

Grudzień 2025

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt FEB26) w pierwszych dniach grudnia umocniły się do poziomu 63,8 USD/b wraz z decyzją OPEC+ o utrzymaniu wydobycia w styczniu na niezmiennym poziomie, a także w obliczu ataku na port w Noworosyjsku, który jest kluczowym punktem dla eksportu kazachskiej ropy. Ponadto **cen**y Brenta **wzmacniane** były **oczeki-**
waniem **obniżki** **stóp** **procentowych** **w** **USA** **oraz** **rosnącym** **napięciem** **na** **linii** **Stany** **Zjednoczone-Wenezuela** (zamknięcie przestrzeni powietrznej). Dodatkowo impas w rozmowach pokojowych i rozczarowanie wizytą delegacji USA w Moskwie, hamowały potencjał do spadku cen, przy rosnącym przekonaniu o utrzymaniu sankcji Zachodu na rosyjskie paliwa. Jednak pierwsza dekada grudnia została zakończona korektą cen Brenta do poziomu 61,3 USD/b, pomimo ataków na rosyjską infrastrukturę naftową oraz przejęcia przez USA wenezuelskiego tankowca². Korektę nasiliły dane US EIA o rekordowym wydobyciu ropy w USA (13,6 mln b/d) w tym roku. **Pierwsza połowa grudnia została zakończona spadkiem notowań Brenta do najniższego poziomu od lut'21 tj. 58,9 USD/b**, przy oczekiwanej nadwyżce surowca i obawach o złagodzenie sankcji na paliwa z Rosji (postępy w negocjacjach).

1) Dane Bloomberg.

2) Informacje LSEG 12.12.2025.

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent¹ (giełda ICE)

USD/b



Ropa naftowa (Brent)

Pomimo obaw o powrót większej ilości rosyjskiej ropy na globalny rynek, za sprawą obchodzenia sankcji lub ich poluzowania, to jednak listopadowe dane wskazują na rosnące trudności ze sprzedażą surowca z tego kraju.

Według informacji Bloomberg, pod koniec ubiegłego miesiąca wolumen rosyjskiej ropy zgromadzonej w tankowcach „na wodzie” wzrósł do 180 mln baryłek tj. +20% w ciągu trzech miesięcy³. Powodem były utrudnione rozładunki (nowe sankcje), odmowy przyjęcia w portach lub też dobrowolna zmiana destynacji i wybór dłuższej drogi przez tankowce w oczekiwaniu na ustabilizowanie sytuacji. Jednak należy zauważyć, że morski eksport surowej ropy w listopadzie wzrósł do 3,46 mln b/d z racji ograniczonych możliwości przerobu w kraju. Pomimo tego zyski z jej sprzedaży mogą być najniższe od sty’23 z racji spadku cen ropy i silniejszego rubla⁴. Reuters szacuje łączne przychody ze sprzedaży ropy i gazu państwowych rosyjskich spółek na 8,44 bln rubli wobec szacunków Ministerstwa Finansów Rosji na 8,65 bln rubli⁴. W kolejnych miesiącach przychody mogą zależeć od postawy m.in. Indii, które po spotkaniu Modi-Putin utrzymują import rosyjskich paliw (>1 mln b/d w gru’25), ale od nieobjętych sankcjami spółek⁵. Po zaostreniu sankcji, część tankowców nie podaje finalnej destynacji, stąd trudno oszacować dostawy do Chin oraz Indii.

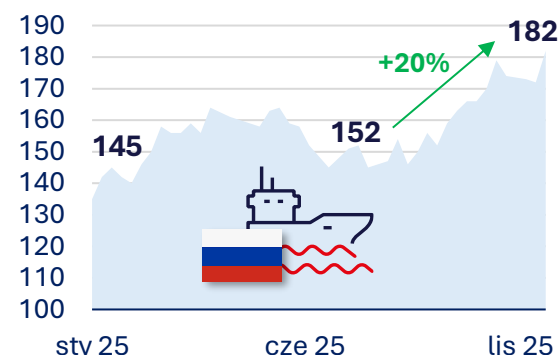
3) Dane Bloomberg z 02.12.2025.

5) Dane Reuters (LSEG) z 16.12.2025.

4) Dane Reuters (LSEG) z 12.12.2025.

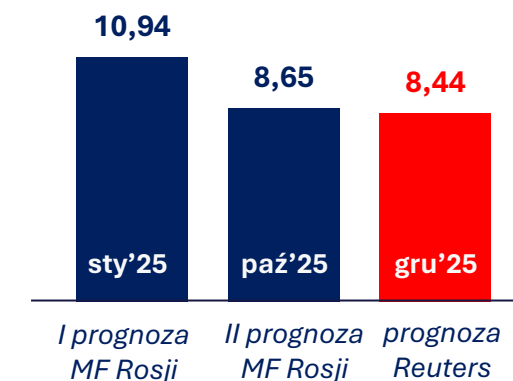
Wolumen rosyjskiej ropy naftowej w tankowcach na wodzie³, 2025

mln baryłek



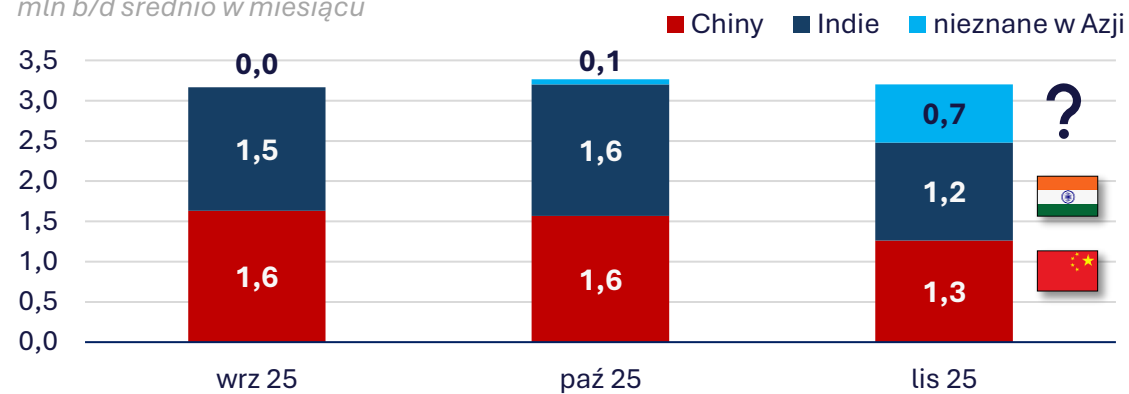
Szacowane przychody państwowych koncernów w Rosji, ze sprzedaży ropy i gazu w 2025 roku⁴

