

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

Według danych ENTSO styczeń w stosunku do grudnia pokazuje wzrost wytworzenia EE z gazu ziemnego o 6,6 proc (do 1 542 037 MWh styczeń wobec 1 446 972 MWh w grudniu, a 1 382 577MWh w listopadzie). Przypomnę, że w styczniu 2023 r. mieliśmy 1 206 629MWh i w stosunku do bieżącego roku ten wzrost spektakularny nie jest. W strukturze wytworzenia trzeci miesiąc z rzędu mamy udział w okolicach 10% (w procentach to 10,41 styczeń, 9,92 grudzień i 10,15 listopad wobec 8,53 w styczniu 2023 r.). Szkoda, że nie mam danych z PSE, ile tego wytworzenia z gazu ziemnego (elektrownie i elektrociepłownie węglowe oraz gazowe pracowały z mocą około 23 GW) było w rekordowym dniu stycznia¹, który jakiś strasznie długi. Ten jednak zimowy styczeń w roku przestępnym! Zaczął się gdzieś zaraz po świętach i nie było widać końca. Już po Trzech Królach, w godzinach porannych 9 stycznia 2024 r. został pobity krajowy rekord zapotrzebowania na energię elektryczną - na moc - o 9.00 wyniósł on 28 358 MW. Wcześniej zapotrzebowanie nie przekraczało nigdy poziomu 27,7 tys. MW. Pod koniec pierwszej dekady stycznia było naprawdę zimno w Polsce. W dobie rekordu już nocą, w niektórych częściach kraju, temperatury spadły poniżej 20 stopni Celsjusza. To właśnie przełożyło się na duże zapotrzebowanie na energię, która tego ranka głównie realizowane było przez nie ulubiane źródła węgla/wodorowe - OZE generowała (759 MW (woda)/1728 MW (wiatr) /1768 MW (PV -Słońce) tylko 15 proc. zapotrzebowania – z importu było 3,5 proc. (saldo wymiany całkowitej - 1014 MW).

MAPA KSE

Mapa prezentuje planowe i chwilowe przepływy mocy na przekrojach handlowych

ZAPOTRZEBOWANIE (MW)	28 358
GENERACJA (MW)	27 344
el. cieplna	20 050
el. wodna	759
el. wiatrowa	1 728
el. fotowoltaiczna	1 768
el. inne odnawialne	0
SALDO WYMIANY CAŁKOWITEJ (MW)	1 014 IMPORT
CZĘSTOTLIWOŚĆ (Hz)	50,025



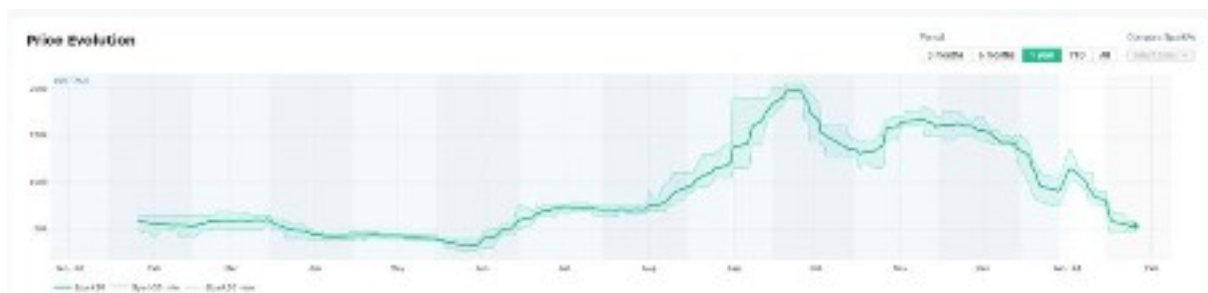
Rys. 1. Planowane i chwilowe przepływy mocy na przekrojach handlowych PSE w chwili rekordu 9 stycznia 2024r.

