

Wrzesień 2025

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt NOV25) w pierwszych dniach września uległy osłabieniu z poziomu 69,1 USD/b do 65,5 USD/b (05.09). **Korektę wywołała m.in. decyzja OPEC+ ponownym zwiększeniu wydobycia (+137 tys. b/d od paź'25)**, a zatem dalszego odzyskiwania udziału w rynku. Ponadto **oczekiwania niższego popytu na ropę naftową jesienią**, zarówno z tytułu zakończenia okresu letnich podróży, jak i negatywnego wpływu ceł na aktywność gospodarczą (i zużycie paliw), skutecznie osłabiały ceny Brenta. Co więcej, **spotkanie przywódców Chin, Rosji oraz Indii, zwiększyło sceptycyzm wobec skuteczność sankcji Zachodu na rosyjski eksport surowców**. Przykładem jest utrzymanie indyjskich zakupów ropy z Rosji, pomimo 50% ceł „karnych”, nałożonych na import towarów do USA z Indii. **Jednak pierwsza połowa miesiąca została zakończona wzrostem cen Brenta do 68,5 USD/b**. Przyczyniły się do tego nasilone ataki ukraińskich dronów na rosyjskie rafinerie i porty, które od sierpnia ograniczyły krajowe zdolności przerobowe o co najmniej 7%¹. Incydenty naruszania przestrzeni powietrznej UE przez Rosję, zwiększały premię za ryzyko. Wzrost cen do 70,1 USD/b nastąpił po decyzji Rosji o ograniczeniu eksportu paliw².

1) Dane Bloomberg.

2) LSEG: do końca roku całkowity zakaz eksportu benzyny (przedłużony) oraz częściowy zakaz eksportu diesla (dla pośredników, a nie producentów).

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent¹ (giełda ICE)

USD/b



Ropa naftowa (Brent)

W centrum zainteresowania pozostaje indyjski import ropy naftowej z Rosji. Pierwsze ostrzeżenia USA i zapowiedzi 50% ceł wtórnych w połączeniu z sankcjami UE na niektóre indyjskie rafinerie, doprowadziły do spadku importu ropy z Rosji o 4% r/r już w sierpniu. Jednak Minister Finansów Indii stwierdził, że zakup rosyjskiej ropy jest uzasadniony ekonomicznie (Urals sprzedawany z dyskontem 3-4 USD/b do Brenta), a część podmiotów powróciła do zakupów z tego kraju³. Indie przy malejącym wydobyciu krajowym oraz najlepszych prognozach wzrostu popytu na paliwa (industrializacja i urbanizacja), stały się najbardziej perspektywicznym rynkiem zbytu surowca. **Od 2022 roku udział Rosji w imporcie ropy wzrósł z 2-3% do 37% w ubiegłym roku⁴.** Dane Bloomberg wskazują, że ataki na rafinerie w Rosji dotknęły ok. 7% krajowych mocy, co ostatnio zwiększyło eksport surowej ropy do 3,62 mln b/d (25.08-21.09) tj. najwyższego poziomu od maja 2024. Prawie połowa załadunków trafia obecnie do Chin. Jednak w przypadku Indii – już w tym miesiącu import rosyjskiej ropy spadł do ok. 1 mln b/d, co jest najniższym poziomem od 2 lat⁵. Indie pozostają jednak drugim największym odbiorcą ropy naftowej i paliw Rosji, za które w sierpniu zapłaciły ok. 3,18 mld EUR⁶.

3) Dane LSEG 23.09.2025.

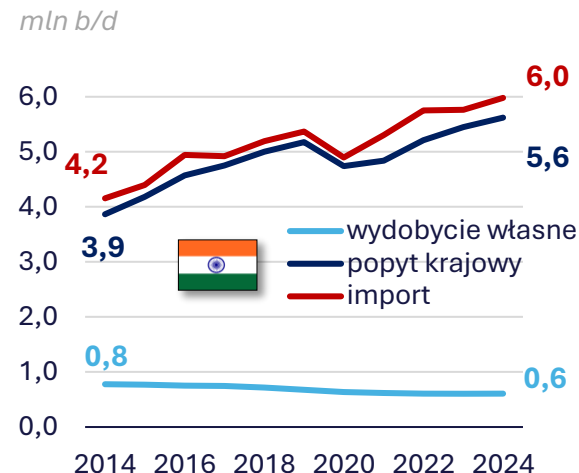
5) Krajowe moce przerobu spadły

poniżej 5 mln b/d, Bloomberg 23.09.2025.

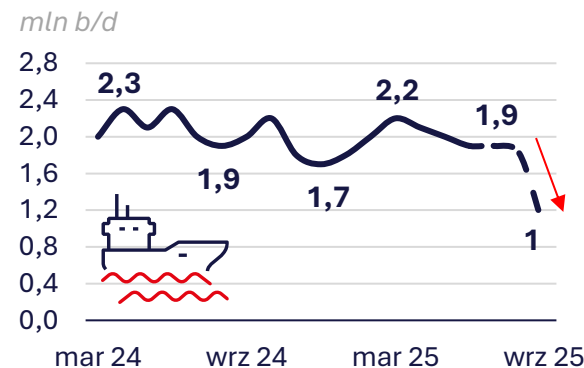
4) Energy Institute: Statistical Review of World Energy, 2025

6) Dane CREA 10.09.2025.

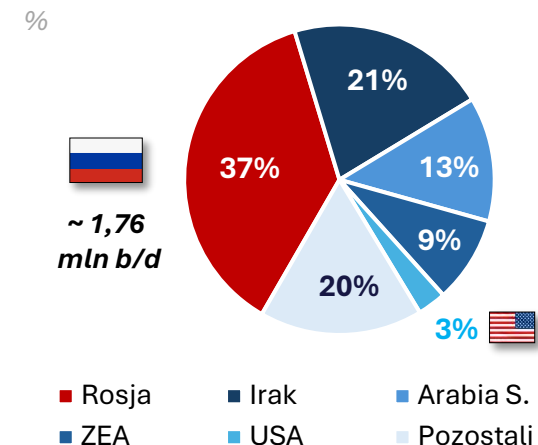
Zaopatrzenie indyjskiego rynku w ropę i paliwa płynne⁴, 2014-2024



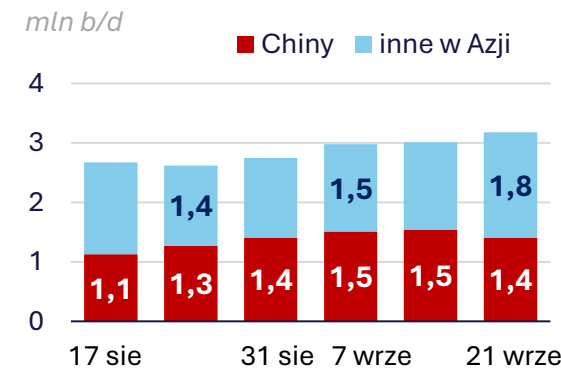
Indyjski import ropy naftowej z Rosji⁵, 2024-2025



