

Luty 2025

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

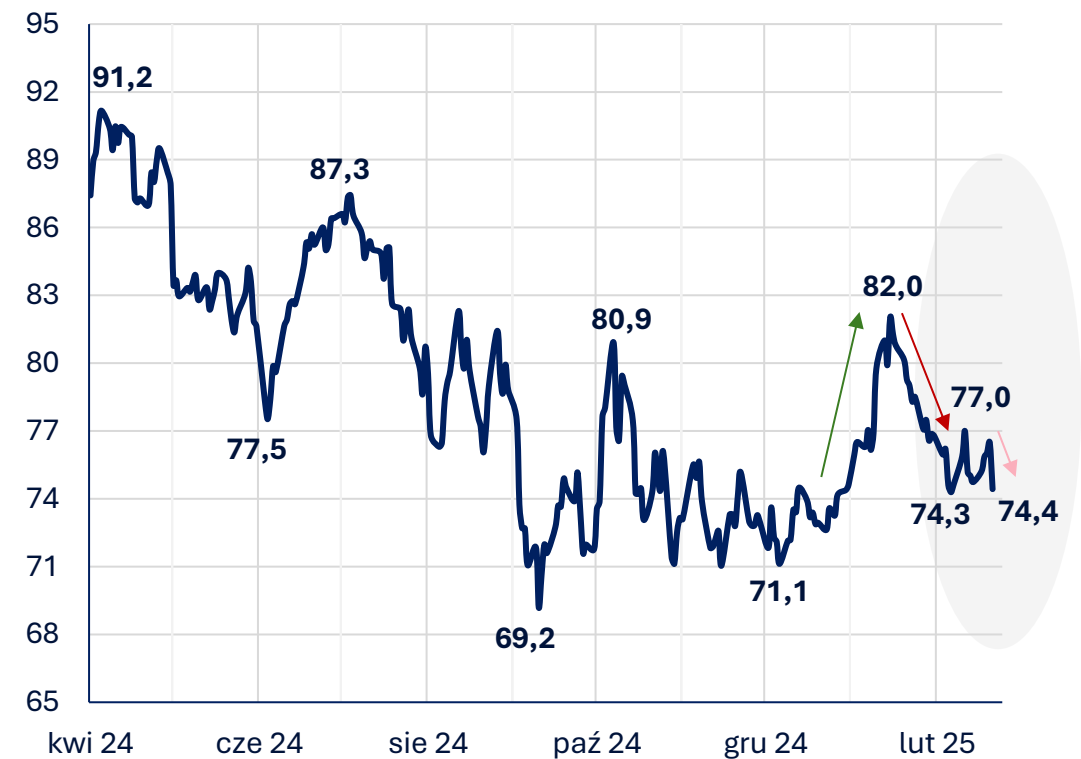
Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt APR25) oscylują w tym miesiącu w przedziale 74-77 USD/b, a ich wahania są głównie efektem decyzji podjętych przez Biały Dom. Początek miesiąca upłynął pod znakiem **wprowadzania i zawieszania ceł na produkty z Kanady, Meksyku i Chin.** W odpowiedzi na działania USA, Chiny ogłosiły cła odwetowe na amerykańskie surowce energetyczne. Informacje o kolejnych barierach w handlu międzynarodowym, wpływały negatywnie na ceny ropy naftowej. Jednak wprowadzenie przez USA nowych sankcji na podmioty umożliwiające m.in. transport irańskiej ropy do Chin, a także eskalacja napięcia w Strefie Gazy, ponownie wzmocniły ceny Brenta do 77 USD/b (11.02). W kolejnych dniach nastąpił jednak **spadek notowań ropy naftowej poniżej 75 USD/b wraz z rozpoczęciem przez D. Trumpa rozmów z Rosją i Ukrainą o zakończeniu wojny.** Ponowne odbicie cen do 76 USD/b, było efektem ataku dronów na przepompownię w Rosji (obawy o eksport) oraz hipotez o utrzymaniu przez OPEC+ cięć w produkcji (zamiast wzrostu wydobycia od kwi'25). Niewykluczone, że wolumen eksportu rosyjskiej ropy w większym stopniu będzie zależny od jej limitów wydobycia (9 mln b/d) w OPEC+, niż sankcji międzynarodowych².

1) Dane LSEG (Reuters).

2) Goldman Sachs dla Bloomberg.

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent¹ (giełda ICE)

USD/b



Ropa naftowa (Brent)

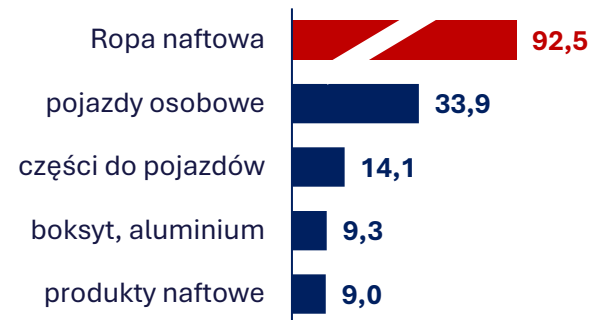
Informacje o wprowadzeniu 10% ceł przez USA na surowce energetyczne z Kanady (zawieszonych na 30 dni), zwiększyły zmienność notowań ropy naftowej, której Kanada jest głównym dostawcą do USA (61% udziału w imporcie surowca)³. Amerykańskie rafinerie w środkowo-zachodnim regionie przystosowane są w większości do przerobu cięższej, kanadyjskiej ropy WCS⁴. Jednak z racji tego, że 97% tego surowca trafia właśnie do USA, to przy braku alternatywnych odbiorców, negatywny skutek ceł odczuć mogą odczuć zarówno rafinerie w USA jak i eksporterzy z Kanady (dyskonto WCS do WTI). **Chiny nałożyły w tym miesiącu 10% cła m.in. na amerykańską ropę, której udział w imporcie surowca przez Państwo Środka wynosił niecałe 2% w 2024 roku.** Chociaż największe rafinerie odczują ubytek rzędu 200 tys. b/d. Dla Chin bardziej dotkliwe będą jednak wchodzące w życie pod koniec lutego, amerykańskie sankcje na morski handel surowcami z Rosji oraz zaostrenie kursu wobec Iranu. **Oficjalnie Chiny zakupiły w 2024 roku 1,4 mln b/d ropy z Malezji, której rodzime wydobycie wynosiło wówczas 0,6 mln b/d⁵.** Różnica wynika z przemianowanych irańskich ładunków, które wykorzystywały luki w sankcjach.

3) Dane Bloomberg.
5) Dane US EIA.

