

Grudzień 2024

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt FEB25) w pierwszej dekadzie grudnia oscylowały w przedziale 71,1 USD/b -74,5 USD/b. Chwilowe umocnienie cen (03.12) było efektem obaw o przerwanie zawieszenia broni pomiędzy Izraelem a Hezbollahem, działania rebeliantów w Syrii oraz sytuację w Korei Południowej. Niepewność na rynku ropy naftowej skupia się wokół potencjalnego zaangażowania Iranu i Rosji w syryjski przewrót rządowy. **Jednak najważniejszym wydarzeniem grudnia była decyzja OPEC+ o przedłużeniu obecnych cięć w produkcji ropy naftowej do końca 1Q25.** Faktyczne wydobycie surowca może istotnie różnić się od oficjalnych postanowień, ze względu na niezdiscyplinowanie niektórych członków grupy. Uczestnicy rynku z optymizmem przyjęli informacje o planowanym przez chińskie władze, kolejnym pakiecie środków pobudzających działalność gospodarczą oraz pierwszym od 14 lat złagodzeniem kursu polityki pieniężnej w tym kraju¹. Ubiegły tydzień przyniósł wzrost cen Brenta do 74,5 USD/b wraz z wprowadzeniem 15 pakietu unijnych sankcji na rosyjską „flotę cienia”. Jednak w ostatnich dniach ceny ropy uległy niewielkiej korekcie do 73,2 USD/b wraz z oczekiwaniem rynku na decyzję Fed o obniżce stóp procentowych w USA.

¹) Dane LSEG (Reuters).

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent¹ (giełda ICE)

USD/b



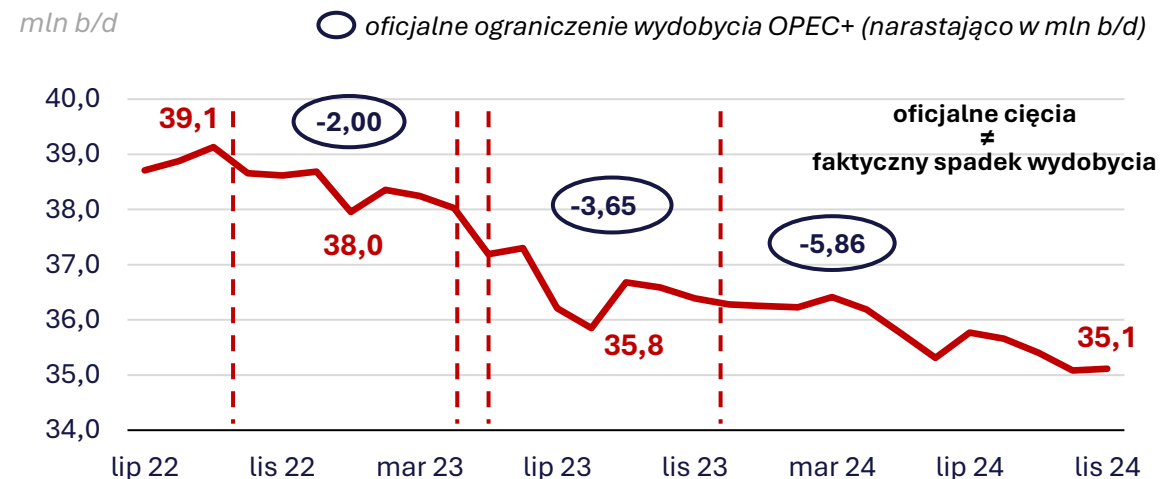
Ropa naftowa (Brent)

Zgodnie z oczekiwaniami rynku, organizacja OPEC+ przedłużyła okres ograniczonego wydobycia ropy do końca 1Q25. **Od kwi'25 do wrze'26 osiem państw OPEC+ rozpocznie stopniowe przywracanie (2,2 mln b/d) wstrzymanej produkcji (additional voluntary supply cuts)²**. Warto dodać, że kartel wstrzymuje łącznie ok. 5,86 mln b/d wydobycia³, co wzmocniło w ostatnich latach poziom cen ropy, a w efekcie wydobycie z łupków w USA. Obecne cięcia produkcji składają się z trzech warstw: obowiązujących wszystkich członków grupy *wide cuts* (2 mln b/d), ograniczających wydobycie wspomnianych 8 państw *voluntary supply reduction* (1,65 mln b/d) oraz najszerzej komentowanych *additional voluntary supply cuts*, o których stopniowej redukcji po 1Q25 zdecydowano w tym miesiącu (dotyczą tych samych 8 członków). Ponadto 5 grudnia podjęto decyzję o utrzymaniu w mocy *wide cuts* oraz *voluntary supply reduction* do końca 2026 roku (pierwotnie miały obowiązywać do końca 2025 roku). Finalny wolumen dostarczanego na rynek surowca, zostanie pomniejszony o tegoroczną nadprodukcję niektórych państw oraz powiększony o wydobycie ZEA o 300 tys. b/d (w okresie od kwietnia do września 2026)³.

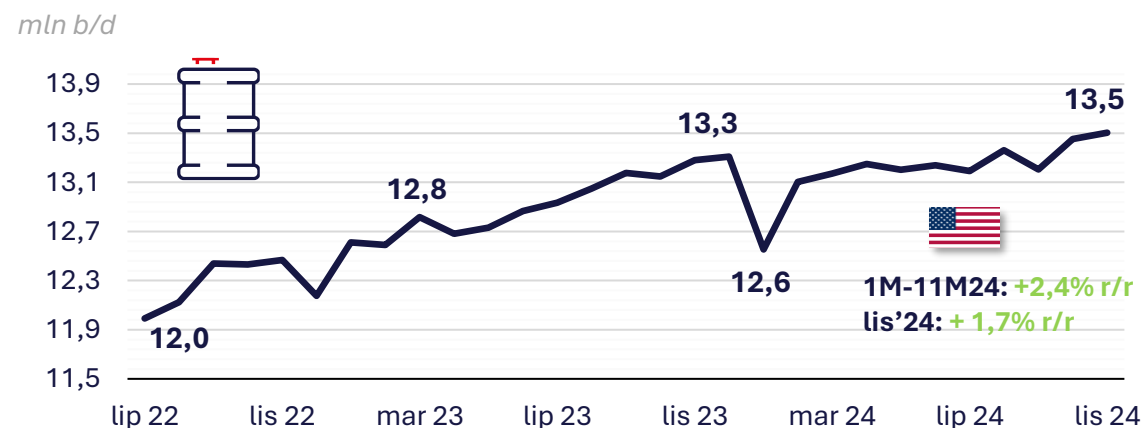
2) Arabia Saudyjska, Rosja, Irak, Kuwejt, ZEA, Kazachstan, Algieria, Oman.
4) Dane EIA STEO Dec'24.