bln rubli w całym roku



Miejsca docelowe morskiego eksportu rosyjskiej ropy naftowej do Azji⁴, wrze'25-lis'25

mln b/d średnio w miesiącu



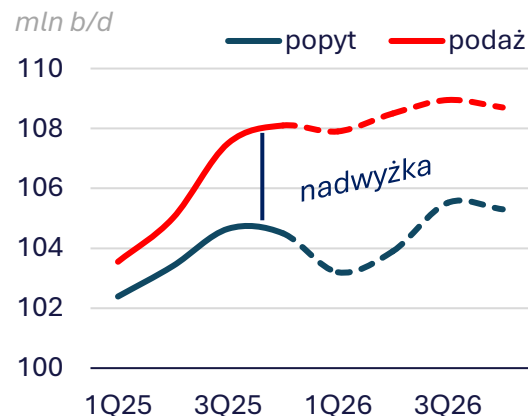
Ropa naftowa (Brent)

International Energy Agency (IEA) grudniowym raporcie podwyższyła szacunki wzrostu światowego popytu na paliwa płynne do **+0,86 mln b/d w 2026 roku**, za sprawą oczekiwanej poprawy warunków makroekonomicznych. Prawie 60% tego wzrostu wytworzy konsumpcja na cele petrochemii (głównie produkcja tworzyw sztucznych w Azji)⁶. W obecnym roku połowę szacowanego wzrostu popytu, wypracowano dzięki większej konsumpcji paliwa lotniczego i nafty. Równocześnie IEA obniżyła prognozowany wzrost światowej podaży paliw płynnych do 3 mln b/d w obecnym roku oraz kolejnych 2,4 mln b/d w 2026 roku. Wśród przyczyn wskazuje oczekiwany spadek rosyjskiego eksportu paliw, niewiadomą skalę zakłóceń dostaw z Wenezueli oraz założenie o niewypełnieniu przez państwa OPEC+ nowych (znacznie wyższych) kwot produkcyjnych. Ponadto w obecnym roku (pomimo stale rosnącej podaży surowej ropy naftowej), produkcja pochodnych jest ograniczona przez znaczące zmniejszenie mocy rafinerii w Europie Zachodniej i USA (zamknięcie kompleksów). Z drugiej strony US Energy Information Administration, nawet zakładając istotne obniżenie cen ropy WTI i 15% spadek liczby aktywnych odwiertów w tym roku, oczekuje wysokiego poziomu krajowego wydobycia również w 2026 roku (ok. 13,5 mln b/d)⁷.

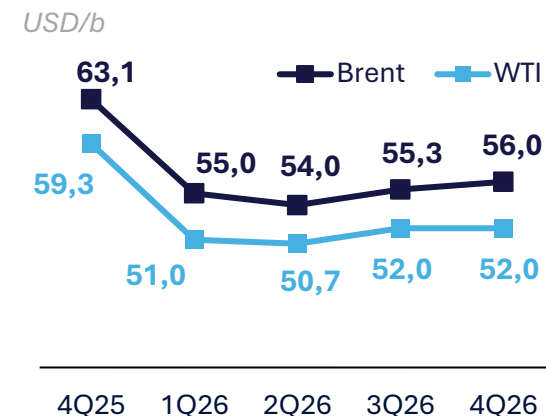
6) IEA Oil Market Report December 2025.

7) US EIA STEO DEC'25..

Globalny popyt i podaż paliw płynnych z prognozą IEA do 4Q26⁶



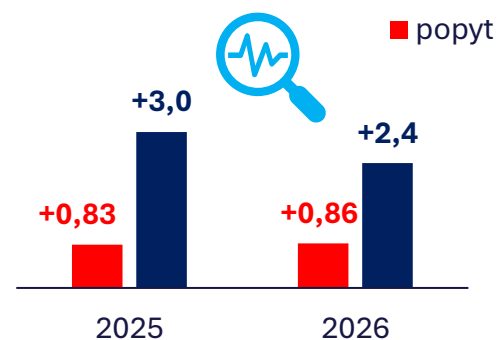
Prognoza cen kontraktów na ropę Brent i WTI⁷ (US EIA)



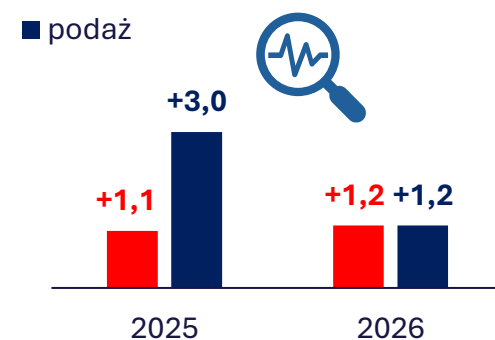
Porównanie grudniowych prognoz USA EIA oraz IEA w zakresie szacowanego wzrostu globalnego popytu i podaży paliw płynnych, 2025-2026^{6,7}

zmiana r/r w mln b/d

International Energy Agency



US Energy Information Administration



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF JAN26) ulegały na początku grudnia dalszemu osłabieniu z poziomu 28,2 EUR/MWh do najniższego poziomu od 20-miesięcy tj. 26,6 EUR/MWh pod koniec pierwszej dekady miesiąca. Powodem kontynuowania trendu spadkowego były perspektywy rosnącej podaży LNG do Europy w najbliższym czasie (postęp w rozruchu kompleksu Golden Pass), połączone ze znaczącym wzrostem temperatury na kontynencie w grudniu. **Odczuwalne ocieplenie (w skali znacznie przekraczającej wieloletnie normy sezonowe), doprowadziło do istotnego spadku konsumpcji surowca do celów ogrzewania w Europie.** Co więcej, relatywnie wysoka produkcja energii z farm wiatrowych, ograniczała popyt na gaz w energetyce w pierwszych dniach miesiąca. Finalnie, dostawy z Norwegii powróciły do maksymalnego poziomu z perspektywą ich utrzymania w tym wolumenie do lutego, kiedy zaplanowane są kolejne naprawy⁸. Dość łagodne warunki atmosferyczne w Azji oraz informacje o przywracaniu przez Japonię pracy jednej z największych elektrowni atomowych (sty'26), zmniejszyły obawy o szybki wzrost konkurencji⁹. **W połowie grudnia ceny odbiły do nieco powyżej 27 EUR/MWh, przy prognozie ochłodzenia na początku stycznia.**

