

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

W październiku zmieniliśmy czas.

Ostatni wieczór przed Świętem Wszystkich Świętych, pada lekki deszcz, choć październik ciepły, niby niezwykle ciepły, a moja mama wspomina jesień 1962, kiedy też końcem października: „szliśmy do ślubu z ojcem twoim ubrani *do figury* – tak było ciepło”.

Zacznę komentarz od zaklęcia dobrego dla Państwa czasu na ciepłe i spokojne energetycznie długie jesienne i zimowe wieczory. Bo ten zmieniony czas przynosi nowy, roczny World Energy Outlook 2023 (WEO 2023) przygotowywany od 50 lat przez IEA (Międzynarodową Agencję Energetyczną), gdzie tegorocznym motywem przewodnim jest sentencja:

Bazując wyłącznie na podstawie obecnych ustaleń politycznych, do 2030 r. świat energii ulegnie znaczącym zmianom.

Poniżej kilka najważniejszych tez:

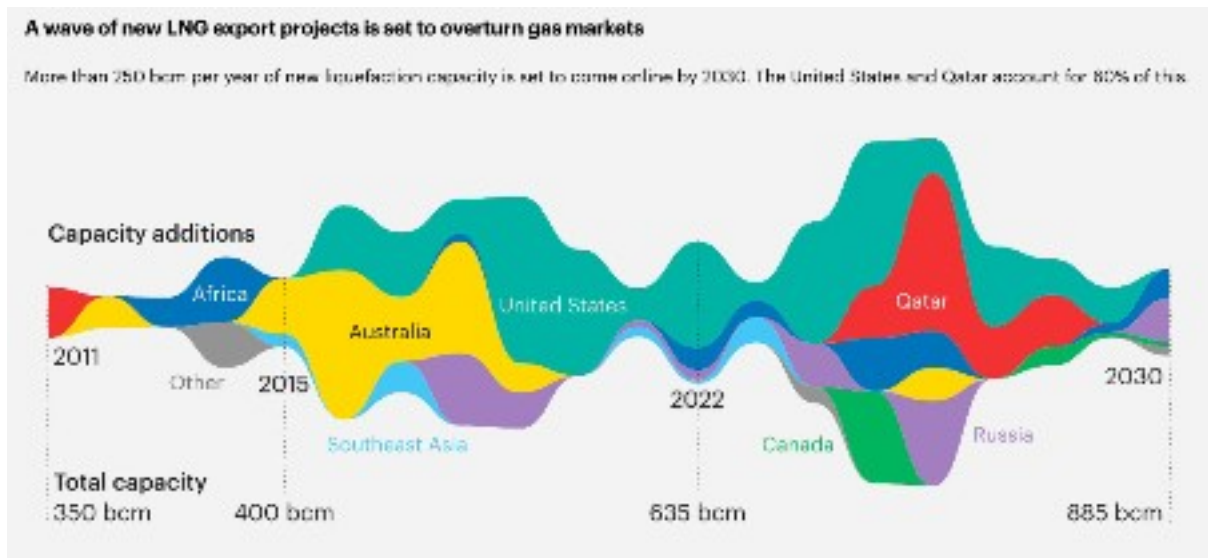
- Od teraz do 2030 r. technologie czystych energii będą gwałtownie rosnać wnioskując wyłącznie w oparciu o dzisiejsze ustalenia polityczne. Do końca dekady, na całym świecie będzie jeździło prawie 10 razy więcej samochodów elektrycznych. Energia słoneczna wygeneruje więcej energii elektrycznej niż obecnie całe Stany Zjednoczone, a udział odnawialnych źródeł energii w światowym koszyku elektroenergetycznym wyniesie blisko 50 proc., w porównaniu z obecnymi około 30 proc.
- W tym scenariuszu udział paliw kopalnych w światowych dostawach energii, który od dziesięcioleci utrzymuje się na poziomie około 80%, spadnie do 73% do 2030 r., a światowa emisja CO₂ związana z energią osiągnie szczyt do 2025 r.
- Całkowite zapotrzebowanie na energię w Chinach, największym konsumencie energii na świecie, osiągnie najwyższy poziom mniej więcej w połowie tej dekady w związku ze spowolnieniem gospodarki i zmianami strukturalnymi. Dalszy dynamiczny rozwój czystej energii spowoduje spadek zapotrzebowania na paliwa kopalne i krajowe emisje.

Jednakże globalny popyt na paliwa kopalne pozostanie zdecydowanie zbyt wysoki, aby osiągnąć cel porozumienia paryskiego, jakim jest ograniczenie wzrostu średnich temperatur na świecie do 1,5 °C. Aby cel ten był osiągalny, w WEO-2023 zaproponowano globalną strategię składającą się z pięciu filarów (więcej na ten temat poniżej w linku)¹.