3) Dane LSEG (Reuters).

Produkcja ropy naftowej w Grupie OPEC+⁴, lip'22-lis'24



Produkcja ropy naftowej w USA⁴, lip'22-lis'24



Ropa naftowa (Brent)

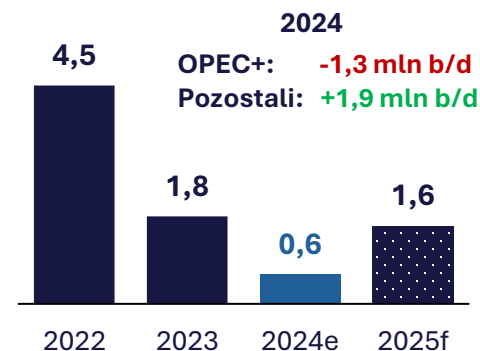
Amerykańska agencja EIA w grudniowym raporcie prognozuje spadek cen Brenta z 74 USD/b w 1Q25 do 72 USD/b pod koniec przyszłego roku⁵. Powodem jest oczekiwany wzrost podaży ropy naftowej wraz ze zwiększeniem wydobycia OPEC+. Agencja szacuje tegoroczny wzrost globalnego popytu na paliwa płynne w okolicy 0,9 mln b/d oraz oczekuje jego przyspieszenia do 1,3 mln b/d w 2025 roku. Warto dodać, że dekadę przed pandemią globalna konsumpcja rosła w średnim tempie 1,5 mln b/d. **Przyszłoroczny wzrost popytu prawie w całości wypracują państwa poza OECD na czele z Indiami.** W przypadku podaży paliw płynnych, EIA prognozuje jej wzrost o 1,6 mln b/d (z czego 90% poza OPEC+). W obecnym roku globalna produkcja paliw płynnych wzrosła poza kartelem o 1,9 mln b/d, jednak spadek podaży z OPEC+ o 1,3 mln b/d, poskutkowało wzrostem netto produkcji na poziomie 0,6 mln b/d. Nie jest zaskoczeniem, że przyszłorocznym liderem produkcji zostaną Stany Zjednoczone. Jednak EIA prognozuje, że efektem trwającej ekspansji wydobycia oraz niższego popytu krajowych rafinerii, będzie spadek amerykańskiego importu netto ropy naftowej do najniższego poziomu od 1971 roku tj. 1,9 mln b/d⁶.

5) Dane EIA STEO Dec'24.

6) Dane EIA: U.S. Net Imports by Country.

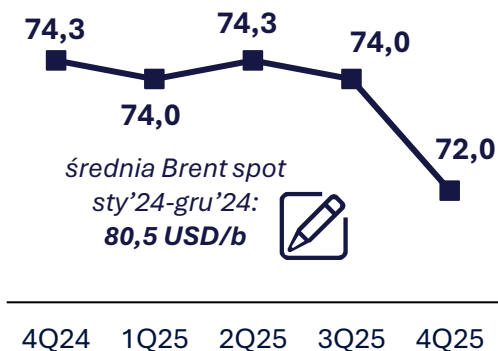
Zmiana globalnej produkcji paliw płynnych⁵, 2022-2025

mln b/d



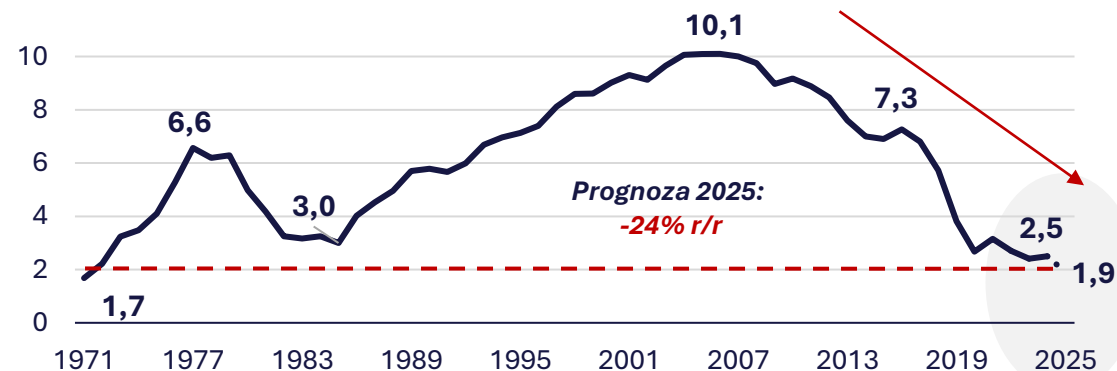
Prognoza cen kontraktów na ropę Brent (US EIA)⁵

