

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

Cztery lata od rozpoczęcia pełnoskalowej inwazji Rosji na Ukrainę, zniszczenia wyrządzone przez wojska Kremla są tak duże, że Bank Światowy, szacując koszt odbudowy, gdyby wojna zakończyła się dziś, pokazuje 588 mld dolarów. Jednak się nie zakończy, gdyż oto mamy atak Izraela/USA na Iran i odwet Iranu na kraje regionu, łącznie z krajami śródziemnomorskimi. Wróć za moment do Wojny irańskiej.

Równocześnie z walkami w samej Ukrainie, wojna (?) gospodarcza między Rosją a Zachodem trwa. Jednak to pole bitwy zmieniło się znacznie bardziej niż to na południu i wschodzie Ukrainy w ciągu ostatniego roku. W obliczu wojny na wyniszczenie toczonej na miejscu, to, jak rozwinie się pole bitwy geoeconomicznej od tego momentu, może okazać się ważniejsze dla ostatecznego rozstrzygnięcia konfliktu. Ukraina stoi w obliczu najgorszego kryzysu energetycznego w czasie wojny, gdy jej sektor energetyczny rozpada się pod rosyjskimi uderzeniami, mrozem i nagromadzeniem się zniszczeń. W wyniku inwazji w 2022 roku Kreml stracił swój największy rynek eksportowy gazu: Europę. Przed wojną Rosja sprzedawała UE rocznie ok. 150 mld m³ gazu ziemnego – dziś ok. 34-38 mld m³. Na podstawie ostatnich cen europejskich kontraktów terminowych na gaz, każdy miliard metrów sześciennych jest wart ponad 300 milionów euro (353 mln dolarów), co oznacza, że Rosja traci nawet 34 miliardy euro (40 mld dolarów) rocznie. Ta kwota wzrośnie w przyszłym roku, gdy kraje UE całkowicie wycofają import rosyjskiego gazu.

Około 335 mld dolarów rosyjskich aktywów państwowych pozostaje również zamrożonych na całym świecie. Chociaż Kreml wielokrotnie wszczywał wyzwania prawne wobec sankcji, by odstraszyć ukraińskich zwolenników przed ich wykorzystaniem w swojej obronie, czytanie między wierszami ostatnich rosyjskich ofert negocjacyjnych wskazuje, że Kreml przyznaje, iż znaczna część z nich nigdy nie zostanie odzyskana.

Pierwsze dwa miesiące roku zdominowała geopolityka. Najpierw Wenezuela, a teraz Iran (oba kraje, tak jak wcześniej Ukraina, zaatakowane wbrew prawu międzynarodowemu), który wydaje się ważniejszy, gdyż pojawia się istotne ryzyko, że w nadchodzących miesiącach na rynek trafi znacznie mniej irańskiej ropy. Zablokowano 20 proc. światowego LNG, w tym głównie dostawy z Kataru z QatarGas. Przypomnijmy jednak, że rynek na koniec lutego uspokoił się, gdy pojawiła się informacja, że negocjacje będą kontynuowane w pierwszym tygodniu marca w Wiedniu. Według Axios Amerykanie byli podobno rozczarowani gotowością Iranu do negocjacji.¹ Atak Izraela i USA nastąpił 28 lutego w sobotę rano.

W niedzielę 1 marca poinformowano o zamknięciu przez Iran Cieśniny Ormuz. Powoli okazuje się to być prawdą, czyli de facto, największą ekspozycję mają dziś azjatyccy nabywcy. Ponad 25 proc. całkowitego importu LNG z Azji przechodzi przez Ormuz. W szczególności w Chinach około 30 proc. dostaw LNG w 2025 roku dotarło właśnie przez ten wąski punkt. Katar jest także drugim co do wielkości dostawcą LNG w Chinach. Gdyby operacje Kataru zostały przerwane, wpływ ponownie przesunie się na stronę Azji: około 85% katarskich ładunków zwykle trafia do Azji, a około 12% dostarcza się do Europy w tym do Polski. Chiny, Indie i Tajwan należą do

¹ Por.: <https://www.timesofisrael.com/us-iran-said-to-agree-to-further-talks-next-week-as-mediator-claims-progress/amp/>

importerów najbardziej narażonych na to ryzyko. Tak wg ICIS wygląda rynek gazu (infografika) na dzień przed uderzeniem USA i Izraela na Iran.

