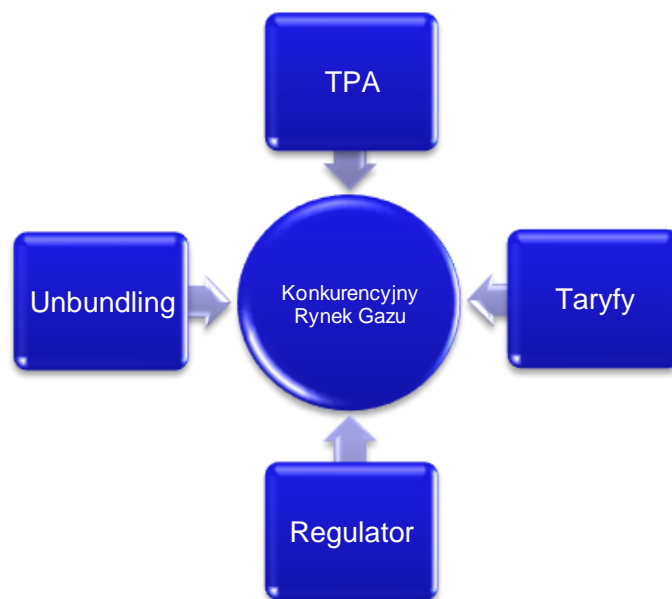


Efektywny rynek gazowy – warunki i regulacje

Rynek gazu ziemnego żeby być efektywnym musi spełniać pewne wymagania i to bez znaczenia na rodzaj występującego otoczenia konkurencyjnego w sektorze gazowym danego kraju. Szczególnie w UE istotnym jego elementem są konieczne formy regulacji. W sektorze gazowym różnią się one w znacznym stopniu pomiędzy poszczególnymi krajami OECD, od podejścia niemalże bez ingerencji instytucji regulujących, aż do bardzo szczegółowego i wnikliwie uregulowanego rynku.

Najczęściej wymienia się cztery podstawowe wymagania w zakresie regulacji, które są konieczne do budowy dobrze funkcjonującego rynku, w procesie transformacji z monopolu do struktury w pełni liberalnej i konkurencyjnej:

- regulacje dostępu do infrastruktury stron trzecich (TPA),
- rozdzielnie struktur pionowych (unbundling),
- określanie i zatwierdzanie taryf,
- rodzaj i rola Regulatora rynku.



Źródło: Opracowanie własne ISE

Rys. 1 Determinanty konkurencyjnego rynku gazu.

Początkowym, a zarazem koniecznym punktem reformy jest efektywne wdrożenie dostępu stron trzecich do infrastruktury przesyłowej, a także magazynowej, pozwalające na korzystanie z systemów przesyłowych i magazynowych przez inne, niż dotychczasowi właściciele, podmioty.

Efektywne TPA to takie, które stymuluje handel, konkurencyjność i płynność na rynku gazowym, a zarazem nie wstrzymuje lub opóźnia potencjalnych inwestycji w nową infrastrukturę.

Systemy gazociągowe można podzielić na:

- sieć przesyłową,
- sieć dystrybucyjną.

Zgodnie z zaleceniami OECD na odpowiednio dużym rynku może być opłacalne budowanie konkurencyjnych sieci przesyłowych, co oznacza, iż sieci gazowe nie powinny być traktowane jako naturalny monopol, co potwierdzają przykłady Stanów Zjednoczonych czy Niemiec, gdzie występowanie dwóch lub więcej systemów przesyłowych nie tylko jest efektywne, ale kreuje też (zdaniem ekspertów z OECD) konkurencję w zakresie usług przesyłowych. Patrząc jednak na rzeczywisty poziom usług i wysokość opłat na rynku niemieckim trudno jednak mówić o lepszej efektywności tego typu układu. Co więcej rosnący popyt oznacza konieczność budowy nowych gazociągów, które równie dobrze mogą stworzyć dotychczasowi jak i nowi operatorzy. Systemy dystrybucyjne są w zdecydowanie większym stopniu naturalnym monopolem i według OECD cechują się znacznie większą nieefektywnością niż systemy przesyłowe. Takie ujęcie nie jest jednak akceptowane przez Komisję Europejską, która zarówno sieci przesyłowe jak i dystrybucyjne traktuje jako układy monopolistyczne.

Warunek wstępny określany przez OECD dla dostępu jakichkolwiek stron trzecich polega na zapewnieniu całkowitej transparentności zarówno terminów jak i warunków dostępu, a tym samym wyeliminowaniu możliwości dyskryminacji poszczególnych użytkowników. Wyróżnia się dwa zasadnicze rodzaje reżimów dostępu – dostęp regulowany oraz dostęp negocjowany.

Regulowany dostęp stron trzecich wymaga aktywnej roli regulatora odnoszącej się do kontroli nad procedurami i praktykami obsługi każdego zapotrzebowania na przesył czy magazynowanie, monitoringu warunków korzystania z usług przesyłowych lub magazynowych oraz pełnej wiedzy na temat struktury kosztów w celu wyznaczenia (zatwierdzenia) odpowiedniej taryfy. Szczegółowe taryfy są trudne do wyznaczenia, z uwagi na konieczność dokładnej specyfikacji i alokacji kosztów firm przesyłowych lub dystrybucyjnych. W przypadku wielu firm wyznaczenie jednolitej taryfy dla całego rynku może być problematyczne, albowiem każda firma ma własną sieć i własną strukturę kosztów. Wyznaczenie jednolitej ceny jest zatem znacznie łatwiejsze gdy jest tylko jedna firma przesyłowa (np. Wielka Brytania, Polska).

Negocjowany dostęp stron trzecich przekazuje branży odpowiedzialność za regulacje i w ten sposób wydaje się bardziej rynkowy. Rola rządu sprowadza się do wyznaczenia podstawowych zasad i terminów, które mają zapewnić efektywność działania systemu negocjowanego TPA.

W systemie negocjowanym każda firma może wyznaczyć własną taryfę w oparciu o swoją strukturę kosztów. Głównym problemem tego systemu jest znalezienie równowagi pomiędzy wyeliminowaniem groźby nierównego (dyskryminacyjnego) traktowania potencjalnych klientów, a swobodą procesu negocjacyjnego. Kwestie równego traktowania próbuje się rozwiązywać poprzez: wymóg audytów firm gazowych oraz zobligowanie tych firm do publikowania indykatywnych taryf za przesył i/lub magazynowanie, z góry określone, przejrzyste, efektywne, a zarazem obowiązkowe (a zatem identyczne dla wszystkich) procedury negocjacji dostępu oraz jasno zdefiniowane zasady odmowy dostępu, zwłaszcza w przypadku braku dostępnych pojemności lub konieczności świadczeń publicznych.

Rozdzielenie usług (unbundling) jest procesem odseparowania (prawnego, finansowego, operacyjnego) poszczególnych usług zintegrowanego przedsiębiorstwa gazowego tak, by można było je wyceniać oddzielnie. Celem rozdzielania usług jest zapewnienie równego dostępu dla wszystkich firm gazowych i zabezpieczenie niedyskryminujących cen poprzez właściwą alokację kosztów do różnych sfer działalności przedsiębiorstw. Efektywnie wdrożony „unbundling” tworzy system, który umożliwia oddzielną opłatę za różne usługi, a zatem poszerza spectrum działania dla wszystkich uczestników rynku gazu.

