UNIMOT

Wrzesień 2026

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt NOV26) zakończyły sierpień na poziomie 90,5 USD/b. Jednak pierwsze dziesięć dni września przyniosło dynamiczny wzrost cen do 107,6 USD/b. Powodem było wznowienie działań militarnych USA-Iran. Teheran atakował m.in. amerykańskie bazy w Jordanii i Bahrajnie oraz niezatwierdzone przez ich władze jednostki w Cieśninie, z kolei Stany Zjednoczone uderzały bezpośrednio w irańskie tankowce z ropą naftową. Później do ataków dołączyły ponownie bojówki Huti, które za cel obrały bazę wojskową i miasta w Arabii Saudyjskiej oraz ich infrastrukturę energetyczną. Zmienności dodawały sprzeczne doniesienia władz USA oraz agencji rynkowych o przepływnie jednostek przez Cieśninę Ormuz. Waszyngton utrzymywał, że realny wolumen transportowanej ropy naftowej jest dwukrotnie wyższy, względem szacunków agencji branżowych. Chwilowym hamulcem do wzrostu cen były doniesienia o tym, że Rosja i Ukraina zgodziły się na wstrzymanie ataków wzajemnych na infrastrukturę energetyczną (14.09)[2]. Jednak nieprzestrzeganie tych ustaleń przez Rosję, a przede wszystkim **informacje o atakach Huti na kluczowy rurociąg East-West i port w Arabii Saudyjskiej, wzmocniły ceny Brenta do 109 USD/b.**

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 Brent[1] (giełda ICE)



Ropa naftowa (Brent)

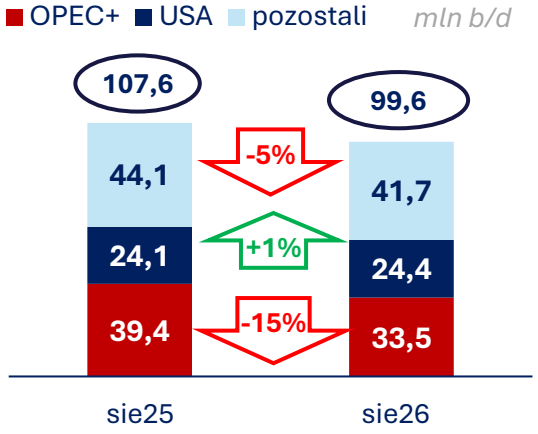
Najwyższy od maja poziom cen ropy, został osiągnięty w połowie miesiąca wraz z doniesieniami o wstrzymaniu załadunków surowca w kluczowym porcie Yanbu w Arabii Saudyjskiej, po wcześniejszym wstrzymaniu przesyłu rurociągiem East-West. Od zamknięcia Cieśniny Ormuz w marcu, Arabia Saudyjska transportowała rurociągiem ok. 4 mln b/d surowca[3]. W konsekwencji Rijad anulował część dostaw dla europejskich odbiorców, a uczestnicy rynku obawiali się utraty 4% światowej podaży ropy naftowej. Arabia Saudyjska pomimo znaczących ograniczeń wydobycia od początku wojny (6,25 mln b/d w sie'26 vs 9,10 w sie'25) pozostaje kluczowym dostawcą ropy dla azjatyckich odbiorców[4]. Dlatego informacje o tymczasowym oferowaniu im surowca z odbiorem przy omańskim porcie Sohar, po przeładunku *ship-to-ship (STS)*, poskutkowały lekką korektą do 104 USD/b. Na prośbę Rijadu, Chiny zwróciły się do Iranu o powstrzymanie Huti przed dalszymi atakami. **Druga połowa miesiąca przyniosła spadek cen Brenta do 99,3 USD/b (22.09), za sprawą wznowienia przesyłu ropy rurociągiem East-West, a także sygnałów ze strony USA oraz Iranu o rzekomej otwartości na propozycje porozumienia** (przy okazji Zgromadzenia Ogólnego ONZ w Nowym Jorku).

3) Dane Bloomberg, odczyt 29.09.2026.
4) Dane US EIA STEO Sep'26.
5) Dane wstępne dla sie'26 w LSEG z 30.09.2026.

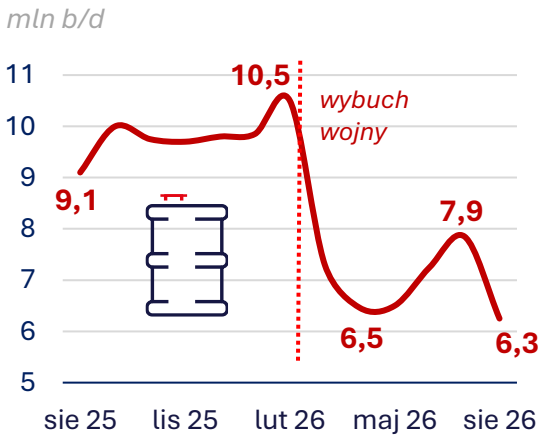
Liczba statków handlowych płynących przez Cieśninę Ormuz[3], cze'26-wrze'26



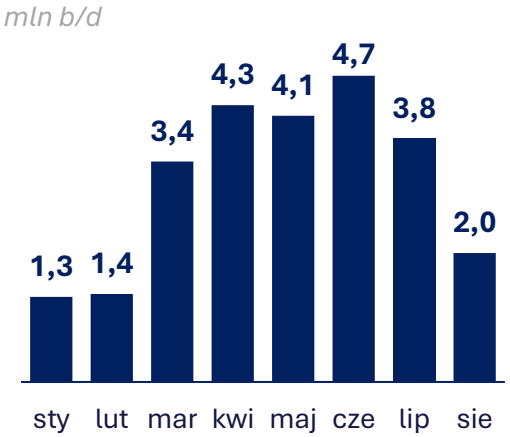
Globalna produkcja paliw płynnych[4], sie'25 - sie'26



Wydobycie ropy naftowej w Arabii Saudyjskiej[4], sie'25-sie'26



Łączny eksport ropy naftowej z portu Yanbu (Arabia S.)[5], 2026



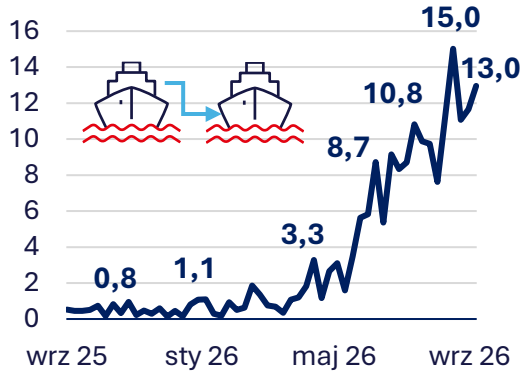
Ropa naftowa (Brent)