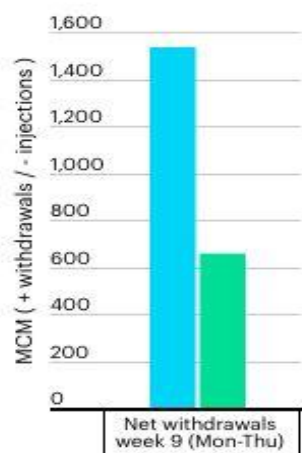
ICIS Week 10 Gas Outlook

EU STORAGE



Key Drivers

- Geopolitics trump fundamentals as US-Iran nuclear negotiations resume
- TTF front-month could rocket above €90/MWh in the event of Hormuz disruption or sink below €30/MWh if a deal is struck
- Fundamentals bearish, but impact of SSW-related cold snap could spike demand later in the month

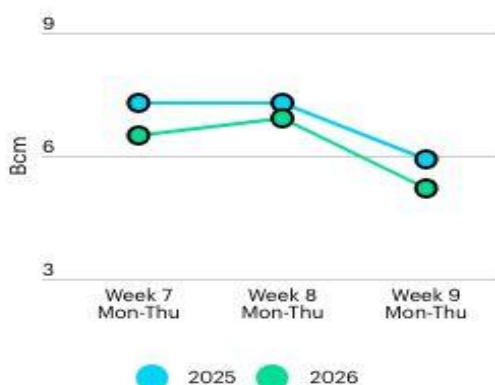


2025 2026

ICIS GAS DAY-AHEAD ASSESSMENT (WEEK ON WEEK DIFFERENCE)

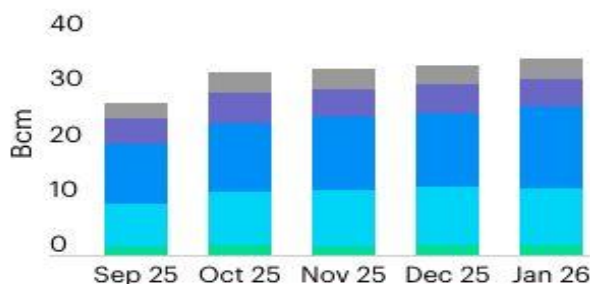


EU + GB DEMAND



EU + GB SUPPLY

Russia Norway LNG
Production Others



Sources: ICIS collated data from European TSOs, ICIS LNG Edge, ICIS price assessments

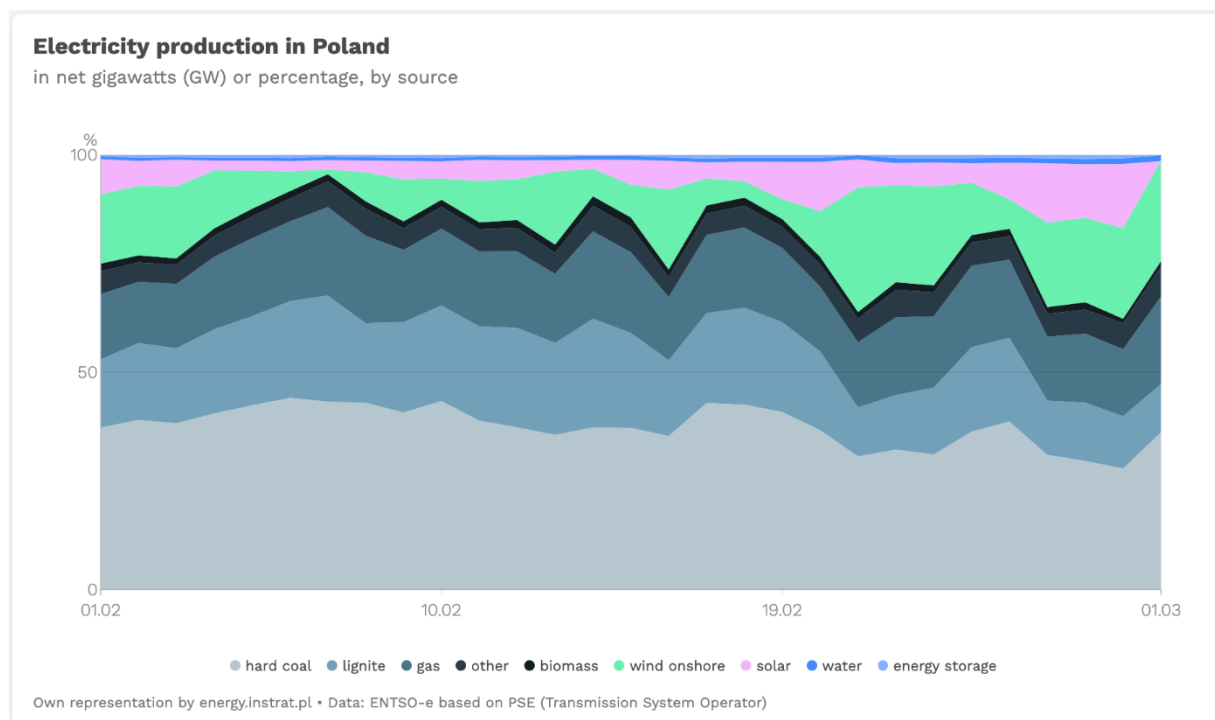
ICIS
INTEGRATED ENERGY
ANALYTICS

Rys. 1. Rynek gazu ziemnego w Europie na koniec 10 tygodnia '26 – na dzień przed Wojną (infografika). Źródło: ICIS