Istnieją cztery podstawowe sposoby unbundlingu:

- Rozdzielenie rachunkowości, które oznacza rozdzielenie ksiąg rachunkowych dla działalności handlowej oraz usług transportowych czy magazynowych w ramach tego samego pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa. Oznacza to, iż przedsiębiorstwo to powinno użyć takiej samej ceny za usługi przesyłowe (i dodatkowe jak bilansowanie) wobec wszystkich podmiotów, w tym również siebie, a co za tym idzie rozdzielać wobec klientów końcowych ceny za surowiec, przesył i dodatkowe usługi.
- Rozdzielenie funkcjonalne: rozdzielenie rachunkowości plus te same informacje o systemie przesyłowym dla pionu handlowego jak inni uczestnicy rynku oraz oddzielenie pracowników zaangażowanych w przesył od tych, którzy zajmują się handlem.
- Rozdzielenie operacyjne: działania operacyjne oraz decyzje inwestycyjne dotyczące części przesyłowej są w pełni niezależne od części handlowej, jakkolwiek własność sieci pozostaje w firmie, która handluje gazem.
- Dezinwestycje lub rozdzielenie własnościowe: sprzedaż i przesył są rozdzielone w dwa całkowicie oddzielne podmioty z oddzielnymi zarządami, kontrolą i operacjami oraz brakiem znaczących powiązań kapitałowych.

Regulacje dotyczące gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych są konieczne, ponieważ będąc monopolistą dysponuje się znaczną siłą rynkową. Między innymi oznacza to, że przy braku regulacji można żądać cen (taryf), które byłyby wyższe niż wymagane do pokrycia kosztów kapitałowych i operacyjnych zawierających przeciętną stopę zwrotu.

Taryfy określające ceny za dostęp do infrastruktury transportowej czy magazynowej powinny być przejrzyste i niedyskryminujące dla wszystkich uczestników rynku oraz zapewniać odpowiedni zwrot dla inwestorów by utrzymywać i rozwijać istniejące sieci oraz umożliwiać nowe inwestycje w infrastrukturę. Niedyskryminująca taryfa nie oznacza, iż każdy użytkownik sieci zapłaci tę samą stawkę lecz, że różnice pomiędzy opłatami będą zależeć tylko od różnic w zakresie świadczonych usług.

Główne cele polityki taryfowej

Efektywność produkcyjna oznacza, że usługa transportowa jest świadczona przy najniższych możliwych kosztach zgodnie z wymaganą jakością usługi. To kluczowy cel przy ustalaniu taryf przesyłowych. Ażeby osiągnąć cele taryf przesyłowych należy:

- zapewnić możliwie największe wykorzystanie systemu gazociągowego ponieważ koszty marginalne związane z wykorzystaniem sieci są bardzo niskie (większość kosztów to tzw. koszty zatopione „sunk cost”, które są związane z wybudowaną infrastrukturą i muszą być ponoszone niezależnie od tego czy system jest wykorzystywany czy też nie),
- stworzyć zachęty dla dostawców usług przesyłowych do wykorzystywania i utrzymywania systemów gazociągowych przy niskich kosztach zachowując wymagany poziom usług,
- zachęcać do rozwijania systemu, ale tylko wówczas kiedy przyrostowe korzyści z rozbudowy sieci przewyższają koszty związane z ekspansją.

Efektywność alokacji oznacza, że płacone taryfy przez użytkowników powinny odzwierciedlać koszty dostarczanych usług. Jeśli mamy do czynienia z takim przypadkiem to koszty usług przesyłowych będą równe wartości tych usług dla użytkowników. Jeśli jednak taryfa jest wyższa/niższa od kosztów, będzie to zniechęcało/zachęcało do wykorzystania przesyłu oraz zmniejszało/zwiększało ilość realizowanych usług transportowych niezależnie od ekonomicznego uzasadnienia tych dostaw.

Odpowiedni poziom przychodów jest najważniejszym elementem dla dostawców usług przesyłowych. Muszą oni bowiem uzyskać dostateczne przychody w celu osiągnięcia swej dopuszczalnej stopy zwrotu. Jest to istotny zapis z punktu widzenia osiągnięcia celów efektywności ekonomicznej, które także gwarantują realizację tych celów. Z drugiej jednak strony nacisk na osiąganie dostatecznego przychodu może prowadzić do taryf, które nie będą efektywne ekonomicznie.

Przy określaniu opłat ważne będą też trzy inne kwestie:

- Należy zdefiniować wysokość przychodów przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłem, a przez to określić zachęty do inwestycji i modernizacji sieci. To oznacza konieczność zdefiniowania i wyliczenia takich wartości jak wartość aktywów, akceptowalna stopa zwrotu, okres zwrotu kosztów inwestycji, itp.
- Metoda naliczania opłat dla użytkowników systemu przesyłowego winna być określona, co oznacza alokację kosztów pomiędzy klientami albo poprzez taryfy dystansowe, gdzie wysokość kosztów zależy od dystansu na jaki transportuje się surowiec, albo poprzez taryfy niezależne od odległości takie jak system wejścia-wyjścia (entry-exit).
- Nowe zapisy regulacyjne wymagają odpowiedniej i silnej instytucji regulującej do ich efektywnego wdrożenia i przestrzegania przez uczestników rynków. OECD sugeruje, iż uprawnienia Regulatora powinny być przekazane instytucji, która jest całkowicie niezależna od podmiotów, które owym regulacjom podlegają.

Wprowadzenie konkurencji na rynek gazowy wymaga zastosowania do tego sektora również prawa o ochronie konkurencji. To znaczy, iż albo Regulator sektora gazowego, albo instytucja odpowiadająca za ochronę konkurencji (albo oba podmioty) muszą przyjąć odpowiedzialność za wdrożenie konkurencyjności na tym rynku. Relacje pomiędzy Regulatorem, a instytucją odpowiadającą za ochronę konkurencji, jak również ich zakresy odpowiedzialności muszą być jasno i precyzyjnie zdefiniowane, zaś komunikacja tak formalna jak i nieformalna dobrze rozwinięta. Dedykowana instytucja regulująca (Regulator) jest szczególnie ważna dla rynku, w którym wyspecjalizowana wiedza techniczna jest wymagana do odpowiedniej jakości regulacji. W takiej sytuacji urzędy ochrony konkurencji mogą mieć istotne trudności w zrozumieniu

wszystkich aspektów danego sektora i tym samym właściwej ocenie, który typ i narzędzia regulacji będą najlepsze. Dedykowany Regulator jest także wskazany dla rynku, który bez interwencji pozostawałby monopolem, gdyż również w tym przypadku najbardziej przydatna będzie wiedza specjalistyczna o sektorze, pozwalająca na odpowiedni dobór metod regulacji prowadzących do bardziej konkurencyjnej struktury rynku.