4) WCS: Western Canada Selected; WTI: West Texas Intermediate

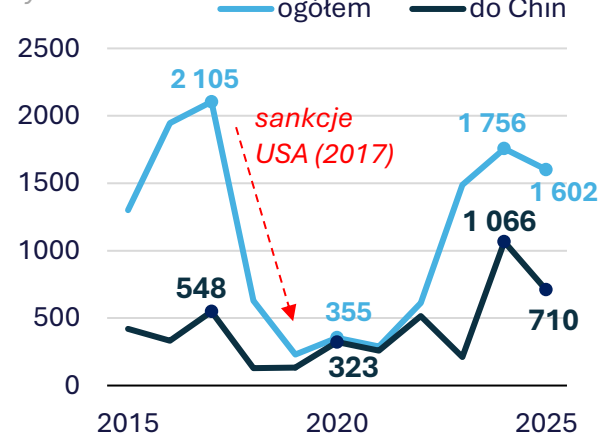
TOP 5 towarów importowanych do USA z Kanady (wartościowo)³, 2023

mld USD



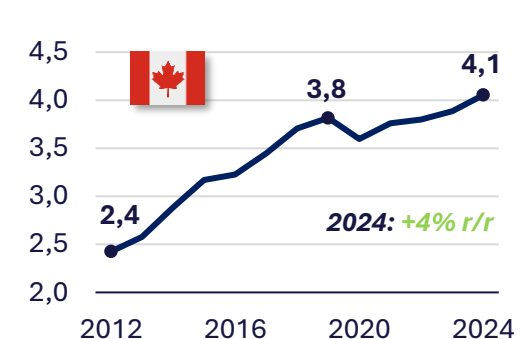
Irański eksport ropy naftowej³, 2015-2025

tys. b/d



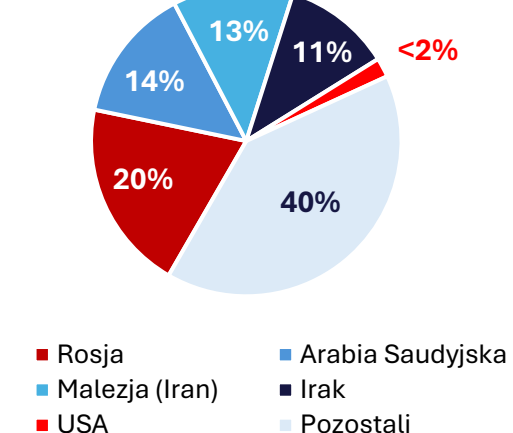
Amerykański import ropy naftowej z Kanady⁵, 2010-2024

mln b/d



Główne kierunki chińskiego importu ropy naftowej⁵, 2024

%



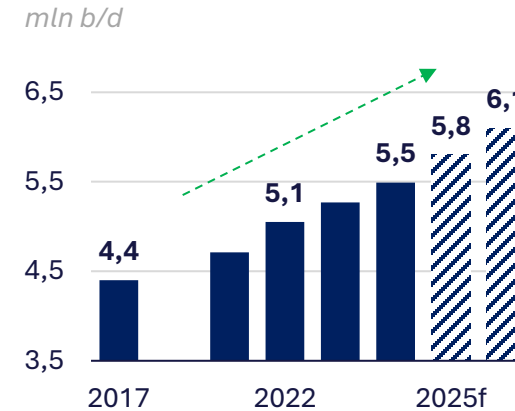
Ropa naftowa (Brent)

Zarówno amerykańskie sankcje jak i ostatnie cła importowe (oraz odwetowe innych państw) **wpływają na relatywne umocnienie notowań gatunków ropy naftowej z Bliskiego Wschodu**. Powodem jest wzrost zainteresowania Chin, Indii oraz innych państw Azji, marcowymi dostawami z tego regionu. Poza Chinami, **znaczącym beneficjentem rosyjskiej ropy były właśnie Indie, które zapowiedziały przestrzeganie sankcji USA**. Warto zaznaczyć, że prawie 90% poboru rafineryjnego w Indiach pokrywane jest importem, który w 2024 roku wzrósł do 4,8 mln b/d. Do wybuchu wojny w Ukrainie ok. 60% indyjskiego importu ropy pochodziło z Bliskiego Wschodu⁶. Efektem restrykcji Zachodu było znaczące dyskonto w sprzedaży np. ropy Urals względem innych gatunków, co wpłynęło na **wzrost udziału rosyjskiego surowca w indyjskim imporcie ropy z 3% w 2021 roku do 40% w 2023 roku**. Tamtejsze koncerny naftowe podkreślają, że reorganizacja dostaw będzie wymagać czasu, co w krótkim terminie zwiększy koszty. Jednak po ostatnim spotkaniu Premiera Indii z Donaldem Trumpem, Indie zadeklarowały zwiększenie zakupu surowców energetycznych z USA (z 15 mld USD do nawet 25 mld USD), aby uniknąć wysokich amerykańskich ceł⁷.

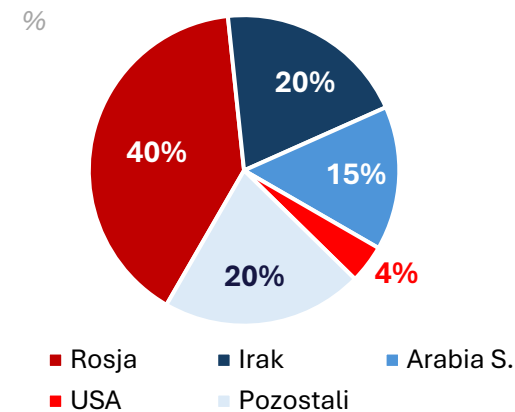
6) Dane International Energy Agency: India Oil Market Report. Outlook to 2030.
8) Dane CEIC oraz US EIA STEO Dec'24.

7) Dane LSEG (Reuters).
9) Dane Bloomberg.

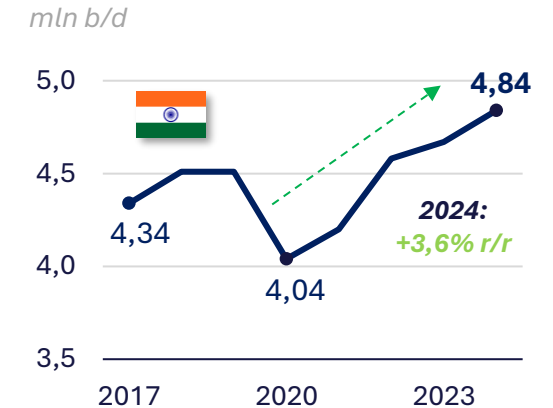
Popyt na paliwa płynne w Indiach⁸, 2017-2024 (z prognozą 2025/26)



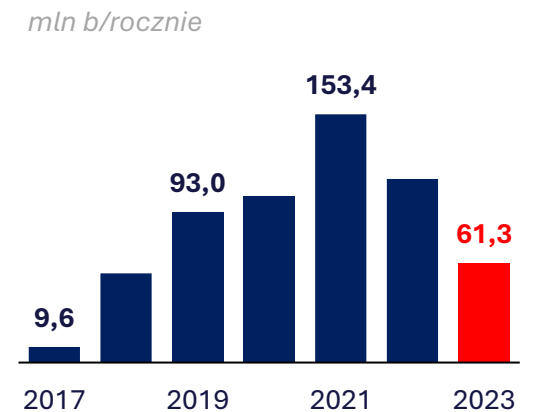
Główne kierunki indyjskiego importu ropy naftowej⁶, 2023