Kierunki indyjskiego importu ropy naftowej⁴, 2024



Eksport rosyjskiej ropy drogą morską do Chin⁵, sie'25-wrze'25



Ropa naftowa (Brent)

Kontynuowanie ukraińskich ataków na obiekty rosyjskiego sektora energetycznego, może finalnie doprowadzić do spadku wydobycia ropy naftowej (ograniczenie mocy przerobu i utrudniony eksport). W ubiegłym tygodniu Rosja zdecydowała się ograniczyć eksport oleju napędowego oraz przedłużyć zakaz eksportu benzyny do końca 2025 roku, przez niedobory paliw w niektórych regionach kraju. Wcześniej uderzenie w jedną z największych rosyjskich rafinerii w Kirishi (6% krajowej podaży paliw) oraz port w Primorsku, zwiększyło obawy o przyszłą podaż⁷. Warto zauważyć, że stopniowy spadek wydobycia ropy naftowej w Rosji do 9 mln b/d w obecnym roku wynikał m.in. z limitów w ramach OPEC+⁸. **Komisja Europejska w 19. pakiecie sankcji postuluje m.in. zaostrenie kursu wobec państw trzecich –nabywców ropy z Rosji (np. Chiny, Indie) w postaci objęcia sankcjami ich rafinerii, spółek petrochemicznych czy handlowych.** Ponadto KE planuje nałożyć całkowity zakaz transakcji z naftowymi gigantami jak Rosneft czy Gazpromneft. Dane Bloomberg wskazują na znaczący spadek ich zysków już w obecnym roku⁹. Pierwszy raz sankcje obejmą rozliczenia z użyciem kryptowalut. W przypadku floty morskiej, kolejne 118 jednostek zostanie objętych sankcjami (do 560).

7) Dane Reuters 15.09.2025.

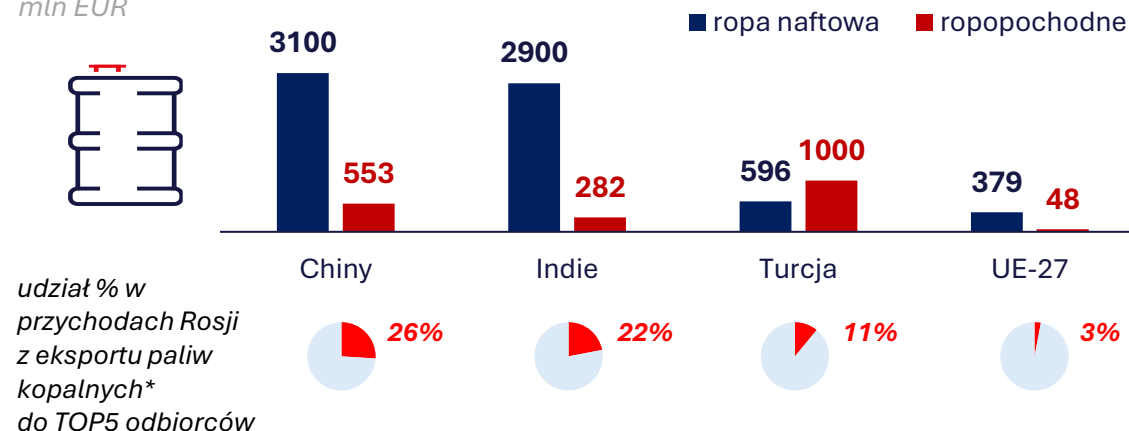
9) Bloomberg z raportów finansowych 08.09.2025.

8) Dane LSEG oraz Energy Institute (2025).

*) Dla sie'25 w tym gaz i węgiel dla TOP5.

TOP5 odbiorców rosyjskiej ropy i produktów ropopochodnych (wartościowo)⁶, sierpień 2025

mln EUR



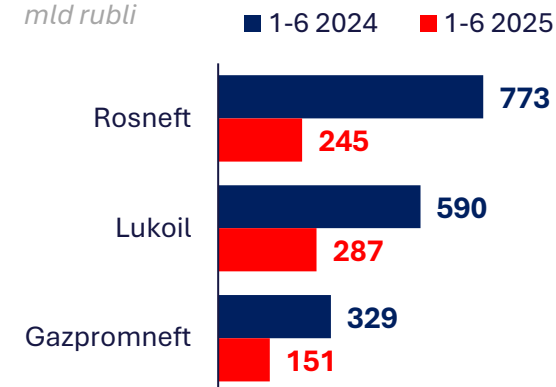
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu w Rosji⁸, 2015-2025

mln b/d



Zmiana zysku netto spółek sektora paliwowego⁹, 1-6M24 vs 1-6M2025

mln rubli



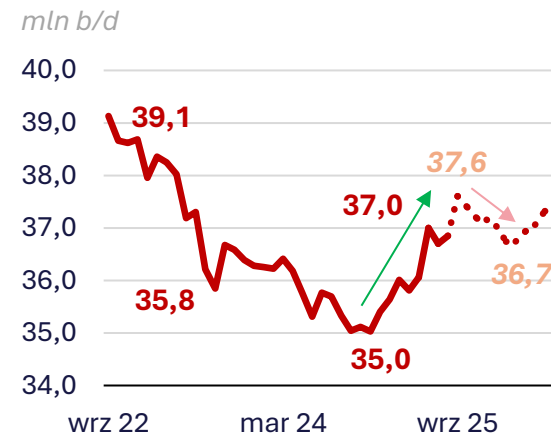
Ropa naftowa (Brent)

Co prawda decyzje OPEC+ o zwiększeniu wydobycia, przyczyniają się do spadku cen ropy na początku każdego miesiąca i zwracają tym samym uwagę rynku, to jednak istotną rolę w tworzeniu prognozowanej nadwyżki surowca, mają państwa spoza kartelu jak USA, Brazylia, Kanada czy Gujana. US Energy Information Administration szacuje, że wzrost podaży paliw poza Organizacją wyniesie 1,7 mln b/d w 2025 roku wobec zwiększenia produkcji w OPEC+ o 0,6 mln b/d. **W związku ze wzrostem popytu w tym roku o niecałe 0,9 mln b/d, US EIA prognozuje spadek cen ropy w 4Q25 (Brent 59 USD/b, WTI 55 USD/b).** W tym miesiącu uwagę rynku zwróciły wydarzenia w Gujanie, która liczy niecałe 900 tys. mieszkańców, jednak rosnące wydobycie ropy naftowej pozwoli jej konkurować ze znacznie większymi graczami. W sierpniu produkcja wynosiła 0,69 mln b/d, a w 2027 roku może osiągnąć nawet 1,3 mln b/d¹⁰. Surowiec ze złóż offshore wydobywają największe spółki m.in. amerykański ExxonMobil i Hess czy chiński CNOOC. Jednak ponowienie roszczeń Wenezueli wobec regionu Essequibo oraz przygraniczne ćwiczenia wojskowe, doprowadziły do zwiększenia obecności wojskowej USA, poprzez wysłanie do Gujany swoich myśliwców¹¹.

