

Sierpień 2026

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt OCT26) rozpoczęły sierpień spadkiem z 88 USD/b do poziomu 79 USD/b (05.08) wraz z doniesieniami o postępach rozmów Iran-Oman o wytyczeniu szlaków przepływu przez Cieśninę Ormuz. Optymizmu dodały wcześniejsze komentarze D. Trumpa o rzekomej prośbie Iranu o dodatkowy czas na finalizację umowy otwarcia Cieśniny. Jednak pierwszą połowę miesiąca zakończyliśmy powrotem cen Brenta do 88 USD/b, po tym jak USA oraz Iran zaczęły stawiać wzajemne (niemożliwe do spełnienia) warunki otwarcia szlaku. Iran domagał się m.in. opłat za przepływ Cieśniną, zniesienia sankcji USA na eksport ropy i rekompensat za ataki. USA żądały z kolei odszkodowań za ofiary i zniszczenia po atakach Iranu. Finalnie Teheran poinformował, że Cieśnina jest zamknięta do czasu spełnienia jego postulatów. Warto dodać, że w całym miesiącu odnotowano ataki Huti na statki na Morzu Czerwonym oraz ataki na jednostki w Cieśninie (Iran), czy próbujące złamać blokadę morską (USA). **Impas w rozmowach, niewielka liczba jednostek przepływających przez Ormuz oraz napięcie na rynku oleju napędowego i malejące zapasy paliw –wzmocniły ceny Brenta powyżej 90 USD/b².**

1) Dane Bloomberg. Ceny na wykresie są cenami rozliczeniowymi settlement z danego dnia.

2) Informacje Reuters z 18.08.2026.

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent¹ (giełda ICE)

USD/b



Ropa naftowa (Brent)

W drugiej dekadzie miesiąca ceny ropy wzrosły do 94 USD/b, po tym jak USA ogłosiły „wojnę ekonomiczną oraz izolację Iranu”, grożąc sankcjami wtórnymi wszystkim państwom „wspierającym” Teheran. W ubiegłym tygodniu nastąpiła jednak korekta do 88 USD/b wraz z powrotem Iranu i Omanu do negocjacji przepływu przez Ormuz. W tym miesiącu OPEC+ podniosła limit wydobycia o kolejne 188 tys. b/d od września. Pomimo formalnego zwiększania progów, moce wydobywcze na Bliskim Wschodzie były nadal ograniczone przez zamkniętą Cieśninę i ryzyko ataków rakietowych. US EIA w całym 3Q26 szacuje ich ubytek rzędu 6,6 mln b/d wobec poziomu sprzed wojny³. Równocześnie szacowany sierpniowy eksport ropy i paliw z Zatoki Perskiej może wynieść ok. 5,8 mln b/d wobec 17,8 mln b/d w zeszłym roku⁴. Jednak do wskazanego wolumenu trzeba doliczyć eksport z zachodniego wybrzeża Arabii Saudyjskiej (ok. 4,2 mln b/d w sie'26) oraz trudny do oszacowania „ukryty eksport”. Według informacji Reuters, ZEA posiadają już całą flotę „tankowców cienia”, dzięki którym eksport paliw w 2. połowie sierpnia wynosił 3,4 mln b/d wobec 3,2 mln b/d w sie'25⁵. Ceną za to były ataki Iranu niektóre na tankowce ADNOC w czasie przepływu przez Ormuz.

3) Dane US EIA STEO Aug'26.

5) Informacje Reuters 18.08.2026.

*) Wyliczenia dla: Kuwejtu, ZEA, Iranu, Iraku, Kataru, Bahrajnu, Arabii S.

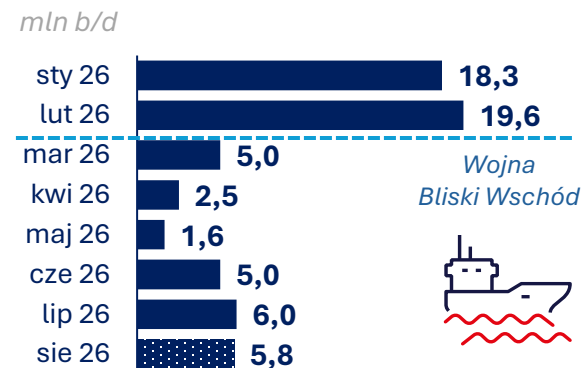
4) Dane LSEG i Kpler z 20.08.2026. .

6) Dane Bloomberg, odczyt 27.08.2026.

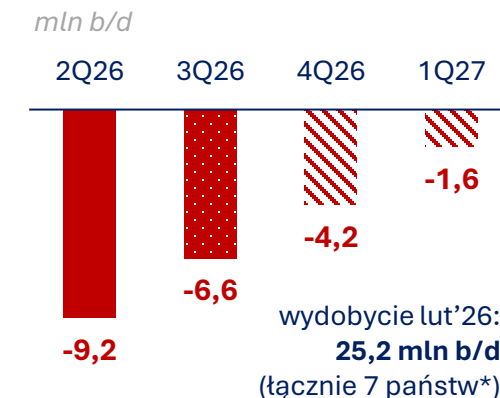
Liczba statków handlowych płynących przez Cieśninę Ormuz⁶, cze'26-sie'26



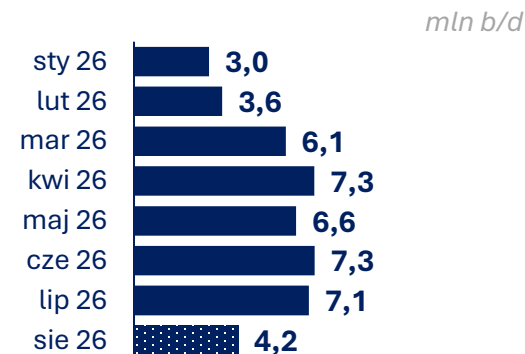
Szacunkowy eksport ropy i paliw płynnych z Zatoki Perskiej⁴, 2026



Ograniczenie mocy wydobywczych na Bliskim Wschodzie z prognozą US EIA³, 2Q26-1Q27



Szacunkowy eksport ropy i paliw płynnych z zachodnich portów Arabii Saudyjskiej⁴, 2026

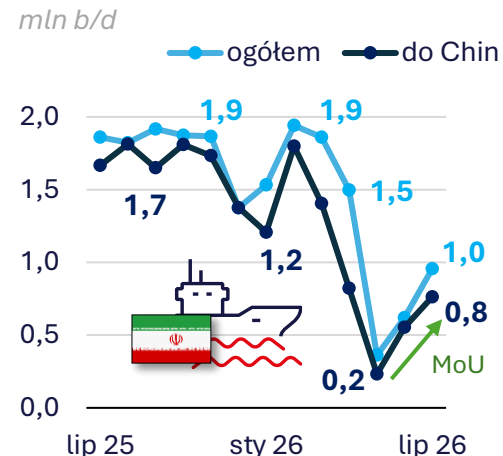


Ropa naftowa (Brent)

