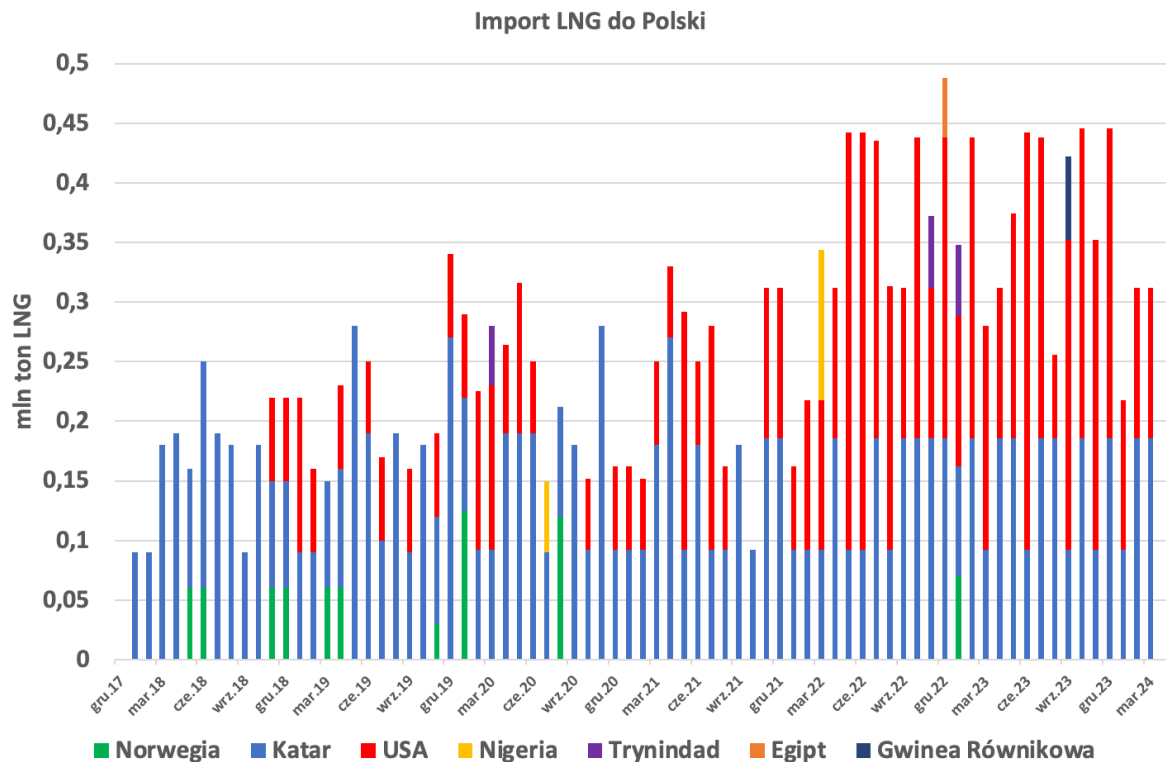


## Polskie LNG w pierwszym kwartale 2024

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

Według wyliczeń Instytutu Studiów Energetycznych (ISE) w pierwszym kwartale 2024 roku ORLEN (wcześniej PGNiG) odebrał w terminalu w Świnoujściu 11 transportów LNG o łącznym wolumenie około 0,85 mln ton LNG (około 1,17 mld m<sup>3</sup>). W porównaniu z pierwszym kwartałem 2023 roku to spadek o 0,22 mln t LNG (około 0,30 mld m<sup>3</sup> - prawie 20 proc. m r/r.)



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

W pierwszym kwartale 2023 r.<sup>1</sup> odebrano 15 transportów co dało wolumen, na poziomie około 1,07 mln ton LNG (1,47 mld m<sup>3</sup>), natomiast w pierwszym kwartale 2022 r.<sup>2</sup> odebrano 10 transportów co dało wolumen, na poziomie około 0,73 mln ton LNG (1,1 mld m<sup>3</sup>).

