

PRZEŁAMUJĄC BARIERY

TRANSFORMACJA ŚRODKOWOEUROPEJSKICH
RYNKÓW GAZU

Tomasz Dąborowski

PUNKT WIDZENIA

NUMER 45
WARSZAWA
GRUDZIEŃ 2014

PRZEŁAMUJĄC BARIERY
TRANSFORMACJA ŚRODKOWOEUROPEJSKICH
RYNKÓW GAZU

Tomasz Dąborowski



OSW |

CENTRE FOR EASTERN STUDIES
OŚRODEK STUDIÓW WSCHODNICH im. **Marka Karpia**

© Copyright by Ośrodek Studiów Wschodnich
im. Marka Karpia / Centre for Eastern Studies

Redakcja merytoryczna
Olaf Osica, Mateusz Gniazdowski

Redakcja
Katarzyna Kazimierska

Współpraca
Halina Kowalczyk, Anna Łabuszewska

Opracowanie graficzne
PARA-BUCH

DTP
GroupMedia

Zdjęcie na okładce
Agencja Shutterstock

Mapa i wykresy
Wojciech Mańkowski

WYDAWCA

Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia
Centre for Eastern Studies

ul. Koszykowa 6a, Warszawa
Tel. + 48 /22/ 525 80 00
Fax: + 48 /22/ 525 80 40
osw.waw.pl

ISBN 978-83-62936-52-6

Spis treści

WSTĘP /5

TEZY /7

I. NOWA ARCHITEKTURA UNIJNEGO RYNKU GAZU /11

1. *Unbundling* i zmiana modelu działania firm gazowych /12
2. Reforma zarządzania systemami przesyłowymi /14
3. Rozkwit hubów gazowych /17

II. TRANSFORMACJA RYNKÓW GAZU PAŃSTW EUROPY ŚRODKOWEJ /22

1. Stopniowa liberalizacja /22
2. Rozbudowa infrastruktury /28
3. Nowe trendy w przesyłach gazu /35
4. Renegocjacje kontraktów /37
5. Przekształcenia własnościowe /41

III. W STRONĘ ŚRODKOWOEUROPEJSKIEGO RYNKU GAZU /44

1. Tendencje do regionalizacji rynków w UE /44
2. Projekty integracyjne w Europie Środkowej /48
3. Perspektywy /53

WSTĘP

Utworzenie wspólnego rynku gazu jest jednym z kluczowych celów europejskiej polityki energetycznej, który ma przynieść konsumentom większe możliwości wyboru dostawcy, obniżyć ceny, jak również poprawić bezpieczeństwo dostaw. Zgodnie z decyzją Rady Europejskiej z lutego 2011 roku proces tworzenia wewnętrznego rynku gazu Unii Europejskiej ma zostać zakończony w 2014 roku. W związku z tym warto podsumować przemiany, jakie dokonały się na rynkach gazu w Europie Środkowej. Ostatnie lata to nie tylko okres stopniowego „urynkowania” krajowych sektorów gazowych i wdrażania regulacji związanych z budową wspólnego rynku gazu UE, ale również czas realizacji szeregu nowych inwestycji infrastrukturalnych, przewartościowań w krajobrazie przesyłu surowca oraz zmian własnościowych wśród środkowoeuropejskich spółek gazowych. Zmianą w Europie Środkowej jest również to, że poszczególne państwa i firmy gazowe odchodzą od tradycyjnej, krajowej perspektywy w myśleniu o swoich rynkach gazu. Zaczynają natomiast rozwijać różnorodne koncepcje regionalnej, środkowoeuropejskiej integracji rynków gazu. Poszczególne projekty integracyjne znajdują się co prawda na wstępnym etapie realizacji lub wręcz na poziomie ogólnych koncepcji, ale samo ich pojawienie się może zwiastować nowy, „regionalny” etap rozwoju rynków gazu.

Niniejsza publikacja przedstawia główne elementy dokonującej się transformacji środkowoeuropejskich rynków gazu, ze szczególnym uwzględnieniem sytuacji na rynkach państw Grupy Wyszehradzkiej – Polski, Czech, Słowacji i Węgier. Pierwsza część zawiera ogólną charakterystykę zmian na rynkach gazowych w UE oraz krystalizujących się elementów wspólnego rynku gazu. Skalę „rynkowej rewolucji” zobrazowano, przedstawiając rozwój hubów gazowych w Europie Północno-Zachodniej. Część druga poświęcona jest zmianom na rynkach gazu w Europie Środkowej. Przedstawiono w niej postępy liberalizowania krajowych rynków gazu, rozbudowę infrastruktury i zmianę utartych przez dziesięć

ciocia szlaków przesyłu surowca, główne przekształcenia własnościowe w środkowoeuropejskich spółkach gazowych i proces renegocjacji kontraktów gazowych. Część trzecia dotyczy integracji rynków gazu w Europie Środkowej. Przedstawiono w niej najnowsze trendy regionalizacji rynków w Unii Europejskiej, główne koncepcje integracyjne w regionie, największe przeszkody w integracji rynków gazu oraz perspektywy stworzenia środkowoeuropejskiego rynku gazu.

TEZY

- Rynki gazu w Unii Europejskiej przechodzą proces głębokich przeobrażeń. Kończy się era rynków krajowych, słabo ze sobą powiązanych i zdominowanych przez monopolistów. Tworzy się zintegrowany i zliberalizowany rynek, na którym cena surowca w coraz większym stopniu podlega swobodnej grze popytu i podaży. Zmianę w organizacji i funkcjonowaniu rynków gazu widać najwyraźniej w państwach Europy Północno-Zachodniej (Wielka Brytania, Niemcy, Benelux). Działają na nich dynamicznie rozwijające się huby gazowe. Stopniowo zastępują one dotychczasowe mechanizmy zaopatrywania rynków w surowiec, czyli dostawy w ramach długoterminowych kontraktów gazowych indeksowanych do cen na rynku ropy naftowej. Źródłem tych rynkowych przemian jest legislacyjny wysiłek związany z liberalizowaniem krajowych rynków i budowaniem unijnego rynku gazu. Postępy na drodze budowy płynnych i konkurencyjnych rynków gazu w Europie Północno-Zachodniej wynikają także z kryzysu gospodarczego, który wymusił uelastycznienie kontraktów gazowych, jak również z obecności doskonale rozwiniętej i zintegrowanej sieci gazowej, umożliwiającej dywersyfikację szlaków i źródeł dostawy surowca.
- Przechodzenie do wolnorynkowego modelu organizacji rynków gazu dokonuje się również w Europie Środkowej. Państwa regionu sprawnie wdrożyły *unbundling*, czyli rozdział przesyłu od produkcji i sprzedaży gazu, stopniowo – choć z oporami – uwalniają ceny i przyjęły korzystny dla rozwoju konkurencji model taryfowy wejście-wyjście (utworzenie tzw. stref *entry-exit* z wirtualnymi punktami handlu gazem). Niemal wszystkie państwa regionu powołały też krajowe giełdy gazu. Wszystkie te działania kładą fundament pod rozwój konkurencyjnych i przejrzystych rynków gazowych. Niemniej rynki w Europie Środkowej wciąż są zdecydowanie mniej rozwinięte niż w Europie Północno-Zachodniej i charakteryzują się

znacznie niższą płynnością i niewystarczającą konkurencją. Przyczynia się do tego ograniczony dostęp do innych niż rosyjskie źródła dostaw surowca, dominacja długoterminowych kontraktów oraz niewielki rozmiar środkowoeuropejskich rynków gazowych.

- Kryzys gazowy z 2009 roku stał się impulsem do rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowych. Zbudowano szereg połączeń transgranicznych, wprowadzono mechanizmy ułatwiające swobodny przesył gazu (fizyczne i wirtualne rewersy), trwają także intensywne przygotowania do realizacji kolejnych inwestycji. Dotychczas zrealizowane projekty w dużym stopniu zwiększyły bezpieczeństwo dostaw surowca, gdyż umożliwiają import gazu z kierunków innych niż wschodni. Przyniosły one jednak głównie dywersyfikację szlaków, a nie źródeł dostaw surowca. Importowany z kierunku zachodniego gaz – choć formalnie jest już gazem „unijnym” – w przeważającej części pochodzi z rosyjskich źródeł. Jedyną inwestycją w regionie, która gwarantuje bezpośredni import gazu z zupełnie nowego źródła, jest będący na ukończeniu terminal LNG w Polsce.
- Konflikt rosyjsko-ukraiński oraz pogorszenie stosunków Rosji z Zachodem stanowią wyzwanie dla bezpieczeństwa dostaw gazu do państw środkowoeuropejskich, w ogromnym stopniu uzależnionych od dostaw z Rosji. Nie można wykluczyć, że eskalacja konfliktu rosyjsko-ukraińskiego doprowadzi do przerw w dostawach rosyjskiego gazu do państw UE. Uruchomienie rewersów gazowych na Ukrainę z Polski, Węgier oraz Słowacji może pociągnąć za sobą działania odwetowe ze strony Rosji. Długoterminowym wyzwaniem dla bezpieczeństwa dostaw w regionie jest również zmieniająca się mapa przesyłu rosyjskiego gazu do Europy Zachodniej. Rosyjska strategia dywersyfikacji szlaków eksportowych i omijania Ukrainy, m.in. poprzez uruchomienie gazociągu Nord Stream i plany budowy gazociągu South Stream,

podkopuje tranzytową pozycję Europy Środkowej, przede wszystkim Słowacji.

- Rozwój zachodnioeuropejskich rynków spotowych pośrednio doprowadził do wzmocnienia pozycji środkowoeuropejskich spółek gazowych wobec Gazpromu. W efekcie rosyjski dostawca godził się w ostatnich latach na przyznawanie upustów cenowych oraz częściową modyfikację formuł kontraktów długoterminowych na dostawy do państw Europy Środkowej.
- W części państw środkowoeuropejskich w ostatnich latach nastąpiły gruntowne przekształcenia własnościowe ważnych spółek sektora gazowego. Utrzymują się zarazem znaczące różnice w strukturze własnościowej sektora gazowego poszczególnych krajów. Na Węgrzech postępuje proces renacjonalizacji sektora gazowego, natomiast w Czechach kontynuowany jest proces jego stopniowego umiędzynarodowienia. Na Słowacji rośnie rola państwa w sprzedaży gazu dla odbiorców, w Polsce zaś nie dochodzi do przemian własnościowych, a główne spółki gazowe są nadal kontrolowane przez skarby państwa.
- Zgodnie z promowaną na poziomie unijnym wizją stworzenia wspólnego rynku gazu, tzw. docelowym modelem rynku gazu, krajowe rynki gazowe powinny się łączyć w większe i ściśle powiązane strefy rynkowe. Tendencję do regionalizacji widać również w Europie Środkowej, gdzie pojawiły się m.in. projekt stworzenia wspólnego obszaru handlowego Austrii, Czech i Słowacji oraz koncepcja regionalnego rynku gazu państw Grupy Wyszehradzkiej (Polska, Czechy, Słowacja, Węgry). Stworzenie regionalnego rynku w Europie Środkowej wciąż nie jest jednak pewne. Rynki gazu w poszczególnych krajach znajdują się na różnych poziomach rozwoju i mają odrębną specyfikę. Przeszkodą do ich głębszej integracji może być obawa przed zmniejszeniem wpływów tranzytowych przez poszczególne państwa oraz dążenie do utrzymania kontroli nad

cenami sprzedaży dla odbiorców indywidualnych. Bez regionalnej integracji rynków środkowoeuropejskich będzie jednak znacznie trudniej o dywersyfikację źródeł dostaw surowca, przyciągnięcie inwestorów i wzmacnianie konkurencji. Nie powstanie też wówczas środkowoeuropejski hub gazowy, a rynki będą samodzielnie „orbitować” wokół bardziej płynnych hubów na Zachodzie.

I. NOWA ARCHITEKTURA UNIJNEGO RYNKU GAZU

Europa przez długi czas stanowiła luźną sieć krajowych rynków gazowych. Na każdym z nich monopolistyczną lub dominującą pozycję zajmował zazwyczaj jeden dostawca – spółka zintegrowana pionowo, która kontrolowała zarówno sprzedaż, jak i transport surowca. Demontaż tej quasi-monopolistycznej struktury rynku zaczął się pod koniec lat dziewięćdziesiątych, wraz z rozpoczęciem procesu budowy wspólnego rynku gazu.

Początkowo proces tworzenia wspólnego rynku gazu napotykał ogromne przeszkody. Wynikało to z prawnych trudności liberalizowania sektorów sieciowych, sprzeciwu pionowo zintegrowanych firm i części państw UE, niechętnych osłabianiu pozycji swoich „narodowych” czempionów. Stopniowo jednak liberalizacja rynków gazu nabierała tempa, a kolejne zmiany regulacyjne, m.in. pierwszy i drugi pakiet liberalizacyjny (1998 i 2003 rok) nieodwracalnie zmieniały organizację rynku i sposób funkcjonowania firm gazowych. Główną rolę odegrał trzeci pakiet liberalizacyjny, który wymuszał skuteczną zmianę sposobu funkcjonowania zintegrowanych pionowo firm gazowych i wprowadzał nowy, korzystny dla rozwoju handlu, system organizacji stref rynkowych. Trzeci pakiet tworzył też nowe ramy instytucjonalne dla budowy wspólnego rynku poprzez powołanie instytucji – Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) oraz Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu (ENTSOG)¹.

