

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

Trudno jest mi się pogodzić z myślą, że oto komentarz zacznę od zdania, że uzależnienie od amerykańskich surowców jest dla nas, dla Polski dla Unii Europejskiej kłopotem (aż boję się napisać niebezpieczeństwem – za mocne słowo?). W ostatnim tygodniu stycznia komisarz ds. energii UE Dan Jørgensen (tak Duńczyk) powiedział, że UE coraz bardziej obawia się swojej zależności od amerykańskiego LNG i rozważa pozyskiwanie większych strumieni surowców od takich krajów jak Kanada, Katar i kraje Afryki Północnej (**Rys. 4**).

Większa dywersyfikacja może oznaczać wyższe ceny – za bezpieczeństwo trzeba zapłacić, tym bardziej, że świat dowiedział się dzięki jasnym słowom prezydenta USA Donalda Trumpa, że prawo nie musi obowiązywać szczególnie silniejszych, mocniejszych<sup>1</sup>. Wcześniej, przygotowując ten materiał myślałem, że trzeba zacząć od Wenezueli, bo nie mieściło się mi to w głowie, że tak można<sup>2</sup>, a tu okazuje się, że można, że „nie mamy pańskiego płaszcza i co pan nam zrobi”<sup>3</sup>. Załączona grafika obrazuje węglowodorowy stan posiadania Wenezueli, za którą murem stoją Chiny w warstwie retorycznej i handlowej, starając się utrzymać dostęp do surowców, ale nie zamierzają ryzykować wojny z USA, pozostają największym nabywcą, odpowiadając za około 80 proc. całego eksportu ropy na koniec 2025 roku. Chevron nadal działa w ograniczonym zakresie na podstawie specjalnych amerykańskich licencji, które na koniec stycznia Trump rozszerzył na wszystkie firmy amerykańskie<sup>4</sup>. To konieczne, bo państwowa firma PDVSA stoi w obliczu poważnego upadku infrastruktury. Eksperci szacują, że powrót do poziomu produkcji z lat 90. wymagałby co najmniej 8 mld USD inwestycji w same rurociągi. Wenezuela wydobywa bardzo ciężką i bogatą w siarkę ropę naftową. Oznacza to, że nie wszystkie rafinerie mogą ją przetwarzać. Najważniejsze rafinerie tego typu ropy znajdują się w Stanach Zjednoczonych. Ponadto chińskie rafinerie korzystały z sankcjonowanej ropy z Wenezueli. Wniosek jest jednak taki, że potencjalna utrata tego typu ropy nie stanowi większego problemu dla OPEC, dla światowego rynku. Jeśli administracja Trumpa odniesie sukces w swoich wysiłkach na rzecz "zarządzania" Wenezuelą, to w ciągu najbliższych dwóch lat firmy naftowe działające tam - powoli odbudowują wydobycie i eksport. To nie tylko stopniowy wzrost produkcji, ale także przekierowanie produkcji. Będą próby przekierowania ciężkiej ropy, która wcześniej trafiała do Azji (zwłaszcza do Chin), w kierunku wybrzeża Zatoki Meksykańskiej USA. Wenezuela jest winna chińskim pożyczkodawcom miliardy dolarów, które były spłacane w formie ropy, co rodzi pytania o to, jak te zobowiązania mogą być obsługiwane. Trump zapowiedział, że Wenezuela dostarczy USA od 30-50 mln baryłek ropy naftowej co oczywiście poprawi ekonomię złożonych rafinerii na wybrzeżu Zatoki (vide wskaźniki Nelsona<sup>5</sup>), które mogą przerabiać znacznie tańszą, ciężką kwaśną ropę, choć mówimy o kroku stopniowym, a nie o masowym wybuchu. Przywrócenie pełnej „operatywności” Wenezueli wymagałoby dziesiątek, setek miliardów dolarów w ciągu dekady lub dłużej. W dzisiejszym przemyśle naftowym skupionym na dyscyplinie kapitałowej i zwrotach dla akcjonariuszy trudno sobie wyobrazić, by wiele międzynarodowych firm inwestowało takie środki bez

<sup>1</sup> 14/01/2026 r. Wywiad Donald Trump dla „New York Timesa”: Ogranicza mnie tylko moja własna moralność.  
<https://www.nytimes.com/>

<sup>2</sup> <https://www.energy.gov/articles/fact-sheet-president-trump-restoring-prosperity-safety-and-security-united-states-and>