Ponieważ mam się skupiać na obszarze źródeł gazowych to jeszcze parę zdań dedykowanych do tego obszaru. Według IEA (MAE) światowe zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie jeszcze niższe niż poprzednio przewidywano w perspektywie do 2040 r., ponieważ odnawialne źródła energii będą miały większy udział w miksie energetycznym, podczas gdy udział Rosji w rynku gazu będzie się zmniejszał. Czwarty rok z rzędu MAE obniżyła swoje prognozy dotyczące zużycia gazu. Europa zmniejszyła popyt po tym, jak Rosja drastycznie ograniczyła przepływ rurociągowego gazu ziemnego do Europy. Stany Zjednoczone i Katar zwiększają

¹ https://sg-mktg.com/MTY50DEyMDY2OHxvWHZGdTJETnlzTUZuR3ZNLVMSZWVuVjBZVQ0b2xIT3JMQUVqcW4zZzh0ZnJnYV9MRkxkenQzbFZMR0RRN2VKMVIHWHczM3c5VDJ5ZkVhTTR2cEpNeGJjN0k5X2pUYi1hTzQxcGxWSVpJZXJURXdrQzFFTVkzZi1JQWRMbZVR2VFc2hBRjdYM1U1S2NQekd5WnU3TlcxGhtM1JWQkEzRmx6RDNIcVJU M2INRIhvX1hEbkJuTTMwbkdxUWptMnNYUJrNDZzSkRlekkyb0JqZ3pYR3hNVlp1ZTJhOG80ckxuN2IGMlpKU2J5b jZOSFI6UjJST1B4bmpiZEMzUXNXR2dUWW5NdmRsUjQ5fHCJGI9mmpZUEJoN8XQdODMrJT9V59etYVrpsDI2jKg ?utm_campaign=IEA+newsletters&utm_medium=Email&utm_source=SendGrid

dostawy skroplonego gazu ziemnego, pomagając utrzymać dobre zaopatrzenie rynków. I to właśnie USA i Katar do 2030 dodadzą aż 60% tych zdolności.²



Rys. 1. Wizualizacja MAE nowych projektów eksportowych LNG do 2030 r.

Źródło: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023/executive-summary?utm_campaign=IEA+newsletters&utm_medium=Email&utm_source=SendGrid

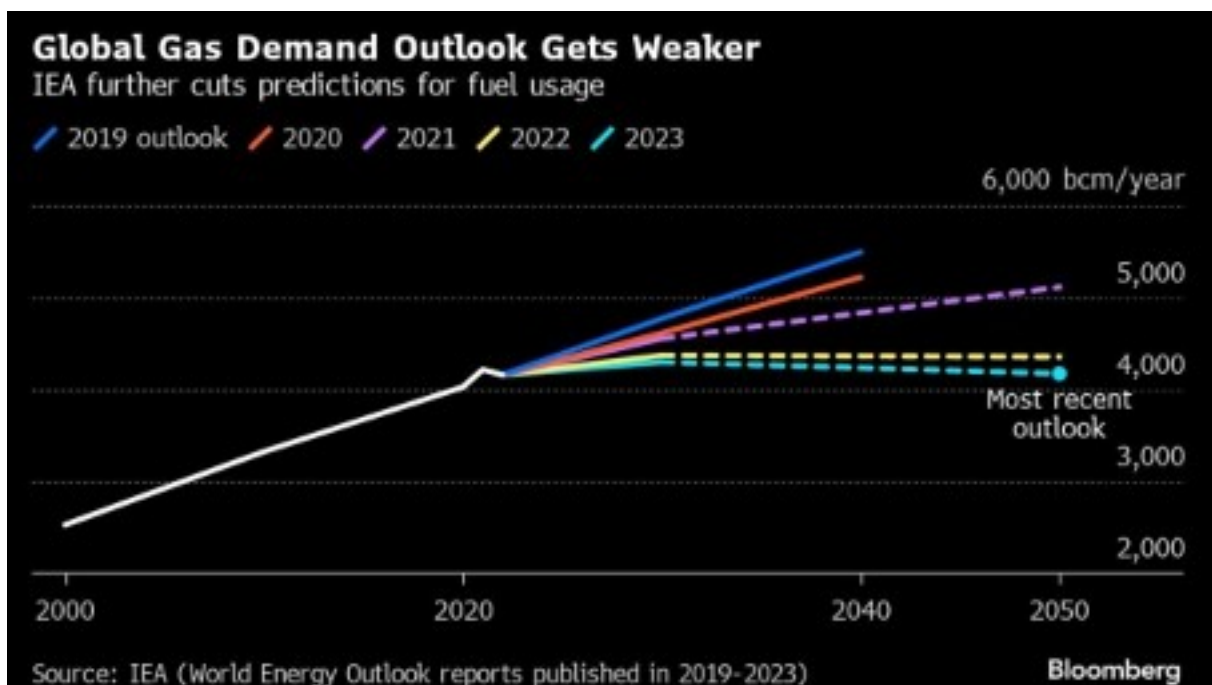
MAE spodziewa się obecnie, że popyt na gaz osiągnie szczyt we wszystkich prognozowanych scenariuszach do 2030 r., przy czym "niewiele miejsca pozostanie na dalszy rozwój handlu rurociągami lub LNG" – czytamy w raporcie. Prognozy te ilustrują poważną zmianę w globalnym miksie energetycznym. Konsumpcja Europy odpowiada za około 75% rewizji w dół zapotrzebowania na gaz prognozowana przez agencję, a przyszła konsumpcja w Chinach jest niepewna. Jednocześnie Rosja – wcześniej główny dostawca do Europy – traci udział w rynku w związku z rosnącym nadmiarem LNG. „Rosja ma bardzo ograniczone możliwości pozyskania dodatkowych rynków” – stwierdziła MAE. Oczekuje się, że udział tego kraju w gazie będącym przedmiotem handlu międzynarodowego, który w 2021 r. wynosił 30%, zmniejszy się o połowę do końca dekady w scenariuszu bazowym. W rezultacie, według MAE, nawet rosyjskie parcie w kierunku Azji napotka na "poważne trudności".

