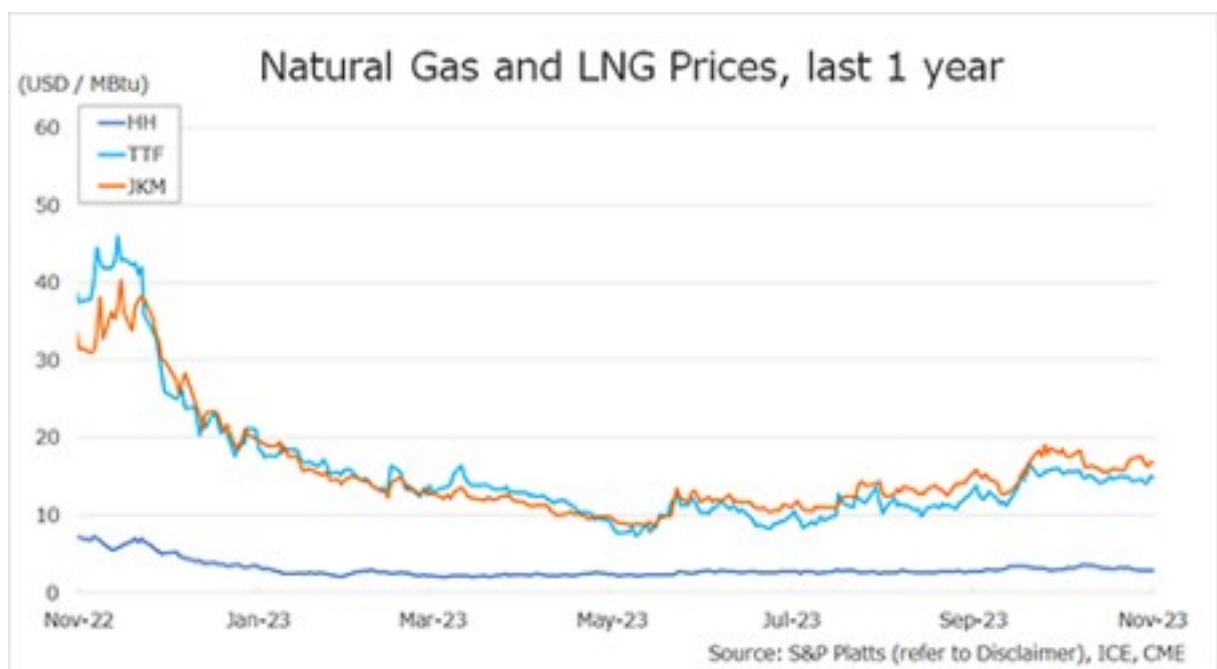


Miesięczne zmiany w produkcji energii elektrycznej w Polsce w obszarze źródeł gazowych – komentarz: Andrzej P. Sikora Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.

Za oknami zima, śnieg i temperatury poniżej zera, co w ostatnich latach nie jest ani typowe, ani jednak zaskakujące. Pewnie za wyjątkiem pracowników Krajowych Dyspozycji Gazu i Mocy, dla których to kolejny okres szczególnie wyťažonej pracy, cieszą się wszyscy, bo zimowa aura to sanna i frajda dla maluchów, a śnieżna pierzynka swoją nieskazitelną białością przykryła wczorajsze, dobrze nam znane zaniedbania, kurz i szarość jesieni.

Porównując dane ENTSO-e z października (1033661 MWh i udział w strukturze wytworzenia ee 7,71 proc.) i listopada (odpowiednio 1382557 MWh; 10,15 proc.) trzeba zaznaczyć pierwszy raz w tym roku te ponad 10 proc. w strukturze i wzrost wytworzenia ee o 33,6 proc w listopadzie w stosunku do października. Wynik listopada podobny jest do marca '23 (1340073 MWh) ale wtedy w strukturze wytworzenia dojechaliśmy do 9,8 proc. Ten wzrost tłumaczą przyzwyczajeniem się do jednak niebotycznych cen gazu ziemnego i przyzwolenia na wysokie ceny energii elektrycznej. Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w listopadzie wyniosło 14 634 929 MWh (wzrost o 3,6 proc.). Przyzwyczajenie – bo okolica 40 €/MWh jest akceptowana przez rynek od dobrych paru tygodni, szczególnie jak ma się w pamięci nie tak dawne (bo rok temu) przed zimą wzrosty. (Europejska cena gazu w TTF nieznacznie spadła do 14,3 USD/MBtu dzięki stabilnym dostawom i zdrowym poziomom wypełnienia podziemnych magazynów gazu.) Poniżej wykres cen za ostatni rok właśnie co prawda właśnie w \$/mmBtu - zadziwia mnie ciągle ta stabilność amerykańskiej ceny w Henry Hub. Goldman Sachs pokazał¹swoje przewidywania ceny do lata '25. (Rys.2.)