USD/b



Import netto ropy naftowej do USA w latach 1971-2023 z prognozą do 2025 roku⁶

mln b/d



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF JAN25) na początku grudnia wzrosły do poziomu 48,7 EUR/MWh w obliczu obaw o skutki amerykańskich sankcji na rosyjski Gazprombank, chwilowego zmniejszenia dostaw gazu tranzytem ukraińskim oraz prognozowanego ochłodzenia w Europie od połowy grudnia. Jednak przesył surowca do Ukrainy szybko powrócił do standardowego poziomu (ok. 42,3 mln m³/d), a Władimir Putin zdecydował o ułatwieniu europejskim nabywcom płatności za gaz⁷. W opublikowanym dekrete dopuszczono dokonanie rozliczenia i przewalutowania przez podmioty trzecie, co jest istotne dla odbiorców gazu płynącego przez Ukrainę oraz gazociągami Turkstream. **W efekcie na przestrzeni miesiąca nastąpił spadek notowań giełdowych do poziomu 40,3 EUR/MWh (16.12).** Do tak silnej korekty przyczyniło się niespodziewane ocieplenie w Europie z wyższą produkcją energii z wiatru. Ponadto inwestorzy rozpoczęli realizację zysków, redukując wolumen długich pozycji na giełdzie ICE. **Jednak wczoraj nastąpiło ponowne odbicie cen gazu do 42 EUR/MWh** wraz z komunikatem Komisji Europejskiej o braku jej poparcia dla przedłużenia dostaw gazu z Rosji przez Ukrainę lub innych rozwiązań, mających utrzymać przepływ tranzytem⁸.

7) Dane LSEG (Reuters).

8) Była to odpowiedź na wspólny apel do KE największych spółek związanych z rynkiem gazu m.in. ze Słowacji, Węgier i Austrii o utrzymanie dostaw gazu przez Ukrainę dla bezpieczeństwa energetycznego w Europie.

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF⁷ (giełda ICE)

EUR/MWh



Gaz ziemny (TTF)

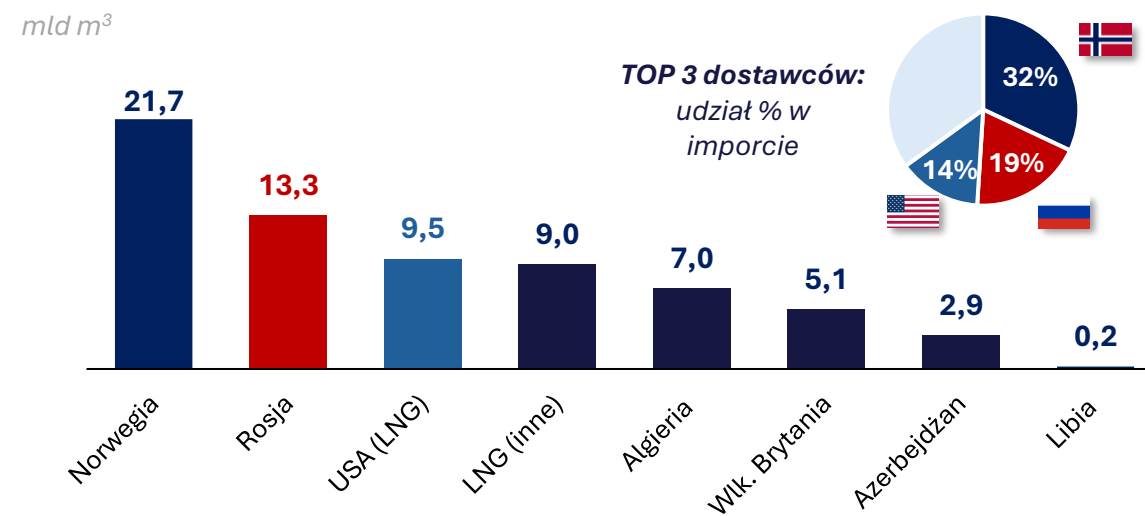
Uwaga uczestników rynku pozostaje skupiona na wygasającej w tym miesiącu umowie tranzytowej pomiędzy Ukrainą a Gazpromem. Co prawda ostatnie działania rosyjskiego dostawcy były niespodziewanie przychylne odbiorcom gazu w Europie, to jednak rynek zakłada zakończenie przesyłu z początkiem 2025 roku. Warto zaznaczyć, że w trzecim kwartale bieżącego roku Rosja była drugim po Norwegii, największym dostawcą gazu (ogółem) do UE-27⁹. Import z tego kraju wyniósł 13,3 mld m³, co przełożyło się na 19% udział w strukturze unijnego importu surowca. W przypadku samego LNG, Rosja zajmuje drugie miejsce po USA z 20% udziałem w dostawach po trzech kwartałach bieżącego roku¹⁰. W samym 3Q24 import LNG z Rosji wzrósł do poziomu 4,7 mld m³ (+20% r/r). Największymi odbiorcami gazu z Półwyspu Jamalskiego są trzy państwa Europy Zachodniej: Francja, Hiszpania i Belgia. W pierwszej połowie bieżącego roku do Francji sprowadzono prawie 4,4 mld m³ rosyjskiego LNG, co stanowiło 31% całego francuskiego importu skroplonego gazu w tym okresie¹¹. Utrata dostaw surowca tranzytem ukraińskim szacowana na 15 mld m³ rocznie, może w dużym stopniu przyczynić się do dalszego zwiększenia roli rosyjskiego LNG w Europie.

9) Dane Bruegel.

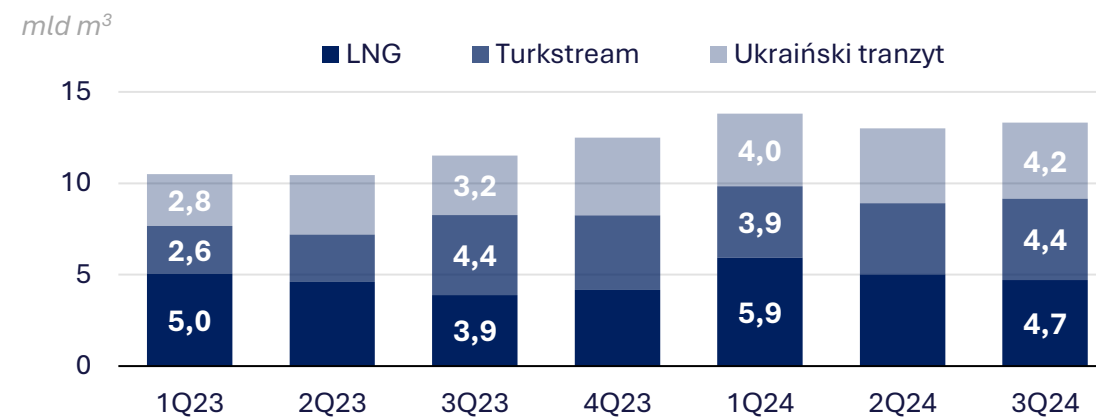
10) Dane ACER: Key developments in European gas wholesale markets 2024.