Procedura budowy taryfy

Regulacja krajowych taryf gazowych oparta jest o założenie, że gazociągi są często naturalnymi monopolami, przez co wymagają pewnych form kontroli zewnętrznych, w celu regulacji taryf i dostępu, wyznaczanych poprzez siły rynkowe i negocjacje, jednak w praktyce krajów wysokorozwiniętych także poprzez pewne formy kontroli zewnętrznej, która ostatecznie nadzoruje proces budowy taryfy. Stopień przejrzystości szczegółowych procesów krajowych znacznie się różni, stąd stosowane są odmienne procedury w celu budowy krajowych taryf przesyłowych.

W pierwszym etapie ustalony jest ogólny dochód z taryfy Operatora Systemu Przesyłowego. Z kolei na drugim etapie konieczne jest zbudowanie procedury rozmieszczenia kosztów pomiędzy poszczególnych użytkowników systemu. Główną metodą dla ustalania taryf dla krajów UE jest metoda kosztowa. W tej metodzie taryfy są określane na podstawie ponoszonych przez OSP kosztów przesyłu gazu. Zawierają one koszty pochodzące od nakładów inwestycyjnych w sieci gazociągów, włączając w to finansowanie oraz pewien poziom zysków, jak i koszty operacyjne obejmujące głównie tłoczenie/sprężanie gazu.

Koszty całkowite są zwykle określane przez Regulatora lub negocjowane z OSP.

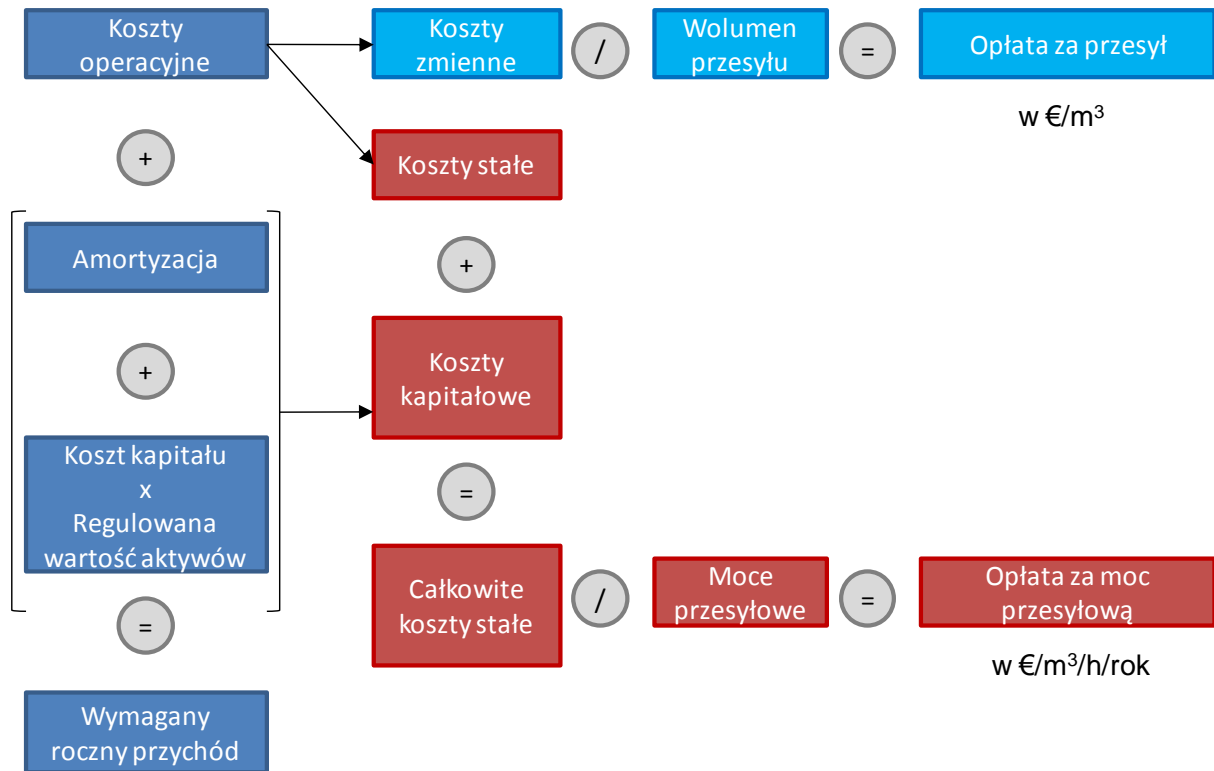
Ostatnio częściej stosowaną metodą jest metoda taryfikacji proefektywnościowej, która skłania do ustalania taryf docelowych na poziomach zachęcających OSP do bycia bardziej efektywnymi oraz do cięcia kosztów poprzez zgodę na zatrzymanie dodatkowych zysków.

W praktyce różnice odnoszące się do istniejących gazociągów przesyłowych są raczej niewidoczne. Koszty stałe związane z inwestycjami są zdecydowanie największe - dominują w całkowitej strukturze kosztów (traktowane w sposób standardowy) i dość trudno doszukać się wpływu wmontowanych zachęt na zasadnicze obniżenie kosztów całkowitych. Urzędy Regulacyjne skupiają się zatem na regulacjach nowych inwestycji oraz sposobu w jaki sposób nowe instalacje mają być uwzględnione w regulowanej bazie aktywów.

Procedura ustalania taryfy zależy głównie od tego czy kraj posiada ustanowioną specjalną agencję regulacyjną dla sektora gazowego czy też nadzór jest realizowany bezpośrednio przez rząd. Zależy ona także od tego do jakiego stopnia kontrakty przesyłu mogą być negocjowane pomiędzy stronami (tj. w przypadku nowych łączy dla nowej infrastruktury). Obecnie agencje regulacyjne występują w większości państw UE. Pewne z nich są jeszcze na relatywnie wczesnym etapie rozwoju dlatego charakteryzują się ograniczoną niezależnością. W niektórych ważnych krajach tranzytowych przesył gazu jest regulowany przez umowy międzyrządowe, które przeważnie pomijają krajowe agencje regulacyjne.

Metodologia ustalania zarówno taryf przesyłowych jak i tranzytowych jest dwustopniowa i obejmuje:

- kalkulację dozwolonych kosztów całkowitych dla zarządzania systemem, w celu określenia wymaganych przychodów,
- rozmişczenie tych kosztów na poszczególnych użytkowników.



Źródło: Energy Charter "Gas Transit Tariffs in selected Energy Charter Treaty Countries", styczeń 2006.

Rys. 2 Procedura budowy taryfy.

Całkowity wymagany przychód jest podstawowym elementem każdej procedury budowy taryfy. Jest to przychód, który pokrywa całkowite koszty operacyjne wraz z zyskiem wyliczonym jako dopuszczalna stopa zwrotu z majątku operacyjnego.

