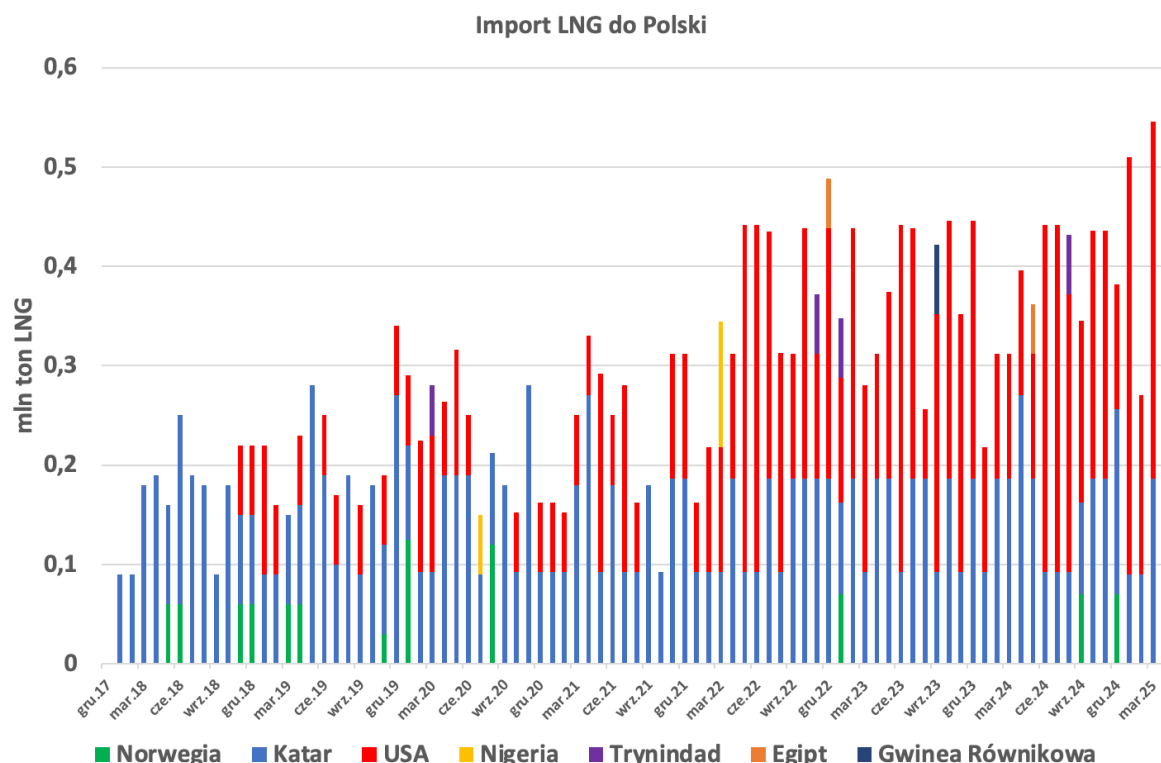


Polskie LNG w pierwszym kwartale 2025

Dr inż. Andrzej Sikora, Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o. o.

Według wyliczeń Instytutu Studiów Energetycznych (ISE) w pierwszym kwartale 2025 roku ORLEN (wcześniej PGNiG) odebrał w terminalu w Świnoujściu 20 transportów LNG o łącznym wolumenie około 1,33 mln ton LNG (około 1,83 mld m³). W porównaniu z Q1 2024 r. jest to wzrost o około 0,48 mln t LNG (około 0,66 mld m³ - prawie 56 proc. r/r.).



Rys. 1 Odbiór LNG w Terminalu Świnoujście. Opracowanie: Analiza Instytut Studiów Energetycznych na podstawie publicznie dostępnych danych

W pierwszym kwartale 2025 r. odebrano 20 transportów, to rekord bijący ostatni kwartał 2024 r., kiedy odebrano 17 transportów¹. Obecnie terminal w Świnoujściu pozwala odebrać rocznie 8,3 mld m³ gazu ziemnego, to około 80 typowych jednostek. Średnio dostawa z USA to około 100 mln m³ gazu, a z Kataru około 110 mln m³. (W tym roku mija również 10 lat od kiedy Polska odebrała pierwszy techniczny gaz z Kataru².)

Tegoroczne dostawy były realizowane z terminali w USA (16 dostaw) i Kataru (4 dostawy). Daje to odpowiednio około 0,37 i 0,96 mln ton LNG (0,51 i 1,32 mld m³). Warto również podkreślić, że według danych ENTSOE, terminal LNG stał się najważniejszym kierunkiem dostaw i pozwolił Polsce odebrać najwięcej gazu ziemnego w pierwszym kwartale. Tym samym, wyprzedził on gazociąg Baltic Pipe, którym zatłoczono 1,82 mld m³ (Rys. 2).

¹ 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->

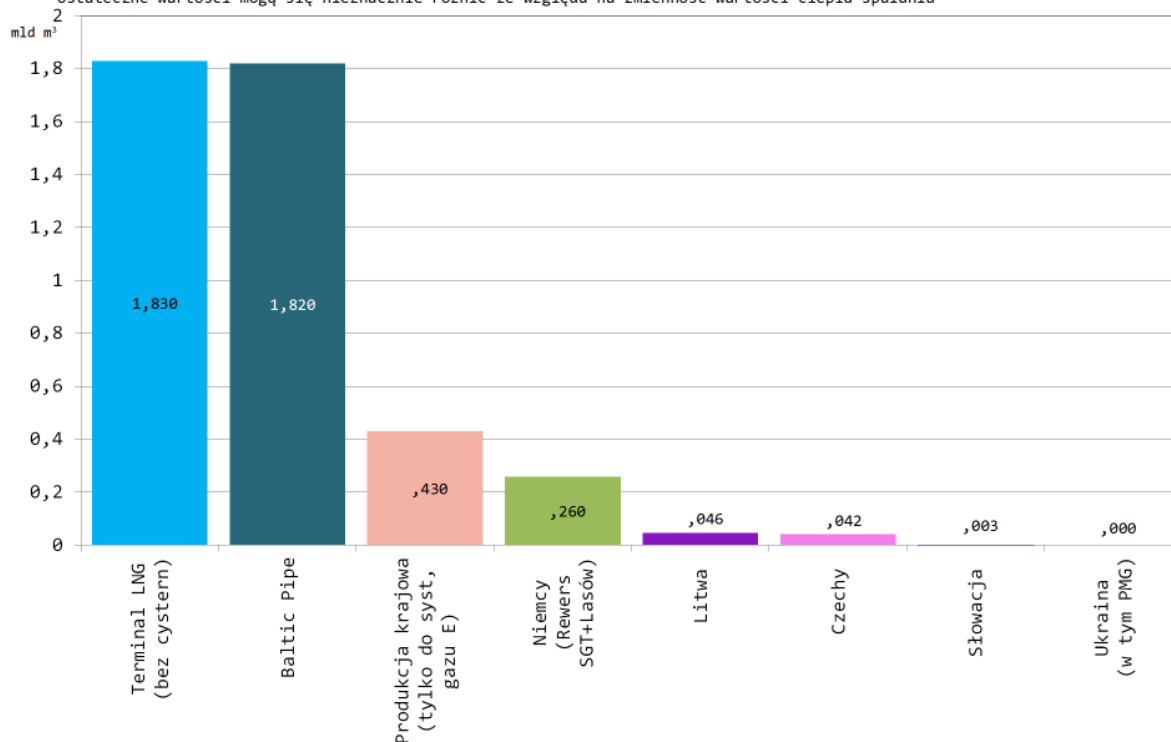
² <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pierwsza-dostawa-lng-z-kataru-dotarla-do-polski/newsGroupId/10184?changeYear=2015¤tPage=1>

Wolumeny dostaw gazu ziemnego do Polski w 1. kwartale 2025 r.