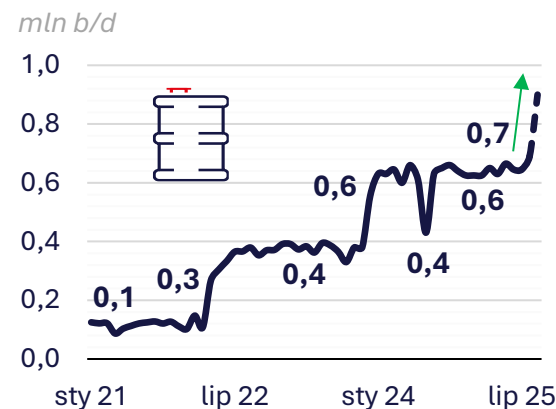
10) Dane US EIA STEO SEP'25.

11) Informacje Oilprice z 10.09.2025

Produkcja ropy naftowej w OPEC+¹⁰, 2022-2025 (i prognoza do 2026)



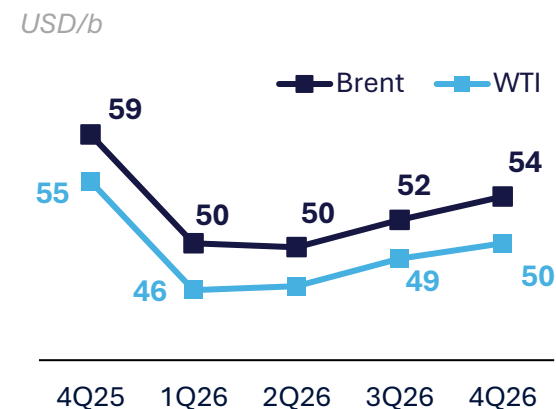
Produkcja ropy i paliw płynnych w Gujanie¹⁰, 2021-2025



Produkcja ropy naftowej w USA¹⁰, wrze'22-wrze'25



Prognoza cen kontraktów na ropę Brent i WTI¹⁰ (US EIA)



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF OCT25) zakończyły sierpień spadkiem do 31,6 EUR/MWh wraz z przyjęciem w chińskim porcie pierwszego gazowca z objętego amerykańskimi sankcjami (rosyjskiego) kompleksu Arctic LNG 2. W pierwszych dniach września ceny gazu pozostały poniżej 32 EUR/MWh, po niespodziewanym porozumieniu Chin oraz Rosji w sprawie zwiększenia dostaw gazociągami Power of Siberia oraz budowy drugiej nitki przez Mongolię (PoS2). Ponadto rynek oczekiwał reakcji USA wobec kolejnych gazowców z Arctic LNG 2, zmierzających do Chin. Pierwsza dekada września została zakończona wzrostem notowań do 32,9 EUR/MWh na fali obaw geopolitycznych (atak Izraela w Katarze, naruszenie przestrzeni powietrznej NATO). Równocześnie malały dostawy gazu z Norwegii wraz z kulminacyjnym okresem napraw, a generacja z OZE uległa zmniejszeniu. Później ceny oscylowały w wąskim przedziale 32-33 EUR/MWh w oczekiwaniu na 19. pakiet sankcji UE. Jednak postulat Komisji Europejskiej o zakończeniu importu LNG z Rosji od 2027 roku (o rok wcześniej), nie przełożył się na istotny wzrost cen gazu, przy prognozowanej do tego czasu nadwyżce LNG na rynku (nawet 8 mln ton globalnie w 2027 roku)¹³.

12) Dane Bloomberg.

13) Prognoza Bloomberg NEF: Global Energy Market Outlook 2030.

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF¹² (giełda ICE)

EUR/MWh



Gaz ziemny (TTF)

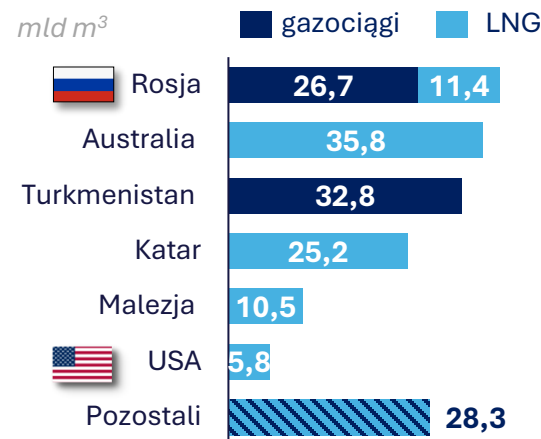
Powodem spadku cen gazu na początku września nie była skala wolumenu dostarczonego pierwszym gazowcem z Arctic LNG 2 do Chin, ale brak znaczącej reakcji USA na demonstracyjne obejście sankcji Zachodu. Do tej pory do Chin dotarło 6 gazowców z tego kompleksu¹⁴. Stany Zjednoczone wezwały później UE-27 do wykonania pierwszego kroku i nałożenia 100% ceł importowych na towary z Chin (w ramach „ostrzeżenia” przed współpracą z Rosją i finansowaniem wojny). **Porozumienie Chin i Rosji o zwiększeniu „wkrótce” dostaw poprzez Power of Siberia o kolejne 6 mld m³/r (obecnie 38 mld m³), może zmniejszyć napięcie na rynku fizycznym LNG i obniżyć ceny gazu¹⁵. Jeśli przesył faktycznie wzrośnie, wtedy Chiny prześcigną Niemcy w rankingu największych importerów netto surowca gazociągami¹⁶. Przy okazji konferencji w Szanghaju ogłoszono również zwiększenie dostaw gazociągiem z wyspy Sachalin (do 12 mld m³/r pod koniec dekady), a także zawarto wstępne porozumienie o budowie gazociągu Power of Siberia 2 (50 mld m³/r)¹⁵. Jednak warto zauważyć, że uruchomienie PoS2 oznaczałoby uzależnienie Chin od dostaw z Rosji, podczas gdy Państwo Środka kładzie nacisk na wzrost wydobycia własnego (+28% od 2020 roku) i swojej niezależności.**

14) Do dnia 25.09.2025

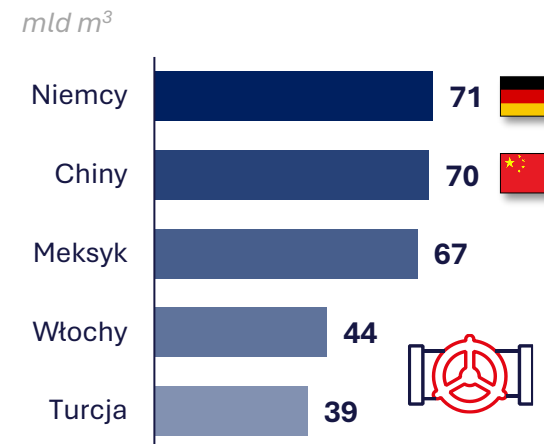
15) Dane LSEG na podstawie IEEFA oraz Energy Institute 04.09.2025.