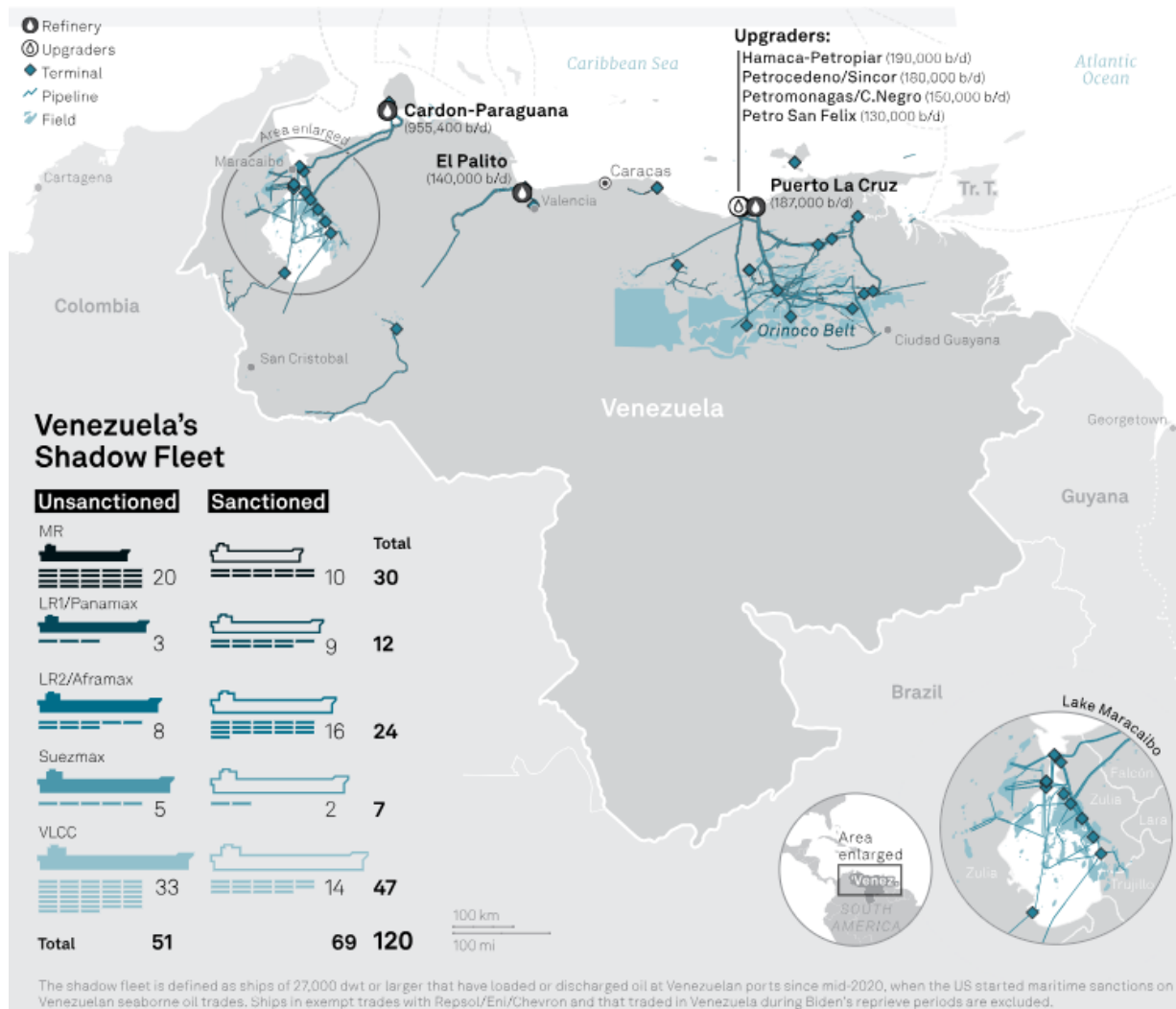
<sup>3</sup> Cytat za "Miś" (1981), reż. Stanisław Bareja

<sup>4</sup> <https://www.reuters.com/business/energy/us-eases-sanctions-venezuelan-oil-industry-2026-01-29/>

<sup>5</sup> Por. na przykład [https://en.wikipedia.org/wiki/Nelson\\_complexity\\_index](https://en.wikipedia.org/wiki/Nelson_complexity_index) oraz <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=8330>

bardzo silnych gwarancji. Realne zmiany prawdopodobnie zajmą lata, a więc o co chodzi? Ciekawych Czytelników odsyłam do Strategii Trumpa<sup>6</sup> podkreślającej zasady "America First" oraz "Trump Corollary" do doktryny Monroe'a. Prezydent Trump przedstawia wizję "elastycznego realizmu" skoncentrowaną na przywróceniu amerykańskiej dominacji, szczególnie na Półkuli Zachodniej, gdzie dominuje ona i sprzeciwia się obecności wojskowej lub obcym wpływom spoza tejże.

## Venezuela's oil infrastructure and shadow fleet



S&P Global Energy

Source: S&P Global Energy. Data compiled Dec. 04, 2025  
 Credit: Content Design; © 2025 S&P Global. All rights reserved. Provided "as is", without any warranty. This map is not to be reproduced or disseminated and is not to be used nor cited as evidence in connection with any territorial claim. S&P Global is not an authority on international boundaries which might be subject to unresolved claims by multiple jurisdictions.