¹ Trzeci pakiet liberalizacyjny w zakresie gazu ziemnego obejmuje następujące akty prawne: Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 roku dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 2003/55/WE; Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 oraz Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

1. *Unbundling* i zmiana modelu działania firm gazowych

Tworzenie nowej architektury rynku gazu UE związane jest z fundamentalną zmianą sposobu funkcjonowania spółek sektora gazowego. Demonopolizacja unijnych rynków gazowych odbywała się m.in. na drodze wdrożenia zasady *unbundlingu*, tj. rozdzielenia działalności obrotowej i wytwórczej od przesyłowej. Najwcześniej proces ten rozpoczął się na rynku brytyjskim, gdzie w latach osiemdziesiątych przeprowadzono głęboką deregulację, a w połowie lat dziewięćdziesiątych rozbito zintegrowaną pionowo spółkę British Gas. Zasada *unbundlingu* została następnie powtórzona w unijnych pakietach liberalizacyjnych. Zarówno w pierwszym, jak i drugim pakiecie była ona jednak sformułowana dosyć łagodnie. Dopiero po przyjęciu trzeciego pakietu liberalizacyjnego z 2009 roku (wszedł w życie w marcu 2011 roku) nastąpiło faktyczne rozdzielenie przesyłu od produkcji i sprzedaży gazu. Trzeci pakiet wprowadzał trzy warianty *unbundlingu* i ustanawiał nadzór Komisji Europejskiej w zakresie ich przestrzegania. Najdalej idący był rozdział właścicielski (*ownership unbundling* – OU), który wymuszał na zintegrowanych pionowo spółkach sprzedaż sieci bądź wycofanie się z działalności wytwórczej i obrotowej. Dwa pozostałe warianty – wydzielenie niezależnego operatora systemu (ISO) bądź niezależnego operatora przesyłu (ITO) – pozwalają zintegrowanym pionowo spółkom zachować własność sieci przesyłowych, ale zarazem pozbawiają je realnego wpływu na zarządzanie nimi.

Wymóg *unbundlingu* stał się jedną z głównych przyczyn zmiany modelu funkcjonowania spółek gazowych działających w UE. Postępuje demontaż zintegrowanych pionowo firm, czego przejawem są poważne przekształcenia własnościowe w sektorach gazowych państw UE. Pojawił się trend wycofywania się zintegrowanych pionowo spółek z sieci przesyłowych i koncentrowania aktywności na produkcji i/lub sprzedaży gazu. Z działalności przesyłowej wycofały się największe spółki energetyczne w Euro-

pie, m.in. niemieckie RWE i E.ON (sprzedaż operatorów Thyssengas, NET4GAS i OGE), włoski ENI (sprzedaż udziałów w gazociągach TENP i Transigas), a także częściowo francuski GdF-Suez (sprzedaż udziałów w Eustream i Fluxys). Warto jednak dodać, że na ich decyzjach wycofania się z sieci przesyłowych zaważył nie tylko wymóg *unbundlingu* (wyprzedaż sieci w przypadku części firm zaczęła się jeszcze przed wejściem w życie trzeciego pakietu). Istotną rolę odegrał również kryzys gospodarczy, który wymuszał na koncernach energetycznych wdrażanie programów oszczędnościowych i wyprzedaż części aktywów.

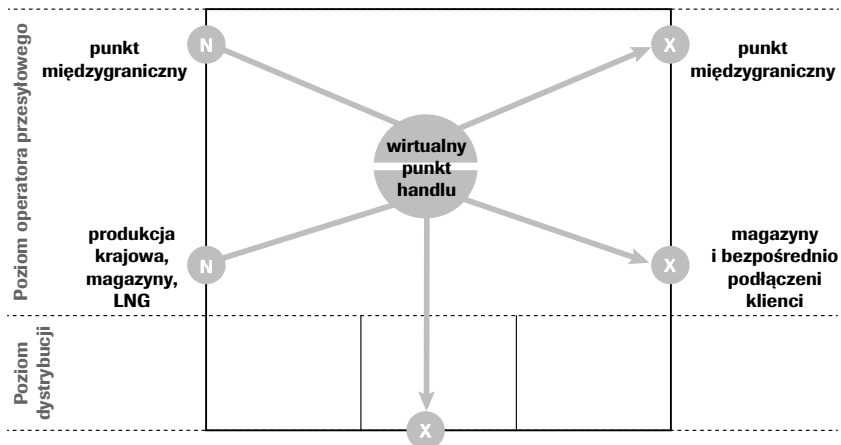
Poza tym można zaobserwować rozpoczęcie międzynarodowej ekspansji spółek operatorskich z państw UE, które „odrywają” się od swoich tradycyjnych rynków i w coraz większym stopniu inwestują w infrastrukturę przesyłową w innych państwach. Najlepszym tego przykładem jest aktywność belgijskiego operatora sieci przesyłowych Fluxys, który poza krajowym rynkiem inwestuje także w infrastrukturę przesyłową w Niemczech i Szwajcarii oraz w Grecji, Albanii i Włoszech (realizując projekt Gazociągu Transadriatyckiego). Dużą aktywność międzynarodową przejawia też holenderski operator Gasunie, który zaangażował się w przesył w północnych Niemczech, Wielkiej Brytanii (udział w gazociągu BBL) oraz projekcie Nord Stream. Sektor przesyłowy cieszy się też coraz większym zainteresowaniem międzynarodowych inwestorów finansowych. Widać to dotychczas głównie na rynku niemieckim oraz czeskim, gdzie miejsce wycofujących się z działalności przesyłowej spółek gazowych zajmują fundusze inwestycyjne, takie jak Macquarie, Real Assets, Allianz i Borealis. Wpisuje się to w światowy trend rosnącej roli inwestorów finansowych w sektorach sieciowych, które gwarantują, może niewysokie, ale stabilne zyski.

2. Reforma zarządzania systemami przesyłowymi

Kolejną istotną zmianą na europejskich rynkach gazowych jest trwająca reforma zarządzania systemami przesyłowymi. Jej głównym celem jest wyrównanie szans dostępu uczestników rynku do infrastruktury przesyłowej, jak również ułatwienie handlu gazem między państwami członkowskimi. Reformę zainicjowano w 1991 roku, czyli w momencie przyjęcia tzw. dyrektywy tranzytowej. Głębsze reformy zaczęły się dopiero z przyjęciem kolejnych pakietów liberalizacyjnych. Wprowadzały one m.in. zasadę dostępu stron trzecich do infrastruktury (Third Party Access - TPA), która miała zagwarantować niedyskryminacyjny dostęp do infrastruktury wszystkim uczestnikom rynku. Zgodnie z trzecim pakietem energetycznym, każde wyłączenie spod zasady TPA musi uzyskać akceptację nie tylko krajowego urzędu regulacji, lecz także Komisji Europejskiej. Oznacza to dodatkowe wzmocnienie tej regulacji.

Fundamentalną zmianą, jaką wprowadzał trzeci pakiet energetyczny, było nałożenie obowiązku wdrożenia modelu taryfowego wejście-wyjście. Przewidywał on, że uczestnicy rynku mogą niezależnie rezerwować zdolności przesyłowe na punktach wejścia i wyjścia z krajowego systemu gazowego. Zgodnie z nowym modelem w każdej strefie wejście-wyjście (*entry-exit*) ustanowiony jest tzw. wirtualny punkt handlu (*virtual trading point*), na którym odbywa się obrót surowcem w oderwaniu od jego fizycznej lokalizacji w sieci przesyłowej (zob. Wykres 1). Stanowiło to zerwanie z wcześniejszą praktyką obrotu gazem w bezpośrednim połączeniu z jego fizyczną lokalizacją w sieci przesyłowej. Przejawem tego było pobieranie opłat przesyłowych w uzależnieniu od tzw. ścieżek kontraktowych (uzależnienie opłat od trasy przesyłu). Rozwiązanie to stanowiło barierę dla swobodnego przepływu gazu między państwami członkowskimi.

Wykres 1. Schemat modelu taryfowego „wejście-wyjście”



Źródło: Study on Entry-Exit Regimes in Gas. Part A: Implementation of Entry-Exit Systems, DNV Kema, lipiec 2013, s. 20.

Poza wprowadzeniem nowego modelu taryfowego trzeci pakiet inicjował kompleksową harmonizację reguł dotyczących zarządzania sieciami przesyłowymi. Zlecał zadanie przygotowania 12 kodeksów sieciowych nowo utworzonym instytucjom – Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) oraz Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu (ENTSOG). Cztery najważniejsze kodeksy dotyczą: (a) mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych; (b) bilansowania systemu; (c) harmonizacji struktur taryf przesyłowych; (d) interoperacyjności. Pozostałe kodeksy obejmą m.in. zasady bezpieczeństwa sieci; przyłączenia do sieci; dostępu stron trzecich; wymiany danych i rozliczeń².

Dotychczas przyjęto dwa z kodeksów: kodeks mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych (październik 2013) oraz kodeks bilansowania systemów przesyłowych (marzec 2014). Kodeks bi-

² Poza kodeksami sieciowymi istotną rolę odgrywa też decyzja Komisji Europejskiej w sprawie procedur zarządzania ograniczeniami kontraktowymi: Decyzja Komisji z dnia 24 sierpnia 2012 roku w sprawie zmiany załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 715/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.

lansowania określa zasady przekazywania między operatorami sieci informacji prognostycznych i pomiarowych w zakresie ilości gazu w sieci przesyłowej. Duże znaczenie dla integracji regionalnej ma natomiast kodeks mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych, który przewiduje, że przepływy gazu pomiędzy strefami *entry-exit* będą się odbywać poprzez sprzedaż produktów przepustowości powiązanej. Wcześniej konieczne było bowiem rezerwowanie przepustowości na interkonektorze po obu stronach granicy, co komplikowało przesył gazu. Zgodnie z kodeksem sprzedaż zdolności przesyłowych ma się odbywać tylko w ramach systemu aukcji. Rozwiązanie to ma zoptymalizować wykorzystanie zdolności przesyłowych interkonektorów oraz ułatwić handel między strefami (tzw. handel typu *hub-to-hub*).

Kodeks alokacji zdolności przesyłowych rewolucjonizuje mechanizmy przesyłu gazu na interkonektorach. Choć zacznie obowiązywać w listopadzie 2015 roku, już teraz trwają intensywne przygotowania do jego wdrożenia w ramach projektów pilotażowych. Najważniejszym z nich jest powołana na początku 2013 roku platforma sprzedaży zdolności przesyłowych PRISMA, której udziałowcami są czołowi zachodnioeuropejscy operatorzy sieci przesyłowych (23 spółki) z ośmiu państw członkowskich: Austrii, Belgii, Danii, Holandii, Francji, Niemiec, Wielkiej Brytanii i Włoch. Spółka PRISMA aktywnie zabiega, aby stać się ogólnoeuropejską platformą aukcyjną ds. rezerwowania przepustowości. Ze względu na wysokie koszty udziału w platformie PRISMA inni operatorzy przesyłowi rozwijają własne platformy aukcyjne (koszty związane z prowadzeniem platform spoczywają na operatorach, a nie spółkach handlujących gazem). Najaktywniejsi w tym zakresie są operatorzy z Europy Środkowej. Polski operator przesyłowy Gaz-System wdrożył mechanizm aukcji jako podstawowy sposób alokowania przepustowości na swoich punktach przesyłowych już w drugiej połowie 2013 roku (stosunkowo wcześniej jak na standardy obowiązujące w UE). System informatyczny, za pomocą którego przeprowadzano aukcje, został przekształcony w platformę aukcyjną GSA w połowie 2014 roku. Za pośrednictwem platformy mają być sprzedawane

produkty przepustowości powiązanej na łączniku polsko-czeskim³. Własną platformę alokacji przepustowości przygotowuje też węgierski operator przesyłowy FGSZ. Platforma ma służyć do sprzedaży przepustowości na granicy węgiersko-rumuńskiej. Miała ona zostać uruchomiona w drugiej połowie 2013 roku, ale jej start z niejasnych przyczyn się opóźnia.

3. Rozkwit hubów gazowych

Przyjęcie trzeciego pakietu liberalizacyjnego zbiegło się ze wzrostem znaczenia – przede wszystkim w Europie Północno-Zachodniej – mechanizmów dostarczania gazu na rynek za pośrednictwem hubów gazowych, na których cena surowca kształtuje się w wyniku swobodnej gry popytu i podaży (tzw. *gas-to-gas competition*). Stanowi to przełom w sposobie handlu surowcem. Dotychczas dominującym mechanizmem zaopatrywania europejskich rynków w gaz były kontrakty długoterminowe indeksowane do cen na rynku ropy naftowej. Kluczowi dostawcy na rynek europejski (m.in. rosyjski Gazprom, norweski Statoil czy algierski Sonatrach) uzasadniali konieczność podpisywania kontraktów długoterminowych znacznymi nakładami na wydobycie i infrastrukturę transportową oraz tym, że często poszukiwania ropy i gazu ziemnego toczą się równolegle. Z kolei indeksowanie cen gazu do cen na rynku ropy w kontraktach gazowych wynikało ze specyfiki sektora elektroenergetycznego w Europie Zachodniej⁴.

Sytuacja zaczęła się zmieniać wraz z wdrażaniem nowych rozwiązań w handlu surowcem, m.in. wyznaczeniem specjalnych

³ Gaz System i Net4Gas porozumiały się w sprawie zaoferowania przepustowości powiązanej w punkcie Cieszyn na nowej platformie aukcyjnej GSA; <http://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/artypkyl/201873/>

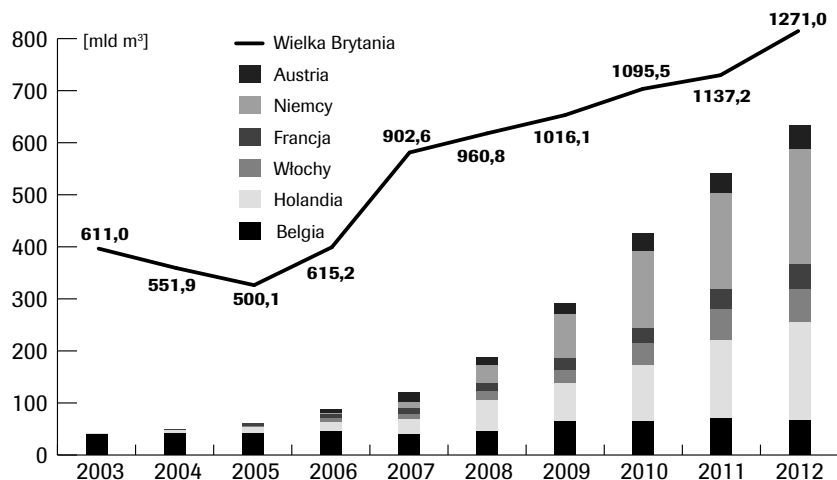
⁴ Produkcja energii elektrycznej w Europie Zachodniej w latach pięćdziesiątych opierała się niemal wyłącznie na produktach ropy naftowej (w szczególności oleju opałowym), dla których – aż do momentu wykorzystania gazu ziemnego – nie było żadnych substytutów. Producenci energii, zawierając kontrakty na dostawy gazu, byli więc zainteresowani powiązaniem cen surowca z cenami na rynkach ropy naftowej.

punktów w sieciach przesyłowych (huby), na których odbywać się miał obrót gazem. Pionierem zmian była Wielka Brytania, która w 1996 roku stworzyła pierwszy w Unii Europejskiej wirtualny punkt sprzedaży gazu, pod nazwą National Balancing Point (NBP). Swoje huby gazowe powołały kolejno: Belgia (2000), Niemcy (2002), Holandia i Włochy (2003), Francja (2004) oraz Austria (2005)⁵. Nie wszystkie huby miały od początku wirtualny charakter. Istniały też fizyczne huby, tj. specjalnie wyznaczone punkty w sieci przesyłowej o dużych przepustowościach umożliwiających obroty znacznymi ilościami surowca. Typowymi „fizycznymi” hubami były na przykład belgijski Zeebrugge (do początku 2012 roku) oraz austriacki Baumgarten (do początku 2013). W związku z reformą modelu taryfowego *entry-exit* wszystkie działające obecnie huby w UE zorganizowane są jako wirtualne punkty sprzedaży gazu. Powoli zmienia się też rozumienie samego terminu *hub* – coraz częściej odnosi się go bezpośrednio do całej strefy *entry-exit*.