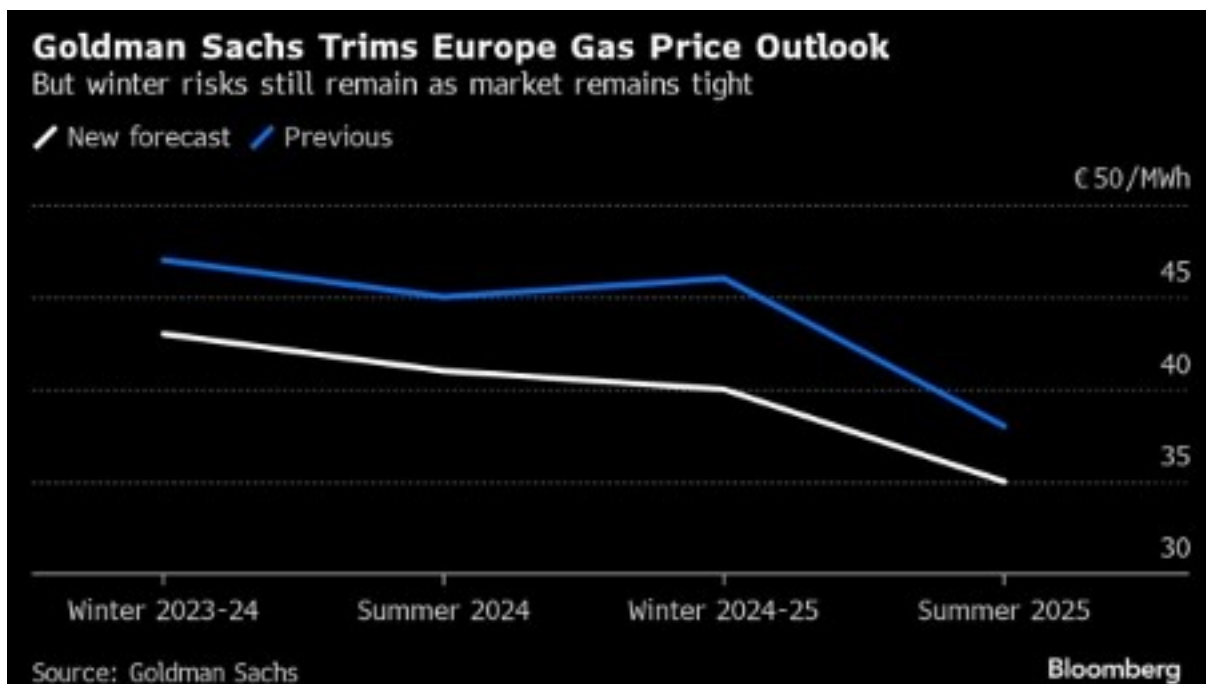


Rys. 1. Ceny gazu ziemnego za ostatni rok dla głównych rynków światowych (USA - HH, Europa - TTF, Azja - JKM)

Źródło: Bloomberg News; S&P Platts; ICE, CME; (dane z 23 listopada 2023 r.)²

¹<https://www.bnnbloomberg.ca/europe-gas-fluctuates-as-cold-snap-spreads-from-berlin-to-london-1.2001466?>

²<https://www.europeangashub.com/review-of-last-weeks-global-natural-gas-and-lng-prices-4.html>



Rys. 2. Prognoza ceny gazu ziemnego do lata 2025 w Europie – TTF.

Źródło: Bloomberg News; Goldman Sachs.

Uwielbiam takie prognozy, kiedy próbujemy udowodnić, że jutro będzie takie samo jak jest dzisiaj, a kluczem to ich zrozumienia są założenia – dziś nie miejsce i czas na dalsze dyskusje tego prognostycznego zagadnienia.

