

STRATEGIE HANDLU GAZEM – ANALIZA PRZYPADKÓW

GAS TRADING STRATEGIES - CASE STUDIES

Maciej Soltysik¹, Karolina Mucha-Kuś¹

¹TAURON Polska Energia SA, ul. Ściegiennego 3; Katowice

email: maciej.soltysik@tauron.pl

email: karolina.mucha-kus@tauron.pl

Słowa kluczowe: rynek gazu, strategie handlowe, interkonektory

Streszczenie

Proces liberalizacji rynku gazu wpływa na zachowania graczy rynkowych. Obowiązująca w Polsce obligatoryjna sprzedaż gazu z udziałem segmentu giełdowego przyczyniła się do większego zaangażowania podmiotów w handel gazem na Towarowej Giełdzie Energii. Zainteresowanie tym segmentem zostało ponadto wzmocnione poprzez możliwość aktywnego uczestnictwa w handlu transgranicznym. W referacie zaprezentowana została ocena możliwości realizacji strategii handlowych z uwzględnieniem ograniczeń wynikających z obowiązujących regulacji, płynności rynku, zmienności cen i struktur produktowych na rynku polskim i rynkach krajów ościennych oraz kosztów logistyki w przypadku dostawy fizycznej.

Abstract

The process of liberalization of the gas market influences the behavior of market players. In Poland, there has been adopted a model based on the introduction of mandatory gas sales involving the exchange segment. It has contributed to the greater involvement of stakeholders in gas trading on the Polish Power Exchange. The interest in this segment has also been enhanced by the opportunity to actively participate in cross-border trade. The paper presents the analysis of trading strategies possible to realize taking into account the limitations of the existing regulations, market liquidity, price volatility and product structures on the Polish market and neighboring markets. Calculations include logistics costs in case of gas physical delivery.

1 Wstęp

Spojrzenie na światowe rynki gazu prowadzi do wniosku, że istnieją trzy główne

obszary mające charakter regionalno-kontynentalny i są nimi Ameryka Północna, Azja-Pacyfik i Europa. Każdy z nich scharakteryzowany jest przez swoje, indywidualne mechanizmy ustalania cen i regulowania otoczenia handlowego oraz poziom liberalizacji.

W Ameryce Północnej, rozpoczęty za rządu R. Reagana, rozwój konkurencji doprowadził do sukcesywnego zastępowania kontraktacji długoterminowej mechanizmami odzwierciedlającymi krótkoterminową zmienność popytowo/podażową, co doprowadziło do powstania rynków spotowych, dzięki którym dotychczasowy nacisk na kontraktację terminową został zredukowany. Warto podkreślić, że działania te doprowadziły do istotnej kilkudziesięcioprocentowej obniżki cen gazu w USA [1]. Było to także następstwem wielkoskalowego wykorzystania dostaw gazu ze źródeł lokalnych zarówno konwencjonalnych, jak i łupkowych.

W Azji i regionie Pacyfiku handel zdominowany jest przez kontrakty długoterminowe, których parametryzacja cenowa często skorelowana jest z notowaniami ropy naftowej. Handel i kontraktacja gazu w Europie kontynentalnej odbywa się na podobnych zasadach, choć coraz częściej z uwagi na dywersyfikację źródeł i dużą płynność rynku można zauważyć próby uelastycznienia formuł cenowych i indeksowanie względem cen giełdowych gazu. Ponadto, wymiar europejski z uwagi na odmienne aspekty regulacyjne, infrastrukturalne, strukturę i dynamikę zużycia oraz regulacyjne cele wspólnotowe, jest szczególnie interesującym obszarem analiz.

Cele te obligują zarówno Polskę, jak i każdy kraj członkowski, do realizacji działań wynikających z kierunków polityki energetycznej Unii Europejskiej, której niezmiennym i sukcesywnie wzmacnianym elementem jest liberalizacja rynków energii elektrycznej i gazu, w celu zagwarantowania wszystkim odbiorcom możliwości swobodnego wyboru dostawcy, stworzenia szans do rozwoju gospodarek, wykreowania nowych produktów i subrynków, czy też wzrostu wydajności i konkurencyjności istniejących mechanizmów rynkowych. Cele te powinny być realizowane zgodnie z kierunkami polityki wspólnotowej z jednoczesnym zapewnieniem zagwarantowanej Traktatami Akcesyjnymi swobody przepływu towarów i usług i niezależnej decyzyjności w aspektach bezpieczeństwa energetycznego poszczególnych krajów.

W konsekwencji obserwacji rynków i przeprowadzonych analiz ich funkcjonowania można sformułować tezę, że nie istnieją strategie handlu gazem o charakterze uniwersalnym, które gwarantowałyby i pozwalały w sposób trwały generować zyski na imporcie i/lub eksporcie gazu. Tezę tą można rozszerzyć o stwierdzenie, że dzięki silnemu skorelowaniu cen między rynkami w Polsce, Niemczech i Czechach nie jest możliwe dla dłuższej perspektywy czasu realizowanie zyskowych strategii handlowych. Celem referatu jest dowiedzenie zasadności tezy na przykładzie szczegółowej analizy przypadków.