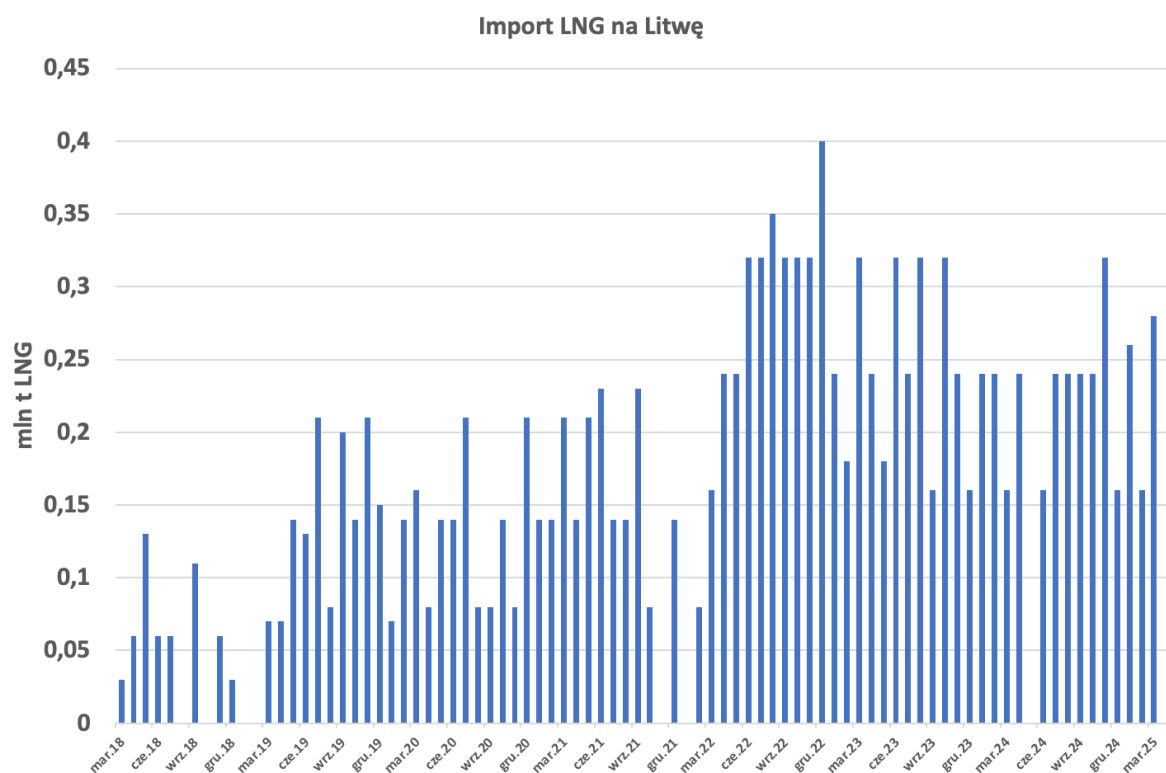
Dane: ENTSOG (www.transparency.entsog.eu), Oprac.: @TomaszWlodek

* - dotyczy systemu gazu wysokometanowego E

** - ostateczne wartości mogą się nieznacznie różnić ze względu na zmienność wartości ciepła spalania



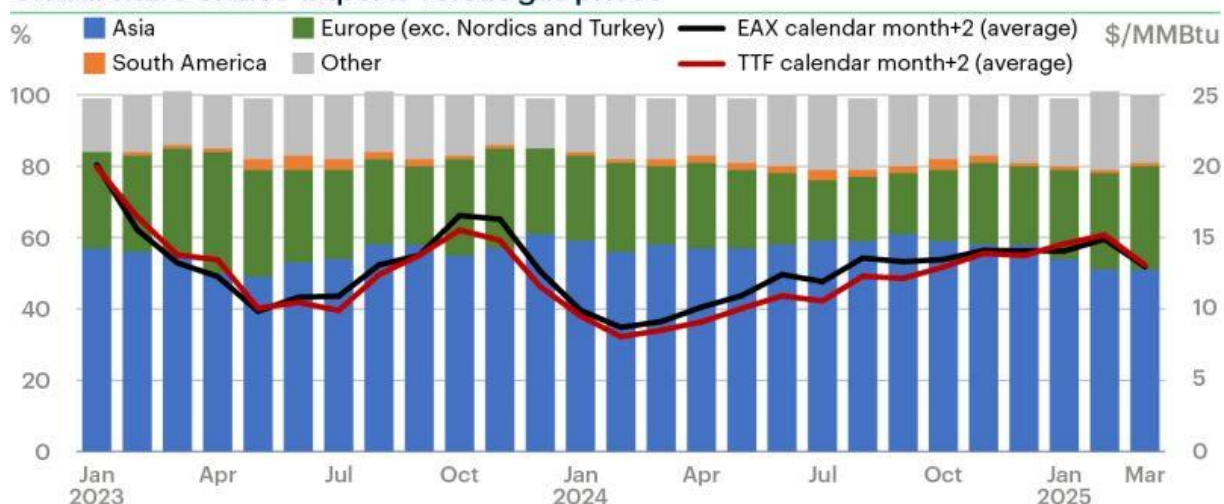
Rys. 2 Wolumeny dostaw gazu ziemnego do Polski w 1 kwartale 2025 r. Źródło: Opracowanie @TomaszWlodek; ENTSOG



Rys. 3 Odbiór LNG w Terminalu Independence na Litwie. Opracowanie: Analiza Instytut Studiów Energetycznych na podstawie publicznie dostępnych danych

Litewski terminal FSRU Independence również pozwolił na regularne odbiory LNG (Rys. 3), 9 transportów LNG o łącznym wolumenie około 0,70 mln ton LNG (około 0,97 mld m³), z czego 6 transportów z pochodziło z USA a 3 z Norwegii.

