

Miesięczne zmiany w produkcji energii elektrycznej w Polsce w obszarze źródeł gazowych – komentarz: Andrzej P. Sikora Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o. (listopad 2025)

W trzecim tygodniu listopada zwyczajowo IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna). Opublikowała WEO 2025 - Światowy Przegląd Energetyczny na 2025 rok¹. Ja zwykle „zawiera najnowsze dane energetyczne, technologie, trendy rynkowe oraz polityki rządowe, aby badać szeroki zakres możliwych przyszłości energetycznych.

Oto kilka innych najważniejszych wniosków:

Wśród wielu trendów wspólnych dla wszystkich scenariuszy tegorocznego WEO jest rosnące zapotrzebowanie świata na usługi energetyczne w nadchodzących dekadach – wraz ze wzrostem popytu na mobilność; do ogrzewania, chłodzenia, oświetlenia oraz innych zastosowań domowych i przemysłowych; a coraz częściej także dla usług związanych z centrami danych i AI. W szczególności grupa gospodarek wschodzących – na czele z Indiami i Azją Południowo-Wschodnią oraz dołączone kraje Bliskiego Wschodu, Afryki i Ameryki Łacińskiej – coraz bardziej kształtuje dynamikę rynku energii w nadchodzących latach. Wspólnie przejmują pałeczkę od Chin, które odpowiadały za połowę globalnego wzrostu popytu na ropę i gaz oraz 60% wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną od 2010 roku. Jednak to **Chiny są krajem, gdzie dokonuje się rafinacji 19 z 20 strategicznych minerałów związanych z energią ze średnim, 70 proc. udziałem w rynku.**

Nadeszła Era Elektryczności. We wszystkich scenariuszach WEO zapotrzebowanie na energię elektryczną rośnie szybciej niż całkowite zużycie energii – i nie ogranicza się już do gospodarek wschodzących i rozwijających się, ponieważ gwałtowny wzrost popytu z centrów danych i sztucznej inteligencji przyczynia się również do zwiększenia zużycia energii elektrycznej w gospodarkach zaawansowanych. Globalne inwestycje w centra danych mają osiągnąć 580 mld USD w 2025 roku, przekraczając 540 mld USD przeznaczonych na globalne dostawy ropy. Te trendy będą wymagały szybszej instalacji nowych sieci, magazynowania i innych źródeł energii oraz elastyczności systemu energetycznego, aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne.

Chociaż tempo tego różni się w zależności od scenariusza WEO, odnawialne źródła energii na czele z PV rosną szybciej niż jakiegokolwiek inne główne źródła energii. Energia jądrowa przynosi również ożywienie w różnych scenariuszach po ponad dwóch dekadach stagnacji.

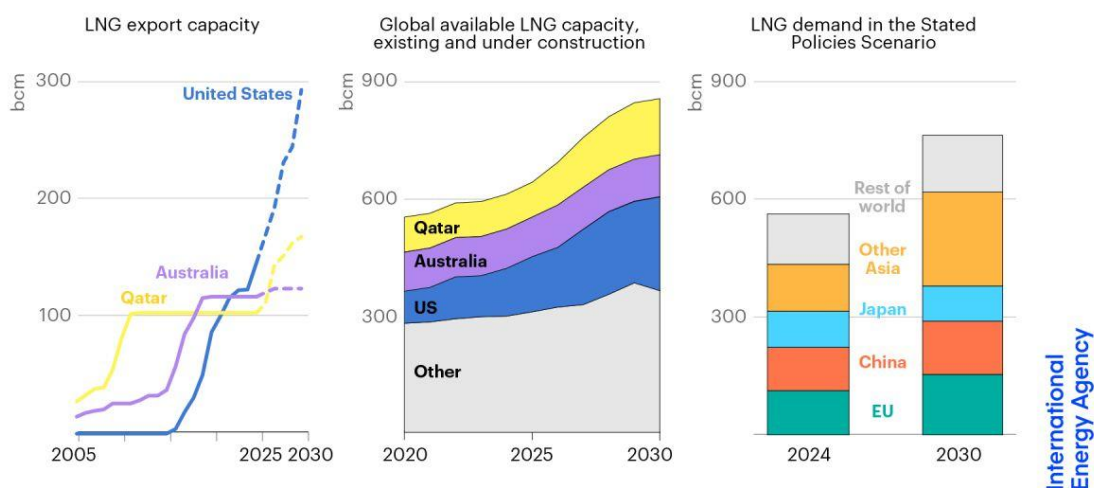
Wszystkie scenariusze wskazują na obfite globalne zapasy ropy i gazu w najbliższym terminie. Rynki ropy już to odzwierciedlają, a podobne złagodzenie sald rynkowych gazu ziemnego wydaje się nieuchronne, gdy nowe projekty eksportu skroplonego gazu ziemnego zostaną uruchomione. Mimo to oba rynki pozostają narażone na ryzyka geopolityczne, podczas gdy szybszy wzrost popytu – w odpowiedzi na słabsze polityki transformacji energetycznej lub niższe ceny – może szybko osłabić te strefy buforowe. Świat nie spełnia wyznaczonych sobie celów dotyczących powszechnego dostępu do energii i zmian klimatu. Jednak nowy scenariusz w edycji 2025 przedstawia ścieżkę do osiągnięcia powszechnego dostępu do energii elektrycznej w 2035 roku.

¹ <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>

I choć WEO-2025 pokazuje, że świat przekroczy 1,5°C ocieplenia w każdym scenariuszu w najbliższym czasie, wciąż widzi możliwość uniknięcia najgorszych skutków klimatycznych. W obliczu rosnących zagrożeń dla bezpieczeństwa energetycznego, odporność jest ważniejsza niż kiedykolwiek. Zakłócenia w kluczowej infrastrukturze energetycznej w 2023 roku dotknęły ponad 200 milionów gospodarstw domowych na całym świecie – szczególnie narażone są linie energetyczne.