Początek obecnego tygodnia przyniósł ponowny wzrost cen Brenta do 105 USD/b, po tym jak D. Trump odrzucił propozycję porozumienia, otrzymaną od Iranu. Z kolei Arabia Saudyjska przywróciła załadunek z portu Yanbu, po uruchomieniu rurociągu East-West. Warto zauważyć, że ataki Huti na infrastrukturę przy Morzu Czerwonym doprowadziły do ponownego wzrostu eksportu ropy z Zatoki Perskiej (Arabia S.: 3,6 mln b/d we wrze'26 vs 0,9 mln b/d w sie'26) i przeładunków przy Omanie na rekordową skalę. Dane Reuters wskazują, że Saudi Aramco sprzedało ok. 60 mln baryłek ropy na dostawy wrze-paź z przeładunkiem STS[6]. Takich przeładunków dokonuje również Irak i ZEA, co prowadzi do zatorów. W efekcie, chińscy odbiorcy poprosili o dokonywanie przeładunków między statkami przy wybrzeżu Indii oraz Malezji lub dostawę bezpośrednio do rafinerii. Chiny co prawda dość powoli zwiększają wolumen importu ropy drogą morską (sie'26: +3% m/m; -23% r/r), to równocześnie zmieniają kierunki dostaw[7]. Odcięcie importu z Iranu przez ataki na tankowce i blokadę USA, prowadzi do większych zakupów m.in. z Rosji. Z tego powodu rynek zwraca uwagę na sprzeciw Chin oraz Indii wobec amerykańskich ceł wtórnych na kupców rosyjskiej ropy, która pozostaje dla nich alternatywą wobec ubytku z Bliskiego Wschodu.

6) Informacje Reuters z 25.09.2026.Dane do wykresu LSEG z 30.09.2026.
7) Dane Bloomberg, odczyt 28.09.2026.
8) Dane CREA: August Monthly Analysis.

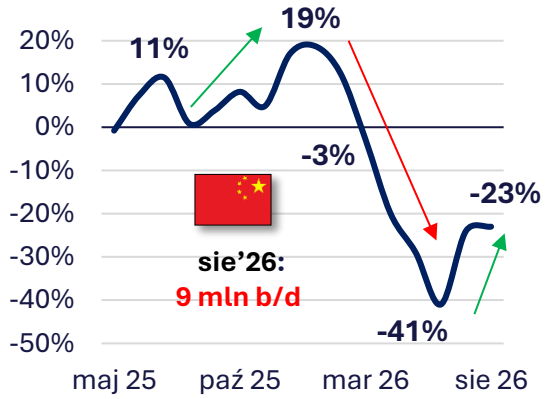
Eksport ropy naftowej z Bliskiego Wschodu z przeładunkiem STS[6], wrze'25-wrze'26

mln b/tydzień

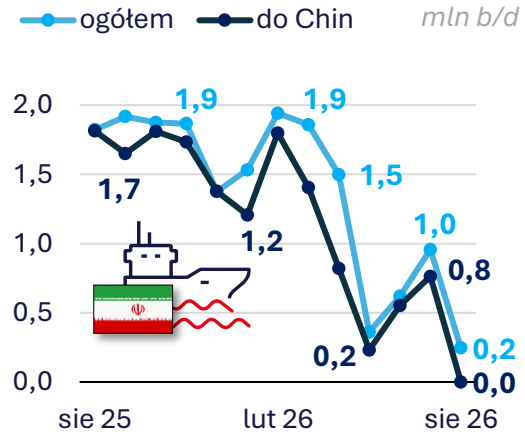


Dynamika chińskiego importu ropy naftowej ogółem[7], maj'25-sie'26

zmiana r/r

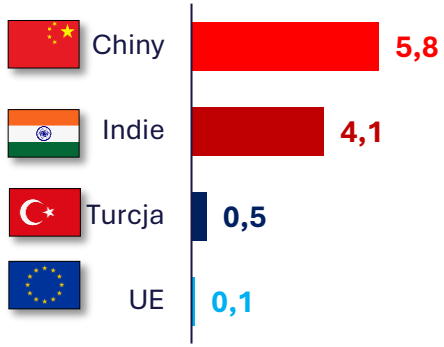


Irański eksport ropy naftowej[7], sie'25-sie'26



Najwięksi odbiorcy rosyjskiej ropy naftowej w sierpniu 2026[8]

wartościowo (mld EUR)



Ropa naftowa (Brent)

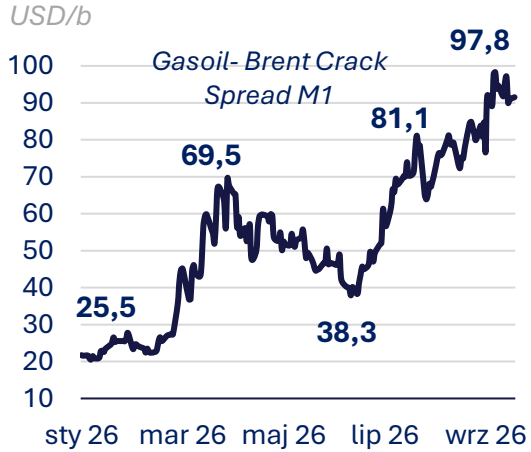
Notowania kontraktów LS Gasoil ICE (olej napędowy) wzrosły w pierwszej połowie września do 1568 USD/t. Przyczyniły się do tego ataki Huti na infrastrukturę w Arabii Saudyjskiej oraz przedłużenie zakazu eksportu diesla z Rosji. W tym okresie marża rafineryjna produkcji oleju napędowego w Europie wzrosła powyżej 90 USD/b. Później wraz z nadzieją na porozumienie USA-Iran przy okazji Forum ONZ oraz przywrócenie pracy ropociągu East-West w Arabii Saudyjskiej, ceny LS Gasoil ICE spadły do 1429 USD/b. Jednak informacje o rozważanym przez USA czasowym zmniejszeniu eksportu diesla (np. do wyborów w listopadzie), ponownie zwiększyły obawy o podaż i wzmocniły notowania do 1520 USD/t (24.09). Według US EIA w połowie września wykorzystanie mocy rafinerii w USA było na rekordowym 94% poziomie do czego przyczyniał się zarówno popyt wewnętrzny (m.in. zbiory w rolnictwie), jak i wysoki eksport[10]. W połowie miesiąca zapasy oleju napędowego w USA były o 15% niższe względem 5-letniej średniej. Władze mierzące się z rekordowymi cenami detalicznymi benzyny i diesla w USA, rozwiązania upatrują w mniejszym eksporcie. Takie działanie prowadziłoby do większego napięcia na rynku fizycznym w Europie.

9) Dane Bloomberg, odczyt 28.09.2026.
10) Dane US EIA w LSEG z 26.09.2026.