Global share of LNG imports versus gas prices



Rys. 4 Światowy udział importu LNG a cena gazu ziemnego. Źródło: ICIS

Według danych ICIS, import LNG do Europy wyniósł około 10 mln t LNG w lutym i 11 mln t LNG w marcu, natomiast średnia miesięczna dla lat 2022-2024 wynosi 9 mln ton LNG. W samym tylko marcu Francja jako europejski lider importowała 2,9 mln ton LNG, Hiszpania 1,8 mln ton LNG, a Wielka Brytania 1,5 mln ton LNG. Udział Europy w światowym imporcie LNG wyniósł 29proc. i jest to najwięcej od listopada 2023 r. 5 największych azjatyckich odbiorców – Japonia, Chiny, Korea Południowa, Indie i Tajwan – importowały w lutym około 17,5 mln ton LNG a w Marcu 19 mln ton LNG, natomiast średnia miesięczna z lat 2022-2024 wynosi 19,6 mln ton LNG. Udział Azji w światowym imporcie LNG wyniósł 51 proc. W samym tylko marcu Japonia odebrała 5,9 mln ton LNG, a Chiny 5,1 mln ton LNG. Ameryka południowa, reprezentowana przez Argentyną, Brazylię, Chile i Kolumbię, odebrała w marcu 0,4 mln ton LNG.

USA są największym na świecie eksporterem LNG i nadal odgrywają ważną rolę w zaopatrywaniu Europy, ponieważ inwazja Rosji na Ukrainę radykalnie zmniejszyła ilość rosyjskiego gazu ziemnego zatłaczanego rurociągami do Europy. Gazociąg TurkStream i transport przez Turcję to dziś jedyna droga dla rurociągowego rosyjskiego gazu. Dane ENTSOG wykazują, że eksport rosyjskiego gazu przez gazociąg TurkStream spadł w marcu do 45,0 mln m³/d z 55,8 mln m³/d w lutym. Jednocześnie, z danych Reuters wynika, że w pierwszym kwartale 2025 r. całkowite dostawy rosyjskiego gazu do Europy za pośrednictwem TurkStream wyniosły około 4,5 mld m³, w porównaniu do 7,7 mld m³ w tym samym okresie w 2024 r. Według danych Gazpromu i obliczeń Reuters'a³, w 2022 r. Rosja dostarczyła do Europy około 63,8 mld m³ gazu różnymi trasami. Wartość ta spadła o 55,6 proc. do 28,3 mld m³ w 2023 r., ale wzrosła do około 32 mld m³ w 2024 r.

³ <https://www.reuters.com/business/energy/exports-russian-pipeline-gas-europe-down-19-march-month-on-month-data-shows-2025-03-31/>

Należy także dodać, że według danych LSEG⁴ eksport LNG z Rosji w pierwszym kwartale 2025 r. spadł o 1,2 proc., do 8,1 mln t LNG. Eksport rosyjskiego LNG do Europy spadł o 12,5 proc. do 4,2 mln t LNG. A w samym tylko marcu 2025 r. mówimy o spadku 16,5 proc. do 1,37 mln t LNG.

US sanctions on Russian LNG 3 bcm/y removed



Sources: S&P Platts

Rys. 5 Wpływ sankcji na rosyjskie LNG. Źródło: CGEP w oparciu o dane S&P Platts.

Ostatnie sankcje nałożone przez U.S. Department of the Treasury na rosyjski sektor naftowy i gazowy, uchwalone w ostatnich dniach administracji Bidena, nastawione były między innymi na dwa stosunkowo małe terminale LNG, Portovaya: 1,5 mln t/r i Vysotsk: 0,9 mln t/r. CGEP zauważa, że ostatni ładunek LNG został wysłany 18 lutego do Belgii. Od tego czasu oba zakłady przestały działać, co oznacza około 3 mld m³ LNG mniej na światowym rynku LNG (Rys. 5). Wielokrotnie podkreślałem, że duża część tego LNG trafiała do Europy, głównie do Belgii i Francji w ciągu ostatnich kilku miesięcy. Dodam jeszcze, że we wrześniu 2024 r. sankcje dotknęły inny rosyjski projekt Arctic LNG 2 oraz rosyjskie metanowce⁵. W efekcie, pierwsza instalacja chłodząca Arctic LNG 2 została zamknięta od 11 października 2024 r., ponieważ projekt nie był w stanie sprzedać ładunków. Jak podaje Reuters⁶, zdjęcia satelitarne dostarczone przez Planet Lab pokazują spalanie gazu w Arctic LNG 2 w dniu 30 marca, podczas gdy na zdjęciu z 22 marca nie było żadnego spalania. Oznacza to, że instalacja stopniowo stara się wznawiać przetwarzanie gazu ziemnego.

Należy tu także dodać, że czym innym są sankcje nałożone na Portovaya i Vysotsk, a czym innym zakaz przeładunku w europejskich portach. Wspominam o tym, gdyż, jak podaje branżowy portal gcaptin⁷, „zaledwie kilka dni po tym, jak UE zakazała przeładunku rosyjskiego skroplonego gazu ziemnego, Rosja wysłała cztery metanowce LNG do nietypowego podwójnego transferu między statkami na kotwiczowisku Kildin w pobliżu Murmańska. Statki

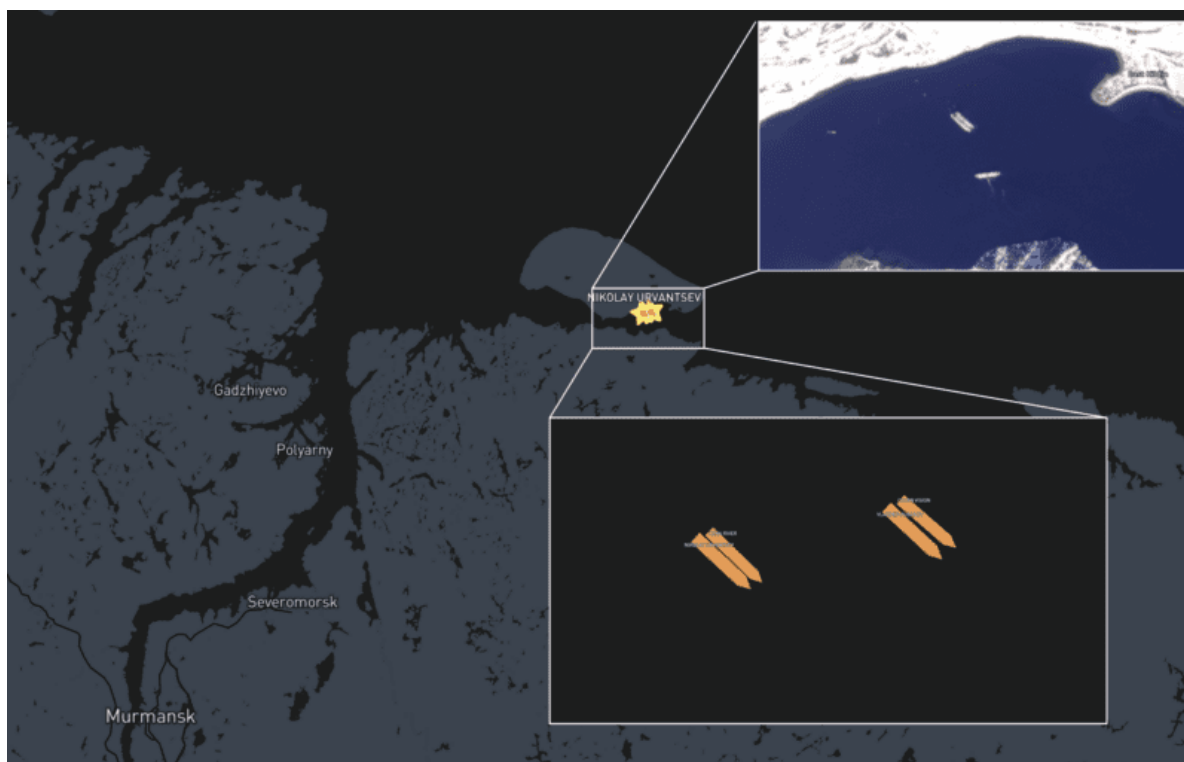
⁴ <https://www.hellenicshippingnews.com/russias-lng-exports-down-1-2-y-y-in-q1-data-shows/>