Zwracając uwagę na pilne wyzwania bezpieczeństwa, które są dziś w centrum uwagi decydentów energetycznych, raport wzywa do tego samego ducha i skupienia, jakie rządy wykazywały, tworząc IEA po szoku naftowym w 1973 roku”. A wracając do LNG, nowe zatwierdzenia projektów (FID) dla LNG gwałtownie wzrosły w 2025 roku, co dołączyło do nadchodzącej fali dostaw gazu ziemnego. Około 300 mld m³ nowej rocznej zdolności eksportowej LNG ma rozpocząć działalność do 2030 roku. Jednak pozostaje pytanie, gdzie trafi cały nowy LNG? Amerykanie i Katarczyści walczą o rynek Europy – wróć do tego tematu na koniec tego komentarza. (Czytelniku proszę zobacz także streszczenie zarządcze przygotowane przez IEA)².

Final investment decisions for new LNG projects have surged in 2025, adding to the expected wave in natural gas supply in coming years

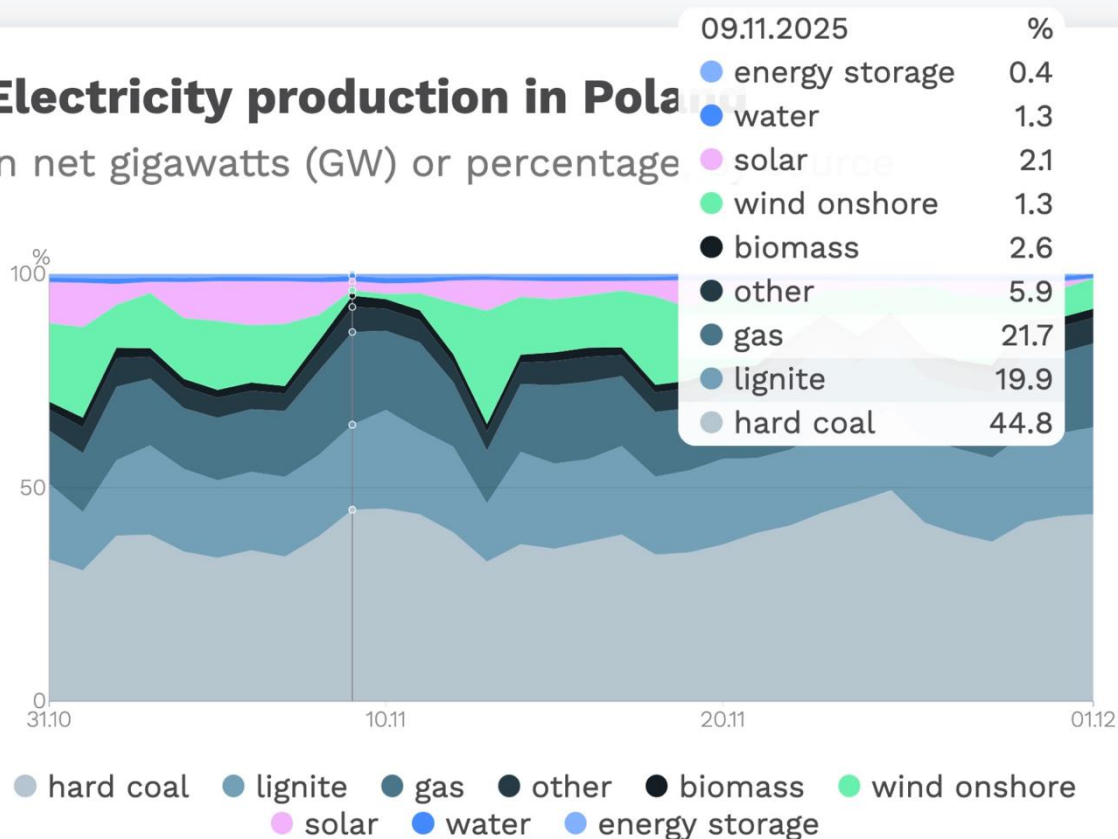


Rys. 1. Zdolności eksportowe LNG dostępne i w budowie – zapotrzebowanie na LNG.
Źródło: IEA.

Mamy historyczny wynik! Dane ENTSO-E co do wytworzenia w Polsce energii elektrycznej z gazu ziemnego w listopadzie 2025 r. pokazują 2 008 986 MWh. Pierwszy raz dwójka z przodu! W październiku było to też bardzo wysoko, bo 1 927 579 MWh. Łącznie ENTSO-E pokazuje 11 991 272 MWh, co oznacza, że gaz ziemny w strukturze miesięcznej odpowiada za 16,7 proc. wytworzenia (9 listopada było już ponad 20 proc. vide Rys.2.) i że jest to niewiele mniej niż wytworzenie ee z węgla brunatnego, gdzie mamy w listopadzie 2 350 905 MWh. Pojawiła się zima, ze śniegiem, z niższymi temperaturami i pierwszy raz w historii taki wynik, a będzie jeszcze dużo więcej – o prognozach dla gazu trzeba napisać osobno.