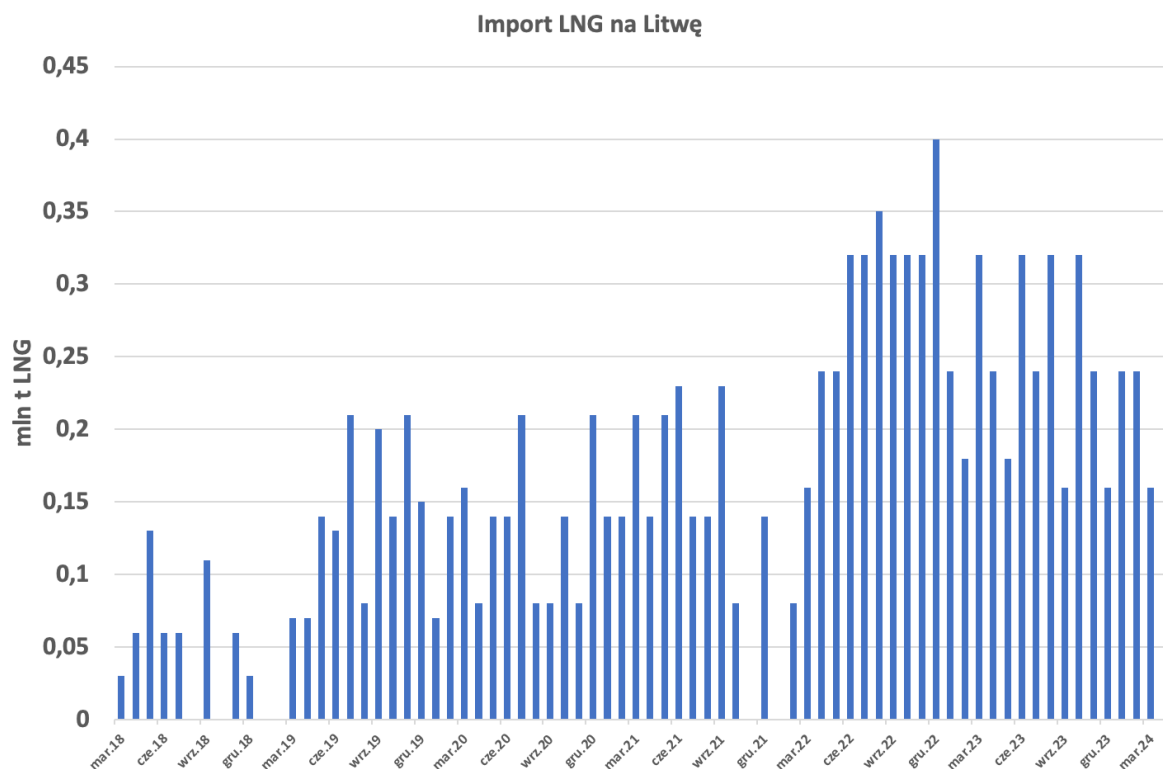
Mniejszy wolumen i 4 transporty mniej w pierwszym kwartale 2024 r. to głównie efekt ciepłej, łagodnej zimy oraz stabilnego, zmniejszonego zapotrzebowania, ale także przekierowania dostaw z Kataru wynikających z ataków Huti na Morzu Czerwonym. Od 17 stycznia ani jeden tankowiec, w tym z LNG, nie przepłynął przez Kanał Sueski.

Dostawy w pierwszym kwartale 2024 r. były realizowane z terminali w USA (6 dostaw) i Kataru (5 dostaw), odpowiednio około 0,39 i 0,46 mln ton LNG.

Litewski terminal FSRU Independence również pozwolił na regularne odbiory LNG (Rys. 2), 8 transportów LNG o łącznym wolumenie około 0,65 mln ton LNG (około 0,9 mld m<sup>3</sup>).

<sup>1</sup> Sikora A., „Polskie LNG w pierwszym kwartale 2023”, CIRE, 4.04.2023 – <https://www.cire.pl/artykuly/opinie/polskie-lng-w-pierwszym-kwartale-2023>

<sup>2</sup> Sikora A., Sikora M., „Polskie LNG w pierwszym kwartale 2022”, CIRE, 4.04.2022 – <https://www.cire.pl/artykuly/opinie/polskie-lng-w-pierwszym-kwartale-2022-r>



**Rys. 2** Odbiór LNG w Terminalu Independence na Litwie. Opracowanie: Analiza Instytut Studiów Energetycznych na podstawie publicznie dostępnych danych