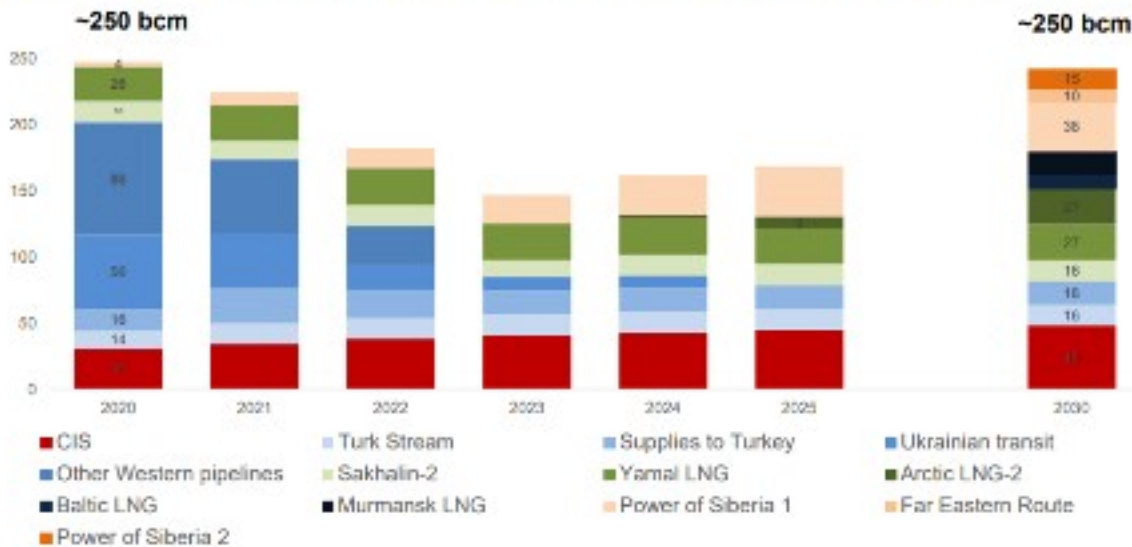
Ceny gazu ziemnego w Europie są prostą pochodną zatrzymania dostaw gazu rurowego ze Wschodu w wyniku wojny prawie już dwuletniej na Ukrainie. Ale ta wojna prędzej czy później się skończy i wschodnie dostawy, gdzie rynkową pozycję zajmie właśnie ukraiński upstream spowodują w mojej ocenie powrót do cennych podobnych tym w HH. Nie kupujemy rosyjskiego gazu rurowego, za to handel rosyjskim LNG kwitnie w Europie w najlepsze.

Zakupy LNG przez UE od Rosji w 2023 r. sfinansowały wysiłki wojenne Putina kwotą 6,1 mld euro. Głównymi nabywcami są Hiszpania, Francja i Belgia, które wniosły odpowiednio 1,8 mld euro, 1,5 mld euro i 1,36 mld euro³. Pomimo sankcji (nie obowiązują dla rosyjskiego LNG i LPG, Wielka Brytania i USA podejmują kroki w celu ograniczenia rosyjskiego LNG.) i podejmowanych przez nielicznych zobowiązań redukcyjnych import LNG z Rosji do UE wzrósł o 40 proc. w porównaniu z 2021 r. Pozostaje pytanie co dziś Rosja robi z nadmiarem gazu? Próbę odpowiedzi na to pytanie daje Tatiana Mitrowa⁴ w swoim opublikowanym na stronach IEA raporcie. Wydobycie rosyjskiego gazu spadło o 12 proc. w 2022 r. i kolejne ok. 10 proc. spodziewane w 2023 r. (głównie wynika to z danych przez Gazprom). Przypomnę, że w 2022 r., po żądaniach płatności w rublach, a następnie sabotażu na Nord Stream, eksport rosyjskiego gazu rurowego zmniejszył się o 4/5. Obecnie funkcjonują tylko dwie trasy (przez Turcję i Ukrainę!). Ale to Rosja zdołała utrzymać eksport LNG na historycznie wysokim poziomie – w 2022 r. rosyjska produkcja LNG wzrosła o 8% do 46 mld m³.

³ Opracowanie własne na podstawie publicznie dostępnych danych.