Źródło: PSE. [<https://www.pse.pl/home>]

¹ <https://www.pse.pl/-/rekordowe-zapotrzebowanie-na-m-2?safeargs=696e686572697452656469726563743d747275652672656469726563743d253246686f6d65>

W ostatnim tygodniu stycznia Joe Biden poinformował świat, że działając „w trosce o klimat” praktycznie do wyborów w USA zatrzyma (zawiesi) wydawanie pozwoleń na budowę nowych terminali do eksportu LNG. To dziś / jutro nie będzie mieć istotnego znaczenia dla Europy. Natomiast – gdyby okazało się, że budowa obiektów zostanie definitywnie zatrzymana, wpływ nie tylko na Europę, ale i cały rynek będzie znaczący. I nie chodzi tylko o kwestię ceny surowców. Dla mnie jest to jest groźna zapowiedź - dziś głośno nikt tego nie powie - decyzja władz USA prowadzi do kartelizacji rynku LNG. Jest bowiem jednoznacznym sygnałem, by świat nie liczył na dodatkowe ilości od największego eksportera, szczególnie, że Europa, na tą chwilę (Katar? Oman? Algieria? Australia? Po wojnie Ukraina a może Nowa Rosja?), nie ma alternatywy dla amerykańskich dostaw. Jak pisałem w podsumowaniu roku 2023 - Unia Europejska jest głównym klientem, odbierając w grudniu 61 proc. całego LNG eksportowanego przez USA². W styczniowym eksporcie dominującą odbiorcą pozostała Europa, która odebrała 5,54 ton LNG, czyli 67%, w porównaniu z 1,42 ton LNG do Azji, czyli 17%³.

Mówi się, że „[Amerykanie] chcą dokładnie przeanalizować wpływ budowy terminali eksportu LNG i ich działalności na poziom emisji i ocieplenie klimatu”⁴, a to oznacza zastopowanie wydawania pozwoleń do końca obecnej prezydentury (nota bene ciekawe, dlaczego nie sprawdzają tego dla wydobycia ropy naftowej?). Procedury dla inwestycji LNG w czasie rządu Joe Bidena i tak zostały wydłużone do nawet 10-11 miesięcy. Na szczęście zimowy rynek gazu ziemnego i LNG nie jest drastycznie napięty jak rok/dwa lata temu, bo Japonia kupuje mniej⁵, bo Chiny też spowolniły w gospodarce wzmacniając swoje łupkowe wydobycie, bo w Europie duże oszczędności, pełne magazyny i stosunkowo ciepła zima. Dlatego stawki opłat za czarter tankowców LNG, jak podaje Spark, spadły poniżej 60 000 USD/d⁶ i nadal spadają (52 750 USD/d 31/01/2024), pomimo doniesień o statkach odchodzących od Morza Czerwonego tak jak to zrobił Katar z dostawą do Polski.



Rys. 2. Ewolucja cen spot czarterów tankowców LNG.

Dane na 29 stycznia 2024r. Źródło: Spark oraz www.lngprime.com

² Por.: <https://www.cire.pl/artykuly/opinie/polskie-lng--podsumowanie-2023-r->

³ <https://www.nasdaq.com/articles/us-lng-exports-fall-in-january-on-arctic-freeze-plant-outages>

⁴ <https://www.reuters.com/business/energy/biden-pauses-approval-new-lng-export-projects-win-climate-activists-2024-01-26/>

⁵ Import skroplonego gazu ziemnego (LNG) do Japonii spadł w 2023 roku o 8% do 66,2 mln ton, osiągając najniższy poziom od 2009 r., wynika ze wstępnych danych Ministerstwa Finansów Japonii, po ponownym uruchomieniu energetyki jądrowej i zwiększonym wykorzystaniu energii odnawialnej. W efekcie w ubiegłym roku Japonia przestała być największym importerem LNG na świecie i została wyprzedzona przez Chiny. Import LNG do Chin wzrósł o 12,6 proc. do około 71,32 mln ton w okresie styczeń-grudzień. Oznacza to, że w 2023 roku Chiny zaimportowały około 5,17 mln ton LNG więcej niż Japonia.