Według danych amerykańskiej Energy Information Administration (EIA)<sup>3</sup>, obecnie około 45 krajów na świecie importuje LNG. EIA zakłada, że w 2024 r. dołączą do nich cztery kolejne: Antigua, Australia, Cypr i Nikaragua, które rozpoczną import LNG (Rys. 3). EIA podaje, że w ciągu ostatnich 10 lat (2013–22) światowe zdolności importowe LNG – zwane zdolnościami regazyfikacji – wzrosły o 49 proc. (45,8 Bcf/d - ok. 1,30 mld m<sup>3</sup>/d), osiągając 140,0 Bcf/d (ok. 4 mld m<sup>3</sup>/d) w 48 krajach. Zakłada się, że do końca 2024 r. 55 krajów będzie posiadało terminale regazyfikacyjne LNG o łącznej przepustowości 163 Bcf/d (ok. 4,6 mld m<sup>3</sup>/d). W skali światowej, dostępne moce regazyfikacyjne znacznie przewyższają import LNG. Statystycznie, każdego roku wykorzystywane jest około 39% światowych mocy regazyfikacyjnych. Wolne moce regazyfikacyjne, z których większość znajduje się w Japonii, Korei Południowej i Chinach, pozwalają tym krajom zaspokoić okazjonalne skoki popytu, szczególnie zimą.

Rozwój europejskich zdolności importowych również będzie kontynuowany – w 2024 r. spodziewane jest zwiększenie kolejnych zdolności pływających w Niemczech, a w lutym Grecja przyjęła pierwszy transport LNG do swojego nowego FSRU w Alexandroupolis.

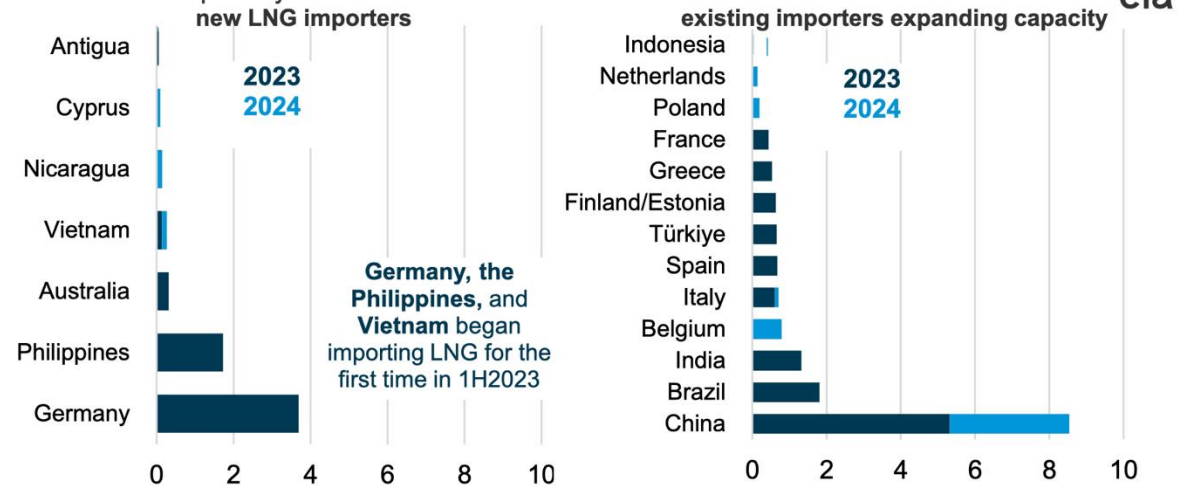
Mimo, że dominacja Stanów Zjednoczonych nad europejskim importem LNG utrzymuje się już kilka lat, to Rosja i Katar są nadal kluczowymi źródłami dostaw, a eksport LNG z Algierii do Europy wzrósł w 2023 r. o około 22% rok do roku. Z danych Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych (DOE) wynika, że w 2023 r. amerykańskie terminale wysłały 1387 transportów do 37 krajów (około 123 mld m<sup>3</sup>). Od 2016 r. do końca stycznia 2024 r. z USA wypłynęło 5770 transportów do 41 krajów (około 520 mld m<sup>3</sup>). Szczegółowe dane DOE pokazują, że Korea Południowa pozostaje głównym odbiorcą amerykańskiego LNG z 584 ładunkami, za nią plasuje

<sup>3</sup> <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=60262#>

się Japonia z 462 ładunkami, Francja z 464 ładunkami (Francja odebrała więcej ładunków niż Japonia, ale o mniejszych wolumenach), Wielka Brytania z 447 ładunkami i Holandia z 401 ładunkami.