⁴ https://iea.blob.core.windows.net/assets/46b64b95-0cfe-4751-ad5d-46e74d79ea71/TatianaMitrova_PreliminaryoutlinesofthenewRussiangasexportstrategy.pdf

Where does this lead? 100 bcm LNG+65 bcm China



Rys. 3. Prognoza rosyjskiego eksportu gazu ziemnego do 2030 r.

Źródło: IEA; Raport Tatiana Mitrova.

To, gdzie podzieje się rosyjski gaz ma o tyle znaczenie, że nie tylko amerykańskie (główny dostawca obecnie do Europy), ale także QatarEnergy nie zasypują gruszek w popiele. Właśnie w ostatniej dekadzie listopada państwowy QatarEnergy i chiński Sinopec podpisały 27-letnią umowę kupna-sprzedaży na dostawy skroplonego gazu ziemnego (LNG) z katarskiego projektu rozbudowy North Field South (NFS). Umowa ta uzupełnia długoterminową umowę SPA LNG, którą obie firmy podpisały w zeszłym roku. Nowa umowa obejmuje dostawy 3 mln ton LNG rocznie z projektu NFS do terminali odbiorczych Sinopec w Chinach. QatarEnergy przekaże Sinopec 5 proc. udziałów w spółce joint venture, która posiada równowartość 6 mln ton mocy produkcyjnych LNG w projekcie NFS, czyli 1,875 proc. w całym projekcie. Projekt ten obejmuje budowę dwóch ciągów skraplających każdy o pojemności 8 mtpa. W listopadzie ubiegłego roku QatarEnergy zawarł pierwszą 27-letnią umowę na dostawy 4 mln ton rocznie z projektu NFE, począwszy od 2026 r., do terminali Sinopec w Chinach. Projekt NFE będzie składał się z czterech ciągów o przepustowości 32 mln ton rocznie. Razem NFE i NFS tworzą szerszy projekt rozbudowy Pola Północnego, którego celem jest zwiększenie produkcji LNG w Katarze z Pola Północnego z 77 mln ton rocznie do 126 mln ton rocznie. Przypomnę, że QatarEnergy podpisał 27-letnie umowy SPA z Eni, Shell i TotalEnergies. Te trzy firmy są również partnerami w gigantycznym projekcie ekspansji katarskiego LNG wraz z CNPC, ConocoPhillips i ExxonMobil. QatarEnergy podpisał również ogromną 27-letnią umowę na dostawy LNG z chińskim CNPC, a także 15-letnią umowę na dostawy LNG do Petrobangli w Bangladeszu, a także podpisał 15-letnią umowę z amerykańską firmą energetyczną ConocoPhillips na dostawy LNG do Niemiec.⁵

⁵ Opracowałem na podstawie: <https://lngprime.com/asia/qatarenergy-inks-27-year-lng-supply-deal-with-chinas-sinopec/96646/>

Polski GAZ-SYSTEM w listopadzie ogłosił, że **nie otrzymał wiążących zamówień na moce wytwórcze na "wystarczającym poziomie", aby przystąpić do realizacji drugiego FSRU w ramach projektu importu LNG w Zatoce Gdańskiej.**⁶ W lipcu br. Gaz-System otworzył procedurę rezerwacji przepustowości w planowanym w drugim FSRU o przepustowości 4,5 mld m³. Wcześniej firma przeprowadziła niewiążący test rynkowy mający na celu ocenę zapotrzebowania na dodatkowe moce regazyfikacyjne oraz zainteresowania eksportem zregazyfikowanego LNG w kierunku Słowacji, Litwy, Danii, Niemiec, a także Czech i Ukrainy. Procedura "nie doprowadziła jednak do uzyskania przez Gaz-System wiążących zamówień na poziomie wystarczającym do kontynuowania realizacji projektu FSRU 2" - podała spółka. "Niemniej jednak deklarowane przez uczestników zainteresowanie usługami regazyfikacji oznacza, że rozmowy mogą być kontynuowane w przyszłości". Firma poinformowała, że projekt będzie przedmiotem dalszej analizy. Obecnie jak rozumiem Gaz-System kontynuuje prace zmierzające do zainstalowania pierwszego FSRU w rejonie Gdańska, który ma zapewnić moc regazyfikacyjną do 6,1 mld m³/r. BW LNG z siedzibą w Oslo, jednostka singapurskiego BW, oraz japoński MOL znalazły się na krótkiej liście Gaz-System do dostarczenia pierwszego w Polsce FSRU w ramach projektu importu LNG w Gdańsku. Postanowienia term sheet nie stanowią wiążących zobowiązań dla stron, ale wyznaczają "mapę drogową" dla dalszych negocjacji strony czarterowej, a ich zasadnicza treść znajdzie odzwierciedlenie w ostatecznej umowie czarterowej. Gaz-System planuje zawrzeć umowę z jedną z obu firm na okres 15 lat. Orlen zarezerwował łącznie 6,1 mld m³/r mocy regazyfikacyjnych w planowanym przez Gaz-System instalacji importowej LNG opartej na FSRU, która ma być uruchomiona na początku 2028 r. W wyniku braku rezerwacji przepustowości w polskim FSRU czeski koncern energetyczny ČEZ zarezerwował długoterminowe moce przeladunkowe w planowanym terminalu importowym Stade LNG w Niemczech. Od połowy 2027 roku ČEZ będzie importować 2 mld m³ skroplonego gazu ziemnego rocznie przez terminal pod Hamburgiem⁷.