Indyjski import ropy naftowej⁸, 2017-2024



Indyjski import ropy naftowej z USA⁹, 2017-2023

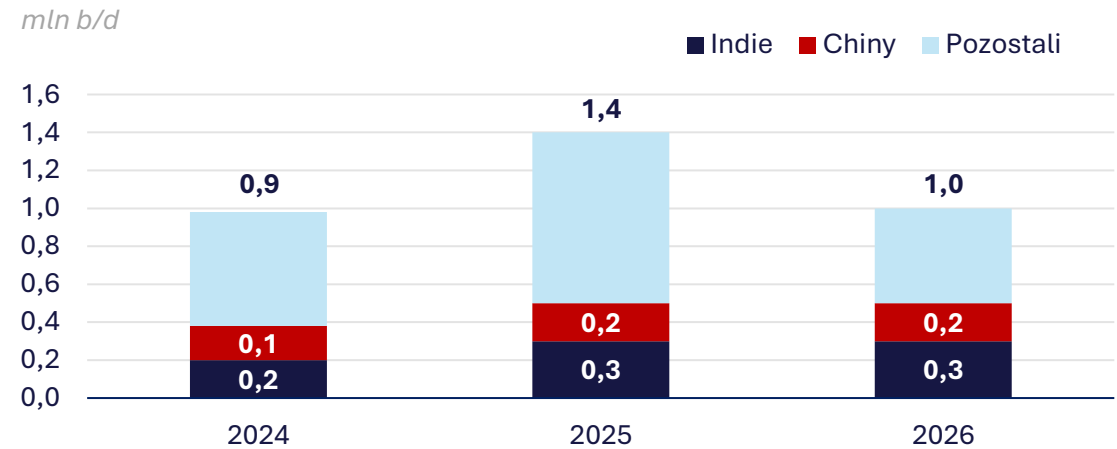


Ropa naftowa (Brent)

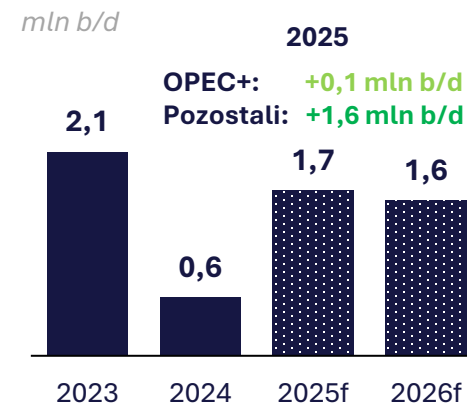
Powodem skupienia uwagi rynku na perspektywach dostaw ropy naftowej (w obliczu sankcji i ceł) do Indii i Chin, jest ich dominujący udział w globalnym przyroście konsumpcji paliw płynnych. Amerykańska agencja EIA w lutowym raporcie prognozuje zwiększenie światowego popytu na paliwa rzędu 1,4 mln b/d w 2025 roku oraz 1 mln b/d w 2026 roku. **Indie już w 2024 roku odebrały Chinom miano lidera wzrostu popytu**, a w kolejnych dwóch latach tempo wzrostu konsumpcji przyspieszy do 0,3 mln b/d. Sprzyjać temu będzie wzrost demograficzny, zwiększający krajową konsumpcję oraz rozwój wielu sektorów gospodarki, dzięki taniej sile roboczej. EIA utrzymuje prognozę wzrostu globalnej produkcji paliw płynnych na poziomie 1,7 mln b/d w 2025 roku, przy niewielkim udziale OPEC+ w dodatkowej podaży. Do 2026 roku liderami wzrostu wydobywania będą USA, Kanada, Brazylia i Gujana. Jednak wraz ze stopniowym przywróceniem wydobywania w OPEC+ i utrzymaniem wysokiej produkcji poza kartelem (oraz wolniejszym wzrostem popytu), globalne zapasy ropy od połowy 2025 roku będą wzrastać. **Efekt globalnej nadwyżki surowca, będzie spadek cen Brenta z poziomu 74 USD/b (średnio) w obecnym roku do 66 USD/b w 2026 roku¹⁰.**

¹⁰⁾ Dane i prognozy EIA STEO Feb'25.

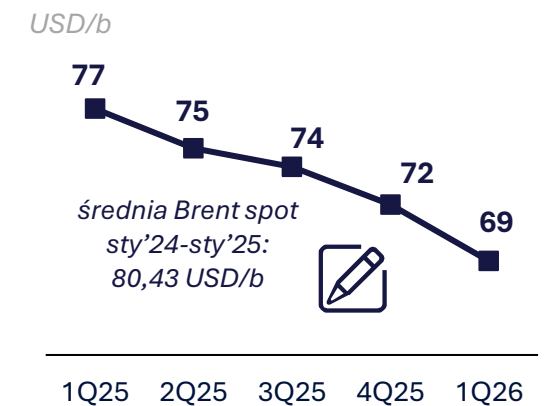
Zmiana globalnej konsumpcji paliw płynnych¹⁰, 2024-2026



Zmiana globalnej produkcji paliw płynnych¹⁰, 2023-2026



Prognoza cen kontraktów na ropę Brent¹⁰ (US EIA)



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF MAR25) w pierwszej dekadzie lutego umocniły się do najwyższego poziomu od 16 miesięcy tj. ponad 58 EUR/MWh. Głównym powodem znaczącego wzrostu cen były obawy o zdolność importu wystarczającej ilości LNG, aby zapewnić bezpieczny poziom podaży. Niepewność wzmogły prognozy **znaczącego ochłodzenia** w pierwszej połowie lutego w Europie, przy niskiej produkcji energii z farm wiatrowych, a przede wszystkim **malejącym w szybkim tempie poziomie zapasów gazu**. Ponadto informacje o spadku ukraińskiej produkcji gazu (nawet o 1/3) w następstwie rosyjskich ataków, zwiększały obawy rynku¹¹. Jednocześnie pojawiały się głosy o potencjalnym subsydiowaniu przez Niemcy zakupu gazu w okresie wiosna-lato (znacznie wyższe ceny względem przyszłej zimy), co windowało notowania. Finalnie, analitycy IEA zwiększyli prognozowany wolumen gazu do uzupełnienia w tym roku do 55 mld m³ (vs 38 mld m³ w okresie kwi'24-paź'24). Norweski potentat Equinor nie wykluczył wysokich cen gazu nawet latem, przy konieczności sprowadzenia większej (o 230) liczby gazowców z LNG (+20% r/r)¹². Bazując na tych obawach, **wzrosła aktywność funduszy inwestycyjnych**, a ceny gazu przebiły chwilowo 58 EUR/MWh.

11) Dane LSEG (Reuters).

12) Dane IEA, Montel oraz LSEG.

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF¹¹ (giełda ICE)

EUR/MWh



Gaz ziemny (TTF)

Jednak druga dekada miesiąca upłynęła pod znakiem sukcesywnego spadku cen o 18% względem poziomu z 10 lutego. Korekta była wynikiem kilku czynników. Przede wszystkim **rewizja prognozy pogody wskazała na znaczące ocieplenie i wzrost generacji z wiatru** po 19 lutego¹³. Niemcy i Francja dołączyły do grona państw lobbujących w Komisji Europejskiej za uelastycznieniem celów i terminów zapełnienia magazynów gazu w UE (zamiast 90% na 01.11). Ponadto **podjęcie rozmów pokojowych pomiędzy USA, Ukrainą i Rosją, doprowadziło do 8% spadku cen w czasie jednej sesji**. Ewentualne porozumienie mogłoby skutkować nie tyle przywróceniem dostaw gazociągami z Rosji do UE, ale np. zdjęciem amerykańskich sankcji z terminala Arctic LNG 2, co zwiększyłoby podaż gazu w skali globalnej. Finalnie, **osłabły obawy o trudności z importem dodatkowych jednostek LNG do Europy, wraz z informacjami o nadchodzącym wzroście podaży skroplonego gazu z USA**. Dane Bloomberg wskazują na rekordowy przesył surowca gazociągami do kompleksów LNG (ok. 440 mln m³/d; tj. +20% r/r), odnotowany w zeszłym tygodniu. W tym samym czasie import LNG przez Chiny (konkurenta UE) był o 13% niższy względem 5-letniej średniej¹⁴.