Na przestrzeni ostatnich lat widać rosnącą rolę hubów w europejskim systemie obrotu surowcem. Wolumen obrotów gazem na działających w Europie hubach wynosił 650 mld m³ rocznie w 2003 roku, przy czym zdecydowana większość handlu dokonywała się na brytyjskim NBP (611 mld m³). Poziom ten stanowił wolumen bliski ówczesnej konsumpcji gazu w państwach będących obecnie członkami UE. W ciągu dekady wielkość obrotów na największych hubach gazowych wzrosła trzykrotnie, do poziomu 1905 mld m³ rocznie (z czego 1271 mld m³ na NBP, zob. Wykres 2). Brytyjski NBP wciąż uznawany jest za najbardziej płynny hub w Unii Europejskiej (w 2012 roku blisko 70% wolumenu obrotów na unijnych hubach odbywało się na NBP), jednak widoczny jest wzrost obrotów na hubach kontynentalnych, przede wszystkim holenderskim Title Transfer Facility (TTF) oraz niemieckich: GASPOOL oraz NetConnect Germany (NCG).

⁵ Patrick Heather, *Continental European Gas Hubs: Are They Fit for Purpose?*, The Oxford Institute for Energy Studies, czerwiec 2012, s. 4.

Wykres 2. Handel gazem na europejskich hubach gazowych w latach 2003–2012 (w mld m³)

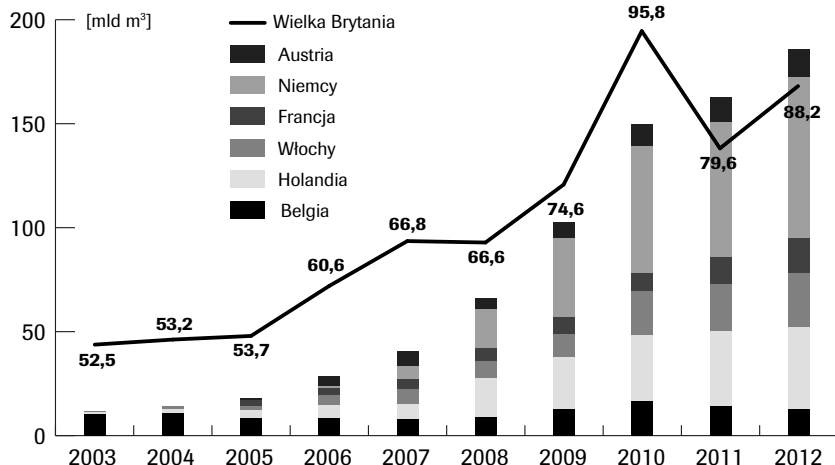


Źródło: Gas. Medium Term Gas market Report 2013, Market Trends and Projections to 2018, International Energy Agency, Paryż, s. 170.

Rośnie też rola hubów w zakresie fizycznych dostaw surowca na poszczególne rynki UE. Łączne dostawy za pośrednictwem hubów do państw UE wzrosły z 64 mld m³ gazu rocznie w 2003 roku (z czego 52,5 mld m³ w Wielkiej Brytanii) do poziomu 274 mld m³ w 2012 roku (z czego 88 mld m³ w Wielkiej Brytanii, zob. Wykres 3). Obecnie całość fizycznych dostaw na rynek brytyjski jest realizowana przez hub NBP. Nieco inaczej przedstawia się sytuacja na „kontynentalnych” hubach. Fizyczne dostawy gazu realizowane za pośrednictwem hubów stanowiły w 2012 roku 58% całości zapotrzebowania Austrii, Belgii, Holandii, Francji, Niemiec, Włoch. Niemniej stanowi to ogromny wzrost. Pięć lat wcześniej za pośrednictwem hubów dostarczane było zaledwie 8% całości zapotrzebowania wspomnianych państw⁶.

⁶ Gas. Medium Term Gas market Report 2012, Market Trends and Projections to 2017, International Energy Agency, Paryż, s. 149.

Wykres 3. Fizyczne dostawy gazu za pośrednictwem europejskich hubów gazowych w latach 2003–2012 (w mld m³)



Źródło: Gas. Medium Term Gas market Report 2013, Market Trends and Projections to 2018, International Energy Agency, Paryż, s. 170.

Rozwój hubów zmienia utarte schematy funkcjonowania rynków gazu w Europie. Po pierwsze, postępuje odchodzenie od kontraktów indeksowanych do cen na rynkach ropy naftowej na rzecz indeksowania do cen rynkowych („spotowych”, realizowanych na hubach). Badania ankietowe prowadzone przez Międzynarodową Unię Gazową wskazują na bardzo dużą dynamikę tego procesu. W 2005 roku 78% wolumenu dostaw gazu do Europy odbywało się w ramach kontraktów indeksowanych do cen na rynku ropy naftowej, natomiast tylko 15% wolumenu w ramach mechanizmów uwzględniających grę popytu i podaży. Tymczasem w 2012 roku już 53% wolumenu dostaw do Europy odbywało się w ramach kontraktów uwzględniających indeksację rynkową, podczas gdy wolumen dostarczany w ramach kontraktów indeksowanych do cen ropy stanowił już tylko 43%⁷.

⁷ Wholesale Gas Price Survey – 2014 Edition, A global review of price formation mechanisms 2005–2013, International Gas Union, maj 2014, s. 25.

Konsekwencją rozwoju rynków spotowych jest też odchodzenie od kontraktów długoterminowych. Obecnie w Europie prawie nie zawiera się kontraktów przekraczających 15 lat, podczas gdy w latach dziewięćdziesiątych powszechne było podpisywanie kontraktów na 20–30 lat. Związane jest to z rozwojem hubów gazowych (zwiększona liczba transakcji, które kształtują cenę rynkową), jak i wysokim poziomem niepewności wśród dużych konsumentów co do dalszej ewolucji rynków gazu. Rosnąca rola hubów wpływa też na funkcjonowanie magazynów gazowych. Dotychczas magazyny sprzedawały gaz w okresie zimowym, a kupowały w okresie letnim. Obecnie ich rola w sezonowym bilansowaniu popytu/podaży maleje, gdyż to huby stają się alternatywą dla magazynów w zapewnieniu elastyczności dostaw.

II. TRANSFORMACJA RYNKÓW GAZU PAŃSTW EUROPY ŚRODKOWEJ

Rynki gazu w państwach Europy Środkowej – podobnie jak w całej UE – przechodzą w ostatnich latach głębokie przeobrażenia. Poprzez rozdzielenie transportu i sprzedaży gazu, uwalnianie cen oraz wdrażanie nowego modelu taryfowego dokonuje się liberalizacja krajowych sektorów gazowych. Drugi proces, będący bezpośrednim następstwem kryzysu gazowego z 2009 roku, obejmuje fizyczną integrację rynków środkowoeuropejskich poprzez budowę połączeń transgranicznych i wdrażanie mechanizmów poprawiających swobodę przepływu gazu w regionie. Charakterystyczne jest, że towarzyszy temu zmiana krajobrazu przesyłu surowca i bezprecedensowe rozpoczęcie dostaw z państw Europy Środkowej na Ukrainę. Pozostałe zmiany to poważne przekształcenia własnościowe spółek sektora gazowego w regionie oraz postępujące renegocjacje kontraktów gazowych.

1. Stopniowa liberalizacja

Podwaliny pod rozwój konkurencyjnych rynków gazu w Europie Środkowej zostały położone poprzez sprawne wdrożenie reguł rozdzielenia transportu i sprzedaży (*unbundling*). Spośród państw Grupy Wyszehradzkiej *unbundling* został wdrożony najwcześniej w Polsce i na Węgrzech. Oba kraje w 2004 roku wydzieliły operatorów przesyłowych: spółkę Gaz-System z Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (PGNiG) w Polsce oraz spółkę FGSZ z firmy MOL na Węgrzech. Spółka Gaz-System jest w pełni własnością państwa, natomiast spółka FGSZ należy w całości do koncernu MOL, w którym państwo ma ok. 25% udziałów. W 2006 roku nastąpiło wydzielenie niezależnych operatorów przesyłowych w Czechach i na Słowacji. Warto jednak dodać, że już w 2001 roku doszło do prywatyzacji czeskiego i słowackiego przemysłu gazowego. W przypadku Słowacji prywatyzacja obejmowała sprzedaż 49% akcji z kontrolą menedżerską monopolistycznej spółki SPP francuskiemu GdF (późniejsza GdF-Suez) i niemieckiemu E.ON.

Natomiast w przypadku Czech prywatyzacja obejmowała pakietową sprzedaż przedsiębiorstwa przesyłowego Transgaz oraz szeregu spółek dystrybucyjnych (*de facto* spółek sprzedaży) niemieckiemu koncernowi RWE.

Przyjęcie trzeciego pakietu liberalizacyjnego wymusiło wprowadzenie kolejnych rozwiązań w zakresie *unbundlingu*. Obecnie najbardziej rozpowszechniony w Europie Środkowej jest model niezależnego operatora przesyłowego (ITO), który zastosowano na rynkach austriackim, czeskim, słowackim i węgierskim. W przypadku Polski można mówić o modelu mieszanym. Polski operator przesyłowy Gaz-System jest spółką w pełni niezależną, wobec której zastosowano rozwiązanie rozdziału właścicielskiego (OU). Zarazem Gaz-System działa jako operator polskiego odcinka gazociągu tranzytowego Jamał-Europa i jako niezależny operator systemu (ISO)⁸. Szerokie rozpowszechnienie modelu ITO w Europie Środkowej wynikało z chęci utrzymania obecności silnych koncernów energetycznych w sektorach gazowych. Model ITO zakłada bowiem, że spółki zintegrowane pionowo mogą utrzymać własność sieci przesyłowych. Znajdujący się w ramach takiej spółki operator musi przestrzegać jednak wielu restrykcyjnych procedur, które gwarantują niezależność jego decyzji od wpływów spółki matki. Niemniej za optymalny dla rozwoju konkurencji uznawany jest model rozdziału właścicielskiego, który w Europie Środkowej zastosowano tylko w Polsce (z wyjątkiem reżimu dla gazociągu jamalskiego).

Poza zmianami w modelu organizacji sektora gazowego dokonuje się stopniowe uwalnianie cen surowca w poszczególnych krajach. Najwcześniej w Europie Środkowej pełną liberalizację cen na rynku hurtowym oraz detalicznym przeprowadziła Austria, która zakończyła ten proces już w 2002 roku. W państwach Grupy Wsze-

⁸ Dane dotyczące reżimu *unbundlingu* poszczególnych operatorów dostępne są pod adresem: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/certification_en.htm

hradzkiej proces ten trwał dłużej, przy czym najbardziej opóźniony jest w Polsce. Czechy uwolniły ceny gazu dla odbiorców przemysłowych w 2005 roku, a dwa lata później również dla gospodarstw domowych. Tym samym są jedynym państwem Grupy Wyszehradzkiej, w którym nie występuje regulacja cen na rynku gazu. Polska, Słowacja oraz Węgry wciąż bowiem utrzymują regulację cen dla gospodarstw domowych oraz małych i średnich przedsiębiorstw, choć należy podkreślić, że samo regulowanie cen dla takich odbiorców nie jest sprzeczne z prawem unijnym (potwierdził to wyrok w tzw. sprawie *Federutility*). Regulacja cen na rynku hurtowym została całkowicie zniesiona na Słowacji w 2005 roku, natomiast na Węgrzech od 2006 roku realizowany był program uwalniania gazu (*gas release programme*), tj. obowiązkowej sprzedaży 1 mld m³ gazu rocznie w ramach systemu aukcji przez dominującą na rynku spółkę E.ON Földgáz. Program realizowano w latach 2006–2013⁹, a w międzyczasie doprowadzono do pełnego zniesienia regulacji cen na węgierskim rynku hurtowym.

Najdłużej regulacja cen na rynku hurtowym utrzymuje się w Polsce, przy czym w części obszarów została już zniesiona. W lutym 2013 roku pojawiła się możliwość uzyskania zwolnienia z regulacji cen dla przedsiębiorstw, które sprzedają gaz firmom handlującym paliwem gazowym. Dalej jednak przedsiębiorstwo musi złożyć wniosek o zwolnienie z regulacji cen w Urzędzie Regulacji Energetyki. Częściowe zniesienie taryf na rynku hurtowym, m.in. dla gazu będącego przedmiotem obrotu na giełdzie gazowej, nastąpiło w czerwcu 2013 roku. Długie utrzymywanie regulacji cen na rynku hurtowym spowodowało, że w czerwcu 2013 roku Komisja Europejska wszczęła procedurę podejrzenia złamania prawa unijnego (*infringement*) i skierowała sprawę do Trybunału Sprawiedliwości

⁹ Program uwalniania gazu na Węgrzech był elementem transakcji sprzedaży przez firmę MOL spółki gazowej Földgáz niemieckiej firmie E.ON. Więcej w: C. Bartok, S. Moonen, P. Lahbabi, A. Paolicchi, M. De La Mano, A combination of gas release programmes and ownership unbundling as remedy to a problematic energy merger: E.ON / MOL, Merger Control, EC Competition Policy Newsletter, nr 1, 2006.