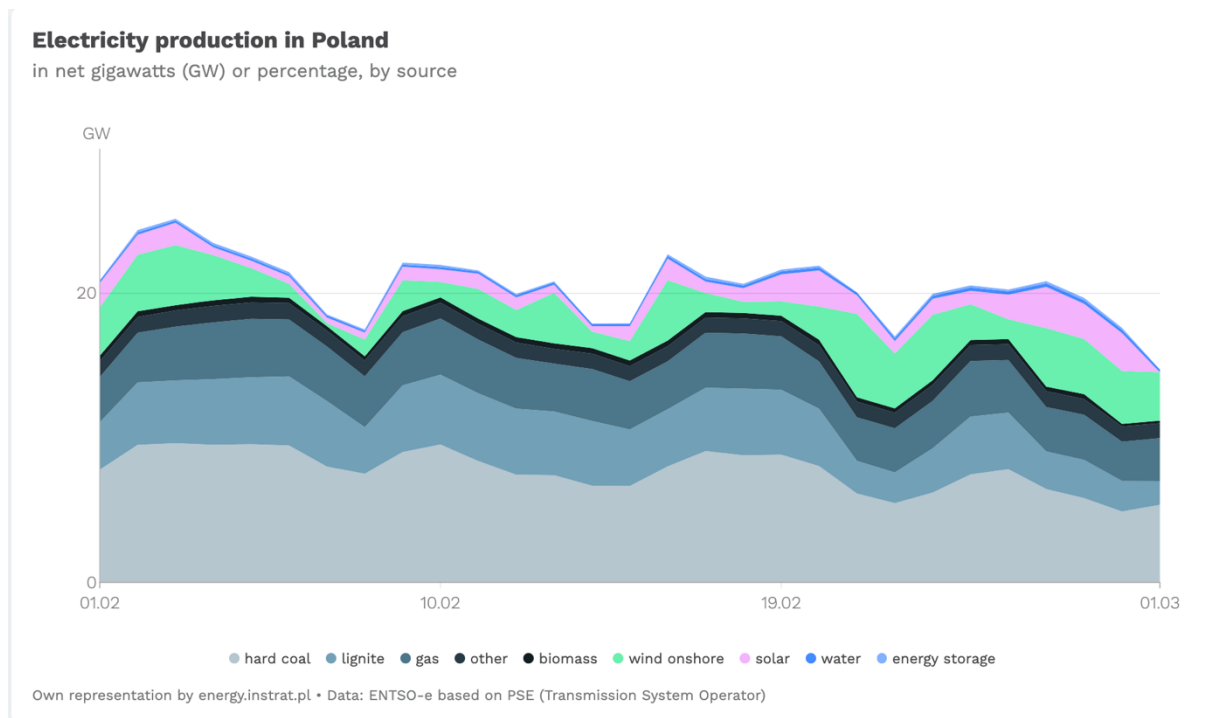
Myślę, że w USA już jasno rozumieją, iż wojna w Ukrainie zakończy się dopiero po znaczącym nasileniu presji na Rosję. Gdzieś ciągle z tyłu głowy mamy w tym geopolitycznym tyglu Chiny, głównego (80 proc) odbiorcy irańskiej ropy.

Taka refleksja na początek. I trudno wrócić do normalnego komentowania. No ale cóż. I pewnie trzeba napisać, że w Europie (UE weszła w wojnę irańską głęboko podzielona, to też wojskowe sprawdzam dla NATO) jest już bardzo głośno, aby odejść od ETS2. Minister przemysłu Włoch Adolfo Urso wezwał do zawieszenia systemu handlu emisjami (ETS) Unii Europejskiej, powołując się na "wypaczone" spekulacje finansowe, do czego zaskakująco dołączyły Niemcy, które wezwały do szybkiej zmiany cen emisji ditlenku węgla w Europie. Włochy już wcześniej ogłosiły plany dotowania firm energetycznych w sposób, który podważałby podstawową ideę ETS: zmuszanie zanieczyszczających do płacenia za emisje ocieplające planetę. Jednak 26 lutego to *dictum* poszło dalej, domagając się od Brukseli całkowitego zawieszenia mechanizmu przed szerszym przeglądem polityki jeszcze w tym roku. Na początku tego miesiąca fala krytyki ze strony przemysłu oraz sugestia niemieckiego kanclerza Friedricha Merza, by osłabić ETS - który od 2005 roku wymagał od elektrowni i fabryk zakupu pozwoleń na emisję zanieczyszczeń za każdą tonę emisji CO₂ - spowodowały, że cena emisji ditlenku węgla w UE spadła z 81 € do ok. 70 € w ciągu tygodnia. Rynek stoi w obliczu ogromnej zmienności, ponieważ kraje nasilają presję przed tegoroczną długo oczekiwaną rewizją ETS. Oprócz wezwania do zawieszenia prawa, Włochy ogłosiły także plany rekompensaty operatorom elektrowni gazowych za pieniądze wydane przez nich na pozwolenia ETS — skutecznie niwelując motywację systemu do dekarbonizacji.²

Zamieszczam dane ENTSO-E co do wytworzenia w Polsce energii elektrycznej z gazu ziemnego w lutym 2026 r.