11) Dane IEFFA: EU LNG Tracker.

Główne kierunki importu gazu (ogółem) do UE-27 w 3Q24⁹



Kierunki i wolumen dostaw rosyjskiego gazu do UE-27⁹, 2023-2024



Gaz ziemny (TTF)

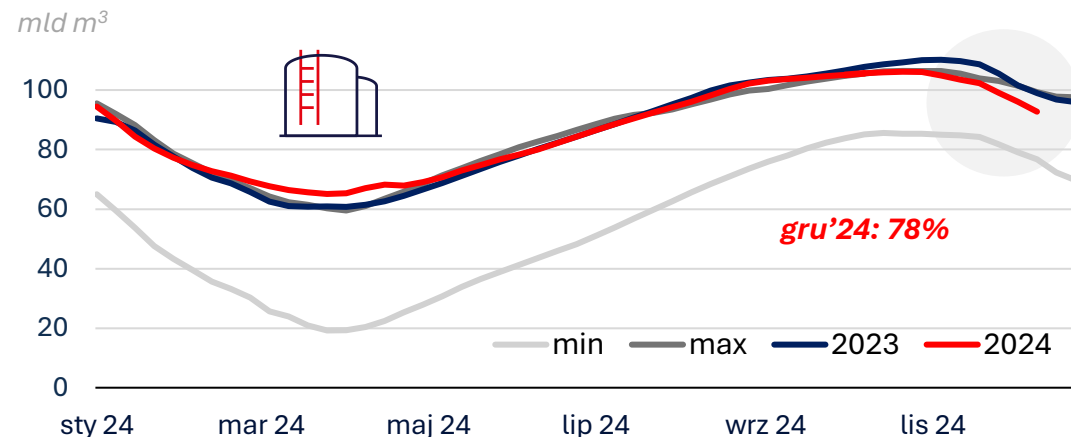
Kwestia zakończenia dostaw gazu tranzytem ukraińskim odzwierciedlona jest w wycenie kontraktów giełdowych na okres wiosenno-letni. Utracony wraz z końcem umowy wolumen, tylko częściowo można pokryć wyższymi dostawami poprzez Turkstream (czy dodatkową podażą z Norwegii). **Poziom zapełnienia unijnych magazynów w bieżącym tygodniu spadł nieco poniżej 78%, co stanowi o 11 pp niższy stan zapasów względem ubiegłego roku¹².**

Obecny sezon grzewczy możemy zakończyć z ok. 40% zapełnieniem magazynów, wobec 55% zapełnienia w marcu 2024 roku¹³. Dlatego aby osiągnąć wyznaczony przez Komisję Europejską poziom 50% zapełnienia unijnych magazynów jeszcze w lutym, import gazu do UE-27 będzie musiał istotnie wzrosnąć już od stycznia. Według prognoz ING Research, Europa może sprowadzić w tym celu dodatkowe 4 mld m³ gazu w postaci LNG w okresie lis'24-mar'25 (względem poprzedniego roku)¹⁴. Wiosną i latem konieczne będzie konkurowanie o dostawy z Chinami, które w czasie 11M24 zwiększyły zakupy LNG o 13% r/r (do 98 mld m³). Stąd kontrakty (ICE TTF) na okres letni pozostają wyżej wyceniane względem jesieni. Jednak sytuacja podaźowa może ulec zmianie wraz ze wzrostem temperatury zimą w Europie.

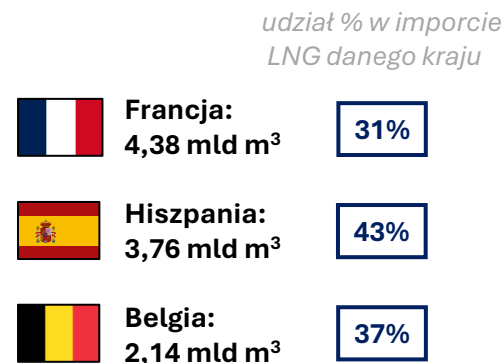
12) Dane Bruegel oraz GIE AGSI.
14) ING Research z 11.12.2024.

13) Dane Bloomberg, odczyt z 16.12.2024.
15) Dane IEFPA: EU LNG Tracker.

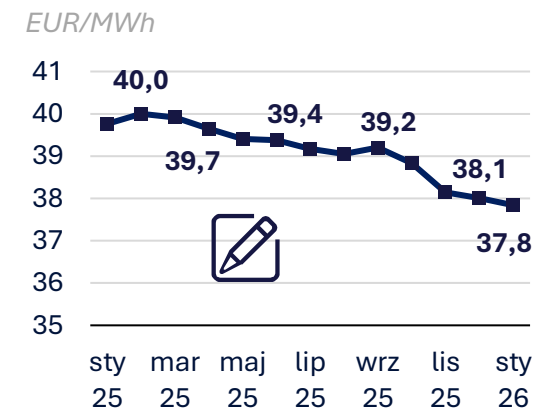
Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu¹², 2022-2024