Rysunek 2 przedstawia trzy główne elementy tego wyliczenia:

- Koszty amortyzacji rurociągów w postaci odpisów amortyzacyjnych od aktywów trwałych;
- Skalkulowane elementy finansowania i zysku wyliczane jako zwrot na aktywach sieci gazociągowej. Obejmują one dwie części: regulowaną wartość aktywów sieci gazociągowej oraz dopuszczalny zwrot kapitału z tej wartości;
- Średnioroczne koszty operacyjne, które mogą zawierać zarówno stałe jak i zmienne pozycje. Pierwsze zazwyczaj zawierają koszty niezbędnego personelu do utrzymania gazociągu wraz z obsługą administracyjną. Głównym kosztem zmiennym jest koszt wymaganego do sprzężenia paliwa gazowego. W wielu przypadkach koszty operacyjne gazociągów są zredukowane tylko do tego elementu, a odbiorcy są zobowiązanymi do płacenia stałego procentu od przesyłanego gazu.

Istotą taryf dla krajowych systemów gazociągów jest regulowana wartość aktywów firmy (regulated asset value - RAV), wyliczana zgodnie z zasadami Regulatora danego kraju i uzgadniana przez właściwy organ Regulatora z OSP. Ta wartość wynika z wartości aktywów oszacowanych na początku, kiedy to proces ustalania taryf był wprowadzany, a do której następnie może być dołączona zatwierdzona nowa infrastruktura. Taka nowa inwestycja jest zazwyczaj dołączona do bazy aktywów wraz z całkowitymi kosztami i nie powoduje większych problemów metodologicznych. Trudności pojawiają się z chwilą wyceny wcześniejszych aktywów.

Istnieje wiele alternatywnych metod do ustalenia bazy aktywów, w tym:

- (A) aktualne rzeczywiste koszty inwestycyjne w przypadku nowych urządzeń obsługiwanych oddzielnie od innych części systemu;
- (B) wartość księgowa systemu, która figuruje w księgach rachunkowych OSP;
- (C) wartość odtworzeniowa systemu;
- (D) wartość odtworzeniowa zamortyzowana dla przyjętego okresu;
- (E) wartość wyceny systemu określona w procesie prywatyzacji lub innego rodzaju sprzedaży.

Metoda A odnosi się do przypadku, gdy nie występują żadne problemy metodologiczne, ani praktyczne w całym okresie amortyzacji. Po okresie amortyzacji nie występują elementy podlegające odpisom amortyzacyjnym, a zatem podstawa do założenia kosztów kapitałowych, jak i całkowita taryfa będzie praktycznie wynosiła zero. Taka dychotomia jest spowodowana różnicą pomiędzy ekonomicznym okresem życia gazociągu (jego okresem amortyzacji), a często dłuższym technicznym okresem jego funkcjonowania. Dotyczy to przede wszystkim nowych połączeń pomiędzy systemami krajowymi obsługiwanymi przez różnych operatorów lub całkowicie nowych linii przesyłowych nie mających połączeń z innymi systemami przesyłowymi danego kraju.

Z **Metodą B** związane są dwa problemy. Po pierwsze w obsłudze zintegrowanej, wartość systemu przesyłowego nie może być w łatwy sposób rozdzielona od innych działań (np. produkcji i magazynowania). Co ważniejsze nie zaksięgowana inflacja może znacznie zniekształcać wartości księgowe, tak że mają się nijak do kosztów bieżących. Istnieje również możliwość, iż albo jakiś system był subsydiowany, albo iż uwzględniono nierynkowe ceny dla pierwotnej wyceny. We wszystkich tych sytuacjach jest prawdopodobne, że wartość księgowa aktywów jest zbyt niska do zapewnienia wystarczającego przychodu dla utrzymania lub rozbudowy systemu. Wartości księgowe oparte na historycznych kosztach rzeczywistych są najbardziej użyteczne w stosunkowo nowych systemach.

Pozostałe trzy podejścia bazują na obiektywnej, rynkowej i zewnętrznej wycenie systemu.

Metody C i D postrzegane są w zasadzie jako dwie wersje fundamentalnie tej samej metody, w których takie same koszty nowego systemu są użyte do wyznaczenia wartości odtworzeniowej. Mimo, iż wszystkie części w tej kalkulacji mogą być oparte o rynek, pewne kluczowe części kosztów gazociągu np. kurs wymiany dolara czy ceny stali mogą podlegać silnym wahaniom skutkując tym samym zmienną wartością odtworzeniową.

Wartość systemu otrzymana z procesu prywatyzacji (**opcja E**) jest interesującą metodologią, o ile taka wycena jest możliwa. Są jednakże dwa problemy z tą metodą. Pierwszy często występuje w przypadku gdy w procesie prywatyzacji sprzedawana jest nie tylko sama „czysta” sieć przesyłowa. Istnieje bowiem prawdopodobieństwo wystąpienia znacznych trudności w rozdzieleniu wartości

infrastruktury gazociągu od wartości innych aktywów takich jak kontrakty zakupu gazu czy odpowiadające im kontrakty przesyłowe, a także niematerialnych aktywów jak know-how pracowników oraz godziwa wartość firmy (goodwill). Z kolei drugi problem jest związany z tym, że w wielu procesach prywatyzacyjnych wartość odzwierciedla wpływ reżimu regulacyjnego, w ramach którego firmy będą musiały działać. Jeżeli istnieje zobowiązanie do zrównania regulowanej wartości aktywów firmy (RAV) z ceną płaconą dla gazociągu, wówczas występuje czytelny bodziec do oferowania wyższej ceny dla systemu wiedząc, że nadmierna wysokość oferty zostanie automatycznie dodana do RAV, jeśli oferta zostanie zaakceptowana.

W ostatecznej analizie trudno jest zatem dostrzec, w jaki sposób początkowa regulowana wartość aktywów RAV i dobrze zbudowany system taryfowy może zostać skonstruowany bez zastosowania pewnych form oszacowania kosztów odtworzeniowych zamortyzowanych dla okresu, w którym system był wykorzystywany, przynajmniej jako benchmark do oceny innych metod. Takie podejście wykazuje pewną zaletę objawiającą się tym, że proces może być prowadzony przez niezależnych specjalistów bez wpływu na wynik końcowy. Mimo zachowania większych pozorów obiektywności również ta metoda może być kwestionowana przez niezależnych ekspertów i może prowadzić do sporów rozstrzyganych na drodze arbitrażowej. Czynniki takie jak cena rur stalowych w różnych przedziałach czasowych, fizyczny czas życia gazociągu czy sprężarki są w rzeczywistości jak większość czynników, kontrowersyjnymi jeśli wziąć pod uwagę wpływ inflacji na wartości księgowe aktywów.

Początkowa wartość RAV ulega zmianie w czasie chociażby na skutek nowo realizowanych inwestycji czy też obniżenia wartości rzeczywistego zakładu na skutek amortyzacji. Jest wielce prawdopodobny ciągły proces negocjacyjny pomiędzy agencją regulacyjną i operatorem odnośnie tego, w jakim zakresie nowe zakłady mogą zostać ujęte w bazie aktywów. Z jednej strony występuje dobrze znana tendencja operatorów dotycząca włączania możliwie jak największej ilości nowego wyposażenia do bazy aktywów, z drugiej zaś muszą występować bodźce dla inwestycji celem eliminowania przeszkód. Uzasadnieniem dla znacznej ilości nowych inwestycji są zidentyfikowane potrzeby zaspokojenia popytu w przyszłości. Regulator musi być zaangażowany w proces decyzyjny odnośnie nowych inwestycji tak samo jak w kwestie związane z regulacjami istniejących aktywów.