Notowania kontraktu frontowego LS Gasoil (giełda ICE)[9], 2026



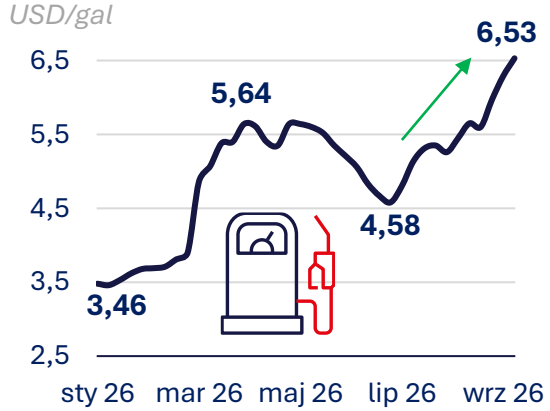
Marża rafineryjna produkcji oleju napędowego[9], 2026



Zapasy oleju opałowego i diesla w USA[9], 2026



Ceny detaliczne oleju napędowego w USA[9], 2026

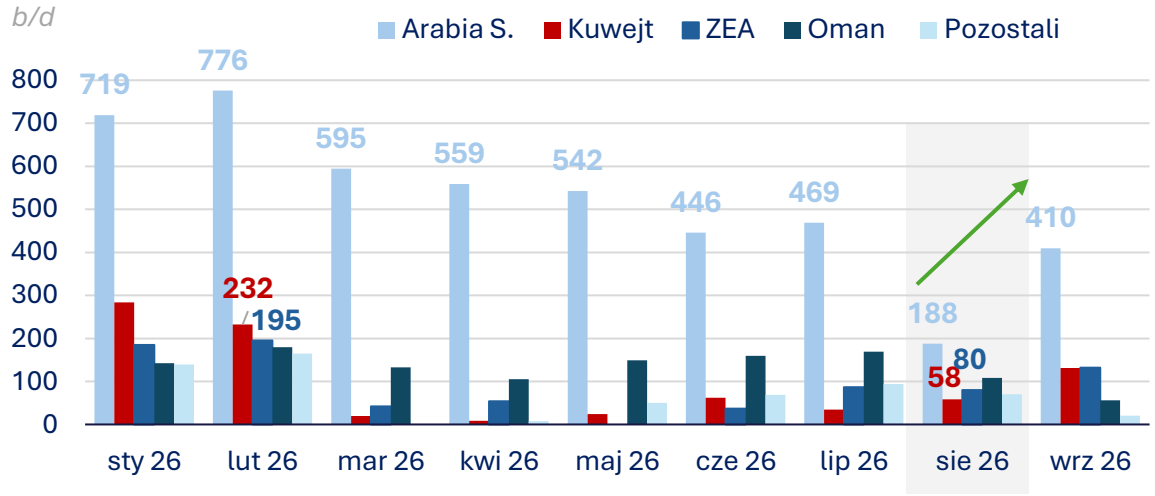


Ropa naftowa (Brent)

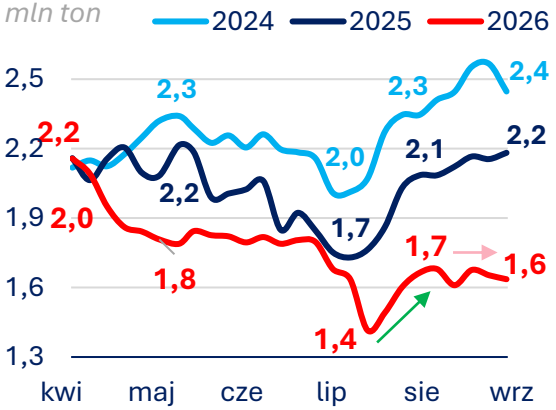
Według agencji Reuters, zakaz eksportu skutkowałby zmniejszeniem aktywności rafinerii w USA (przy ograniczonych zdolnościach szybkiego magazynowania), co nie polepszyłoby sytuacji na rynku wewnętrznym w dłuższej perspektywie. Ponadto jesienią planowane są cykliczne naprawy, co może z kolei ograniczyć elastyczność pracy tych zakładów oraz podaż paliw ogółem (na rynek wewnętrzny i eksport). Dane LSEG wskazują, że państwa Europy mogą we wrześniu sprowadzić łącznie 1,14 mln ton oleju napędowego z USA, wobec 1,92 mln ton w sierpniu, jednak nadal będzie to poziom o 40% wyższy względem ubiegłego roku[11]. Wymuszone jest to znaczącym spadkiem dostaw z Zatoki. Według danych Kpler 41% importowanego w 2025 roku diesla do Europy pochodziło z Bliskiego Wschodu. W drugiej połowie września zapasy oleju napędowego w hubie ARA wynosiły ok. 1,6 mln ton, co było poziomem o 25% niższym r/r oraz o 20% niższym względem 5-letniej średniej dla tego okresu. Przedstawiciele branży paliwowej, na konferencji APPEC byli zgodni, że rynek oleju napędowego pozostanie napięty do zimy z powodu braku wolnych mocy przerobowych, rosyjskiego zakazu eksportu oraz zbliżającego się szczytu zimowego popytu. Spółka Vitol oszacowała, że globalnie będzie „brakować" ok. 2 mln b/d paliwa z w Rosji i kolejnych 2 mln b/d z Zatoki[12].

11) Dane LSEG Middle Distillate Weekly Report z 25.09.2026. 12) Informacje Reuters na bazie Kpler z 21.09.2026.
13) Dane Eurostat z cieczami gazów płynnych (NGL- np. etan, propan, butan).

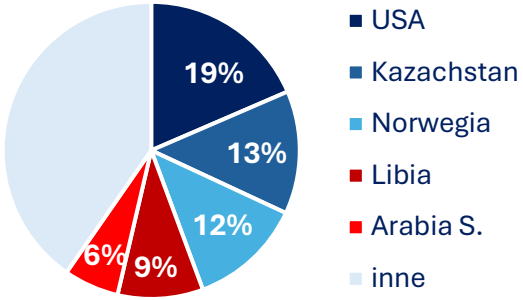
Eksport oleju napędowego z krajów Bliskiego Wschodu[12], 2026



Zapasy oleju napędowego w portach ARA w Europie[11], 2026



Najwięksi dostawcy paliw płynnych* do UE-27 w 2Q26[13]



**w tym NGL*

Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF OCT26) zakończyły sierpień w okolicy 70 EUR/MWh. Eskalacja na Bliskim Wschodzie i ataki w formule „tankowiec za tankowiec" wzmocniły ceny gazu do 82 EUR/MWh w pierwszej dekadzie września. Jednak poza impulsami geopolitycznymi, początek miesiąca przyniósł pierwszą odsłonę „paniki magazynowej" w Europie, ponieważ poziom unijnych zapasów w tym czasie był najniższy od 2011 roku (65%), a państwa Azji nadal zgłaszały zapotrzebowanie na dostawy bieżące gazowców z LNG. To z kolei przekładało się na oczekiwania rosnącej konkurencji o skroplony gaz, a zatem trudności w przyspieszeniu tempa zatłaczania w Europie. **W połowie miesiąca notowania kontraktów na gaz w punkcie TTF przekroczyły chwilowo 83 EUR/MWh wraz ze wzrostem cen ropy naftowej, po atakach na rurociąg East-West.** Później to **nadzieja na porozumienie pokojowe (ONZ), a także zwiększony import LNG do Europy i doniesienia o kilku gazowcach, które wypłynęły z Cieśniny Ormuz- osłabiły ceny gazu do 72 EUR/MWh (23.09).** Początek obecnego tygodnia przyniósł powtórny wzrost cen, po odrzuceniu przez D. Trumpa propozycji Iranu oraz przedłużeniu przez Katar *force majeur* dla dostaw LNG do Europy i Azji[15].

14) Dane Bloomberg.
15) Informacje Bloomberg z 28.09.2026. Dla Europy force majeur do gru'26 dla Azji do lis'26.