² Amerykańscy producenci skroplonego gazu ziemnego zwiększyli eksport w październiku do 7,92 mln t i według danych LSEG stanowi to drugi najwyższy miesięczny poziom w historii. Eksport był niewiele mniejszy od rekordowego poziomu 8,01 mln ton w kwietniu tego roku i wzrósł z 7,12 mln ton we wrześniu, kiedy prowadzona konserwacja zakładów zmniejszyła produkcję w USA. Według Agencji Informacji Energetycznej Stany Zjednoczone były największym na świecie eksporterem LNG w pierwszej połowie tego roku, wyprzedzając Katar i Australię. Dwa proponowane zakłady eksportowe w Luizjanie dodałaby łącznie 38 mln ton rocznie zamierzają rozpocząć produkcję w przyszłym roku. Europa pozostała głównym nabywcą amerykańskiego LNG ze wzrostem o 8 punktów procentowych do 60% całego amerykańskiego eksportu LNG w zeszłym miesiącu. Odbiorcy z Azji odpowiadali za 20 proc. eksportu, wobec 30 proc. miesiąc wcześniej, a Ameryka Łacińska 5 proc. ładunków (z 8 proc. we wrześniu). Globalny wzrost produkcji powinien być kontynuowany gdyż w USA, Meksyku i Kanadzie budowane są zakłady, które mogą wygenerować 100 MTPA LNG. Por. :<https://www.nasdaq.com/articles/us-october-lng-exports-climb-to-second-highest-level-on-record>

Nacisk Unii Europejskiej na odnawialne źródła energii – wraz z oszczędnościami gazu ziemnego w przemyśle i gospodarstwach domowych – przyczynił się do rekordowej redukcji w regionie w zeszłym roku, kiedy jego zużycie spadło o 55 mld m³. Do 2030 r. zapotrzebowanie na gaz ziemny ma spaść o kolejne 50 mld m³.

Mimo to europejskie firmy polegają na długoterminowych kontraktach na LNG, aby zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne, nawet jeśli dążą do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Trzy główne firmy – TotalEnergies SE, Shell Plc i Eni SpA – podpisały w tym miesiącu 27-letnie umowy gazowe z Katar, z dostawami do Francji, Holandii i Włoch zaplanowanymi nawet po 2050 roku.

"Nadal istnieje przestrzeń do zakontraktowania większej ilości gazu bez naruszania zerowej emisji netto Unii Europejskiej do 2050 roku" – stwierdziła MAE. "To, czy te kontrakty są sprzeczne z globalnymi ambicjami osiągnięcia zerowej emisji netto, to już inna sprawa".



Rys. 2. Globalne zapotrzebowanie na gaz ziemny słabnie – predykcje MAE.

Źródło: Bloomberg; https://www.bnnbloomberg.ca/iea-trims-global-gas-demand-outlook-and-russia-s-role-in-it-1.1988529?utm_source=substack&utm_medium=email

W politykę Unii I prognozy MAE znakomicie wpisuje się Ukraina, która w październiku poinformowała, że jest gotowa udostępnić zagranicznym traderom, firmom handlującym energią aż do połowy swojej podziemnej pojemności magazynów gazu wynoszącej 30 mld m³. Największa ukraińska firma naftowo-gazowa Naftohaz poinformowała na początku tego roku, że zagraniczni klienci mogą korzystać z ponad 10 mld m³ magazynów, głównie na zachodzie kraju, który znajduje się daleko od linii frontu wojny z Rosją. Zakomunikowano, że 12-15 mld m³ pojemności magazynowej może być wykorzystane przez ukraińskich

nierezydentów. Wg danych ISE podmioty zagraniczne zgromadziły już do tej pory do 3 mld m³ gazu w podziemnych magazynach, z czego Orlen szacujemy do 0,5 mld m³.³

Kiedy jesteśmy przy Orlen to chcę podkreślić, bo jakoś przeszło bez echa, że narodowy czempion ma dwa kolejne tankowce LNG w swojej flocie – 19/10/2023 odbyła się w koreańskiej stoczni na placu Hyundai Samho w Mokpo uroczystość nadania imion dwóm statkom do przewozu LNG, czyli ceremonia chrztu i przekazania Św. Barbary i Ignacego Łukasiewicza (Q-Flex 174 000 m³). Orlen spodziewa się, że te dwa gazowce LNG wejdą do eksploatacji do końca tego roku, zwiększając możliwości koncernu w zakresie pozyskiwania gazu ziemnego, a tym samym zwiększając bezpieczeństwo energetyczne Polski⁴.



Rys. 3. Orlen i norweski Knutsen w czasie ceremonii chrztu 19/10/2023.