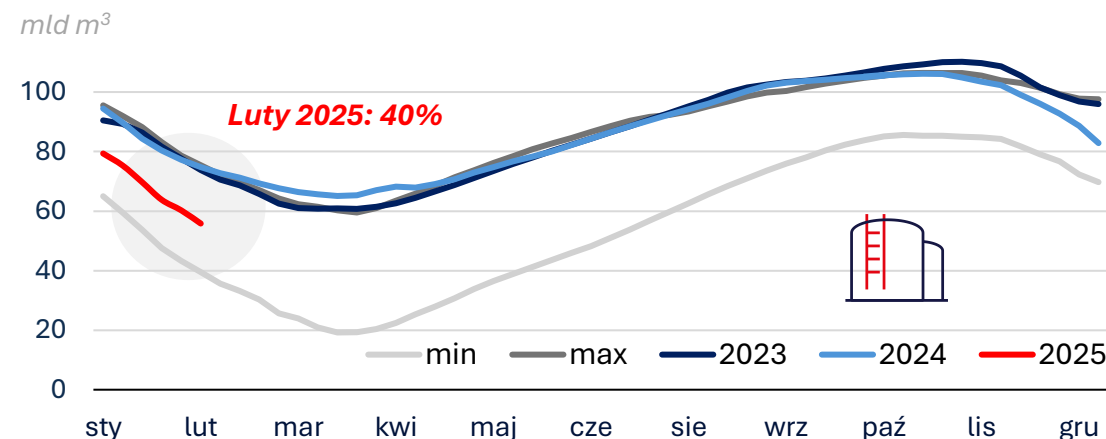
13) Prognoza SMHI LSEG.

15) Dane Bruegel oraz GIE AGSI. 24.02.2025.

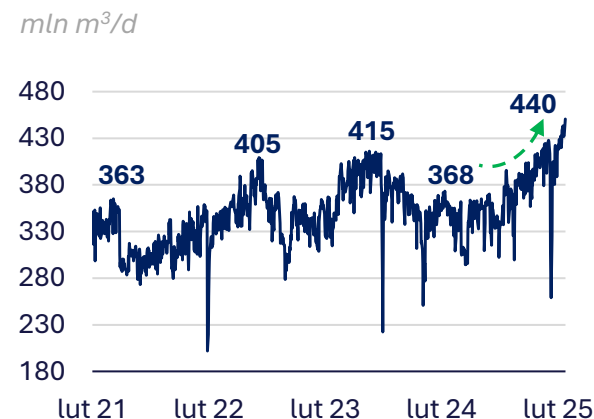
14) Dane Bloomberg na dzień 18.02.2025.

16) Dane: IEEFA European LNG Tracker.

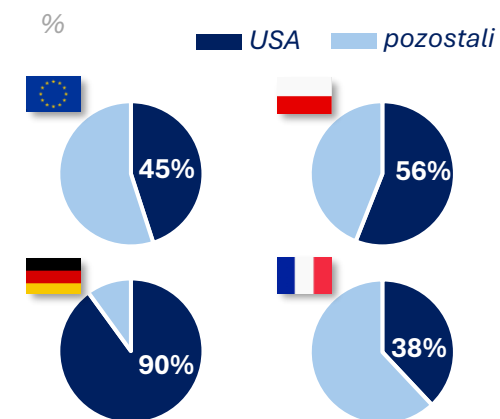
Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu¹⁵, 2023-2025



Dostawy gazu do kompleksów eksportowych LNG w USA¹⁴, lut'21-lut'25



Udział gazu z USA w imporcie LNG do UE-27, Polski, Niemiec i Francji¹⁶, 2024



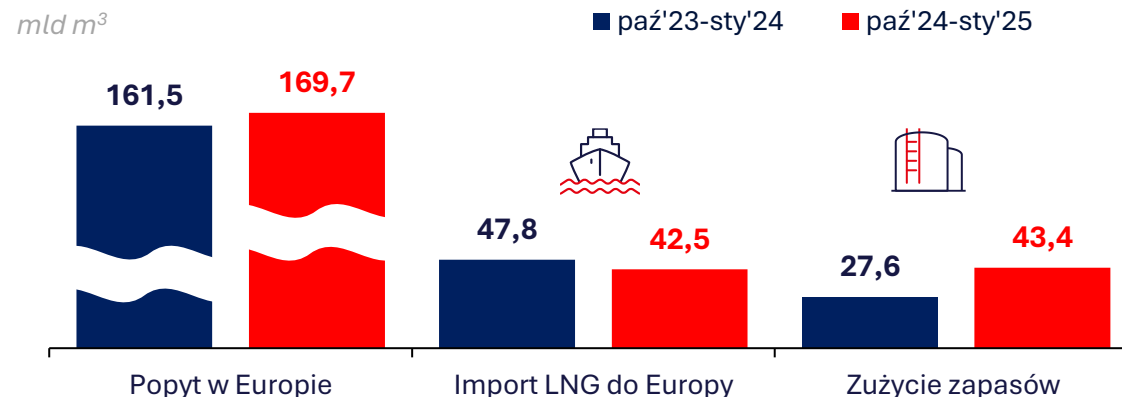
Gaz ziemny (TTF)

Większa elastyczność wytycznych o uzupełnianiu zapasów gazu w UE, jest istotna dla uczestników rynku z kilku powodów. Do stycznia import LNG do Europy był o 11% niższy względem ubiegłego sezonu grzewczego, co przy wyższym popycie, skutkowało wzrostem zużycia zapasów gazu. Można to wyjaśnić niechęcią do zakupu ładunków LNG przy wysokich cenach (płaska krzywa terminowa) i korzystaniem z wcześniej (i taniej) kupionego zapasu gazu. Z obliczeń agencji ICIS wynika, że już 10% obniżka progu zapasów (do 80%), przy bardziej elastycznym terminie zapełnienia, pozwoli na spadek importu latem o 5,5 mld m³ (ok. 4 mln ton LNG)¹⁷. Wtedy większy wolumen będzie zakupiony jesienią, a najwyższy poziom zapasów zostanie osiągnięty w połowie lis'25. Analitycy ICIS prognozują, że utrzymanie wymogu 90% zapełnienia na 1 lis'25, doprowadzi do niedoboru 10 mln ton LNG na globalnym rynku w tym roku kalendarzowym. Mając na uwadze prognozowany przez IEA wzrost tegorocznych zakupów gazu w Europie o 17 mld m³, ceny w gazie w punkcie TTF powinny pozostać konkurencyjne wobec azjatyckiego rynku. Elastyczne przepisy, mogłyby obniżyć ceny gazu wiosną i zniechęcić fundusze inwestycyjne do „gry” na zacieśnienie rynku fizycznego latem.