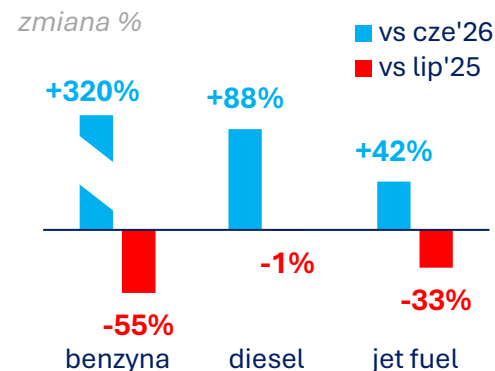
Wśród uczestników rynku pojawiają się doniesienia o konieczności adaptacji do „nowej rzeczywistości bez Ormuz” tj. dokonywania przeładunków paliw poza Cieśniną lub inwestycji w alternatywne trasy dostaw. Jednak obecny stan rzeczy uderza silnie zarówno w Iran (50% spadek eksportu ropy do Chin r/r, inflacja 88% r/r w lipcu), jak również w USA (ceny benzyny +31% r/r), co teoretycznie powinno motywować strony konfliktu do jego rozwiązania⁷. **W ostatnich miesiącach to znaczący spadek chińskiego importu ropy naftowej (lip'26: -24% r/r), hamował wzrost jej cen na globalnych rynkach**, pomimo impasu w negocjacjach⁷. Dane za lipiec wskazują, że przerób ropy w rafineriach Państwa Środka nadal był o 16% niższy r/r. Popyt na ropę ograniczyły niskie marże rafineryjne, słabsza aktywność przemysłowa oraz rosnący udział pojazdów elektrycznych. Jednak sytuacja może ulec zmianie, ponieważ Chiny odchodzą od ograniczeń w eksporcie ropopochodnych (lip'26: +7% m/m eksport paliw), nałożonych wiosną celem ochrony krajowego rynku⁸. Wzrost sprzedaży za granicę w kolejnych miesiącach, może pobudzić aktywności rafinerii, a finalnie zwiększyć import ropy i umocnić notowania giełdowe. Skorzystać może na tym główny dostawca ropy- Rosja.

7) Dane Bloomberg, odczyt 27.08.2026. 8) Dane ING Research oraz China Customs w Reuters z 18.08.2026.
9) Dane China Customs.

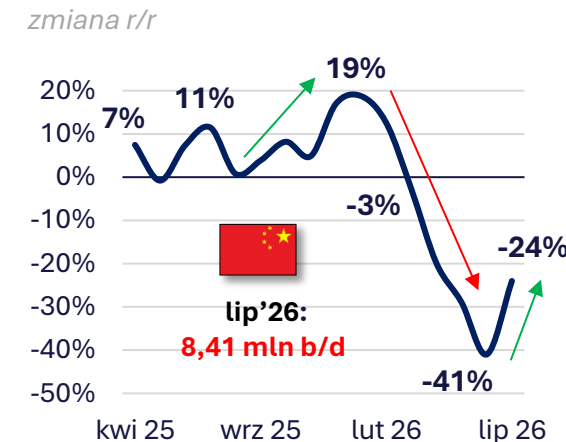
Irański eksport ropy naftowej⁷, lip'25-lip'26



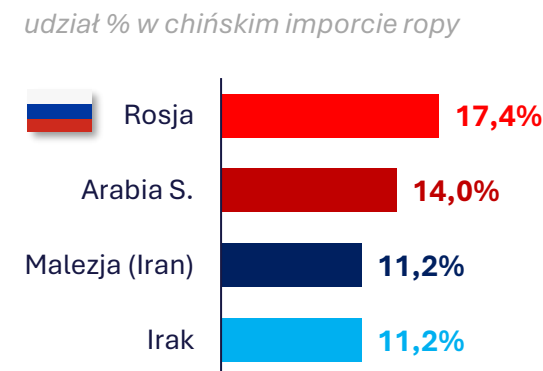
Dynamika chińskiego eksportu paliw płynnych w lipcu 2026⁸



Dynamika chińskiego importu ropy naftowej⁷, kwi'25-lip'26



TOP5 dostawców ropy naftowej do Chin⁹, 2025



Ropa naftowa (Brent)

Kolejnym czynnikiem wartym uwagi jest ponowne zwiększenie importu rosyjskiej ropy przez Indie. Co prawda w lipcu Chiny pozostały największym importerem surowców energetycznych z Rosji ogółem (43% udział o wartości ok. 7,7 mld EUR), to pod względem surowej ropy naftowej prowadzenie przejęły Indie. Organizacja CREA oszacowała wartość lipcowego importu rosyjskiej ropy do Indii na 5,5 mld EUR¹⁰. W zeszłym miesiącu ok. 93% dostaw do Indii pochodziło z rosyjskich portów na terenie Europy, zaś 90% importu do Chin trafiło z rosyjskich portów w Azji. Jednak już w sierpniu Kpler prognozuje spadek rosyjskich dostaw do Indii (o 59% m/m do 1,9 mln b/d), za sprawą wyższych cen i większych zakupów chińskich graczy, którzy przejmą ładunki z europejskich portów¹¹. **Finalnie, warto wspomnieć o prognozowanym spadku globalnego popytu na ropę i paliwa pochodne.** *International Energy Agency* (dalej: IEA) w sierpniowym raporcie znacząco zmieniła (o 510 tys. b/d) prognozę spadku globalnego popytu na paliwa płynne w całym 2026 roku (do -1,6 mln b/d). W 2027 roku prognozuje odbicie popytu o 2,4 mln b/d. W przypadku podaży oczekuje spadku o średnio 4,3 mln b/d (2026 r.), a w kolejnym roku odbicia o 8,3 mln b/d do 110,3 mln b/d¹².

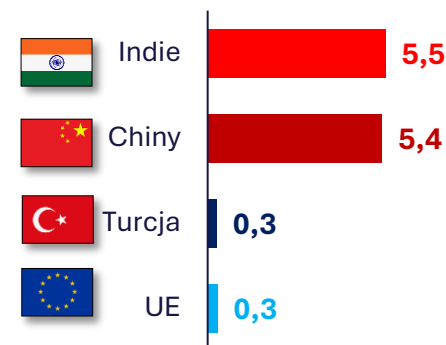
¹⁰) Dane CREA: July 2026 — Monthly analysis of Russian fossil fuel exports and sanctions.

¹¹) Dane Kpler w Reuters 20.08.2026 oraz dane Bloomberg o imporcie z 27.08.2026.

¹²) Dane IEA Oil Market Report August 2026 oraz US EIA Short Term Energy Outlook (STEO), August 2026.

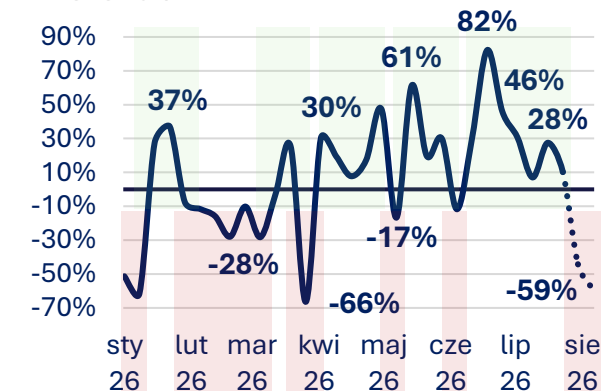
Najwięksi odbiorcy rosyjskiej ropy naftowej w lipcu 2026¹⁰

wartościowo (mld EUR)



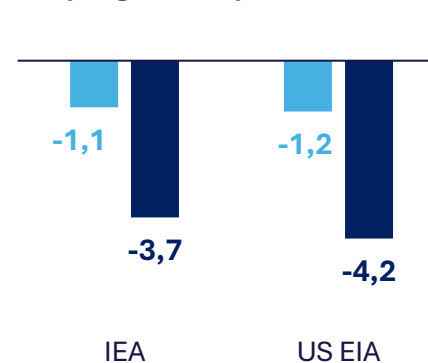
Dynamika eksportu rosyjskiej ropy drogą morską do Indii¹¹, 2026

zmiana % r/r



Zmiana globalnej podaży i popytu na paliwa płynne w całym 2026 roku¹². Porównanie prognoz agencji (IEA, US EIA) z lipca i sierpnia