ści Unii Europejskiej¹⁰. Jest to już kolejna sprawa przeciwko Polsce skierowana do Trybunału w związku z brakiem należytego wdrożenia postanowień trzeciego pakietu liberalizacyjnego.

Liberalizacja cen była jednym z czynników – obok zwiększenia możliwości importu surowca – wzrostu konkurencji wśród dostawców gazu na poszczególnych rynkach. Najwyraźniej widać ten proces w Czechach: udział głównego dostawcy – spółki RWE – w całości dostaw spadał z poziomu 99% w 2006 roku do 51,5% w 2011 roku. RWE traci udział w rynku na rzecz mniejszych dostawców, takich jak spółki: Pražská plynárenská, Vemex, ČEZ, E.ON czy SPP. Wzrost konkurencji widać również na rynku słowackim. Tradycyjny dostawca – spółka SPP – w 2008 roku realizował 100% dostaw gazu na rynek, natomiast w 2011 roku już tylko 77%. Głównym konkurentem dla słowackiej spółki jest RWE. W przypadku Węgier głównym dostawcą jest spółka E.ON Földgáz Trade. Dzięki uruchomionemu w 2006 roku programowi uwalniania gazu na rynku działają jednak także inne podmioty, m.in. GdF-Suez. W przypadku Polski dominującym graczem jest państwowa spółka PGNiG, która w 2013 roku wciąż sprzedawała na krajowym rynku ponad 95% dostaw surowca. Pozostałe podmioty mają bardzo niewielki udział w rynku i koncentrują się na sprzedaży gazu dla dużych klientów przemysłowych.

Poza wdrażaniem *unbundlingu* i odchodzeniem od regulacji cen państwa Europy Środkowej przeprowadziły reformę organizacji systemów przesyłowych, która ma się przyczynić do powstania płynnych rynków hurtowych. Głównym narzędziem realizacji tego celu jest wdrożenie modelu taryfowego wejście-wyjście (stref *entry-exit*). Większość rynków gazu państw Europy Środkowej zorganizowana jest jako pojedyncza strefa wejście-wyjście. Wyjątkiem jest Polska, gdzie gazociąg jamalski wyłączony jest

¹⁰ Internal gas market: the Commission takes Poland to Court over regulated gas prices for business consumers, Bruksela, 20.06.2013, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-580_en.htm

z ogólnokrajowej strefy i funkcjonuje jako odrębna strefa *entry-exit*. Specyficzna jest też sytuacja w Austrii, gdzie funkcjonują trzy strefy *entry-exit*: obejmująca ponad 90% odbiorców strefa wschodnia z hubem CEGH oraz dwie niewielkie strefy na zachodzie kraju (bez wirtualnych punktów handlu).

Ustanowieniu stref *entry-exit* towarzyszyło powołanie wirtualnych punktów handlu gazem. W Czechach i na Słowacji funkcjonują one pod nazwą VOB, na Węgrzech – MGP, w Polsce VTP Gaz-System, natomiast w Austrii pod nazwą CEGH. Największe obroty handlu gazem w Europie Środkowej odnotowuje austriacki wirtualny punkt handlu (hub) CEGH, gdzie obroty wyniosły 393 TWh (blisko 35 mld m³) w 2013 roku. Na austriackim hubie zdecydowana większość transakcji odbywa się w ramach obrotu pozagiełdowego (tzw. *over the counter* – OTC). Niemniej funkcjonuje też austriacka giełda gazu z obrotami na poziomie 13 TWh w 2013 roku (1,2 mld m³)¹¹. W państwach Grupy Wyszehradzkiej – z wyjątkiem Czech – handel wciąż odbywa się głównie poprzez transakcje na fizycznych punktach w sieci przesyłowej, a nie na wirtualnych punktach handlu. Niski poziom wykorzystania wirtualnych punktów handlu wynika ze strukturalnych cech poszczególnych rynków, przede wszystkim funkcjonowania długoterminowych kontraktów między dostawcami a klientami, jak również nierozwiniętego rynku usług bilansujących (transakcje umożliwiające zrównoważenie kontraktowych i fizycznych zobowiązań spółki handlującej paliwem gazowym).

Uruchomienie wirtualnych punktów handlu otworzyło drogę do powołania giełd gazu. Na przełomie 2012/2013 uruchomiono giełdę gazu na Węgrzech – CEEGEX, na początku 2013 roku giełda energii TGE uruchomiła giełdową sprzedaż gazu, natomiast w grudniu 2013 roku ruszyła sprzedaż gazu za pośrednictwem giełdy energii elektrycznej w Czechach – PXE. Na Słowacji nie istnieje giełda

¹¹ CEGH: Exchange traded gas volumes almost quadrupled compared to 2012, <http://www.cegh.at/cegh-exchange-traded-gas-volumes-almost-quadrupled-compared-2012>

gazu, nie planuje się też jej uruchomienia. Pod koniec 2012 roku słowacki operator przesyłowy Eustream nabył 15% udziałów w austriackim hubie CEGH, co może wskazywać, że traktuje go jako docelowe miejsce handlu gazem. Dotychczasowe wyniki handlu na giełdach wskazują na niską płynność rynków w porównaniu z giełdami zachodnioeuropejskimi (zob. Tabela 1). Na giełdzie węgierskiej w 2013 roku sfinalizowano tylko trzy transakcje, których łączny wolumen nie przekraczał 1 miliona m³. W pierwszej połowie 2014 roku sytuacja nie uległa zmianie. Czeska giełda PXE obsługuje jedynie rynek kontraktów terminowych (*futures*) i działa w ramach porozumienia z austriackim CEGH. Zarazem rynek spotowy (dnia bieżącego i dnia następnego) w Czechach działa już od 2010 roku, kiedy to operator energii elektrycznej – spółka OTE – zajęła się także obsługą rynku gazowego. Sprzedaż gazu za pośrednictwem OTE jest jednak niska, a jej rola sprowadza się głównie do zapewnienia usług bilansowania. W przypadku polskiej giełdy gazu można zaobserwować wysoką dynamikę wzrostu. W 2013 roku wolumen obrotów wynosił 215 mln m³, natomiast w pierwszej połowie 2014 roku łączne obroty gazem wyniosły już 5,2 TWh (ok. 570 mln m³)¹². W związku z wydzieleniem z firmy PGNiG spółki zajmującej się wyłącznie handlem detalicznym (połowa 2014 roku) nastąpi zapewne wzrost obrotów na polskiej giełdzie gazu, gdyż PGNiG rozpocznie realizację wprowadzonego w 2013 roku obliga giełdowego¹³. Tylko w lipcu wolumen obrotów gazem na giełdzie TGE wyniósł 5,3 TWh¹⁴, tj. całość obrotów w pierwszej połowie 2014 roku.

¹² Towarowa Giełda Energii – rynek krajowy oraz pozycja w Europie, Warszawa 1 lipca 2014, <http://tge.pl/pl/340/informacja-o-towarowej-gieldzie-energii-i-rynku-energii-w-polsce>

¹³ Obligo giełdowe zakłada obowiązkową sprzedaż gazu za pośrednictwem giełdy odpowiednio na poziomie 30% gazu wprowadzonego do sieci w 2013 roku; 40% w 2014 roku oraz 55% od 2015 roku. Z obliga zostały wyłączone spółki sprowadzające gaz w niewielkiej skali oraz gaz przesyłany tranzytem, w konsekwencji *de facto* obejmuje ono wyłącznie spółkę PGNiG.

¹⁴ Podsumowanie lipca 2014 roku na rynkach gazu Towarowej Giełdy Energii – rekordowe obroty na rynku terminowym oraz dalszy spadek cen paliwa, <http://www.tge.pl/pl/27/aktualnosci/484/podsumowanie-lipca-2014-r-na-rynkach-gazu-towarowej-gieldy-energii-rekordowe-obroty-na-rynku-terminowym-oraz-dalszy-spadek-cen-paliwa>

Tabela 1. Wolumen obrotu na giełdach gazu w wybranych państwach UE w 2013 (TWh)

Kraj	Belgia	Czechy	Polska	Dania	Austria	Włochy	Francja	Niemcy	Holandia
Wolumen (TWh)	0,2	0,2	2,4	9,2	13,2	41,4	70,3	110	150

Źródło: Dane giełd gazowych

2. Rozbudowa infrastruktury

Drugim wielkim procesem – po liberalizacji krajowych rynków – jest intensywna rozbudowa infrastruktury transgranicznej i wdrażanie mechanizmów ułatwiających swobodny przepływ gazu między państwami. W Europie Środkowej nigdy wcześniej nie uruchomiono tak dużej liczby połączeń transgranicznych i gazociągów, jak na przestrzeni ostatnich pięciu lat. Do głównych inwestycji należą: budowa gazociągu tranzytowego Gaze-la w Czechach, terminalu LNG w Polsce (ma być uruchomiony w połowie 2015 roku) oraz łączników gazowych: polsko-czeskiego, słowacko-węgierskiego, węgiersko-chorwackiego i węgiersko-rumuńskiego. Ponadto uruchomiono rewersy na głównych magistralach tranzytowych Braterstwo i Jamał-Europa, które umożliwiają dostawy gazu do Europy Środkowej z kierunku zachodniego.

Impulsem do rozbudowy infrastruktury był kryzys gazowy z 2009 roku, tj. 19-dniowa przerwa w dostawach rosyjskiego gazu do UE. Kryzys był spowodowany sporem między Rosją a Ukrainą, która odgrywa kluczową rolę tranzytową w przesyłce rosyjskiego gazu do UE. Wstrząs związany z zatrzymaniem dostaw był ogromny, gdyż nawet w okresie zimnej wojny nie dochodziło do tak długiego wstrzymania dostaw rosyjskiego gazu do Europy (wcześniejszy kryzys gazowy z 2006 roku obejmował trzydniową przerwę w dostawach). Był on szczególnie dotkliwy w Europie

Środkowej, gdyż miała ona wówczas ograniczone możliwości importu gazu z kierunków innych niż wschodni i była niemal w całości zależna od dostaw rosyjskiego gazu. Kryzys unaoczniał też konieczność zbudowania skutecznych mechanizmów antykryzysowych. W trakcie kryzysu gazowego naprędce wprowadzano bowiem nowe mechanizmy solidarnościowe, m.in. rewers na gazociągu Braterstwo z Czech na Słowację.

W Europie Środkowej największy postęp w zakresie zwiększenia możliwości importowych odnotowują Polska i Czechy. W Polsce pod koniec 2011 roku uruchomiono wirtualny rewers na gazociągu jamalskim. Wirtualny rewers umożliwił dostawy na poziomie 2,3 mld m³ rocznie – formalnie był to gaz dostarczany z kierunku zachodniego, lecz w praktyce gaz odbierano na granicy polsko-białoruskiej. W 2011 roku otwarto też czesko-polski łącznik gazowy (przepustowość 0,5 mld m³ rocznie). W 2013 roku zwiększono przepustowość łącznika polsko-niemieckiego (z 0,9 do 1,5 mld m³ rocznie). Na początku 2014 roku wirtualny rewers na gazociągu jamalskim zaczął funkcjonować w trybie stałym (wcześniej działał na zasadach przerywanych), a zarazem umożliwiono przesył surowca w ramach fizycznego rewersu z przepustowością 5,6 mld m³. Może on jednak zostać uruchomiony tylko w przypadku wstrzymania dostaw ze wschodu. W rezultacie zrealizowanych inwestycji zdolności importu przez Polskę gazu z kierunku zachodniego wzrosły z 9% w 2009 roku do 70% całości potrzeb importowych w 2014 roku.

Na rynku czeskim kluczową rolę odegrało uruchomienie gazociągu Gazela w styczniu 2013 roku. Gazociąg, którego przepustowość wynosi 30 mld m³ rocznie, służy przede wszystkim do tranzytu rosyjskiego surowca z gazociągów Nord Stream i OPAL do południowych Niemiec (tranzytem przez Czechy). Gazociąg może też służyć jako szlak dostaw na rynek czeski. Komisja Europejska przyznała gazociągowi Gazela całkowite wyłączenie spod zasady TPA. Bezpośrednią odpowiedzią na kryzys gazowy było natomiast uruchomienie w 2011 roku rewersu na czeskim odcinku ga-

zociągu Braterstwo, który umożliwił fizyczne dostawy z Czech na Słowację. Zaczęto też przygotowania do budowy połączeń między Czechami a Austrią – między oboma krajami wciąż bowiem brak połączeń transgranicznych.