2 Rynek gazu w Polsce

Jedną z pierwszych inicjatyw mających na celu stworzenie rynku gazu w Polsce, było uruchomienie programu uwalniania gazu (PUG). Działanie to, zainicjowane w listopadzie 2011 r. przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zakładało udostępnienie przez PGNiG w mechanizmie aukcyjnym, gazu pokrywającego 70% zapotrzebowania rynku czyli około 10,5 mld m³. Aukcje miały być realizowane poprzez segment giełdowy, który miał być gwarantem

transparentności mechanizmu i w ramach którego w kolejnym etapie miał być stworzony rynek wtórny handlu gazem. Silnie oprotestowany przez uczestników rynku i stowarzyszenia branżowe PUG nie został jednak wdrożony. Równolegle toczyły się jednak prace nad wdrożeniem mechanizmów znanych i sprawdzonych w ramach rynku energii, które zostały wdrożone od stycznia 2013 r. w ramach Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Za najistotniejszą należy uznać stworzenie warunków do handlu gazem w tzw. „wirtualnym punkcie obrotu gazem”, czyli w odseparowaniu od fizycznej lokalizacji punktu odbiorczego w sieci. Zapis ten umożliwił zawieranie transakcji bez fizycznej dostawy, stając się tym samym katalizatorem dalszych zmian zarówno w zakresie dostosowawczym segmentu giełdowego, jak i w kwestiach regulacyjnych. Kolejnym krokiem było bowiem wyrażone w komunikacie [2] zwolnienie koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na paliwa gazowe, w zakresie ich sprzedaży do przedsiębiorstw energetycznych nabywających je w celu dalszej odsprzedaży, co było jednoznaczne ze stwierdzeniem, że obszar hurtowego obrotu gazem spełnia przesłanki do uznania go za rynek konkurencyjny.

Obrót gazem w ramach segmentu giełdowego w Polsce rozpoczął się 20 grudnia 2012 r. i był pierwszym „praktycznym efektem” prac nad uruchomieniem rynku gazu. W 2013 roku funkcjonował w ramach Towarowej Giełdy Energii (TGE) parkiet transakcji SPOT umożliwiający realizację obrotu poprzez system notowań ciągłych oraz pakiet transakcji terminowych, w ramach którego uczestnicy mieli możliwość handlowania miesięcznymi, kwartalnymi i rocznymi kontraktami typu BASE. Stosunkowo nieduże zainteresowanie kontraktacją gazu za pośrednictwem giełdy było powodem nowelizacji ustawy Prawo energetyczne [4], w wyniku której wprowadzone zostało tzw. „obligo giełdowe”, czyli obowiązek dla wprowadzanego do sieci przesyłowej gazu w wymiarze co najmniej 30%, 40% odpowiednio dla lat 2013, 2014 oraz 55% począwszy od 2015 r.

Wychodząc naprzeciw potrzebom rynku oraz dostosowując ofertę TGE do giełd w innych krajach członkowskich (np. TTF, Gaspool, NCG), w 2014 roku dodatkowo wprowadzono produkt sezonowy oraz uruchomiono notowania kontraktów: weekendowego oraz tygodniowego. Wzorem innych europejskich rozwiązań ewoluował także segment transakcji bieżących. W czerwcu 2014 r. uruchomiony został fixing, a w drugiej połowie roku zainaugurowano godzinowy rynek typu Intraday. Była to naturalna ewolucja segmentu giełdowego, polegająca na stopniowym wprowadzaniu kolejnych produktów, zgodnie z „zapotrzebowaniem” zgłaszanym przez graczy rynkowych.

Mechanizmy rynkowe funkcjonujące w Polsce z uwagi na połączenie systemów z krajami ościennymi umożliwiają aktywne uczestnictwo i zaangażowanie handlowe na giełdach i hubach zagranicznych oraz profilach transgranicznych również w zakresie kontraktacji z fizyczną dostawą. Kluczową rolę w tych procesach handlowych odgrywają spready cenowe między poszczególnymi rynkami, płynność rynków oraz koszty dostawy gazu.

Z uwagi na duże możliwości importu i eksportu, rozwinięty i wysoce zliberalizowany rynek oraz jedną z największych giełd w Europie – European Energy Exchange (EEX) – niemiecki rynek gazu istotnie wpływa na poziom cen w Polsce. Gaz dostarczany do niemieckiego systemu przesyłowego, pochodzi między innymi z Rosji, Norwegii, Holandii, Danii i Wielkiej Brytanii. Warto zwrócić uwagę na pojemność magazynową niemieckich hubów (48 magazynów o łącznej pojemności 20,4 mld m³, co stanowi 70% łącznej

pojemności magazynowej w Unii Europejskiej), która również może być wykorzystywana do celów realizacji strategii handlowych. Na rynku niemieckim, który jest największym rynkiem pod względem wolumenu zużycia gazu ziemnego w Unii Europejskiej, funkcjonują równolegle dwa huby gazowe – NCG oraz Gaspool. Obszar ich działania jest powiązany z zasięgiem sieci operatorów sieciowych, będących ich udziałowcami. Korzystniejsze z perspektywy kontraktacji gazu z fizyczną dostawą do Polski, z uwagi na niższe koszty przesyłu i rezerwacji przepustowości jest budowanie strategii handlowych w oparciu o hub GASPOOL.

Strategie handlowe można realizować również na rynku czeskim. Operatorem rynku energii elektrycznej i gazu w Czechach jest OTE a.s. z siedzibą w Pradze, a początki jego działalności sięgają 2001 roku. Spółka świadczy kompleksowe usługi dla poszczególnych uczestników rynku, a działalność w zakresie gazu rozpoczęła w 2010 roku. Transakcje zawierane są na rynku Intra-Day, co istotnie ogranicza możliwość aktywności handlowej z wykorzystaniem kontraktacji terminowej.