Przepustowość terminalu została wydzierżawiona na 15 lat, z opcją przedłużenia do 25 lat w związku z przyszłym wykorzystaniem zielonego wodoru. Jednocześnie Ministerstwo Przemysłu i Handlu wsparło transakcję, zawierając z ČEZ umowę zabezpieczającą podobną do tej dla holenderskiego terminalu Eemshaven. Dzięki tej umowie Czechia zrobiła "kolejny kluczowy krok w kierunku zapewnienia wystarczających dostaw gazu na przyszłość i zastąpienia dostaw z Rosji" – podała firma. Dostawy te stanowią ponad jedną czwartą obecnego rocznego zużycia gazu w kraju, które spadło z 9,4 mld m³ w 2021 r. do 7,5 mld m³ w 2022 r.

Wcześniej ČEZ zarezerwował moce regazyfikacyjne w hubie importowym LNG Gasunie w Eemshaven i odebrał pierwszy ładunek LNG przez terminal w zeszłym roku.

To jeszcze parę zdań o sporze, gdzie pierwsze skrzypce gra Venture Global LNG w sprawie uruchomienia komercyjnej działalności w należącej do niego instalacji skraplającej w Calcasieu Pass. 19 stycznia 2022 r. nastąpił rozruch (przejście formalne z FID na produkcję po

⁶ Opr. na podstawie: <https://lngprime.com/europe/gaz-systems-second-gdansk-fsru-fails-to-secure-sufficient-capacity-bookings/98077/> oraz https://lngprime.com/contracts-and-tenders/bw-lng-mol-shortlisted-to-provide-polands-first-fsru/97703/?utm_source=substack&utm_medium=email

⁷ Opr. na podstawie: <https://lngprime.com/europe/cez-books-capacity-at-hehs-stade-lng-terminal-in-germany/98482/>

29 miesiącach budowy) a pierwsze cargo opuściło zakład 1 marca 2022 r. Venture Global poinformował w marcu tego roku, że od pierwszego kwartału ubiegłego roku wysłał 128 transportów ze swojego zakładu Calcasieu Pass w Luizjanie, głównie do Europy, posiadając zgody FERC obecnie już na 9 bloków po 2 instalacje skraplania każdy – docelowo 10 mln ton LNG. Ważne jest to, że firma nie zadeklarowała jednak jeszcze działalności komercyjnej w obiekcie. Do stałych klientów firmy należą m.in. Shell, BP, Edison, Repsol, Galp i nasz Orlen (po przejęciu PGNiG.)