ny. www.nasdaq.com

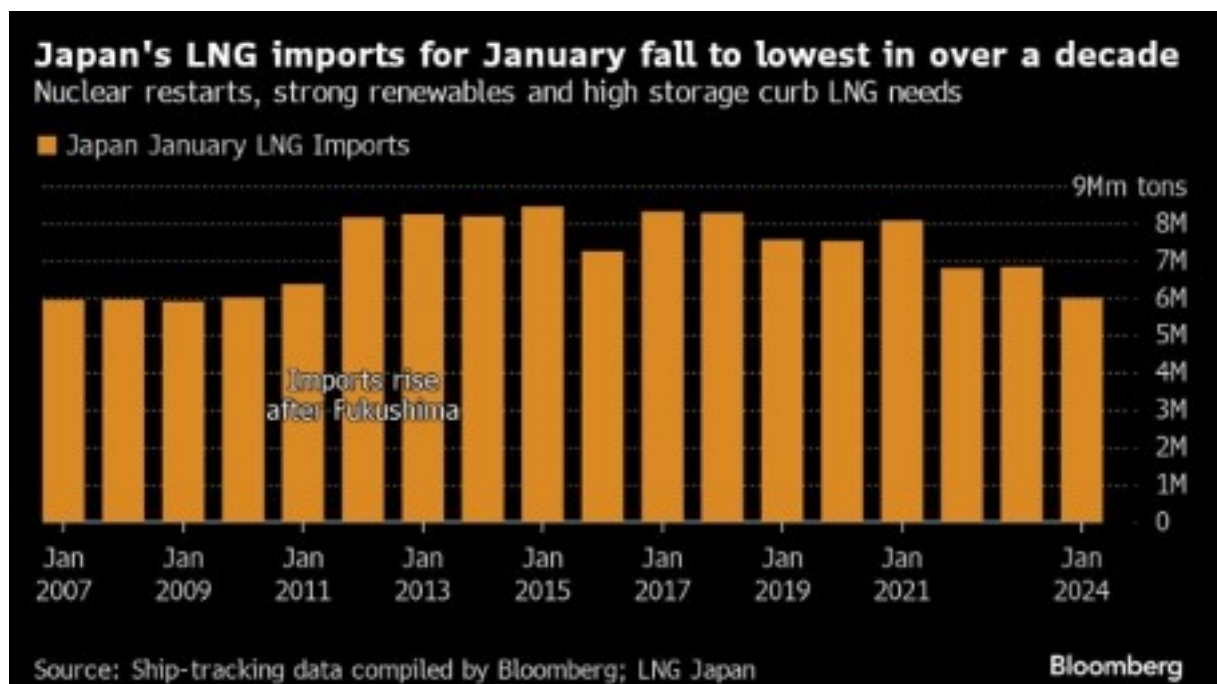
⁶ <https://lngprime.com/europe/spot-lng-freight-rates-continue-to-slide/103242/>

Co do cen samego gazu kontrakty na dostawy w lutym '24 zostały wycenione na 8,199 USD/MMBtu z dyskontem już tylko 0,62 USD/MMBtu do notowania TTF i jest to najmniejszy upust od października'23.



Rys. 3. Notowania cen gazu ziemnego na TTF.
 Dane na 31 stycznia 2024r. Źródło: Bloomberg

Import skroplonego gazu ziemnego (LNG) do Japonii spadł w 2023 roku o 8% do 66,2 mln ton, osiągając najniższy poziom od 2009 r., wynika ze wstępnych danych Ministerstwa Finansów Japonii, po ponownym uruchomieniu energetyki jądrowej i zwiększonym wykorzystaniu energii odnawialnej.



Rys. 4. Import LNG do Japonii

Źródło: Bloomberg

W efekcie w ubiegłym roku Japonia przestała być największym importerem LNG na świecie i została wyprzedzona przez Chiny.