² <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025/executive-summary>

Electricity production in Poland in net gigawatts (GW) or percentage



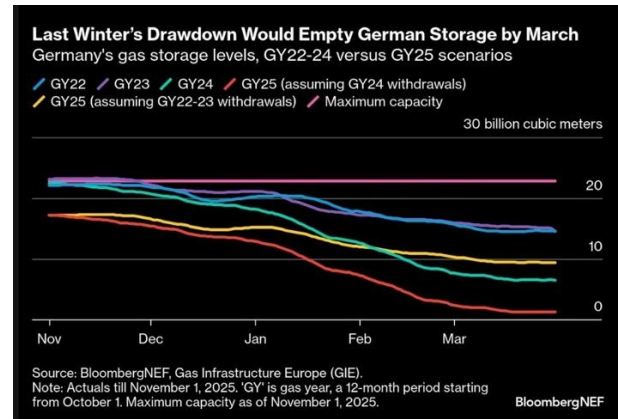
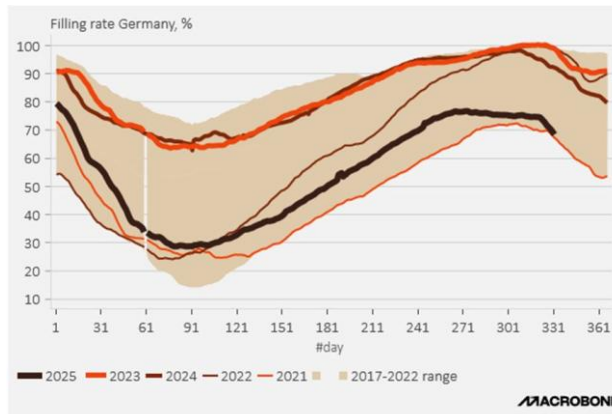
Own representation by energy.instrat.pl • Data: ENTSO-e based on PSE (Transmission System Operator)

Rys. 2. Struktura wytworzenie EE w Polsce listopad 2025 r. wg źródeł wytwarzania. [%].

Źródło: Entsoe; <https://energy.instrat.pl/en/electrical-system/electricity-production-entsoe/>

Mamy w Polsce dalej rynek jednego dostawcy i prognozy, które pokazują, że w ciągu najbliższych lat ilość gazu ziemnego konsumowanego przez energetykę zwiększy się aż o 1/3. Mamy też pierwszy raz w historii szansę, że reeksport gazu ziemnego z Polski (to dzięki umowom sprzedaży gazu ziemnego na niszczonej przez Rosję Ukrainę) sięgnie 2 mld m³. Mamy też teoretycznie otwarty europejski rynek gazu co oznacza, że bardzo uważnie musimy patrzeć na sąsiadów, a na Niemcy szczególnie, które wchodzą w sezon zimowy 2025-26 ze znacznie mniejszą ilością gazu ziemnego w magazynach niż w zeszłym roku. Ceny i warunki dostaw jasno pokazały trudności z przyciągnięciem zainteresowania do komercyjnego magazynowania gazu ziemnego na zimę w okresie letnim. Sezonowa rozpiętość cen była zbyt wąska, aby pokryć koszty magazynowania, co stanowiło niewielką zachętę do zatłaczania gazu. W efekcie Niemcy (największy rynek, ale także zasób magazynów gazu w UE) weszły w listopad z poziomem zapasów o około 5 mld m³ niższym niż w '24 – zapełnionym w 75 proc. zamiast 98 proc. odczytanych w tym samym momencie w 2024 roku. Niedobór ten budzi obawy o to, czy największy europejski posiadacz magazynów będzie w stanie poradzić sobie z zimowymi wahaniami popytu spowodowanymi wahaniami temperatury. Z drugiej strony niemiecki DET zorganizował od grudnia 2025 do I kwartału 2027 aukcję slotów regazyfikacyjnych w Wilhelmshaven i nikt się nie pojawił. Zero alokacji. Co prawda aukcję powtarzają na tych samych warunkach, licząc na inny wynik. Obecnie Niemcy oferują zdolność regazyfikowania po 0,56 €/MMBtu, a kupujący wzruszają ramionami. Popyt na gaz w Europie słabnie szybciej

niż oczekiwano (nie w Polsce!), alternatywne trasy zaopatrzenia są więcej niż wystarczające, albo ceny po prostu nie pasują do kierunku, w którym rynek się przesunął. Żadna z tych interpretacji nie jest korzystna dla sprzedawców liczących na europejskie premie za bezpieczeństwo dostaw.³ Jak policzył dr inż. Tomasz Włodek z krakowskiej AGH: „Przez terminale LNG w Unii Europejskiej dostarczono w tym roku już ponad 1300 TWh (ok. 115 mld m³ gazu ziemnego) tj. o ok. 30 proc. więcej niż w analogicznym okresie ubiegłego roku i o ok. 8% więcej niż w dotąd rekordowym 2023 roku”⁴, ale nie zmienia to ogólnego obrazu, że przemysł europejski jest w stagnacji a gospodarka świata przesuwa się do Azji.



Rys. 3. Poziom zapełniania magazynów gazu ziemnego w Niemczech lata 2021-25. Stan na 01/11/2025