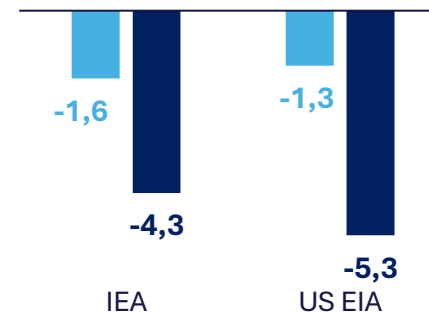
prognoza: lipiec 2026



prognoza: sierpień 2026

zmiana w mln b/d vs 2025 rok

■ popyt
■ podaż



Ropa naftowa (Brent)

Na rynku fizycznym produktów pochodnych nadal widoczne było wyraźne napięcie. Marże rafineryjne w basenie Atlantyku już w lipcu wzrosły do rekordowego poziomu przy sezonowo wyższym popycie (letnie podróże), niedoborze surowca z Bliskiego Wschodu, zakazie eksportu diesla z Rosji oraz malejących globalnie zapasach paliw. Według danych IEA, lipcowy przerób ropy w rafineriach był o 5 mln b/d niższy r/r, zaś wolumen morskiego handlu ropo-pochodnymi był o 3,8 mln b/d niższy względem lipca 2025 roku. Nie pomógł nawet wzrost eksportu z USA o 0,7 mln b/d odnotowany w lipcu (r/r). Szczególnie trudna sytuacja pozostaje na rynku oleju napędowego, którego łączny eksport morski z Rosji, Bliskiego Wschodu i Azji był w lipcu o 1/5 niższy r/r¹³. Rosja rozważa przedłużenie zakazu eksportu diesla do 1 października. Ceny LS Gasoil na giełdzie ICE wzrosły w drugiej połowie sierpnia ponownie powyżej 1310 USD/t, a ceny paliwa lotniczego umocniły się do 1360 USD/t¹⁴. Warto jednak zauważyć, że stan zapasów oleju napędowego w portach ARA wzrósł do 1,66 mln ton pod koniec sierpnia wobec 1,4 mln ton na koniec lip'26, podtrzymując widoczną w poprzednich latach tendencję odbicia pod koniec lata. Zapasy paliwa lotniczego wzrosły w sie'26 do 605 tys. ton (+18% m/m)¹⁵.

13) Dane IEA Oil Market Report August 2026.

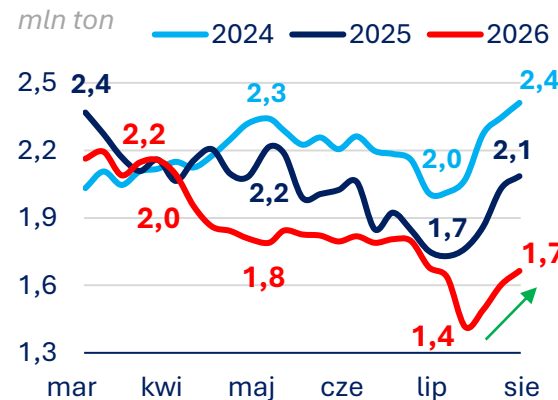
14) Dane Bloomberg do 26.08.2026.

15) Dane LSEG do 20.08.2026 włącznie.

Notowania kontraktu frontowego LS Gasoil (giełda ICE)¹⁴, 2026



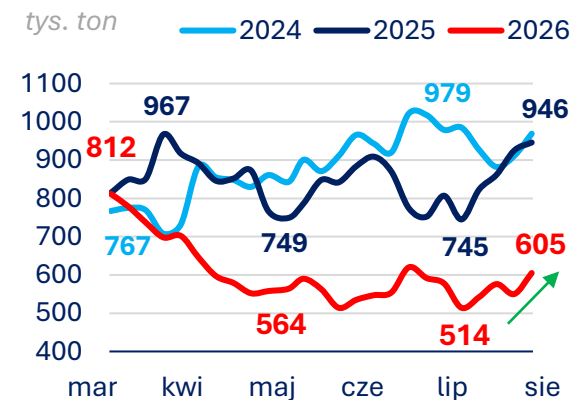
Zapasy oleju napędowego w portach ARA w Europie¹⁵, 2026



Notowania indeksu Jet Fuel (CIF NWE Cargoes)¹⁴, 2026



Zapasy paliwa lotniczego w portach ARA w Europie¹⁵, 2026



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF SEP26) zakończyły lipiec na poziomie 59 EUR/MWh, ale już pierwsze dni sierpnia przyniosły 11% korektę (05.08: 52,4 EUR/MWh). Powodem osłabienia cen były doniesienia o postępach negocjacji Iran-Oman, odnośnie akceptowalnych szlaków przepływu przez Cieśninę Ormuz. Ponadto w katarskim kompleksie Ras Laffan zauważono trzy gazowce gotowe do załadunku, co rynek zinterpretował jako sygnał możliwego przełomu. Jednak kolejne dni przyniosły sukcesywny wzrost cen gazu w Europie do 61 EUR/MWh w połowie sierpnia. Przyczyniły się do tego zarówno niemożliwe do spełnienia „warunki porozumienia”, stawiane wzajemnie przez Teheran i Waszyngton, jak i obawy o zbyt niski poziom zapasów gazu w Europie wobec impasu w negocjacjach i konkurencji z Azją o ładunki LNG. **Druga połowa miesiąca przyniosła dalszy wzrost notowań do 68,3 EUR/MWh wraz z zaniechaniem negocjacji pokojowych, doniesieniami o atakach na statki w Cieśninie Ormuz i na Morzu Czerwonym oraz nałożeniem sankcji gospodarczych przez USA na Iran, które wezwały do całkowitej izolacji Teheranu, grożąc innym państwom, które w jakikolwiek sposób współpracowałyby z Iranem- sankcjami wtórnymi**¹⁷.

¹⁶⁾ Dane Bloomberg.

¹⁷⁾ Informacje LSEG z 25.08.2026.

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF¹⁶ (giełda ICE)

EUR/MWh



Gaz ziemny (TTF)

Sierpień był miesiącem odczuwalnych w energetyce skutków pięciu fal upałów, które odnotowano w Europie tego lata. Od połowy czerwca temperatura powietrza w Europie Północno-Zachodniej utrzymywała się nieustannie powyżej 30-letniej normy sezonowej, chwilami przekraczając jej wartość o nawet 7-10°C¹⁸. Wraz z niską prędkością wiatru oraz pogarszającymi się warunkami hydrologicznymi, które ograniczały pracę hydroelektrowni oraz elektrowni atomowych, rosło zużycie gazu do produkcji energii elektrycznej. Dane Eurelectric za pierwsze 20 dni sierpnia wskazują na 18% udział gazu w unijnym miksie wobec nieco ponad 14% w zeszłym roku¹⁹. Równocześnie udział atomu w strukturze wytworzenia energii spadł do niecałych 20% (vs >24% w sie'25). Jednak ostatnie 10 dni sierpnia przyniosło znaczące ochłodzenie w regionie z wyższą generacją farm wiatrowych, co pozwoliło na złagodzenie sytuacji w europejskiej energetyce. Wraz z zakończeniem serii fal gorąca, uwaga rynku została skierowana na perspektywy zaopatrzenia. Z Cieśniny Ormuz nadal nie wypływały gazowce z LNG (choć były próby), a dane za lipiec potwierdziły prognozy wysokiego importu LNG przez konkurentów z Azji (+9% r/r w całym regionie)²⁰.