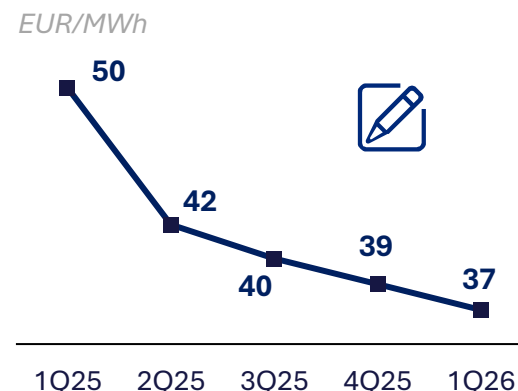
17) Dane ICIS LNG Edge (Montel oraz LSEG).

18) Dane Bloomberg: mediana z prognoz oraz krzywa terminowa (odczyt 24.02.2025).

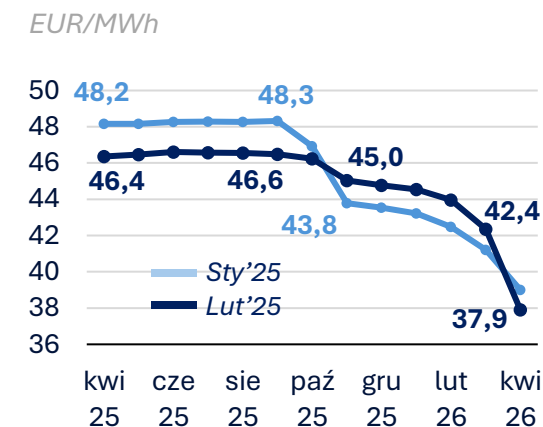
Import LNG oraz zużycie zapasów gazu w Europie¹⁷, 2023-2025



Prognoza cen gazu (TTF)¹⁸, 1Q25-1Q26



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)¹⁸



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii od końca stycznia umocniły się ze 190 PLN/MWh do prawie 215 PLN/MWh (11 lutego) wraz z najwyższym od 2 lat poziomem notowań w punkcie TTF (dnia poprzedniego)¹⁹. Styczniowe ochłodzenie w połączeniu z dodatkowymi nowymi mocami (Gryfino), zwiększyło produkcję energii z gazu ziemnego do 2,2 TWh w ubiegłym miesiącu (+11% r/r)²⁰. W lutym udział gazu w krajowym miksie pozostał na dość wysokim 12% poziomie. **Znacząca korekta cen po pierwszej dekadzie miesiąca nie ominęła TGE, gdzie notowania gazu w kontrakcie CAL26 spadły o 20% do poziomu 179 PLN/MWh pod koniec ubiegłego tygodnia. Grupa Orlen poinformowała o odkryciu 235 mln m³ gazu ziemnego w ramach nowego złoża Siedlemin (na głębokości 3 km). Koncern może dość szybko uruchomić wydobycie, dzięki rozwiniętej infrastrukturze w Wielkopolsce. Do końca dekady Grupa Orlen planuje zwiększyć produkcję z krajowych złóż do 4 mld m³ rocznie (z 3,4 mld m³ w 2023 roku)²¹. Z kolei Gaz-System zapowiedział, że budowa terminala FSRU (Zat. Gdańska) zostanie rozpoczęta już w tym roku. Pełną operacyjność kompleks uzyska na przełomie lat 2027/28, a roczna przepustowość terminala wyniesie 6 mld m³ gazu²².**

¹⁹) Dane TGE: DKR z godziny 14:00.

²¹) Komunikat GK Orlen.

²⁰) Miesięcznik Forum Energii (sty'25).

²²) PAP oraz Gaz-System.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na gaz¹⁹ (TGE)

PLN/MWh



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na Towarowej Giełdzie Energii swój najwyższy poziom osiągnęły ostatniego dnia stycznia (471 PLN/MWh), a następnie ulegały stopniowej korekcie do 447 PLN/MWh w ubiegłym tygodniu. Warto dodać, że w pierwszej dekadzie miesiąca **przy rekordowych cenach gazu, ceny energii elektrycznej oscylowały powyżej 460 PLN/MWh**. Od połowy lutego w krajowej strukturze wytworzenia udział fotowoltaiki systematycznie wzrastał do 10% w ubiegłym tygodniu. Łącznie z tego źródła wygenerowano w lutym 784 GWh (tj. +123% r/r)²⁴. Podczas sejmowej podkomisji ds. transformacji energetycznej (19.02) przedstawiciele PSE wskazali, że potencjał OZE znacząco (4x) przekracza chłonność systemu przesyłu energii²⁵. Co prawda 10-letni plan rozwoju sieci PSE zakłada 64 mld PLN inwestycji w ich rozwój, to jednak PSE nie wyklucza „do 150 GW z OZE i magazynów do przesyłu w systemie o możliwościach 35 GW” (za 10 lat). Przedstawiciele spółki zwrócili też uwagę na problem z wnioskami o przyłączenie centrów danych (po 500-1000 MW poboru). PSE proponuje system aukcyjny przyznawania warunków przyłączenia do sieci, aby rozsądnie rozplanować rozwój OZE oraz przeprowadzić transformację energetyczną.

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

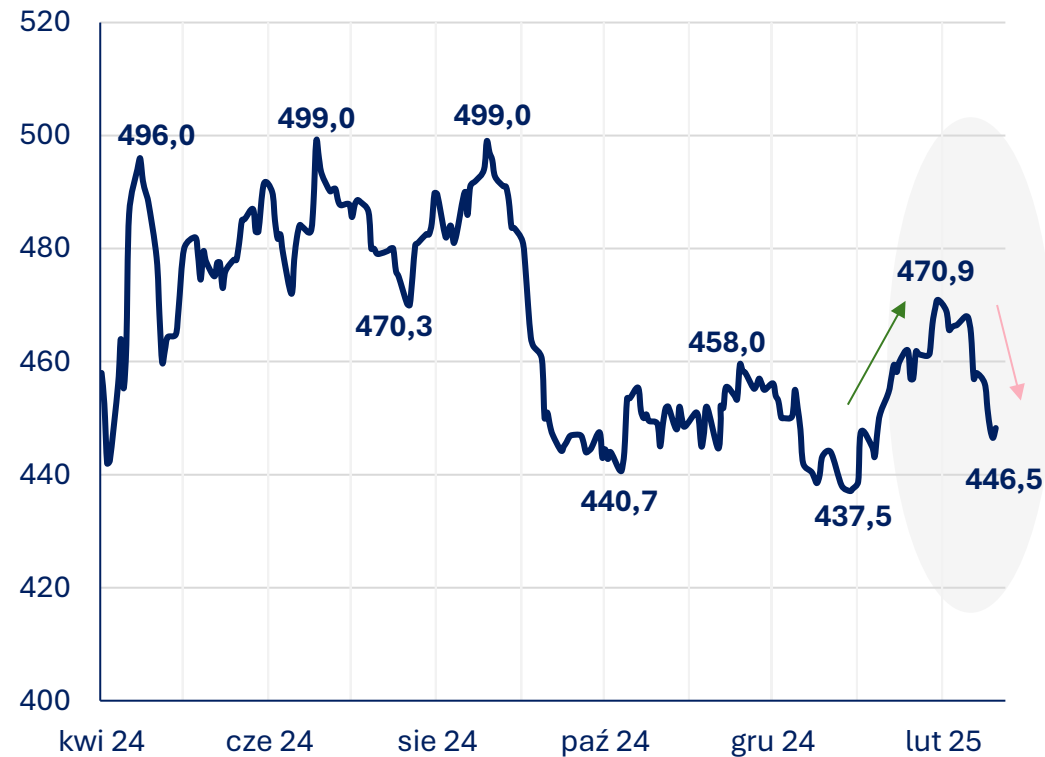
25) Podkomisja ds. transformacji energetycznej, odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej.