⁵ <https://www.reuters.com/markets/commodities/us-imposes-sanctions-companies-vessels-linked-arctic-lng-2-2024-09-05/>

⁶ <https://www.reuters.com/business/energy/russias-arctic-lng-2-plant-resumes-operation-slowly-2025-04-01/>

⁷ <https://gcaptain.com/russia-conducts-rare-double-ship-to-ship-lng-transfer-to-circumvent-latest-eu-sanctions/>

przewożą LNG z projektu Jamał LNG obsługiwane przez rosyjską firmę Novatek. Statki Arc7 LNG Nikolay Urvantsev i Vladimir Rusanov, oba kontrolowane przez Mitsui O.S.K. Lines Ltd, spotkały się ze statkami Lena River i Clean Vision, zarządzanymi przez Dynagas. Dane AIS i zdjęcia satelitarne pokazują, że cztery statki połączyły się w pary na południe od wyspy Kildin między 28 a 31 marca. Transfer STS rutynowo trwa około 36-48 godzin. Lena River wypłynęła z Chin ponad trzy miesiące temu, pod koniec grudnia 2024 r. Następnie statek przez kilka tygodni stał beczynnie na Morzu Północnym, Celtyckim i Barentsa. Clean Vision wypłynął z zatoki Mirs w pobliżu Shenzhen pod koniec lutego. Nikolay Urvantsev i Vladimir Rusanov opuścili jamalski LNG około tydzień temu”.



Rys. 6 Dane AIS i zdjęcie satelitarne przedstawiające cztery metanowce LNG sparowane i przybywające na kotwiczowisko Kildin. Źródło: Shipatlas/Planet.com

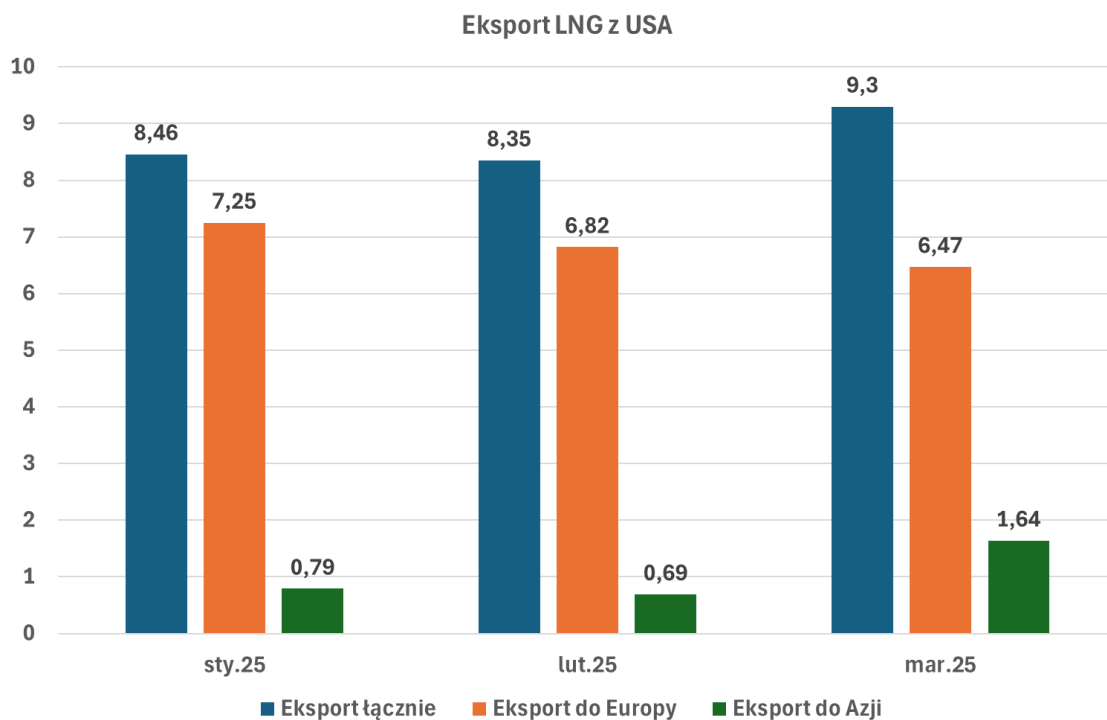
A teraz doprecyzuję, zakaz, który zabrania przeładunku rosyjskich ładunków w portach UE w celu eksportu do krajów trzecich, został nałożony w czerwcu 2024 r., z moratorium do 26 marca 2025 r. dla umów podpisanych przed 25 czerwca ubiegłego roku. Niestety, ale wydaje się, że ciężko będzie całkowicie ograniczyć „kupowanie” rosyjskiego LNG. Novatek, największy rosyjski producent LNG i główny udziałowiec Yamal LNG, ma długoterminowe kontrakty na sprzedaż ponad 17 mln t LNG rocznie do Europy firmom takim jak państwowa China National Petroleum Corp (CNPC), Shell i TotalEnergies, niemiecka firma Securing Energy For Europe (SEFE) i Gunvor (Rys. 7).

Yamal LNG volumes reaching EU under long-term contracts				
	Million tons per year	Start date	End date	Notes
CNPC	3	2018	2038	Reloads in Belgium, delivered in China
SEFE Marketing&Trading	2.9	2018	2038	Reloads in Belgium, sold in India
Naturgy	2.5	2018	2038	Delivered in Spain
TotalEnergies	4	2018	2032	Delivered in the Netherlands
Novatek*	2.5	2018	2038	Excess sold globally
- incl. Gunvor	0.5	2018	2038	Delivered in France, sold globally
- incl. Shell	0.9	2019	2041	Reloads in France, sold globally
- incl. TotalEnergies	1	2018	2041	Reloads in France, sold in Asia
NOTE: Novatek sells some of its Yamal LNG on the spot market and some under long-term contract to outside firms, such as Gunvor and Shell; cargoes destined for Asia are reloaded in Europe when the Northern Sea Route is closed in during winter; SEFE Marketing & Trading was formerly known as Gazprom Marketing&Trading before being nationalised by Germany in 2022.				