3 Strategie handlowe

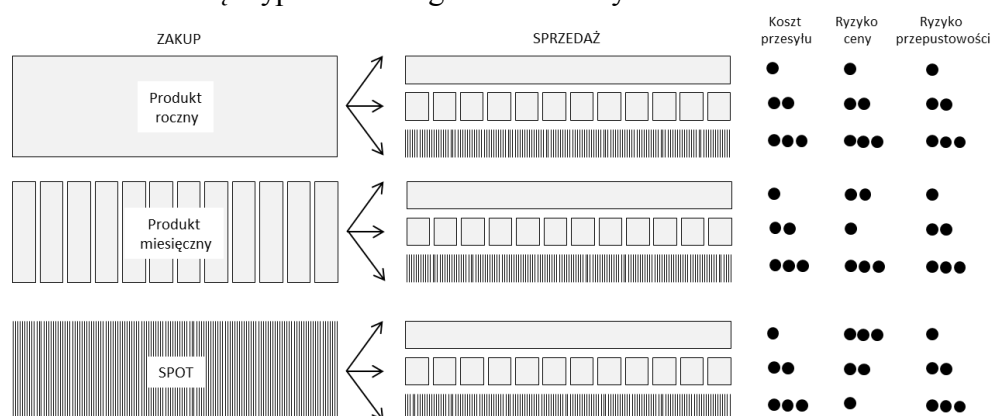
Regulacje i mechanizmy funkcjonowania rynków gazu w Polsce i w krajach ościennych pozwalają na aktywne uczestnictwo i możliwość prowadzenia działalności handlowej zarówno w ramach kontraktów finansowych, jak i tych z fizyczną dostawą. Staje się zatem możliwy eksport lub import do punktu wirtualnego w Polsce, przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z rezerwacji przepustowości i kosztów z tym związanych. Bariery związane z logistyką gazu są istotne i stanowią jedną z podstawowych determinant opłacalności aktywności handlowej z dostawą fizyczną. Zdecydowana większość kontraktów na przepustowość interkonektorów gazowych ma charakter wieloletni i praktycznie uniemożliwia realizację strategii handlowych wykraczających poza ramy profilu Niemcy/Czechy/Polska. Celem ilustracji, warto w tym miejscu jako przykład wskazać interkonektor: (i) Waidhaus, limitujący do 2035 r. dostępność do możliwości transferu gazu na profilu Czechy/Niemcy, (ii) Badajoz point, limitujący do 2035 r. dostępność przepustowości między Hiszpanią i Portugalią, czy (iii) Bocholtz ograniczający do 2030 r. transfer na profilu Niemcy-Holandia. Ograniczenia handlowe i potencjalną możliwość wykorzystania korzystnych spreadów cenowych potęguje ponadto słabo rozwinięta infrastruktura przesyłowa, lub wręcz brak połączeń np. między Francją i Włochami, Słowacją i Węgrami, Polską i Litwą.

Czy istnieje zatem uniwersalna strategia handlowa nie generująca strat, możliwa jednocześnie do realizacji na dostępnych profilach handlowych? Czy arbitraż między rynkami i produktami jest opłacalny? Tak postawione pytania implikują konieczność przeprowadzenia wariantowych analiz uwzględniających m.in.: (i) kierunek działań handlowych tj. eksport bądź import gazu, (ii) realizację transakcji na parkiecie terminowym i/lub SPOT oraz (iii) spekulacje i arbitraż między rynkami. Szeroka gama handlowanych produktów na giełdach gazu zaczynając od rynku Intra-day, przez rynek dnia następnego, kontrakty weekendowe, tygodniowe, miesięczne, kwartalne, sezonowe, na rocznych kończąc, uniemożliwia przeprowadzenie pełnej analizy dla wszystkich możliwych wariantów aktywności handlowej. Przeprowadzona została zatem analiza wybranych scenariuszy, zilustrowanych na rysunku 1,

przygotowana z uwzględnieniem sezonowości i zmiennego profilu popytowego rynku.

Uzyskane i zaprezentowane dalej wyniki odzwierciedlają strategię:

- importowo/eksportowe,
- dla profili: Polska-Niemcy, Polska-Czechy,
- wykorzystania różnych interkonektorów w ramach jednego profilu (Lasów, Mallnow), w celu przeprowadzenia analizy wrażliwości z perspektywy kosztów przepustowości,
- handlu na rynku terminowym, SPOT i mieszanym,
- arbitrażu międzyproduktowego w ramach rynków.

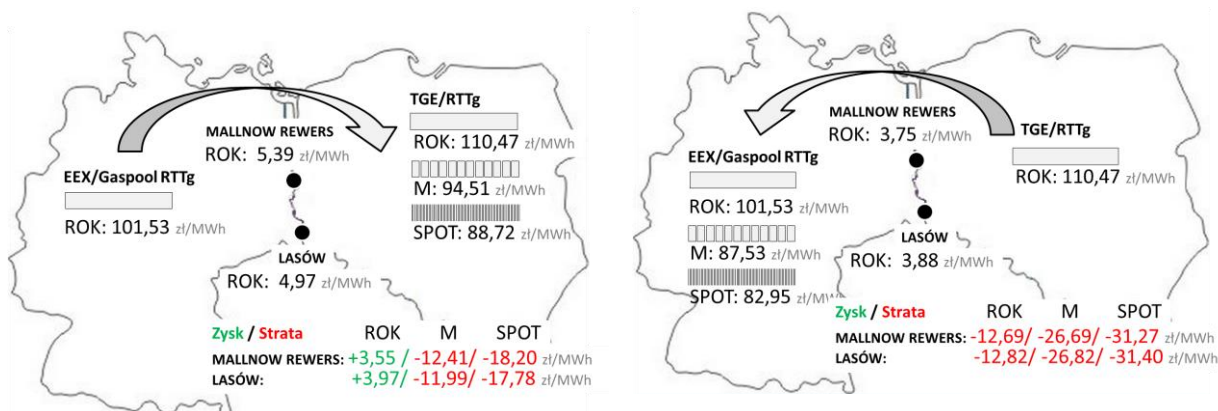


Rys. 1. Gama produktowa wykorzystana do budowy scenariuszy wraz z oceną kosztów i ryzyk