8) Dane Gassco z 12.12.2025.

9) Dane LSEG z 16.12.2025.

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF⁹ (giełda ICE)

EUR/MWh



Gaz ziemny (TTF)

Warto zauważyć, że oczekiwania „fali podaży LNG” w 2026 roku oraz łagodniejszego początku zimy, zostały uwzględnione w działaniach funduszy inwestycyjnych, które zajmując pozycję spekulacyjną „na spadek cen” w istotnym stopniu przyczyniły się do obserwowanej korekty giełdowej. Jeszcze w lutym obecnego roku, fundusze inwestycyjne zajmowały 292 TWh w długiej pozycji netto, podczas gdy w grudniu krótka pozycja netto tych graczy wynosiła już 85 TWh¹⁰. Zachowanie dużych inwestorów mogłoby ulec zmianie w przypadku zwiększenia obaw o zbyt niskie stany magazynowe w okresie większego poboru (np. hipotetyczne ochłodzenie sty-lut). Obecnie unijne magazyny wypełnione są w 69% wobec średniej 5-letniej dla tego okresu na poziomie 79%¹¹. Co więcej, analitycy ING Research prognozują zakończenie zimy z magazynami wypełnionymi zaledwie w 25%, podkreślając konieczność utrzymania niemal rekordowego importu LNG przez cały sezon grzewczy¹². Tymczasem na początku grudnia, import do skroplonego gazu chwilowo spowolnił wraz ze znaczącym spadkiem cen i ociepleniem na kontynencie. Jednak w ubiegłym tygodniu dostawy do Europy i Turcji wzrosły do najwyższego poziomu od 9 miesięcy tj. 4,5 mld m³ (+32% t/t)¹³.

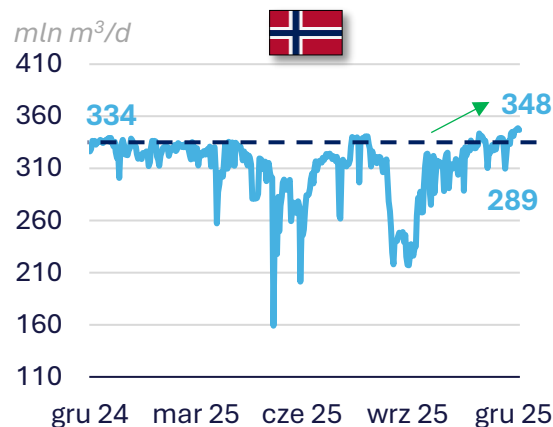
10) Dane Raportu CoT do 05.12.2025 (w LSEG).

12) W. Patterson, ING Research z 08.12.2025.

11) Dane GIE AGSI odczyt z 16.12.2025.

13) Dane Montel na podstawie Kpler z 15.12.2025.

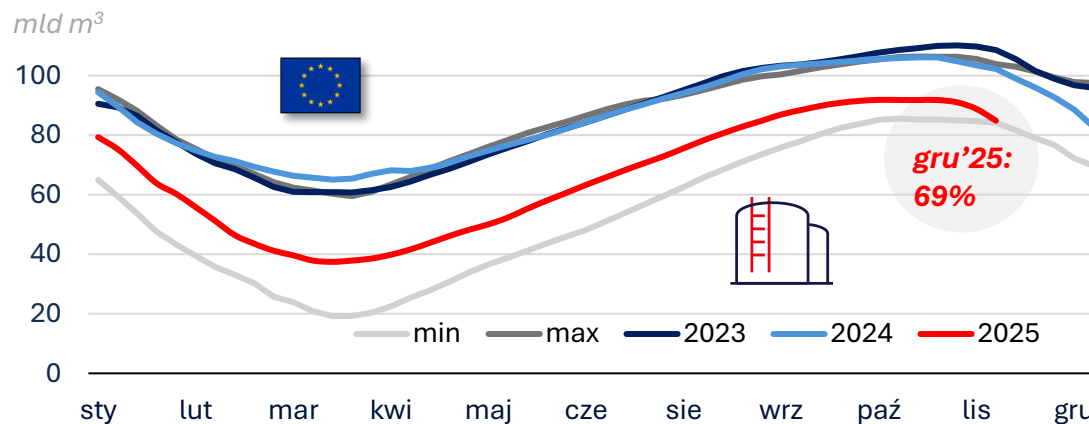
Wolumen eksportu gazu ziemnego z Norwegii⁸, 2025



Wolumen pozycji netto funduszy inwestycyjnych w kontraktach na gaz TTF giełdy ICE¹⁰, 2024-2025



Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu¹¹, 2023-2025



Gaz ziemny (TTF)

Utrzymanie stabilnych i wysokich dostaw LNG będzie szczególnie istotne, mając na uwadze osiągnięte na początku grudnia porozumienie w Unii Europejskiej o terminach całkowitego odejścia od importu gazu z Rosji.