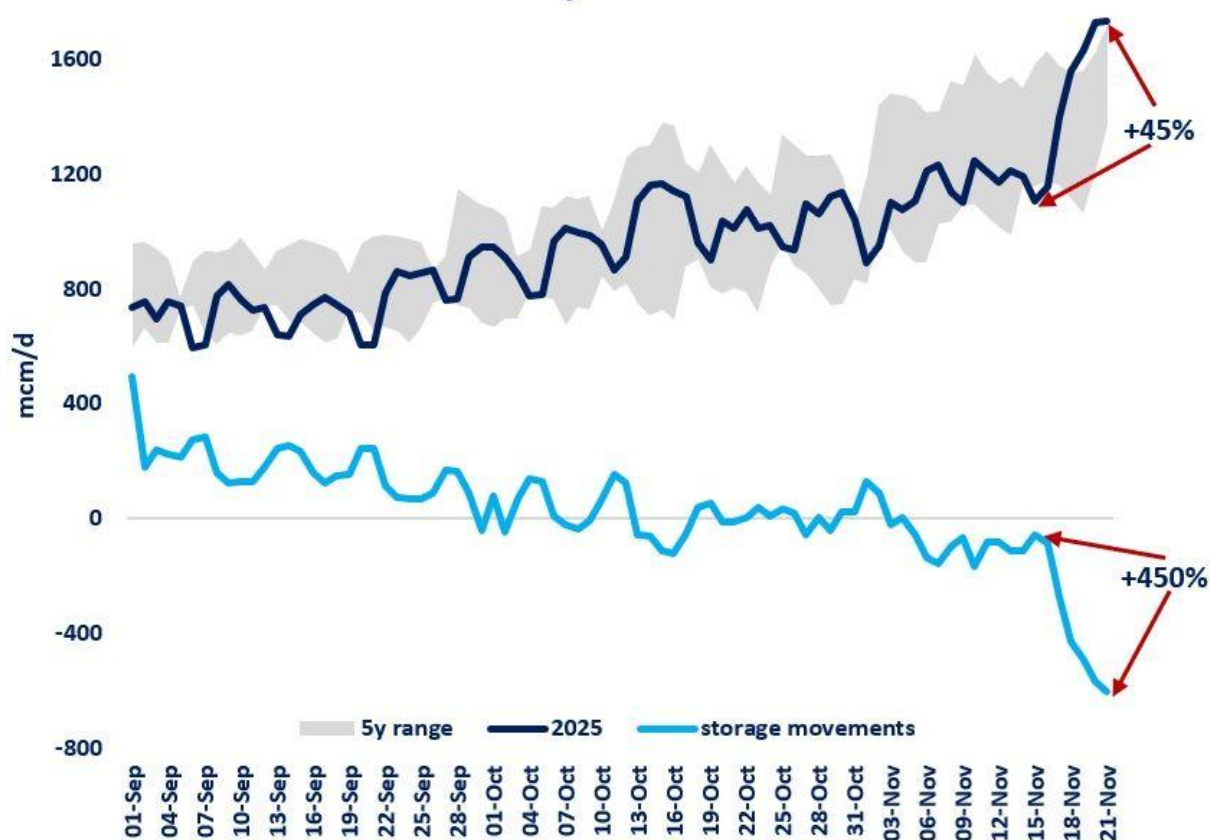
Źródło: BloombergNEF, GIE; <https://x.com/chigr1> Tracy Shuchart; GRM Energy Market Drivers.

Tylko w trzecim tygodniu listopada popyt na gaz w Europie wzrósł o 45 proc., czyli około 0,6 mld m³/d w ujęciu bezwzględnym w porównaniu z drugim tygodniem w obliczu pierwszego zimowego okresu chłodu (niższe temperatury) i mniejszego o ok 1/5 niż średnia pięcioletnia wiatru. I to gaz ziemny z magazynów odegrał kluczową rolę w zapewnieniu tej elastyczności, zaspokajając około 90% dziennego wzrostu zapotrzebowania w dniach 14-21 listopada. Dzielne wyłączenie z magazynów wzrosło w tym okresie o prawie 45% do nieco ponad 600 mln m³/d w piątek 21/11. (Uwaga - to jest tyle ile Orlen zakontraktował na eksport do Ukrainy na cały przyszły rok- wróć do tego tematu jeszcze.)

³ Por.: <https://www.bairdmaritime.com/shipping/tankers/gas/germanys-det-reruns-lng-auctions-after-failure-to-allocate-slots>

⁴ <https://x.com/tomaszwlodek/status/1994720642151977104?s=42>

European gas demand jumps by 45% amid coldspell & slow wind



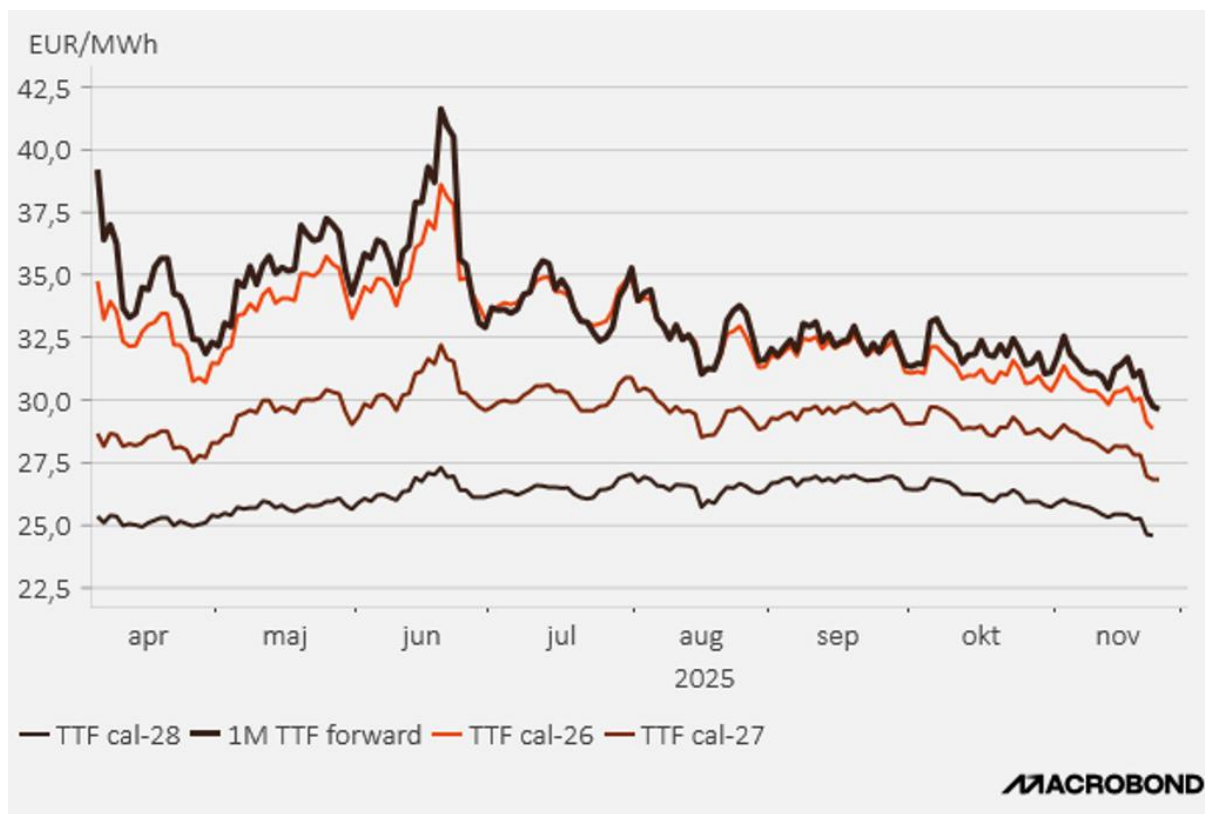
Rys. 4. Popyt na gaz ziemny w UE vs wyłaczanie z magazynów do 21 listopada 2025 r.
Źródło: Greg Molnar IEA