Źródło i zdjęcia Orlen. Opr. Na podst. [LNG Prime Staff](#)

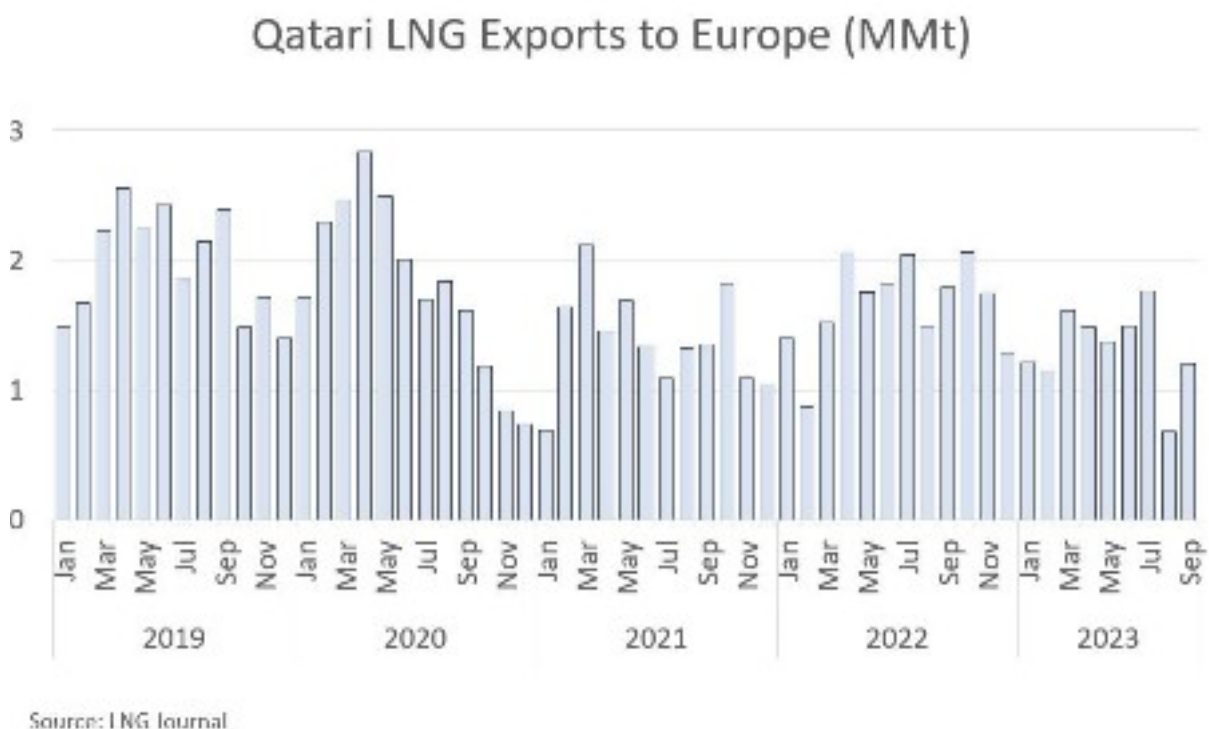
³ Opracowano na podstawie Reuters z dnia 25/10/2023 r. Por. także: https://www.naturalgasworld.com/ukraine-ready-to-let-foreign-traders-to-use-50-of-its-gas-storage-pm-107928?utm_medium=email&utm_campaign=Daily%20Newsletter%202023%20-%20TueThu%20copy&utm_content=Daily%20Newsletter%202023%20-%20TueThu%20copy+CID_19cee7a1df36642a1852efb7a15fe308&utm_source=Campaign%20Monitor&utm_term=UKRAINE%20READY%20TO%20ALLOW%20FOREIGN%20TRADERS%20TO%20USE%2050%20OF%20ITS%20GAS%20STORAGE%20-PM

⁴ Po zintegrowaniu z flotą, gazowce LNG będą służyć dwóm celom: realizacji zarówno kontraktów długoterminowych, jak i kontraktów spotowych, na bazie FOB. W 2021 r. PGNiG, obecnie część Orłenu, [podpisała z Knutsenem umowę czarterową](#) na te tankowce pod dostawy zakontraktowanego amerykańskiego LNG do Polski przez okres 10 lat. Południowokoreański koncern Hyundai Heavy Industries dostarczył już w tym roku do Knutsen dwa zbiornikowce LNG (*Lech Kaczyński* i *Grażyna Gęsicka*), które pracując pod banderą francuską obsługują Orlen w ramach umów czarterowych. Statki te dostarczyły swoje pierwsze dostawy LNG do Polski odpowiednio w marcu i czerwcu. Oprócz tych czterech nowych statków, PGNiG Orłenu [wyczarterowało jeszcze dwa nowe zbiornikowce LNG](#) od Knutsen i dwa od greckiego Maran Gas, w sumie osiem, które mają zostać dostarczone do 2025 roku. (Por.: [LNG Prime Staff](#))

To jeszcze wróćmy do Kataru, USA i rynku LNG opisywanego przez MAE. Dziś widzimy, że mamy do czynienia z rynkiem kupującego. Nabywcy LNG wstrzymują się z długoterminowymi negocjacjami kontraktowymi z dostawcami, odchodząc od szeregu sztywnych warunków, które tradycyjnie faworyzowały sprzedawców. Sygnalizuje to postępujące utowarowienie i ewolucję rynku LNG – typowego już „commodity”. Dwaj najwięksi producenci na świecie - Katar i USA - walczą o nowych klientów i są skłonni do ustępstw, aby sfinalizować transakcje. To sprawiło, że długoterminowe kontrakty stały się rynkiem nabywców.