² Opr. Na podst: <https://www.politico.eu/article/italy-calls-for-ets-suspension-pending-overhaul/>



Rys. 2. Wytworzenie EE w Polsce styczeń 2025 r. wg źródeł wytwarzania [GW] i [%].

Źródło: Entsoe; <https://energy.instrat.pl/en/electrical-system/electricity-production-entsoe/>

Wg danych ENTSO-E wytworzenie w Polsce energii elektrycznej z gazu ziemnego w lutym 2026 wynosiło 2 354 777 MWh (28 dni - w lutym '25 wytworzenie wynosiło tylko 1 590 120 MWh - 62 proc obecnego lutego!), a w styczniu 2 583 089 MWh (31 dni) – w grudniu 2025 r. po weryfikacji wyniosło 2 560 286 MWh (31 dni). Oznacza to, że luty jest w dalszym ciągu trendzie praktycznie całego wykorzystywania mocy gazowych. Przez cały luty wytworzenie ee z gazu ziemnego miało swój dwucyfrowy udział w strukturze przekraczając 20 proc 7 lutego (20,4 proc) oraz 8 i 14 lutego (20,1 proc.). Natomiast w liczbach bezwzględnych praktycznie „na full” jechaliśmy na gazie 5 lutego 4,05 GW wytworzenia ee przy zainstalowanych mocach gazowych 4 353,1 MW.

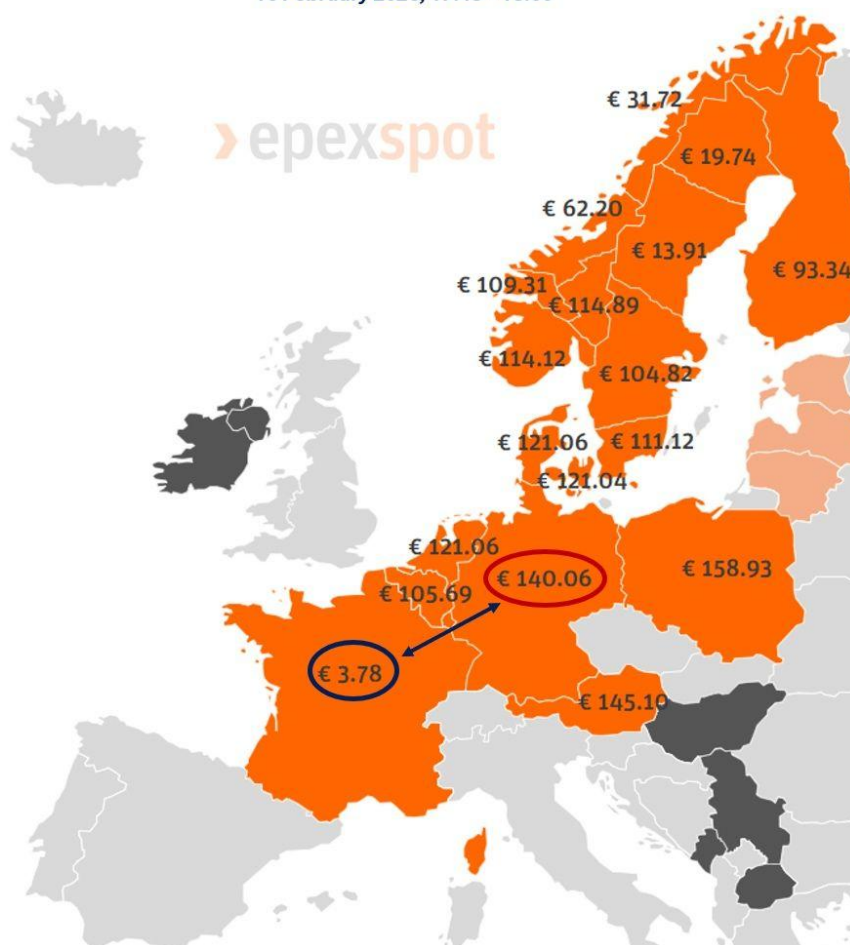
Nic tak nie przemawia do człowieka jak cena za produkt, który musisz kupić:

17 lutego byliśmy w Polsce drożsi od Niemiec prawie o 20€/MWh a Niemcy od Francji aż o ok 135 €/MWh. Rozumiem, że luty, zima, zimno i ciemno, ceny energii day ahead w Niemczech, w Polsce są teraz o ok. 135-145 €/MWh wyższe niż we Francji, co podkreśla, że wybór mixu energii faktycznie ma znaczenie, że to nie tylko regulacje, ale przede wszystkim przemyślana decyzja polityczna i zdolność do inwestycji.

