać naprawdę fantastyczny moment, wchodząc na giełdę w momencie, gdy prezydent Trump objął urząd i zniósł zakaz pozwoleń na eksport, rynek pozostaje ostrożny w stosunku do LNG i sektora energetycznego. Podczas gdy Trump z pewnością przynajmniej w pewnym stopniu ułatwi drogę do budowy nowego LNG, pozwy sądowe i przeszkody regulacyjne nie znikną po prostu z dnia na dzień. Oprócz ogólnej niepewności regulacyjnej, z którą boryka się branża, istnieje również kwestia spornych relacji Venture Global z jej pierwotnymi klientami: Shell, BP także Orlen i inni wszczęli sprawy arbitrażowe przeciwko firmie, które nie zostały jeszcze rozwiązane.

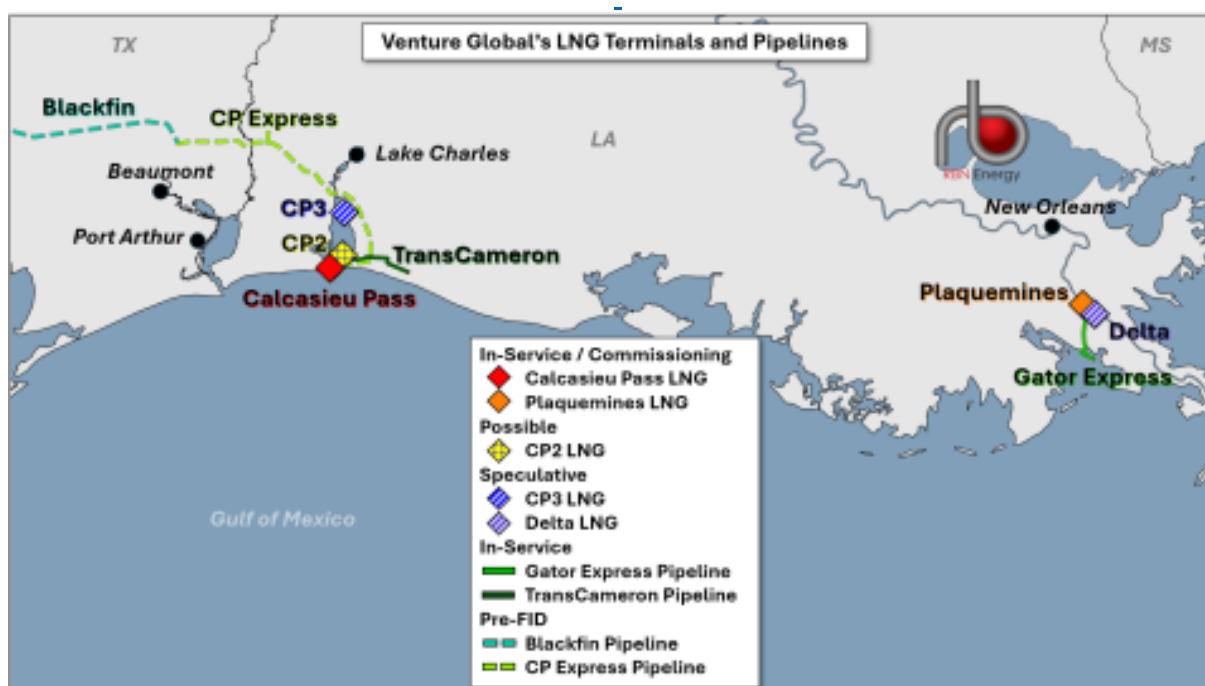
Venture Global stał się wielkim zwycięzcą amerykańskiego boomu na skroplony gaz ziemny, w którym od momentu założenia firmy nastąpił eksplozja eksportu. Jego debiut giełdowy pojawia się również w optymistycznym momencie dla sektora paliw kopalnych, zaledwie kilka dni po tym, jak prezydent Donald Trump powołał się na uprawnienia wykonawcze, aby "uwolnić" krajową produkcję energii i zawiesić nowe dzierżawy dla odnawialnych alternatyw, takich jak farmy wiatrowe.