16) Dane IGU Global Gas Market Report 2025.

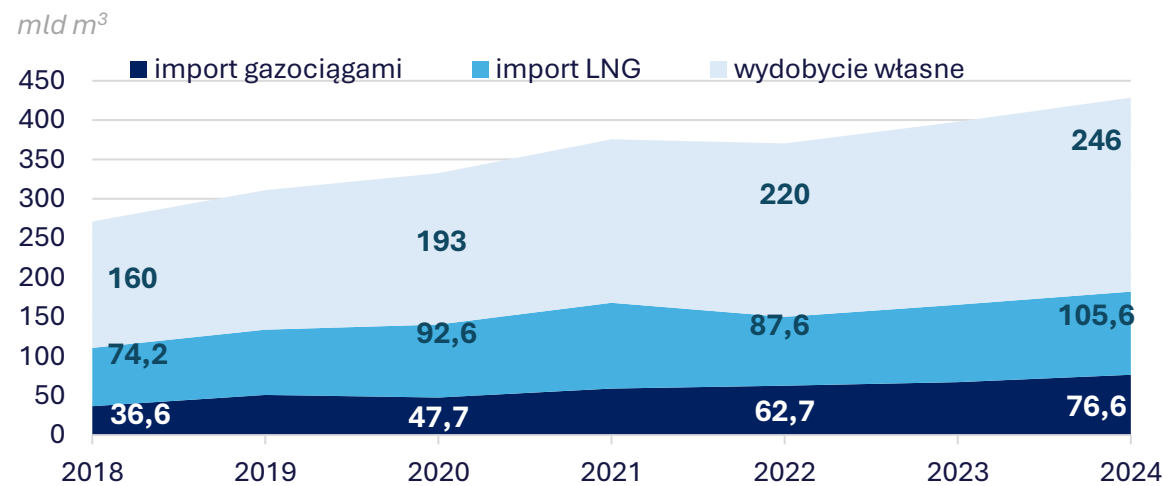
Główni dostawcy gazu do Chin¹⁵, 2024



Najwięksi importerzy netto surowca gazociągami¹⁶, 2024



Źródła podaży gazu w Chinach¹⁵, 2018-2024



Gaz ziemny (TTF)

Porozumienia z Chinami były przypieczętowaniem trwającego ponad dekadę procesu przejścia Rosji od rynku europejskiego na azjatycki (poprzez budowę infrastruktury a później sankcje). Pod względem systemu gazociągów oraz połączeń kolejowych, Europa była i jest dużo bardziej dostępna. Jednak budowany od 2014 roku gazociąg Power of Siberia (obecnie 38 mld m³/r przesyłu), powiększył rynek zbytu w Państwie Środka. Dane US Energy Information Administration wskazują, że w 2021 roku tylko 7% rosyjskich dostaw gazu kierowane było do Chin, a w 2024 roku było to prawie 30% (w tym LNG)¹⁷.

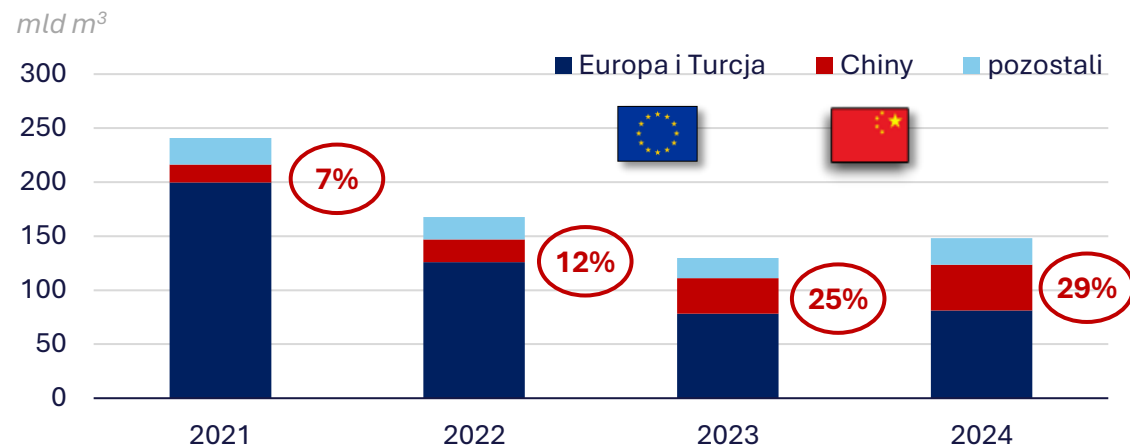
Jednak wyzwaniem dla państw UE-27 pozostaje import rosyjskiego LNG, a także rosnące dostawy poprzez Turkstream. Dane Instytutu IEEFA o imporcie surowca gazociągami, wskazują na zwiększenie dostaw¹⁸ tym szlakiem o 7% r/r w 1H25 do poziomu 7,7 mld m³. W przypadku importu LNG z Rosji w pierwszym półroczu nastąpiło spowolnienie (-1% r/r), jednak poziom zakupów był nadal wysoki (łącznie 10,98 mld m³) i stanowił ok. 15% całego importu LNG w tym okresie¹⁹. Kluczowym będzie zatwierdzenie przez państwa UE-27 propozycji KE o całkowitym zaprzestaniu importu rosyjskiego LNG od początku 2027 roku, celem odcięcia finansowania działań Moskwy.

17) US EIA Today in Energy 03.09.2025.

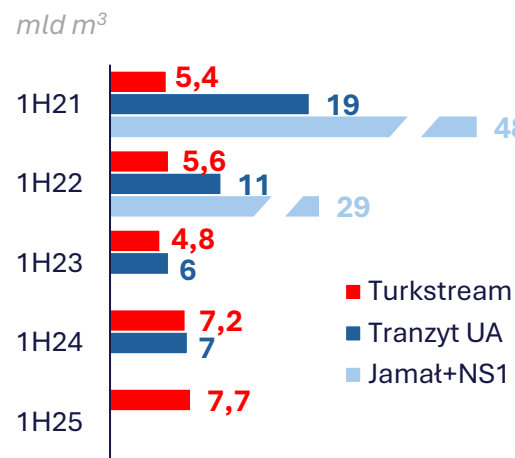
19) Dane Bruegel 25.09.2025.

18) IEEFA: EU gas flows tracker, Sep'25.