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF[14] (giełda ICE)

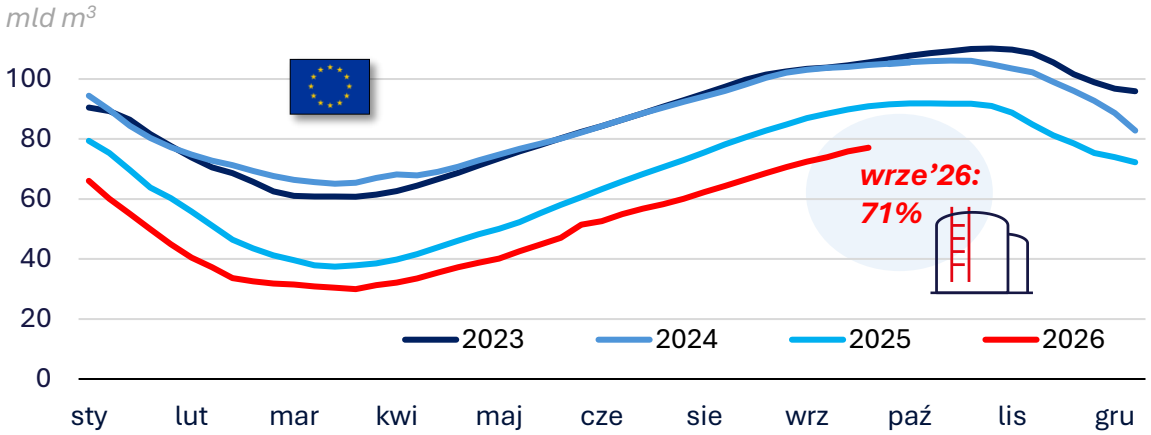


Gaz ziemny (TTF)

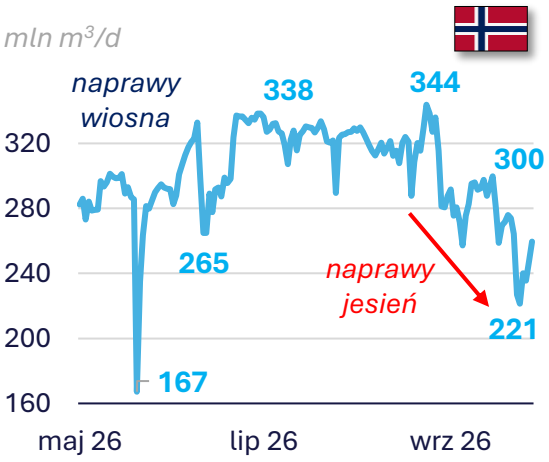
Poza nieustającymi obawami o poziom zapasów przed zimą, wsparciem dla cen były mniejsze dostawy gazociągami z Norwegii. Coroczne naprawy zmniejszyły całkowity eksport z tego kraju o 15% m/m[16]. W tym miesiącu wraz z poruszeniem na rynku w związku z niskimi zapasami w Niemczech, władze tego kraju przeprowadziły rozmowy z państwowymi spółkami SEFE oraz Uniper SE, które poskutkowały widocznym wzrostem zatłoczenia przez te podmioty. Według Bloomberg, rząd Niemiec stara się uniknąć interwencji na rynku, aby nie wzmacniać w ten sposób cen gazu, jednak rozpoczął wstępne konsultacje z branżą na temat minimalnych obowiązkowych poziomów zatłoczenia w kolejnym sezonie[17]. Wysokie ceny gazu w Europie oraz potrzeba zastąpienia norweskiej podaży, przełożyły się na wzrost importu LNG do portów Europy Północno-Zachodniej do poziomu z ubiegłego roku. Wstępne dane Kpler wskazują, że w całym wrześniu import LNG do Europy z Turcją może osiągnąć najwyższy poziom od czterech miesięcy tj. 10,6 mld m^3.[18] O ile rekordowe ceny z początku września zwiększały amerykańskim eksporterom zyski z dostaw do Europy względem Azji, to ceny z 25.09 wskazują już na Azję, jako bardziej opłacalny kierunek dla ładunków na okres październik-grudzień[19].

16) Dane Bloomberg odczyt 29.09.2026.
17) Informacje Bloomberg z 29.09.2026.
18) Dane Kpler w Montel Research z 28.09.2026.
19) BNEF: Globla Gas Prices 28.09.2026.
20) Dane GIE AGSI, odczyt 29.09.2026.

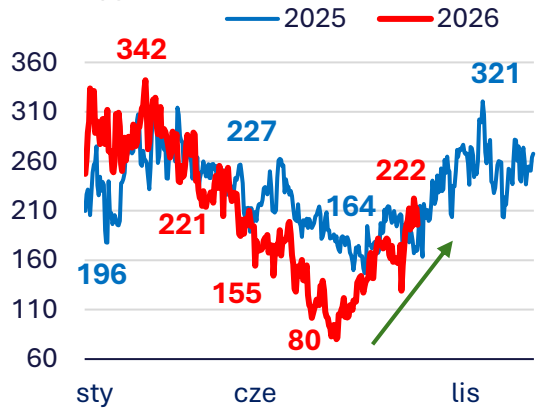
Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu[20], 2023-2026



Eksportu gazociągami z Norwegii (UE+UK)[16], maj'26-wrze'26



Import LNG do Europy Północno-Zachodniej[16], 2025-2026

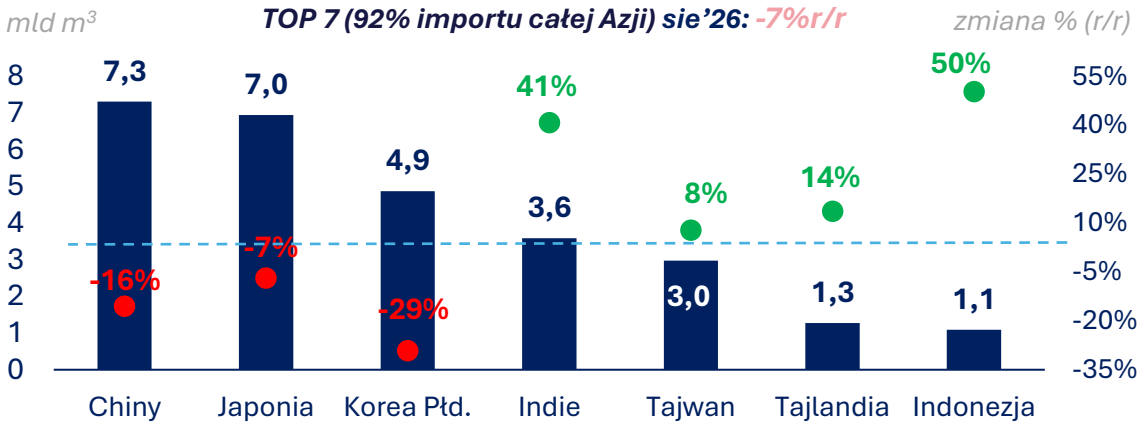


Gaz ziemny (TTF)