Polska w 2024 i na początku 2026 roku wielokrotnie notowała jedne z najwyższych, a często najwyższe hurtowe ceny energii elektrycznej (spot) w Europie, osiągając poziom ponad 129-200 EUR/MWh.

The German power premium

16 February 2026, 17:45 – 18:00



Rys. 3. Ceny spot EE w Europie luty 2026 r.

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

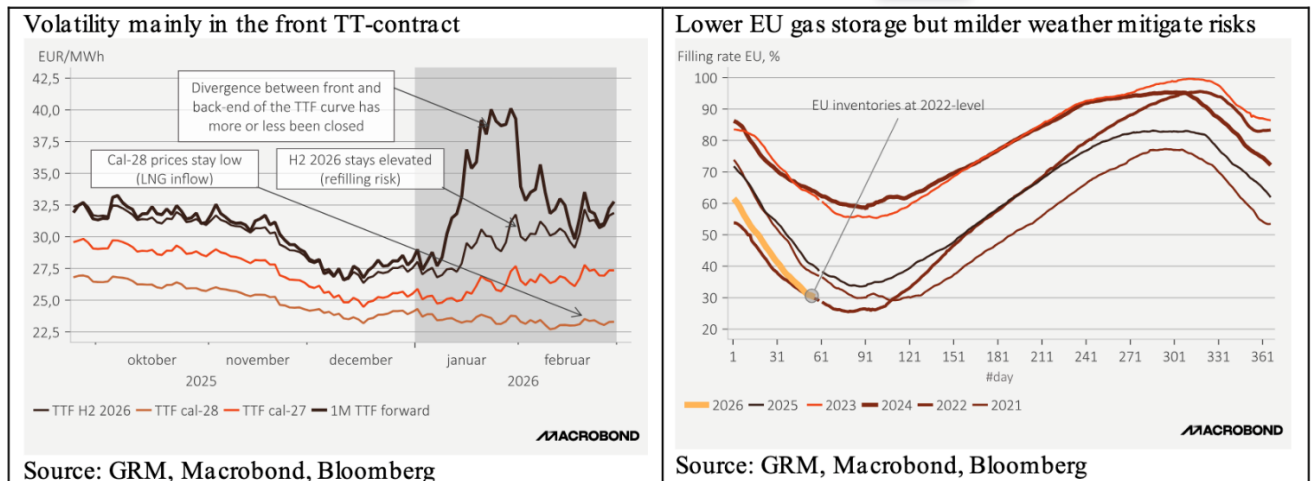
Wynika to głównie z przyjętej strategii energetycznej Unii Europejskiej na którą godziliśmy się prosząc o przyjęcie do niej, z przyjętego merit order³, a w konsekwencji z wysokiej emisyjności generacji ee opartej na węglu, drogich uprawnień do emisji CO₂ oraz niskiego udziału OZE - atomu

- Wysoka emisyjność: Produkcja prądu w głównej mierze opiera się na starych elektrowniach węglowych. Koszty zakupu uprawnień do emisji (EU ETS) stanowią znaczącą część ostatecznej ceny energii.
- Wysokie ceny polskiego węgla: Wydobycie węgla w Polsce jest droższe niż import, co podnosi koszty produkcji.
- Opóźnienia w transformacji energetycznej: Mniejszy udział tańszych źródeł odnawialnych (OZE) w porównaniu do innych krajów europejskich.
- I dramat z wyłączeniami i marnotrawieniem zielonej energii. Szybki wzrost odnawialnych źródeł energii przyczynił się do zwiększenia poziomu ograniczenia

³ to zasada funkcjonowania rynku energii, w której najtańsze źródła (zazwyczaj OZE: wiatr, słońce) mają pierwszeństwo wprowadzania energii do sieci. Elektrownie są szeregowane od najniższych do najwyższych kosztów krańcowych. Cena rynkowa jest wyznaczana przez najdroższą jednostkę potrzebną do pokrycia bieżącego popytu.

(curtailment), przekraczając 1 TWh. W październiku 2025 r. skumulowana ilość ograniczenia wzrosła o 82 proc, w porównaniu do tego samego okresu w 2024 r. Fotowoltaika stanowiła prawie 70 proc. włącznie resztę wiatr.

Dla porównania, kraje wykorzystujące energię jądrową (np. Francja) lub hydroenergię (Norwegia, Szwecja) mają znacząco niższe ceny. Wysokie ceny hurtowe bezpośrednio przekładają się na wysokie koszty dla konsumentów i przemysłu. W lutym w Europie stosunkowo drogi był także gaz ziemny.



Rys. 4. Ceny front TTF do końca lutego 2026 r. Poziom zapętnienia magazynów.

Źródło: GRM; Macrobond, Bloomberg.

Kontrakt TTF front-month był pod presją w lutym i po krótkim notowaniu w styczniu powyżej 40 EUR/ MWh na koniec lutego spadł do 31,5 EUR/MWh. Prognozy pogody w lutym stały się znacznie łagodniejsze, co ograniczyło obawy o zapasy.