Poszczególne scenariusze wymienione poniżej dla przykładowych strategii nie uwzględniają kosztów związanych z opłatami transakcyjnymi giełd i izb rozliczeniowych.

a. Handel na profilu Polska-Niemcy w kierunkach import/eksport uwzględniający:

- zilustrowany na rysunku 2 zakup gazu w produkcie rocznym na rynku terminowym i jego sprzedaż w ramach rynku terminowego w wariantach: produkt roczny, produkty miesięczne lub na rynku SPOT,
- koszty przesyłu dla systemów: Ontrans i Gaz-System w punkcie Lasów i Mallnow.

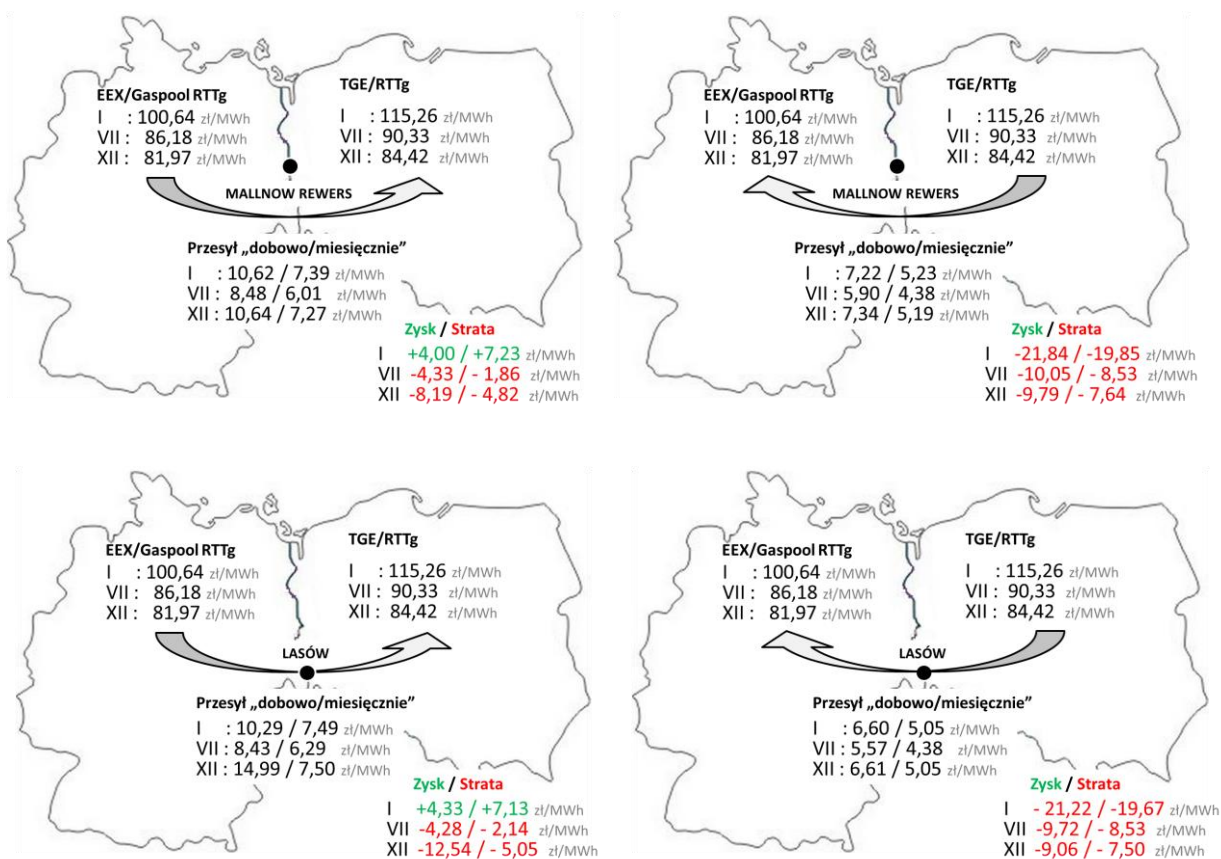


Rys. 2. Strategie handlowe dla rynku terminowego na profilu Polska-Niemcy

Uzyskane wyniki wskazują, że jedyną strategią przynoszącą dodatni wynik byłby zakup gazu w produkcie rocznym na Gaspool po średniej cenie z notowań 101,53zł/MWh i jego sprzedaż również w produkcie rocznym na TGE. Jednostkowy zysk wyniósłby dla tego przypadku między 3,55 zł/MWh, a 3,97zł/MWh i wynikałby z wyboru interkonektora. Strategie zakupu gazu w produkcie rocznym i jego sprzedaży na rynku terminowym w każdym z miesięcy lub sprzedaży na rynku bieżącym przyniosłoby średnią stratę wahającą się między 11,99 zł/MWh, a 31,40 zł/MWh.

b. Handel na profilu Polska-Niemcy w kierunkach import/eksport uwzględniający:

- zilustrowany na rysunku 3 zakup gazu na rynku terminowym w produktach miesięcznych i jego sprzedaż w ramach rynku terminowego w produktach miesięcznych,
- dobór miesięcy przypisanych do różnych kwartałów roku gazowego, odzwierciedlających różne poziomy kosztów przesyłu dla systemów: Ontrans i Gaz-System w punktach wymiany Lasów i Mallnow.