W przypadku Słowacji istotną rolę odegrało natomiast uruchomienie rewersów z Czech (2009) oraz Austrii (2011). Rewersy z Austrii i z Czech umożliwiają dostawy blisko 9 mld m³ gazu rocznie na Słowację z kierunku zachodniego. W przypadku Węgier bezpośrednią konsekwencją kryzysu gazowego były znaczne inwestycje w magazyny gazowe¹⁵ oraz rozpoczęcie prac nad budową słowacko-węgierskiego łącznika gazowego. Ma on zostać uruchomiony w 2015 roku. Zarazem przyspieszono rozpoczęte jeszcze przed kryzysem gazowym prace przy budowie łącznika z Rumunią i Chorwacją, które ukończono odpowiednio w 2010 i 2011 roku. Poza ukończonymi już inwestycjami, realizowany i planowany jest cały szereg kolejnych (zob. Tabela 2 oraz Mapa na s. 57). Do najważniejszych projektów z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego należy koncepcja budowy korytarza Północ-Południe, która obejmuje budowę terminalu LNG w Świnoujściu (jest już na ukończeniu, uruchomienie w 2015 roku) oraz łączników gazowych Słowacja-Węgry (uruchomienie w 2015), Polska-Słowacja oraz Polska-Czechy. Projekty zawarte w ramach korytarza Północ-Południe uzyskały unijny status projektów o znaczeniu wspólnotowym (Project of Common Interest – PCI), co umożliwia ubieganie się o dofinansowanie z unijnego budżetu w ramach programu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility). Ważnym projektem w regionie jest również wspierany przez Austrię oraz Węgry projekt budowy gazociągu South Stream, który ma przesyłać rosyjski gaz przez Morze Czarne do Europy Środkowej i Południowej (łączna przepustowość ma wynieść 63 mld m³ rocznie). South Stream to

¹⁵ W rezultacie Węgry posiadają największe pojemności magazynów gazowych spośród państw Grupy Wyszehradzkiej – łączna pojemność magazynów na początku 2014 roku wynosiła 6,17 mld m³. Pojemności magazynów pozostałych państw V4: Czechy – 3,27 mld m³; Słowacja – 3,18 mld m³; Polska – 2,5 mld m³.

de facto nowy korytarz transportowy, który – o ile zostanie zrealizowany – doprowadzi do znaczących zmian w dotychczasowych szlakach przesyłu rosyjskiego surowca. Projekt rodzi silny sprzeciw ze strony części państw UE oraz Komisji Europejskiej, wskazujących, że oznaczać to będzie silniejsze uzależnienie regionu od dostaw gazu rosyjskiego, a obowiązujące w jego ramach porozumienia międzyrządowe łamią prawo unijne.

Tabela 2. Realizowane oraz planowane inwestycje infrastrukturalne w Europie Środkowej

Projekt	Numeracja na mapie	Przepustowość (w mld m ³ rocznie)	Stan realizacji
Terminal LNG w Świnoujściu (Polska)	1	5 z możliwością rozbudowy do 7,5	Finalizacja prac konstrukcyjnych, uruchomienie terminalu w 2015.
Łącznik Słowacja-Węgry	2	4,2 -> Węgry 1,7 -> Słowacja	Zakończone prace konstrukcyjne, uruchomienie łącznika na początku 2015.
Łącznik Polska-Litwa	3	0,95 -> Polska, 2,25 -> Litwa	Ukończona faza planowania. Finalna decyzja inwestycyjna w 2015 roku z perspektywą realizacji w 2018. Projekt ma status PCI i uzyskał finansowanie w ramach TEN-E.
Łącznik Polska-Czechy (Stork 2)	4	6,5 -> Polska 5 -> Czechy	Ukończona faza planowania. Finalna decyzja inwestycyjna w 2017 z perspektywą realizacji w 2019. Projekt ma status PCI i jest elementem korytarza Północ-Południe.

Projekt	Numeracja na mapie	Przepustowość (w mld m ³ rocznie)	Stan realizacji
Gazociąg Polska-Dania (Baltic Pipe)	5	3 <->	Ukończona faza planowania. Finalna decyzja inwestycyjna w 2015 z perspektywą realizacji w 2020.
Łącznik Polska-Słowacja	6	4,7 -> Słowacja od 4,3 do 5,7 -> Polska (wg Eustream - do 9,7)	Ukończona faza planowania. Finalna decyzja w 2017 roku z perspektywą realizacji w 2019.
Polska-Niemcy (Lasów)	7	Zwiększenie przepustowości do poziomu 2,5 -> Polska	Finalna decyzja inwestycyjna planowana na 2015 rok z perspektywą realizacji w 2021.
Czechy-Austria (BACI)	8	8,5 <->	Wstępne planowanie; możliwe uruchomienie w 2019.
Czechy-Austria (połączenie do Obberkapel)	9	1,8 <->	Wstępne planowanie
Fizyczny rewers na łączniku Węgry-Rumunia	10	0,4-1,7 -> Węgry 2,5 -> Rumunia	Wstępne planowanie
Łącznik Węgry-Słowenia	11	1,5 <->	Planowany, finalna decyzja inwestycyjna w 2015.
Gazociąg South Stream na Węgrzech i w Austrii*	12	30-32	Realizacja projektu niepewna w związku ze sporem dotyczącym przestrzegania prawa unijnego.

Projekt	Numeracja na mapie	Przepustowość (w mld m ³ rocznie)	Stan realizacji
Łącznik Słowacja-Ukraina*	13	10 -> Ukraina	Prace nad projektem rozpoczęto w 2013. Gazociąg uruchomiono we wrześniu 2014 (dostawy na zasadach przerywanych), a od marca 2015 planowane są dostawy na zasadach stałych.

Źródło: ENTSOG GRIP CEE 2014–2023, Annex B: Infrastructure Projects;

* Strony internetowe spółek

W wyniku rozbudowy infrastruktury przesyłowej i wdrażania rewersów państwa Grupy Wyszehradzkiej znacząco poprawiły poziom bezpieczeństwa dostaw surowca. Wszystkie wypełniają obecnie standard infrastrukturalny N-1, który został określony w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady nr 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (zdolność do zaspokojenia statystycznie najwyższego poziomu dziennego zapotrzebowania na surowiec przy wyłączeniu największego źródła dostaw). Najwyższy wskaźnik N-1 w 2013 roku miały Czechy, które mogą pokryć 250% zapotrzebowania przy założeniu wyłączenia największego źródła dostaw. Niewiele niższy wskaźnik uzyskuje Słowacja – ponad 200%, natomiast Polska i Węgry przekroczyły wymagany próg 100%¹⁶. Stosunkowo niskie wskaźniki N-1 w przypadku Polski i Węgier wzrosną po otwarciu terminalu LNG w Polsce oraz po uruchomieniu słowacko-węgierskiego łącznika i rewersu węgiersko-rumuńskiego.

¹⁶ Commission Staff Working Document, Report on the Implementation of Regulation 994/2010 and its Contribution to Solidarity and preparedness for gas disruptions in the EU, Bruksela, 16.10.2014, s. 8.

Warto jednak zaznaczyć, że zwiększenie zdolności infrastruktury przesyłowej do importu gazu z kierunku zachodniego niekoniecznie oznacza dywersyfikację źródeł dostaw surowca. Z formalnego punktu widzenia gaz importowany przez państwa Europy Środkowej z innych państw UE jest gazem „unijnym” (zob. Tabela 3), ale np. zdecydowana większość gazu kupowanego od spółek zachodnich (np. niemieckich) jest wcześniej kupowana od rosyjskiego Gazpromu. Podobnie duża ilość gazu w hubach gazowych Niemiec oraz Austrii ma również rosyjskie pochodzenie. Dlatego też jedyną realizowaną inwestycją infrastrukturalną w państwach Grupy Wyszehradzkiej, która gwarantuje bezpośrednie dostawy gazu z całkowicie nowego źródła, jest polski terminal LNG w Świnoujściu.

Tabela 3. Struktura dostaw gazu do państw Europy Środkowej w 2012 roku (w TWh)

	Polska	Czechy	Słowacja	Węgry
Dostawca				
Rosja	103,6	49,6	46,2	85,8
Norwegia	-	9,6	-	-
UE	26,2	18,2	12,2	-8,8*
Krajowa produkcja	49,5	1,7	0,9	23,4
Łączne dostawy na krajowy rynek**	176,9	86,3	55,3	107,4
Udział rosyjskiego gazu w imporcie	81%	58,5%	85%	58%
Udział rosyjskiego gazu w całości dostaw	58,5%	57,5%	83,5%	80%

Źródło: Eurogas Statistical Report 2013, s. 6; * ujemna wartość oznacza eksport gazu z Węgier do innych państw UE; ** łączne dostawy uwzględnia zmiany w poziomie zapełnienia magazynów

3. Nowe trendy w przesyłach gazu

W ostatnich trzech latach doszło również do zmian na głównych kierunkach przepływu rosyjskiego gazu w Europie Środkowej. Najważniejszą zmianą jest znaczny spadek przesyłu rosyjskiego gazu przez Słowację, w związku z uruchomieniem gazociągu Nord Stream. Po otwarciu pierwszej nitki gazociągu Nord Stream w listopadzie 2011 roku przekierowano do niego znaczne ilości rosyjskiego surowca, wcześniej płynące na zachód przez Słowację gazociągami Braterstwo. Podczas gdy w 2011 roku przesył słowackim gazociągiem wynosił 74 mld m³ rocznie, to rok później spadł o 25% do poziomu o 56,5 mld m³. W 2013 roku przesył słowacką magistralą nieznacznie się zwiększył do poziomu 58,5 mld m³ rocznie¹⁷. W przypadku tranzytu rosyjskiego gazu przez Polskę i Węgry nie zaobserwowano w ostatnich latach znaczących różnic. Natomiast w przypadku Czech spadek dostaw ze strony Słowacji został zrekompensowany wzrostem dostaw z Niemiec. Przepływy gazu przez Czechy znacznie wzrosły po uruchomieniu gazociągu Gazela. Nastąpił także znaczny wzrost przepływów gazu z Czech na Słowację¹⁸.

Trend spadku tranzytu rosyjskiego surowca gazociągami Braterstwo wydaje się trwały. Gazprom będzie z pewnością kontynuować strategię dywersyfikacji szlaków eksportowych i omijania Ukrainy, a tym samym zmniejszenia przesyłu przez Słowację. Możliwości przekierowania gazu z Braterstwa na Nord Stream są duże – szlakiem Nord Stream w 2013 roku przesłano 23 mld m³, tj. 42% przepustowości. Niemniej Gazprom wciąż nie uzyskał zgody na wyłączenie spod zasady TPA gazociągu Opal (przedłużenie gazociągu Nord Stream), od czego zależeć będzie większe wykorzystanie Nord Streamu w przyszłości. W przypadku realizacji gazo-

¹⁷ Eustream, Annual Report 2013, s. 8.

¹⁸ ACER/CEER. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas. Markets in 2012, listopad 2013; s. 201; http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202013.pdf

ciągu South Stream znaczący spadek przesyłu rosyjskiego gazu przez magistralę Braterstwo będzie nieuchronny.

Zupełnie nowym zjawiskiem, jeśli chodzi o przepływy gazu w Europie Środkowej, są dostawy na Ukrainę z Polski (zainicjowane pod koniec 2012 roku), Węgier (zainicjowane w połowie 2013 roku) oraz Słowacji (uruchomienie łącznika we wrześniu 2014 roku). Techniczne możliwości dostaw gazu z Polski na Ukrainę wynoszą 1,5 mld m³ rocznie, natomiast z Węgier – 6,1 mld m³ rocznie. W 2013 roku dostawy z Polski i Węgier na Ukrainę wyniosły łącznie 2,1 mld m³. Spółkami sprzedającymi gaz były RWE (z Polski) oraz GdF-Suez (z Węgier). Dostawy realizowane są na zasadach przerywanych, stąd znacznie niższy wolumen, niż przewidują to techniczne możliwości. We wrześniu br. uruchomiono dostawy ze Słowacji na Ukrainę. Przepustowość gazociągu Wojany-Użhorod, którym mają być realizowane dostawy, ma wynieść 10 mld m³ w 2015 roku (od września działają dostawy na zasadach przerywanych, od marca 2015 planowane są dostawy na zasadach ciągłych). Teoretycznie poziom dostaw mógłby być znacznie większy przy wykorzystaniu rewersu na magistrali tranzytowej Braterstwo (nawet 30 mld m³), ale konsekwentnie nie zgadzała się na to Słowacja z powodu komplikacji prawnych – a także prawdopodobnie w związku z niechęcią do konflikowania się z Gazpromem.

W wypowiedziach rosyjskich władz oraz przedstawicieli Gazpromu sugerowany jest nielegalny charakter uruchomionych rewersów z Europy Środkowej na Ukrainę¹⁹. W szczególności strona rosyjska sugeruje, że Ukraina otrzymuje gaz nie w ramach fizycznych dostaw gazu, lecz w ramach wirtualnych rewersów. Uruchomione rewersy mają jednak fizyczny charakter, a spółki dostarczające gaz kupują go na zachodnich hubach gazowych i re-

¹⁹ Andriej Konoplaniuk, The Role of “European formulas” in the Russia-Ukraine Gas Debate, *European Energy Review*, 4.08.2014; <http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=4295>

alizują zysk związany z możliwością uzyskania wyższych cen na rynku ukraińskim²⁰. Niemniej nie można wykluczyć, że Rosja będzie stosować jakąś formę retorsji lub nacisku wobec państw lub spółek dostarczających gaz na Ukrainę.

4. Renegocjacje kontraktów

Na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat w UE wielokrotnie dochodziło do renegocjowania warunków kontraktów długoterminowych. Odbiorcy gazu zaczęli domagać się renegocjowania warunków dostaw, gdyż ceny surowca na zachodnioeuropejskich rynkach spotowych były znacząco niższe niż w ramach kontraktów długoterminowych. Gazprom pod silną presją swoich klientów godził się na renegocjacje warunków, m.in. w 2011 roku zmieniono warunki dostaw dla włoskich spółek Edison i Sinergie Italiane, francuskiej GdF-Suez, niemieckich WIEH i Wingas. Rok później doszło do renegocjacji warunków dostaw dla niemieckiego E.ON Ruhrgas oraz holenderskiej spółki GasTerra. Zmiany w kontraktach następowały też w państwach Europy Środkowej. Renegocjacje kontraktów z Gazpromem przeprowadziły m.in. słowacka spółka SPP, austriacka Ecomgas, czeska RWE Supply & Trading (dawna RWE Transgas) oraz polska PGNiG (zob. Tabela 4). Większość tych renegocjacji poprzedziło skierowanie przeciwko Gazpromowi spraw do trybunałów arbitrażowych, które były wycofywane po osiągnięciu porozumienia (z wyjątkiem sporu między czeską RWE a Gazpromem). Ze względu na tajemnicę handlową trudno określić, czy renegocjacje doprowadziły jedynie do obniżki cen, czy też do zmian obowiązujących formuł cenowych w kontraktach, tj. wprowadzenia powiązania do cen na rynkach spotowych. W wypowiedziach przedstawicieli środkowoeuropejskich spółek pojawiają się jednak sugestie, że formuły cenowe zostały zmodyfikowane i zawierają częściową indeksację do cen na za-

²⁰ Simon Pirani, Ukraine's imports of Russian gas: how a deal might be reached, Oxford Energy Comment, lipiec 2014, s. 5-6, <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/07/Ukraines-imports-of-Russian-gas-how-a-deal-might-be-reached.pdf>

chodnich hubach. Potwierdzałoby to przypuszczenie, że zmiana sytuacji na zachodnioeuropejskich rynkach gazowych pośrednio wzmocniła pozycję środkowoeuropejskich spółek gazowych wobec głównego dostawcy – Gazpromu.