Zgodnie z najnowszymi postanowieniami import ramach kontraktów krótko-terminowych (zawartych przed 17.06.2025) będzie zakazany już od końca kwietnia 2026 roku w przypadku LNG, a od połowy czerwca 2026 roku w przypadku gazociągów. Z kolei dostawy w ramach kontraktów długoterminowych będą musiały zostać zakończone dla LNG i gazociągów kolejno od stycznia (zgodnie z 19 pakietem sankcji) i września 2027 roku¹⁴. Odejście od importu gazociągami będzie mogło zostać przesunięte do listopada 2027 roku w określonych przypadkach. Warto zauważyć, że stopniowe odejście od rosyjskiego importu przypadnie na okres prognozowanej przez Bloomberg, globalnej nadpodaży na rynku LNG. Nadwyżka szacowana jest na 8,3 mln ton w 2027 roku oraz 29,8 mln ton w 2029 roku¹⁵. W efekcie utrata rosyjskiego gazu, powinna zostać zastąpiona dostępnym w dużej ilości skroplonym gazem. W obecnym roku, po styczniowym odcięciu dostaw tranzytem (UA), udział gazu z Rosji w unijnym imporcie może spaść do 13% z 19% w 2024 r¹⁶.

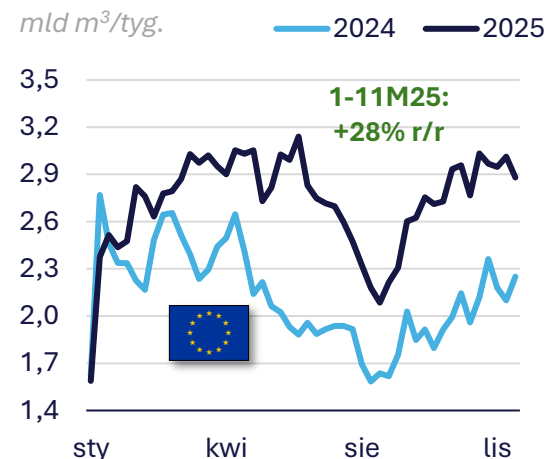
14) Komunikat EC z 03.12.2025.

16) Prognoza Bloomberg 21.05.2025.

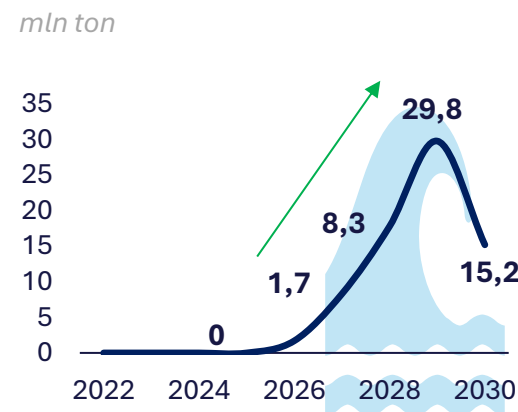
15) Prognoza i dane Bloomberg odczyt 17.12.2025.

19) Dane Bruegel za okres do 3 grudnia 2025. .

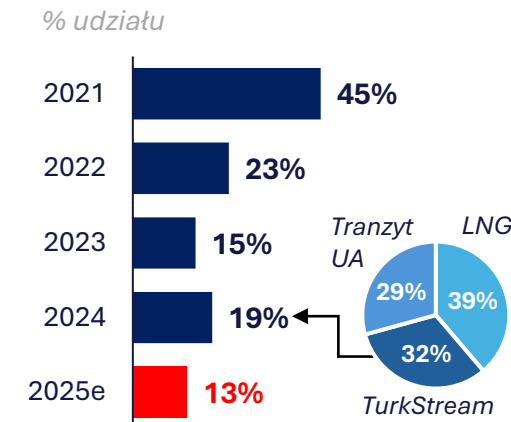
Import LNG do UE-27¹⁷, 2025 vs 2024



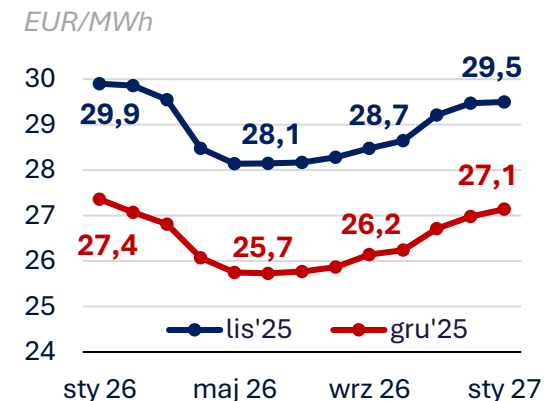
Nadwyżka podaży LNG na globalnym rynku do 2030 roku¹⁵



Udział Rosji w unijnym imporcie gazu (ogółem)¹⁶, 2021-2025



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)¹⁵



Gaz ziemny (TTF)

W przypadku zimowego importu państw Azji, warto zwrócić uwagę na sytuację w Chinach, Korei Południowej i Japonii. Z jednej strony listopad był pierwszym miesiącem, który przerwał pasmo 11-miesięcznej ujemnej dynamiki (r/r) chińskiego importu LNG. Niższe ceny w skali globalnej, doprowadziły do spadku opłacalności odsprzedaży gazowców przez chińskich handlowców np. do Europy, a zachęciły do realizowania (tj. przyjmowania) zakontraktowanych w wieloletnich umowach ładunków²⁰. Jednak nadal nie zachodzi potrzeba „dokupienia” LNG spotowo, co w poprzednich latach było czynnikiem windującym ceny (również u konkurencji) i wynikającym zwykle z większych potrzeb popytowych (np. w czasie mroźniej zimy czy upalnego lata). Jednak w całym 2025 roku, zdaniem ekspertów ING Research, Chiny odnotują 16% spadek importu LNG, przy wzroście wydobycia własnego (6% r/r) oraz większym (7% r/r) imporcie gazociągami²¹. W przypadku pozostałych importerów, Bloomberg wskazuje Koreę Południową jako potencjalnego konkurenta Europy tej zimy, ale jedynie przy silniejszym ochłodzeniu oraz nacisku władz na redukcję zużycia węgla²². Z kolei Japonia planuje przywrócić pracę dwóch bloków (2,6 GW) elektrowni atomowej Kashiwazaki-Kariwa w sty’26, co może zmniejszyć im-port zarówno LNG jak i węgla energetycznego²³.