Argumenty kupujących umocniły się w tym roku, ponieważ Platts JKM pozostał poniżej poziomu 15 USD za MMBtu. Rynek może jeszcze bardziej przechylić się na ich korzyść w 2027 r., kiedy to spodziewana jest nowa fala podaży, kłopoty gospodarki Chin i stabilizacja pozycji gazowych w Europie (bez Rosji!). Oczywiście, dziś (często nowi) nabywcy LNG poszukują również krótszych kontraktów, prawa do przekierowania ładunków – tzw. elastyczności miejsca przeznaczenia – oraz bardziej elastycznych dostaw sezonowych. Importerzy dążą również do zmniejszenia udziału długoterminowego LNG związanego cenowo z kwotowaniem dla ropy naftowej w swoich portfelach, przy jednoczesnym uwzględnieniu większych wolumenów FOB. (To dziś właśnie charakteryzuje politykę zakupową Orlen oddziedziczoną z PGNiG.)

"Rynek spot nadal zdobywa udział w rynku i ten trend będzie się utrzymywał. Płynność będzie nadal rosła, przejrzystość będzie nadal rosła, a my skończymy z ceną spot, którą można zabezpieczyć w taki sam sposób, jak ropę Brent, benzynę czy olej napędowy" – powiedział Richard Holtum, globalny szef działu gazu i energii w Trafigura, w niedawnym wywiadzie dla Platts. (Trafigura patrzy łakomym wzrokiem także na ciągle zamknięty polski rynek).



Rys. 4. Dostawy katarskiego LNG do Europy [mln t.]

Źródło: LNG Journal.

W tym wyścigu swoje miejsce pierwszy raz w historii zaczy Arabia Saudyjska. Aramco LNG z grupy Saudi Aramco, największa na świecie grupa wydobywająca ropę naftową, podpisała ostateczne umowy nabycia strategicznego pakietu mniejszościowego w firmie MidOcean, jednostce funduszu kapitałowego EIG z siedzibą w Waszyngtonie za 500 mln USD, wchodząc w ten sposób do światowego sektora LNG. I zaczęli od Australii⁵, trzecim co do wielkości producentem LNG na świecie. Książę Abdulaziz powiedział w okolicznościowym przemówieniu w Rijadzie, że transformacja energetyczna będzie wymagała węglowodorów, w tym produktów petrochemicznych, które są niezbędne dla sektorów takich jak farmaceutyczny i przemysłowy.

Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) argumentowała w swoim cytowanym wyżej raporcie WEO 2023, że światowy popyt na paliwa kopalne osiągnie szczyt do 2030 r., ponieważ kupowanych jest więcej samochodów elektrycznych, a gospodarka Chin jest zmuszona do wolniejszego wzrostu w związku ze zmianami skoncentrowanymi na energii odnawialnej. Muszę podkreślić, że prognozy MAE są sprzeczne z prognozami Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową (OPEC), która przewiduje, że popyt na ropę będzie rósł jeszcze długo po 2030 r. i co wymagałoby bilionów USD nowych inwestycji w sektorze naftowym. Arabia Saudyjska jest największym eksporterem ropy naftowej na świecie i zamierza zwiększyć swoje moce produkcyjne o 1 mln baryłek dziennie do 13 mln baryłek dziennie do 2027 r., aby sprostać rosnącemu globalnemu popytowi, znakomicie zabezpieczając swoje pozycje cenowe gdyż na przykład Orlen zaopatrując się w saudyjską ropę płacił drożej niż kosztował Brent, jak podano w komunikacie publikującym wyniki koncernu w III kw. '23 (różnica ceny kupowanej ropy względem Brent była ujemna i wynosiła minus 1USD/bbl)⁶.

Kiedy z dumą patrzymy na budującą się polską flotę tankowców LNG popatrzmy na nowości z kilku europejskich terminali rozładunkowych. Terminal w „[...]Krk odebrał 75. ładunek skroplonego gazu ziemnego (LNG) od momentu rozpoczęcia działalności w styczniu 2021 roku.

Zbudowany w 2015 roku statek Kool Baltic o pojemności 170 500 m³ dotarł do FSRU w Krk o pojemności 140 000 m³ 14 października. Dane AIS Kool Baltic dostarczone przez VesselsValue pokazują, że gazowiec LNG dostarczył ładunek do FSRU z zakładu eksportowego LNG Sabine Pass Cheniere w Luizjanie. Operator gazowców LNG CoolCo, który zarządza również chorwackim FSRU, kupił w zeszłym roku Kool Baltic i trzy inne zbiornikowce LNG od swojego największego udziałowca Eastern Pacific Shipping. Statek obsługuje długoterminowy czarter z gigantem LNG Shell, który ma również długoterminowy kontrakt na wolumeny z zakładu

⁵Przewiduje się, że eksport LNG z Australii spadnie do 81 mln ton w roku finansowym 2023/24 (lipiec/czerwiec) i do 79 mln ton w roku finansowym 2024/25, w porównaniu z 82 mln ton w roku finansowym 2022/2023. Według raportu wydanego przez australijski Departament Przemysłu, Nauki i Zasobów, spadek ten odzwierciedla wstrzymaną lub malejącą produkcję w niektórych zakładach w kraju, a także powolny popyt ze strony niektórych czołowych klientów azjatyckich. Eksport w roku finansowym 2022/23 prawdopodobnie ucierpi, ponieważ Darwin LNG zawiesił produkcję, opóźnienie prac na złożu Barossa, a produkcja na dolnym szelfie północno-zachodnim (NSW) prawdopodobnie zaważy na wolumenach w latach 2024/2025, podał Departament w swoim najnowszym raporcie kwartalnym Resources and Energy (REQ), opublikowanym na początku tego miesiąca.