Jeden z najciekawszych przykładów zmian warunków dostaw gazu w Europie Środkowej miał miejsce między czeską spółką RWE Supply & Trading a Gazpromem. W przeciwieństwie do pozostałych firm w regionie spór został rozwiązany dopiero na drodze arbitrażu. Rosyjska firma pozwała czeską spółkę za brak spłaty zobowiązań związanych z klauzulą *take or pay*. Wiedeński sąd arbitrażowy w październiku 2012 roku przyznał w tej sprawie rację czeskiej spółce. RWE kwestionowała też formułę cenową w obowiązującym kontrakcie. Wiedeński sąd arbitrażowy również przyznał jej w tej sprawie rację (wyrok z czerwca 2013 roku nakazywał częściowe wprowadzenie indeksacji rynkowej) i Gazprom musiał zapłacić ok. 1 mld euro odszkodowań w związku z poniesionymi przez nią stratami²¹. Uważa się, że oba wyroki stanowią precedens, który może być wykorzystywany przy zaskarżaniu kontraktów z Gazpromem w zakresie rozumienia klauzuli *take or pay* oraz wprowadzania indeksacji rynkowej.

²¹ RWE Annual Report 2013, Shaping the future, <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/2320248/data/110822/5/rwe/investor-relations/reports/RWE-Annual-Report-2013.pdf>, s. 23.

Tabela 4. Najważniejsze kontrakty długoterminowe na dostawy gazu do Europy Środkowej

Państwo	Spółki (odbiorca z dostawcą)	Okres obowiązywania kontraktu	Przybliżone ilości dostaw roczne (mld m³)	Uwagi dotyczące ewentualnych rewizji warunków dostaw w okresie 2009–2014
POLSKA	PGNiG z Gazpromem	2011–2022	10	Renegocjacja kontraktu w listopadzie 2012. Wypowiedzi przedstawicieli PGNiG sugerowały wprowadzenie częściowej indeksacji do cen rynkowych oraz ponad 10-procentową obniżkę ceny surowca.
POLSKA	PGNiG z Qatargas	2014–2035	1,5	Dostawy rozpoczęła się w 2015 roku w związku z opóźnieniami w realizacji terminalu LNG w Świnoujściu. Przedstawiciele PGNiG sugerują możliwość renegocjacji kontraktu.
POLSKA	PGNiG z VNG	2006–2016	0,4	Wprowadzenie elementów indeksacji rynkowej po renegocjacji kontraktu w październiku 2012.
WĘGRY	E.ON z Panrusgaz (udziałowcy Gazprom, Centrex oraz E.ON)	1996–2015	9	Brak informacji dotyczących renegocjacji warunków dostaw, jednak w 2011 roku E.ON ogłosił renegocjację wszystkich kontraktów z Gazpromem, co może sugerować również zmianę warunków z Panrusgaz. Według doniesień lokalnych mediów formuła cenowa kontraktu uwzględnia w 40% indeksację spotową.

Państwo	Spółki (odbiorca z dostawcą)	Okres obowiązywania kontraktu	Przybliżone ilości dostaw rocznie (mld m ³)	Uwagi dotyczące ewentualnych rewizji warunków dostaw w okresie 2009–2014
CZECHY	RWE Supply & Trading z Gazpromem	1999–2035	9	Wyrok trybunału arbitrażowego w Wiedniu z października 2012 wprowadzał zmianę klauzuli <i>take or pay</i> , natomiast wyrok sądu arbitrażowego z czerwca 2013 wg przedstawicieli RWE wprowadzał częściową indeksację rynkową do formuły kontraktu.
CZECHY	Vemex z Gazpromem	2008–2017	0,5	Brak informacji o renegotjacji, ale warto podkreślić, że spółka Vemex jest kontrolowana przez Gazprom.
SŁOWACJA	SPP z Gazpromem	2009–2028	6,5	Trzykrotna renegotjacja warunków kontraktu. Renegocjacja z kwietnia 2010 zakładała 10% zmniejszenie dostaw gazu na dwa lata. Renegocjacja ze stycznia 2012 roku przewidywała obniżkę cen, natomiast renegocjacja z marca 2014 oprócz obniżki ceny dotyczyła także wprowadzenia indeksacji rynkowej do formuły cenowej (wg przedstawicieli SPP).
AUSTRIA	Eongas z Gazpromem	2006–2027	7	Dwukrotna rewizja, brak informacji o indeksacji rynkowej.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie źródeł prasowych

5. Przekształcenia własnościowe

W 2013 roku nastąpiła fala przekształceń własnościowych w kluczowych spółkach gazowych Czech, Słowacji i Węgier. Objęła ona operatorów przesyłowych Czech i Słowacji oraz najważniejsze spółki sprzedaży, dystrybucji i magazynowania na Słowacji i Węgrzech. Przekształcenia własnościowe pokazały różnorodne trendy na środkowoeuropejskich rynkach gazu. W Czechach postępuje umiędzynarodowienie sektora gazowego, podczas gdy na Węgrzech widoczne jest dążenie do jego renacjonalizacji. Na Słowacji utrzymywany jest hybrydowy model obecności państwa w sektorze gazowym – państwo posiada pakiet większościowy w infrastrukturze gazowej, ale za zarządzanie odpowiedzialni są inwestorzy prywatni. Zarazem państwo po ponad dekadzie odzyskało kluczową pozycję w sprzedaży gazu.

Największa skala zmian własnościowych miała miejsce na rynku słowackim. Na początku 2013 roku francuski GdF i niemiecki E.ON sprzedały czeskiemu koncernowi elektroenergetycznemu EPH swoje udziały w Slovak Gas Holding za kwotę 2,6 mld euro. Tym samym czeska spółka EPH uzyskała kontrolę menedżerską i 49% akcji w operatorze sieci przesyłowych Eustream oraz spółkach magazynowania gazu Nafta i Pozgas. Wejście EPH na słowacki rynek przesyłu gazu można tłumaczyć jej ambicjami przekształcenia się w środkowoeuropejski koncern energetyczny. EPH startowała również (bez powodzenia) w przetargu na przejęcie czeskiego operatora przesyłowego NET4GAS. Zarazem we wrześniu 2013 roku słowacki skarż państwa objął 100% akcji w spółce SPP, która jest największym sprzedawcą gazu na Słowacji²². Przejęcie SPP przez państwo należy tłumaczyć przede wszystkim dążeniem słowackich władz do utrzymania niskich cen surowca – wcześniej bowiem dochodziło do licznych sporów

²² Jakub Groszkowski, Zmiany własnościowe w słowackiej spółce gazowej SPP, *Analizy OSW*, 11.09.2013, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2013-09-11/zmiany-wlasnosciowe-w-slowackiej-spolce-gazowej-spp>

z współdziaławcami SPP na tle polityki cenowej koncernu. Ceny gazu mają istotne znaczenie polityczne na Słowacji. W 2013 roku gaz stanowił 29% w bilansie energetycznym, co dawało drugi po Węgrzech najwyższy wynik w regionie²³.

Zmiany własnościowe na rynku czeskim obejmowały sprzedaż operatora przesyłowego NET4GAS przez niemiecki koncern RWE. Nowym właścicielem czeskiego operatora zostało konsorcjum kanadyjskiego funduszu inwestycyjnego Borealis Infrastructure oraz niemieckiego funduszu Allianz Capital Partners (oba mają po 50% udziałów w NET4GAS). Transakcja z marca 2013 roku opiewała na sumę 1,2 mld euro. Była pierwszym przykładem wejścia międzynarodowych inwestorów finansowych w sektory sieciowe w Europie Środkowej. Rynek czeski podąża tym samym za zmianami na rynku niemieckim, gdzie również można zaobserwować przejmowanie operatorów sieciowych przez inwestorów finansowych. Transakcja utrzymała wysoki poziom umiędzynarodowienia czeskiego sektora gazowego – państwo ani nie kontroluje bowiem spółek sprzedających gaz, ani nie jest obecne w infrastrukturze gazowej. Jedynym państwowym podmiotem działającym na czeskim rynku gazu jest spółka OTE, czyli operator rynku energetycznego, który zapewnia usługi bilansujące.

Na rynku węgierskim nastąpiła sprzedaż spółek E.ON Földgáz Trade (główny importer rosyjskiego gazu na Węgry) oraz E.ON Földgáz Storage (kontroluje większość magazynów gazowych na Węgrzech). Spółki córki niemieckiego koncernu E.ON przejęła za kwotę 870 mln euro państwowa spółka elektroenergetyczna MVM. W ostatnich latach stała się ona aktywna na rynku gazowym, m.in. jest udziałowcem w projekcie budowy węgierskiego odcinka gazociągu South Stream, a jej spółka córka MGT jest przewidziana jako operator przesyłowy dla węgiersko-słowackiego łącznika gazowego (wciąż nie uzyskała certyfikacji). Wszystkie zmiany na węgierskim rynku wpisują się w proces „renacjonali-

²³ BP Statistical Review of World Energy 2014, s. 41.

zacji” sektora gazowego. Wejście MVM na rynek sprzedaży gazu ma zapewne służyć państwowej strategii utrzymywania niskich cen gazu. Cena tego surowca ma bowiem duże znaczenie polityczne na Węgrzech, m.in. ze względu na bardzo wysoki udział gazu – prawie 38% w bilansie energetycznym²⁴. Wzmacnianie pozycji MVM w sektorze gazowym może być też elementem strategii kompleksowego ułożenia współpracy energetycznej z Rosją. Spółka MVM jest bowiem odpowiedzialna za realizację dwóch strategicznych inwestycji realizowanych wspólnie z Rosją – węgierskiego odcinka gazociągu South Stream oraz rozbudowy węgierskiej elektrowni atomowej w Paks. Ponadto z końcem 2015 roku wygasa kontrakt na dostawy rosyjskiego gazu, a więc przejęcie przez państwowy MVM spółki importera gazu ma zapewne wzmocnić pozycję Węgier w negocjacjach kolejnego kontraktu z Gazpromem.

²⁴ BP Statistical Review of World Energy 2014, s. 41.

III. W STRONĘ ŚRODKOWOEUROPEJSKIEGO RYNKU GAZU

Stopniowa liberalizacja rynków gazu w Europie Środkowej oraz reforma modelu organizacji rynku rodzi pytania, czy region jest w stanie powtórzyć sukces zachodnioeuropejskich hubów gazowych. Tym bardziej że w UE widoczne są coraz silniejsze trendy regionalizacji rynków. Projekt łączenia krajowych rynków zawarty jest w postulatach „Docelowego modelu rynku gazu” (Gas Target Model) – przyjętej w 2011 roku niewiążącej wizji przyszłego wspólnego rynku UE. Obecnie w Europie Środkowej trwają intensywne dyskusje dotyczące stworzenia regionalnego rynku gazu. Rozwijane są też konkretne projekty zacieśnienia współpracy, których celem końcowym może być stworzenie wspólnego obszaru rynkowego w Europie Środkowej. Niemniej dotychczasowe efekty w zakresie integracji regionalnej są dość ograniczone.

1. Tendencje do regionalizacji rynków w UE

Dotychczas proces tworzenia wspólnego rynku odbywał się głównie jako proces „odgórny” – tj. przygotowywania i wdrażania ogólnounijnych regulacji (trzeci pakiet energetyczny, kodeksy sieciowe). Rozwijanie „oddolnej” współpracy regionalnej nie miało natomiast większego znaczenia i w niewielkim tylko stopniu uzupełniało „odgórne” procesy. Ograniczone efekty przyniosły działające od 2006 roku Gazowe Inicjatywy Regionalne, których celem było wzmocnienie procesu budowania wspólnego rynku. W ramach inicjatyw miały być rozwijane na zasadzie dobrowolności różnorodne projekty regionalne, przyczyniające się do budowy wspólnego rynku. Państwa Grupy Wyszehradzkiej, razem z Austrią, Bułgarią, Cyprzem, Grecją, Rumunią, Słowenią i Włochami, znalazły się w Gazowej Inicjatywie Regionalnej Rynku Europy Południowej i Południowo-Wschodniej (GRI SSE). Heterogeniczność oraz duża liczba uczestników grupy sprawiają jednak, że GRI SEE jest mało efektywna, a jej dotychczasowa działalność koncentrowała się głównie na wymianie doświadczeń między

urzędami regulacji energetyki oraz operatorami sieci. W komunikacie Komisji Europejskiej o działaniu inicjatyw regionalnych już w 2010 roku sugerowano konieczność zmiany kształtu regionu „południe, południowy wschód” ze względu na zróżnicowaną wielkość oraz różne interesy członków regionu²⁵.

Działania dotyczące regionalnego wymiaru procesu budowania wspólnego rynku ożywiły się dopiero po przyjęciu trzeciego pakietu liberalizacyjnego. Wzmocnił on bowiem niezależność organów regulacyjnych oraz wymusił zacieśnianie współpracy regulatorów oraz operatorów sieciowych poprzez utworzenie ACER oraz ENTSOG. Zarazem trzeci pakiet otworzył szeroką dyskusję na temat dalszego kierunku rozwoju wspólnego rynku. Upowszechniło się przekonanie o potrzebie stworzenia całościowej wizji funkcjonowania i modelu organizacji rynku, która stanowiłaby swoisty drogowskaz w procesie przygotowywania i wdrażania kolejnych unijnych regulacji. Formalne prace nad taką perspektywą, określaną jako Docelowy model rynku gazu (Gas Target Model – GTM), rozpoczęły się pod koniec 2010 roku w ramach Forum Madryckiego. Jest to unijny format dyskusji o kwestiach związanych z jednolitym rynkiem gazu, w której uczestniczy całe spektrum aktorów działających na rynkach gazu – przedstawiciele urzędów regulacyjnych, państw członkowskich, Komisji Europejskiej, operatorów sieci przesyłowych, dostawców, traderów, giełd gazowych itp., a także instytutów naukowych i firm konsultingowych. Najważniejsze propozycje dotyczące docelowego modelu rynku gazu przedstawiły Florencka Szkoła Regulacji, holenderski instytut Clingendael oraz firmy konsultingowe Frontier Economics i LECC²⁶.