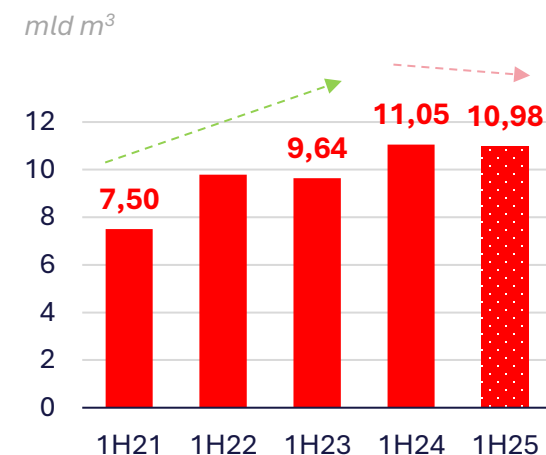
Zmiana w kierunkach eksportu gazu ziemnego z Rosji¹⁷, 2021-2024



Dostawy gazociągami z Rosji do UE-27¹⁸, 1H21-1H25



Import rosyjskiego LNG do państw UE-27¹⁹, 1H21-1H25



Gaz ziemny (TTF)

Poza wydarzeniami geopolitycznymi, wrzesień na europejskim rynku był miesiącem napraw norweskiej infrastruktury. Jednak w obecnym roku skala prowadzonych prac była nieco mniejsza, co przełożyło się na większy eksport surowca w tym okresie i hamowało potencjał do wzrostu cen. **W pierwszym półroczu Norwegia odpowiadała za 55% dostaw gazociągami do państw UE-27, stąd jej kluczowa rola zaopatrzeniu kontynentu.** Warto jednak zauważyć, że były one nieznacznie niższe (-3% r/r), za sprawą przedłużenia wiosennych napraw²⁰. **W obecnym miesiącu warunki atmosferyczne były dość przyjazne generacji z OZE oraz pozwalały na wzrost zapęłnienia unijnych magazynów do 82% pod koniec miesiąca²¹.** Przyczynił się do tego większy o ponad 20% wolumen importu LNG do państw UE względem sierpnia (a także +38% r/r)²². Możliwe jest osiągnięcie w terminie pierwotnego celu 90% zapęłnienia magazynów przed 1 listopada. Ponowny wzrost cen gazu do 32,7 EUR/MWh był połączeniem impulsów z rynku ropy naftowej (ataki na infrastrukturę energetyczną Rosji), zapowiedzi istotnego ochłodzenia w październiku w Europie (większy pobór do celów grzewczych) oraz przejściowego zmniejszenia dostaw z francuskich terminali LNG (naprawy i strajki).

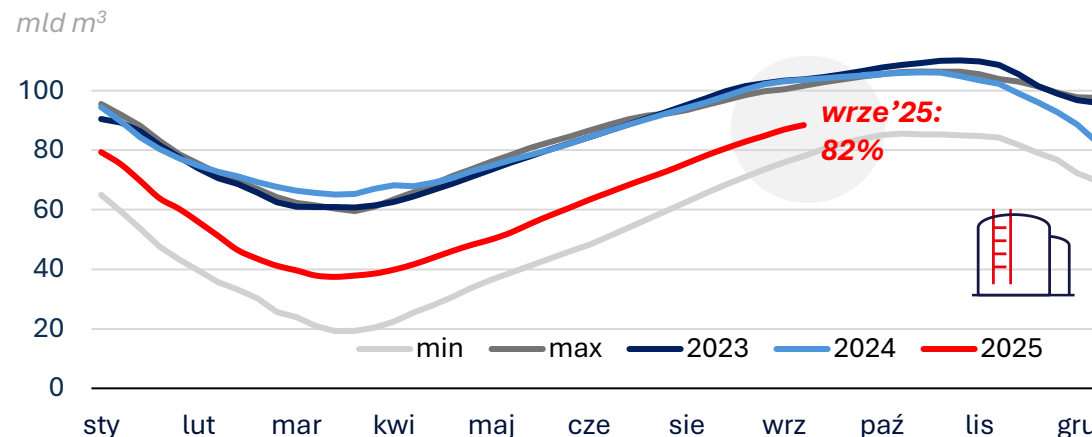
20) IEEFA: EU gas flows tracker, Sep'25

21) Dane GIE AGSI odczyt z 25.09.2025. Min-max z okresu 2015-2020

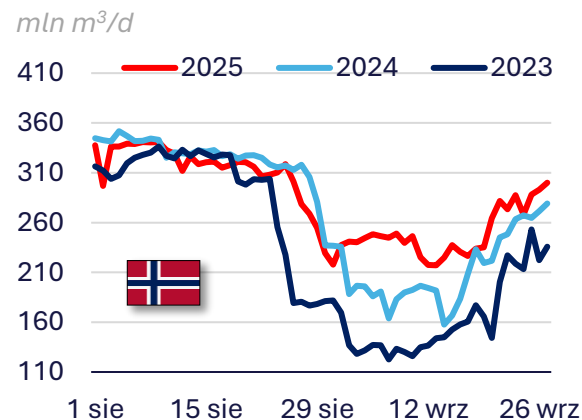
22) Dane Bruegel od importu LNG oraz dostawach z Norwegii na dzień 25.09.2025.

23) Dane Bloomberg, odczyt krzywej dla września z dnia 24.09.2025.

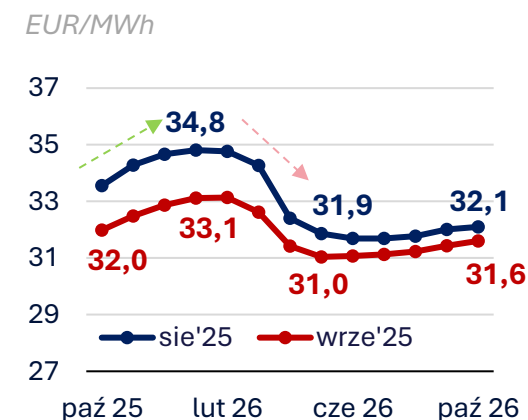
Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu²¹, 2023-2025



Eksport gazu z Norwegii w czasie jesiennych napraw²², 2023-2025



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)²³



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii podążały za zmianami cen na europejskim rynku, poruszając się w wąskim przedziale 158 PLN/MWh-162 PLN/MWh. Umocnienie pod koniec pierwszej dekady września, związane było ze wzrostem napięcia geopolitycznego w Europie. Później notowania CAL26 naprzemiennie rosły do 161 PLN/MWh i osłabiały nieco poniżej 158 PLN/MWh wraz z perspektywami dobrego zaopatrzenia w surowiec w Europie i oczekiwaniem słabszej konkurencji o dostawy LNG z Chinami. **Polskie magazyny gazu pod koniec września łącznie osiągnęły 100% zapelnienia²⁵.** Na przestrzeni miesiąca udział gazu w krajowej strukturze wytworzenia wynosił średnio 12%. Najnowsze dane *IEEFA* wskazują na 522 mln m³ gazu dostarczone z Polski do Ukrainy na przestrzeni 1H25²⁶. W tym miesiącu Prezydent podpisał ustawę o zapasach ropy i gazu, przedłużającą świadczenie usługi biletowej przez RARS dla importerów gazu do 30 września 2026 r.²⁷ Istotnym wydarzeniem dla krajowego rynku było przyłączenie do sieci gazowej PSG pierwszej biometanowni w Strzelinie. Biogaz produkowany jest z pozostałości roślinnych buraków cukrowych, a nadwyżki niewykorzystane przez lokalną cukrownię będą wtłoczone do sieci²⁸.