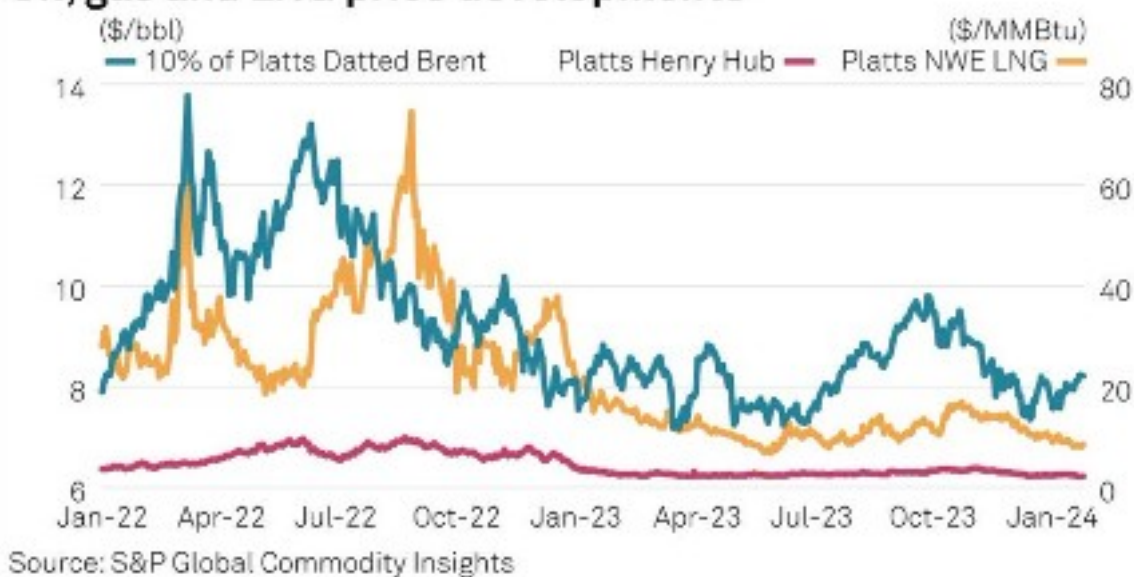
Rys. 5 Najwięksi eksporterzy LNG - USA, Australia, Katar.

Dane na 31 stycznia 2024r. Źródło: Bloomberg

Oznacza to zmniejszone zapotrzebowanie na regazyfikację przy zapełnieniu magazynów na poziomie 73 proc⁷. szczególnie w północno-wschodniej Europie, ponieważ spadające stawki frachtowe sprawiły, że trasy przez Przylądek Dobrej Nadziei stały się bardziej konkurencyjne.