20) Dane Bloomberg odczyt z 12.12.2025.

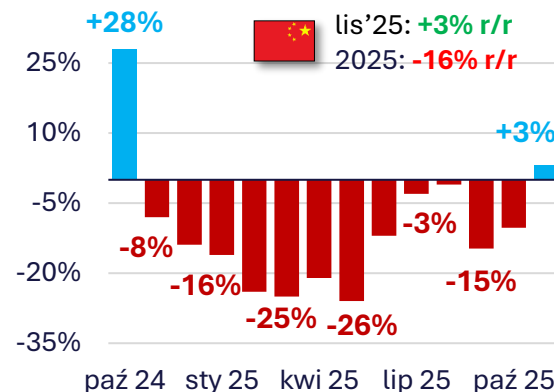
22) BNEF Winter-Summer 2025-26 Outlook z 04.09.2025.

21) W. Patterson, ING Research z 08.12.2025.

23) Informacje Reuters z 26.11.2025.

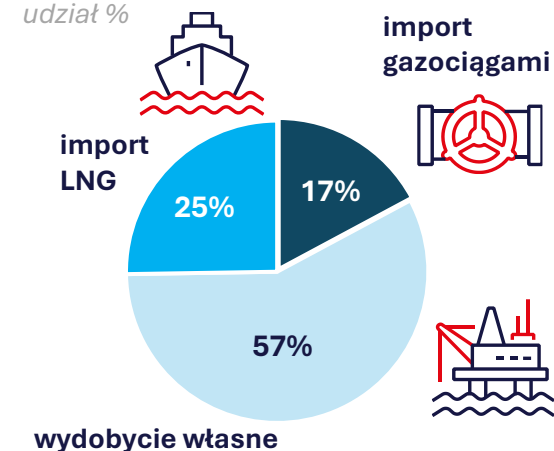
Dynamika importu LNG w Chinach²⁰, paź’24-lis’25

zmiana % wolumenu importu r/r



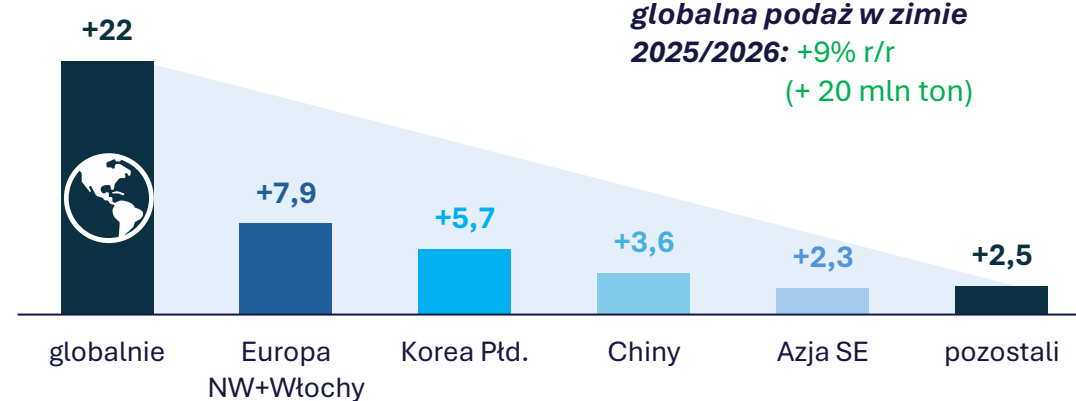
Źródła podaży gazu w Chinach²⁰, 2024

udział %



Prognoza zmiany importu LNG w zimie 2025-2026 w porównaniu do zimy 2024-2025 dla wybranych regionów świata²²

zmiana r/r w mln ton



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii podążały za zmianami cen na europejskim rynku, ulegając systematycznemu osłabieniu z poziomu 138 PLN/MWh na początku grudnia do 132

PLN/MWh w połowie miesiąca. Wyższa temperatura również w Polsce zmniejszyła popyt na energię do celów ogrzewania. W obecnym miesiącu zapętnienie krajowych magazynów gazu spadło do 87% (vs 89% gru'24)²⁵. Wstępne dane wskazują, że udział gazu w polskiej strukturze wytworzenia energii wzrósł do 22% w pierwszej połowie miesiąca wobec 15% średnio w gru'24 (oraz 18,4% miesiąc wcześniej)²⁶. W grudniu gaz ziemny uzupełnił w polskim miksie niższą produkcję (m/m) z farm wiatrowych, przy podobnym udziale elektrowni węglowych. **Towarowa Giełda Energii zwiększyła liczbę serii instrumentów notowanych na Rynku Terminowym z dostawą gazu.** TGE wprowadziła do obrotu m.in. roczne instrumenty z horyzontem 3 oraz 4 lat wprzód, dające obecnie możliwość kontraktowania gazu na 2028 i 2029 rok (dotychczas możliwe maksymalnie t+2). Ponadto zwiększono liczbę notowanych kontraktów miesięcznych (do 12) i kwartalnych (do 6), co może poprawić przejrzystość i płynność polskiego rynku²⁷.

24) Dane TGE: DKR z godziny 14:00.

26) Dane Eurelectric z 16.12.2025.

25) Dane GIE AGSI odczyt 16.12.2025.

27) Komunikat TGE z 11.12.2025.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na gaz²⁴ (TGE)

PLN/MWh



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na Towarowej Giełdzie Energii w pierwszych dniach grudnia wzrosły z poziomu 448 PLN/MWh do 455 PLN/MWh (08.12). Później nastąpił chwilowy spadek cen do 449 PLN/MWh, aby powrócić do trendu wzrostowego i poziomu prawie 458 PLN/MWh w połowie miesiąca. Pomimo niskich cen gazu i jego rosnącego udziału w polskim miksie energetycznym, to spalanie wysokoemisyjnego węgla dominuje w strukturze wytworzenia (53% w gru'25), co przy najwyższych od dwóch lat cenach uprawnień do emisji (85 EUR/t), znacząco zwiększa koszty wytworzenia energii. W ostatnich dniach to rekordowe ceny EUA, przy oczekiwanym na przełomie miesiący ochłodzeniu w Europie, wzmacniały notowania kontraktów rocznych na energię elektryczną²⁹. W tym miesiącu spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne ogłosiła strategię działania do 2040 roku. Pierwszym celem jest osiągnięcie do 2035 roku gotowości KSE do stabilnego funkcjonowania w nowym (bezemisyjnym) miksie energetycznym. PSE prognozuje ponad 60% udział OZE w polskiej strukturze wytworzenia w perspektywie 10 lat (obecnie 33%). Przedstawiciele spółki zapowiedzieli budowę 7 tys. km linii oraz budowę 28 nowych stacji elektroenergetycznych³⁰.