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

26) IEEFA: EU gas flows tracker, Sep'25.

28) Informacje PSG 09.09.2025.

25) Dane GIE AGSI z 26.09.2025.

27) Dane PAP 26.09.2025.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na gaz²⁴ (TGE)

PLN/MWh



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na Towarowej Giełdzie Energii umocniły się z poziomu niecałych 420 PLN/MWh na początku miesiąca do 433 PLN/MWh w drugiej dekadzie września. **Początkowo do wzrostu przyczyniła się niższa generacja z OZE oraz rosnąca niepewność o bezpieczeństwo w Europie i towarzyszący temu wzrost cen surowców energetycznych.** Dodatkowo uczestnicy rynku energii elektrycznej w Europie kierowali uwagę na ograniczenia aktywnych mocy wytwórczych we Francji w czasie strajków. **Później to nieustanny wzrost cen uprawnień do emisji (kluczowych dla kosztów polskiej i niemieckiej energetyki), wspierał notowania kontraktu rocznego.** Ubiegły tydzień przyniósł lekką korektę w okolice 431 PLN/MWh. W krajowej strukturze wytworzenia w obecnym miesiącu udział farm wiatrowych wzrósł średnio do 16% (generacja +55% m/m), przy sezonowym spadku produkcji z instalacji fotowoltaicznych (-24% m/m) oraz ich udziału w miksie do 15% z 21% w sierpniu³⁰. W ubiegłym tygodniu Prezydent podpisał ustawę o bonie ciepłowniczym i zamrożeniu cen prądu w 4Q25 na poziomie 500 PLN/MWh netto (dla gospodarstw domowych). Minister Energii podkreślił, że mrożenie cen energii nie będzie już konieczne w 2026 roku.

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

31) Informacje PAP z 26.09.2025

30) Dane Forum Energii (Forumetr) z 25.09.2025.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na energię elektryczną²⁹ (TGE)

PLN/MWh



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie (DEC25) na przestrzeni pierwszej połowy września umocniły się z niecałych 74 EUR/t do prawie 78 EUR/t. Dynamiczny wzrost cen do najwyższego poziomu od lutego, nastąpił pomimo najniższych od początku wiosny cen gazu oraz korekty na rynku węgla energetycznego. Notowania EUA ulegały wzmocnieniu na fali wydarzeń geopolitycznych, chwilowo niższej generacji z farm wiatrowych oraz perspektywy spadku podaży uprawnień, po przeniesieniu nadwyżki do rezerwy MSR. Ponadto chwilowym wsparciem były strajki m.in. w sektorze energetycznym Francji, które prowadziły do ograniczenia aktywnych mocy wytwórczych (np. 18.09 o 4,4 GW)³³. Jednak największą uwagę skupiały działania funduszy inwestycyjnych, które sukcesywnie zwiększały zaangażowanie w długich pozycjach netto do najwyższego poziomu od 7 lat (tj. 78 mln ton). Wyjaśnieniem tych działań może być oczekiwanie większego napięcia na rynku fizycznym, po zmniejszeniu wolumenu aukcyjnego o ~275,5 mln ton EUA w okresie wrze'25-sie'26³⁴. Ponadto przypadający 30.09 termin umorzenia jednostek dla podmiotów w EU ETS, wzmacniał przekonanie o chwilowym wzroście popytu kupujących „na ostatnią chwilę”.

32) Dane Bloomberg.

34) Komunikat KE z 28.05.2025

33) Dane LSEG 19.09.2025.

Notowania uprawnień do emisji CO₂ w kontrakcie DEC25³² (giełda ICE)

EUR/t



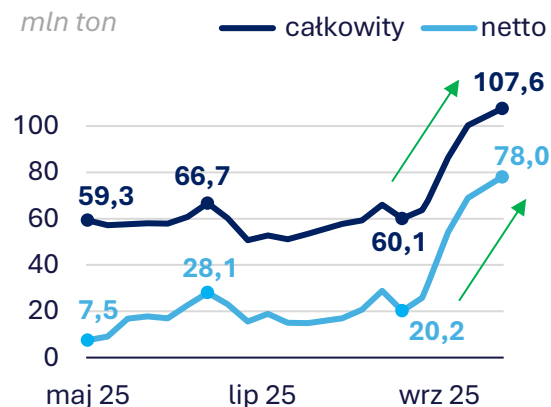
Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

W kwestii wolumenu aukcyjnego w pozostałych miesiącach (2025), KOBiZE szacuje jego łączne zmniejszenie o 6% r/r³⁵. W przyszłym roku spodziewane jest większe ograniczenie wolumenu EUA na aukcjach unijnych (-9,5%), niemieckich (-15,8%) oraz polskich (-13%)³⁶. W tym miesiącu Niemcy wystosowały apel o utrzymanie bezpłatnego przydziału uprawnień dla przemysłu w większej liczbie- również po 2030 roku. Argumentem jest utrzymanie konkurencyjności branży w dobie wyższych cen (USA). Warto zauważyć, że wraz z końcem dekady, obecny harmonogram przewiduje zmniejszenie o ponad połowę, przyznawanych obecnie jednostek EUA. Według danych Bloomberg ok. 38% emisji EU ETS w 2024 roku pochodziło z przemysłu, jednak spadek produkcji w kryzysie energetycznym i konkurencja innych regionów, doprowadziły do znaczącej redukcji emisji w niektórych branżach. BNEF szacuje, że emisje sektora chemicznego spadły o 20% (vs 2019 rok), a stalowego o 25%, pomimo chwilowego wzrostu intensywności emisji przez zastąpienie gazu węglem³⁷. BNEF prognozuje, że ograniczenie darmowego przydziału, może zwiększyć udział kosztów EUA do 35% w całkowitej sumie kosztów np. konwencjonalnych zakładów stalowych w Niemczech po 2030 roku.

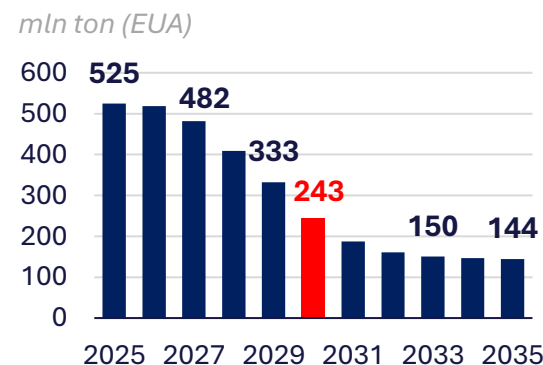
35) KOBiZE raport podsumowujący lipiec 2025.
37) BloombergNEF: Carbon Weekly 04.09.2025.

36) Dane LSEG 04.08.2025.
38) Dane LSEG, odczyt 25.09.2025.