Podczas określenia regulowanej bazy aktywów agencje regulacyjne odnoszą się do wartości księgowych i uwzględniają stopy procentowe odpowiednie do warunków istniejących na rynkach międzynarodowych, które zapewniają finansową wydolność systemu. Zastosowanie wartości odtworzeniowej systemu i rynkowych stóp procentowych powinno pozwolić na generowanie znacznych zysków dla właścicieli gazociągów. Biorąc wartość odtworzeniową systemu oraz określając stopy procentowe, odpowiednio niższe od stóp rynkowych, trzeba się liczyć z zarzutem arbitralności, ale będzie to dobrze postrzegane społecznie.

Jednakże sztucznie zaniżona wartość stóp procentowych nie pozwala na finansowanie nowych inwestycji, albo spowoduje znaczący wzrost taryf, w sytuacji gdy rynkowe stawki stóp procentowych zostaną zastosowane dla nowych inwestycji.

Zastosowanie powyższej metodologii w celu ustalenia strumienia przyszłych akceptowalnych przychodów, może być zrealizowane różnymi ścieżkami. Odmienne podejścia opierają się na różnych sposobach wyliczenia amortyzacji i kosztów kapitałowych tak, by nowe gazociągi nie były traktowane mniej korzystnie niż istniejące instalacje. Główną kwestią jest to, że RAV dla inwestycji

w środki trwałe, zmniejsza swą wartość w czasie na skutek amortyzacji i dlatego roczny dopuszczalny przychód zmniejsza się wraz z upływem czasu poprzez spadek kosztów kapitałowych. Dla funkcjonującego od dłuższego czasu gazociągu opłaty są zatem niższe niż dla nowych instalacji. Nowe gazociągi mogą być w związku z tym niekonkurencyjne mimo że suma opłat w całym okresie dla nowych i starych instalacji będzie taka sama. W rzeczywistości problem ten nie jest zbyt istotny w sytuacji kiedy okresy użyteczności gazociągów są znacznie dłuższe i opłaty ulegają bardzo powolnemu zmniejszeniu w czasie, gdy inwestycje odtworzeniowe dla istniejącego systemu będą skutkować utrzymaniem opłat na wysokim poziomie. Niemniej jednak wybór metodologii ma pewien wpływ na poziom ostatecznych taryf wyliczanych ze średniego dopuszczalnego przychodu.

RAV w dwojaki sposób łączy się z wymaganym poziomem rocznego przychodu: w pierwszym poprzez odliczenia amortyzacyjne dozwolone dla OSP, w drugim zwrot na kapitale który może uwzględnić OSP. Chociaż, mówiąc precyzyjnie wspomniany zwrot na kapitale nie jest tożsamy z zyskiem OSP, z punktu widzenia opinii publicznej są to niewielkie różnice. Mając na uwadze status OSP jako praktycznego monopolisty, wyznaczony poziom regulowanego zwrotu na kapitale ma istotne znaczenie zarówno polityczne jak i ekonomiczne. Wyliczenie wartości akceptowanego zwrotu na kapitale (często nazywanego średnioważonym kosztem kapitału – WACC) nieznacznie zmienia się w zależności od zastosowanej metodologii, ale w gruncie rzeczy sprowadza się do określenia stosunku długu do kapitału własnego OSP, określenia kosztów długu, oszacowania średniego zwrotu na kapitale własnym ważonego ryzykiem danego biznesu, a na końcu do przedstawienia średniej ważonej z dwóch stawek zwrotu. Publikowane poziomy WACC w różnych krajach Europy zmieniają się w dość dużym zakresie (przykładowo od 5,75% w Irlandii do 6,25% w Wielkiej Brytanii i 8,3% w Czechach). Są to realne stopy zwrotu, które zostały skorygowane o inflację przy ustalaniu faktycznych przepływów finansowych na najbliższe lata.

Zastosowanie regulacji opartej o stopę zwrotu ROR (rate-of-return) było mocno krytykowane w literaturze dotyczącej efektywnej regulacji, jako metody nie zapewniającej jakichkolwiek bodźców do redukcji kosztów oraz motywującej operatorów do niepotrzebnego zwiększania RAV. Jako alternatywę, w celu zwiększenia presji na redukcję kosztów oraz zapobieżeniu skutkom niepotrzebnego zwiększania RAV, w wielu sektorach wprowadzono regulację opartą na wprowadzeniu górnego pułapu cen (price cap). Pułap cen jest ustalany jako pułap całkowitych dopuszczalnych przychodów dla danego okresu taryfowego (regulacyjnego) np. pięciu lat, po którym to czasie wielkość ta jest ponownie analizowana. Niemniej jednak, w mocno kapitałochłonnym sektorze przesyłu gazu, większa część kosztów jest stała i jako taka nie jest podatna na cięcia. Dlatego pewne formy regulacji oparte o ROR nadal okazują się niezbędne nawet jeżeli różne mechanizmy ograniczające ceny są zawarte w marży w celu redukcji relatywnie niskich kosztów operacyjnych.

Jeśli regulacja oparta o ROR jest akceptowaną metodą ustalania taryf w sektorze gazowym, istnieją dwie kwestie z nią związane, mające szczególne znaczenie dla wielkości taryf dla przesyłu gazu.

Po pierwsze, ROR zawsze bezwarunkowo zakłada, że w przyszłości poziom użycia gazociągu będzie typowy tzn. praca przy pełnej przepustowości lub bardzo blisko tego poziomu (jak najefektywniej, w oparciu o istniejące potrzeby elastyczności operacyjnej).

Z danych historycznych wynika, że jeśli OSP zainwestował w gazociąg, który jest wykorzystywany tylko w części swojej przepustowości, wówczas brakuje korekty błędnie oszacowanego popytu

przy określaniu wartości początkowej RAV i OSP pobiera od aktualnych klientów pełną opłatę również za nieużywaną przepustowość. Ów wzrost taryf może w konsekwencji prowadzić do dalszego spadku wykorzystania gazociągów w przyszłości.