⁷ Por. dane Gas Infrastructure Europe (GIE) <https://agsi.gie.eu/>

Oil, gas and LNG price developments

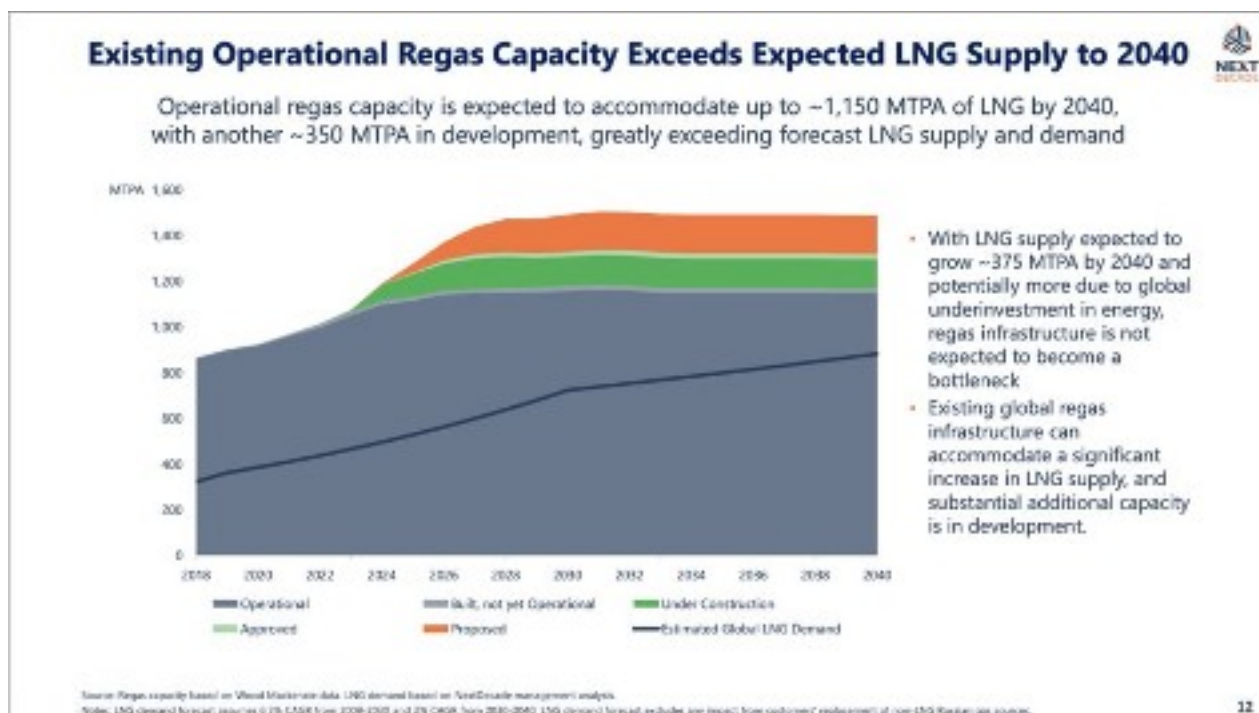


Rys. 6. Ceny gazu ziemnego w Henry Hub; TTF i notowania Brent (skala 10%).
Dane na 29 stycznia 2024r. Źródło: S&P Global Commodity Insight

Jak 29 stycznia doniósł S&P Global: „Przed rosyjską inwazją na Ukrainę ceny ropy Brent i gazu, takie jak TTF i Henry Hub, wykazywały stosunkowo stabilne trendy. Od czasu inwazji zmienność wywołała i zintensyfikowała wahania cen na rynkach gazu i LNG w porównaniu z ropą naftową. Platts (S&P Global), oszacował 29 stycznia 2024 r., że kontrakt DES Northwest Europe na marzec został wyceniony na 8,317 USD/MMBtu. Ceny LNG w Europie w 2020 i 2021 r. wynosiły średnio odpowiednio około 3 USD/MMBtu i 16 USD/MMBtu, po czym wzrosły do 36,823 USD/MMBtu 24 lutego po rosyjskiej inwazji na Ukrainę. Cena LNG osiągnęła szczyt na poziomie 74,486 USD/MMBtu 26 sierpnia, po czym rozpoczęła stopniowy spadek cen. Po stronie gazu, holenderska cena TTF została oszacowana przez Platts 29 stycznia na 9,007 USD/MMBtu. Ceny wzrosły do 9,638 USD/MMBtu po wojnie rosyjsko-ukraińskiej 24 lutego, po czym 26 sierpnia osiągnęły szczyt na poziomie 98,961 USD/MMBtu i spadły do obecnych poziomów. Choć dynamika rynku pokazuje spadek cen (w oryginale - jest niedźwiedzia) w najbliższym czasie, rynki gazu i LNG nadal pozostają podatne na wahania cen ze względu na ryzyko pogodowe i geopolityczne”⁸.

W styczniu w domenie publicznej pojawiła się też kwestia „nadmiernych zdolności regazyfikacyjnych LNG” i twierdzenie, że jest "za dużo" zdolności regazyfikacyjnych LNG. Rozbudowa rozbudowanej infrastruktury regazyfikacyjnej ma na celu zaspokojenie przyszłego wzrostu i popytu, a nie natychmiastową maksymalizację jej wykorzystania. Podobnie jak drogi i mosty poprawiające płynność ruchu i łączność, zwiększone moce regazyfikacyjne są strategiczną inwestycją w bezpieczeństwo energetyczne i elastyczność rynku. Uwzględnić powinny potencjalne skoki popytu i stanowić solidny fundament w łańcuchu dostaw. Prezentacja NextDecade, której jeden slajd poniżej załączam zawiera dane liczbowe dotyczące globalnych zdolności regazyfikacji LNG.

⁸ Por.: https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/lng/012924-changing-lng-oil-fundamentals-forces-global-rethink-on-contract-base?utm_campaign=oktopost-global-lng-news&utm_content=oktopost-twitter&utm_medium=social&utm_source=twitter (Uwaga. Tłumaczenie własne)



Rys. 7. Zdolności regazyfikacyjne LNG do 2040 r.