Na zakończenie miesiąca ceny paliwa były nieco pod presją z powodu niższej premii geopolitycznej i już nieco łagodniejszej pogody. Notowania miesięczne TTF zakończył się nieco niżej, na poziomie 29,1 €/MWh, nadal blisko najniższego poziomu maja 2024 roku. Kontrakty z dłuższym terminem również były nieco niższe. Odzwierciedla to wzrost eksportu amerykańskiego LNG⁵ (10,7 mln t/m-c kolejny rekord miesięcznego eksportu – o 40 proc więcej niż rok temu!) oraz oczekiwania możliwego powrotu rosyjskiego gazu sieciowego do UE (np. wizyta Orbana u Putina w Moskwie, wzrost produkcji o 9 proc. r/r tylko w październiku). Będzie jeszcze większa presja dotychczasowych dostawców na zawieranie umów długoterminowych.

Ceny pozostają pod presją, mimo że magazyny w UE spadły o 4 punkty procentowe do 78 procent zapełnienia – o 10 punktów procentowych mniej niż w tym samym czasie w 2024 roku. Niemieckie zasoby magazynowe spadły do 69 procent, co jest najniższym wynikiem od 2021 roku, kiedy ceny gwałtownie wzrosły przed inwazją⁶.

⁵ <https://www.rigzone.com/news/wire/usa lng exports at record high-28-nov-2025-182406-article/>

⁶ Opr. Na podstawie www.global-riskmanagement.com/market-insights/



Rys. 5. Ceny na gaz ziemny TTF w kontraktach miesięcznych do 2028 r.

Źródło: GRM Market Update

Stawki frachtu LNG na koniec listopada gwałtownie wzrosły i na Atlantyku było to około 170 000 dolarów dziennie (najwyższy poziom od dwóch lat). Niedobór dostępnych jednostek, wydłużające się czasy podróży oraz „pozycjonowanie zimowe” czyli spekulacyjne wyczekiwanie z dostawą na lepszą cenę przyczyniły się do tego wzrostu. Stawki na Pacyfiku również wzrosły do ok. 100 000 USD/d, choć mniej dramatycznie, pogłębiając różnicę między basenami i wzmacniając segmentację obserwowaną podczas wcześniejszych okresów zimowych⁷.

Nie zatrzymuję się nad uzgodnieniami z COP30 – aby „nie kopać leżącego”, ale to temat w Polsce przemilczany – niestety Ziemia i Ziemianie mamy kłopot. Na energetycznej konferencji ADIPEC (Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference) w Abu Dhabi, już teraz jednomyślnie QatarEnergy i ExxonMobil ostrzegli UE, że mogą przestać prowadzić z nami interesy, jeśli UE nie złagodzi znacząco przepisów dotyczących zrównoważonego rozwoju, które mogą nakładać grzywny w wysokości 5 proc. ich globalnych przychodów. Mówią już jednogłośnie, że to nie błąd, że przestaną robić biznesy w UE (nie tylko wysyłać LNG!), i że mają już przygotowane plany awaryjne⁸.

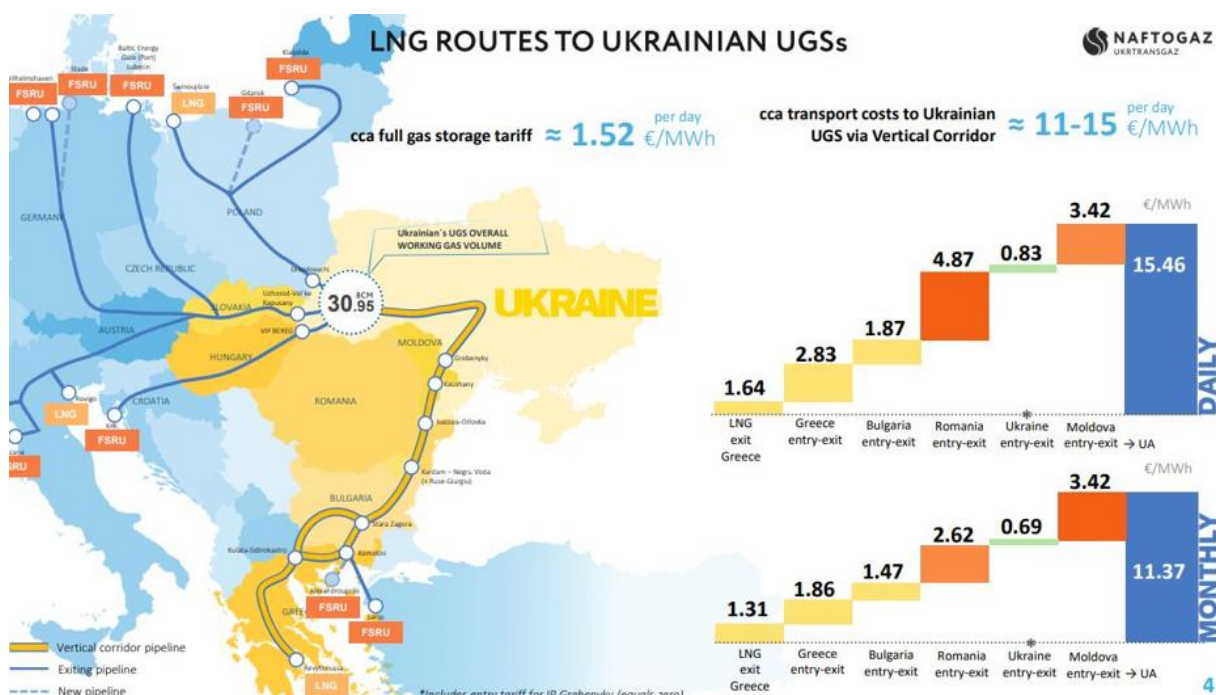
Przypomnę, że miesiąc temu rządy Kataru i USA wezwały europejskich szefów państw do ponownego rozważenia ustawy, która ich zdaniem zagraża dostawom niezawodnej i