**Rys. 1.** Zasoby Wenezueli, infrastruktura i flota cieni.

Źródło: S&P Global Energy

Dla nas, dla Europy silnie także zależnej od wydobycia w Norwegii, warta podkreślenia jest doroczna publikacja NOD -Norwegian Offshore Directorate<sup>7</sup> – gdzie czytamy „[...] norweskie wydobycie ropy i gazu na morzu pozostanie w 2026 roku na generalnie stabilnym poziomie,

<sup>6</sup> <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2025/12/2025-National-Security-Strategy.pdf>

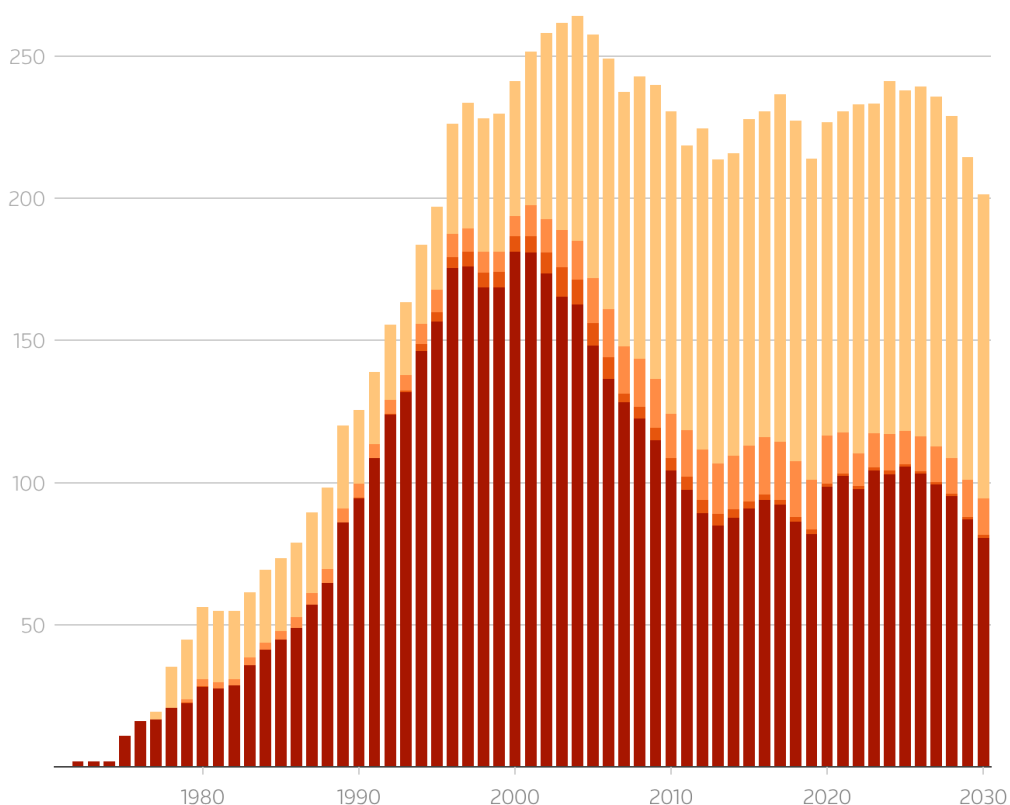
<sup>7</sup> <https://www.sodir.no/en/>

ale inwestycje spadną o 6,6%, co sygnalizuje spowolnienie aktywności i spadek produkcji pod koniec tej dekady. Oficjalna prognoza wskazuje, że produkcja ropy i gazu w Norwegii ma spaść w okolicach 2030 roku. Wydatki szacowane są na 256 miliardów koron norweskich (25,5 miliarda dolarów) w 2026 roku, spadając z 275 miliardów w zeszłym roku na porównywalnej podstawie skorygowanej o inflację, a w 2030 roku mają spaść do 209 miliardów, czyli o 24% mniej niż w zeszłym roku. W tym roku całkowita produkcja ropy i gazu w Norwegii ma utrzymać stabilność na poziomie około 4,1 miliona baryłek ekwiwalentu ropy dziennie (boed), spadając do nieco poniżej 3,5 miliona boed w 2030 roku, jak pokazują zaktualizowane prognozy regulatora. [...]Wydobycie gazu ziemnego w 2026 roku wyniesie 123,1 mld m<sup>3</sup>, wzrost z 119,8 mld m<sup>3</sup> w zeszłym roku, ale poniżej rekordu z 2024 roku wynoszącego 124,2 mld m<sup>3</sup>. NOD twierdzi, że wydobycie gazu powinno pozostać wysokie przez trzy do czterech lat, co utrzyma pozycję Norwegii jako największego dostawcy Europy po inwazji Rosji na Ukrainę”<sup>8</sup>.