Ww Michael Sabel i Robert Pendera otrzymali łącznie 127 mln USD wynagrodzenia w ciągu ostatnich dwóch lat i oczekuje się, że będą największymi beneficjentami wypłaty dywidendy w wysokości 160 mln USD, zgodnie ze zgłoszeniem Venture Global na IPO. Dyrektor generalny Sabel otrzymał łącznie 70 milionów dolarów za lata 2023 i 2024, podczas gdy

¹³ <https://www.bdew.de/>; <https://uk.finance.yahoo.com/news/more-u-lng-exports-europe-095955358.html>

współprzewodniczący wykonawczy Pender otrzymał 57 milionów dolarów. Venture Global stał się jednym z największych eksporterów LNG w USA, konkurując z takimi nazwami jak Cheniere Energy, Freeport LNG i Sempra. Venture Global zaczął generować dochody w 2022 r., kiedy jego pierwszy zakład, Calcasieu Pass, rozpoczął produkcję LNG. Ale obiekt jest nadal oddawany do użytku. Długotrwały proces testowania i optymalizacji przed rozpoczęciem działalności komercyjnej doprowadził do opisywanych przeze mnie sporów kontraktowych z klientami, w tym BP, Shell i Edison i Orlen, w związku z nieotrzymaniem zakontraktowanych ładunków. Obecnie FERC mówi, że uruchomienia powinno nastąpić na koniec lutego. Ano zobaczymy.

Plaquemines, drugi zakład Venture Global, rozpoczął produkcję LNG w zeszłym miesiącu, będąc pierwszą nową amerykańską fabryką LNG, która rozpoczęła działalność od 2022 r. Po osiągnięciu pełnej operacyjności, Plaquemines będzie jednym z największych na świecie zakładów LNG.¹⁴



Rys. 5. Terminale LNG i rurociągi Venture Global LNG Terminals and Pipelines.

Źródło: RBN

Venture Global LNG Projects						
Project	Trains	Nameplate Capacity	Expected Excess/Peak Capacity	% of Capacity Under Long-term Contracts	Status	Target COD
Calcasieu Pass	18	10 MMtpa (1.32 Bcf/d)	2.4 MMtpa (0.32 Bcf/d)	85%	Commissioning	Mar-2025
Plaquemines	36	20 MMtpa (2.65 Bcf/d)	7.2 MMtpa (0.95 Bcf/d)	97.5%	Construction & Commissioning	Q3 2026/Q2 2027
CP2	36	20 MMtpa (2.65 Bcf/d)	8 MMtpa (1.06 Bcf/d)	46%	Possible	Mid-2029/Mid-2030
CP3	54	30 MMtpa (3.97 Bcf/d)	12 MMtpa (1.59 Bcf/d)	No Sales	Speculative	Mid-2031/Mid-2032
Delta	44	24.4 MMtpa (3.23 Bcf/d)	9.8 MMtpa (1.3 Bcf/d)	No Sales	Speculative	Mid-2033/Mid-2034

Tab. 1. Projekty LNG Venture Global. Źródło: Venture Global, RBN.

„[...] IPO Venture Global jest dobrym wskaźnikiem sytuacji na amerykańskim rynku LNG i ostrożnego, ale uzasadnionego optymizmu, który powraca na rynek węglowodorów po wyborach. LNG stał się głównym czynnikiem na rynkach amerykańskich, a znaczenie USA na

¹⁴ Opr. na podstawie publicznie dostępnych danych; także <https://finance.yahoo.com/news/artificial-intelligence-ai-stock-surged-110500541.html?>

światowych rynkach energetycznych rośnie. Globalny popyt na LNG – przy rosnącym popycie azjatyckim i uzależnieniu Europy od LNG – rośnie i będzie musiał być skądś zaspokajany. Konkurencja przy budowie nowych projektów LNG jest zacięta i nawet po zmianie administracji przeszkody regulacyjne i prawne stojące przed amerykańskim LNG nie znikną z dnia na dzień. IPO Venture Global było jednym z największych IPO energetycznych w historii USA, ale gwałtowny spadek w stosunku do początkowej wyceny (praktycznie 50 proc.) i późniejszych wyników w pierwszych dniach notowań jest dobrym przypomnieniem, że przed amerykańskim LNG wciąż stoją poważne wyzwania. I choć ambitne plany budowy nowego LNG są świetne, to w rzeczywistości dostarczenie projektu do FID jest nadal bardzo trudne¹⁵.