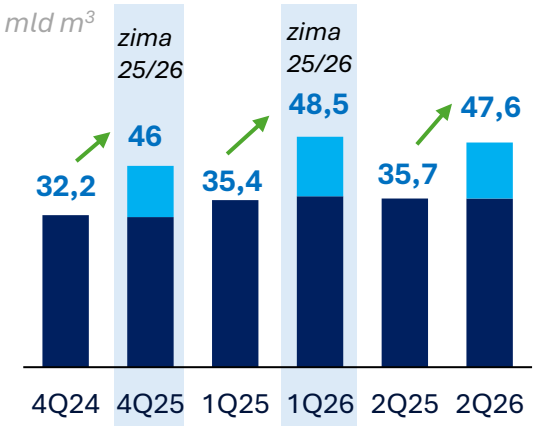
W sierpniu to państwa Azji Południowo-Wschodniej sprowadziły więcej LNG niż przed rokiem w obliczu suszy i upalnego lata. Najbogatsze gospodarki nie musiały wówczas konkurować z Europą o dostawy spot po rekordowych stawkach[21]. Warto jednak zauważyć, że **pomimo utrzymującej się konkurencji o dostawy, to większa podaż LNG (głównie z Ameryki Północnej, ale też Afryki), pozwala pokrywać ubytek dostaw z Bliskiego Wschodu. W rozpoczynającym się sezonie grzewczym, będzie to czynnik hamujący potencjał do wzrostu globalnych cen gazu.** W 2Q26 podaż LNG z Ameryki Północnej była wyższa o 33% r/r, za sprawą zwiększania aktywnych mocy nowych inwestycji[22]. Jednak w obszarze podaży, uczestnicy rynku zwracają uwagę na wysoki udział rosyjskiego LNG w unijnym imporcie (19% w 2Q26). Od początku 2027 roku import z tego kraju będzie objęty sankcjami, a państwa UE zobligowane do zastąpienia podaży z Yamal LNG dostawami z innych kierunków[23]. We wrześniu do Europy wraz z Turcją przypłynęło 10 gazowców z Rosji (9% udział). Poza odejściem od importu z Rosji, styczeń może przynieść falę mrozu w Europie i Azji oraz burze śnieżne i sztormy w okolicach Zatoki Meksykańskiej. W takiej sytuacji możliwy jest istotny wzrost cen gazu w regionie.

21) Dane Bloomberg z 28.09.2026.
22) Dane kwartalne OIES.
23) Dane Bruegel z 10.09.2026.

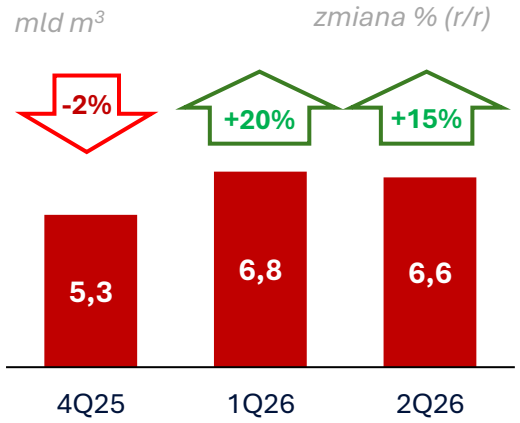
Wolumen oraz dynamika importu LNG największych odbiorców w Azji[21], sie'26



Eksport LNG z Ameryki Północnej[22], 2024-2026



Import LNG z Rosji do UE-27[23], 2025-2026



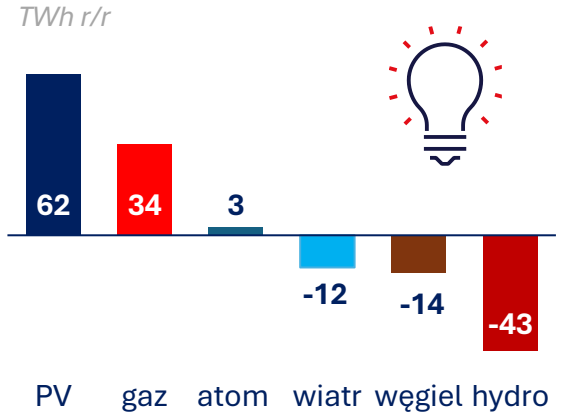
Gaz ziemny (TTF)

Jednak w tym sezonie grzewczym uczestnicy rynku wiążą dużą nadzieję z relatywnie ciepłą jesienią i początkiem zimy wraz ze zjawiskiem El Niño . W przypadku jego materializacji, ukształtowany niż baryczny nad Europą może przynieść również zwiększenie prędkości wiatru, co z kolei mogłoby obniżyć zużycie gazu w energetyce. Zatem relatywnie ciepła i wietrzna jesień pomogłaby w zwiększeniu zatłoczenia. W sytuacji długiego okresu z niską wietrznością (jak jesień 2024), możliwy jest z kolei wzrost cen gazu w Europie. Istotne będą również opady zarówno deszczu, jak i śniegu zimą, mając na uwadze obecny, niski poziom wody w rzekach w następstwie pięciu fal upałów tego lata.

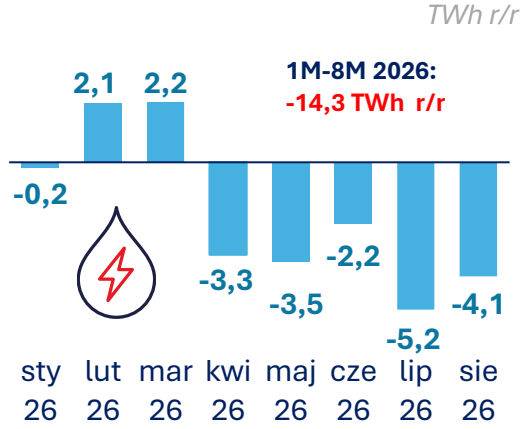
Susza ogranicza nie tylko generację z hydroelektrowni, które odpowiadają za ok. 13% unijnego miksu, ale może limitować działanie elektrowni atomowych[24]. W czasie 8 miesięcy 2026 roku hydroelektrownie w UE-27 wytworzyły o 14,3 TWh mniej energii elektrycznej niż przed rokiem. Warto zauważyć, że w całym 2025 roku wytworzenie energii z unijnych hydroelektrowni było o 43 TWh niższe r/r[25]. Niepewność wobec sezonu grzewczego, widoczna jest u inwestorów spekulacyjnych, którzy nieznacznie zmniejszyli zaangażowanie w długiej pozycji netto w kontraktach na TTF (ICE) do 191 TWh wobec 59 TWh długiej pozycji we wrześniu 2025 roku[26].

24) Dane Eurelectric za 2025 rok.
25) Dane Ember Electricity Data Explorer.
26) Dane raportu CoT w LSEG.
27) Dane Bloomberg: wrze'26 z 29.09; sie'26 z 28.08.