### Norway annual petroleum production

Million cubic metres of oil equivalent

● Crude oil ● Condensate ● NGL ● Natural gas



Note: 2026-2030 figures are forecast

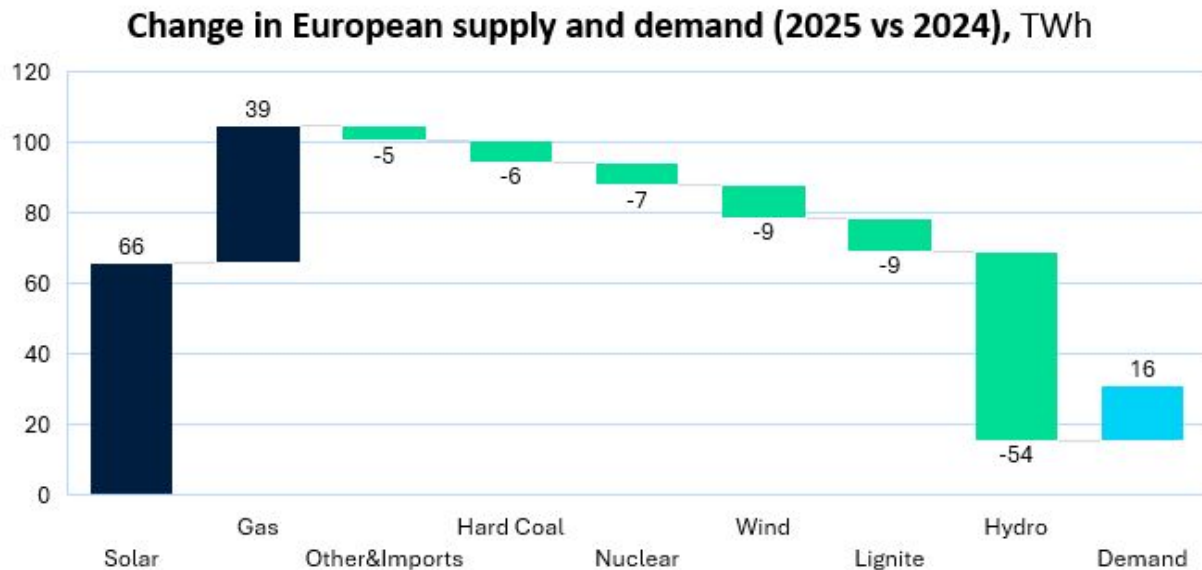
Source: Norwegian Offshore Directorate

**Rys. 2.** Wydobycie węglowodorów w Norwegii do 2030 r. [mln m<sup>3</sup> ekwiwalentu ropy].

Źródło: Norwegian Offshore Directorate;

<sup>8</sup> <https://www.reuters.com/business/energy/norways-oil-gas-output-will-fall-towards-2030-regulator-says-2026-01-08/>

Ciekawe podsumowanie w ICIS co do zmiany wytworzenia i konsumpcji ee w Europie z różnych źródeł 2025 vs 2024.



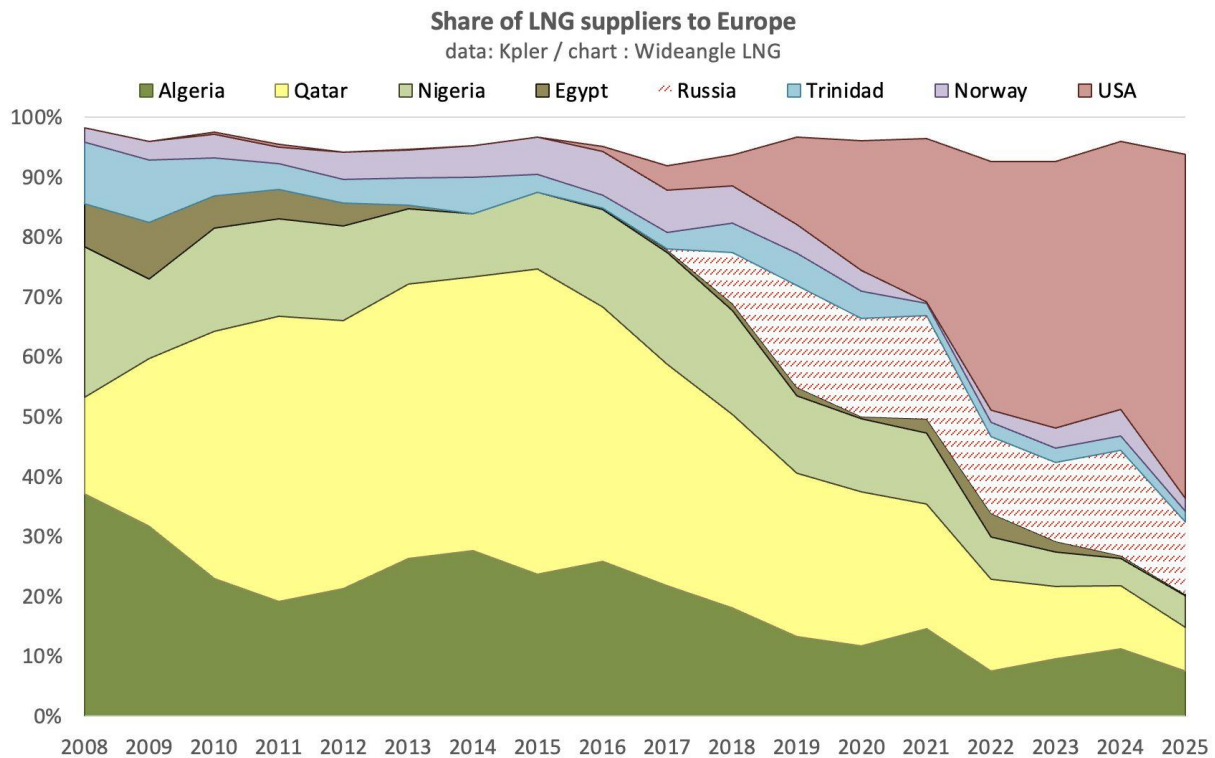
**Rys. 3.** Zmiana podaży i popytu wytworzenia ee w Europie (2025 vs 2024) [TWh]

Źródło: ICIS;