Najwięksi odbiorcy rosyjskiego LNG w UE-27, sty'24-cze'24¹⁵



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)¹³



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL25 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii od końca listopada spadły z ponad 218 PLN/MWh do 190 PLN/MWh na początku obecnego tygodnia wraz z korektą notowań gazu (TTF) i uprawnień do emisji¹⁶. Z najnowszych danych TGE wynika, że wolumen zawartych transakcji (ogółem) na gaz ziemny był w listopadzie o 16% niższy r/r i wyniósł 14,1 TWh. Jednak ubiegły miesiąc był szóstym z rzędu, kiedy odnotowano wzrost obrotu gazem ziemnym na rynku spot do 3,7 TWh (+38% r/r)¹⁷. Według danych think-tanku *Forum Energii* w listopadzie produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego w Polsce wyniosła 2,1 TWh, co stanowiło ponad 20% wzrost od października oraz 16% wzrost względem ubiegłego roku¹⁸. Udział gazu w strukturze wytworzenia energii elektrycznej wyniósł w listopadzie prawie 14,6%. W tym miesiącu Orlen poinformował o zakończeniu budowy tłoczni gazu ziemnego w kopalni Kościan-Bońsko (Wielkopolska), co zdaniem koncernu zwiększy wydobycie surowca o dodatkowe 10 mld m³ z pierwotnie szacowanych 35 mld m³ zasobów złóż. W ubiegłym roku produkcja krajowa gazu ziemnego Grupy Orlen wyniosła 3,4 mld m³ gazu (ok. 20% krajowego popytu).

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

18) Miesięcznik Forum Energii (listopad 2024).

17) Dane statystyczne TGE z 04.12.2024.

19) PAP na podstawie danych GK Orlen.

Notowania kontraktu rocznego CAL25 na gaz¹⁶ (TGE)

PLN/MWh



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL25 na Towarowej Giełdzie Energii, uległy wyraźnej korekcie z poziomu 433 PLN/MWh na początku miesiąca do 417 PLN/MWh w obecnym tygodniu²⁰. W ubiegłym miesiącu ceny kontraktu rocznego (BASE CAL25) były średnio o ponad 9 PLN/MWh wyższe od poziomu z października. Z kolei obrót energią elektryczną na TGE spadł w listopadzie o 24% r/r do poziomu 10,7 TWh. **W strukturze wytworzenia energii elektrycznej ponownie zaczął dominować węgiel, którego udział w miksie wzrósł do 60%** (tj. 9,1 TWh). Według danych Forum Energii, listopad był miesiącem o najniższym udziale OZE (24,2%) w produkcji energii w 2024 roku. Jednak względem listopada 2023, odnotowano nieznaczny wzrost produkcji z zielonych źródeł. Powodem spadku produkcji energii z wiatru i słońca było trwające kilka dni zjawisko *dunkelflaute*. Pomimo tego elektrownie wiatrowe wytworzyły o ponad 4% więcej energii elektrycznej (łącznie 2,4 TWh) niż przed rokiem²¹. W tym miesiącu Prezydent Andrzej Duda podpisał nowelę ustawy o zamrożeniu cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych (do września 2025 roku) na poziomie 500 PLN/MWh netto. Koszt całego pakietu osłonowego wyniesie łącznie 3,98 mld PLN²².

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

21) Miesięcznik Forum Energii (listopad 2024).

22) Dane: PAP.

Notowania kontraktu rocznego CAL25 na energię elektryczną²⁰ (TGE)

PLN/MWh



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie grudniowym (DEC24) w pierwszej dekadzie miesiąca oscylowały w przedziale 66,4 EUR/t-68,6 EUR/t.

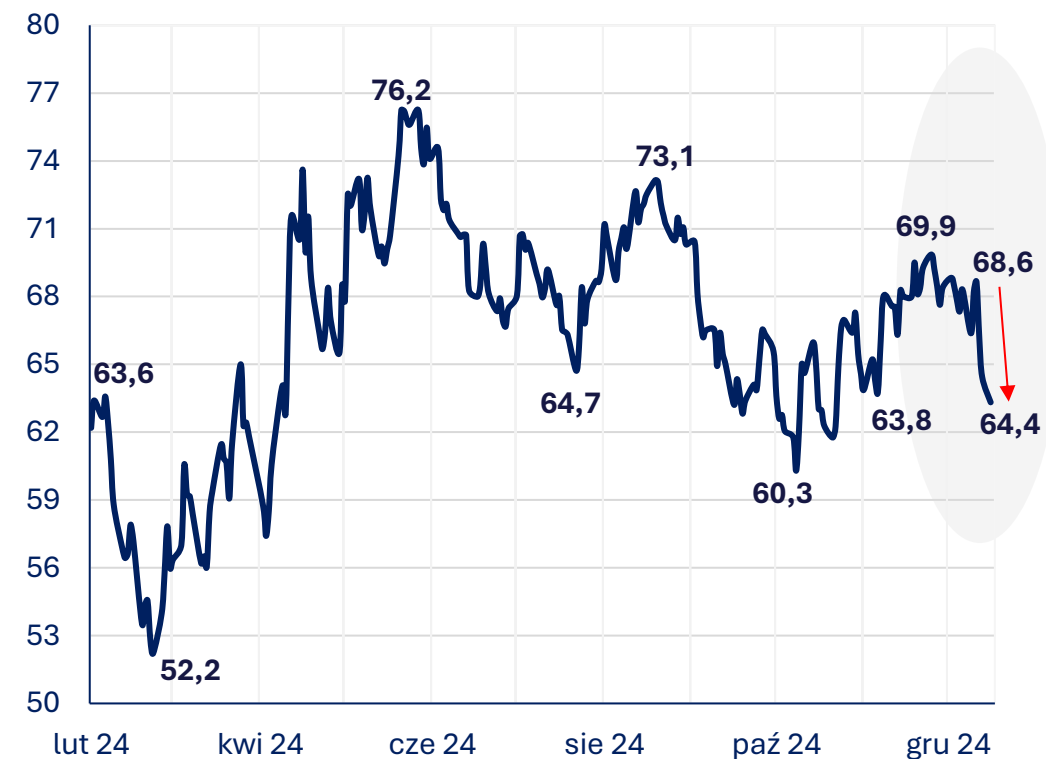
Jednak w ubiegłym tygodniu nastąpił szybki spadek cen EUA do poziomu 64,4 EUR/t w piątek (wraz z 10% korektą cen na rynku gazu)²³. Na początku miesiąca notowania uprawnień do emisji były wspierane wysokim zużyciem paliw kopalnych, przy zwiększonej opłacalności spalania węgla w Niemczech. Ponadto zesztotygodniowy spadek produkcji energii z wiatru w Europie Zachodniej, zwiększył zużycie gazu w energetyce do najwyższego poziomu od 2019 roku (3,2 TWh; 12.11)²⁴. Jednak **prognozowane na połowę grudnia znaczące ochłodzenie nie wystąpiło. Przeciwnie, nastąpił wzrost temperatury w Europie o 4°C, pogłębiający spadek cen na rynku EUA.** Ponadto wygaśnięcie opcji w oparciu o kontrakt grudniowy oraz samego kontraktu (DEC24) na giełdzie ICE, wpłynęło na **zwiększenie zmienności notowań wraz ze zmianą pozycji i realizacją zysków przez inwestorów w ostatnich dwóch tygodniach.** W tym tygodniu przeprowadzono ostatnią aukcję uprawnień na rynku pierwotnym. Świąteczna przerwa w harmonogramie aukcyjnym, może okresowo wspierać ceny EUA.