⁶ Por. <https://businessinsider.com.pl/gielda/wiadomosci/tego-nie-widac-na-pierwszy-rzut-oka-tak-orlen-zanizyl-ceny-w-trzecim-przedwyborczym/e1fqd02>

Sabine Pass. W 2020 roku Shell podpisał sześcioletnią umowę z Węgry na dostawy LNG przez chorwacki terminal. Chorwackie FSRU odbiera głównie przesyłki z USA, ale odbiera również ładunki z Kataru, Nigerii, Egiptu, Trynidadu, Indonezji oraz przeładunki z terminali europejskich. Węgierski MFGK i oddział szwajcarskiej firmy handlowej MET to tylko niektórzy z użytkowników obiektu. Od początku działalności komercyjnej terminal LNG zregazyfikował ponad 10,2 mln m³ LNG i przesłał do chorwackiego systemu ponad 6 mld m³ gazu ziemnego. Ze względu na wysoki popyt LNG Croatia pracuje obecnie nad zwiększeniem przepustowości swojego terminalu LNG Krk. Na początku tego roku fińska firma Wartsila wygrała kontrakt na dostawę jednego modułu regazyfikacyjnego dla FSRU. W ramach kontraktu Wartsila Gas Solutions, jednostka Wartsila, wybuduje moduł regas o maksymalnej wydajności 250 000 m³/h. Obecne trzy jednostki regazyfikacji LNG mają maksymalny wskaźnik regazyfikacji na poziomie 451 840 m³/h. Po modernizacji w 2025 r. instalacja Krk LNG będzie miała przepustowość ok. 6,1 mld m³ rocznie⁷.

We Francji pierwsza pływająca jednostka magazynowania i regazyfikacji (FSRU) w Hawrze zaczęła dostarczać (26/10/2023) gaz ziemny do francuskiej sieci gazowej.



Rys. 5. FSRU „Cape Ann” (145 130 m³) w Le Havre.
Źródło i zdjęcie TotalEnergies.

TotalEnergies czarteruje ten 283-metrowy statek od Hoegh LNG, który ma 50 proc. udziałów w Cape Ann i japońskiego MOL, który posiada 48,5 procent udziałów. Tokyo LNG Tanker posiada 1,5 proc. udziałów w jednostce. FSRU wcześniej zabrał ładunek u wybrzeży Gibraltaru w ramach operacji statek-statek z tankowcem Seapeak Arwa. Wcześniej Seapeak Arwa załadował ładunek w zakładzie eksportowym Equinor Hammerfest LNG w Norwegii, w którym udziały ma TotalEnergies. Po tym transferze "Cape Ann" [zaczekał 18 września](#) w doku "Bougainville Sud" w porcie Le Havre.

⁷ Opr na podstawie: <https://lngprime.com/europe/croatian-fsru-gets-75th-lng-cargo/94759/>

TotalEnergies zakontraktował 50 proc. rocznej przepustowości terminalu w Hawrze wynoszącej około 5 mld m³, aby dostarczyć do kraju LNG ze swojego globalnego portfela zakupowego. Jest to pierwszy francuski obiekt oparty na FSRU i piąty terminal importowy LNG. We Francji znajdują się obecnie cztery lądowe terminale LNG o przepustowości około 26,8 mln ton rocznie. Są to należące do Elengy terminale LNG Fos Tonkin, Fos Cavaou i Montoir-de-Bretagne, a także instalacja LNG w Dunkierce⁸.

W Niemczech, o terminalach pisałem wielokrotnie, w październiku mamy kolejną rynkową ciekawostkę⁹, gdyż niemiecki operator terminalowy **Deutsche Energy Terminal (DET)** pierwszy raz w historii, w aukcjach internetowych/cyfrowych zaoferował rynkowi wolne sloty rozładunkowe/regazyfikacyjne (60) podając również publicznie osiągnięte w aukcjach ceny za usługę.



Rys. 6. FSRU Hoegh Gannet i LNG Sakura w Brunsbüttel Zdjęcie: Brunsbüttel Ports; Źródło: www.lngprime.com

Od 16 do 19 października oraz od 23 do 26 października, uczestnicy rynku mogli zarezerwować okna czasowe na wykorzystanie mocy regazyfikacyjnych w okresie od kwietnia do grudnia 2024 r. w zakładach Brunsbüttel i Wilhelmshaven 1. DET poinformował, że przydzielił handlowcom w cenach od 55 do 81,2 eurocentów/MMBtu zarówno sloty z obowiązkiem dostawy, jak i bez niego.