Atak USA na Iran jak się okazuje, już miał znaczenie i już wpływa na rynki LNG. (Iran nie jest producentem LNG blokuje Cieśninę Ormuz). Poziomy magazynów gazu w UE pozostają bardzo niskie i odpowiadają tym z 2022 roku, ale prognoza z „łagodniejszą pogodą” nadal dominuje w formowaniu cen i zmniejsza lęki przed "pustymi magazynami." Widać jak na koniec miesiąca lutego europejski rynek ma trudności z obniżeniem cen poniżej EUR 30/MWh (w poniedziałek 2 marca kiedy kończę ten tekst mamy EUR 46/MWh). To podkreśla, że mimo łagodniejszej pogody obecnie, w tym roku pozostaje ważnym zadaniem uzupełnienie magazynów. Wg naszej oceny będzie trzeba kupić o 1/3 więcej gazu ziemnego niż w 2025 roku.⁴

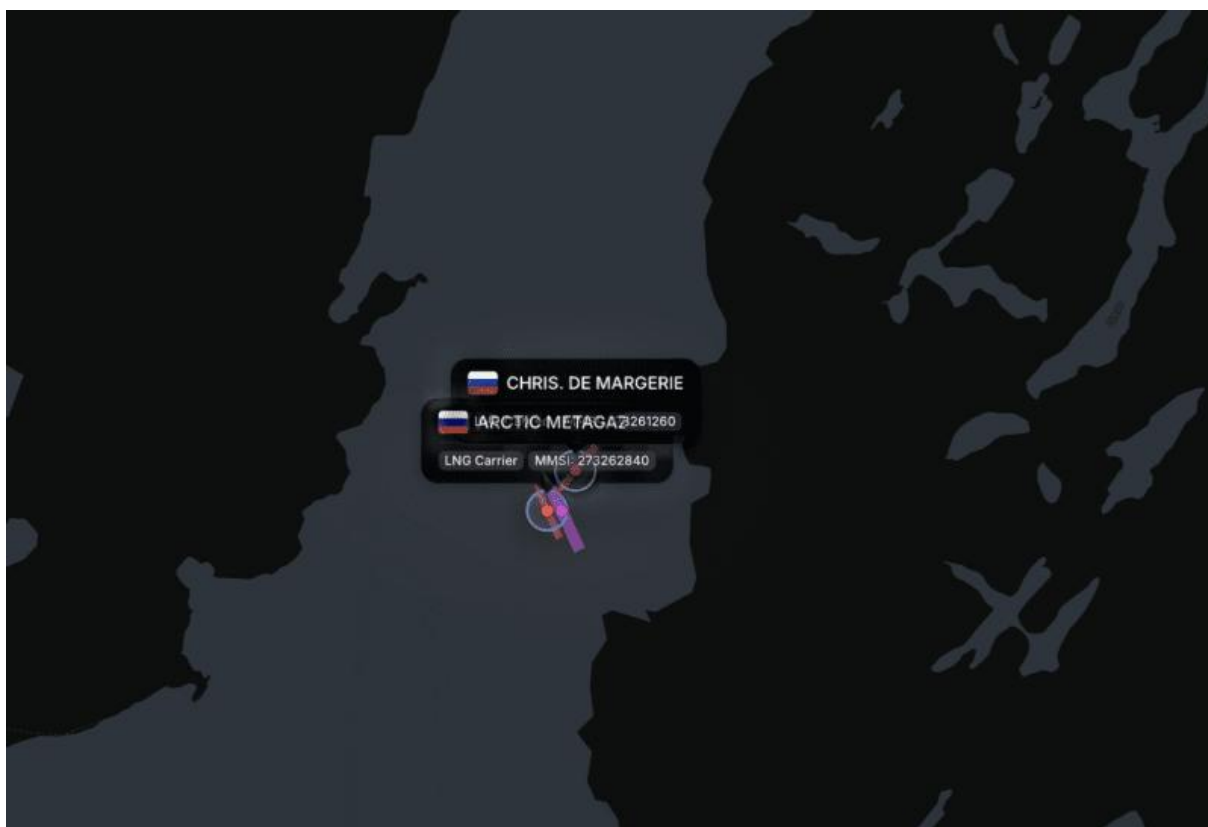
W lutym '26 IEA opublikowała dedykowany Raport Electricity-2026, który dostarcza dogłębną analizę najnowszych trendów i zmian politycznych w całym sektorze. Pokazuje, że globalne zapotrzebowanie na energię elektryczną rośnie co najmniej 2,5 razy szybciej niż całkowite zapotrzebowanie na energię do 2030 roku, gdy nastąpi era elektryczności. Jest to napędzane rosnącym przemysłowym wykorzystaniem energii elektrycznej, ciągłym rozwojem pojazdów elektrycznych, zwiększonym użyciem klimatyzacji oraz rozwojem centrów danych i AI. Zainteresowanych odsyłam do źródła⁵.