Regulacja oparta na ROR jest często krytykowana za kreowanie bodźców do nadmiernego zwiększania RAV, poprzez dodatkowe inwestycje w niewykorzystaną przepustowość. Zabezpieczeniem przed tym zjawiskiem są negocjacje nad dozwolonym stopniem rozbudowy przyszłego systemu zwykle w okresie około 5 lat, niekiedy dłuższym. Jednakże dostrzega się pewną różnicę pomiędzy systemem napędzanym bardziej krótkoterminowymi siłami rynkowymi (np. w Wielkiej Brytanii i częściowo wokół ośrodków Zeebrugge, Bunde i w Holandii), a opartym o długoterminowe rezerwy mocy związane z długoterminowymi kontraktami na dostawy wraz z odpowiadającymi im zobowiązaniami przesyłowymi. Rozwiązanie dla linii tranzytowych gazu polega na tym, iż w krajach, które posiadają lub będą posiadały w najbliższym czasie istotne linie tranzytowe o wielkości przesyłu znacząco większym od wolumenów krajowych, planowanie może uwzględniać takie czynniki jak prognozy popytu oraz możliwości dostaw z innych krajów, niekiedy znacznie oddalonych. Biorąc pod uwagę konkretny przykład, słowacki regulator w następnej dekadzie może zostać zapytany o pozwolenie na inwestycję w linię przesyłową OSP, z uwzględnieniem części popytu oraz możliwych konkurencyjnych dostaw np. w Belgii czy Wielkiej Brytanii. Jest to możliwe ponieważ na Słowacji ilość gazu w tranzyście znacznie przekracza popyt lokalny. Co do zasady, takie kwestie mogą być rozwiązywane w oparciu o taki sam proces negocjacyjny i wspólne planowanie regulatora i projektanta systemu. Takie podejście wprowadza jednak nowy wymiar złożoności w krajowej regulacji i ostatecznym ustaleniu wielkości taryf, zwłaszcza jeśli chcemy uniknąć subsydiowania skośnego pomiędzy lokalnymi i tranzytowymi taryfami przesyłu gazu.

Rozwinięciem opisywanego powyżej problemu planowania jest fakt, iż prognozowanie prawdopodobnego zapotrzebowania na moce przesyłowe w skali całego kontynentu jest znacząco utrudnione, zwłaszcza że założony stopień wykorzystania nowych instalacji oraz ryzyka związane z inwestycjami w niedostatecznie obciążone sieci przesyłowe są w dużym stopniu narażone na interwencje ze strony regulatora i ustawodawców, którzy dążą do liberalizacji rynku (np. ograniczenie stosowania klauzuli „Take-or-Pay”, która z jednej strony mocno ogranicza otwartość rynku, ale z drugiej gwarantuje stabilność popytu na usługi przesyłowe).

Drugi, dość odmienny, problem odnosi się do średnioważonego kosztu kapitału WACC ocenianego przez regulatorów europejskich i porównywanego do rynkowego kosztu alternatywnego. Jak wspomniano powyżej WACC używany przez regulatorów europejskich mieści się w zakresie od niewiele poniżej 5% do powyżej 8%. Te wielkości mogą być nawet zgodne z empirycznymi badaniami finansowania poprzez dług i wielkości zwrotów na kapitale własnym, ale i tak są dużo poniżej poziomów zwrotu, które są zazwyczaj wykorzystywane przez firmy komercyjne. Wyznaczają one powszechnie benchmark – tzw. graniczną stopę zwrotu z inwestycji (hurdle rate) dla nowych projektów na poziomie przynajmniej 12%, a częściej 15%. To pokazuje jak bardzo nowe inwestycje w długodystansowe gazociągi uzależnione są od przyjętego średnioważonego kosztu kapitału. tłumaczy to także dlaczego ostatnio regulator w Wielkiej Brytanii zezwolił Transco na uwzględnienie 12,5% stopy zwrotu dla inwestycji w nowe punkty wejścia na wybrzeżu, podwajając stopę zwrotu dozwoloną dla całkowitej bazy aktywów (RAV). Podobnie postąpili regulatorzy we Francji i Hiszpanii zezwalając na stopę zwrotu dużo powyżej normalnie

obowiązujących dla inwestycji w gazociąg łączący oba te kraje. Dzieje się tak dlatego, iż normalnie dopuszczalne stopy zwrotu są zdecydowanie za niskie by przyciągnąć kapitał inwestycyjny w porównaniu do alternatywnych możliwości. Obecne dopuszczalne dla OSP stopy zwrotu bazują na wielkościach, które były stosowane dla dawnych narodowych monopolistów. Inwestycje w nowe linie przesyłowe, a zwłaszcza linie tranzytowe nie mogą być postrzegane jako pozbawione ryzyka, jak to miało miejsce dla przedsiębiorstw monopolistycznych.

Drugi etap ustalania regulowanych taryf wymaga podzielenia dopuszczalnych rocznych przychodów przez bieżące przesyły gazu w celu uzyskania taryf jednostkowych. Aby zapewnić stabilną strukturę dla przesyłu i handlu gazem, przyjęte jest by opierać wyliczenia taryf o prognozy przesyłu gazu w systemie na przestrzeni jednego roku lub kilku najbliższych lat, a następnie dopasowywać przychody OSP w dół lub górę w oparciu o znane aktualne wielkości przesyłu.

Taryfy są zwykle podzielone na opłatę za moc przesyłową (capacity charge) i opłatę za wykonany przesył (commodity charge).

Opłaty za wykonany przesył są stosunkowo niewielkie i obliczane w prosty sposób.

Tradycyjna procedura opiera się o standardową procentową stawkę od wartości przestanego gazu (np. 2% za 1000 km). Wartość ta rekompensuje główne koszty operacyjne związane ze zużyciem energii na przesył gazu. Takie rozwiązanie preferencyjnie traktuje przesył dalekiego zasięgu w stosunku do transportu na krótkie dystanse, ale zaburzenie jest niewielkie i trudne do skorygowania.

Taryfy dotyczące mocy przesyłowych są ściśle połączone z procedurami rezerwowania przepustowości. Krótkie podsumowanie procesu przedstawia się następująco:

- Użytkownik rezerwuje w określonych blokach przepustowość systemu odpowiadającą jego oczekiwanym potrzebom, które są dozwolone zgodnie z regułami dostępu do systemu;
- Wstępna rezerwacja jest potwierdzana zanim fizyczny przesył jest wymagany;
- Użytkownik następnie dokonuje przesyłu gazu przez system w ilościach odpowiadających lub różnych od zarezerwowanych przepustowości;
- Następnie w oparciu przyjętą procedurę rozliczenia użytkownik płaci za przestany gaz zgodnie z ustaloną taryfą i dodatkowo pokrywa inne płatności związane z kosztami transportu gazu w wielkościach wyższych lub niższych od pierwotnie zakontraktowanych przepustowości.

Proces staje się bardziej skomplikowany w przypadku wystąpienia rynków wtórnych dla zakontraktowanych przepustowości, ale zestaw podstawowych kroków będzie nadal bazową procedurą systemu. Główną cechą odróżniającą handel gazem od handlu innymi towarami jest fakt, że odbierany gaz w punkcie wyjścia przez kupujących nie jest nigdy tym samym, który oni wpompowali w punktach wejść (ale nie jest też możliwy do odróżnienia w systemie z ustalonym poziomem jakości) oraz, że OSP w przypadku nierównowagi popytu i dostaw gazu są zwykle zobligowani raczej do wyrównywania różnic niż ograniczania przypyływu do poszczególnych kupujących.