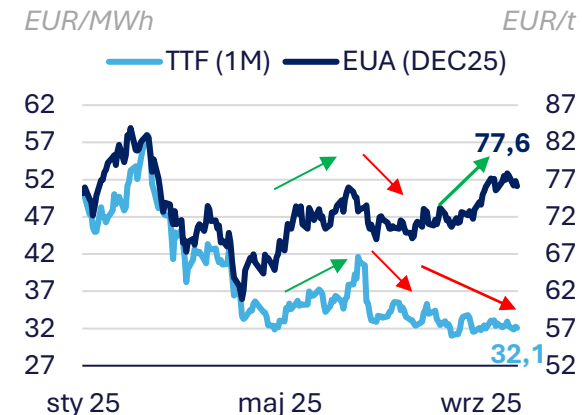
Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych na rynku EUA³⁸, maj'25-wrze'25



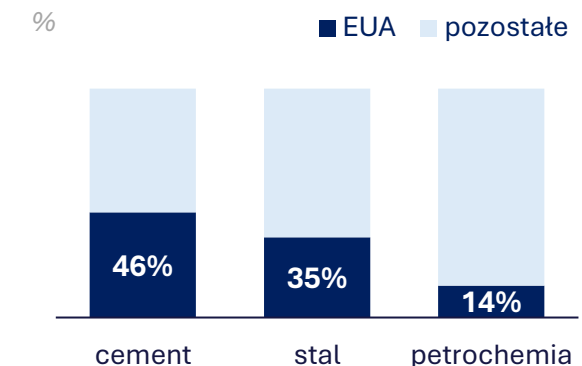
Przydział bezpłatnych uprawnień dla przemysłu EU ETS³⁸, 2025-2035



Zmiana notowań EUA oraz gazu TTF w 2025 roku³⁸



Udział EUA w całkowitych kosztach zakładów przemysłowych Niemiec po 2030 roku³⁷



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu (OCT25) na węgiel energetyczny (API2) w pierwszej dekadzie września uległy osłabieniu z 98 USD/t do niecałych 94 USD/t. Do obserwowanej korekty przyczyniły się najniższe od maja ceny konkurencyjnego gazu oraz dobre zaopatrzenie europejskiego rynku.

Malejące stawki za dostawy LNG do Azji w połączeniu z zakończeniem fali upałów w Korei Płd. i Japonii, przemawiały za osłabieniem popytu na węgiel energetyczny. Ponadto w pierwszej połowie września, zapasy węgla w europejskich portach ARA wzrosły do najwyższego poziomu od 15-tygodni (3,4 mln ton)⁴⁰. Co więcej, prognozy spadku dostaw z Kolumbii (po zapowiedzianych cięciach wydobycia w tamtejszych kopalniach), dotychczas nie uległy potwierdzeniu. Agencja Kpler oszacowała, że wrześniowy import z tego kraju może wzrosnąć o kolejne 10% m/m⁴⁰. Dane Eurostatu wskazują, że w 2Q25 Kolumbia była 3. największym dostawcą węgla do UE-27 z udziałem 12,5% zaraz po USA (35,3%) i Australii (33,2%). Co więcej, zwiększyła ona swój udział o 7 pp. (utracone przez Australię)⁴¹. Druga połowa miesiąca rozpoczęła się od chwilowego wzrostu cen API2 (96,4 USD/t), po zapowiedziach szybszego odejścia od importu gazu z Rosji. Jednak w ubiegłym tygodniu nastąpił ponowny spadek cen do 93,6 USD/t.

39) Dane Bloomberg.

40) Montel Research 15.09.2025.

41) Dane Eurostat.

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2³⁹ (giełda ICE)

USD/t



Węgiel energetyczny (API2)

W sierpniu uwagę uczestników rynku zwrócił większy od oczekiwań wzrost chińskiego importu węgla (+19% m/m). Co prawda dostawy nadal były o 7% mniejsze względem ubiegłego roku, to jednak **wyższe ceny krajowe, będące konsekwencją spadku rodzimego wydobycia (-4% r/r w lip'25) i zapasów, zwiększyły opłacalność importu m.in. drogą morską**⁴². W ubiegłym miesiącu to zmniejszenie produkcji energii z hydroelektrowni (-10% r/r), przypadające na letnie maksimum zapotrzebowania na energię do celów chłodzenia, przełożyło się na wzrost importu węgla energetycznego drogą morską do 28,7 mln ton (najwyższy poziom od gru'24). Jednak wstępna prognoza Agencji Kpler wskazuje na możliwy spadek jego importu we wrześniu (-12% m/m) wraz z wejściem w okres przejściowy o niższym popycie na energię (do celów chłodzenia i ogrzewania)⁴³. **Jeśli władze Chin utrzymają inspekcje w kopalniach, ograniczając wydobycie ponad przyznany prowincjom limit, wtedy produkcja może spaść o 9% r/r w 2H25.** Według szacunków Morgan Stanley pozwoli to na zredukowanie prognozowanej na koniec 2025 roku nadwyżki węgla z 562 mln ton do 318 mln ton, przy wydobyciu rocznym w okolicy 4,67 mld ton (-1% r/r)⁴⁴.

42) Dane LSEG 18.09.2025.

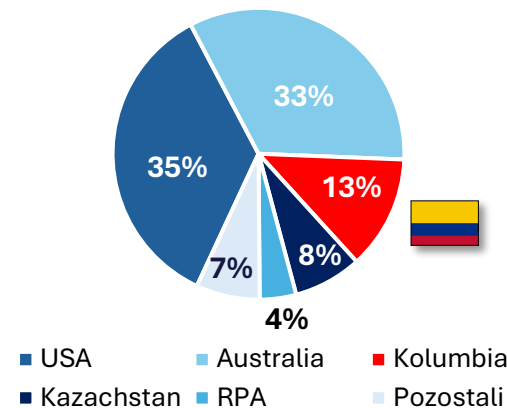
44) Prognoza M. Stanley w Bloomberg 22.09.2025.

43) Prognoza Kpler 26.09.2025 (tylko energetyczny).