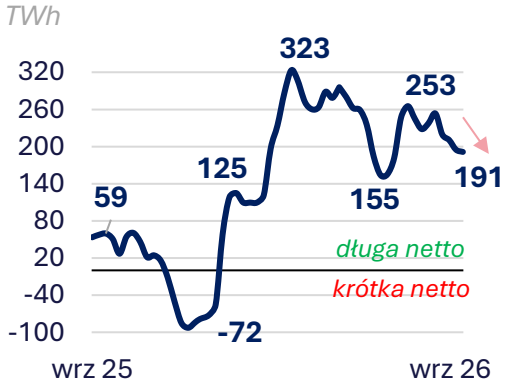
Zmiana produkcji energii elektrycznej w UE-27[25], 2025



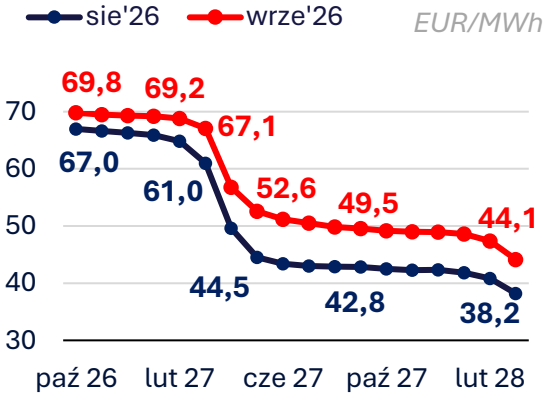
Zmiana produkcji energii z hydroelektrowni w UE-27, 2026



Wolumen pozycji netto funduszy inwestycyjnych w kontraktach na gaz TTF giełdy ICE[26], 2025-2026



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)[27]



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL27 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii zakończyły sierpień na poziomie 240 PLN/MWh. **Pierwsza połowa miesiąca przyniosła dynamiczny wzrost notowań do 287 PLN/MWh, a ceny na TGE podążały za wyceną kontraktów na TTF (giełda ICE)[28]. W połowie września ceny w kontrakcie miesięcznym M-10 przekroczyły 380 PLN/MWh.** Później nastąpiła korekta na rynku gazu wraz z przeminięciem największej fali ataków na Bliskim Wschodzie oraz nadzieją na porozumienie USA-Iran. Notowania CAL27 uległy osłabieniu do 258 PLN/MWh (22.09). Koniec miesiąca przyniósł jednak lekkie odbicie w okolice 270 PLN/MWh wraz z odrzuceniem przez D. Trumpa propozycji Iranu oraz powolnym zatłaczaniem magazynów w UE. **Polska wyróżnia się na tle Europy wysokim stanem zapasów (99% na koniec września), jednak warto pamiętać, że pojemność magazynów odpowiada około 40-50 dniom średniego krajowego zużycia. Oznacza to (szczególnie zimą) stałe uzupełnianie podaży importem i ponoszenie kosztów odpowiadających cenom rynkowym w Europie[29].** Wstępne dane Eurelectric za wrzesień wskazują na niewielki spadek udziału gazu w polskiej strukturze wytworzenia energii elektrycznej względem sierpnia (10,4% vs 11,3%). We wrześniu 2025 roku udział gazu oscylował wokół 13,5% miksu[30].

28) Dane TGE- DKR z godziny 14:00.
29) Dane GIE AGSI na dzień 30.09.2026.
30) Dane Eurelectric z 28.09.2026.

Notowania kontraktu rocznego CAL27 na gaz[28] (TGE)



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL27 (Base) na Towarowej Giełdzie Energii zakończyły sierpień w okolicy 521 PLN/MWh. Ceny w kontrakcie rocznym silnie reagują na doniesienia z Bliskiego Wschodu, które kształtują oczekiwania wobec sytuacji rynkowej zimą, stąd dynamiczny wzrost notowań ropy i gazu, doprowadził do umocnienia CAL27 w okolice 586 PLN/MWh w połowie września. W Europie rynek reagował na rozmowy władz Niemiec z państwowymi spółkami sektora gazu o zatłoczeniu magazynów, ponieważ to bloki gazowe będą w dużej mierze kształtować ceny energii zarówno u jego największego konsumenta w UE, jak i w państwach ościennych. Kolejne podejście do rozmów USA-Iran oraz prognozy ocieplenia w Europie na przełomie miesięcy, obniżyły notowania CAL27 do 547 PLN/MWh w 2.połowie września. Pomimo wysokiego udziału produkcji energii z farm wiatrowych na początku miesiąca, za wzrostem notowań na polskim rynku przemawiały rosnące do 88 EUR/t ceny uprawnień do emisji. Wstępne dane Eurelectric wskazują na wyższy udział węgla w polskiej strukturze wytworzenia energii elektrycznej (51% we wrze'26 wobec 47% w sie'26). W tym miesiącu odnotowano wzrost udziału farm wiatrowych (z 11% do 14%), a spadek PV (z 22% w się'26 do 17,4%).

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

32) Dane Eurelectric, odczyt 28.09.2026.

Notowania kontraktu rocznego CAL27 na energię elektryczną[31] (TGE)



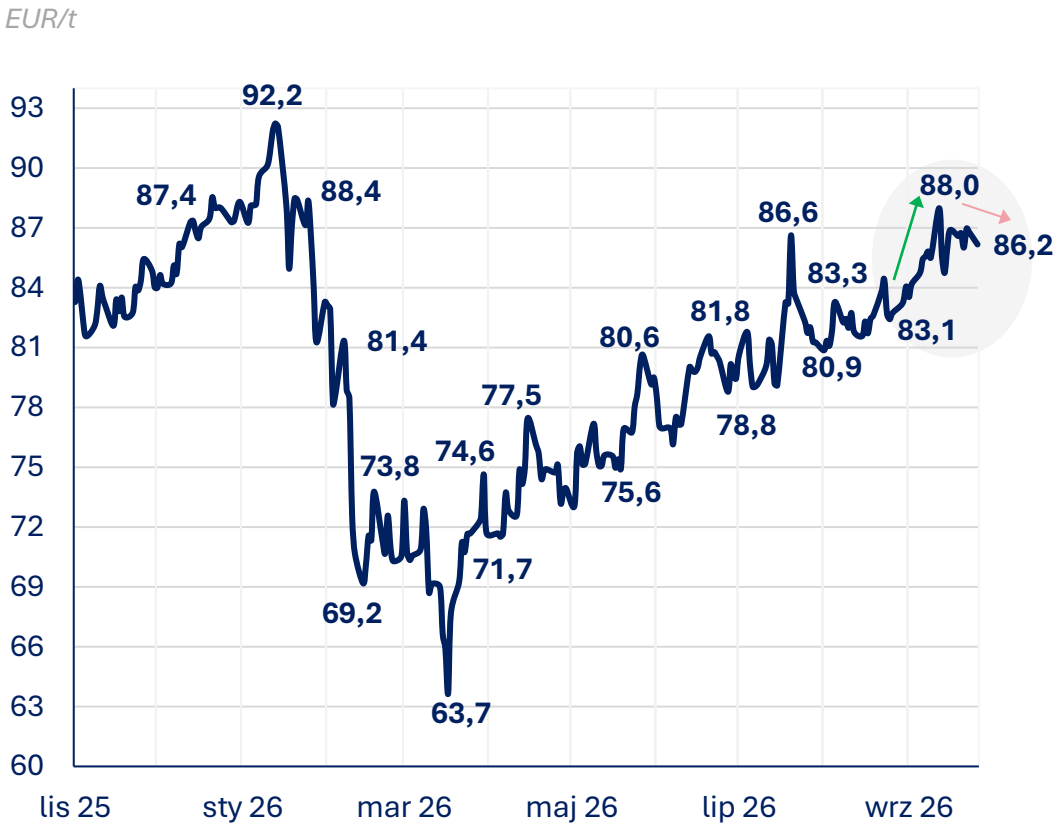
Uprawnienia do emisji CO_2 (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie grudniowym (DEC26) w pierwszej połowie września wzrosły z 83 EUR/t do 88 EUR/t, podążając za dynamicznym wzrostem cen ropy i gazu, ale reagując również na doniesienia regulacyjne w EU ETS. Wysokie ceny energii elektrycznej zwiększały z kolei opłacalność spalania węgla, co może skutkować wyższym popytem na EUA w przyszłości. Wsparciem dla cen był zbliżający się termin (30.09) umorzenia EUA za 2025 rok, który mobilizuje niektórych uczestników do zakupów brakujących jednostek. W obszarze regulacji propozycja Petera Liese'a (Komisja ENVI przy Parlamencie Europejskim) zakłada łagodniejszy przebieg redukcji puli uprawnień (obniżenie LRF do 3,4% w latach 2031-35 vs 3,7% propozycja KE). W efekcie pula na lata 2031-2040 rośnie o około 61 mln EUA w porównaniu do wersji Komisji. Projekt włącza do systemu uprawnienia dla sektora gospodarki odpadami, ale przed zastosowaniem LRF[34]. Ponadto odrzucono propozycję likwidacji mechanizmu trwałego unieważniania uprawnień w rezerwie (MSR). Popierając jego utrzymanie, zaproponowano jednak podniesienie progu (z 400 mln EUA do 650 mln EUA) trwałego unieważnienia w rezerwie.