24) Dane ForuMETR z 24.02.2025.

26) Dane PAP z 19.02.2025.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na energię elektryczną²³ (TGE)

PLN/MWh

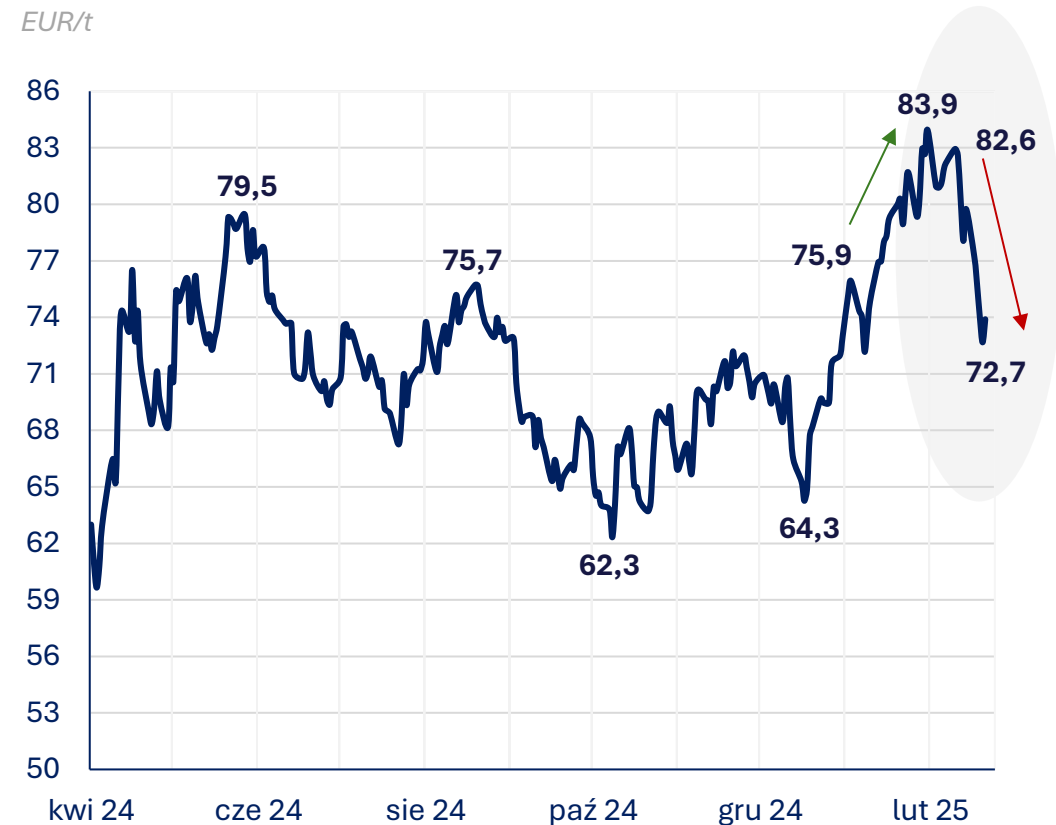


Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie (DEC25) pod koniec stycznia wzrosły do 84 EUR/t, co było najwyższym poziomem od paź'23. W głównej mierze przyczynił się do tego największy od wrze'21 wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych, który pod koniec stycznia wzrósł do 99 mln ton (EUA), co było podwojeniem poziomu z grudnia. Początek lutego przyniósł lekką korektę do 80 EUR/t wraz z realizacją zysków przez niektórych inwestorów²⁷. Jednak **pierwsza dekada miesiąca została zakończona ponownym wzrostem cen uprawnień do 83 EUR/t, przy znaczącejwyżce na rynku gazu (TTF) oraz wysokich cenach energii elektrycznej**. Wysokiemu poziomowi cen sprzyjało ochłodzenie w Europie i niższa względem poprzednich lat produkcja energii z wiatru (Niemcy). W obliczu droższego gazu, znacząco wzrosła opłacalność spalania wysokoemisyjnego węgla w Europie. W połowie lutego nastąpiła jednak wyraźna korekta cen EUA wraz ze znaczącym spadkiem notowań gazu oraz zapowiadany na koniec miesiąca ociepleniem na kontynencie, czemu towarzyszyć miała (oczekiwana od gru'24), wyższa produkcja energii z OZE. Ponadto część inwestorów podjęła decyzję o zrealizowaniu zysków z długich pozycji.

²⁷) Dane LSEG (Reuters).

Notowania uprawnień do emisji CO₂ w kontrakcie DEC25²⁷ (giełda ICE)



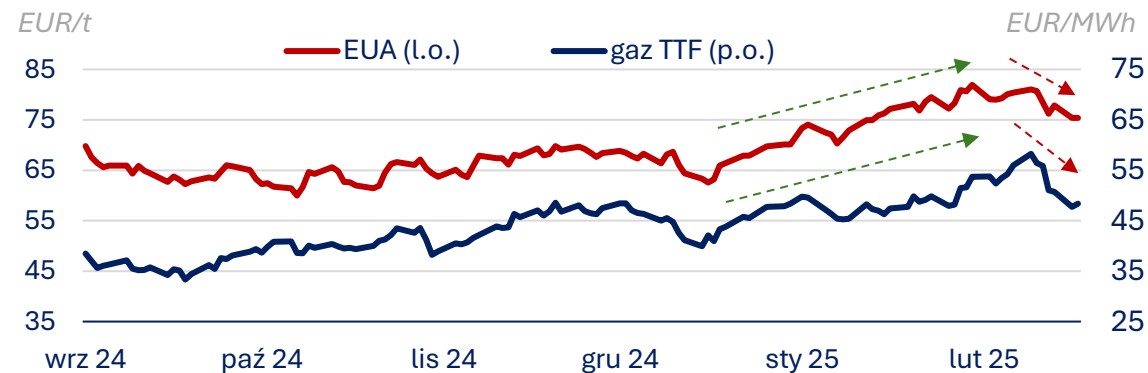
Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

W raporcie rocznym agencji Reuters *Carbon Market Year in Review 2024*, wskazano pozycjonowanie inwestorów oraz zmiany cen gazu, jako kluczowe czynniki dla cen na rynku uprawnień²⁸. Według autorów raportu, dalsze zwiększanie wolumenu długich pozycji przez fundusze inwestycyjne, może wzmocnić ceny EUA do 90 EUR/t jeszcze w 2025 roku. Wolumen aukcyjny pozostanie w tym roku wysoki (595 mln ton EUA), po dodaniu jednostek dla żeglugi i lotnictwa. Jednak zacieśnienie rynku w latach 2026-27, może zachęcać inwestorów spekulacyjnych do zwiększania długich pozycji już w tym roku. Niższa podaż aukcyjna od 2026 roku (m.in. ubytek REPowerEU), pokryje się z wycofaniem bezpłatnego przydziału dla lotnictwa i jego zmniejszenia dla branż objętych CBAM. Popyt wzrośnie ze strony sektora żeglugi oraz branż przemysłu o pomniejszonej darmowej alokacji. Wbrew prognozom sprzed kilku lat, analitycy wskazują na możliwe poluzowanie ambicji klimatycznych w UE. System ETS2 powinien rozpocząć działanie w 2027 roku, jednak w przypadku wysokich cen energii, może to nastąpić rok później. Pełna implementacja CBAM może zostać opóźniona z racji nacisku na pragmatyczne podejście do dekarbonizacji (Clean Industrial Deal)²⁹.