Rys. 7 Umowy oraz wolumeny na dostawy rosyjskiego LNG z Yamal LNG do Europy w ramach umów długoterminowych. Źródło: Reuters

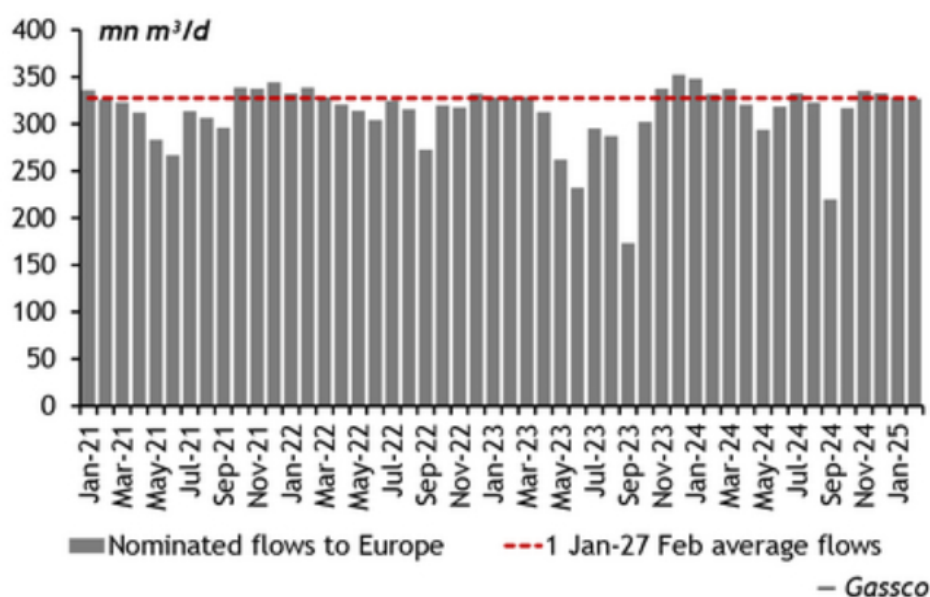
Rosyjskie przeładunki odbywają się głównie w belgijskim Zeebrugge i francuskim terminalu Montoir LNG. Belgijski operator Fluxys ma 20-letni kontrakt z Yamal LNG na przeładunek gazu w Zeebrugge. Francuska Engie podpisała 23-letni kontrakt na obsługę operacji STS. Kontrakt ten należy obecnie do TotalEnergies po tym, jak firma ta przejęła portfolio LNG Engie. Szacuje się, że około 47 statków wykonało STS w Zeebrugge i Montoir w 2024 r.

Wracając jednak do USA, według danych LSEG, eksport LNG z USA w pierwszym kwartale 2025 r. wyniósł łącznie 26,11 mln t LNG (około 36,03 mld m³), z czego do Europy trafiło 20,54 mln ton LNG (około 28,35 mld m³), a do Azji 3,12 mln ton LNG (około 4,31 mld m³), pozostałe kierunki w tym Ameryka Południowa to 2,45 mln ton LNG (około 3,28 mld m³). W samym tylko marcu USA eksportowały rekordowe 9,3 mln ton LNG (Rys. 8).



Rys. 8 Eksport LNG z USA w pierwszym kwartale 2025 r. Opracowanie: Analiza Instytut Studiów Energetycznych na podstawie danych LSEG

Produkcja LNG w USA utrzymywała się na wysokim poziomie w związku z częściowym uruchomieniem zakładu eksportowego Plaquemines LNG w Luizjanie. Amerykański Venture Global wyeksportował z terminala Plaquemines LNG 29, a z terminala Calcasieu Pass LNG 34 transporty LNG. Warto także dodać, że z deklarowanych informacji do U.S. Securities and Exchange Commission wynika, iż w przypadku pierwszej instalacji opłata za skraplanie wyniosła 7,26 dol./mmBtu, a w przypadku drugiej 8,80 dol./mmBtu.

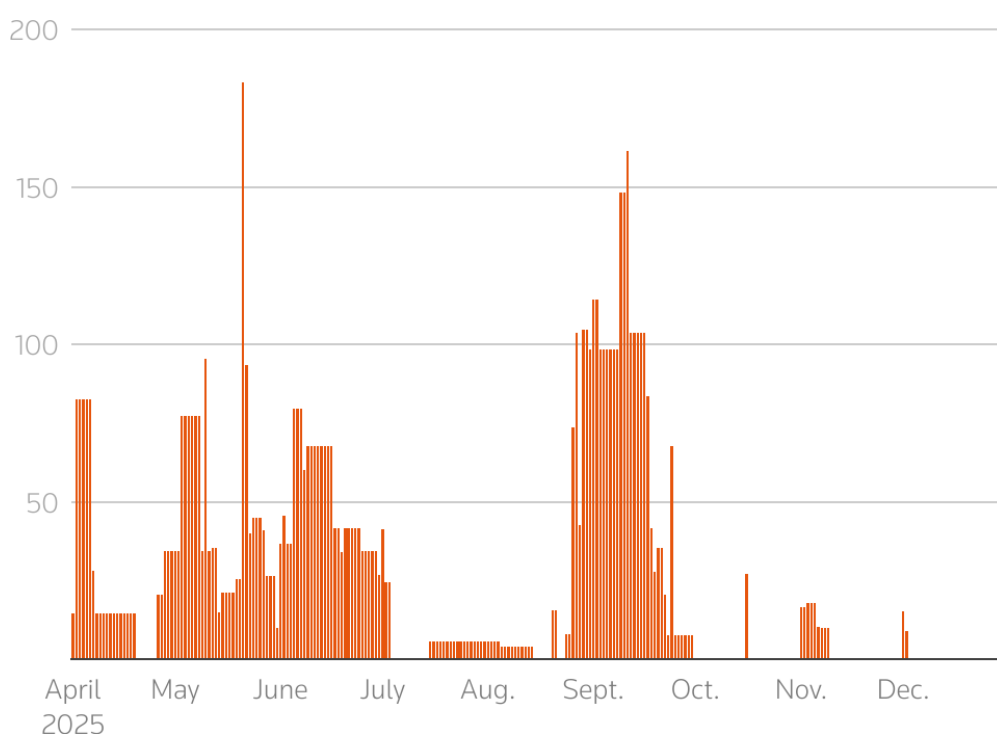


Rys. 9 Norweskie przepływy gazu ziemnego do Europy od stycznia '21 do lutego '25. Źródło: Gassco

W okresie od stycznia do lutego 2025 r. przepływy norweskiego gazu do Europy, w tym do Wielkiej Brytanii, wyniosły średnio 327,5 mln m³/d (Rys. 9). Oznacza to spadek o 4proc. w porównaniu do 340,4 mln m³/d w tym samym okresie w 2024 r. Należy zauważyć, że w styczniu 2024 r. odnotowano szczególnie wysokie przepływy na poziomie 348,2 mln m³/d, co było drugim najwyższym miesięcznym wynikiem od stycznia 2017 r. Dlatego też spadek rok do roku na początku 2025 r. jest zgodny z prognozami uwzględniającymi zmniejszoną produkcję. Norwegian Offshore Directorate (NOD) zrewidował w lutym 2025 r. swoją prognozę produkcji gazu na 2025 r., przewidując spadek o 5% rok do roku do 118,45 mld m³, średnio 324,5 mln m³/d⁸.