Edison poinformował już w maju tego roku, że wszczął postępowanie arbitrażowe przeciwko dostawcy. W lipcu 2023 r. wszystkie agencje prasowe doniosły, że BP, Edison International, Repsol i Shell złożyły odrębne pozwy arbitrażowe i skargi przeciwko amerykańskiemu eksporterowi LNG Venture Global LNG, w związku z niedostarczeniem zakontraktowanych ładunków skroplonego gazu ziemnego. W pozwie stwierdzono, że Venture Global realizowało dostawy na rzecz innych, wcześniej niezakontraktowanych klientów, w miarę wzrostu cen w związku z przerwami w dostawach gazu przez Rosję do Europy, podał na przykład Reuters, powołując się na osoby zaznajomione ze sprawą. Według raportu Wood Mackenzie Shell i BP straciły miliardy dolarów przychodów na rzecz Venture Global LNG z powodu nieotrzymania zakontraktowanego paliwa. Edison SpA, która twierdzi, że Venture Global może zyskać 17,5 mld USD na krótkoterminowej sprzedaży rynkowej (spot) w porównaniu do 2,8 mld USD w ramach kontraktów długoterminowych, jak wynika z w/w raportu.

Obecnie mamy kolejną eskalację sporu, gdzie Shell i BP wzywają grupę zadaniową USA-UE do interwencji w sporze dotyczącym warunków dotrzymania kontraktacji LNG.

Europejscy dostawcy twierdzą, że amerykańska firma odstępuje od długoterminowych kontraktów. W oddzielnych pismach Shell Plc i BP Plc oskarżają Venture Global o „niewłaściwe postępowanie” polegające na wstrzymywaniu ładunków paliw kopalnych uzgodnionych w ramach umów długoterminowych i zamiast tego pozwana firma zdecydowała się na sprzedaż LNG na rynku spotowym, po wyższych cenach. Listy, do których dotarł Bloomberg News, zostały wysłane przez firmy w październiku do utworzonej grupy zadaniowej ds. bezpieczeństwa energetycznego.

Venture Global odpowiedziało kolejny raz 10 listopada, stwierdzając, że oskarżenia są „fałszywe”, a żądanie wysłane do rządów, aby ingerowały w porozumienia między prywatnymi firmami, jest „oburzające”. Wcześniej Venture Global twierdziło, że oskarżenia są fałszywe, a żądanie jest oburzające. Jako pierwszy doniósł o tych pismach dziennik FT. Venture Global stwierdziło, że „wysoce skoordynowany atak” europejskiego przemysłu energetycznego jest próbą „modyfikowania jego kontraktów i stłumienia konkurencji” na światowym rynku LNG.

Polski PGNiG (obecnie część Orlenu) zawarł dwie umowy długoterminowe na dostawy LNG od spółek-córek Venture Global LNG na dostawy po milionie ton LNG rocznie przez 20 lat w formule FOB (free on board) pozwalającej na reeksport, na przykład z pomocą floty gazowców wyczarterowanej przez PGNiG. PGNiG aneksował umowę z tymi spółkami o dodatkowe 2 mln ton, podnosząc łączny wolumen dostaw do 5,5 mln ton rocznie. Tym samym spółki Venture Global LNG będą największymi dostawcami gazu skroplonego do Polski. Drugi w zestawieniu jest katarski QatarEnergy (wcześniej pod nazwą Qatargas). Pierwszy ładunek dostarczony w ramach umowy z Venture Global LNG dotarł do terminalu w

Świnoujściu w maju 2022 roku. Do chwili publikacji tego materiału ORLEN (PGNiG) nie zgłosił formalnie sporów z Venture Global LNG, choć pojawiła się informacja, że taka procedura została rozpoczęta.