⁷ <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/LNG-Shipping-Rates-Surge-to-Two-Year-High-as-US-Exports-Soar.html>

⁸ <https://finance.yahoo.com/news/exclusive-qatarenergy-exxon-executives-warn-125156010.html>

niedrożej energii do Europy. Parlament Europejski zgodził się negocjować dalsze zmiany w prawie, a UE zamierza zatwierdzić ostateczne zmiany do końca roku. Ano zobaczymy.

7 listopada Venture Global i ATLANTIC – SEE LNG TRADE S.A. of Greece⁹ ogłosiły zawarcie nowej Umowy Sprzedaży i Kupna (SPA) na zakup co najmniej 0,5 miliona ton rocznie amerykańskiego skroplonego gazu ziemnego (LNG) od Venture Global na dwadzieścia lat, począwszy od 2030 roku co oznacza pierwszą w historii długoterminową umowę dostaw LNG w Grecji z amerykańskim eksporterem, rozpoczynając dynamiczne i rozwijające się partnerstwo między Atlantic-See LNG a Venture Global. Następuje po wcześniej ogłoszonej inwestycji Venture Global w zdolność regazyfikacyjnej w terminalu importowym LNG w Aleksandroupolis w Grecji, który obecnie stanowi około 25% całkowitej pojemności terminalu. Terminal odbiorczy LNG FSRU w Aleksandroupolis oraz południowo-północny "Korytarz Pionowy" Vertical Gas Corridor – VGC będą kluczowe dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Europy Środkowej i Wschodniej, zapewniając nową trasę dostarczającą przystępny i niezawodny amerykański gaz ziemny do regionu¹⁰. VGC to sieć gazociągów łącząca Grecję, Bułgarię, Rumunię, Mołdawię, Węgry, Słowację i Ukrainę. Sukces VGC zależy od solidnej infrastruktury, inwestycji strategicznych oraz przewyższenia ukorzenionych interesów handlowych, wysokich taryf tranzytowych i politycznej inercji (Węgry, Słowacja), które nadal sprzyjają rosyjskim przepływom gazu¹¹.



Rys. 6. Drogi dostaw LNG do ukraińskich magazynów gazu.

Źródło: Naftogaz; UKRTRANSGAZ; www.lngjournal.com

⁹ Atlantic-See LNG TRADE S.A. to nowo utworzone joint venture AKTOR (firma budowlana - <https://aktor.gr/en/>) i DEPA (firma gazowa - <https://www.depa.gr>) ogłoszone podczas 6. konferencji Partnership for Transatlantic Energy Cooperation (PTEC), która odbyła się początkiem listopada w Atenach.

¹⁰ <https://investors.ventureglobal.com/news/news-details/2025/Venture-Global-Announces-New-Long-Term-LNG-Sales-and-Purchase-Agreement-With-Greece/default.aspx?>

¹¹ Por.: <https://altanalyses.org/en/2025/06/01/potential-and-challenges-of-the-vertical-gas-corridor/>

ORLEN i Polska stali się też komponentem tego wydarzenia, „[...] gdzie prezesi Robert Soszyński z ORLEN i Serhij Korecki z Naftogazu podpisali nową umowę. Transakcja jest w pełni komercyjna i zawarta na zasadzie rynkowej. ORLEN zajmuje się całym procesem, w tym pozyskiwaniem wolumenów, transportem we własnej flocie LNG oraz regazyfikacją przy użyciu zabezpieczonej pojemności terminalowej. Od rozpoczęcia regularnej współpracy handlowej z Naftogazem w 2025 roku, ORLEN dostarczył już 600 mln m³ gazu na Ukrainę, co dodatkowo umacnia strategiczne partnerstwo między obiema firmami. ORLEN dostarczy 0,22 mln t na Ukrainę w pierwszym kwartale 2026 roku”¹². W kuluarach konferencji pojawiła się informacja o rozmowach także ze Słowakami. ORLEN pracuje też nad umową dotyczącą importu skroplonego gazu ziemnego ze Stanów Zjednoczonych, aby zaopatrzyć Słowację. „Współpracujemy z naszymi partnerami – Amerykanami, Słowakami, Ukraińcami – nad możliwościami importu amerykańskiego gazu, aby zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne naszego regionu” – powiedziało polskie Ministerstwo Energii agencji Reuters¹³. Potencjalne wolumeny do wysyłki na południe przez Polskę mogą wynosić nawet 4 do 5 mld m³ gazu rocznie, co jest mniej więcej tyle ile wynosi roczne zużycie gazu ziemnego.

Podsumujmy.