Norway gas infrastructure maintenance 2025

Unavailable capacity in million cubic metres (mcm) per day at Norwegian gas fields and onshore processing plants will be at its heaviest in September



By Nora Buli • Source: Gassco

Rys. 10 Planowane serwisy i konserwacje na infrastrukturze norweskiej. Źródło: Reuters, dane Gassco.

Oczekuje się⁹, że przepływy norweskiego gazu ziemnego do Europy będą wyższe latem 2025 r. w porównaniu z dwoma poprzednimi latami ze względu na mniej rozległy program serwisowy i konserwacyjny (Rys. 10).

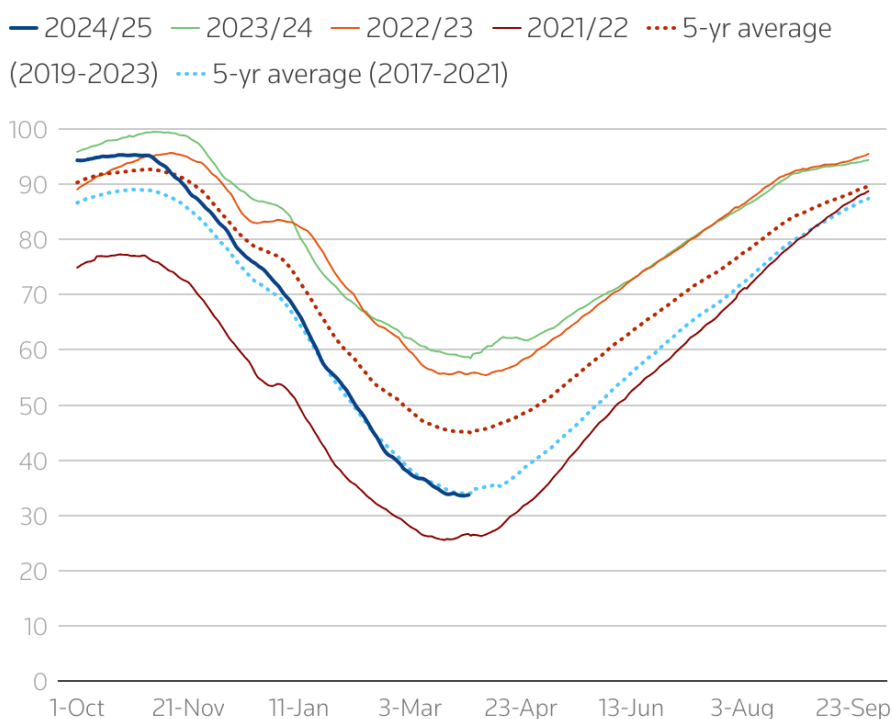
⁸ <https://www.argusmedia.com/pt/news-and-insights/latest-market-news/2663046-muted-norwegian-gas-flows-in-jan-feb-follow-forecast>

⁹ <https://www.reuters.com/business/energy/norway-send-more-gas-europe-summer-2025-gassco-says-2025-04-01/>

Będzie to mieć szczególne znaczenie podczas tzw. gazowego lata, czyli w nowym sezonie zapełniania magazynów gazu w Europie. Ze względu na chłodniejszą aurę, co spowodowało większe wykorzystywanie zapasów gazu z magazynów Unii Europejskiej, zapotrzebowanie w sezonie zimowym 2024-25 było wyższe niż rok wcześniej. Obecnie są one zapełnione w nieco poniżej 34proc., co jest najniższym poziomem od 2022 roku (Rys. 11).

End-of-winter European gas storage

Europe will exit the winter season with gas storage at its lowest level since 2022



Filling levels in % full

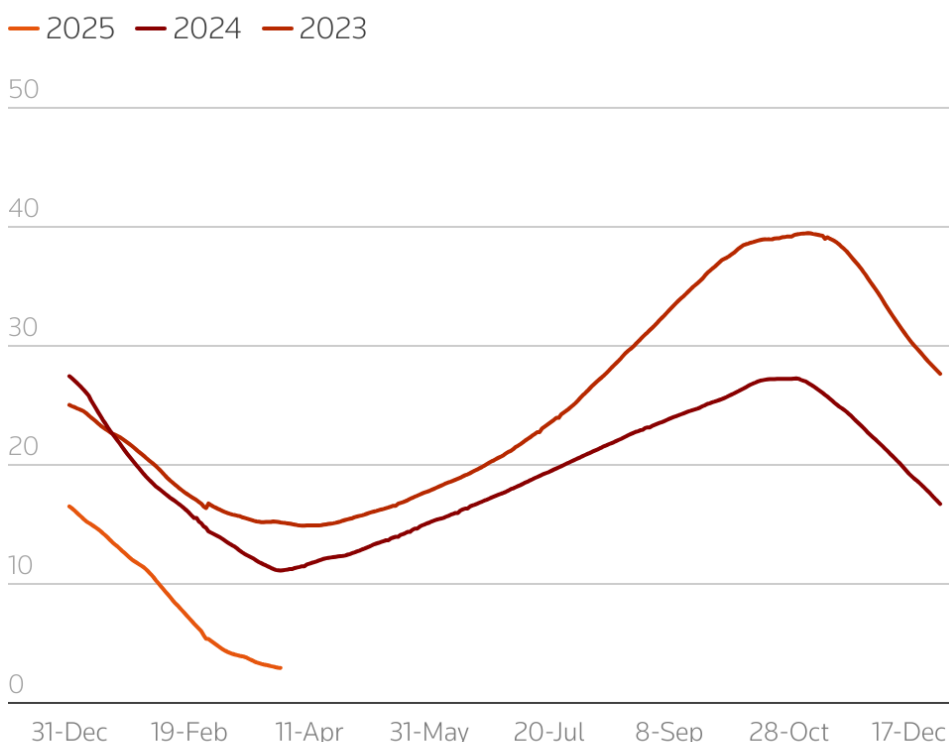
By Nora Buli • Source: AGSI/GIE

Rys. 11 Poziom zatłoczenia gazu ziemnego w podziemnych magazynach w Europie (w %),
Źródło: Reuters na podstawie AGSI/GIE

Co więcej, ukraińskie magazyny gazu ziemnego są dziś prawie całkowicie puste (Rys. 12), ma to także związek z atakami sił rosyjskich, które znacząco ograniczyły krajową produkcję gazu. Szacuje się, że Ukraina będzie musiała importować nawet do 5 mld m³, z czego co najmniej 3 mld m³ będzie musiało być dostarczane w postaci LNG ze USA i dostarczane do terminali w Polsce i na Litwie. To około 30 transportów LNG, a na razie słyszeliśmy o umowach na dwa transporty z ładunkiem około 100 mln m³ raz przez Litwę i terminal w Kłajpedzie i raz przez terminal w Świnoujściu¹⁰.