²⁵ Communication from the Commission to the European Parliament and the Council, The future Role of Regional Initiatives / COM/2010/0721, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=celex:52010DC0721>

²⁶ Do najważniejszych publikacji dotyczących docelowego modelu rynku gazu należą:
– Sergio Ascari, An American Model for the EU Gas Market?, Florence School of Regulation, EUI Working Paper, czerwiec 2011;

Po intensywnych konsultacjach Rada Europejskich Regulatorów Energetyki – wychodząc przede wszystkim z modelu MECOS przedstawionego przez Florencką Szkołę Regulacji – opracowała wizję docelowego modelu rynku gazu²⁷. Została ona następnie przyjęta przez Forum Madryckie w marcu 2012 roku. Choć dokument nie jest prawnie wiążący, jego znaczenie jest istotne. Wyznacza on bowiem główne ramy organizacji sektora gazowego, które mają być uwzględniane w procesie przyjmowania kolejnych regulacji rynku gazu (m.in. kodeksów sieciowych). Zgodnie z zatwierdzoną wizją „idealny” rynek europejski będzie się składał z sieci ściśle ze sobą powiązanych rynków hurtowych. Każdy z rynków powinien charakteryzować się odpowiednią wielkością (minimalna konsumpcja na poziomie 20 mld m³ rocznie), poziomem zdywersyfikowania (dostawy z co najmniej trzech źródeł), jak i odpowiednim poziomem koncentracji i płynności (mierzone m.in. przez wskaźnik HHI opisujący skalę dominacji największych sprzedawców na rynku oraz wskaźnik płynności „churn”). Model zakłada, że jeśli strefy rynkowe nie są w stanie samodzielnie spełnić kryteriów, to powinny się łączyć w większe obszary. Jedynym państwem, które obecnie spełnia wszystkie wymogi GTM, jest rynek gazu Wielkiej Brytanii. Zarazem wymóg odpowiedniej wielkości rynku (konsumpcja powyżej 20 mld m³ rocznie) osiągnął tylko przez sześć rynków – Francji, Hiszpanii, Holandii, Niemiec, Wielkiej Brytanii i Włoch. Model więc *de facto* przewiduje ogromną skalę przemian – większość krajowych rynków gazu zniknie, a na ich miejscu mają powstać większe, ponadnarodowe obszary, każdy z własnym hubem gazowym.

– Jean-Michel Glachant, A vision for the EU target model: the MECO-S Model, Florence School of Regulation, EUI Working Papers, czerwiec 2011;

– CIEP Vison on the Gas Target Model, Clingendael International Energy Programme, Clingendael Energy Paper, sierpień 2011;

– Target Model for the European Natural Gas Market, A report prepared for GDF Suez Branche Infrastructures, Frontier Economics, czerwiec 2011;

– Market design for natural gas: the target model for the internal market, LECG study, marzec 2011.

²⁷ CEER Vision for a European Gas Target Model. Conclusions Paper, Council of European Energy Regulators, 1.12.2011.

Przedstawiona wizja zrodziła szereg kontrowersji. Głównym przedmiotem sporu była kwestia, czy rynki spotowe, wyraźnie promowane w ramach GTM, są w stanie zapewnić bezpieczeństwo dostaw surowca. Część uczestników debaty, m.in. holenderski instytut Clingendael, podkreślała, że konstruując model dobrze funkcjonującego wspólnego rynku gazu w UE, powinno się położyć nacisk na zapewnienie stabilności dostaw surowca, a nie rozwój z samej swojej natury zmiennych rynków spotowych. Kontrowersje wywołały też arbitralnie przyjęte wskaźniki GTM oraz trudności metodologiczne. Istnieje np. szereg różnych metod liczenia wskaźnika „churn” (iloraz wolumenu gazu sprzedawanego i wolumenu fizycznie dostarczanego), a mierzenie liczby źródeł dostaw rodzi spory interpretacyjne. Problemem jest też to, że kryteria przyjęte w ramach GTM są zbyt wyśrubowane i nie odzwierciedlają ogromnego zróżnicowania rynków gazowych w całej UE. Dlatego też obecnie w ACER trwają prace nad ewentualną modyfikacją założeń GTM, które uwzględniłyby znaczne różnice pomiędzy stopniami rozwoju rynków gazu w różnych regionach UE. Największą przeszkodą w realizacji postulatów GTM i powołania dużych stref rynkowych będzie konieczność poniesienia wysokich kosztów na rozbudowę infrastruktury. Z powodu wysokich kosztów niemiecki regulator wydał negatywną opinię co do możliwości połączenia dwóch istniejących stref rynkowych²⁸.

Pomimo wspomnianych kontrowersji część europejskich rynków gazowych ewoluuje zgodnie z postulatami zawartymi w GTM. Pojawiają się bowiem przykłady konsolidacji obszarów rynkowych w większe, regionalne lub ponadnarodowe strefy rynkowe. Przykładem tego może być konsolidacja rynków gazowych Francji, gdzie liczba odrębnych stref rynkowych została zmniejszona z pięciu w 2005 roku do trzech w 2009 roku. Francuski regulator zapowiada stworzenie jednej strefy do końca 2018 roku.

²⁸ German regulator erases hope of NCG-GASPOOL natural gas market zone merger, <http://www.icis.com/resources/news/2013/03/20/9651776/german-regulator-erases-hope-of-ncg-gaspool-natural-gas-market-zone-merger/>

W październiku 2013 roku nastąpiło połączenie dwóch z trzech austriackich stref rynkowych z niemieckim obszarem rynkowym NCG (tzw. projekt COSIMA²⁹). Projekt jest konsekwencją dobrego połączenia obu zachodnioaustriackich stref z rynkiem niemieckim, przy jednoczesnym braku fizycznych połączeń między zachodnioaustriackimi strefami a wschodnią częścią kraju. W połowie 2014 roku przedstawiono też wstępny projekt połączenia rynków gazowych Portugalii i Hiszpanii, tzw. projekt iberyjski³⁰. Rozwijany jest też projekt stworzenia nowej strefy *entry-exit*, obejmującej łącznik gazowy między Wielką Brytanią i Belgią. Ma on pełnić funkcję specjalnej strefy ułatwiającej handel między hubami gazowymi Wielkiej Brytanii, Belgii, a także Holandii i Niemiec. Wstępny projekt został przedstawiony w kwietniu 2014 roku³¹. Wreszcie wśród projektów integracyjnych znajdują się też dwa projekty środkowoeuropejskie. Założenia Docelowego modelu rynku gazu ożywiły dyskusję na temat regionalnego wymiaru budowania wspólnego rynku i sprawiły, że szereg aktorów – zarówno państwa, jak i spółki – zaczęło się angażować w proces projektowania różnych konfiguracji regionalnych stref rynkowych

2. Projekty integracyjne w Europie Środkowej

Debata na temat Docelowego modelu rynku gazu wywołała dyskusję dotyczącą możliwości stworzenia środkowoeuropejskiego rynku gazu w państwach regionu. Żadne państwo regionu obecnie nie spełnia kryteriów GTM. Rynki są zbyt małe, zdecydowa-

²⁹ Market model. Description of the new 2013 gas market model, <http://www.aggm.at/en/legal-framework/market-model>

³⁰ Study about models for integration of the Spanish and Portuguese gas markets in a common Iberian Natural Gas Market, 6.06.2014, Public Consultation Document, <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documentos/47/20140606%20-%20IntegracionofSpainandPortugal.pdf>

³¹ CAM and ZIGMA Concept Document, 8.04.2014, Industry Consultation, http://www.fluxys.com/belgium/en/Services/Transmission/MarketConsultations/~/_media/Files/Services/Transmission/ConsultationPlatform/Consultation9/Fluxys_140408_ConceptDocument_ZIGMA.ashx

nie zbyt mało płynne, a poziom konkurencji na rynkach hurtowych jest zbyt niski (zob. Tabela 5). Projekt GTM zakłada, że funkcjonalny rynek musi przekraczać konsumpcję co najmniej 20 mld m³ (ponad 215 TWh), co sprawia, że jedynie Polska ma szansę osiągnąć ten poziom w przyszłości. Pod względem płynności żaden rynek nie spełnia kryteriów dobrze funkcjonującego rynku (płynność ustalana jest przez tzw. wskaźnik „churn”, który mierzy, jak często dana jednostka gazu jest przedmiotem obrotu w ciągu roku). Pewną płynność ma austriacki hub CEGH, ale w porównaniu z innymi hubami w Europie Północno-Zachodniej (np. niemieckimi) jego płynność jest dość niska. Wskaźniki mierzące poziom konkurencji na rynku – HHI oraz RSI – są również w znacznym stopniu niezadowolające. Brak spełnienia kryteriów GTM sprawił, że w regionie zaczęto rozważać możliwości połączenia rynków. Jest to wciąż debata ekspercka, *de facto* tocząca się w gronie przedstawicieli regulatorów energetycznych oraz operatorów przesyłowych. Najważniejsze obecnie inicjatywy to projekt stworzenia regionu handlowego pomiędzy Austrią, Czechami oraz Słowacją oraz projekt ściślejszej integracji państw Grupy Wyszehradzkiej.

Tabela 5. Kryteria GTM w Europie Środkowej

Kryteria GTM	„Churn”	Wielkość rynku (TWh)	Liczba źródeł	HHI ³²	RSI
Austria	3	105	3	3371	143%
Czechy	0	95	3	5370	525%
Słowacja	0	70	2	7388	369%

³² Metodologia liczenia wskaźników HHI przyjęta przez firmę Frontier Economics znacząco odbiega od klasycznego rozumienia tego wskaźnika, dlatego też w tabeli podawano HHI za danymi Komisji Europejskiej z 2011 roku, które bazują na informacjach krajowych regulatorów.

Kryteria GTM	„Churn”	Wielkość rynku (TWh)	Liczba źródeł	HHI ³²	RSI
Polska	0	193	3	9600	56%
Węgry	0	113	4	2875	60%
GTM	>8	>215	>3	>2000	>110%

Źródło: Frontier Economics, Wholesale market functioning: GTM1 criteria, 2nd ACER Workshop on Gas Target Model review and update – 19 March 2014, <http://www.acer.europa.eu/Media/Events/2nd-ACER-Gas-Target-Model-Stakeholder-Workshop/Documents/02%20Frontier%20Lochner%20Wholesale%20market%20of%20functioning%20GTM%201%20criteria.pdf>

Projekt integracji rynków gazu państw Grupy Wyszehradzkiej wywodzi się z inicjatyw budowy korytarza Północ-Południe. Stopniowo debaty dotyczące wzmocnienia współpracy na rzecz bezpieczeństwa dostaw i zwiększenia fizycznych połączeń w regionie przerodziły się w debatę dotyczącą możliwości utworzenia wspólnego rynku gazu. Ramy współpracy na rzecz integracji rynków gazu Grupy Wyszehradzkiej zostały formalnie określone w memorandum w sprawie integracji rynków z października 2012 roku, podpisanym przez ministrów gospodarki państw Grupy Wyszehradzkiej. W 2012 roku organy regulacyjne państw Grupy przygotowały analizy płynności swoich rynków, a w 2013 roku powstała analiza koncepcyjna dotycząca możliwości integracji rynków V4³³. Analiza nie sugerowała konkretnego modelu integracji, lecz bardziej formułę „uczącego się procesu”, tj. rozwijania różnorodnych inicjatyw integracyjnych również wychodzących poza współpracę w ramach Grupy Wyszehradzkiej. Zarazem wskazywała na konieczność dokończenia procesu liberalizacji krajowych rynków gazu, wzmocnienia swobody przesyłu gazu w regionie (dzięki harmonizacji produktów przepustowości powiązanej) oraz zacieśnienia współpracy przy wdrażaniu kodeksów sieciowych. Tym samym tropem poszła tzw. mapa drogowa

³³ Sergio Ascari, Gas Target Model for Visegrad Region, OSW Report, czerwiec 2013.

na rzecz regionalnego rynku gazu³⁴, która została podpisana przez premierów Polski, Czech, Słowacji i Węgier w czerwcu 2013 roku. Nie precyzuje ona modelu integracji – nie ma w niej zawartej sugestii, czy rynki powinny być połączone w ramach mechanizmu sprzężenia rynków (najniższy stopień integracji), obszaru handlowego czy też wspólnej strefy rynkowej. Mapa drogowa podkreśla natomiast konieczność rozbudowy infrastruktury, w szczególności łącznika polsko-czeskiego, polsko-słowackiego i słowacko-węgierskiego. Dokument określa także nowe ramy instytucjonalne współpracy państw V4, powołując Forum Integracji Rynków, czyli specjalne spotkania regulatorów, operatorów oraz uczestników rynku, służące debacie na temat głębszej integracji. Rok funkcjonowania Forum wskazuje, że współpraca ewoluuje w stronę wspólnego wdrożenia kodeksów sieciowych i koordynacji współpracy w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu (opracowanie regionalnych planów zapobiegawczych na wypadek przerw w dostawach). Zarazem rozwijany jest projekt ujednoczenia koncesji dla spółek obrotu gazem w całym regionie³⁵. Brak natomiast informacji dotyczących ewentualnego modelu integracji rynków. Zapowiadane w mapie drogowej studium sprzężenia rynków państw Grupy Wyszehradzkiej nie zostało wciąż opublikowane.

Drugim z projektów ściślejszej integracji jest pomysł budowy austriacko-czesko-słowackiego obszaru handlowego. Zakłada on stworzenie wspólnego obszaru handlowego (tzw. *trading region*) poprzez likwidację punktów granicznych w sieci przesyłowej pomiędzy tymi państwami. Projekt przewiduje, że wspólna strefa posiadałaby jeden wspólny „wirtualny” punkt handlu, ale zarazem zachowane zostałyby krajowe systemy bilansowania. W konsekwencji we wszystkich państwach uczestniczących w projekcie funkcjonowałaby jedna cena gazu na rynku hurtowym.