### Global LNG import capacity additions by select countries (2023–2024)

billion cubic feet per day



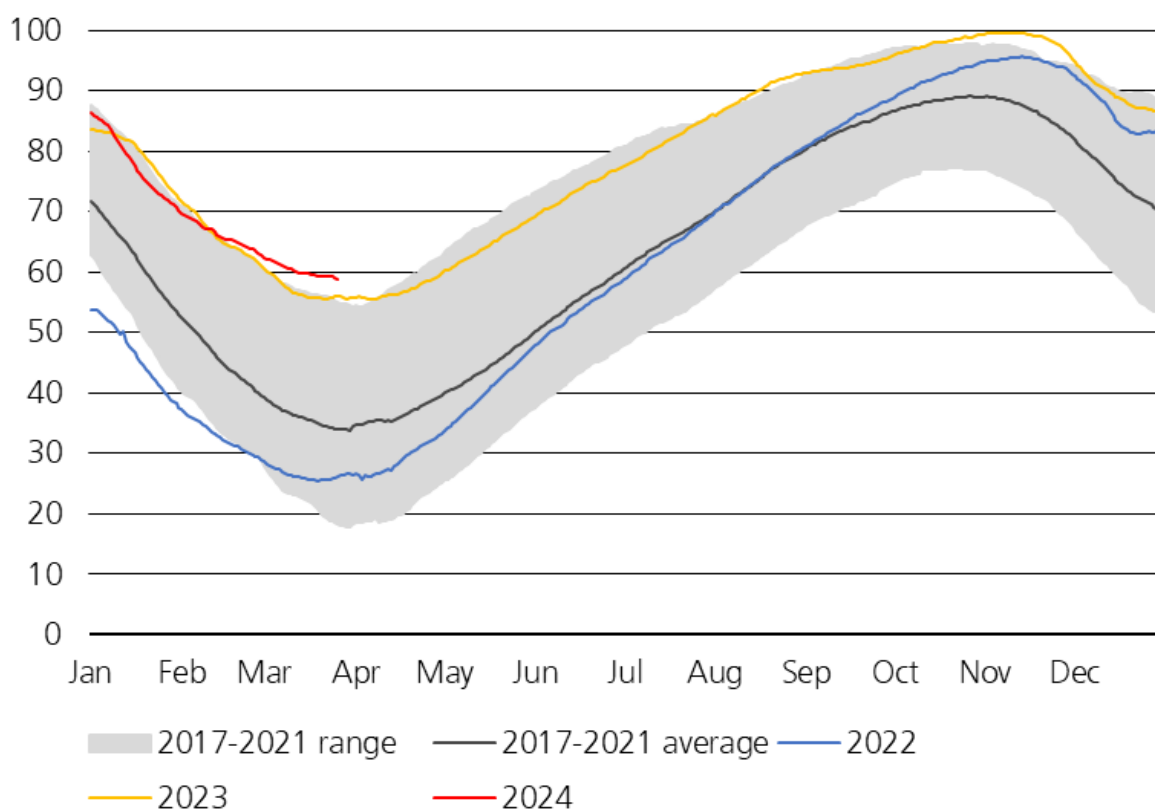
Data source: U.S. Energy Information Administration estimates based on trade press and data by the International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL)

Note: Capacity additions include projects that came online in Jan–Jul 2023 and projects under construction and expected to be in service in 2023–24. LNG=liquefied natural gas. 1H2023=first half of 2023.

**Rys. 3** Zwiększenie światowych zdolności importowych LNG przez wybrane kraje, Źródło: EIA

Na koniec marca 2024 r. zapasy gazu ziemnego w Unii Europejskiej utrzymują się na bardzo wysokim poziomie 58,90% (Rys. 4) - Polska 44%, Niemcy 65,40%, Włochy 57,82%, Francja 37,44%, Holandia 53,76%, Austria 74,52%, Hiszpania 79,75%. Oznacza to, że tegoroczny sezon zatłaczania gazu do europejskich magazynów będzie stosunkowo krótki, by do 1 listopada 2024 r. całkowicie je zapełnić będzie trzeba zatłaczać jedynie około 79% średniej z pięciu lat. To między 44-45 mld m<sup>3</sup>, jednak należy je uwzględnić w kontekście utraty większości rosyjskiego gazu zatłaczanego gazociągami.