- Rynek LNG wchodzi w nową fazę strukturalną (2026–2030): efektywną kapitałowo, modułową i zintegrowaną z infrastrukturą. UE jest tylko nieznacznym choć ważnym rynkiem, ale światowi gracze mają plan B – na wypadek, gdyby UE nie zaakceptowała postawionych warunków
- Północnoamerykańscy producenci gazu i operatorzy rurociągów są obecnie uczestnikami ekosystemu LNG, a nie tylko dostawcami. Wchodzi wszędzie tam, gdzie uchylone są drzwi. Dobrze, że Orlen kontraktuje reeksport na własnych zasadach. Najwyższa pora na kontrolowane otwarcie importu i obrotu gazem ziemnym w Polsce.
- Regazyfikacja dla rynków wschodzących (vide Niemcy) oraz logistyka morskiego LNG (vide Słowacja, Czechy) to kolejne granice.
- To firmy portfelowe (są już obecne w Polsce i specjalnie nie wymieniam ich nazw) wykazujące integrację między dostawą, logistyką i regazyfikowaniem będą definiować konkurencyjność w handlu LNG pod koniec lat 20. XXI wieku.

I na koniec, skoro obiecałem.

Teoria ekonomiczna mówi, że jeśli krańcowy, czyli zmienny, koszt dostarczania LNG na rynek przekracza różnicę między cenami załadowanego (FOB) a dostarczonego (DES), to handel traci na wartościach, co stwarza możliwość anulowania ładunków LNG. FOB powinien być tańszy niż DES – i tak dziś ORLEN ma w Polsce, realizując marże pokazywane w kwartalnych wynikach. W przypadku dostaw LNG koszt krańcowy to po prostu suma kosztów paliwa i portu, ponieważ koszty czarteru to koszty utopione, które trzeba pokryć niezależnie od tego, czy statek przewozi ładunek, czy nie.

¹² <https://ceenergynews.com/oil-gas/orlen-deploys-its-own-fleet-for-us-lng-delivery-to-ukraine/>;
<https://www.upstreamonline.com/energy-security/european-operators-propose-new-winter-gas-routes-to-ukraine/2-1-1899162>

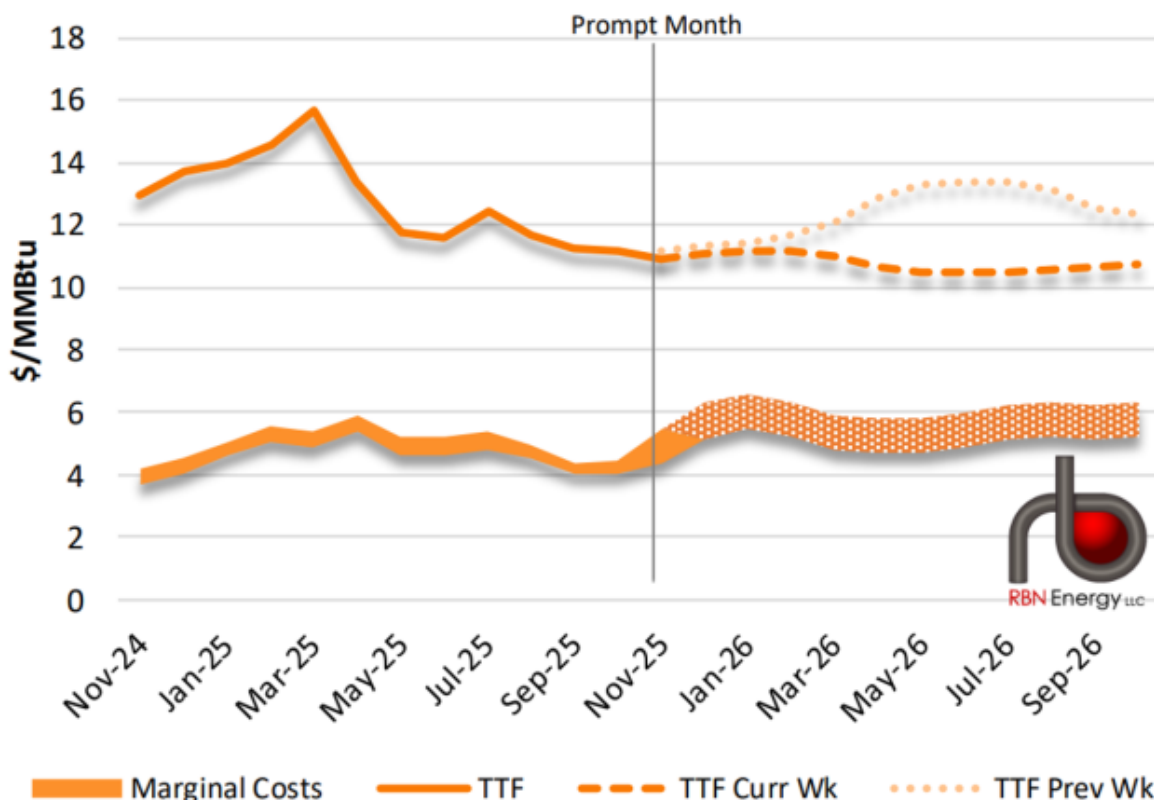
¹³ <https://www.reuters.com/business/energy/poland-talks-import-more-lng-us-supply-ukraine-slovakia-2025-11-05/>

Należy tu rozważyć dwie kwestie:

1. Sprzedawcy z długoterminowymi zobowiązaniami sprzedażowymi DES nie odmawiają po prostu dostawy ładunków swoim kupującym. Zamiast tego ci gracze w maksymalnym praktycznym zakresie zabezpieczą marżę sprzedażową, wykorzystując rynki kontraktów terminowych do transakcji zakupu i sprzedaży. Jednak, gdy ceny kontraktów terminowych na to nie pozwalają, mogą stracić pieniądze. To jest podstawowa przyczyna zgłaszanych obaw przez na przykład BP, Shell czy TotalEnergies.
2. Na rynku spotowym, choć ekonomia pojedynczej dostawy może być negatywna, sprzedawcy LNG muszą uwzględnić koszty związane z beczynnością swoich przewoźników LNG. Należą do nich koszty paliwa potrzebne do utrzymania ruchu statku, zapobiegające zanieczyszczeniu kadłuba oraz koszty chłodzenia tankowca, które jest wymagane przed załadowaniem ładunku na statek wracający do służby. Może być lepiej zaakceptować stratę na transakcji niż ponosić takie koszty.