⁴ Na podstawie na podstawie EMD / z 27/02/2026

⁵ <https://www.iea.org/reports/electricity-2026>

W lutym (19) pierwszy raz w historii Rosja w rejonie Murmańska przeprowadziła trzy jednoczesne transfery LNG statek na okręt (STS) na wodach Arktyki, co podkreśla coraz bardziej zaawansowaną sieć logistyczną do eksportu gazu ziemnego pomimo zachodnich sankcji. Dwa z tych transferów miały miejsce w pływającej jednostce magazynowej Saam (FSU), gdzie LNG z sankcjonowanego projektu Arctic LNG 2 było jednocześnie rozładowywane i ponownie ładowane do dalszego transportu, podczas gdy trzeci transfer miał miejsce w pobliżu wyspy Kildin, z udziałem ładunku z niesankcjonowanego projektu Yamal LNG.

Na Saam FSU zbiornikowiec LNG klasy Arc7 Christophe de Margerie dostarczył ładunek pochodzący z Arctic LNG 2, a konwencjonalny tankowiec Arctic Metagaz załadował LNG do dalszego transportu, prawdopodobnie do chińskiego terminalu LNG Beihai, który jak dotąd był jedynym potwierdzonym miejscem docelowym ładunków z sankcjonowanego projektu. Osobno, niejako równolegle, tankowiec LNG Arc7, *Nikolay Urvantsev*, przewożący LNG z Yamal LNG, przeprowadził transfer STS na kotwiczowisku Kildin na wschód od Murmańska, a ładunek prawdopodobnie zmierzał do Europy lub Azji na pokładzie konwencjonalnego tankowca *LNG Phecda*.⁶



Rys. 5. *Christophe de Margerie* i *Arctic Metagaz* przy Saam FSU 19 lutego 2026.

Źródło: MagicPort Maritime Intelligence

Osobno, tankowiec LNG Arc7 *Nikolay Urvantsev*, przewożący LNG z Yamal LNG, przeprowadził transfer STS na kotwiczowisku Kildin na wschód od Murmańska, a ładunek prawdopodobnie

⁶ Opr. Na podstawie: <https://gcaptain.com/russia-executes-first-triple-lng-ship-to-ship-with-simultaneous-transfers-from-yamal-and-arctic-lng-2/>

zmierzał do Europy lub Azji na pokładzie konwencjonalnego tankowca *LNG Phecda*. Pomimo sankcji nałożonych przez Stany Zjednoczone, Unię Europejską i inne podmioty po inwazji Rosji na Ukrainę, eksport LNG okazał się trudniejszy do ograniczenia niż gaz z rurociągowy, częściowo dzięki złożonej logistyce morskiej i rosyjskiej flocie statków typu ice. W styczniu Europa zakupiła ok 93 proc. produkcji LNG z YAMAL LNG⁷ co wg traderów jest rekordowym poziomem jako odzwierciedlenie wysiłków nabywców, by zabezpieczyć dostawy przed wejściem w styczniu 2027 roku zakazu importu rosyjskiego LNG przez UE. W rezultacie import UE z Yamal wzrósł o 8 proc. rok do roku w 2026 roku. Potrójna operacja STS oznacza nowy poziom koordynacji rosyjskiej logistyki arktycznej LNG, pokazując, jak Rosja nadal znajduje sposoby na transport gazu na rynki światowe pomimo rosnących ograniczeń.

W lutym ukraińska Grupa Naftogaz zabezpieczyła dostawy amerykańskiego skroplonego gazu ziemnego za pośrednictwem terminalu LNG Deutsche ReGas Mukran zlokalizowanego na wyspie Rugia (Niemcy) na Morzu Bałtyckim. LNG będzie pozyskiwany z USA, a dostarczany w Niemczech przez firmę TotalEnergies. Po regazyfikacji LNG przez Deutsche ReGas, gaz będzie dostarczany rurociągami przez Polskę do Ukrainy, gdzie będzie dostępny dla Naftogazu, aby zaspokoić potrzeby kraju w lutym. To kolejna informacja po tej jak ładunek amerykańskiego LNG dotrze do greckiego terminalu LNG Revithoussa, a dostawa dla Naftogaz jest planowana na marzec rurociągiem łączącym Grecję z Ukrainą przez Bułgarię, Rumunię i Mołdawię.⁸ Maksymalna ilość może sięgać nawet 1TWh, w zależności od dostępnej mocy zaangażowanych operatorów sieci gazowej. Grecja w zeszłym roku zgodziła się importować 700 mln m³ amerykańskiego LNG rocznie począwszy od 2030 roku, w ramach swojej pierwszej długoterminowej umowy z Waszyngtonem, która ma zastąpić rosyjskie dostawy do Europy. 25 lutego grecki Atlantic SEE podpisał w Waszyngtonie 4 MOU z kupcami LNG z Albanii (Ministerstwo Infrastruktury i Energii 1 mld m³), Bułgarii (Bulgargaz 1,5 mld m³), Ukrainy (Naftogaz 1mld m³), Bośni i Hercegowiny (Aluminij Industries i MT Abraham Group 0,5 mld m³) łącznie na 4 mld m³/r przez 20 lat. Platts ocenił wskaźnik LNG DES na poziomie średnim śródziemnomorskim na 9,587 USD/MMBtu 25 lutego⁹. To jest naprawdę dobra cena.