„[...]Po wzroście o 1,3 proc. w 2024 roku, odbicie popytu naprawdę zatrzymało się w 2025 roku. Konsumpcja we wszystkich krajach europejskich wzrosła tylko o 12 TWh (+0,5 proc.), ponieważ przeszkody dla przemysłu i utrzymujące się wysokie ceny odcięły swoje piętno. Choć sektory elektryfikacji (EV, pompy ciepła, centra danych) odnotowały silny wzrost, łącznie stanowią mniej niż 10 proc. całkowitego zapotrzebowania w Europie i nadal nie były wystarczająco duże, by znacząco wpłynąć na ogólny trend popytu. [...] Gaz ziemny był jedynym beneficjentem tej potrzeby dodatkowej produkcji ee z surowców kopalnych, wspieranej przez spadające ceny gazu i rosnące ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w ostatnich trzech kwartałach roku. Produkcja ee z jednostek gazowych w Europie wzrosła o 39 TWh (+7 proc.) w porównaniu z 2024 rokiem. Dla porównania, trend czystych spreadów oraz kontynuacja polityki wycofywania węgla w Europie sprawiły, że węgiel i lignit spadły o -6 proc”<sup>9</sup>.

To popatrzmy na procentowy udział dostaw LNG do Europy w ostatnich dwóch dekadach. Łatwo zauważyć, jak Katar oddał swoją pozycję na rzecz USA i Norwegii, stając się dostawcą czwartym w kolejności po Algierii.

<sup>9</sup> [www.linkedin.com/in/matthew-jones](https://www.linkedin.com/in/matthew-jones) Matthew Jones Head of Power Analytics ICIS



**Rys. 4.** Procentowy udział dostaw LNG do Europy w latach 2008-25 [%]

Źródło: Kpler

To na tym rysunku doskonale widać uzależnienie Europy od amerykańskiego gazu ziemnego. Kpler („*Natural gas and LNG: Top 5 market drivers for 2026*” - Nie opisuję z braku miejsca w/w „driverów” wskazanych przez Kpler odsyłając Czytelnika do źródła.)<sup>10</sup>: „[...] W Europie spodziewamy się, że popyt na LNG w 2026 roku wzrośnie o 18 mln t do 145 mln t. [...] Kpler Insight przewiduje, że zużycie gazu w UE-27 pozostanie na niskim poziomie w 2026 roku, rosnąc zaledwie o 0,4 proc. r/r do 320,4 ml m<sup>3</sup>, przy ograniczonym wsparciu ze strony niższych cen, co wywoła umiarkowane ożywienie popytu na gaz przemysłowy w północno-zachodniej Europie oraz jedynie niewielki wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny do wytworzenia energii i to głównie na chłodzenie latem w Europie Południowej. Wzrost europejskiego popytu na LNG jest raczej odzwierciedleniem wysokiego zapotrzebowania na uzupełnienie magazynów, ponieważ spodziewamy się, że poziomy UGS w UE-27 zakończy zimowy okres 25-26 na nieco niższych poziomach niż w zeszłym roku. Ponadto rozbudowana infrastruktura regazyfikacji i podziemnego magazynowania UE będzie stanowić źródło elastyczności rynkowej, aby umożliwić większe dostawy LNG z basenu atlantyckiego, głównie z USA”. Zamieszę jeszcze zestawienie nowych zdolności skraplających lata 24/26 - może przyda się dywersyfikującym dostawy do Polski.

<sup>10</sup> <https://www.kpler.com/blog/natural-gas-and-lng-top-5-market-drivers-for-2026?ref=lngglobal.com>; także <https://www.reuters.com/markets/commodities/what-excites-worries-lng-exporters-2026-2026-01-16/>

Country	Project	Capacity (Mtpa)	First gas achieved	First LNG export expected
US	Plaquemines phase 1	15.0	Nov-24	Dec-24
US	Corpus Christi stage 3 T1	1.4	Dec-24	Feb-25
Senegal/Mauritania	Greater Tortue FLNG	2.3	Dec-24	Apr-25
US	Plaquemines phase 2	7.6	Jun-25	Jun-25
US	Corpus Christi stage 3 T2	1.4	Jun-25	Jun-25
Canada	LNG Canada train 1	7.0	Aug-24	Jul-25
Russia	Arctic 2 train 2	6.6	Apr-25	Sept-25
US	Corpus Christi stage 3 T3	1.4	Sep-25	Sep-25
US	Corpus Christi stage 3 T4	1.4	Nov-25	Nov-25
Canada	LNG Canada train 2	7.0		Nov-25
Australia	Darwin (restart)	3.7	Sep-25	Jan-26
US	Corpus Christi stage 3 T5	1.4		Feb-26
Congo	Congo LNG phase 2	2.4	Dec-25	Feb-26
US	Golden Pass T1	5.2	Jul-25	Feb-26
Mexico	Costa Azul	3.2		May-26
US	Corpus Christi stage 3 T6	1.4		May-26
US	Corpus Christi stage 3 T7	1.4		Aug-26
Australia	Pluto phase 2	5.0		Sep-26
Qatar	North Field East T1	8.0		Oct-26
US	Golden Pass T2	5.2		Oct-26