²³) Dane LSEG (Reuters).

²⁴) Dane Montel Analytics z 16.12.2024.

Notowania uprawnień do emisji CO₂ w kontrakcie DEC24²³ (giełda ICE)

EUR/t



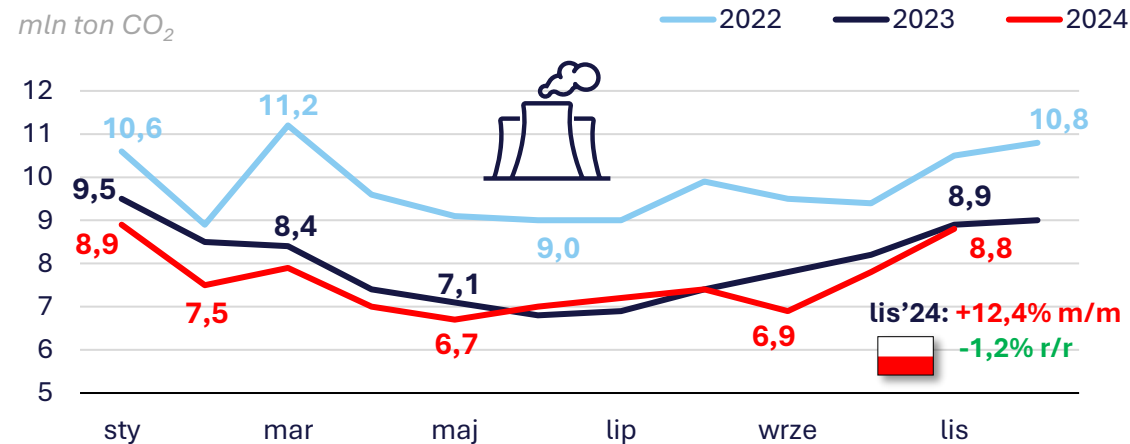
Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

W przyszłym roku popyt na uprawnienia do emisji może nieco wzrosnąć wraz ze zmniejszeniem bezpłatnego przydziału jednostek dla lotnictwa oraz zwiększeniem zakresu emisji z żeglugi podlegających EU ETS. Od 2026 roku również sektory objęte „podatkiem” CBAM, będą stopniowo pozbawiane darmowego przydziału uprawnień. W przypadku lotnictwa bezpłatny przydział zostanie zmniejszony o 50% w 2025 roku, wobec 25% ograniczenia jego wolumenu w tym roku. Doprowadzi to do zakończenia darmowego przydziału dla tej branży w 2026 roku. W kwestii żeglugi, jedynie 40% emisji sektora było objęte EU ETS w 2024 roku, co ulegnie zwiększeniu do 70% w przyszłym i do 100% w 2026 roku.²⁵ **Jednak ograniczeniem dla wzrostu cen może być zwiększenie udziału OZE w produkcji energii oraz niska aktywność w unijnym przemyśle.** Od początku ubiegłego roku odnotowywane są ujemne dynamiki (r/r) w produkcji przemysłowej strefy euro. Emisje w EU ETS sukcesywnie maleją, nawet w polskiej elektroenergetyce (-1,2% r/r w lis'24), silnie uzależnionej od węgla²⁶. Ponadto w przyszłym roku dodatkowa podaż jednostek, celem sfinansowania programu REPowerEU, wyniesie 86,7 mln, co zwiększy aukcyjny do 595 mln ton (EUA).

25) Dane Komisji Europejskiej: climate.ec.europa.eu
27) Dane LSEG (Reuters).

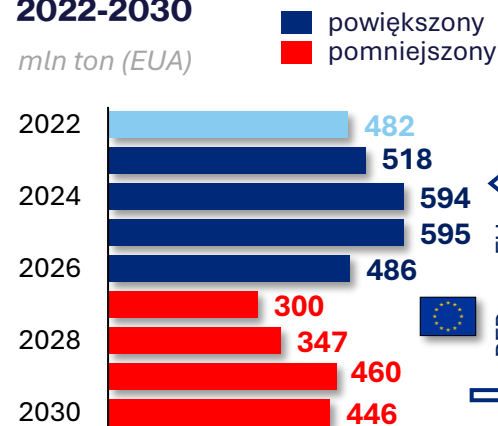
26) Miesięcznik Forum Energii (listopad 2024)
28) Średnia z prognoz Bloomberg. Odczyt: 16.12.2024.