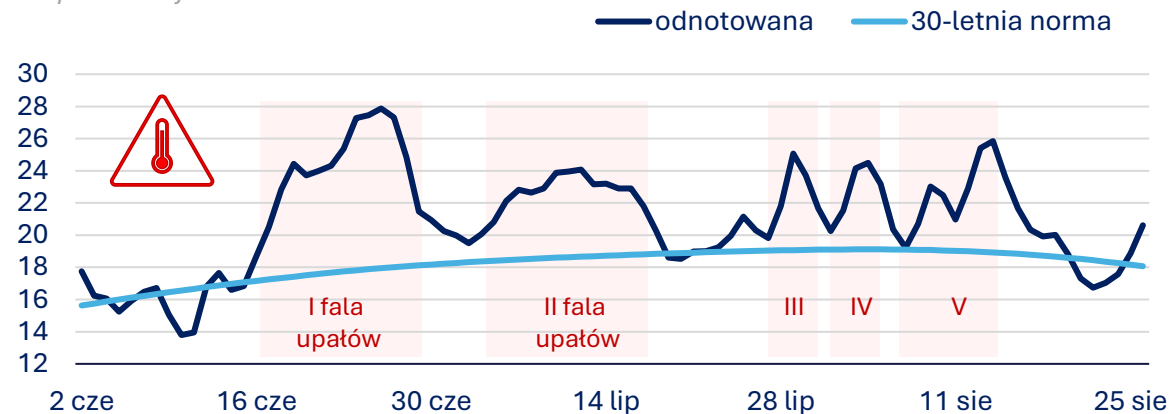
18) Dane Bloomberg odczyt 27.08.2026.

20) Dane Bloomberg do 26.08.2026.

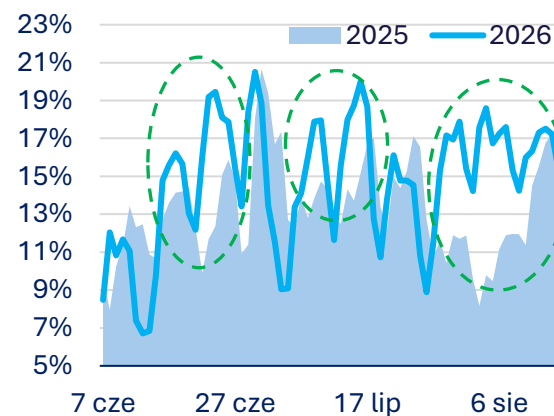
19) Dane Eurelectric do 20.08.2026 włącznie.

Temperatura powietrza w Europie Północno-Zachodniej¹⁸, cze'26-sie'26

stopnie Celsjusza

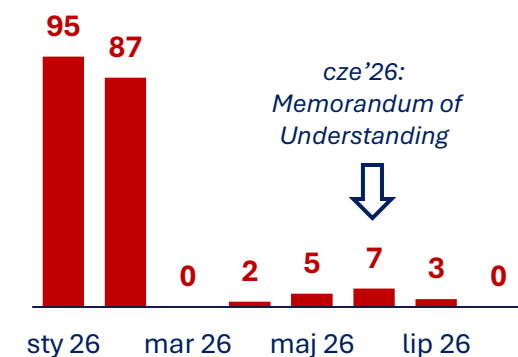


Udział gazu w produkcji energii elektrycznej latem w UE¹⁹, 2026 vs 2025



Liczba gazowców z LNG wypływających z Cieśniny Ormuz²⁰, 2026

liczba statków / miesiąc



Gaz ziemny (TTF)

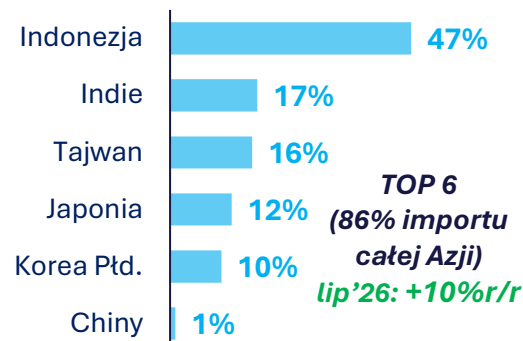
Po tym jak w pierwszych miesiącach wojny, nastąpiło załamanie importu LNG przez kraje Azji (odcięte od dostaw z Bliskiego Wschodu), to upalne lato również w tamtym regionie, wpłynęło na zwiększenie zakupów skroplonego gazu. Grupa sześciu największych importerów zakupiła w zeszłym miesiącu o 10% więcej LNG względem wolumenu sprowadzonego w ubiegłym roku²⁰. W tym okresie dostawy do największych portów Europy Północno-Zachodniej (NWE) sukcesywnie malały osiągając o 50% niższy poziom r/r w drugiej połowie lipca. Sierpień przyniósł jednak lekkie odbicie w imporcie, dzięki malejącej premii za dostawy wrześniowe do Azji względem eksportu do Europy (JKM-TTF). Powodem był dynamiczny wzrost cen w punkcie TTF w pierwszej połowie miesiąca. W drugiej połowie sierpnia tempo importu przyspieszyło, a wolumen w dostawach do regionu NWE zbliżył się do zeszłorocznego poziomu. Jednak pierwsze oznaki wzrostu dostaw nie zmniejszyły obaw o zapasy w Europie. **Unijne magazyny pod koniec sierpnia zapełnione były w 64%, wobec poziomu 80% dla 5-letniej średniej w tym okresie.** Według analityków IEA, utrzymanie dotychczasowego tempa zatłaczania oznacza rozpoczęcie listopada z najniższymi zapasami od 2013 roku.

²⁰) Dane Bloomberg o imporcie LNG do Azji oraz NWE z 25.08.2026.

²¹) Dane GIE AGSI, odczyt 27.08.2026.

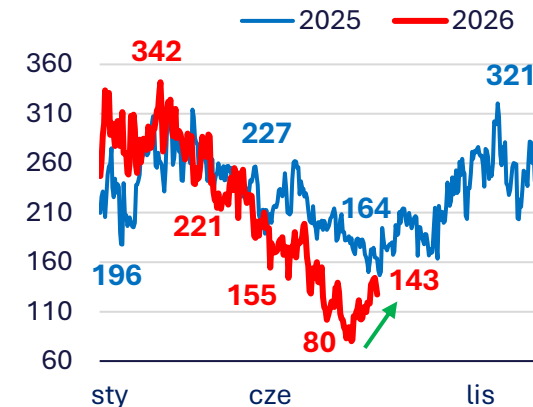
Dynamika importu LNG w lip'26 największych odbiorców w Azji²⁰

zmiana % (r/r)