Zbiega się to z informacją od TotalEnergys, który poinformował, że wznowienie produkcji w instalacjach Tyra przebiega zgodnie z planem, a pierwszy gaz został wyeksportowany na rynek duński z nowego systemu Tyra II 28 marca 2024 r. Obecnie oczekuje się, że zwiększenie wydajności z 0 mln m<sup>3</sup>/d mocy technicznej do 8,1 mln m<sup>3</sup>/d zajmie cztery miesiące, w zależności od wydajności operacyjnej przebudowanej Tyry.

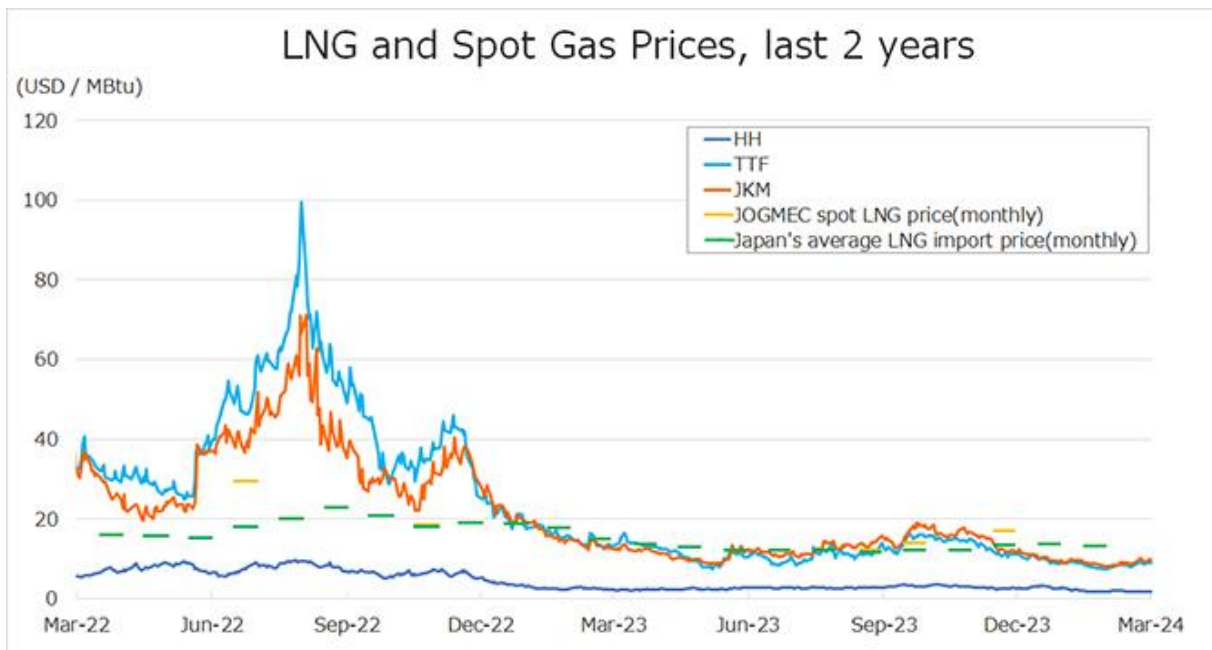


**Rys. 4** Poziom zatłoczenia gazu ziemnego w podziemnych magazynach w Europie (w %),  
 Źródło: GIE

Od początku roku cena dla markera JKM spadała z 11 dol./mmBtu do 8 dol./mmBtu pod koniec stycznia, najniższego poziomu od siedmiu miesięcy. W lutym i do połowy marca oscylowała na poziomie 8-9 dol./mmBtu by skoczyć do 10 dol./mmBtu pod koniec marca głównie w związku z wiadomościami o wystąpieniu cyklonu w Australii.