Emisje CO₂ w elektroenergetyce w Polsce²⁶, 2022-2024



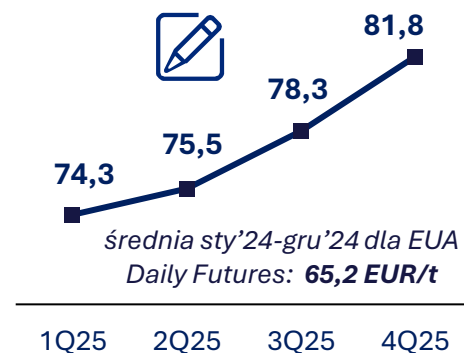
Zmiany wolumenu aukcyjnego²⁷, 2022-2030

mln ton (EUA)



Prognoza cen uprawnień do emisji²⁸

EUR/t



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu styczniowego (JAN25) na węgiel energetyczny (API2) od końca listopada spadły z poziomu 120 USD/t do niecałych 110 USD/t w połowie grudnia. Powodem odnotowanej korekty była zmiana warunków atmosferycznych w Zachodniej Europie, zwiększająca produkcję energii z OZE i zmniejszająca popyt na paliwa kopalne. Rewizja prognozowanej temperatury w drugiej połowie miesiąca, osłabiła zarówno notowania gazu jak i węgla. Dodając do powyższych czynników **ustanie obaw o nagłe zatrzymanie dostaw gazu z Rosji** (sankcje na Gazprombank) oraz **bezpieczny poziom zapasów w terminalach ARA (3,7 mln ton)**, ceny węgla API2 zbliżyły się do najniższego poziomu od 5 miesięcy²⁹. Co prawda zapasy węgla na początku grudnia były o 35% niższe względem 2023 roku, to jednak przy prognozowanych warunkach pogodowych, pozostają wystarczające, aby nie tworzyć dodatkowej presji importowej. Według szacunków Kpler, **grudniowy import węgla do Europy może wzrosnąć do najwyższego poziomu od 11 miesięcy (3,4 mln ton)**²⁹. Ponadto niższe ceny w Europie są odzwierciedleniem dobrej sytuacji podażowej w skali globalnej (wysokie zaopatrzenie w Indiach i Chinach), a zatem mniejszej konkurencji o morskie dostawy surowca.

²⁹⁾ Dane Montel Analytics.

³⁰⁾ Dane LSEG (Reuters).

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2³⁰ (giełda ICE)

USD/t



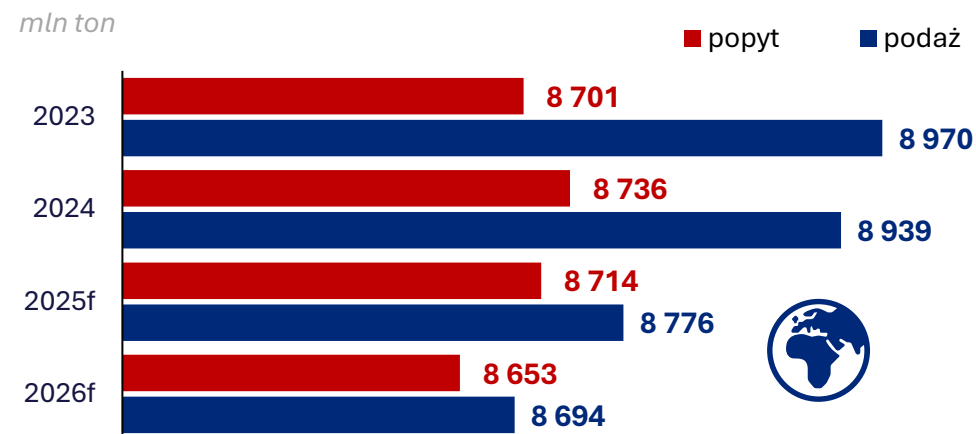
Węgiel energetyczny (API2)

Bank Światowy w raporcie *Commodity Markets Outlook*, prognozuje osiągnięcia maksymalnego poziomu globalnej konsumpcji węgla (energetycznego i koksowego łącznie) na poziomie 8,7 mld ton w obecnym roku³¹. Zdaniem ekspertów właśnie 2024 rok może być ostatnim, kiedy znaczący wzrost konsumpcji węgla w Indiach oraz umiarkowane zwiększenie zapotrzebowania w Chinach, przeważą nad istotnym spadkiem popytu w Europie i USA. Od przyszłego roku Bank Światowy oczekuje spadku zużycia węgla również w Państwie Środka, co będzie efektem dynamicznej rozbudowy potencjału OZE w ostatnich latach. Ponadto od 2026 roku oczekiwany jest wzrost globalnej podaży LNG. Co istotne, czynnikami potencjalnie zwiększającymi popyt na węgiel w Chinach, mogą być ekstremalne zjawiska pogodowe (susze, fale gorąca), które jednocześnie windują popyt na energię elektryczną przy ograniczeniu mocy tamtejszych hydroelektrowni³¹. Dodatkowo, niespodziewanie silne ożywienie w chińskiej gospodarce, może zwiększyć krajowy popyt na energię (w tym z elektrowni węglowych). Patrząc na globalną strukturę popytu na surowiec, 86% zapotrzebowania dotyczy węgla energetycznego, jednak rola węgla koksowego pozostaje istotna, mając na uwadze kluczową w gospodarkach produkcję stali³².

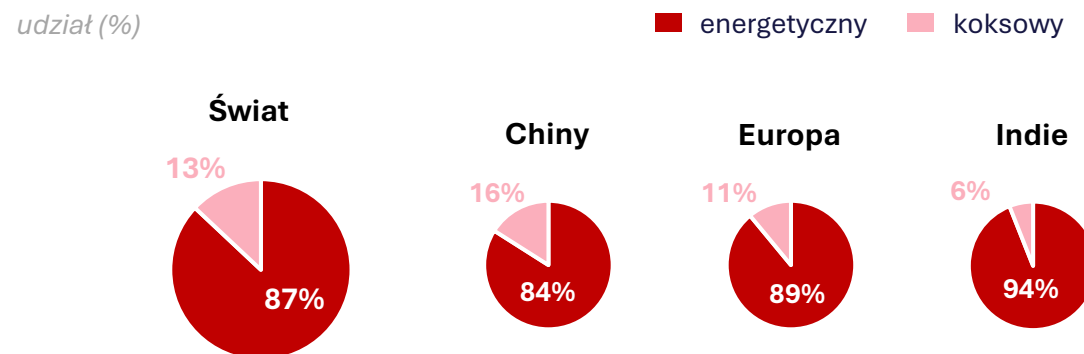
31) Bank Światowy: *Commodity Markets Outlook*, Oct'24.