28) Dane TGE- DKR z godziny 14:00.

29) Dane Montel Research.

30) Informacje PSE oraz Energetyka24 z 16.12.2025.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na energię elektryczną²⁸ (TGE)

PLN/MWh



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie grudniowym (DEC25) w pierwszej dekadzie grudnia poruszały się w przedziale 81,8- 82,4 EUR/t, pomimo obserwowanej w tym okresie korekty na rynku ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla energetycznego. Chwilowe spowolnienie tempa wzrostu po dynamicznym umocnieniu na koniec listopada, wynikało zarówno ze znaczącego ocieplenia w Europie (i większej produkcji energii z farm wiatrowych), jak również ze słabszych danych makroekonomicznych z USA. Jednak ogłoszony później w UE harmonogram odejścia od importu rosyjskiego gazu w połączeniu z rosnącą nadzieją na przełom w rozmowach pokojowych, a finalnie decyzją Fed o obniżce stóp procentowych w USA – doprowadziły do kolejnego wzrostu cen EUA do prawie 84 EUR/t³². Ponadto fundusze inwestycyjne kontynuowały zwiększanie zaangażowania na rynku EUA do poziomu 114 mln ton długiej pozycji netto (w oczekiwaniu na niszą podaż w 2026 roku)³². **W obecny poniedziałek (15.12) kontrakt grudniowy wygaś, osiągając najwyższą od dwóch lat cenę rozliczeniową równą 85 EUR/t. Był to również dzień zakończenia aukcji EUA na rynku pierwotnym na okres przerwy świątecznej (trwającej do 7 stycznia)³².**

31) Dane Bloomberg.

32) Dane LSEG z 10.12. oraz 16.12.2025.

Notowania uprawnień do emisji CO₂ w kontrakcie DEC25³¹ (giełda ICE)

EUR/t



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

W 2026 roku wsparciem dla notowań EUA będzie zakończenie przydziału bezpłatnych uprawnień dla lotnictwa, co może zwiększyć popyt operatorów z tytułu zabezpieczenia i zakupu z dostawą w przyszłości (zarówno na aukcjach rynku pierwotnego jak i na rynku wtórnym OTC). Ponadto w sektorze żeglugi już 100% emisji z 2026 roku będzie objętych koniecznością pokrycia w jednostkach EUA wobec 70% wolumenu emisji z obecnego roku³³. Ponadto obecny harmonogram aukcji na rynku pierwotnym nie uwzględnia zmniejszenia wolumenu (w okresie wrze'26-sie'27) z tytułu nadwyżki uprawnień w obiegu w 2025 roku (jej wolumen i skalę redukcji KE ogłosi w przyszłym roku wiosną)³⁴. W 2026 roku wchodzi w życie mechanizm „podatku” od emisji importowych towarów CBAM, co oznacza stopniową redukcję (do 2034 roku) przydziału bezpłatnych uprawnień dla sektorów nim objętych. Poza zwolnieniem małych importerów (<50 ton rocznie towarów objętych CBAM) z konieczności rozliczenia emisji, Komisja Europejska przesunęła termin umorzenia certyfikatów za pierwszy rok do 2027 roku³⁵. Jednak państwa UE naciskają na opóźnienie wycofania darmowych EUA dla sektorów objętych CBAM dla zwiększenia konkurencyjności przemysłu.

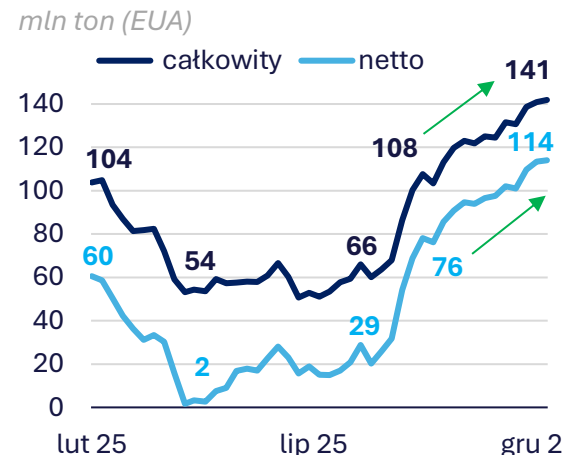
33) Dane KE z 02.04.2025.

35) Dane KE oraz PWC.

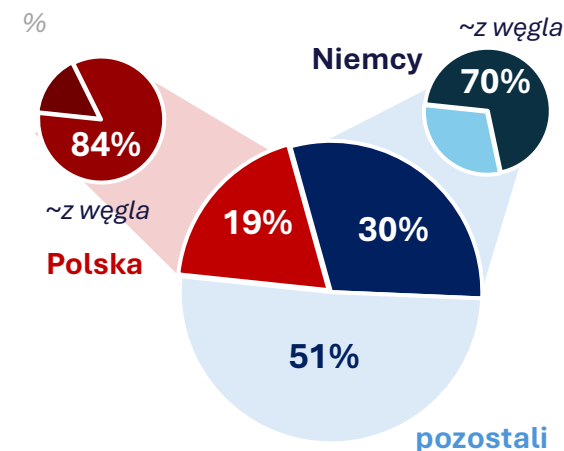
34) W. Patterson, ING Research z 08.12.2025.

36) Dane Eurelectric do 12.12.2025.