45) NBS Chin oraz China Customs, odczyt 22.09.2025

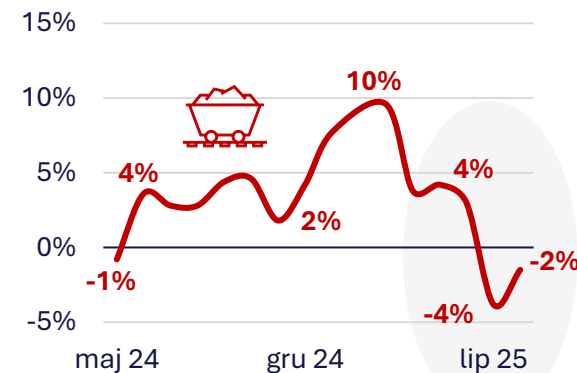
Kierunki importu węgla do UE-27⁴¹, 2Q25

% wartościowo



Dynamika wydobycia węgla w Chinach⁴⁵, maj'24-lip'25

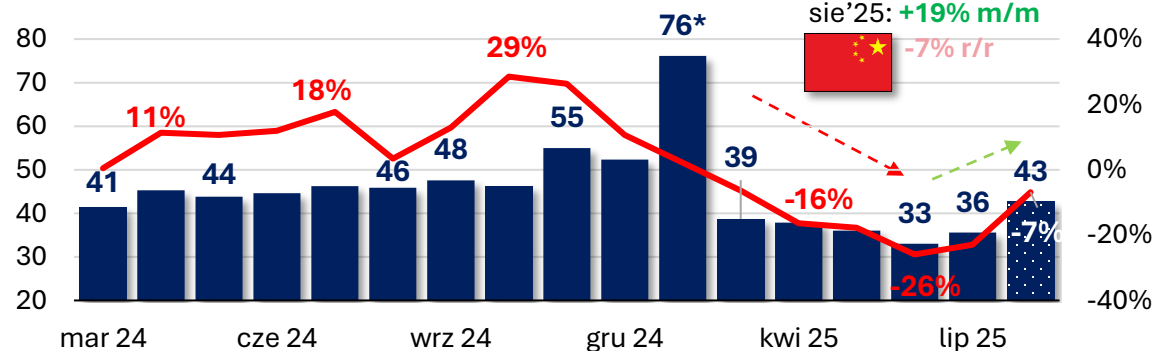
zmiana % r/r



Chiński import węgla (ogółem)⁴⁵, mar'24-sie'25

mln ton

zmiana % r/r

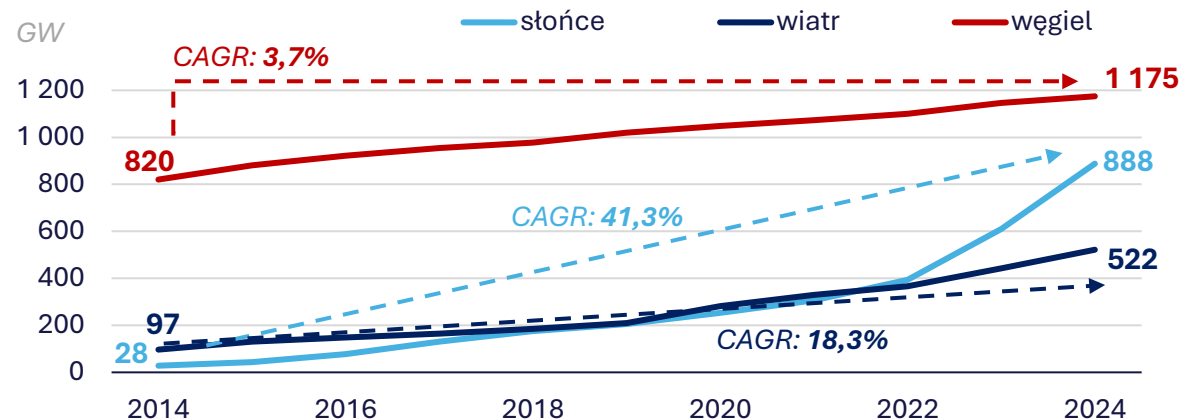


Węgiel energetyczny (API2)

Drugą niewiadomą w kwestii tegorocznego popytu importowego na węgiel w Chinach (a zatem poziomu cen), pozostaje skala jego zastąpienia przez OZE, zarówno w energetyce jak i przemyśle. Według danych think-tanku Ember, na przestrzeni 1H25 produkcja energii z farm wiatrowych wzrosła o 16% r/r, a z instalacji fotowoltaicznych o 43% r/r. Co więcej, łączna generacja z tych dwóch źródeł w okresie cze'24-cze'25 wyniosła 2073 TWh, wobec 1936 TWh energii pochodzącej łącznie z atomu, hydroelektrowni i pozostałych OZE. Było to możliwe, dzięki spektakularnemu przyrostowi zainstalowanych nowych mocy w pierwszym półroczu (+213 GW słońce; +52 GW wiatr)⁴⁶. Pozwala to na przyspieszenie procesu zielonej elektryfikacji. W 2024 roku 84% nowego popytu na energię pokryły czyste źródła, wobec 47% w latach 2011-2020. W 2023 roku energia elektryczna zastąpiła węgiel w roli największego źródła energii końcowej w przemyśle, a upowszechnienie pieców elektrycznych, zastępuje go stopniowo w mieszkalnictwie. Zdaniem ekspertów polityka „*build before break*”, doprowadzi najpierw do zmiany funkcji elektrowni węglowych (stabilizacja systemu), przy ciągłej rozbudowie OZE, a dopiero później do zmniejszenia ich roli⁴⁶.

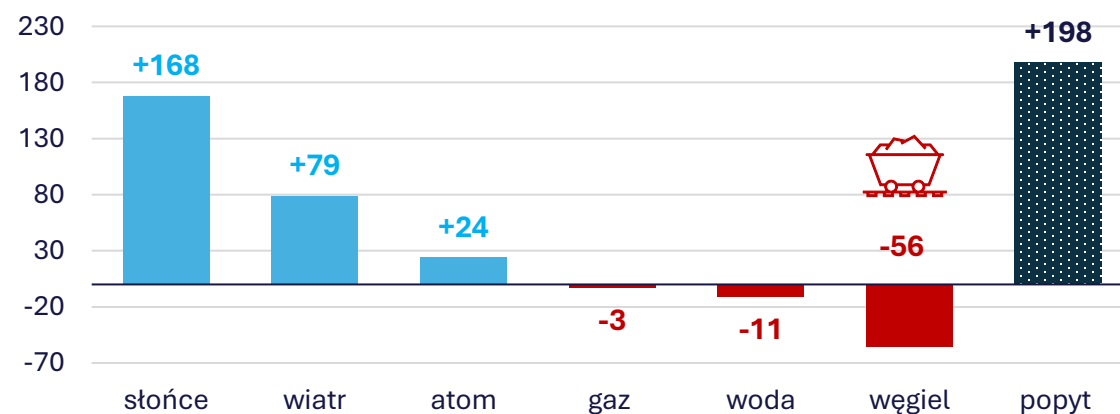
46) Dane Ember Electricity Data Explorer oraz raportu China Energy Transition Review 2025.

Moc instalacji do produkcji energii z wiatru, słońca i węgla w Chinach⁴⁶, 2014-2024



Zmiana wytworzenia energii elektrycznej z wybranych źródeł w Chinach⁴⁶, 1H25 vs 1H24

zmiana w TWh r/r



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 26.09.2025

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	70,13	+4%	-2%
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	32,70	-2%	-14%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	159,90	-1%	-10%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	431,40	+3%	0%
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC25)	75,98	+4%	+14%
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	94,25	-5%	-19%

Autor raportu: Magdalena Płaczek

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

Materiał przygotowany według danych na dzień: 26.09.2025

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.