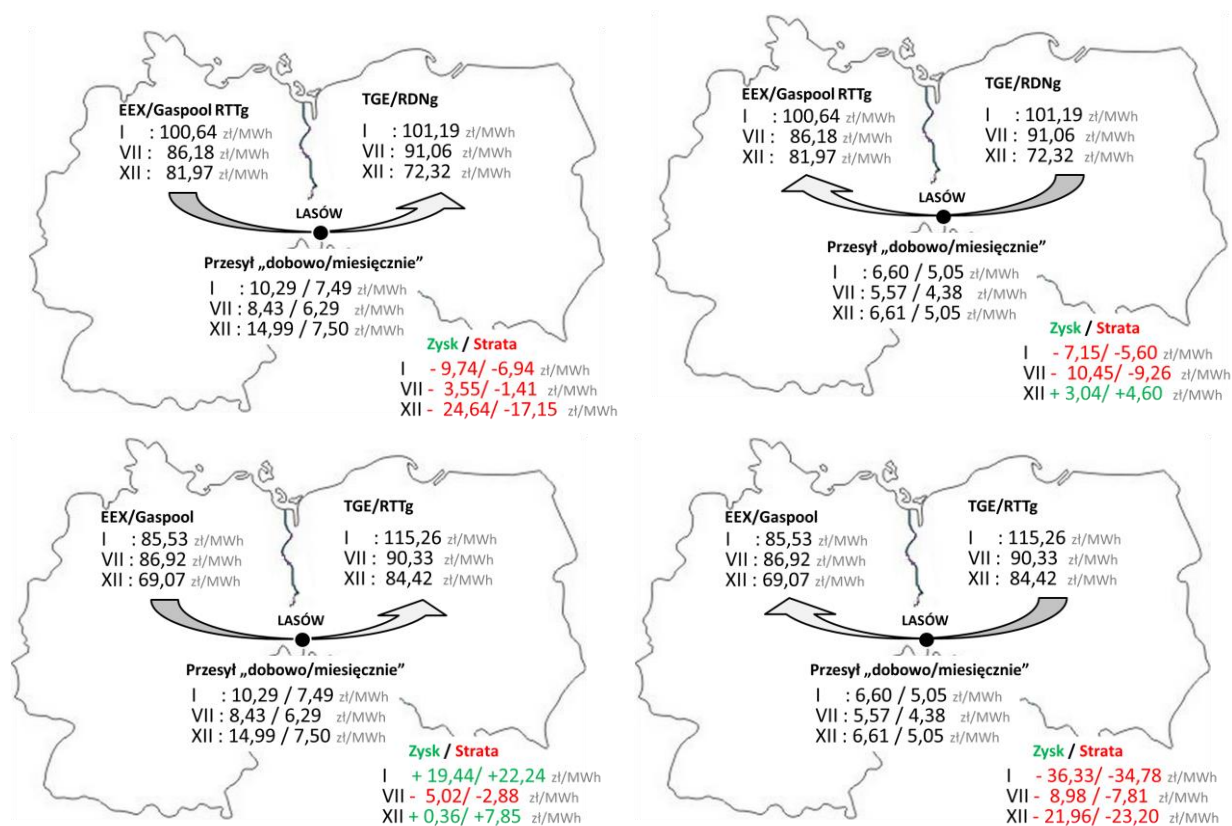


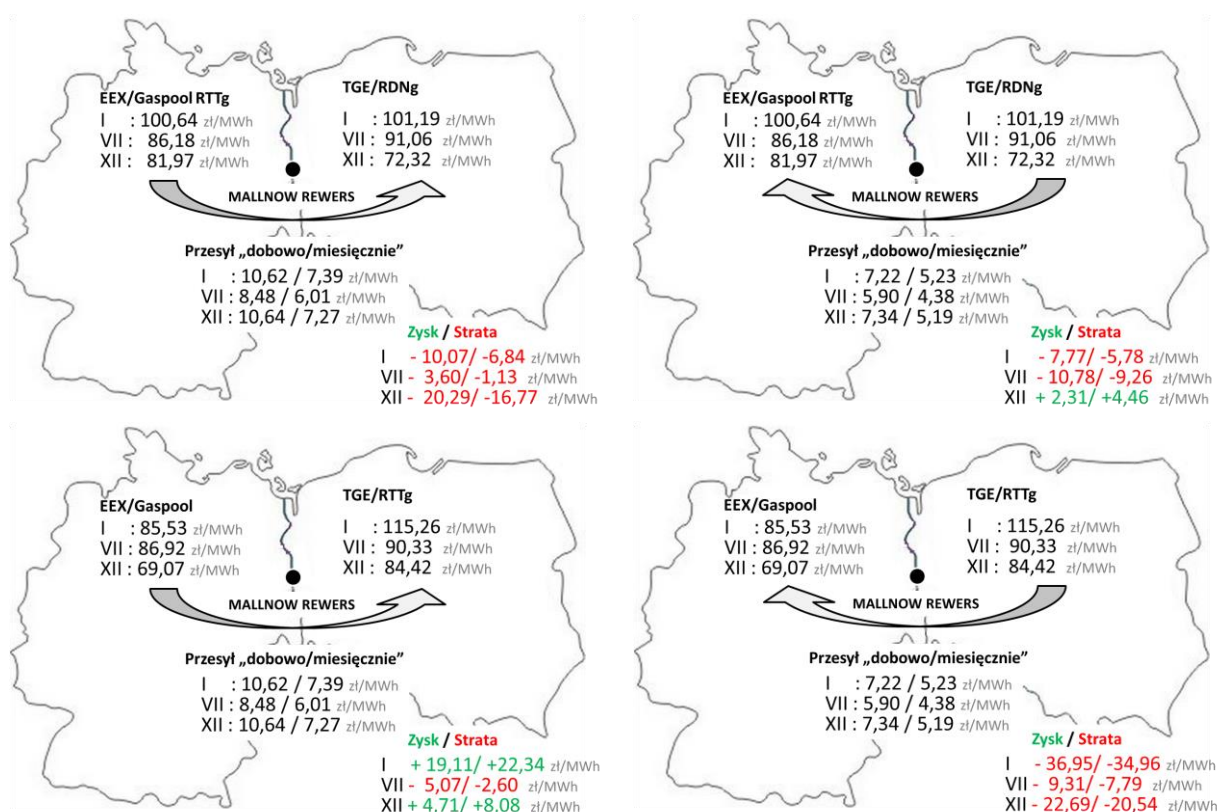
Rys. 3. Strategie handlowe dla rynku terminowego dla produktów miesięcznych na profilu Polska-Niemcy