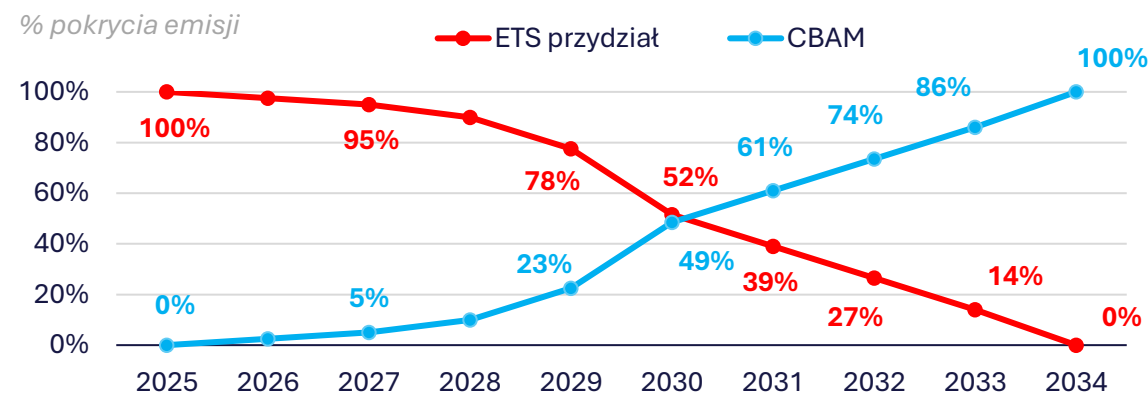
Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych (giełda ICE)³², 2025



Udział Polski i Niemiec w emisjach z energetyki UE-27³⁶, 2025



Zmiana pokrycia emisji CO₂e przez bezpłatne uprawnienia oraz opłaty CBAM w branżach objętych mechanizmem³⁵, 2025-2034



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu (JAN26) na węgiel energetyczny (API2) na początku grudnia spadły z poziomu powyżej 99 USD/t w okolice 96 USD/t za sprawą znaczącego wzrostu produkcji energii z farm wiatrowych w Europie Zachodniej (głównie w Niemczech). Następnie to wysoka temperatura powietrza na całym kontynencie (istotnie przekraczająca długoletnią normę sezonową), zmniejszała popyt na energię do celów ogrzewania, a rekordowo niskie ceny gazu w punkcie TTF, przemawiały na niekorzyść spalania węgla w energetyce. Spalanie węgla kamiennego w Niemczech (tylko w sektorze energetycznym) było w pierwszych dwóch tygodniach grudnia kolejno o 16% i 12% niższe od zeszłorocznego wolumenu³⁸. Pierwsza połowa miesiąca została zakończona pogłębieniem korekty do 93,8 USD/t wraz z oczekiwaniem utrzymania wyższej temperatury w całej Europie do końca roku i zmiennej (ale okresami wysokiej) generacji z OZE. Ponadto oczekiwane nieznaczne ocieplenie w Azji Północno-Zachodniej, może zmniejszyć popyt na surowiec w Japonii oraz Korei Płd.. Państwo Środka po zwiększeniu importu węgla w listopadzie o 9% m/m, najprawdopodobniej ograniczy wolumen grudniowych zakupów w obliczu spadku krajowych cen węgla (mniejsza opłacalność morskiego importu)³⁹.

37) Dane Bloomberg.

38) Dane Reuters na podstawie China NBS.

39) Dane LSEG z 04.12 oraz 11.12.2025.

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2³⁷ (giełda ICE)



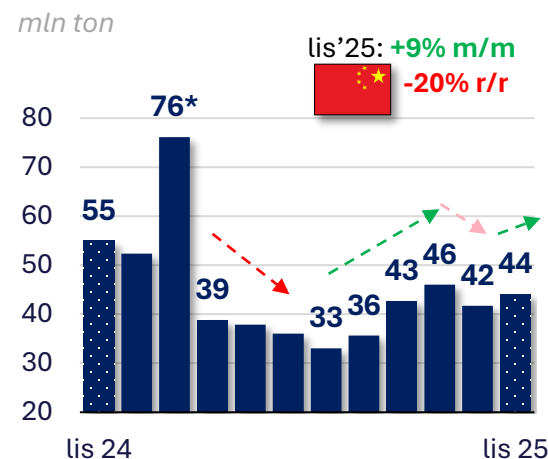
Węgiel energetyczny (API2)

International Energy Agency (World Energy Outlook z lis'25), przy założeniu utrzymania dotychczasowych wytycznych polityki gospodarczej i klimatycznej (*Current Policy Scenario*), prognozuje osiągnięcie maksimum konsumpcji węgla przed końcem tej dekady oraz spadek globalnego popytu o 8% w 2035 roku (vs poziom z 2024 r). **Do 2050 roku światowe zużycie węgla, może być zdaniem IEA o 20% niższe względem dzisiejszego popytu³⁹.** Energetyka odpowiada obecnie za 2/3 światowego zapotrzebowania na węgiel, jednak do 2035 roku to OZE pokryją 85% globalnego wzrostu popytu na energię elektryczną. Zielona energia nie zdoła stłumić zużycia węgla jedynie w Azji Południowo-Wschodniej (SE). Co ciekawe, w horyzoncie 10-letnim zużycie węgla w sektorze przemysłu Indii oraz Indonezji wzrośnie kolejno o 60% i 45%. W Chinach niższa aktywność w branży żelaza i stali, osłabi popyt o 16% do 2035 roku (prowadząc do spadku krajowej produkcji węgla koksującego o 20%). Od początku XXI wieku prawie ¾ globalnego wzrostu produkcji węgla (ogółem) wypracowały same Chiny. Jednak do 2035 roku podaż w Państwie Środka spadnie o 10% względem 2024 roku, w produkcja w skali globalnej spadnie łącznie o 12%. Wyjątkiem będą Indie, gdzie silny popyt krajowy i sprzyjające regulacje, zwiększą krajowe wydobycie surowca.