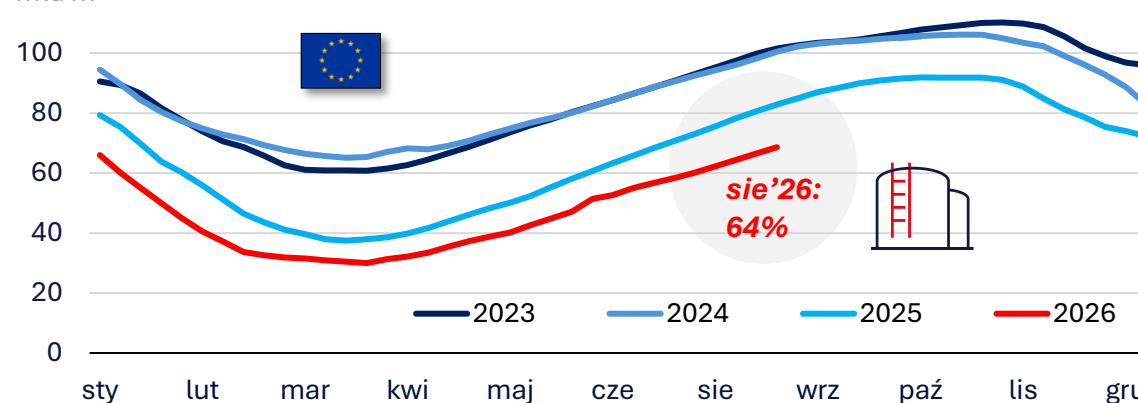
Import LNG do Europy Północno-Zachodniej²⁰, 2025-2026

mln m³/d



Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu²¹, 2023-2026

mld m³



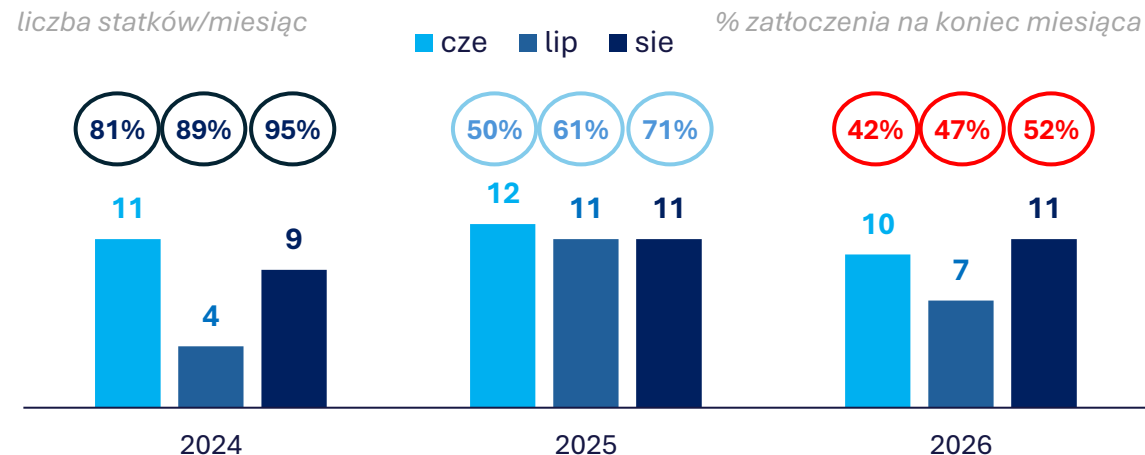
Gaz ziemny (TTF)

Wyjątkowo trudna sytuacja występuje w Niemczech oraz w Holandii. Kraje będące kolejno na pierwszym i trzecim miejscu pod względem przestrzeni magazynowej w UE (będącej buforem dla rynku energii w razie zakłóceń podaży gazu lub wyższego popytu), wykazują bardzo niski poziom zgromadzonych dotychczas zapasów. **Obecnie niemieckie magazyny wypełnione są w 52% wobec 71% na koniec sie'25²²**. Równocześnie liczba dopływających gazowców z LNG była niższa tego lata względem 2025 roku²³. Według obliczeń serwisu Bloomberg, Niemcy spowolniły tempo zatłaczania w lipcu o 28% wobec średniego tempa z okresu kwi'26-cze'26. Utrzymanie go oznacza zatłoczenie magazynów w 62% na 1 listopada wobec krajowego celu 70%²⁴. Powodem powolnego gromadzenia zapasów w całej Europie jest niewystarczająca różnica w cenach pomiędzy sezonem letnim a zimowym (kontrakty na bliższe miesiące droższe względem późniejszego terminu na krzywej terminowej), która nie pokrywa kosztów finansowych oraz magazynowania surowca i zniechęca spółki do wcześniejszego zakupu. Analitycy ICIS obliczyli z kolei, że dla osiągnięcia rządowego celu 74% wypełnienia magazynów w Holandii (na 01.11), tempo zatłaczania powinno wzrosnąć o 40% względem obecnego w całym okresie do początku listopada²⁵.

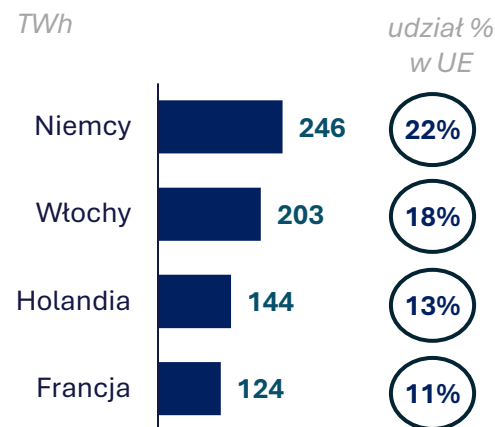
22) Dane GIE AGSI odczyt 26.08.2026.
24) Dane BloombergNEF z 13.08.2026.

23) LSEG: LNG flows, odczyt 26.08.2026.
25) B. A'Hearn ICIS, 20.08.2026.

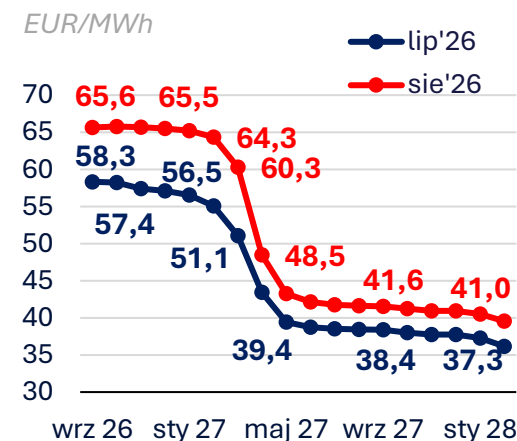
Liczba gazowców przyptywających do Niemiec latem a wypełnienie krajowych magazynów²³, 2024-2026



Państwa UE-27 o największej przestrzeni magazynowej gazu²²



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)²⁶



Gaz ziemny (TTF)

Chociaż ostatnie dni przyniosły spadek cen gazu (do 66 EUR/MWh) wraz z podjęciem rozmów Iran-Oman o przywróceniu ruchu w Cieśninie, to obawy o uzupełnienie zapasów w Europie pozostają wysokie. Wrzesień będzie miesiącem napraw w norweskiej infrastrukturze. Istotne zmniejszenie eksportu przez największego dostawcę gazu do UE (30% udziału w 1Q26), wzmocnienia obawy o tempo zatlaczania. Z drugiej strony, sezonowe wrześniowe (lekkie) ochłodzenie i wzrost generacji z farm wiatrowych powinny stanowić ulgę dla energetyki w UE. Ponadto w sierpniu nastąpiło zwiększenie poboru gazu przez kompleksy w USA (po naprawach w lipcu), co przemawia za wyższym eksportem LNG. Z kolei zjawisko El Niño, ogranicza liczbę i siłę huraganów w Zatoce Meksykańskiej, co może utrzymać wysokie dostawy LNG przez całą jesień. Za zwiększeniem dostaw do Europy przemawiała pod koniec miesiąca korzystniejsza wycena eksportu LNG wobec Azji (dla eksportera z USA na dostawy od wrze'26 do gru'26). Równocześnie wysokie ceny LNG, mogą na początku jesieni chwilowo zniechęcać tamtejszych kupców (po upalnym lecie, a przed zimą). Jednak fundusze inwestycyjne utrzymują wysoki wolumen długiej pozycji netto, co sugeruje oczekiwanie napiętego rynku fizycznego.