Wyniki analiz zilustrowane na rysunku 3 wskazują, że jedyną strategią przynoszącą dla tego wariantu dodatni efekt finansowy byłby import gazu w miesiącu styczniu i jego sprzedaż na TGE. W styczniu bowiem różnice cen między rynkami były na tyle duże, że pokryły koszty związane z rezerwacją przepustowości i przesyłem gazu. Rezerwacja przepustowości miesięcznej, dając względem rezerwacji dobowej dodatkowo dodatni efekt na poziomie 2,80 dla Lasowa i 3,23 zł/MWh dla Mallnow. Przy zachowaniu tego samego rodzaju rezerwacji przepustowości różnice w kosztach logistyki między interkonektorami wynoszą między 0,1 zł/MWh, a 0,33 zł/MWh. Należy podkreślić, że spready cenowe dla kierunku importowego gazu do Polski, były we wszystkich przypadkach dodatnie, lecz w niewystarczającym stopniu by pokryć koszty przesyłu. W przypadku realizacji działań handlowych w pozostałych miesiącach straty odnoszące się do średnich cen rynkowych zawierałyby się w przedziale 1,86 zł/MWh – 21,84 zł/MWh.

c. Handel na profilu Polska-Niemcy w kierunkach import/eksport uwzględniający:

- strategię mieszaną polegającą na zakupie gazu na rynku terminowym w produkcji miesięcznym i sprzedaży na rynku SPOT, lub zakupie gazu na rynku SPOT i sprzedaży na rynku terminowym,
- dobór miesięcy przypisanych do różnych kwartałów roku gazowego, odzwierciedlających różne poziomy kosztów przesyłu dla systemów: Ontrans i Gaz-System w punktach wymiany Lasów i Mallnow.





Rys. 4. Strategie handlowe mieszane dla rynku terminowego i SPOT na profilu Polska-Niemcy

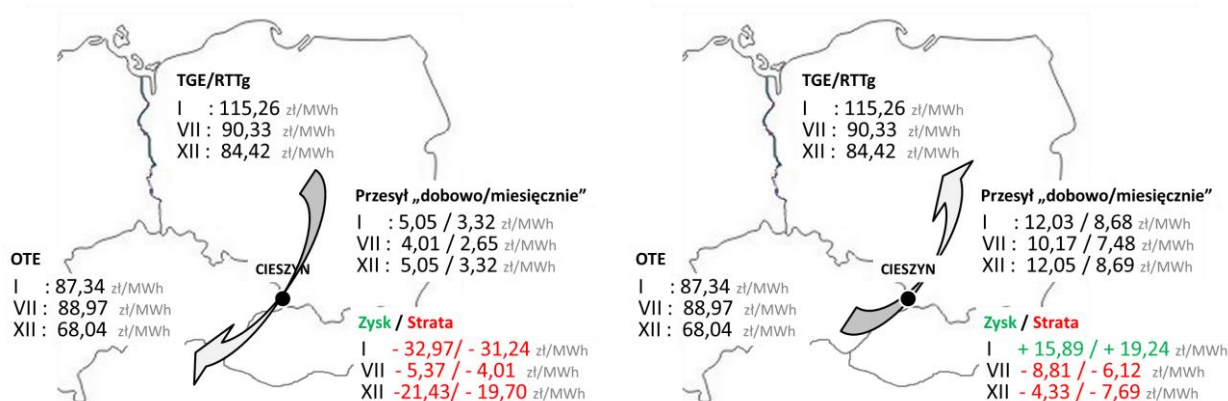
Strategie mieszane zilustrowane na rysunku 4, zakładające naprzemiennie zakup gazu na rynku terminowym i jej sprzedaż na rynku SPOT, również nie przynoszą zakładanych rezultatów. Z uwagi na występujący w 2015 r. trwały trend spadkowy cen gazu, do grupy strategii przynoszących korzyści finansowe należy zaliczyć te bazujące na sprzedaży produktu miesięcznego na rynku terminowym, a zakupu gazu na rynku bieżącym. Poziom różnic cenowych między rynkami pozwoliłby na osiągnięcie zysku dla miesięcy styczeń i grudzień dla przesyłu przez oba interkonektory. Eksport gazu z Polski byłby opłacalny jedynie w grudniu dla scenariusza sprzedaży kontraktu miesięcznego na Gaspool i zakupu na rynku SPOT TGE. Strategia ta pozwoliłaby na realizację jednostkowego zysku na poziomie 2,31 zł/MWh – 4,60 zł/MWh w zależności od punktu przejścia i trybu rezerwacji przepustowości. Pozostałe scenariusze zachowań handlowych przyniosłyby straty sięgające w skrajnym przypadku poziomu 36,95 zł/MWh.