Dołączam grafikę S&P Global która usiłuje pokazać, jak wygląda rynek w chwili ataku na Iran.

⁷ <https://gcaptain.com/eu-buys-93-percent-of-yamal-lng-as-imports-surge-ahead-of-2027-russian-ban/>

⁸

<https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.reuters.com/business/energy/greek-joint-venture-will-supply-us-lng-ukraine-march-2026-02-02/&ved=2ahUKEwjGuseulv-SAXU2wAIHHT8nGGcQFnoECCKQAQ&usg=AOvVaw2RSQi7vEbKlWCF2Oef5Kuq>

⁹ <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/natural-gas/022626-greeces-atlantic-see-inks-four-lng-deals-with-european-buyers>

Iran's oil: What conflict would mean for markets

Years of discounted exports have quietly made Iran's oil key for China. Export disruptions would impact China's independent refiners, the main buyers of its oil. Widening price differentials were already pressuring Middle Eastern sour crude grades.

Sanctions force reshuffle of Iran's exports (mil b/d)

China's independent refiners became the main buyers of Iran's crude after sanctions were imposed in early 2018.

Pre-sanctions Dec 2017

Total: 2,611

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------------|---------------|------------|--------------|--------------|---------------|-------------|--------------|
| India 586 | China 562 | South Korea 272 | France 201 | UAE 184 | Japan 178 | Italy 138 | Turkey 101 | Spain 85 | Other 304 |
|--------------|--------------|--------------------|---------------|------------|--------------|--------------|---------------|-------------|--------------|

Post-sanctions Dec 2025

Total: 1,424

| |
|----------------|
| China 1,424 |
|----------------|

10.3% of feedstock delivered to China's independent refiners is Iranian crude

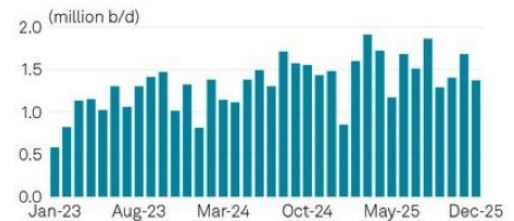
Ample alternative grades in Middle East

Alternative supply to Iranian grades is largely constrained by OPEC quotas.

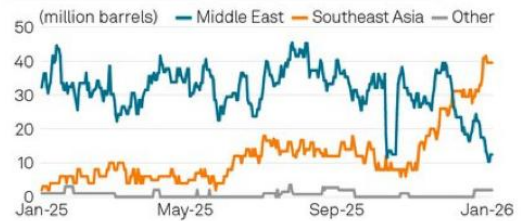
● Light sweet ● Light Sour ● Medium Sour ● Heavy Sour

| Iranian crudes | Alternatives |
|---|---|
| South Pars | <ul style="list-style-type: none"> Eagle Ford Condensate (US) Gippsland (Australia) North West Shelf Condensate (Australia) Ormen Lange (Norway) Asgard Blend (Norway) Shohvit (Norway) Sabetta (Russia) |
| Lavan | <ul style="list-style-type: none"> Upper Zakum (UAE) Arab Light (Saudi Arabia) Arab Medium (Saudi Arabia) Umm Shaif (UAE) |
| Iranian Light | <ul style="list-style-type: none"> Upper Zakum (UAE) Arab Light (Saudi Arabia) Kirkuk (Iraq) Urals (Russia) Oman Crude (Oman) |
| Forozan Iranian Heavy Sooroosh | <ul style="list-style-type: none"> Arab Medium (Saudi Arabia) Kirkuk (Iraq) Urals (Russia) Dubai Fateh (UAE) Isthmus (Mexico) Basrah Light (Iraq) Arab Heavy (Saudi Arabia) Kuwait Export Crude Oil (Kuwait) Qatar Marine (Qatar) LOOP Sour (US) Al Shaheen (Qatar) Mars (US) Oriente (Ecuador) Ras Gharib (Egypt) Mesa 30 (Venezuela) Napo (Ecuador) Alba (UK) Merey 16 (Venezuela) Kearl Lake (Canada) |

China's growing reliance on Iranian crude



Iranian crude floating storage rises in SE Asia



Iran's export crudes under pressure



S&P Global
Energy

Source: S&P Global Energy, S&P Global Commodities at Sea, National Iranian Oil Co.
Copyright © 2026 by S&P Global Inc. All rights reserved.