Przyczynami tego typu sytuacji mogą być:

- a) rozpoznawalność takich nierównowag tylko po wystąpieniu zjawiska,
- b) brak możliwości ograniczenia dostaw gazu do poszczególnych użytkowników, którzy w danym punkcie wyjścia mogą mieć różne kontrakty,

- c) brak możliwości zawieszenia dostaw nawet jeżeli użytkownik może zostać zidentyfikowany i odsunięty, na przykład ze względów bezpieczeństwa lub z innych względów społecznych.

Zasady dostępu określone przez OSP mają istotne finansowe konsekwencje dla handlowców i powinny być zawarte jako główna część taryfy ustalonej przez każdego OSP.

Typy taryf

Występują dwa aspekty systemu taryfowego:

- rodzaj taryfy gdzie wyróżniamy:
 - taryfy dystansowe (wejścia-wyjścia (entry-exit),
 - taryfy zryczałtowane (postage-stamp),
- rodzaj rezerwacji mocy (pojemności) przesyłowych gdzie możliwe są kontrakty:
 - z punktu do punktu (point to point),
 - wejścia-wyjścia (entry-exit),
 - zryczałtowane (postage-stamp).

Możliwe jest inne zdefiniowanie zdolności przesyłowych i inne pobieranych taryf.

Dla przykładu, zarówno w Irlandii jak i w Wielkiej Brytanii występują taryfy typu wejście – wyjście tj. opłata za usługę przesyłową jest sumą opłaty wejściowej i wyjściowej. Natomiast w Irlandii rezerwacja mocy jest z punktu do punktu tj. użytkownicy zawierają kontrakty, które precyzują punkt początkowy i punkt końcowy bez możliwości dokonywania jakiegokolwiek zmian. W Wielkiej Brytanii obowiązuje rezerwacja mocy od wejścia do wyjścia: użytkownicy zawierają oddzielne kontrakty pozwalające im wtłoczyć gaz w konkretnych punktach wejścia bez względu na jego przeznaczenie oraz pobierać gaz w konkretnych punktach wyjścia niezależnie od jego punktu wejściowego.

Tabela 1 Typy systemów taryfowych.

Rodzaj rezerwacji mocy	Rodzaj taryf		
	Entry-exit	Zryczałtowane	Brak / Nie publikowane
Entry-exit	Francja, Niemcy, Włochy, Holandia, Wielka Brytania	Austria, Dania, Hiszpania	Luksemburg, Szwecja
Z punktu do punktu	Irlandia		
Mieszane (Entry-exit i z punktu do punktu)	Belgia		

Źródło: Nadine Haase „European gas market liberalisation: Are regulatory regimes moving towards convergence?”, Oxford Institute for Energy Studies, maj 2008 oraz informacje własne

W dystansowym systemie taryf całkowita opłata za przesył jest proporcjonalna do odległości pomiędzy punktem wtłoczenia i odbioru surowca. Zazwyczaj taryfa jest wyrażana w stosunku do zarezerwowanej mocy w formacie € lub \$/m³/h/100km/rok. W kilku krajach Europy Zachodniej opłaty zmieniają się w zależności od średnicy zastosowanego gazociągu. Opłata za rezerwację mocy musi być regulowana niezależnie od wykorzystania. Jedynym elementem odzwierciedlającym

użytkowanie są koszty paliwa wykorzystywane do przesyłu gazu. Koszty przesyłu będą zatem zależeć od współczynnika wykorzystania. Taryfy dystansowe są najczęściej stosowane w systemach, w których gaz przesyłany jest w jednym kierunku na znaczną odległość wraz z kilkoma pośrednimi punktami odbioru. W Europie taryfy dystansowe były stosowane w wielu istotnych systemach, ale w ostatnim czasie są one często zastępowane taryfami wejście/wyjście, szczególnie do przesyłu wewnątrz kraju. Poza UE dystansowy system taryf jest standardem, chociaż zazwyczaj jest on przedstawiany w formie opłaty za przesył, a nie w formie opłaty za rezerwację mocy z uwagi na wysoki współczynnik wykorzystania tranzytowych sieci.

Zaletą dystansowego systemu taryf jest jego prostota, przejrzystość i odzwierciedlenie kosztów w prosty sposób dla jednokierunkowego przepływu. Jednak z drugiej strony ma on bardzo wiele, często krytykowanych wad. W szczególności nie ma możliwości należytego odzwierciedlenia kosztów w systemie, w którym nie występuje jedna prosta droga pomiędzy punktem wejścia i wyjścia oraz gdzie linearny przepływ gazu jest coraz rzadszy. System dystansowy faworyzuje także przedsiębiorstwa zasiedlałe (dawnych monopolistów) na bazie tak zwanego efektu portfelowego. Firmy posiadające złożone kontrakty oparte o system zawierający kilka punktów wejścia/wyjścia, mogą minimalizować swoje opłaty przesyłowe poprzez swapy w ramach swego portfela kontraktów. Nowi uczestnicy posiadający kilka kontraktów mogą minimalizować koszty jedynie poprzez zaangażowanie się w transakcje swapowe z innymi użytkownikami na otwartym rynku, co oczywiście może być trudne na wczesnym etapie rozwoju rynku.

W systemie „wyjścia-wejścia” całkowita opłata za przesył jest sumą oddzielnych opłat za zdolności przesyłowe w poszczególnych punktach wejścia i wyjścia. Opłaty mogą różnić się w zależności od punktu i powinny być określone w taki sposób, by całkowita opłata za daną trasę była najbardziej zbliżona do rzeczywistych kosztów przesyłu. Rzeczywista aplikacja systemu zależy przede wszystkim od przyjętej metodologii naliczania i alokacji kosztów (kosztu krańcowego, kosztów średnich, itp).

System taryfikacji wejścia-wyjścia niemalże nieuchronnie wymaga szczegółowego materialnego i finansowego modelowania przesyłów w systemie, które jako całość są mocno skomplikowane, a tym samym trudniejsze do zrozumienia. Dla przykładu Operator Systemu Przesyłowego w Wielkiej Brytanii – Transco (obecnie National Grid Gas Plc.) wprowadził model systemu, który umożliwia zainteresowanym podmiotom modelowanie własnych systemów przesyłu oraz obserwowanie jaki jest wpływ zarówno taryf jak i innych czynników na system.

System wejścia-wyjścia pozwala na rozwój bardziej elastycznego rynku kontraktów na moce przesyłowe, umożliwiając nowym uczestnikom łatwiejszy dostęp do systemu bez ponoszenia ryzyka związanego z uciążliwymi opłatami za bilansowanie (nawet za cenę operatywności systemu). Ostatecznie rynek kontraktów zmierza do rynku częściowo regulowanego, na którym pewne opłaty są raczej nakładane przez rynek, a nie przez Regulatora. Taką korzyść oferuje w Wielkiej Brytanii system aukcyjny na moce w punktach wejścia, który mimo wszystko prowadzi do znacznych niedoborów mocy np. w St. Fergus (brak inwestycji w celu redukcji niedoborów).

System wejścia-wyjścia umożliwia naliczanie bardziej w oparciu o koszty krańcowe niż w oparciu o koszty historyczne. Jednak w rzeczywistości całkowity zwrot kosztów realizowany w oparciu o dane dotyczące inwestycji historycznych jest i tak priorytetowy.