d. Handel na profilu Polska-Czechy w kierunkach import/eksport uwzględniający:

- zilustrowaną na rysunku 5 strategię mieszaną polegającą na zakupie gazu na rynku terminowym w Polsce w produkcie miesięcznym i sprzedaży na rynku SPOT w Czechach, lub zakupie gazu na rynku SPOT w Czechach i sprzedaży na rynku

terminowym Polsce. Działalność handlowa na giełdzie OTE ogranicza się jedynie do rynku bieżącego z uwagi na brak notowań dla rynku terminowego,

- dobór miesięcy przypisanych do różnych kwartałów roku gazowego, odzwierciedlających różne poziomy kosztów przesyłu dla systemów: Net4GAS i Gaz-System w punkcie wymiany Cieszyn.

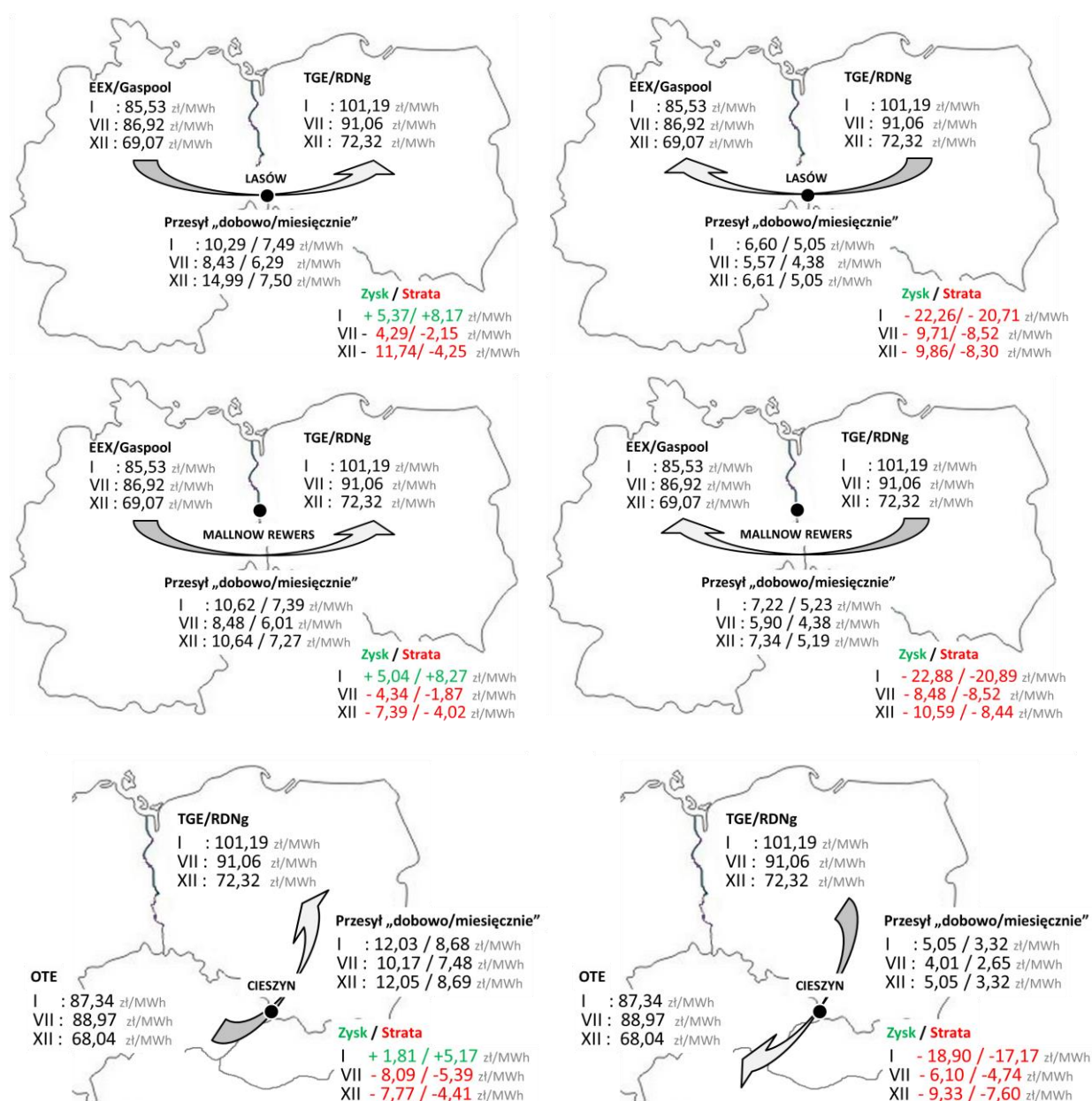


Rys. 5. Strategie handlowe mieszane dla rynku terminowego i SPOT na profilu Polska-Czechy