**Tab. 1.** Nowe zdolności skraplania gazu ziemnego w latach 2024-26.

Źródło: Kpler Insight

W styczniu mamy kwartalny raport IEA<sup>11</sup> i EIA opublikowało swoje STEO<sup>12</sup>. Stąd z EIA o prognozie cen: „[...] Spodziewamy się, że cena spot gazu ziemnego w Henry Hub będzie średnio nieco poniżej 3,50 USD za milion brytyjskich jednostek termicznych (mmBtu) w 2026 roku, co oznacza spadek o 2% w porównaniu z 2025 rokiem, a średnia 4,60 USD za mmBtu w 2027 roku. Ceny gazu ziemnego wzrosną w naszej prognozie, ponieważ wzrost popytu — napędzany przez rosnący eksport skroplonego gazu ziemnego i większe zużycie gazu ziemnego w sektorze energetycznym — przewyższy wzrost produkcji. [...] Spodziewamy się, że cena spot gazu ziemnego w Henry Hub będzie średnio nieco poniżej 3,50 USD za mmBtu w tym roku, co stanowi spadek o 2% w porównaniu z 2025 rokiem, a **następnie wzrost o 33% w 2027 roku** do średniej rocznej niemal **4,60 USD/MMBtu**. Cena spot Henry Hub wzrasta w 2027 roku wraz z rosnącym popytem, który wyprzedza wzrost podaży. Rosnąca zdolność eksportowa amerykańskiego skroplonego gazu ziemnego (LNG) i lokalny wzrost zużycia gazu ziemnego w sektorze energii elektrycznej przyczynia się do silniejszego popytu w 2027 roku, co spowoduje, że zapasy magazynowe będą poniżej średniej pięcioletniej (2021–2025) i już wywierają presję wzrostową na ceny.”

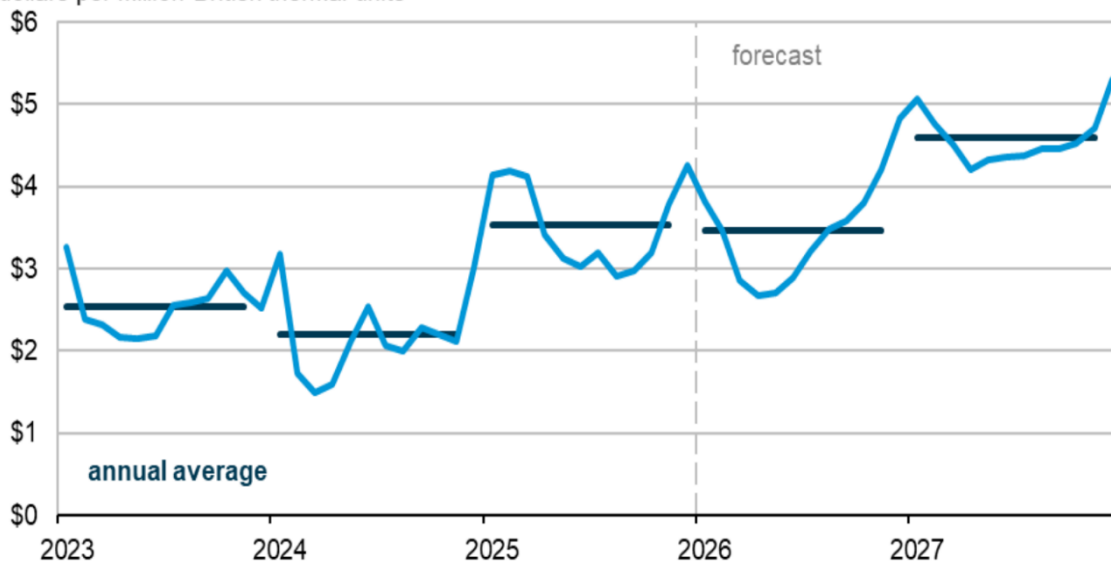
<sup>11</sup> <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2026/executive-summary>;

<https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2026>

<sup>12</sup> [https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo\\_full.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf)

### Monthly U.S. Henry Hub natural gas spot price

dollars per million British thermal units



Data source: U.S. Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook*, January 2026

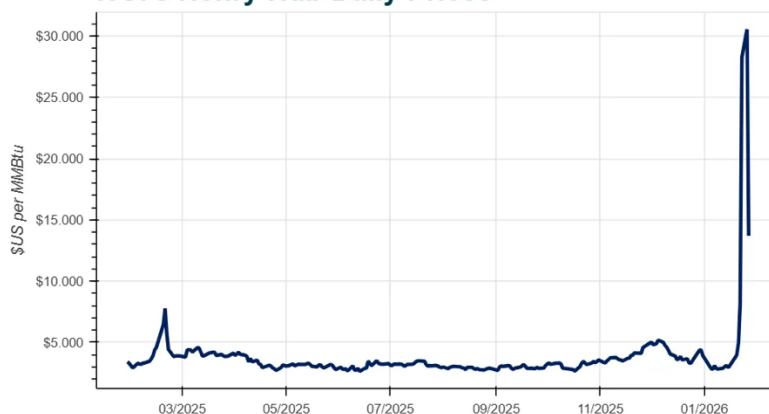


**Rys. 5.** Prognoza cenowa EIA w Henry Hub do końca 2027 r. [USD/mmBtu]

Źródło: EIA; [https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo\\_full.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf)

Na koniec stycznia warunki pogodowe zarówno w USA<sup>13</sup>, jak i Europie nadal wyznaczają codzienny „porządek” i komplikacje (nota bene dlaczego mnie to nie dziwi? Mróz i śnieżyce w styczniu??). Spekulanci kontynuowali zwiększanie swoich netto pozycji długich w zeszłym tygodniu. Pamiętajmy, że rekordowe pozycje krótkie netto zostały ustanowione w drugiej połowie roku. Rozwiązywanie tych pozycji wspiera ceny i ostatniego dnia stycznia mamy cenę na poziomie 25 USD/mmBtu, która spadła od 23/01 z 30,72 USD/mmBtu (rok temu było 10 razy taniej 3,84).