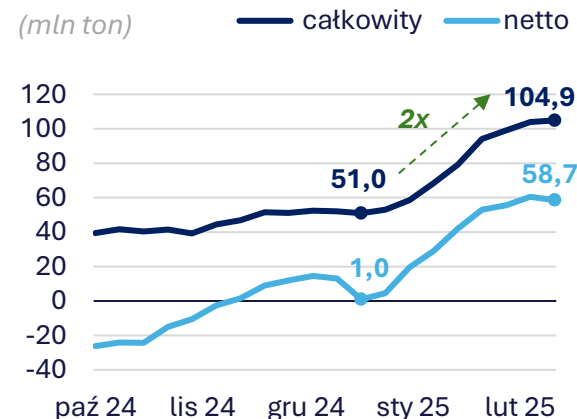
28) LSEG (Reuters) Carbon Market Year in Review 2024.
30) Dane LSEG z 14.02.2025

29) Dane Montel.
31) Mediana z prognoz Bloomberg: 24.02.2025.

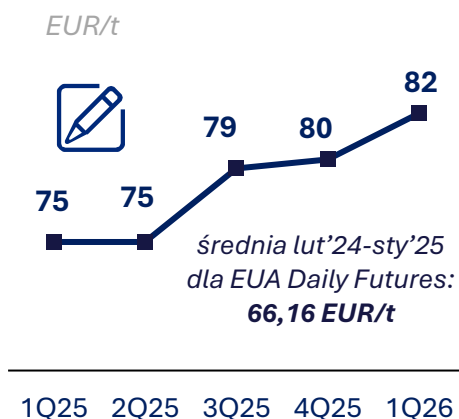
Notowania kontraktów miesięcznych (frontowych) na gaz (TTF) oraz uprawnienia do emisji (EUA) na giełdzie ICE³⁰, wrze'24-lut'25



Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych na rynku EUA³⁰, paź'24-lut'25



Prognoza cen uprawnień do emisji³¹



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu (MAR25) na węgiel energetyczny (API2) zakończyły styczeń na poziomie 110 USD/t. **Na przestrzeni obecnego miesiąca następuje jednak sukcesywny spadek cen surowca, pomimo rekordowych w pierwszej dekadzie lutego notowań gazu (TTF).** Wyższa temperatura w ostatnich dniach doprowadziła do spadku produkcji energii z węgla kamiennego w Niemczech o 31% (t/t), chociaż niestabilne ceny gazu, utrzymały jego spalanie na wyższym o 65% poziomie względem lutego'24³². **Presję spadkową pogłębiły później perspektywy słabszego popytu w obliczu nagłego spadku cen gazu.** W obecnym tygodniu notowania API2 osłabiły się do najniższego poziomu od roku tj. 96 USD/t, pomimo spadku zapasów surowca w terminalach portów ARA do 3,1 mln ton (blisko 3-letniego minimum). Nawet przy niskim poziomie zapasów, uczestnicy rynku nie dostrzegają czynników przemawiających za wzrostem cen. Sygnały z globalnego rynku również przemawiają za korektą. Chińska państwowa spółka Shenhua ogłosiła okresowe wstrzymanie importu węgla (w dostawach spot), ze względu na wysoki poziom zapasów³³. Chiny w 2024 r. odpowiadały za 35% handlowanego wolumenu węglem energetycznym w dostawach morskich, będąc jego największym importem.

32) Dane LSEG (Reuters) z 24.02.2025

33) Dane Montel 24.02.2025.

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2³² (giełda ICE)

USD/t



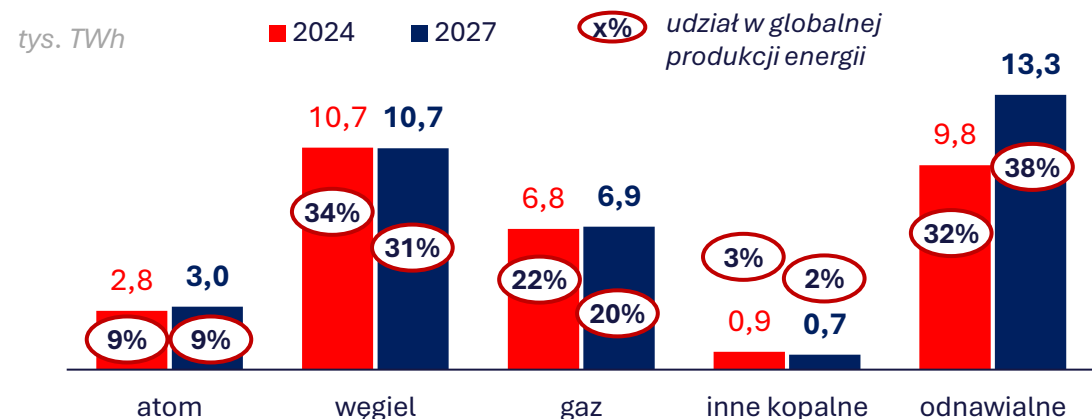
Węgiel energetyczny (API2)

Według prognoz International Energy Agency w raporcie *Electricity 2025*, udział węgla w tegorocznej globalnej produkcji energii elektrycznej spadnie poniżej 33%, po raz pierwszy od 100 lat. Jednocześnie łączna produkcja energii ze źródeł odnawialnych na świecie, przekroczy generację z bloków węglowych. W 2027 roku, pomimo podobnego wolumenu zużywanego węgla w produkcji energii, jego udział spadnie do 31%, za sprawą rosnącego udziału źródeł odnawialnych, pokrywających w większości dodatkowy popyt na energię. IEA prognozuje wzrost globalnej konsumpcji energii elektrycznej w tempie 4% r/r w latach 2025-27, co przełoży się na łączny jej wzrost o 3500 TWh³⁴. Co istotne, prawie 85% dodatkowego popytu do końca 2027 roku, zostanie wypracowane w państwach rozwijających się (włączając Indie i Chiny). Ich decyzje o wyborze paliw do produkcji energii, przełożą się na globalny wynik. Co prawda udział węgla w globalnej elektroenergetyce sukcesywnie spada, to jednak całkowita moc operacyjna elektrowni węglowych wzrosła o ponad 13% (ok. 259 GW) od podpisania Porozumienia Paryskiego w 2015 roku³⁵. Znaczący spadek czynnych mocy węglowych w OECD (-27%), został pokryty ich przyrostem w krajach rozwijających się (Azja SE).