Ukraine gas storage

Ukraine has the largest gas storage capacity in Europe but have dropped below 5% full in the winter of 2024/25



By Nora Buli • Source: Gas Infrastructure Europe

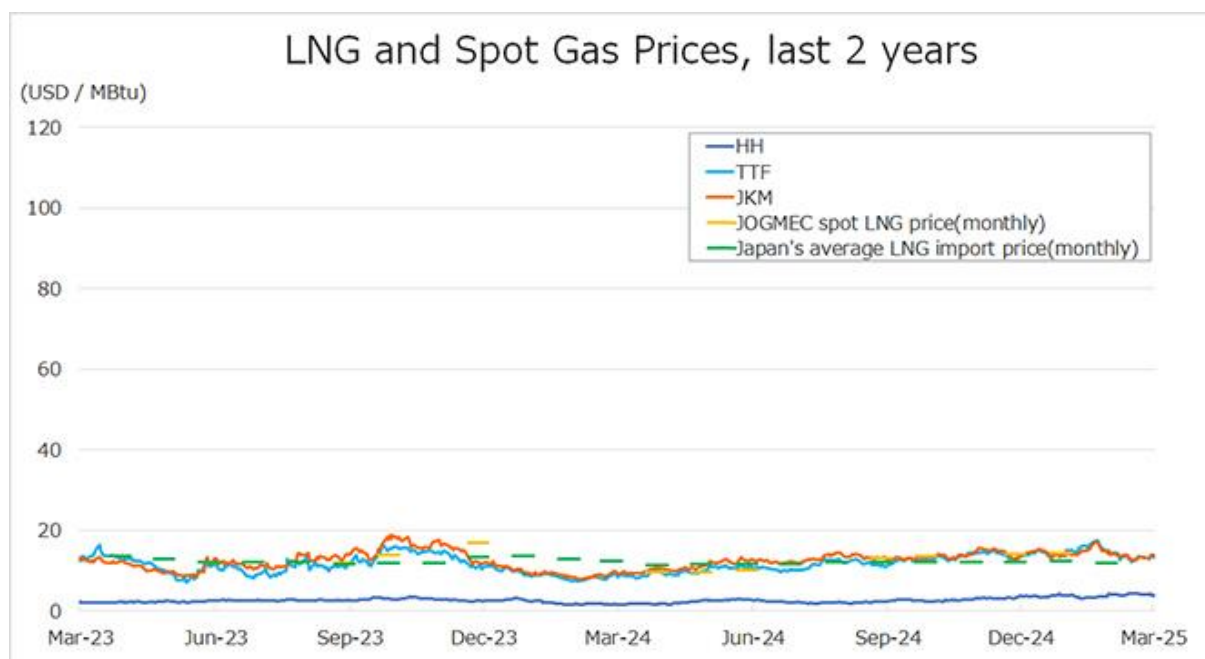
Rys. 12 Poziom zatłoczenia gazu ziemnego w podziemnych magazynach w Ukrainie (w %),
Źródło: Reuters na podstawie GIE

Oznacza to, że tempo napełniania magazynów w nadchodzących miesiącach będzie miało kluczowe znaczenie. Bardzo ciekawe zestawienie przygotowała firma Kpler¹¹. **Osiągnięcie celu 90 proc. wymagałoby 57,7 mld m³ zatłoczonego gazu netto, czyli o 25,8 mld m³ więcej r/r lub do 250 dodatkowych ładunków LNG.** W oparciu o obecną referencyjną europejską cenę gazu wynoszącą około 41 euro/MWh, byłby to dodatkowy koszt w wysokości 10,3 mld euro (11,1 mld USD), aby wypełnić magazyny w tym roku, zgodnie z obliczeniami Reutersa.

Kpler prognozuje średnią cenę gazu na poziomie 13,17 dol./mmBtu, czyli około 41,60 euro/MWh w okresie od 1 kwietnia do 31 października, co oznacza wzrost o 19 proc. r/r. Zgodnie z obecnymi celami Komisji Europejskiej, ustalonymi w celu zapobieżenia niedoborom dostaw po agresji Rosji na Ukrainę w 2022 r., magazyny gazu w całej UE muszą być ponownie zapełnione w 90 proc. do 1 listopada. Komisja Europejska rozważa złagodzenie wymogów dotyczących magazynowania, przy czym najnowsza propozycja sugeruje osiągnięcie 90 proc. w dowolnym momencie między 1 października a 1 grudnia, jednocześnie akceptując niższe poziomy w niektórych przypadkach, aby złagodzić presję rynkową.

Według Kpler, magazyny w UE mogą być zapełnione w 76-78 proc. do 1 listopada i nadal będą zgodne z prawdopodobnymi nowymi przepisami. **Według analityków wymagałoby to dodatkowych 120 transportów LNG rok do roku.**

¹¹ <https://www.reuters.com/world/europe/europe-could-need-extra-11-billion-gas-refill-winter-stores-2025-04-01/>



Rys. 13 Ceny LNG oraz ceny gazu ziemnego spot na wybranych rynkach, Źródło: JOGMEC

Oznacza to, że tanio nie będzie, ale patrząc na zestawienie cen w ostatnich dwóch latach (Rys. 13) to wydaje się, że można mówić o pewnego rodzaju stabilności sterowanej przede wszystkim pogodą oraz nagłymi kryzysami. Średnio cena TTF w pierwszym kwartale wynosiła odpowiednio 14,67 dol./mmBtu w styczniu, 15,28 dol./mmBtu w lutym i 13,21 dol./mmBtu w marcu. Co ciekawe cena JKM to odpowiednio 14,16 dol./mmBtu, 14,40 dol./mmBtu i 13,50 dol./mmBtu. Wiele będzie zależało od opłat za fracht, a dodajmy, że w styczniu i lutym 2025 r. stawki czarterowe LNG spadły do minimum 5 000 dol./d, w porównaniu ze średnią około 40 000 dol./d w 2024 r. Było to spowodowane nadwyżką dostępności statków i niskim popytem w Azji, co zmniejszyło średnią odległość podróży dla marginalnych dostaw atlantyckich, ponieważ ładunki gromadziły się w Europie. Pod koniec marca 2025 r. wskaźniki zaczęły rosnąć, na co wpływ miały takie czynniki, jak zwiększony popyt na LNG w Europie. Prognozy branżowe sugerują, że stawki czarterowe mogą pozostać na niskim poziomie przez cały 2025 r., średnio około 25 000 dol./d, ponieważ oczekuje się, że napływ nowych statków przewyższy przyrost podaży LNG.