Źródło: NextDecade

Obecnie światowy handel LNG wynosi około 400 mln t/r., a przepustowość terminali regas wynosi nieco ponad 1000 mln t/r. To sprawia, że średni globalny wskaźnik wykorzystania terminali regas wynosi 40%. Przewiduje się, że do 2040 r. handel LNG prawie się podwoi do 775 mln t/r., a przepustowość terminali regas osiągnie około 1400 mln /r. Dodanie ~375 mln LNG jest oparte na analizach NextDecade. Zakładając, że jest to rozsądna prognoza, w 2040 r. terminale LNG będą wykorzystane na średnim poziomie 55%. Czy można twierdzić, że terminale regas są/będą niedostatecznie wykorzystywane? Nie. Istnieje wiele powodów, dla których terminale regas mają niskie wskaźniki wykorzystania i ma to sens.

1. Zapotrzebowanie na gaz ma charakter sezonowy. Zimą terminale regas będą najbardziej obciążone - osiągając maksymalny limit wykorzystania, natomiast latem wykorzystanie będzie minimalne.
2. W wielu przypadkach istnieją ograniczenia co do ilości LNG, które można przekształcić w gaz i rozprrowadzić dalej na dalszych etapach łańcucha dostaw, ze względu na odpowiednią infrastrukturę przyłączeniową. Terminal może przetwarzać większą ilość LNG na gaz, ale byłby ograniczony przez mniejsze możliwości dystrybucji, dlatego jego wykorzystanie spada, aby wspierać maksymalny dopuszczalny transfer do dalszych odbiorców.
3. Kraje, które cenią sobie bezpieczeństwo energetyczne, celowo tworzą redundancję w przypadku sporadycznych sytuacji wysokiego zapotrzebowania na LNG, jeśli przewidywalne dostawy gazu nie są już dostępne, a także w celu uwzględnienia przyszłego wzrostu popytu na LNG.
4. Wielu nabywców LNG jest wrażliwych na cenę, a zatem wykorzystanie terminalu regas jest nieprzewidywalne. Cena spotowego LNG może decydować o tym, jak dużego wykorzystania można oczekiwać od terminalu regas. Osiągnięcie maksymalnego wykorzystania terminala regas nie jest jedynym celem podczas jego

budowy. Dużą rolę odgrywa w tym margines bezpieczeństwa, który poprawia bezpieczeństwo energetyczne. Ze względu na sezonowość zakupów LNG i wpływ ceny na jego zakupy, wskaźnik wykorzystania nie będzie wyższy niż 50% w dającej się przewidzieć przyszłości. Bezpieczeństwo energetyczne jest ważnym czynnikiem przy budowie większej liczby terminali regas przy niższym wykorzystaniu obecnych.

Wcześniej pokazał to przykład Polski. Takim dziś przykładem są bogate Niemcy. Stojąc przed perspektywą niepowrotu do zakupu rosyjskiego gazu w najbliższym czasie (lub prawdopodobnie nigdy), kraj usankcjonował plany wydzierżawienia 6 FSRU i budowy co najmniej 3 dużych terminali lądowych, wiedząc doskonale, że technicznie możliwe jest wykorzystanie terminali regas sąsiednich krajów do dalszego zakupu LNG. Jednak, decyzje dotyczące bezpieczeństwa energetycznego są podejmowane w perspektywie długoterminowej dla takich terminali. Budowa kolejnych terminali LNG jest sygnałem dla potencjalnych sprzedawców gazu gazociągami do tego kraju, że kraj ten ma plan B na wypadek fiaska negocjacji. W związku z tym w najlepszym interesie kraju leży budowanie nadwyżek przepustowości terminali regas. Budowa większej liczby terminali LNG zapewnia również krajowi elastyczność w odbiorze LNG, minimalizując straty dzięki odbiorowi LNG najbliższej jego wykorzystania. Japonia posiada 36 działających terminali regazyfikacyjnych LNG. Jest to największa liczba aktywnych terminali w jednym kraju, stanowiąca około 39% całkowitej aktywnej mocy regazyfikacyjnej LNG w Azji.