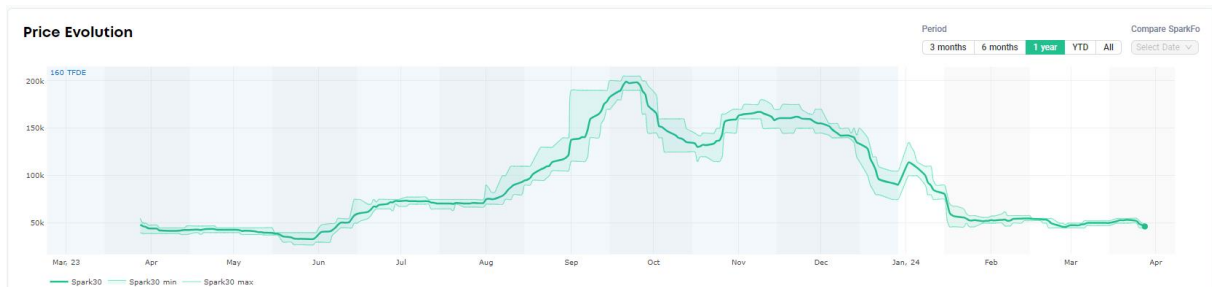
Cena gazu ziemnego w punkcie Henry Hub wrosła na początku stycznia z 2,6 dol./mmBtu do 3,3 dol./mmBtu, ze względu na niższe temperatury i większe zapotrzebowanie na gaz. Następnie cena spadła wraz ze wzrostem temperatury, osiągając 26 stycznia 2,7 dol./mmBtu. Trend spadkowy utrzymał się do końca lutego i 27 lutego cena osiągnęła poziom 1,6 dol./mmBtu. Do końca marca cena utrzymywała się poniżej 2 dol./mmBtu, a 28 marca wynosiła 1,6 dol./mmBtu.

Stosunkowo łagodna zima w Europie oraz umiarkowany popyt powodował, że cena holenderskiego TTF Gas Futures spadała w styczniu z około 9,8 dol./mmBtu w dniu 2 stycznia do 8,9 dol./mmBtu w dniu 26 stycznia. Tendencja spadkowa utrzymała się w lutym, a 27 lutego wyniosła 7,8 dol./mmBtu. W marcu cena oscylowała na poziomie 8 dol./mmBtu.



**Rys. 5** Ceny LNG oraz ceny gazu ziemnego spot na wybranych rynkach, Źródło: JOGMEC

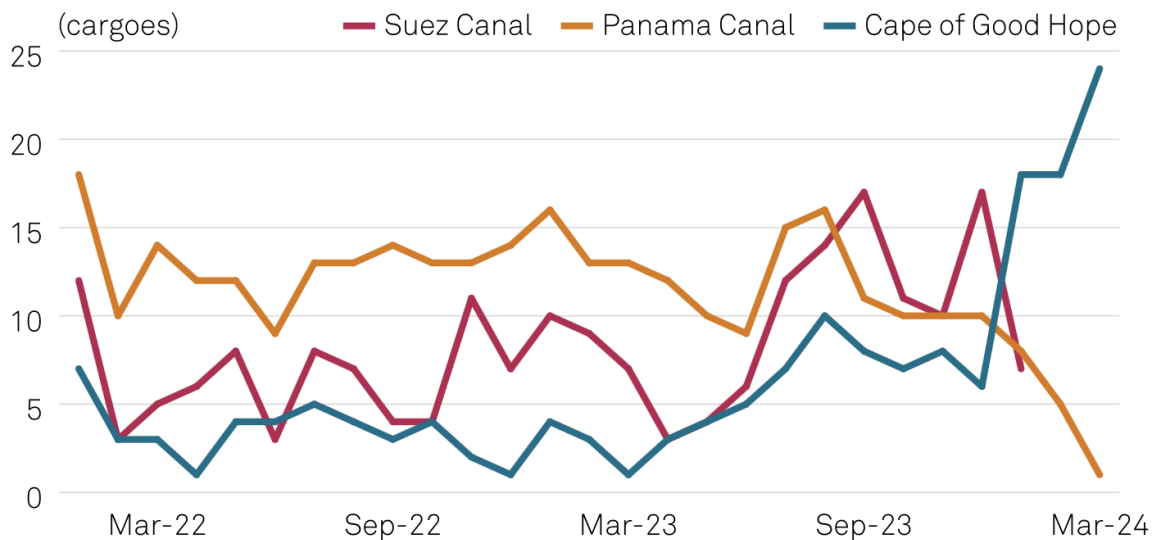
Spora różnica między cenami gazu w USA i Europie oznacza, że Europa pozostaje atrakcyjnym miejscem docelowym dla amerykańskiego LNG. Cena gazu w punkcie TTF jest obecnie około czterokrotnie wyższa niż cena kontraktowa w USA. Do Europy w dalszym ciągu docierają także znaczne ładunki rosyjskiego LNG, które obecnie stanowią około 13–15% całkowitego importu gazu do Europy.