Na zakończenie, zostawiam Państwa z trzema grafikami: prognozami od S&P Global dla gazu ziemnego¹², ropy naftowej¹³ oraz zestawieniem „efektu” administracji Trumpa wprowadzającej szeroko zakrojone cła, które mają wpływ na wszystkie sektory towarowe.

¹² <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/natural-gas/040125-infographic-european-gas-storage-race-starts-booming-solar-to-offset-hydro>

¹³ <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/metals/021425-navigating-new-trade-risks-commodity-markets-us-tariffs>

LNG send-out in Europe (EU27+UK)

Trade tensions weigh on OPEC+ policy in Q2

Uncertainty over the impact of US tariffs and retaliatory measures is clouding the demand picture for Q2 and complicating OPEC+ policy setting. Whether OPEC+ sticks to plans to ease voluntary cuts and implements compensation plans for earlier overproduction is likely to determine OPEC+ output in Q2. Ministers will also keep a close eye on Chinese demand, stock levels and how global conflicts affect the oil market.

Key issues



Trade tensions

Increasing use of US tariffs, retaliatory tariffs and sanctions could hit crude supply and demand.



Prices

After a bump in early 2025, prices have returned to levels below many OPEC+ producers' fiscal breakeven oil prices.



Output balance

Compensation cuts could outweigh the impact of easing voluntary crude production cuts.



Geopolitics

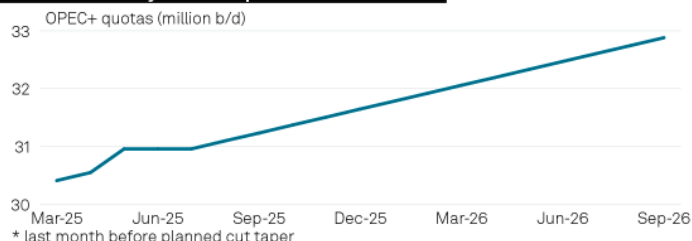
The success or failure of peace talks over conflicts in Ukraine and the Middle East could impact oil supply and demand.



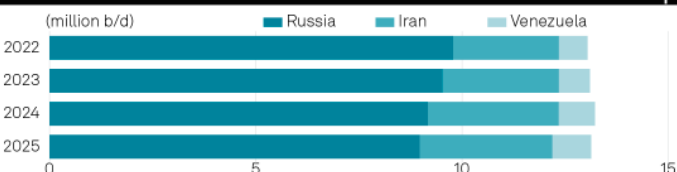
Non-OPEC+ supply

Rival producers are expected to further increase crude output in 2025.

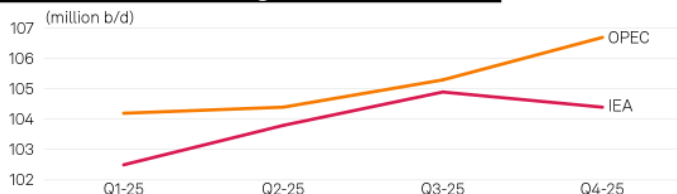
OPEC+ voluntary cutters' quotas to rise from Q2



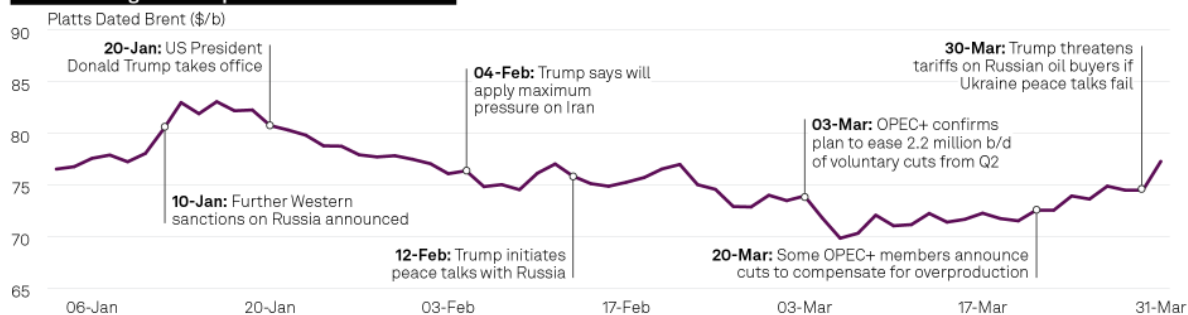
Focus on Russia has enabled other sanctioned OPEC+ countries to raise output



Tariffs threaten oil demand growth forecasts for 2025



OPEC+ facing difficult price environment in 2025



S&P Global
Commodity Insights

Source: S&P Global Commodity Insights, Platts OPEC+ survey, OPEC, IEA
Credit: Rosemary Griffin, CI Content Design. Copyright © 2025 by S&P Global Inc. All rights reserved.

US tariffs shake up North American commodity markets

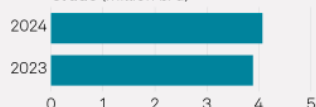
The US is set to impose a fresh round of tariffs April 2. Layers of tariffs, delays and countermeasures have added uncertainty to price and trade flows across North American commodity sectors since January.

■ Canadian flows to US ■ Mexican flows to US

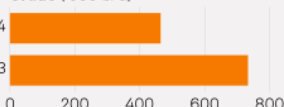
Oil



Crude (million b/d)



Crude ('000 b/d)



WCS Hardisty to WTI spread (\$/b)



Gas



Gas (Bcf/d)



US gas exports¹ (Bcf/d)



Iroquois Zone 2 gas (\$/MMBtu)



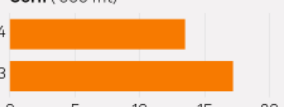
Grains



Wheat (million mt)



Corn ('000 mt)



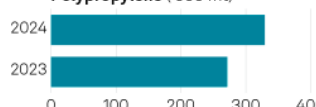
Canadian WRS wheat 13.5% FOB (\$/mt)



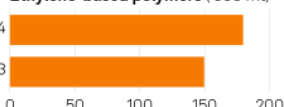
Petchems



Polypropylene ('000 mt)



Ethylene-based polymers ('000 mt)



US PET DDP West Coast import price (\$/mt)



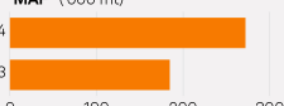
Fertilizers



Potash (million mt)



MAP² ('000 mt)



New Orleans potash FOB (\$/st)



Metals



Total steel and aluminum (million mt)



Total steel and aluminum (million mt)



US primary aluminum premium (\$/lb)



S&P Global
Commodity Insights

Note: (1) The US does not import gas from Mexico, (2) Monoammonium phosphate

Source: S&P Global Commodity Insights, S&P Global Market Intelligence, Global Trade Atlas, US Energy Information Administration

Credit: Meghan Gordon, CI Content Design. Copyright © 2025 by S&P Global Inc. All rights reserved.