No a w styczniu w Polsce (30 stycznia 2024 r.) Gaz-System dokonał wyboru oferty na Mitsui O.S.K. Lines (MOL) na dostarczenie i obsługę jednostki FSRU (ang. Floating Storage Regasification Unit), która ma pełnić funkcję terminalu regazyfikacyjnego LNG w Zatoce Gdańskiej. Dla tych co dalej od węglowodorowego biznesu napiszę, że to nie znane w Polsce japońskie „chemiczne” Mitsui (przepraszam przyjaciół za przymiotnik chemiczne – kiedyś trzeba będzie napisać osobno o potędze i szerokich zainteresowaniach handlowych Mitsui), a nazwa MOL nie ma nic wspólnego z węgierskim MOL – Mitsui O.S.K. Lines jest firmą bardzo znaną w przemyśle stoczniowym oraz żegludze. Ma dziś w portfelu flotę 800 statków, z czego 120 stanowią metanowce, w tym 7 jednostek FSRU.

Rozpisałem się o LNG a trzeba jeszcze parę zdań napisać o nieznacznym opóźnieniu w uruchomieniu duńskiego złoża Tyra⁹, skąd mamy zakontraktowany gaz ziemny do Baltic Pipe do Polski. W styczniu TotalEnergies i jego partnerzy z Duńskiego Konsorcjum Podziemnego (The Danish Underground Consortium- DUC¹⁰) potwierdzili, że projekt przebudowy Tyra II ma zostać wznowiony w marcu 2024 roku. Jak podały media¹¹ testy szczelności, które mają zasadnicze znaczenie dla bezpieczeństwa i integralności przed wydobyciem gazu ziemnego,

⁹ Więcej na temat TYRA na przykład w moich publikacjach:

1. Sikora A., Sikora M., „Złoże duńskie. Model Tyra” CIRE: <https://www.cire.pl/item,177249,13,0,0,0,0,zloze-dunskie-model-tyra.html> także BIZNES ALERT „Tyra. Czy Dania będzie potrzebować gazu z Baltic Pipe (ANALIZA)” <https://biznesalert.pl/zloze-tyra-dania-baltic-pipe-sikora/>
2. Sikora A. Sikora M., „Energetyczny model. Duńskie doświadczenia”. Energetyka Ciepła i Zawodowa 3/2019 (726) Str. 116-122.; 58.14.12.0 ISSN 1734-7823
3. Sikora A., Gaz dla Baltic Pipe; wp.pl; money.pl 9.05.2022 <https://www.money.pl/gospodarka/baltic-pipe-startuje-jesienia-ale-nadal-nie-wiadomo-kiedy-poplynie-nim-gaz-6765657109637920a.html>

¹⁰ <https://eng.nordsoefonden.dk/about/duc>; DUC – partnerstwo pomiędzy TotalEnergies (operator, 43.2%), BlueNord (36.8%), a Nordsøfonden (20%).

¹¹ <https://eng.nordsoefonden.dk/news/2024/january/the-tyra-field-is-getting-ready-for-restart>; Tyra II: Largest Infrastructure Project in Danish North Sea Nears Completion; **Offshore Engineer Magazine**: Tyra's Resurgence: Breathing New Life Into Denmark's Gas Giant

oraz testy funkcjonalne kluczowych urządzeń i maszyn procesowych wymaganych do przetwarzania gazu postępują dobrze. Platforma Tyra East Riser Echo została uznana za pracującą, a wszystkie rurociągi podłączone. Rozpoczęto również odizolowywanie tych gazociągów, co jest ważnym krokiem w kierunku pozyskania „pierwszego gazu”. Na Tyra West pierwsze odwierty zostały pomyślnie odłączone i odwodnione, a dwa zespoły przewodowe pracują równolegle na platformach Tyra West B i C przy odłączaniu studni. Przeprowadzono wiele prac w zakresie testowania szczelności obiektów i oczekuje się, że wszystkie testy szczelności zostaną zakończone przed pierwszym eksportem gazu, co mogłoby pomóc w skutecznym rozruchu i skróceniu okresu rozruchu. Przed pierwszym eksportem gazu głównym celem pozostaje zapewnienie pełnej sprawności systemów bezpieczeństwa i systemów awaryjnych. Equinor potwierdził w swoim powiadomieniu REMIT z 22 stycznia, że dotychczasowy postęp projektu wskazuje, z zastrzeżeniem pozostałego poziomu niepewności operacyjnej, że obecna data ponownego uruchomienia 31 marca 2024 r. pozostaje aktualna.