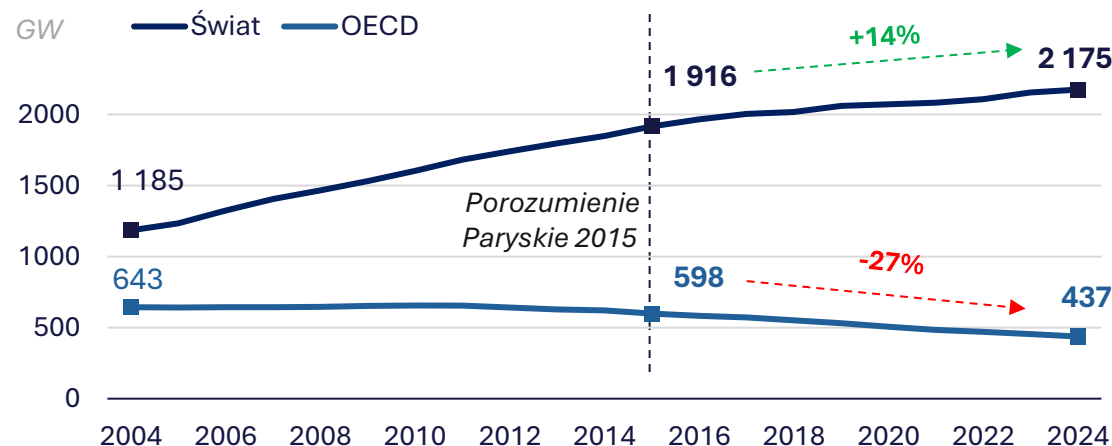
34) Dane IEA Electricity 2025. Analysis and forecast to 2027.

35) Dane Global Energy Monitor.

Struktura globalnej produkcji energii elektrycznej w 2024 roku z prognozą na 2027 rok³⁴



Całkowita moc operacyjna elektrowni węglowych na świecie³⁵, 2004-2024



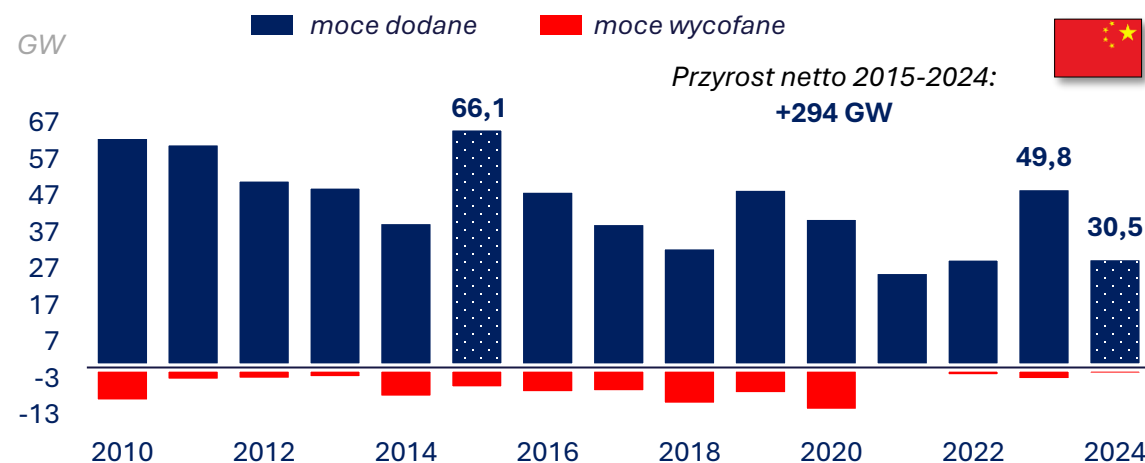
Węgiel energetyczny (API2)

Tempo wzrostu popytu na energię elektryczną w kolejnych trzech latach w Chinach wyniesie średnio 6%, a w Indiach 6,3%. Państwa te (głównie Chiny), mogą utrzymać swoją pozycję liderów w przyroście mocy odnawialnych, jednocześnie stopniowo odchodząc od niezależnego od warunków atmosferycznych węgla. W Chinach wytworzenie energii elektrycznej z węgla w latach 2025-2027 może pozostać na niezmiennym poziomie, po spowolnieniu jego wzrostu do 1,2% w 2024 roku (vs 6% w 2023)³⁶. W krajowej strukturze wytworzenia prognozowany jest spadek udziału węgla z poziomu 60% w 2024 roku do 50% w 2027 roku. **W 2024 roku Chiny pobiły kolejny rekord zużycia węgla energetycznego oraz posiadały 69% globalnych mocy węglowych w fazie rozwoju (421 GW).** W Indiach dotkliwa fala upałów doprowadziła do maksymalnego wykorzystania mocy węglowych w zeszłym roku i 5% wzrostu produkcji energii elektrycznej z tego surowca (74% udział w miksie). IEA oczekuje spowolnienia tempa wzrostu produkcji energii z węgla w Indiach do 2% w kolejnych dwóch latach. Największy przyrost mocy węglowych przypadał na lata 2010-2017, zaś w chwili obecnej Indie posiadają 111 GW mocy w fazie rozwoju³⁷.

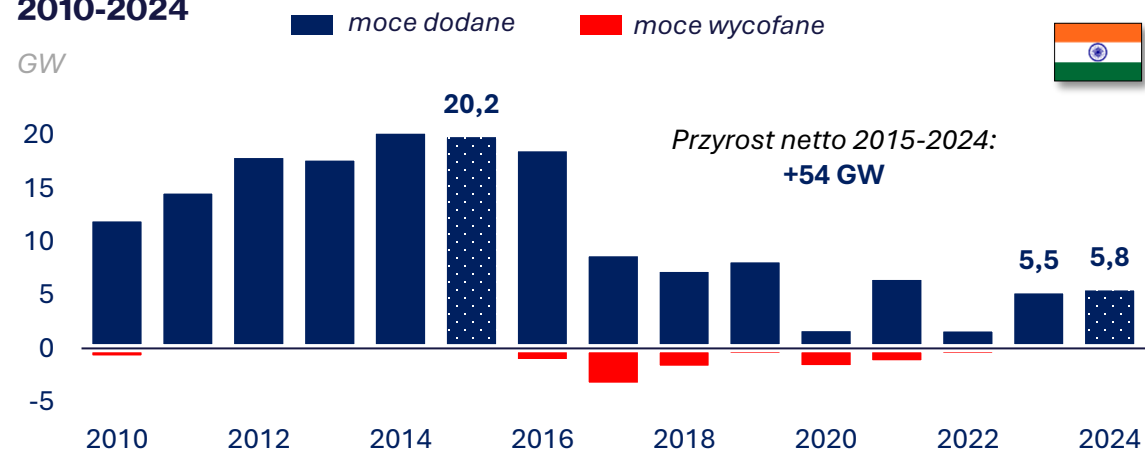
36) Dane IEA Electricity 2025. Analysis and forecast to 2027.

37) Dane Global Energy Monitor.

Zmiana mocy operacyjnych elektrowni węglowych w Chinach³⁷, 2010-2024



Zmiana mocy operacyjnych elektrowni węglowych w Indiach³⁷, 2010-2024



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 24.02.2025

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	74,78	-5%	-8%
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	47,14	-5%	+106%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	180,50	-6%	+24%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	446,25	-3%	+10%
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC25)	73,66	-10%	+41%
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	97,35	-10%	+2%

Autor raportu: *Magdalena Płaczek*

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

Materiał przygotowany według danych na dzień: 24.02.2025

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.