33) Dane Bloomberg.

34) Informacje LSEG Weekly Report 14.09.2026. LRF= Linear Reduction Factor

Notowania uprawnień do emisji CO_2 w kontrakcie DEC26[33] (giełda ICE)

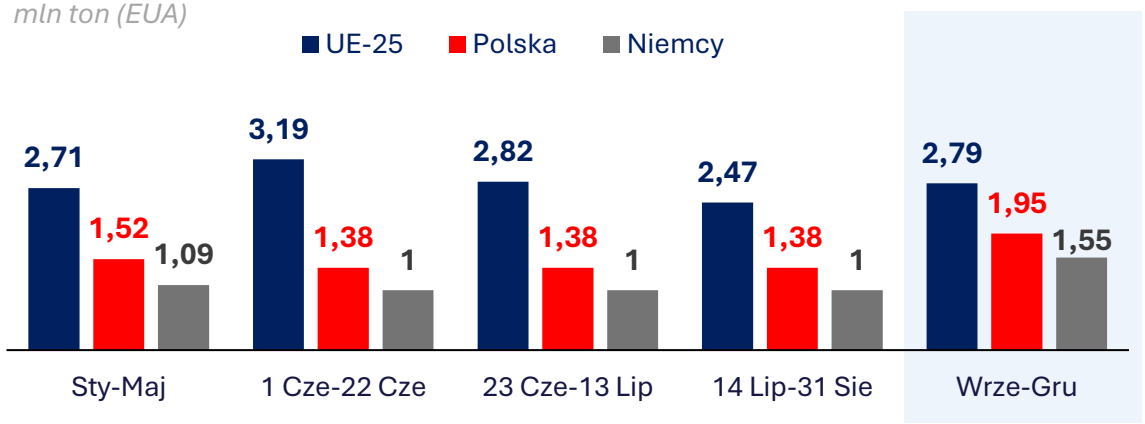


Uprawnienia do emisji CO_2 (EUA)

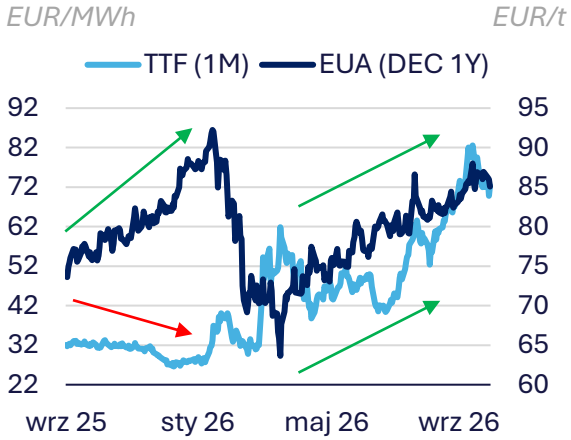
Zachowanie tego mechanizmu przy podniesieniu progu, ogranicza podaż w długim okresie, ale zwiększa elastyczność systemu w krótkim. Obecne propozycje zmieniają rozłożenie niedoboru EUA w czasie. Państwa członkowskie ustaliły stanowisko Rady w sprawie zwiększenia puli bezpłatnych uprawnień w latach 2026-30 dla sektorów objętych wskaźnikami referencyjnymi dla ciepła i paliw. Zwiększenie ma wykorzystać około 88 mln EUA dostępnych do bezpłatnego przydziału[35]. Rada dodała do tej puli jeszcze 33 mln uprawnień, które nie zostały wcześniej przydzielone, ponieważ instalacje nie spełniły warunków przewidzianych w ETS. **W drugiej połowie września notowania EUA (DEC26) oscylowały w przedziale 85-87 EUR/t, a presję spadkową generowała zarówno chwilowa korekta na rynku gazu, jak i realizacja zysków inwestorów po zwyżce w połowie miesiąca**. Warto zauważyć, że od września do grudnia wolumen aukcyjny na giełdzie EEX został istotnie zwiększony wobec poprzednich okresów, co może hamować potencjał do wzrostu cen[36]. W tym miesiącu inwestorzy spekulacyjni nie przejawiali aktywności w jednym kierunku (np. gra na wzrost cen), ponieważ rynek pozostaje w zawieszeniu pomiędzy zmianą regulacji kształtujących podaż, a rynkami energii, które mogą wpływać na przyszły popyt, szczególnie u progu sezonu grzewczego[37].

35) Informacje LSEG Weekly Report 14.09.2026.
36) Dane giełdy EEX.
37) Dane CoT giełdy ICE.
38) Dane LSEG odczyt 30.09.2026.