Ponadto w tym samym zgłoszeniu REMIT, operator stwierdził, że wyniki testów wskazują obecnie, iż osiągnięcie maksymalnej zdolności technicznej powinno potrwać cztery miesiące od ponownego uruchomienia. Po osiągnięciu pełnej operacyjności Tyra będzie dostarczać 2,8 mld m³ gazu rocznie, dzięki czemu Dania ponownie stanie się eksporterem netto i samowystarczalną pod względem gazu ziemnego.

Kiedy patrzemy na dostawy gazu z Danii do Polski popatrzymy też chwilę na gaz rosyjski płynący do Azji, do Chin.



Rys. 8. Planowany przebieg gazociągu Siła Syberii 2 (Power Of Siberia 2).

Źródło: Financial Times; <https://www.ft.com/content/f37f4b84-0d2c-4e7b-882c-3fb26822bb9c>

Ciekawostką jest, że to premier Mongolii ostrzegł, że budowa planowanego przez Kreml megagazociągu łączącego zachodnie pola gazowe Rosji z Chinami zostanie opóźniona, co jest ciosem dla planów Moskwy, aby zapewnić sobie nowy rynek zbytu dla gazu, który wcześniej sprzedawała Europie. Gazociąg Siła Syberii 2, który będzie przebiegał przez Mongolię, był priorytetem Moskwy od ponad dekady, ale zyskał jeszcze większe znaczenie, odkąd Europa ograniczyła import rosyjskiego gazu w odpowiedzi na inwazję na Ukrainę na pełną skalę w 2022 r. Chiny odbierają już gaz ze wschodniej Rosji za pośrednictwem pierwszego gazociągu Siła Syberii, który zaczął działać w 2019 roku. W ubiegłym roku było to ok. 23 mld m³ gazu, a w 2025 r. PS-2 ma osiągnąć pełną przepustowość 38 mld m³, co dałoby do Chin dodatkowe 50 mld m³ gazu ze złóż na Półwyspie Jamańskim w Zachodniej Syberii, które wcześniej obsługiwały Europę. Rosyjski państwowy Gazprom rozpoczął studium wykonalności projektu w 2020 r. i chce, aby gazociąg został uruchomiony do 2030 r. Ma nadzieję, że Chiny zastąpią Europę jako największy rynek eksportowy dla swojego gazu. Europa kupowała wcześniej ponad 150 mld m³ rosyjskiego gazu rocznie (w szczycie było to prawie 200 mld m³), ale od czasu inwazji w lutym 2022 r. przepływy drastycznie zmalały.

Rosja prawdopodobnie będzie oczekiwać od Chin lepszych warunków finansowych niż te, które uzyskała w kontrakcie PS-1 podpisanym w 2014 roku, gdy światowe ceny gazu były znacznie niższe. (Nigdy cena nie została publicznie oficjalnie potwierdzona, ale wiadomy jest poziom 100-150 USD/1000 m³). W styczniu na zaproszenie Koła Naukowego Energetyki SGH wziąłem udział w spotkaniu, gdzie podzieliłem się moją wizją o Nowej Erze Energii. Gdzie mieliśmy szansę na inne popatrzenie na widzenie/postrzeżenie i świata i fizyki. Konkluzję spotkania świetnie oddaje cytat z prof. Dragana, z którym chcę Państwa zostawić:

„Wyobrażenia o wszechświecie formułowane od wieków okazały się zbiorem przybliżeń lub nonsensów. Mówienie z pewnością o czymkolwiek jest więc, nie tylko bezczelnością, ale – co gorsza – nietaktem...”¹²

¹² „Kwantechizm 2.0, czyli klatka na ludzi.” Dragan A. Wydawnictwo Otwarte. 2022/23