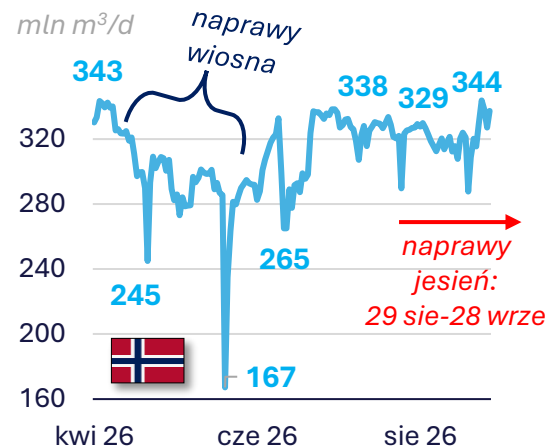
26) Bloomberg: krzywa dla lip'26 z dnia 27.07., a dla sie'26 z 26.08.

27) Dane Bloomberg, odczyt 26.08.2026.

28) Dane w Motel: ICE NWE LNG (Sparks) Futures oraz Nymex LNG JKM futures.

29) Dane LSEG z CoT do 21.08.2026.

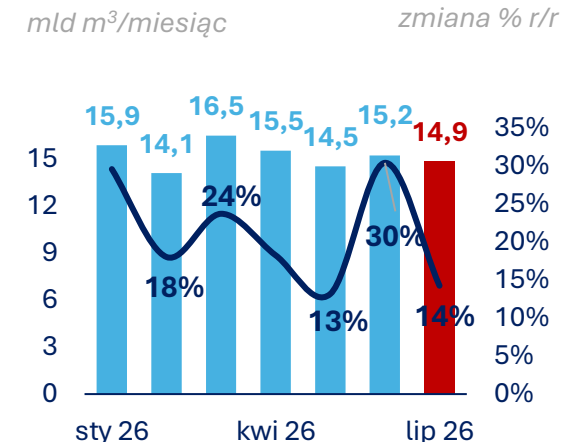
Eksportu gazociągami z Norwegii (UE+UK)²⁷, kwi'26-sie'26



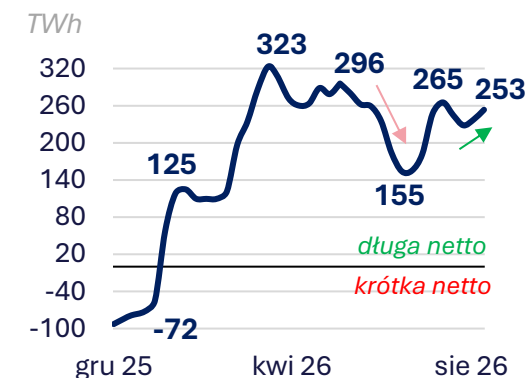
Ceny LNG w dostawach do Azji i Europy²⁸, lut'26-sie'26



Wolumen i dynamika eksportu LNG z USA²⁷, sty'26-lip'26



Wolumen pozycji netto funduszy inwestycyjnych w kontraktach na gaz TTF giełdy ICE²⁹, gru'25-sie'26



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL27 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii podążały za zmianami cen gazu na europejskim rynku. W efekcie pierwsze dni sierpnia przyniosły korektę do niecałych 190 PLN/MWh z poziomu 201 PLN/MWh na koniec lipca. Później nastąpił sukcesywny wzrost cen na TGE do 227 PLN/MWh w ubiegły poniedziałek, kiedy notowania w punkcie TTF osiągnęły najwyższy poziom od marca tego roku. Ostatnie dni sierpnia z ponowną nadzieją na otwarcie Cieśniny Ormuz i wysoką podażą energii z OZE w Europie, przyniosły lekką korektę CAL27 do 219 PLN/MWh (26.08). **Zapełnienie polskich magazynów gazu wynosi na koniec sierpnia 91%. Import LNG w tym miesiącu będzie najprawdopodobniej o 16% niższy względem lipca, za sprawą mniejszej liczby gazowców z USA w Świnoujściu (5 zamiast 6)³². Wstępne dane Eurelectric za sierpień wskazują na niewielki wzrost udziału gazu w polskiej strukturze wytworzenia energii elektrycznej względem lipca (11,5% vs 10,2%). Jednak jest to nadal nieco niższy udział wobec zeszłorocznych wartości (sie'25: udział gazu 12,8%). W tym miesiącu Gaz-System zakończył drążenie mikrotunelu dla podmorskiej części gazociągu, co stanowi istotny krok w budowie terminala FSRU w Zatoce Gdańskiej³³.**

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

32) LSEG LNG flows, odczyt 27.08.2026.

31) Dane GIE AGSI na dzień 27.08.2026.

33) Informacje Gaz-System z 11.08.2026.

Notowania kontraktu rocznego CAL27 na gaz³⁰ (TGE)

PLN/MWh



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL27 (Base) na Towarowej Giełdzie Energii zakończyły lipiec na poziomie 482 PLN/MWh. Po korekcie do 473 PLN/MWh w pierwszych dniach sierpnia w następstwie osłabienia cen wszystkich surowców energetycznych, ceny CAL27 zaczęły się ponownie umacniać do 507 PLN/MWh w drugiej połowie miesiąca. Początek sierpnia upływał pod znakiem trwającego napięcia w europejskim systemie energetycznym w czasie ostatniej fali upałów. Później stopniowo przywracano moce elektrowni atomowych, a wraz z ochłodzeniem istotnie wzrosła produkcja energii z farm wiatrowych Europy Zachodniej. Jednak notowania kontraktów rocznych silniej reagują na zmiany cen surowców (głównie gazu) w następstwie wydarzeń geopolitycznych. Widoczna korekta w punkcie TTF osłabiła ceny energii w ostatnich dniach sierpnia. Jednak ich wysoki poziom podtrzymywany jest obawami o niskie zapasy gazu w UE, co oznacza konieczność zakupu na bieżąco zimą (po wysokich cenach) lub zwiększenia zużycia wysokoemisyjnego węgla (też droższego) i poniesienia kosztu większej liczby EUA. Warto dodać, że udział gazu zimą w polskim i unijnym miksie to około 20%³⁵.

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

35) Dane Ember z zimy 2025/2026.

Notowania kontraktu rocznego CAL27 na energię elektryczną³⁴ (TGE)

PLN/MWh



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie grudniowym (DEC26) w pierwszych dniach sierpnia wzrosły z niecałych 81 EUR/t do 83,3 EUR/t (07.08). Na początku miesiąca wsparciem dla cen były ograniczenia w produkcji energii z OZE i atomu (również w Rumunii i na Węgrzech) wraz z piątą falą upałów, co zwiększyło produkcję energii z paliw kopalnych. Równocześnie dane o wzroście gospodarczym w strefie euro w 2Q26 (+1% r/r) przekroczyły oczekiwania rynku oraz wsparły narrację o odporności przemysłu na wyższe koszty energii (a zatem wzrosło przekonanie o wysokim popycie na EUA)³⁷. **Przez kolejne dwa tygodnie notowania EUA pozostawały w przedziale 81-83 EUR/t, przy ograniczonej płynności na rynku i mniejszym wolumenie aukcyjnym (okres wakacyjny w Europie Zachodniej), a także impasie na Bliskim Wschodzie.** Wsparciem pozostawały jednak rosnące ceny gazu, które sukcesywnie zwiększały opłacalność spalania wysokoemisyjnego węgla np. w największej w Europie - niemieckiej gospodarce³⁸. Początek ubiegłego tygodnia przyniósł wzrost cen powyżej 84 EUR/t wraz z wysokimi notowaniami surowców energetycznych i mniejszą podażą aukcyjną.