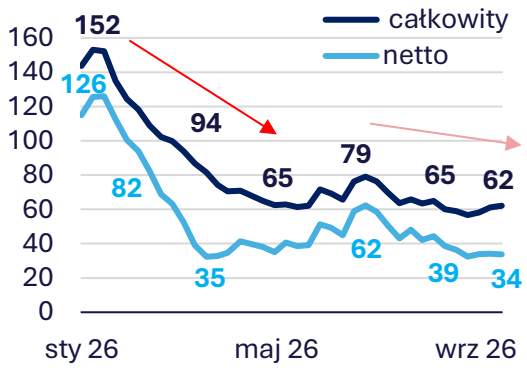
Wolumen EUA do sprzedaży na aukcjach giełdy EEX[36], 2026



Notowania kontraktów na EUA i gaz ziemny na giełdzie ICE[38], 2025-26



Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych (EUA ICE)[37], 2026



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu (OCT26) na węgiel energetyczny (API2) zakończyły sierpień w okolicy 134 USD/t. Pierwsza dekada września przyniosła ich umocnienie do najwyższego poziomu od jesieni 2023 roku tj. 142 USD/t. Wśród przyczyn wskazywane są przede wszystkim impulsy geopolityczne z Bliskiego Wschodu oraz dynamicznie rosnące ceny gazu w Europie. Równoczesne rekordowe od dwóch miesięcy stawki dostaw LNG do Azji, windowały ceny węgla eksportowanego z Australii, będącego substytutem dla gazu. Same spółki energetyczne w Indiach zwiększyły import węgla w sierpniu o 86% r/r do 5,5 mln ton (z tego 4,2 mln ton z Indonezji), przy fali upałów i spadku wytworzenia w hydroelektrowniach[40]. Ponadto w Indonezji, będącej czołowym dostawcą na rynek azjatycki, niski poziom wody w rzece Barito ograniczał transport surowca z kopalni w głębi lądu do terminali eksportowych, co wspierało ceny. W Europie (głównie Niemcy), wysokie ceny energii elektrycznej oraz koszty krańcowe jej wytworzenia z gazu (09.09: 197 EUR/MWh), faworyzowały produkcję z węgla kamiennego (SRMC 09.09: 133 EUR/MWh)[41]. Jednak niski poziom wody w Renie, ograniczał możliwość transportu surowca barkami do elektrowni i limitował jego zużycie w sektorze.

39) Dane Bloomberg.
40) Informacje Reuters 28.09.2026.
41) LSEG Coal Weekly 10.09.2026

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2[39] (giełda ICE)

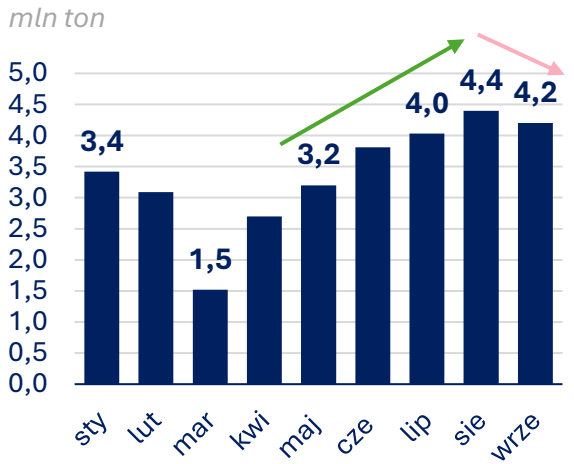


Węgiel energetyczny (API2)

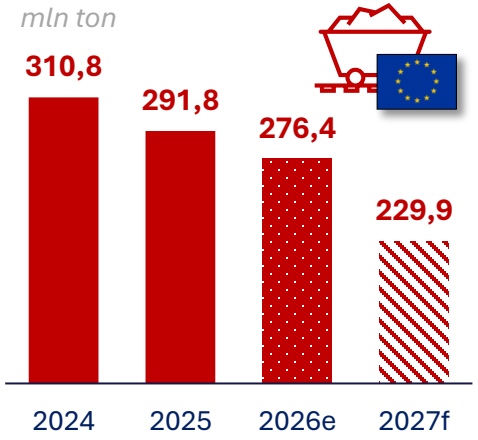
Zapasy w terminalach portowych ARA pozostawały do końca września na dość wysokim poziomie 4,2 mln ton[42]. Agencja Veyt prognozuje zwiększenie zużycia węgla w europejskiej energetyce o 27% r/r w 4Q26 oraz o 7% r/r w 1Q27[43]. Jednak jak zauważają analitycy ICIS, nawet wysokie ceny gazu nie są w stanie znacząco podwyższyć generacji z węgla, przy niewielkich aktywnych mocach w całej Europie. Warto dodać, że udział węgla w unijnej produkcji energii elektrycznej spadł w 2025 roku do 9%. **W połowie września notowania API2 pozostawały w okolicy 140 USD/t, a druga połowa miesiąca przyniosła ich korektę do 135 USD/t. Powodem osłabienia cen był spadek notowań ropy i gazu wraz z nadzieją na zawarcie porozumienia USA-Iran.** Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) w raporcie *Coal Mid-Year Update 2026,* zmieniła prognozę globalnego popytu na węgiel (ze spadku na wzrost o 1,2% r/r do 8,94 mld ton). Powodem jest większe zapotrzebowanie z tytułu substytucji LNG po wybuchu wojny oraz upałów latem w Azji i niższej generacji z hydroelektrowni. Popyt na węgiel w UE może spaść o 5% r/r (tj. nieco wolniej), ze względu na dość wysokie zużycie w Niemczech i w Polsce. Globalna podaż węgla może spaść o niecały 1% względem 2025 roku[44].

42) Dane Montel Research 28.09.2026. 43) Dane Veyt oraz ICIS w Reuters, odczyt 25.09.2026.
44) Dane IEA Coal Mid-Year Update 2026.

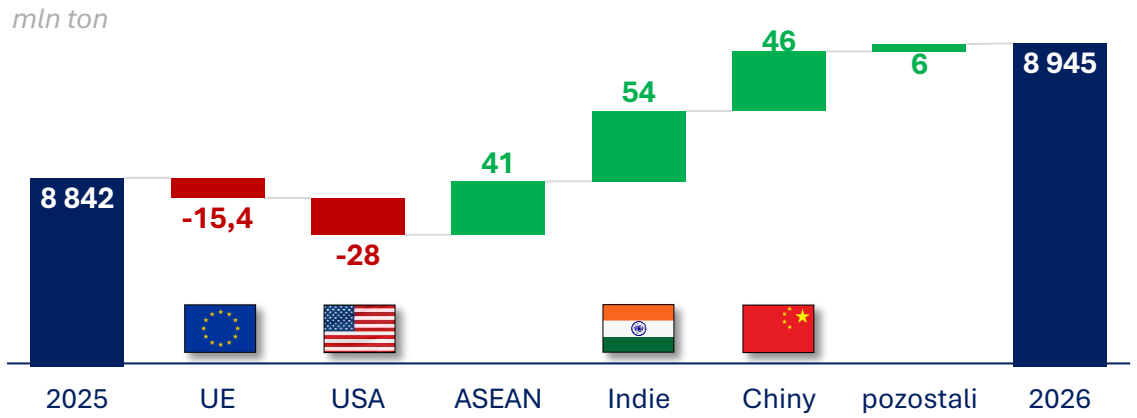
Zapasy węgla w terminalach ARA w Europie[42], 2026



Popyt na węgiel w UE-27 z prognozą IEA, 2024-2027



Zmiana globalnego popytu na węgiel według regionów, 2025-2026



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 29.09.2026

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	**102,59**	**+15%**	**+51%**
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	**69,81**	**+4%**	**+118%**
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	**257,00**	**+10%**	**+61%**
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	**538,00**	**+6%**	**+25%**
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC26)	**85,95**	**+4%**	**+12%**
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	**137,30**	**+9%**	**+48%**

Autor raportu: *Magdalena Płaczek*
Adres e-mail: *magdalena.placzek@unimot-eig.pl*
Materiał przygotowany według danych na dzień: *30.09.2026*

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.