³⁴ Mapa drogowa w kierunku wspólnego regionalnego rynku gazu V4, <http://www.tokio.msz.gov.pl/resource/38228d71-c251-4929-b150-4cc7761a0acf:JCR>

³⁵ Gas Regional Initiative, GRI Progress Report, 2014, s. 13.

W ramach projektu przygotowano dwa opracowania – pokazujące makroekonomiczne korzyści płynące z połączenia rynków oraz koncepcyjne studium zasad, na jakich zorganizowano by handel gazem w regionie³⁶. Opracowania wykazują, że stworzenie wspólnego obszaru handlowego jest możliwe stosunkowo niskim kosztem ze względu na brak konieczności budowy nowej infrastruktury (konieczna byłaby prawdopodobnie jedynie budowa czesko-austriackiego połączenia) i stosunkowo niewielkie zmiany w reżimach regulacyjnych. Mimo to projekt jest obecnie zamrożony ze względu na brak zaangażowania wszystkich uczestników. Czeski operator oraz austriacki regulator konsekwentnie go promują, podkreślając istotną rolę regionalną hubu gazowego CEGH oraz łatwość integracji rynków. Podkreślają też, że obszar handlowy mógłby być na późniejszym etapie poszerzony o kolejne państwa, m.in. Węgry, Polskę, Słowenię. Projekt nie cieszy się jednak silnym poparciem ze strony trzech uczestniczących w nim państw (brak oficjalnych stanowisk na poziomie politycznym) ani ze strony regulatorów czeskiego i słowackiego. Sceptyczny co do realizacji projektu jest słowacki operator przesyłowy, który wycofał się z niego po zmianie struktury właścicielskiej. Nie są znane powody wycofania się, lecz można zakładać, że sama idea stworzenia wspólnego regionu handlowego będzie rodzić opór Słowacji, która może się obawiać utraty wpływów z tytułu przesyłu blisko 60 mld m³ gazu rocznie poprzez zlikwidowanie opłat na granicach z Austrią i Czechami.

Projekt integracji w ramach Grupy Wyszehradzkiej i projekt austriacko-czesko-słowackiego obszaru handlowego są często mylnie postrzegane jako projekty konkurencyjne. Tymczasem projekty te *de facto* trudno ze sobą porównywać. Proponują bowiem zupełnie różne formuły i stopnie współpracy przy integrowaniu rynków. Projekt austriacko-czesko-słowacki należy uznać za jeden z najbardziej ambitnych projektów integracyjnych pro-

³⁶ E-Control; Studies, Cross-border Market Integration, <http://www.e-control.at/en/publications/studies/cross-border-market-integration>

ponowanych obecnie w UE. Zakłada on taki stopień powiązania rynków, jaki bezpośrednio poprzedza etap fuzji, tj. stworzenia transnarodowej strefy *entry-exit*. Natomiast inicjatywa wyszehradzka przewiduje przede wszystkim współpracę przy budowie infrastruktury i wdrażaniu kodeksów sieciowych, ale nie proponuje na obecnym etapie żadnego konkretnego modelu integracji. Stąd też jawi się jako inicjatywa bardziej elastyczna, ale też mniej ambitna, jeśli chodzi o głębokość integracji. W przeciwieństwie do austriacko-czesko-słowackiego obszaru handlowego nie ogranicza integracji rynków znajdujących się wyłącznie w ramach korytarza transportowego Wschód-Zachód. Dzięki temu w dłuższej perspektywie daje większe szanse na dywersyfikację źródeł dostaw surowca i większą płynność środkowoeuropejskiego rynku.

3. Perspektywy

Na obecnym etapie trudno określić, czy w regionie Europy Środkowej powstanie jeden środkowoeuropejski rynek gazu, rozumiany nie tylko jako obszar swobodnego przepływu surowca, ale także jako wspólny obszar z jednym hubem gazowym. Tak rozumiana idea środkowoeuropejskiego rynku gazu pozostaje raczej pociągającą wizją, którą będzie bardzo trudno urzeczywistnić. Bariery dla jej realizacji jest m.in. skomplikowanie procesu integracji poszczególnych rynków. Wymaga ono uzgodnień na co najmniej trzech poziomach: politycznym, regulacyjnym oraz operatorów przesyłowych. Oznacza to, że przy integracji trzech państw w jeden obszar rynkowy proces integracji wypracowywany jest pomiędzy dziewięcioma aktorami. Doświadczenia z procesu integracji rynków elektroenergetycznych, który jest zdecydowanie bardziej zaawansowany niż tworzenie wspólnego rynku gazu, wskazują jednak, że współpraca nawet w tak szerokim i zróżnicowanym gronie nie jest niemożliwa. Na rynkach elektroenergetycznych udało się bowiem doprowadzić do powiązania rynków poprzez mechanizm tzw. sprzężenia rynków (*market coupling*) Czech, Słowacji i Węgier. Obecnie trwają prace nad możliwością poszerzenia tego obszaru o Polskę i Rumunię.

Kwestie polityczne stanowią zarówno szansę, jak i zagrożenie dla procesu głębszej integracji. Idea powstania środkowoeuropejskiego rynku gazu powinna się cieszyć silnym poparciem politycznym wśród wszystkich państw Europy Środkowej, gdyż w dłuższej perspektywie wzmacnia ich pozycję wobec dominującego dostawcy, a zarazem jest krokiem poprzedzającym stworzenie ogólnoeuropejskiego wspólnego rynku gazu. Istnienie szeregu połączeń infrastrukturalnych w regionie poprawi bezpieczeństwo dostaw i uniemożliwi zewnętrznym dostawcom stosowanie polityki segmentowania poszczególnych rynków krajowych (stosowanie różnych cen). Zarazem będzie korzystne z punktu widzenia wspierania konkurencji, a tym samym obniżania cen. Z drugiej jednak strony ściślejsza integracja – wykraczająca poza rozbudowę infrastruktury przesyłowej i przewidująca powołanie wspólnego obszaru rynkowego – będzie oznaczać pozbawienie poszczególnych państw części autonomii w zakresie zarządzania własnymi rynkami gazowymi. Obecnie Słowacja oraz Węgry bardzo mocno podkreślają konieczność obniżenia cen surowca dla odbiorców indywidualnych. W przypadku ich integracji w ramach szerszego regionalnego rynku kontynuacja tej polityki będzie utrudniona, gdyż integracja w dłuższym okresie będzie musiała prowadzić do harmonizacji cen. Zarazem głębsza integracja może prowadzić do zmniejszenia wpływów tranzytowych poszczególnych operatorów. Stąd państwa regionu mogą stanąć wobec dylematu, czy pogłębiać integrację i liczyć, że większa konkurencja na rynku doprowadzi do obniżenia cen surowca, czy też zachować większy stopień autonomii i ingerować w taryfy oraz ceny na krajowych rynkach.

Duże skomplikowanie procesu integracji oraz wysokie upolitycznienie kwestii gazowych w poszczególnych krajach sprawia, że najbardziej prawdopodobne jest utrzymanie *status quo* integracji rynków gazu. Integracja będzie się ograniczać głównie do zharmonizowanego wdrożenia unijnych regulacji oraz rozbudowy połączeń infrastrukturalnych. W najbliższym czasie nie będą realizowane ambitne projekty integracyjne przewidujące fuzję lub

bardzo bliskie połączenie rynków w regionie. W konsekwencji jest mało prawdopodobne, że powstanie tu hub gazowy porównywalny z funkcjonującymi na zachodzie kontynentu. Bardziej prawdopodobny jest rozwój lokalnych hubów, które będą miały przede wszystkim znaczenie krajowe. Oznaczać to będzie, że spółki będą dużą część handlu prowadzić także na zachodnich, bardziej płynnych hubach gazowych. Doprowadzi to do utrwalenia peryferyjnej pozycji środkowoeuropejskich rynków gazu w UE. Będą one samodzielnie „orbitować” wokół bardziej rozwiniętych hubów na Zachodzie: Polska zapewne wokół hubów niemieckich (NCG oraz GASPOOL), natomiast pozostałe państwa Grupy Wyszehradzkiej będą ciężać do handlu na austriackim hubie CEGH.

Ogromnym wyzwaniem dla procesu integracji rynków gazu w Europie Środkowej – nawet rozumianego wyłącznie jako rozbudowa połączeń infrastrukturalnych oraz stopniowa harmonizacja regulacji – jest obecnie konflikt rosyjsko-ukraiński. Aneksja Krymu przez Rosję oraz rosyjskie wsparcie dla separatystów działających na wschodzie Ukrainy doprowadziły do bezprecedensowego kryzysu w stosunkach Moskwy i Kijowa. Przekłada się on na współpracę energetyczną obu państw. W czerwcu 2014 roku Rosja wstrzymała dostawy gazu na Ukrainę, a w sierpniu ukraiński parlament przegłosował prawo umożliwiające wstrzymanie tranzytu rosyjskiego gazu do UE w ramach ewentualnych sankcji nałożonych na Rosję.

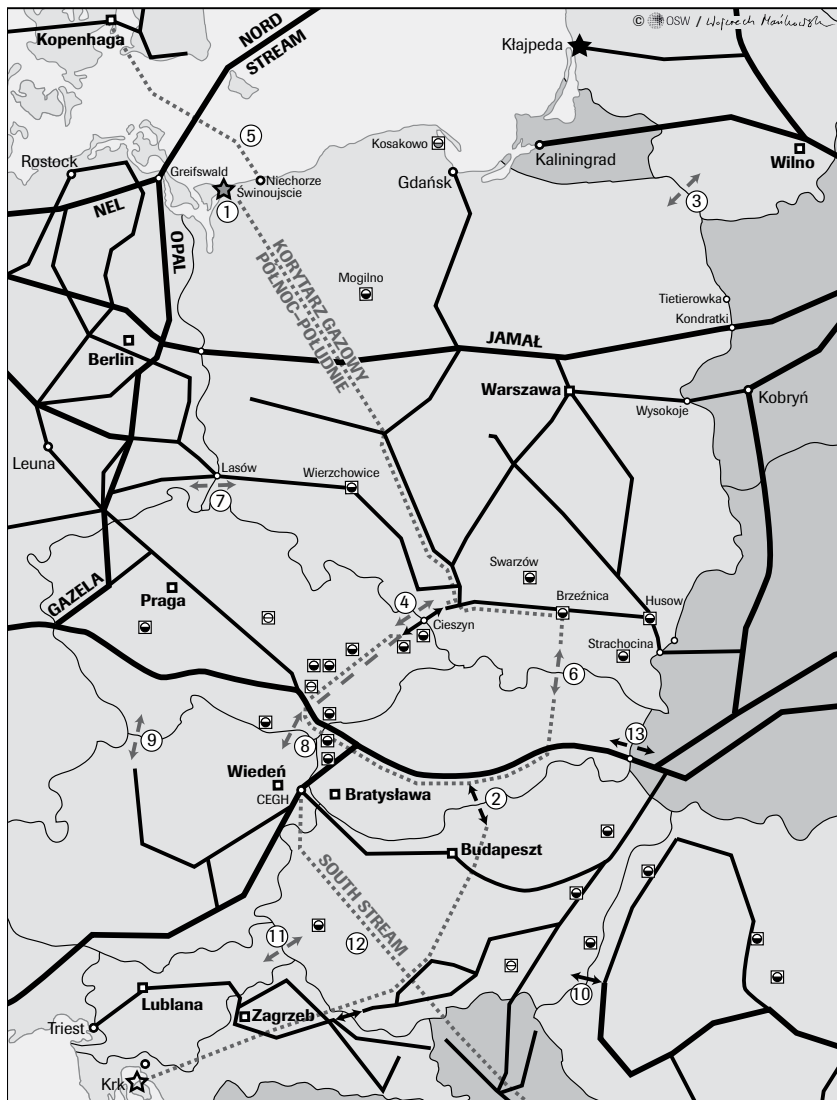
Konflikt rosyjsko-ukraiński oraz groźba wstrzymania tranzytu rosyjskiego gazu przez Ukrainę powinny wzmacniać wolę współpracy między państwami Europy Środkowej w integracji rynków gazu. Do UE przez Ukrainę trafia średnio 50% dostaw rosyjskiego gazu (dane za 2012 rok; przed uruchomieniem gazociągu Nord Stream tranzytem *via* Ukraina przesyłane było 80% dostaw do UE). Wstrzymanie tak dużej ilości dostaw przez dłuższy czas doprowadziłoby do poważnych niedoborów na rynkach europejskich i byłoby szczególnie dotkliwe dla państw Europy Środkowej – tradycyjnie silnie uzależnionych od rosyjskich dostaw.

Niemniej kryzys rosyjsko-ukraiński sprzyja pogłębieniu politycznych różnic między państwami Europy Środkowej. Podczas gdy Polska zdecydowanie wspiera Ukrainę, Węgry podkreślają konieczność utrzymania dobrych stosunków z Rosją i razem z Austrią udzielają zdecydowanego poparcia dla gazociągu South Stream. Prace nad rozbudową połączeń transgranicznych na linii Północ-Południe nie będą co prawda wstrzymane, lecz indywidualne strategie poszczególnych państw utrzymywania dobrych stosunków energetycznych z Rosją mogą ograniczyć szanse na stworzenie spójnego regionalnego rynku z wieloma alternatywnymi źródłami dostaw surowca.

TOMASZ DĄBOROWSKI

Prace nad tekstem zakończono w październiku 2014 roku

Mapa. Realizowane oraz planowane inwestycje w infrastrukturę gazową w Europie Środkowej



Gazociągi	Interkonektory	Magazyny gazu	Terminale LNG
— istniejące	↔ istniejące	☑ istniejące	★ istniejące
- - - budowane	↔↔ budowane	☒ budowane	☆ budowane
- - - planowane	↔↔ planowane	☐ planowane	☆ planowane

Źródła: ETSOG GRIP CEE 2014–2023, Annex B: Infrastructure Projects; raporty koncernów