### NGI's Henry Hub Daily Prices

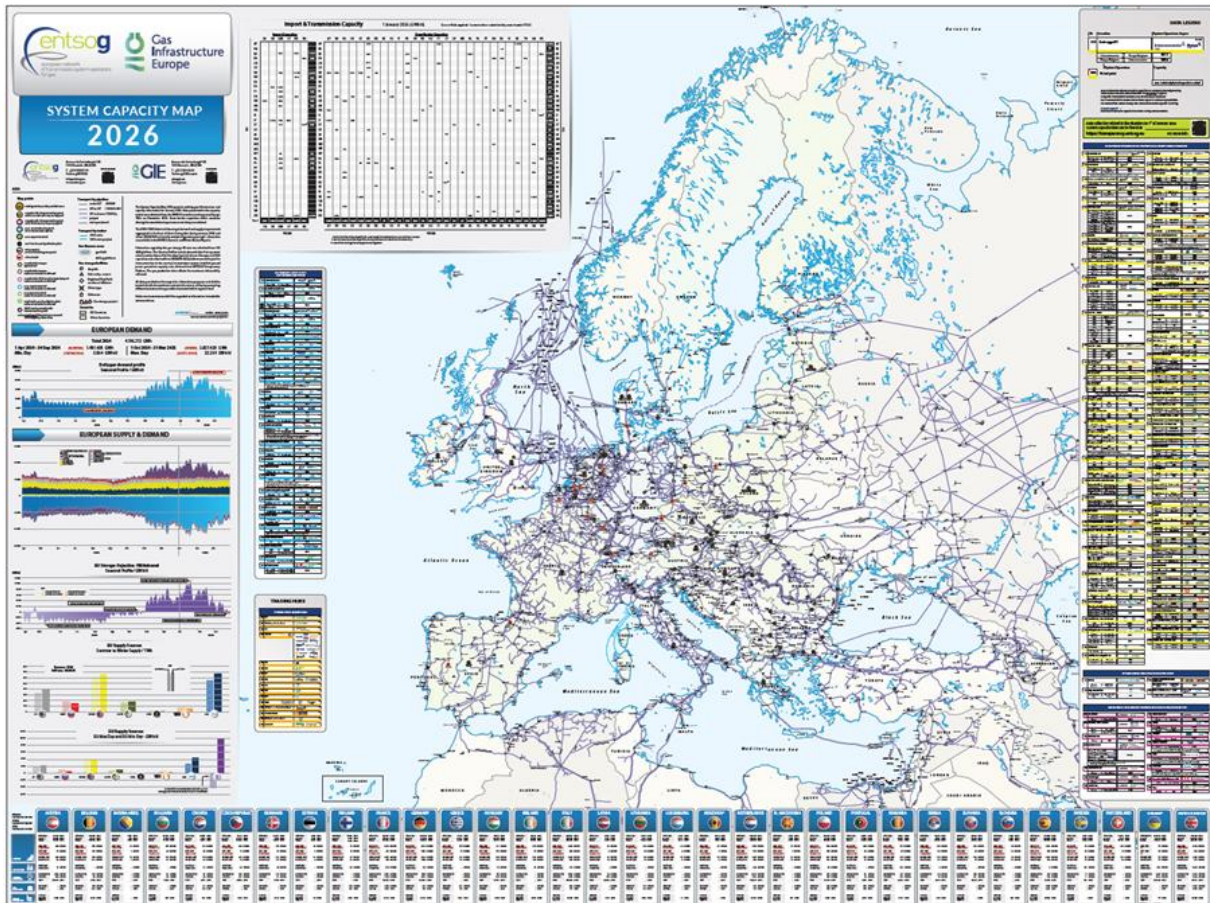


**Rys. 6.** Rekordowa cena w Henry Hub 23 stycznia 2026 r. [USD/mmBtu]

Źródło: NGI.

<sup>13</sup> <https://www.rm24.pl/fakty/swiat/news-potezne-burze-sniezne-sparalizowaly-usa-apele-wladz,nld,8060251>; <https://naturalgasintel.com/news/another-blast-of-winter-poses-risk-of-further-disruptions-to-lng-exports-just-as-feed-gas-rebounds/>

I na koniec link do mapy GIE, która przedstawia zagregowane historyczne dane dotyczące popytu i podaży gazu na lata 2024-2025 na poziomie europejskim, oparte na najnowszych raportach letnich i zimowych ENTSOG, prezentowanych w formie jasnych i dostępnych wykresów. Zawiera również dane dotyczące zdolności importu i przesyłowej na dzień 1 stycznia 2026 roku. Informacje o tempie napełniania magazynów gazu i mocach LNG pochodzą odpowiednio z platform AGSI i ALSI GIE, natomiast zainstalowana moc wytwarzania energii gazowej opiera się na danych z platformy ENTSO-E Transparency Platform. Fantastyczne źródło informacji.