**Rys. 6** Ceny spot dla frachtu dla transportów LNG, Źródło: Spark

Ceny spot dla frachtu dla transportów LNG spadły pod koniec marca do poniżej 50 000 dol./d. Ma to miejsce po raz pierwszy od maja 2023 r. Fracht w rejonie Atlantyku spadł o 7 000 dol./d do 46 500 dol./d, podczas gdy fracht w rejonie Pacyfiku spadł o 750 dol./d do 48 500 dol./d. Stawki za fracht LNG pozostają niskie pomimo faktu, że przewoźnicy LNG w dalszym ciągu unikają tras Kanału Sueskiego ze względu na sytuację na Morzu Czerwonym oraz ograniczony tranzyt LNG przez Kanał Panamski ze względu na suszę.

## US LNG trade routes to Asia



Source: S&P Global Commodity Insights

**Rys. 7** Preferowane trasy transportów LNG z USA do Azji, Źródło: S&P Global

Według danych S&P Global Commodity Insights, rekordowa liczba 24 amerykańskich ładunków LNG przepłynęła w tym miesiącu przez Przylądek Dobrej Nadziei do Azji (według stanu na 27 marca). To największa liczba ładunków przemieszczanych miesięcznie w tę podróż, odkąd S&P Global zaczęła rejestrować dane w 2010 r.

Od połowy 2023, dostawcy LNG coraz częściej wykorzystują Przylądek Dobrej Nadziei jako preferowany szlak handlowy r., kiedy to historyczna susza w Panamie wynikająca z zjawiska pogodowego El Nino doprowadziła do obniżenia poziomu wody w Kanale Panamskim (Rys. 7). Od początku 2024 r. tylko 14 transportów LNG z USA dotarło na rynek azjatycki przez Kanał Panamski, w porównaniu z 40 ładunkami w tym samym okresie w 2023 r. Tylko jeden ładunek, Diamond Gas Orchid, odbył podróż w marcu, opuszczając Cameron LNG w Luizjanie 28 lutego i przybył do Japonii 27 marca.

Na koniec, jako bardzo dobre podsumowanie, zostawiam Państwa z dwoma grafikami prognozami i podsumowaniem dla gazu ziemnego<sup>4</sup> i ropy naftowej<sup>5</sup> w Q2 od S&P Global.

<sup>4</sup> <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/032824-infographic-european-gas-carbon-power-solar-capacity-coal-nuclear-hydro-germany-eu-lng>

<sup>5</sup> <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/112223-infographic-ope-2024-output-policy-geopolitical-tensions-crude-sanctions-prices-russia-ukraine-africa-oil-market>

# Q2 2024

## Europe's gas, power supplies robust after benign winter

Gas storage at 59%, renewable gains outweigh demand lift

### Demand

Gas  $\downarrow$  3.7%  
(to 810 mcm/d)

Power  $\uparrow$  1.7%  
(to 223 GW)

### Power supply

Nuclear  $\uparrow$  2 GW  
(to 51 GW)

Gas  $\downarrow$  12 GW  
(to 26 GW)

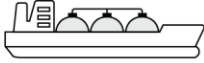
Wind  $\uparrow$  6 GW  
(to 41 GW)

Hydro  $\uparrow$  4 GW  
(to 31 GW)

Solar  $\uparrow$  5 GW  
(to 39 GW)

Coal/lignite  $\downarrow$  1 GW  
(at 12 GW)

Q2 2024 forecast vs Q2 2023 outturn. Gas demand for EU27+UK. Power demand, supply for EU10  
EU10: GB, FR, DE, IT, ES, PT, BE, NL, AT, CH



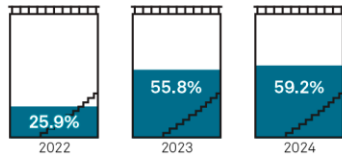
(Q2 2024 forecast)