W grudniowym¹⁶ i obecnym komentarzu dużo miejsca poświęciłem USA. I tylko „dwa słowa” były o QatarEnergy. Katar, jeden z największych eksporterów LNG na świecie, stara się odgrywać większą rolę w Azji i Europie, ponieważ rośnie konkurencja ze strony głównego dostawcy, Stanów Zjednoczonych. Do 2027 r. planuje zwiększyć swoje moce skraplania z 77 mln ton do 142 mln ton rocznie (tyle będzie mieć wtedy Venture Global w USA). W którym kierunku pójdzie Katar? Pod koniec ubiegłego roku informowano, że około 60 mln ton LNG dostarczanego przez QatarEnergy jest nadal niesprzedane. Źródła branżowe spodziewały się, że jest to oznaka strategii polegającej na wykorzystaniu niesprzedanych wolumenów do zdominowania rynku poprzez uzgadnianie krótszych kontraktów i wykorzystanie rynku spot. QatarEnergy jest w trakcie rozwijania projektów rozbudowy North Field, w wyniku których kraj ten będzie oferował ogromne moce produkcyjne od 2026 r. do końca dekady. Jednak liczba podpisanych kontraktów długoterminowych maleje, nawet wśród czołowych nabywców azjatyckich, takich jak Chiny. Źródła uważały, że rynek spot stanie się bardzo płynny, w wyniku czego ceny spadną do niespotykanych dotąd poziomów. Źródła azjatyckie zwróciły uwagę na różnicę w zawieraniu umów między eksporterami z Bliskiego Wschodu, QatarEnergy i ADNOC Gas, dzięki którym ten ostatni był w stanie wynegocjować ponad 80% swoich kontraktów jako główne umowy (HoAs) lub kontrakty sprzedaży i zakupu (SPA). ADNOC pozwala kupującym na większą elastyczność niż jego katarski odpowiednik. Świadczą o tym umowy podpisane z europejskimi interesariuszami, takimi jak SEFE i EnBW, na mocy których nabywcy mogli odbierać ładunki w Europie i Azji. Ponadto amerykańscy dostawcy znaleźli nabywców skłonnych zapłacić więcej za w pełni elastyczne dostawy free-on-board (FOB). Składały się one głównie z graczy portfelowych i domów handlowych. Duży gracz portfelowy w coraz większym stopniu są w stanie obniżyć ceny ofertowe kontraktów terminowych, prosząc nabywcę o rezygnację z elastyczności umownej. Poinformowano jednak, że QatarEnergy nie był skłonny do ustępstw w zakresie elastyczności kontraktowej na rzecz sprzedających, ani też cena ofertowa nie została obniżona, aby konkurować ze spółkami portfelowymi. Uczestnicy rynku będą musieli wziąć pod uwagę więcej podjętych ostatecznych decyzji inwestycyjnych (FID) w USA, duże projekty ekspansji w Katarze oraz wrażliwe na ceny rynki wzrostu w Azji Południowo-Wschodniej i Południowej. Na podstawie kontraktów ogłoszonych do września 2024 r., QatarEnergy będzie miał około 61 mln ton rocznie niesprzedanego LNG w swoich projektach, gdy oczekuje się, że North West Field osiągnie komercyjny start¹⁷. S&P dodał, że Katar może napotkać trudności w podpisywaniu umów z ograniczoną lub żadną elastycznością miejsca docelowego w związku z ryzykiem znacznie słabszego rynku LNG do końca tej dekady i kontraktów o dużym czasie trwania, lub może to być celowe zwiększenie swojego portfela

¹⁵ <https://rbnenergy.com/takin-it-to-the-streets-assessing-venture-globals-assets-in-the-wake-of-its-1-75-billion-ipo>

¹⁶ <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/polskie-lng--podsumowanie-2024-roku->

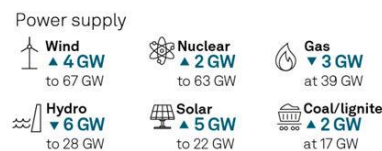
¹⁷ Opr na podstawie S&P Global Commodity Insights; LNG Journal