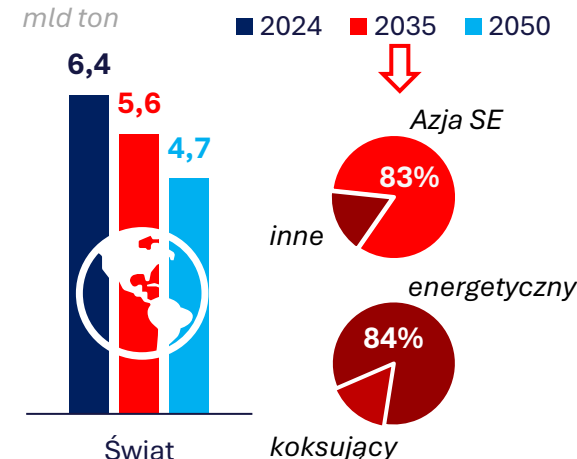
³⁹⁾ IEA World Energy Outlook 2025, lis'25. Opisana prognoza dotyczy scenariusza CPS przywróconego w 2025 r.

^{*)} Dane za sty-luty NBS Chin raportuje łącznie.

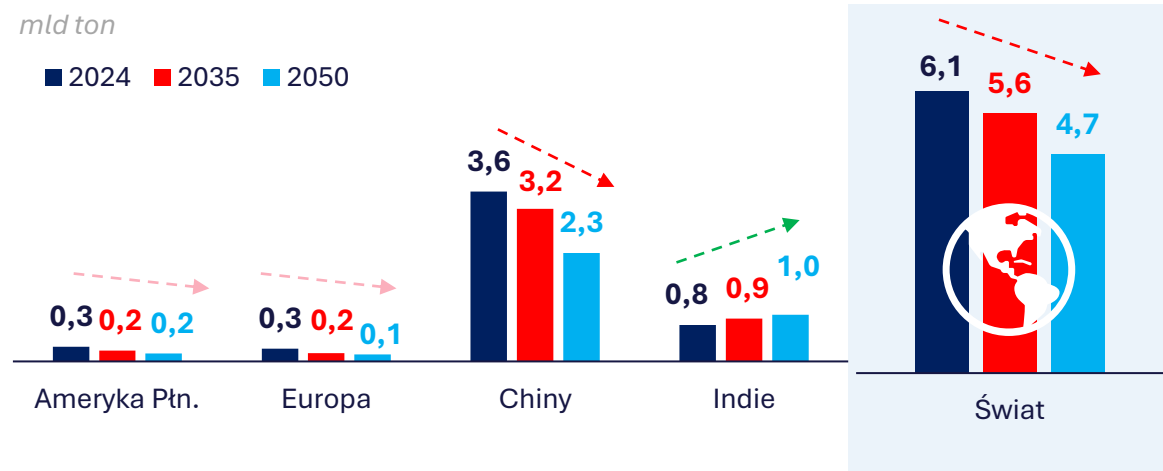
Chiński import węgla (ogółem)³⁸, lis'24-lis'25



Prognoza globalnej produkcji węgla do 2050 roku (IEA)³⁹



Popyt na węgiel (ogółem) wybranych regionów świata do 2050 roku (IEA)³⁹



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 16.12.2025

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	58,92	-8%	-20%
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	26,76	-15%	-34%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	132,50	-11%	-30%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	455,40	+1%	+9%
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC26)	87,36	+5%	+30%
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	93,80	-4%	-13%

Autor raportu: Magdalena Płaczek

Adres e-mail: magdalena.placzek@unimot-eig.pl

Materiał przygotowany według danych na dzień: 16.12.2025

NOTA INFORMACYJNA

Niniejszy dokument przygotowany przez Unimot S.A. (dalej „Dokument”) ma charakter informacyjno-edukacyjny i nie stanowi porady prawnej lub inwestycyjnej.

Dokument został stworzony na podstawie informacji uzyskanych z publicznych źródeł informacji, które Unimot S.A. uważa za wiarygodne. Unimot S.A. nie ponosi odpowiedzialności za kompletność lub dokładność informacji przedstawionych w Dokumencie. Wszelkie analizy lub opinie zawarte w Dokumencie stanowią osąd analityków na dzień stworzenia Dokumentu i mogą one ulec zmianie. Unimot S.A. nie jest zobowiązany do aktualizowania treści Dokumentu w przyszłości.

Dokument został stworzony wyłącznie do celów informacyjnych i nie stanowi, w całości lub części, oferty w rozumieniu art. 66 Kodeksu Cywilnego. Dokument nie stanowi reklamy.

Unimot S.A. nie ponosi odpowiedzialności za skutki podjętych przez odbiorcę Dokumentu decyzji, w tym m.in. działań inwestycyjnych lub prawnych podjętych na podstawie analiz zawartych w Dokumencie.

Dokument stanowi utwór w rozumieniu ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. o prawie autorskim i prawach pokrewnych (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 2509 z późn. zm.). Wszelkie działania naruszające prawa autorskie majątkowe Unimot S.A. oraz prawa autorskie osobiste twórców Dokumentu są zabronione. Powielanie lub rozpowszechnianie Dokumentu lub jego części może zostać dokonane po uprzednim uzyskaniu pisemnej zgody Unimot S.A.

Dziękujemy za uwagę

UNIMOT S.A. jest niezależną grupą paliwowo-energetyczną, która w swojej multienergetycznej ofercie posiada: olej napędowy (ON), benzyny, biopaliwa (Bio), gaz płynny (LPG), gaz ziemny (w tym LNG), produkty asfaltowe, a także energię elektryczną. Od 2016 r. spółka należy do stowarzyszenia AVIA International, dzięki czemu jako pierwsza polska firma uzyskała prawo do budowania i rozwoju sieci stacji paliw AVIA w Polsce i Ukrainie.

UNIMOT S.A. ma niemal 30 lat doświadczenia na rynku paliwowym, specjalizuje się w hurtowej sprzedaży oleju napędowego oraz dystrybucji pozostałych paliw płynnych, zarówno na terenie kraju, jak i poza jego granicami. Firma rozwija także segment fotowoltaiki, m.in. pod marką AVIA Solar, oraz inwestuje w kolejne sektory OZE.

Od marca 2017 r. spółka notowana jest na głównym parkiecie Giełdy Papierów Wartościowych.