LNG sendout into Europe (EU+UK)  
**363 million cu m/d** |  $\downarrow$  -17%

### Market moving events to track

- 1 Germany to deploy sixth floating LNG vessel
- 2 Significant NCS maintenance late April-early June
- 3 Ukraine eyes 4 Bcm of foreign-held gas stocks
- 4 European Parliament to vote on gas package in April
- 5 European Parliament election June 6-9
- 6 Balticconnector back late April, EstLink2 offline
- 7 French nuclear to rise above 5-yr average
- 8 Flamanville-3 reactor to start fuel loading
- 9 German solar capacity up 21% YoY at 85 GW
- 10 10 GW coal, lignite to shut in Germany
- 11 Iberia oversupplied by 60 GW wind, solar
- 12 Nordic hydro reservoirs below 10-yr average

### EU gas storage (as of March 24)



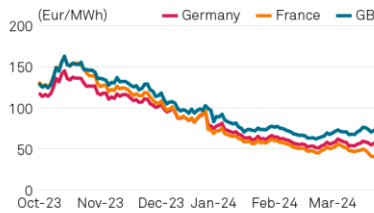
50 → Arrows sized by pipeline gas flows into Europe in mcm/d



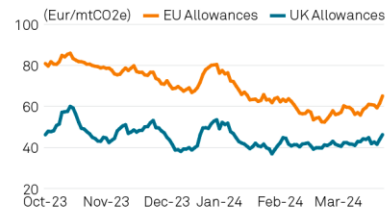
### Platts JKM at premium to NWE LNG marker



### Platts UK QA power premium widens



### UKA carbon discount to EUAs narrow





# OPEC+ counts on cuts to support oil prices into Q2

OPEC+ producers continue to pursue a policy of major supply cuts, but face challenges including growing production outside the bloc and rising geopolitical risks. Here are some key issues that the group is likely to discuss at the next meeting of the joint ministerial monitoring committee that oversees the deal, scheduled for April 3.



## 1. Geopolitics

Attacks on Russian refineries and Red Sea shipping threaten output and supply.



## 2. Cuts impact

Announcement of output cuts extension into Q2 boosting prices.



## 3. Non-OPEC supply growth

Crude output outside the group growing fast.



## 4. Compliance & compensation

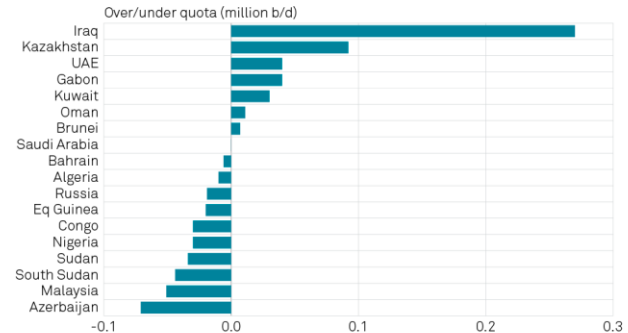
Focus on whether overproducers will compensate.



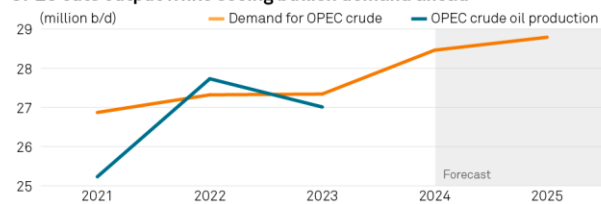
## 5. Economics

Recent price rally easing pressure on state budgets.

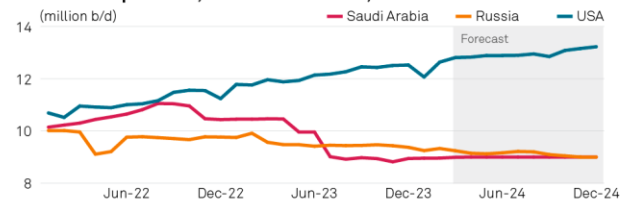
Iraq, Kazakhstan among Feb OPEC+ quota violators



OPEC cuts output while seeing bullish demand ahead



US crude output rises, while Saudi Arabia, Russia cut



Oil price growing more responsive to OPEC+ policy