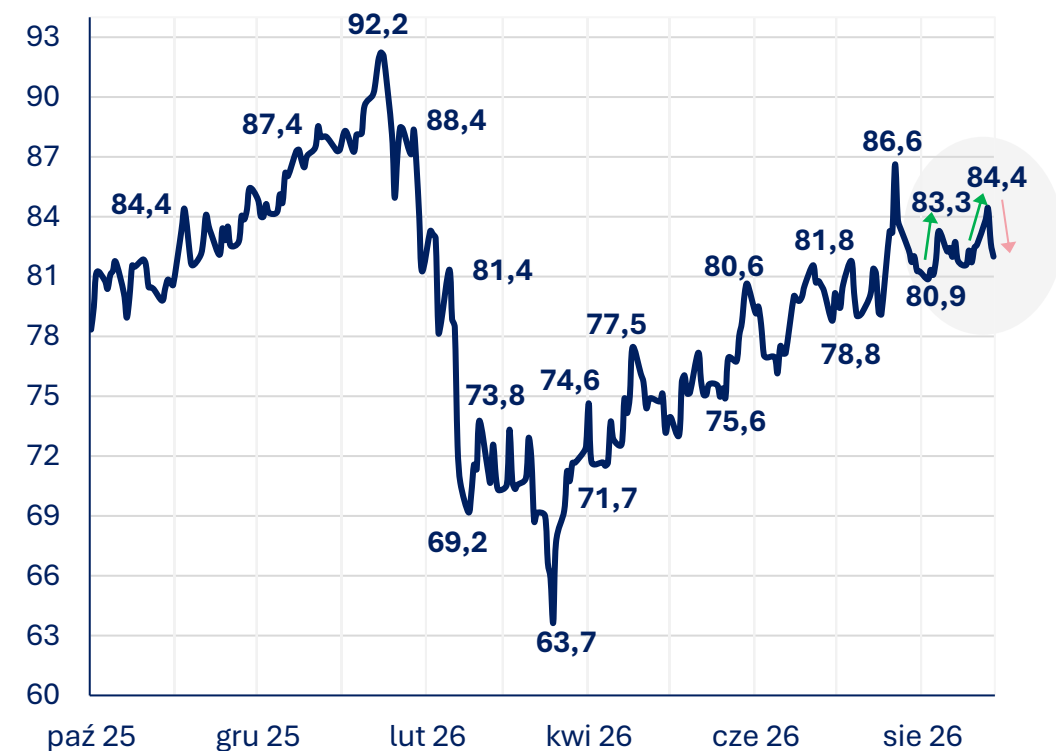
36) Dane Bloomberg.

38) Dane Ember, odczyt 27.08.2026.

37) Informacje LSEG 14.08.2026

Notowania uprawnień do emisji CO₂ w kontrakcie DEC26³⁶ (giełda ICE)

EUR/t



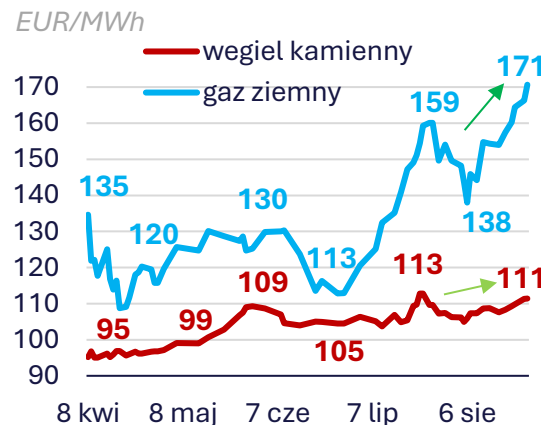
Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

W kolejnych tygodniach poza cenami surowców energetycznych, zmienność cen mogą kształtować „zakupy EUA na ostatnią chwilę” przez instalacje przed terminem umorzenia 30 września. Z drugiej strony łagodne warunki atmosferyczne we wrześniu z większą dostępnością OZE i atomu oraz niskim popytem na energię do celów ogrzewania, mogą obniżać ceny EUA. Ponadto wolumen EUA dostępny na aukcjach rynku pierwotnego będzie wyższy niż w sierpniu. Fundusze inwestycyjne redukowały długą pozycję netto, jednak to popyt uczestników EU ETS podtrzymywał ceny, pomimo ostrożnego podejścia inwestorów spekulacyjnych. W kwestii potencjalnego wzrostu spalania węgla jesienią i zimą w europejskiej energetyce, warto mieć na uwadze ograniczoną skalę możliwości przełączenia, ze względu na malejący udział samego węgla w unijnym systemie. W lipcu bieżącego roku udział węgla w produkcji energii elektrycznej w UE wynosił 7,7% wobec 8,3% rok temu. W sezonie grzewczym 2025/2026 jego udział rósł do 9-11% miksu UE. Pomimo rekordowych cen gazu w poprzednim miesiącu jego udział w produkcji energii elektrycznej był na poziomie zbliżonym do zeszłego roku tj. 15,8% (vs 15,9% w lip'25). W lipcu gaz ziemny odpowiadał za 38% emisji sektora energetycznego, a węgiel za 40%⁴⁰.

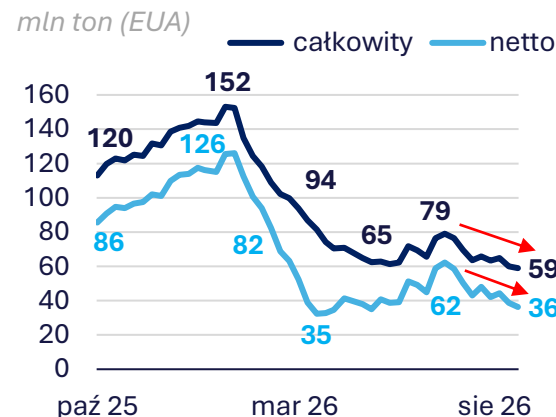
³⁹⁾ Dane LSEG, odczyt 27.08.2026..

⁴⁰⁾ Dane Ember Electricity Data Explorer, odczyt 27.08.2026.

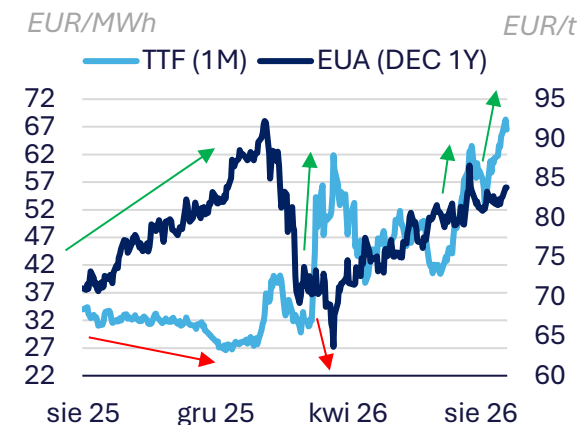
Krótkoterminowy koszt krańcowy produkcji energii elektrycznej z węgla i gazu w UE³⁸, kwi'26-sie'26



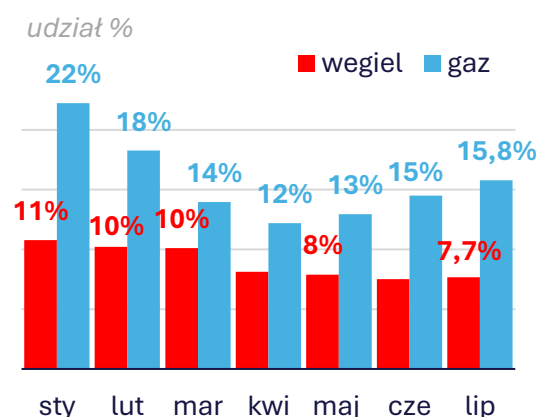
Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych (giełda ICE)³⁹