⁸ Opr. Na podstawie danych dostępnych publicznie, wiadomości agencji i portalu www.LNGPRIME.com

⁹ Por.: <https://lngprime.com/europe/german-fsru-terminal-operator-allocates-2024-regas-slots/95842/>

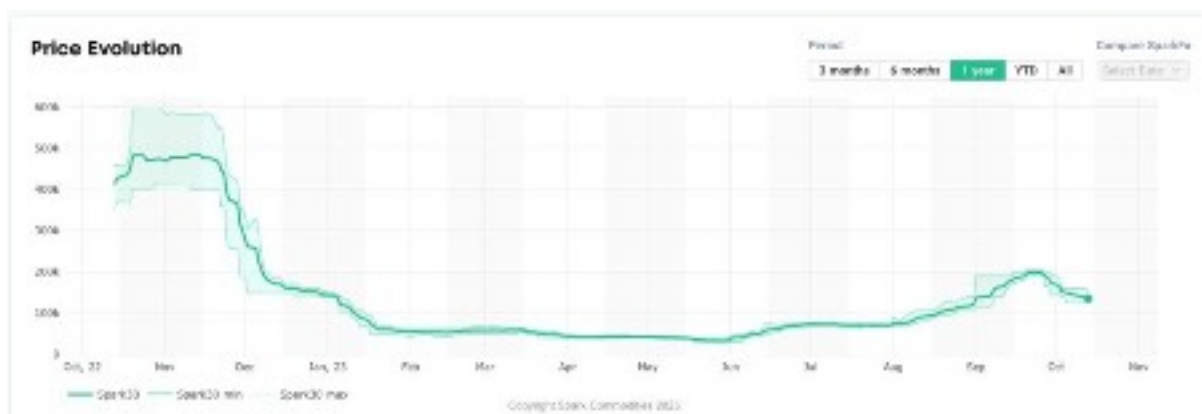
Terminal	Product	Month	Product label	Marketable Slots	Marketed Slots	Average Price (P/contract)(EUR/MWh)		
Brandsbittel 01	Obligation to deliver	April	0424-BBU-OTD	1	1	58		
		May	0524-BBU-OTD	1	1	58		
		June	0624-BBU-OTD	2	2	58		
		July	0724-BBU-OTD	1	1	58		
		August	0824-BBU-OTD	1	1	58		
		September	0924-BBU-OTD	1	1	58		
		October	1024-BBU-OTD	2	2	58		
		November	1124-BBU-OTD	1	1	58		
		December	1224-BBU-OTD	2	2	58		
		Brandsbittel 01	No Obligation to deliver	April	0424-BBU-NOTD	1	1	63.8
				May	0524-BBU-NOTD	1	1	58
				June	0624-BBU-NOTD	2	2	63.8
July	0724-BBU-NOTD			2	2	63.8		
August	0824-BBU-NOTD			2	2	69.8		
September	0924-BBU-NOTD			1	1	58		
October	1024-BBU-NOTD			1	1	72.2		
Wilhelmshaven 01	Obligation to deliver			April	0424-WHV-OTD	2	2	55
				May	0524-WHV-OTD	2	2	64.8
				June	0624-WHV-OTD	2	2	55
				July	0724-WHV-OTD	2	2	55
				August	0824-WHV-OTD	2	2	55
		September	0924-WHV-OTD	2	2	55		
		October	1024-WHV-OTD	2	2	55		
		November	1124-WHV-OTD	2	2	55		
		December	1224-WHV-OTD	2	2	55		
		Wilhelmshaven 01	No obligation to deliver	April	0424-WHV-NOTD	1	1	68.2
				May	0524-WHV-NOTD	1	1	68.2
				June	0624-WHV-NOTD	2	2	68
July	0724-WHV-NOTD			1	1	77		
August	0824-WHV-NOTD			2	2	65.03		
September	0924-WHV-NOTD			1	1	66		
October	1024-WHV-NOTD			1	1	68.2		
November	1124-WHV-NOTD			1	1	66		
December	1224-WHV-NOTD			1	1	68.2		
Wilhelmshaven 01 10% mandatory share	No obligation to deliver			May	0524-WHV-M-NOTD	1	1	77
				July	0724-WHV-M-NOTD	1	1	77
				September	0924-WHV-M-NOTD	1	1	68
		November	1124-WHV-M-NOTD	1	1	78.2		
Brandsbittel 01 10% mandatory share	No obligation to deliver	May	0524-BBU-M-NOTD	1	1	69.8		
		July	0724-BBU-M-NOTD	1	1	69.8		
		September	0924-BBU-M-NOTD	1	1	58		
		November	1124-BBU-M-NOTD	1	1	80.2		

Rys. 7. Przydzielone sloty rozładunkowe na 2024 z uzyskanymi cenami.

Źródło: DET; www.lngprime.com

DET [planuje oddać do użytku](#) swój obiekt w Stade, a także drugi terminal w Wilhelmshaven w pierwszym kwartale 2024 roku. Ponadto firma zamierza przeprowadzić krótkoterminowe aukcje przepustowości dla tych terminali w grudniu tego roku. DET planuje przeprowadzić aukcje mocy z terminami dłuższymi niż jeden rok dla wszystkich czterech obiektów w kwietniu 2024 r.