Spór jest poważny, a to, że wyszedł szeroko z zaciśnięcia gabinetów oznacza w mojej ocenie, że prawnicy nie radzą sobie z zapisami zastosowanymi w umowach, z ich interpretacją i próbują eskalować przez emocje, przez politykę. Mówimy tylko o jednym z wielu amerykańskich dostawców, o dostawach na rynek, który w obliczu wojny i kolejnej zimy jest krytyczny, a bogaty, europejski odbiorca wydaje się, że na miarę możliwości magazynowych, zadbał o w miarę spokojne kilka zimowych miesięcy. Spokojnych, ale okupionych cenami gazu ziemnego wielokrotnie wyższymi w Europie, niejako „zwyczajowo” Azji niż w USA. Ten spór jest sporem fundamentalnym, w mojej ocenie, mającym odpowiedzieć na pytanie czy wytwórca – pomimo podpisanego porozumienia – nie powinien mieć udziału w dodatkowych zyskach pośrednika/sprzedawcy, który wcześniej poniósł ryzyko rynku, ryzyko destynacji. Mieliśmy do czynienia z tego typu sporami cenowymi na przykład w dostawach pomiędzy Gazprom a PGNiG czy innymi odbiorcami także niemieckimi gazu rosyjskiego. Dlatego był arbitraż sztokholmski, który spełniał rolę swoistego wentyla bezpieczeństwa, także dlatego, że prawo europejskie ma ostoję w kodeksach, a anglosaskie jest zwyczajowe oparte na precedensach. I taki precedens dzieje się na naszych oczach, i mimo, że spierają się o miliardy dolarów utraconych zysków (jeszcze nie ma roszczeń o utracone korzyści) to jest to tylko wierzchołek góry lodowej, która nieopatrznie i raczej niespodziewanie pojawiła się na horyzoncie zdarzeń. Widzę dwa scenariusze. Pierwszy polubowny zakończony w miarę szybko właśnie w zaciśnięciu gabinetów, gdyż wielkie pieniądze nie lubią krzyku, rozgłosu. Drugi to rozlanie się problemu, który będzie eskalował przez dwa, trzy lata, ale doprowadzi do wypracowania mechanizmu cenowego, formuły kontraktowej pozwalającej na podział zysku pomiędzy dostawcę a producenta.

I na koniec ciekawostka o infrastrukturze wodorowej.⁸

„Niemcy zapowiedziały, że w latach 2025 i do 2032 stopniowo będą uruchamiane linie do stworzenia bazowej sieci wodorowej ujawniając swoje plany stworzenia sieci bazowej wodoru o długości 9 700 km, która ma połączyć centra produkcyjne z użytkownikami przemysłowymi, magazynami, elektrowniami i korytarzami importowymi. Berlin stwierdził również, że linie przyłączeniowe nie będą dostarczać wodoru bezpośrednio do odbiorców końcowych, jednak istnieje możliwość, że projekt skorzysta na nowej ustawie, która zostanie wprowadzona w 2023 r., dotyczącej przyspieszenia budowy sieci. Koszt realizacji projektu szacuje się na 21,5 miliarda dolarów, ale ze względu na korzyści, jakie przyniesie gospodarce, z pewnością jest tego wart.

⁸ Opr. na podstawie: https://www.hydrogen-worldexpo.com/industry_news/germany-has-announced-plans-for-the-creation-of-a-core-hydrogen-network/?utm_source=https%3a%2f%2fevent.tge-hydrogentech.com%2fhydrogentechology%2f&utm_medium=email&utm_campaign=Hydrogen+Technology+Europe+Newsletter+17%2f11%2f23&utm_term=Lhyfe+opens+new+green+hydrogen+base+in+Sheffield&utm_content=265711&gator_td=XS2RjaoCYI9A5JLsyhTpWCh2H4SAGFFmHCRfwYcv2n2XH5SW5ZK1fKCTiaqRbGSEAvjQJUs5AAKK7AyBZqIMkqZUsTYPmVvxcr%2fJXFb7ppWDp0rwlfiyDhEvxiFNh3t1LfpmWFRHLKuaxv%2bGySzRisOdOK6etB%2fDjsTo1NXSaQXQTduGWVRH8rQwIRg1JfFC

Plan zakłada, że sieć będzie składać się z przebudowanych gazociągów na około 60% całkowitej długości sieci (5 820 km). Oczekuje się, że pozostałe 3 880 km to rurociągi wodorowe, w związku z czym do projektu zostaną doprowadzone nowe tłocznie gazu oraz systemy kontroli i pomiaru ciśnienia gazu. Plany te sugerują, że szacowany całkowity wolumen wyjścia z sieci w 2032 r. wyniesie 280 TWh, czyli o 150 TWh więcej niż prognozy popytu na 2030 r. [...]Projekt ten jest zgodny z celem, który ministerstwo wyznaczyło w sierpniu 2023 r., kiedy ogłosiło, że chce rozpocząć system dotacji dla elektrowni wodorowych. Celem było stworzenie 8,8 GW nowych elektrowni, które byłyby zasilane wodorem, a 15 GW elektrowni gazowych miałyby zostać przekształconych w wodór do 2035 roku. [...]Decyzja o zachęceniu do udziału w projekcie pokazuje, jak korzystny będzie ten innowacyjny pomysł dla gospodarki i przemysłu wodorowego.”