Notowania kontraktów na EUA oraz gaz ziemny na giełdzie ICE³⁹, sie'25-sie'26



Udział węgla i gazu w produkcji energii elektrycznej w UE⁴⁰, 2026



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu (SEP26) na węgiel energetyczny (API2) zakończyły lipiec na poziomie 123 USD/t. Pierwsze dni sierpnia przyniosły korektę w okolice 114 USD/t wraz równoczesną obniżką cen ropy i gazu. Jednak premia geopolityczna za ryzyko dłuższego konfliktu, powróciła na rynek surowców wraz z impasem w negocjacjach warunków żeglugi przez Ormuz. Pierwsza połowa miesiąca przyniosła wzrost notowań API2 powyżej 120 USD/t wraz z piątą falą upałów w regionie, która dodatkowo ograniczyła produkcję energii z farm wiatrowych. **Dla rynku węgla istotnym było odnotowanie minimum wszechczasów w poziomie wody w punkcie Kaub na Renie (ok. 8 cm) w połowie sierpnia.** Żegluga stała się praktycznie niemożliwa, a zapasy w terminalach portowych ARA zakończą obecny miesiąc na poziomie o 46% wyższym r/r (łącznie 4,4 mln ton). Co prawda poziom wody w punkcie Kaub wzrósł do 75 cm pod koniec miesiąca, to jednak transport rzeczny pozostaje nadal ograniczony. Jak podaje LSEG alternatywą pozostaje kolej z której skorzystał już operator Rhine Cargo, dostarczając pociągami węgiel metalurgiczny z Rotterdamu do huty w Duisburgu⁴². Niewykluczone, że taka forma dostaw zostanie wykorzystana przy węglu energetycznym.

41) Dane Bloomberg.

42) LSEG Coal Weekly: 13-20.08.2026.

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2⁴¹ (giełda ICE)

USD/t



Węgiel energetyczny (API2)

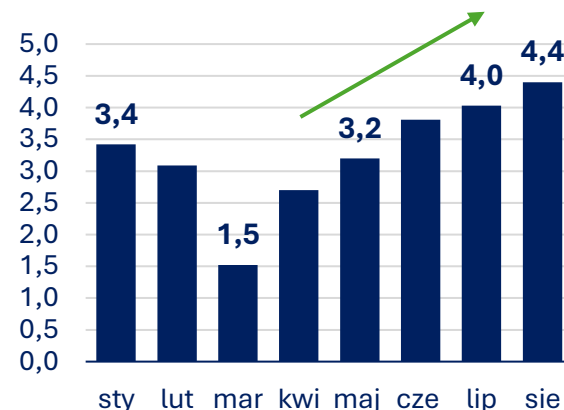
Druga połowa sierpnia przyniosła wzrost notowań kontraktów na węgiel energetyczny do 129 USD/t. Dynamiczny wzrost cen gazu (TTF) kolejny raz zwiększył opłacalność spalania węgla, podwyższając marżę elektrowni węglowych w Europie oraz podniósł prognozy jego zużycia w następnych miesiącach. LSEG oczekuje wzrostu spalania węgla kamiennego w Niemczech w 3Q26 o 30% r/r, a w 4Q26 o 32% r/r. Z kolei wysokie stawki dostaw LNG do Azji, wspierają ceny węgla importowanego z Australii, którego wykorzystanie rośnie w Japonii, Korei Południowej i Tajwanie. Dane z Japonii wskazują na prawie 9% wzrost (r/r) zużycia wysokokalorycznego węgla w energetyce w 2Q26 przy jednoczesnym 11% spadku zużycia gazu. Rosnące ceny w punkcie TTF oraz JKM, mogą stanowić silne wsparcie dla notowań API2 w całym sezonie grzewczym. Dodatkowym wsparciem pozostaje niższe względem ubiegłego roku (lip'26: -10% r/r) wydobycie w Chinach, wynikające głównie z trwających inspekcji w kopalniach, co wymusza przestoje⁴³. Konsekwencją jest wyższy import węgla przez Państwo Środka, co podtrzymuje stawki w handlu morskim. **Wśród czynników wskazujących na możliwy spadek cen węgla (poza otwarciem Cieśniny Ormuz), jest wysoki poziom zapasów w portach ARA oraz wstępne prognozy relatywnie ciepłej jesieni w Europie.**

⁴³) Dane NBS Chin, odczyt 22.08.2026.

⁴⁴) Dane LSEG, odczyt 26.08.2026.

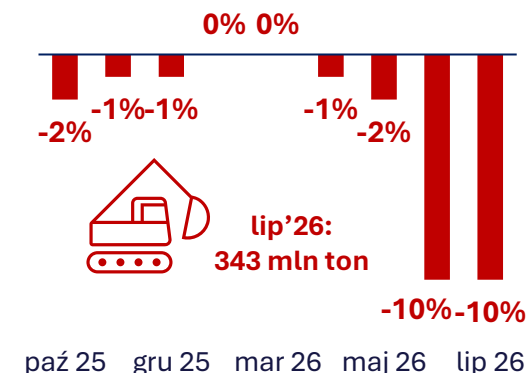
Zapasy węgla w terminalach ARA w Europie⁴², 2026

mln ton



Zmiana r/r wydobycia węgla w Chinach⁴³, 2025-2026

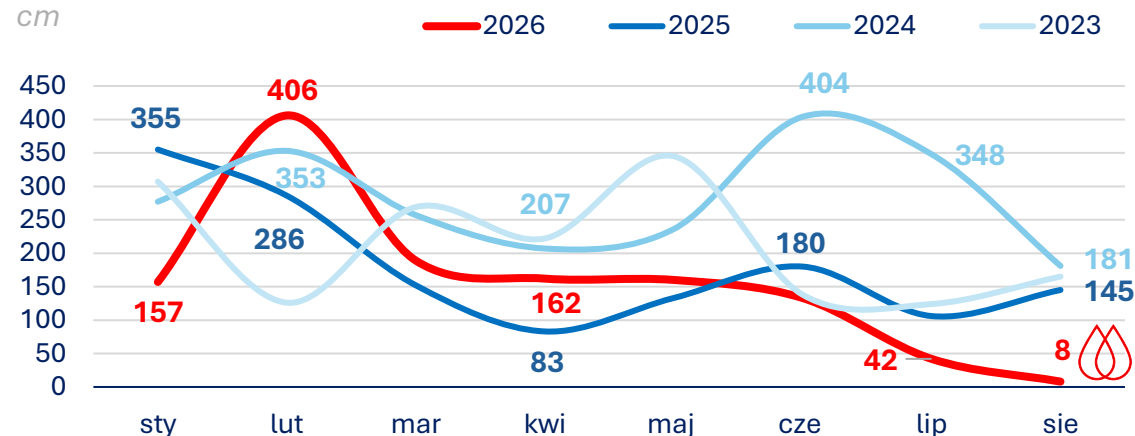
zmiana % r/r



Poziom wody w Renie w punkcie Kaub⁴⁴, 2023-2026

(dane: połowa każdego miesiąca)

cm



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 27.08.2026

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	89,70	+2%	+32%
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	68,27	+17%	+110%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	226,00	+10%	+41%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	506,70	+6%	+21%
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC26)	82,42	0%	+14%
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	129,75	+10%	+25%

Autor raportu: Magdalena Płaczek

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

Materiał przygotowany według danych na dzień: 27.08.2026

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.