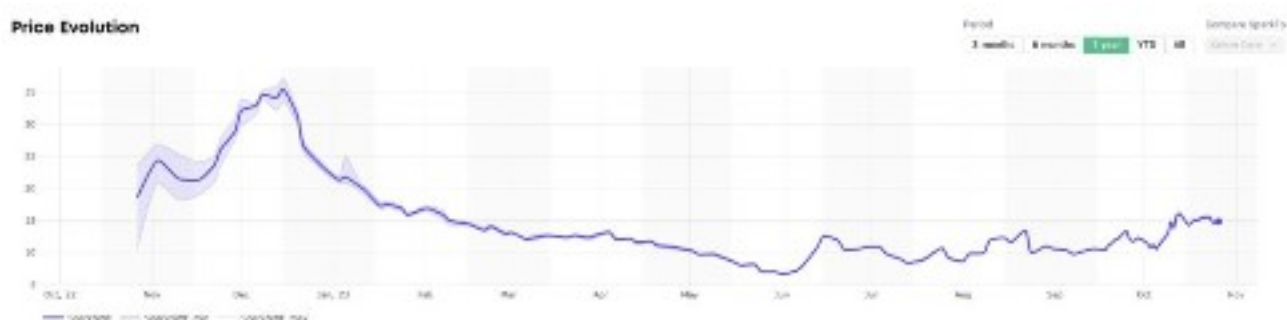
Przypomnę tylko, że formalnie to Rząd Republiki Federalnej Niemiec z “pomocą Uniper, RWE i TES wyczarterował 5 FSRU (Dynagas, Excelebrate Energy i Hoegh). Rząd Niemiec wyczarterował również FSRU Transgas Power, należącą do Dynagas, prywatnej firmie Deutsche Regas. Ten FSRU będzie obsługiwał [planowany terminal importowy LNG w porcie Mukran](#). Pewnie warto powiedzieć, że stawki (horrendalnie wysokie!) wynajmu (czarteru) tankowców w październiku stawka Spark30S) spadła o 27 000 USD dziennie tydzień do tygodnia, osiągając 147 000 USD dziennie, podczas gdy stawka spot na trasie Pacific Spark25 spadła o 20 750 USD dziennie tydzień do tygodnia, osiągając 168 250 USD dziennie. Spark30S Atlantic spadł o 11 500 USD do 135 500 USD dziennie, a Spark25S Pacific o 32 750 USD do 135 500 USD dziennie. Wtedy wielomilionowe koszty budowy tankowców nie wydają się takie „nieosiągalne”. Trzeba wiedzieć drogi czytelniku, że korzystając z gazu ziemnego czy energii elektrycznej też ją płacisz w swoim rachunku.



Rys. 8. Ceny czarteru tankowców LNG.

Źródło: <https://www.sparkcommodities.com/>

To na koniec parę słów o cenach LNG na dostawy listopadowe do Europy. W zeszłym tygodniu NWE DES LNG na listopad został wyceniony na 14,975 USD za MMBtu, co stanowi zniżkę o 0,565 USD w stosunku do ceny TTF. "Cena SparkNWE DES LNG z dostawami w listopadzie spadła o 0,150 USD tydzień do tygodnia do 14,824 USD/MMBtu, częściowo napędzana zwiększonym dyskontem w stosunku do TTF, który poszerzył się o 0,31 USD do 0,875 USD/MMBtu" [...]¹⁰.



Rys. 9. Ceny LNG.

Źródło: <https://www.sparkcommodities.com/>

Międzynarodowe ceny kontraktów terminowych: Międzynarodowe zmiany cen kontraktów terminowych na gaz ziemny były mieszane w tym tygodniu pisania raportu. Według Bloomberg Finance, LP, średnie tygodniowe ceny kontraktów terminowych na skroplony gaz ziemny (LNG) w Azji Wschodniej wzrosły o 1,71 USD do średniej tygodniowej 18,21 USD/MMBtu. Kontrakty terminowe na gaz ziemny z dostawą do Title Transfer Facility (TTF) w Holandii spadły o 12 centów do średniej tygodniowej wynoszącej 15,65 USD/MMBtu. W tym samym tygodniu ubiegłego roku (tydzień kończący się 26 października 2022 r.) ceny wynosiły 31,52 USD/MMBtu w Azji Wschodniej i 31,61 USD/MMBtu w TTF.

¹⁰ Dane Spark

Natural gas spot prices (Henry Hub)

dollars per million British thermal units



Data source: Natural Gas Intelligence

Rys. 10. Ceny gazu ziemnego w Henry Hub w USA.

Źródło: <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/?src=email#itn-tabs-1>

- **Cena spot Henry Hub:** **Cena spot Henry Hub** spadła o 4 centy z 2,90 USD za milion brytyjskich jednostek termicznych (MMBtu) w zeszłą środę do 2,86 USD/MMBtu 30/10/2023.
- **Cena kontraktów terminowych Henry Hub:** Cena kontraktu na NYMEX z listopada 2023 r. spadła o 4,6 centa, z 3,056 USD/MMBtu w zeszłą środę do 3,010 USD/MMBtu 30/10/2023. Cena 12-miesięcznych kontraktów futures na okres od listopada 2023 r. do października 2024 r. spadła o 6 centów do 3,315 USD/MMBtu.