Rynek gazu w Czechach jest silnie skorelowany z rynkiem niemieckim, co istotnie wpływa na porównywalność cen na tych rynkach i jednocześnie implikuje dysproporcje cenowe względem rynku polskiego, które można potencjalnie wykorzystać do budowania strategii handlowych. Należy jednak podkreślić, że koszty przesyłu gazu przez interkonektor w Cieszynie są istotnie większe od tych na granicy niemieckiej. Przy zachowaniu porównywalnego poziomu różnic cenowych na giełdach gazu, koszty przesyłu praktycznie zawsze uniemożliwiają realizację transakcji z zyskiem. Jedyny wyjątek spośród przeanalizowanych przypadków stanowi import gazu w miesiącu styczniu, gdzie sprzedaż gazu na rynku terminowym po średniej cenie 115,26 zł/MWh przyniosłaby zysk, w zależności od rodzaju rezerwacji przepustowości, na poziomie 15,89 zł/MWh – 19,24 zł/MWh.

e. Handel na profilu Polska-Czechy i Polska-Niemcy w kierunkach import/eksport uwzględniający:

- zilustrowaną na rysunku 6 strategię zakupu i sprzedaży gazu wyłącznie na rynku SPOT,
- dobór miesięcy przypisanych do różnych kwartałów roku gazowego, odzwierciedlających różne poziomy kosztów przesyłu dla systemów: Net4GAS, Ontrans i Gaz-System w punkcie wymiany Cieszyn, Lasów i Mallnow.



Rys. 6. Strategie handlowe SPOT na profilu Polska-Niemcy oraz Polska-Czechy

Monotoniczność cen na rynku gazu sprzyja budowaniu strategii handlowych bazujących na arbitrażu cenowym między kontraktacją terminową i SPOT. Strategie te są jednak obciążone dużym ryzykiem wynikającym z możliwości odwrócenia się trendu. Scenariusze bazujące na zakupie i sprzedaży gazu w ramach rynku bieżącego, ograniczają to ryzyko, jednak z uwagi na koincydencję rynków nie generują istotnych różnic cenowych aby pokryć koszty przesyłu i wygenerować marżę. Na rysunku 5 zilustrowane zostały scenariusze uwzględniające aktywność handlową jedynie w ramach rynku SPOT. Z przeprowadzonej analizy wynika, że jedynie w miesiącu styczniu import do Polski gazu zakupionego w

Czechach lub Niemczech wygenerowałby zysk. Jego jednostkowa wartość wahałaby się między 1,81 zł/MWh, a 8,27 zł/MWh w zależności od doboru interkonektora i sposobu rezerwacji przepustowości. W pozostałych scenariuszach importowych i wszystkich eksportowych odnotowana zostałaby strata sięgająca nawet 22,88 zł/MWh.

4 Podsumowanie

W ramach istniejącego w Polsce i krajach ościennych rynku gazu jest możliwość zastosowania różnych strategii handlowych. Można je realizować zarówno w ramach rynku krajowego, jak i na styku kilku rynków. Warunkiem koniecznym racjonalności budowania strategii w oparciu o import lub eksport gazu w różnych konfiguracjach produktowych, dla różnych zasad rezerwacji przepustowości i doboru interkonektorów, są poziomy spreadów cenowych między rynkami, bądź zastosowanym arbitrażem produktowym.

Przeprowadzone analizy pozwalają wnioskować, że utrzymująca się różnica między cenami gazu w Polsce i Niemczech oraz w Polsce i Czechach nie jest na tyle istotna, by w większości przypadków pokryć koszty przesyłu gazu i wygenerować zysk. Negatywne wyniki uzyskuje się bez względu na kierunek przesyłu gazu, rodzaj kontraktacji czy dobór punktu wejścia do systemu polskiego i co należy podkreślić, mają one charakter powtarzalny [3]. Nie istnieje zatem uniwersalny mechanizm i scenariusz działań handlowych gwarantujący trwałą generację zysków, co w ocenie autorów dowodzi postawionej w referacie tezy.

Nieliczne przypadki, w których uzyskany został dodatni wynik, dotyczą głównie kierunku importowego gazu do Polski i profilu Polska-Niemcy. Wynika to z faktu, że rynek niemiecki ma charakter rynku pierwotnego, na którym inicjuje się i pogłębia trendy cenowe. Pozostałe dwa rynki działają z zauważalną inercją. Istotne jest także to, że koszty przesyłu na interkonektorach w Lasowie i Mallnow są kilkanaście-kilkadziesiąt procent niższe niż w przypadku Cieszyńska.

W przeprowadzonych na potrzeby publikacji analizach nie zostały wzięte pod uwagę zarówno koszty transakcyjne, jak i nie została przeprowadzona wycena ryzyk, w szczególności cenowego i technicznego dotyczącego ograniczeń w przydziale przepustowości. Element ten w ocenie autorów może być interesujący z perspektywy prowadzenia dalszych analiz w tym zakresie.

Bibliografia

- [1] Kaproń H., Wasilewski A., *Gaz ziemny paliwem XXI wieku*. Kaprint 2012.
- [2] Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 2/2013 Prezes URE, dnia 19 lutego 2013 r.
- [3] Sołtysik M., Mucha-Kuś.K., *Doświadczenia z funkcjonowania hurtowego rynku gazu w Polsce*. XIV Konferencja Naukowo-Techniczna Rynek Gazu 2014, Nałęczów, 25-27 czerwca 2014.
- [4] Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustach (Dz.U. z 2013 poz.984).