Z obu tych powodów obfitość ładunków LNG może być stosunkowo niewrażliwa na globalne marże cenowe. A ta nieelastyczność może pogłębić złagodzenie globalnych cen. Niektórzy obserwatorzy wskazują na wydarzenia z 2020 roku, kiedy to załamanie cen LNG doprowadziło do anulowania ok 180 dostaw (~13,5 miliona ton; 1,2 Bcf/d) oraz wstrzymania produkcji w Ciągu 2 Freeport LNG, z obawą, że ten schemat może się powtórzyć. Jednak rok 2020 pozostaje jedynym w historii, kiedy doszło do ekonomicznych anulowań amerykańskich ładunków LNG, ponieważ wtedy europejskie ceny latem były niższe niż w USA. Wydarzenia z 2020 roku były bezpośrednią konsekwencją pandemii, w wyniku której kilku importerów LNG po prostu nie było w stanie przyjmować ładunków po żadnej cenie z powodu załamania popytu na dalsze rynki, co w niektórych przypadkach skutkowało roszczeniami *o siłę wyższą* na podstawie umów dostaw. Sytuację pogarszał globalny brak magazynowania LNG. (Podczas gdy globalna pojemność magazynowania ropy surowej szacuje się na ponad 60 dni zapotrzebowania, wartość LNG wynosi tylko około 10 dni.) Głównym punktem jest to, że okoliczności 2020 roku były spowodowane niemożnością nabywców do przyjęcia ładunków oraz krótkoterminowym spadkiem popytu, *a nie skutkiem strukturalnej nadpodaży*. W związku z tym nie stanowią precedensu. Ponadto marże cenowe dla amerykańskiego LNG są nadal szerokie, jak pokazano na Rysunku 6 poniżej, a cena Europejskiego Title Transfer Facility (TTF; górna pomarańczowa linia) jest obecnie około 6 USD/MMBtu wyższa niż koszty krańcowe dla amerykańskich producentów LNG (gruba dolna linia). Nawet jeśli ceny gazu w USA znacznie wzrosłyby w tym samym czasie, gdy ceny międzynarodowe spadły, obecny arbitraż wciąż ma sporo swobody.

U.S. LNG Marginal Costs to Europe vs. TTF



Rys. 7. Koszty krańcowe amerykańskiego LNG dla dostaw do Europy vs. TTF.

Źródło: [LNG Voyager](#).

Ostatnim powodem, by odrzucić perspektywę odwołania transportu ładunków, jest historia dostaw LNG z Kataru w latach 2007-2011. Wtedy PGNiG kontraktował dostawy dla zapewnienia finansowania terminala LNG w Świnoujściu. W tym okresie produkcja LNG w Katarze wzrosła z 31 mln t/r (4,1 Bcf/d) do 77 mln t/r (10,1 Bcf/d). W tym czasie planowano nowe ciągi, a Katar zarezerwował zdolność importową LNG w USA, zwłaszcza w Golden Pass LNG oraz przez ConocoPhillips w Freeport LNG. Jednak rewolucja łupkowa i pojawienie się gazu ziemnego z łupków w USA pokrzyżowało te plany. Terminal Golden Pass, będący wspólną własnością Kataru i ExxonMobil, o zdolności importowej 2 Bcf/d, importował mniej niż 15 ładunków po uruchomieniu w 2010 roku, zanim został wycofany z eksploatacji przed przekształceniem w zakład eksportowy o pojemności 14 mln t/r, który obecnie jest w trakcie uruchomienia. Katar po prostu znalazł inne rynki dla LNG (POLSKA!) i nigdy nie musiał ograniczać produkcji. Co ciekawe, stało się to na tle globalnego kryzysu finansowego w latach 2008-09 i jego długoterminowych konsekwencji. Jest jeszcze jeden czynnik łagodzący, który może zapobiec katastrofie gospodarczej dla amerykańskich eksporterów, choć ten jest stosunkowo łagodny: Zwiększone podaż LNG oznacza, że więcej LNG jest również powiązane w żegludze i terminalach, gdy rośnie zapas roboczy. Jeśli założymy, że globalna flota przewoźników LNG wzrośnie o netto 300 między teraz a 2030 rokiem, oznacza to, że na wodzie w danym momencie będzie około 11 milionów ton (1,5 Bcf) dodatkowego LNG. Podobnie budowa i uruchomienie nowych zbiorników w chińskich mega-terminalach pochłonie dodatkowe ilości LNG jako zapasy robocze i rezerwowe. Oczywiście, są to zdarzenia niepowtarzające się, ale służą pochłanianiu dużych ilości LNG i spowalnianiu wzrostu fali

podaży. Istnieją dobre powody, by sądzić, że reakcja rynku na wzrost amerykańskich zasobów LNG prawdopodobnie będzie mniej dramatyczna, niż sugerują niektórzy obserwatorzy branży. Chociaż ceny prawdopodobnie się złagodzą, wątpimy, by spowodowało to znaczące zmniejszenie ilości ładunków. W tym okresie globalne zapotrzebowanie na energię, zwłaszcza na paliwa o niskiej emisji, będzie nadal rosło, a postępujące skutki prognozowanej nadwyżki LNG okażą się mniej katastrofalne niż większość mediów branżowych chciałaby nam wmówić¹⁴.

¹⁴ Opr na podstawie RBN Energy <https://rbnenergy.com/daily-posts/blog/coming-wave-Ing-supplies-more-likely-produce-rising-tide-cataclysm>