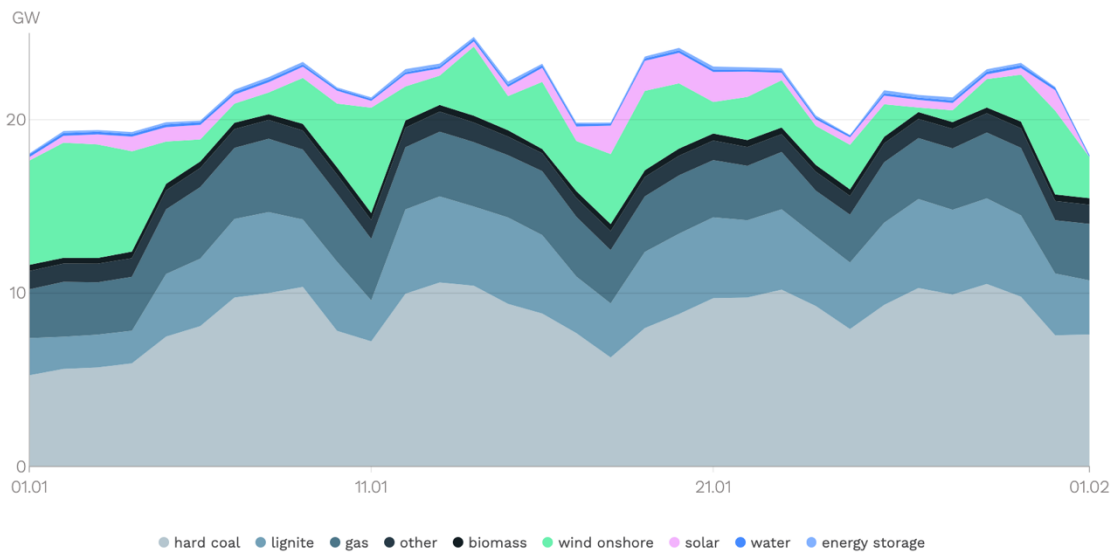
Rys. 7. System gazu ziemnego Europa 2025.

Źródło: ENTSOG; [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2025-01/ENTSOG\\_GIE\\_SYSCAP\\_2025\\_1600x1200\\_FULL\\_114\\_FLAT.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2025-01/ENTSOG_GIE_SYSCAP_2025_1600x1200_FULL_114_FLAT.pdf)

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

### Electricity production in Poland

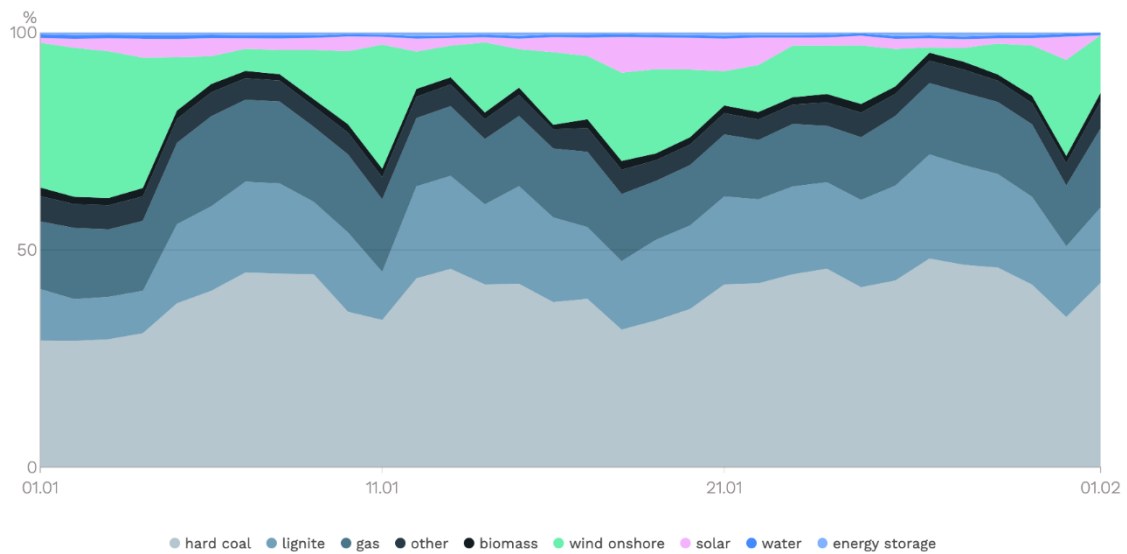
in net gigawatts (GW) or percentage, by source



Own representation by energy.instrat.pl • Data: ENTSO-e based on PSE (Transmission System Operator)

### Electricity production in Poland

in net gigawatts (GW) or percentage, by source



Own representation by energy.instrat.pl • Data: ENTSO-e based on PSE (Transmission System Operator)

**Rys. 8.** Wytworzenie EE w Polsce styczeń 2025 r. wg źródeł wytwarzania [GW] i [%].

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