32) *International Energy Agency: Coal 2023*.

Globalny popyt i podaż węgla (ogółem) w 2023 roku z prognozą do 2026 roku³¹



Udział węgla energetycznego i koksowego w strukturze konsumpcji, 2023³²



Węgiel energetyczny (API2)

W kwestii globalnej podaży węgla, **Bank Światowy oczekuje osiągnięcia maksymalnego poziomu wydobycia w 2025 roku, a później jego systematycznego spadku** w kolejnych latach. Na przestrzeni 1H24 wzrost wydobycia nastąpił w Indiach (10% r/r) oraz Indonezji (9% r/r), przy niezmienionej produkcji w Rosji oraz znaczącym spadku wydobycia w USA (-17% r/r). Na początku roku produkcja węgla spadła też w Chinach, za sprawą licznych kontroli bezpieczeństwa, ograniczających pracę kompleksów (po serii śmiertelnych wypadków)³³. W gronie czołowych producentów, **jedynie Indie mogą utrzymać wysokie tempo wzrostu produkcji do 2026 roku**, przez konieczność zaspokojenia rosnącego popytu na energię w kraju. Podaż z Indonezji może być ograniczona limitami wydobycia ustalonymi przez władze kraju. Jednak w 2023 roku Indonezja pobiła rekord wydobycia z wynikiem 775 mln ton, pomimo krajowego celu na poziomie 694 mln ton³⁴. Co istotne, Indonezja jest największym dostawcą węgla do Chin (54% udziału w imporcie morskim),³⁵ stąd malejący w kolejnych latach popyt Państwa Środka, może ograniczyć ekspansję tamtejszego górnictwa. Jednak w obecnym roku, Chiny po raz kolejny pobiły rekord w imporcie surowca (10M24: +14% r/r)³⁶.

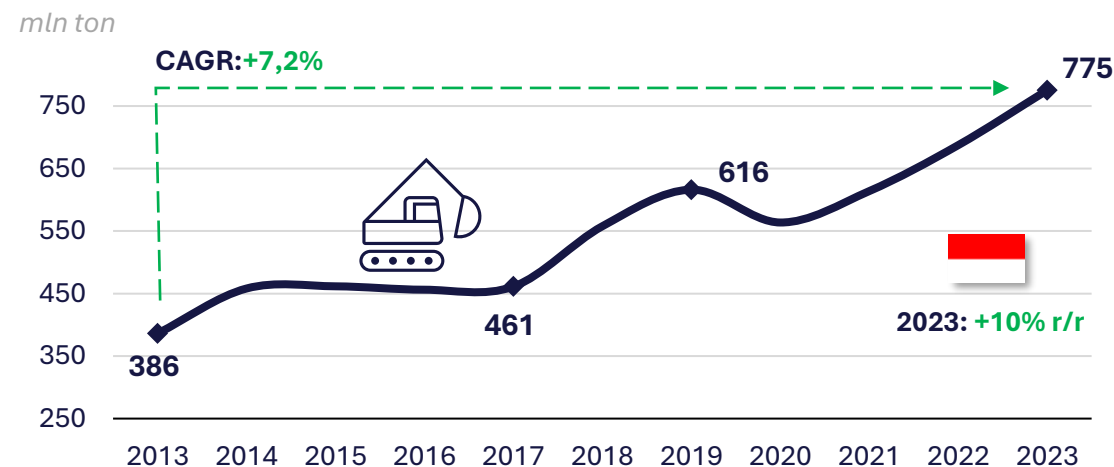
33) Bank Światowy: Commodity Markets Outlook, Oct'24.

34) Dane CEIC.

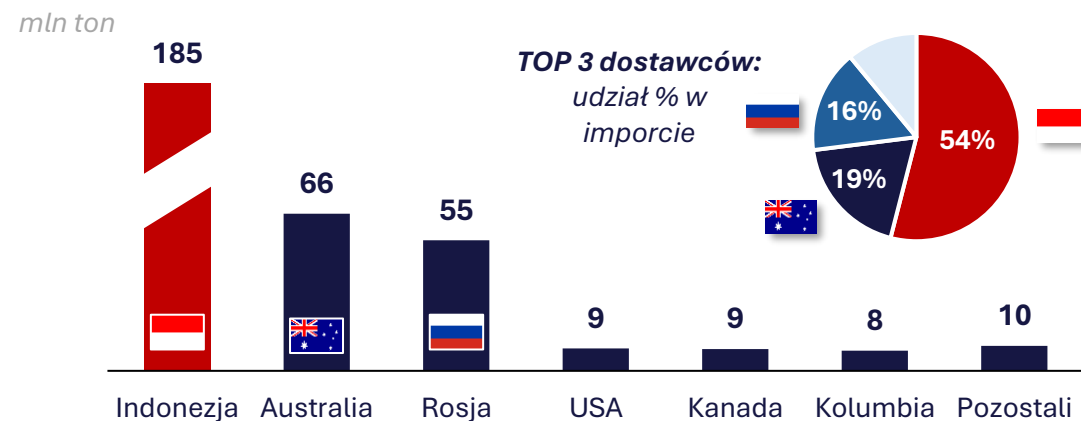
35) 1M-10M24. Dane AXS Marine.

36) 10M24: 440 mln ton łącznie. Dane China NBS.

Wydobycie węgla w Indonezji, 2013-2023³⁴



Wolumen i struktura chińskiego importu węgla (drogą morską)³⁵, sty'24-paź'24



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 17.12.2024

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	73,19	0%	-6%
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	42,07	-10%	+18%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (2025)	195,67	-7%	+3%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL (2025)	418,00	-5%	-19%
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC24) ¹	63,32	-9%	-15%
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	109,65	-14%	+7%

1) Cena rozliczeniowa z dnia wygaśnięcia kontraktu tj. 16.12.2024

Autor raportu: Magdalena Płaczek

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

Materiał przygotowany według danych na dzień: 17.12.2024

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.