handlowego. QatarEnergy produkuje obecnie 77 mln ton LNG rocznie, a do 2030 r. ma wzrosnąć do 152 mln ton, biorąc pod uwagę rozbudowę projektów North Field East, North Field West i North Field South, a także 10 mln ton z amerykańskiego zakładu eksportowego Golden Pass, w którym QatarEnergy ma udziały. Według Commodity Insights, do połowy grudnia ubiegłego roku Katar wyeksportował 75 mln ton LNG, z czego około 10-11% było negocjowane na rynku spotowym, a odsetek ten może wzrosnąć w przyszłości. Jedną ze strategii mogłoby być zezwolenie QatarEnergy Trading, spółce zależnej należącej w całości do QatarEnergy Trading, na zajęcie pozycji początkowych na rynku światowym, które następnie mogłyby zostać ponownie wypełnione po obowiązujących cenach w późniejszym terminie. Niedawna umowa handlowa z indyjskim nabywcą GAIL może być oznaką tej strategii, ponieważ zaoferowała najlepszy poziom cen w pięcioletnim przetargu na zakup GAIL powiązany z Henry Hub, który został opisany jako nietypowy dla Kataru. Załamanie sztywnych struktur rynkowych opartych na kontraktach miało być kluczem do rozwoju konkurencji gaz na gaz i powstania europejskiego rynku gazu płynnego, który mógłby dać QatarEnergy podobny wpływ na rynek LNG. I na koniec, zwyczajowo załączam grafikę S&P Global.

Q1 2025

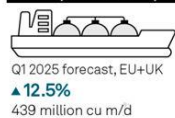
European gas supply tightens;
wind forecast to top power mix

Gas storage levels dropping quickly as 50% target looms.

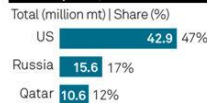


Q1 2025 forecast vs Q1 2024 outturn. Gas demand for NW Europe, Italy, Iberia, CEE. Power demand, supply for GB, FR, DE, IT, ES, PT, BE, NL, AT, CH (forecast as of Jan. 9)

LNG import into Europe



LNG imports, EU+UK 2024

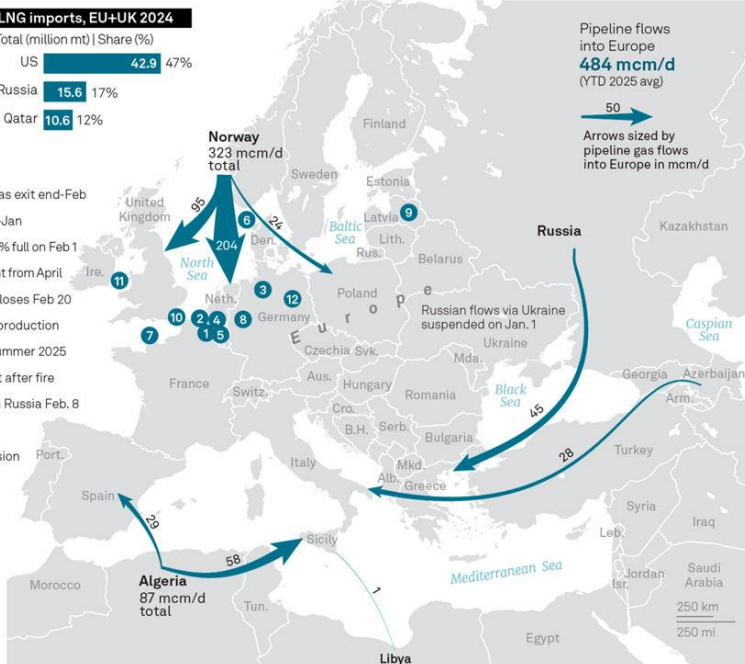
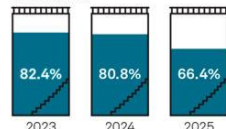


Market moving events to track

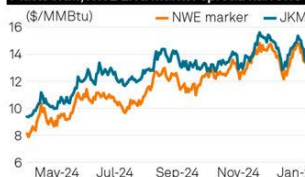
- 1 EC to publish roadmap on Russian gas exit end-Feb
- 2 EU gas price cap rules to expire end-Jan
- 3 EU requires gas storage sites to be 50% full on Feb 1
- 4 EU ban on Russian LNG transshipment from April
- 5 Second EU hydrogen bank auction closes Feb 20
- 6 Tyra gas field to ramp up to plateau production
- 7 Flamanville-3 reactor testing until summer 2025
- 8 1.1-GW Datteln-4 coal plant to restart after fire
- 9 Baltic power markets decouple from Russia Feb. 8
- 10 ElecLink, BritNed cable outages
- 11 500-MW Greenlink cable to commission
- 12 German elections on Feb. 23

EU gas storage

(as of Jan. 11)



Platts JKM, NWE LNG marker spread narrows



Power risk premiums ease from 15-month high



Platts EUA carbon premium over UKA widens