W bardzo rozbudowanym systemie połączeń użytkowanym dla niewielkich ilości przesyłu w stosunku do jego ogólnej przepustowości, system może pracować jako zbiornik dla dodatkowego gazu, wprowadzanego, a następnie pobieranego w różnych punktach bez określonych kosztów.

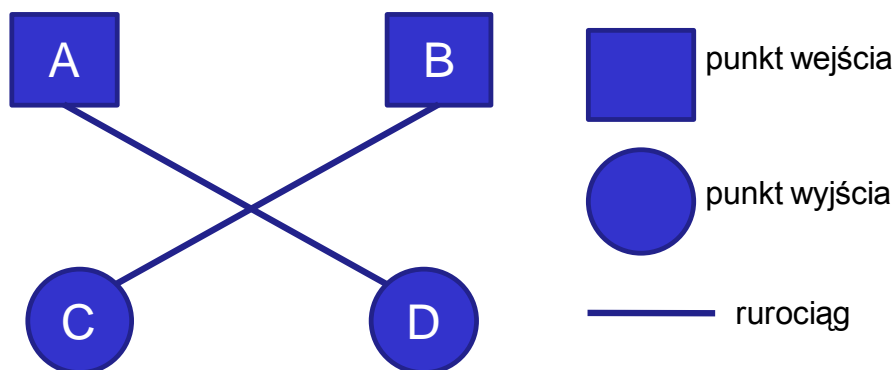
Systemy taryf wejścia mogą stopniowo stawać się standardem w UE, oprócz niewielkich i stosunkowo prostych systemów. Jednak w praktyce dostrzega się tendencję, iż owe systemy przypominają coraz bardziej systemy zryczałtowane, w których opłaty są ujednoczone dla większości punktów wejść i wyjść systemu. Natomiast dość wątpliwym jest czy takie podejście jest właściwe w odniesieniu dla systemów linearnych, które są typowymi dla długich dystansów przesyłu gazu rosyjskiego czy algierskiego jako umożliwiające subsydiowanie skośne długodystansowych przesyłów poprzez przesyły na krótsze odległości.

System zryczałtowany taryf (postage-stamp) to najprostsza z postaci systemu wejścia-wyjścia z identycznymi stawkami w każdym punkcie wejścia i w każdym punkcie wyjścia.

Taryfy zryczałtowane zakładają jedną stawkę jednostkową za dowolną ilość przesyłanego surowca w obszarze, którego dotyczy dana taryfa. Niskociśnieniowe systemy dystrybucyjne niezmiennie używają taryf zryczałtowanych. Korzyści wynikające ze stosowania taryf zryczałtowanych są widoczne w przypadku systemów dystrybucyjnych lub innych silnie rozczłonkowanych, a zarazem skupionych w jednym obszarze - są one proste, przejrzyste i stosunkowo łatwe dla nowych uczestników. Prostota w tym przypadku oznacza, że taryfy zryczałtowane są często pierwszym narzędziem używanym przez nowego Regulatora, który rozpoczyna realizację złożonych zadań wynikających z nadzoru sektora gazowego. W efekcie dla wyliczenia taryfy całkowity dopuszczalny przychód może być podzielony przez zakładane moce przepustowe systemu dając taryfę jednostkową.

Pomimo, że taryfy zryczałtowane stosowane są szeroko w krajach spoza UE (oprócz Rosji, która posiada system strefowy) i w kilku państwach członkowskich UE uznano, iż posiadają one pewne wady. Dostrzega się mianowicie dyskryminacje w odniesieniu do użytkowników w różnych częściach systemów polegającą na tym, że odmienne nakłady inwestycyjne są wymagane by obsłużyć poszczególnych kupujących. Co więcej, taryfy zryczałtowane nie generują bodźców do bardziej efektywnego wykorzystania systemu opartego na wąskiej i ograniczonej przepustowości w różnych jego miejscach. Systemy zryczałtowane taryf konstruowane mogą być, choć nie zawsze, w postaci opłat za moce przesyłowe.

Rodzaje kontraktów na moce przesyłowe



Źródło: Opracowanie własne

Rys. 3 Hipotetyczna sieć do opisu kontraktów na moce przesyłowe.

Ryczałtowy	Kontrakt oparty na zryczałtowanej mocy przesyłowej daje wysyłającemu (firmie handlowej) prawo do wtłoczenia gazu w którymkolwiek punkcie wejścia (A lub B) i wytlóczenia w którymkolwiek punkcie wyjścia (C lub D). W tym systemie handlujący mogą zmieniać punkty wejścia i wyjścia bez potrzeby podpisywania nowych kontraktów.
Wyjścia-wejścia	Kontrakt na określone wejście przywiązuje firmę handlową do określonego punktu wejścia, ale daje dostęp do wszystkich klientów, którzy mają zdolności przesyłowe w którymkolwiek punkcie wyjścia. Przykładowo, wysyłający gaz ma kontrakt na wtłoczenie gazu w punkcie A, ale od momentu wtłoczenia surowca w system może być on dostarczony do każdego, kto ma podpisany oddzielny kontrakt na odbiór czy to w punkcie C czy D. Wysyłający nie ma prawa do wtłoczenia gazu w punkcie B dopóty, dopóki nie podpisze oddzielnego kontraktu. Analogicznie zasady obowiązują dla kontraktów na określone wyjścia.
Z punktu do punktu	Kontrakt daje handlującemu podmiotowi prawo do wtłoczenia gazu w wyznaczonym punkcie wejścia i wytlóczenia go w wyznaczonym punkcie wyjścia. Jeżeli firma ma kontrakt na przesył z A do C, to nie może zmienić ani punktu wejścia ani wyjścia póki nie podpisze nowego kontraktu.

Ograniczenia w przesyłach i alokacja pojemności

Występują dwa rodzaje ograniczeń w przesyłach:

- Ograniczenia fizyczne – gdy występujące fizyczne przepływy surowca przekraczają (w szczycie) całe dostępne zdolności przesyłowe,
- Ograniczenia kontraktowe – gdy system nie jest fizycznie zatłoczony, ale cała pojemność przesyłowa jest już zajęta w długoterminowych kontraktach.

W przypadku gdy nie ma ani fizycznych ani kontraktowych ograniczeń, najważniejszą metodą alokacji jest „kto pierwszy ten lepszy”. Wystarczające dla wszystkich zainteresowanych moce przesyłowe są najlepszym gwarantem konkurencyjności.

Podstawowe metody alokacji zdolności (pojemności) przesyłowych:

- Metoda „kto pierwszy ten lepszy” (“first-come, first-served”) - zdolności przesyłowe przydzielane są podmiotom według kolejności zgłoszeń
- Aukcje – zdolności przesyłowe są przydzielane podmiotom oferującym najwyższe ceny za usługę (odpowiednia zwłaszcza dla nowych gazociągów).
- Pro rata – zdolności przesyłowe są przydzielane proporcjonalnie.

Metoda „kto pierwszy ten lepszy” (“first-come, first-served”) ma kilka zalet: jest prosta, łatwa w implementacji i relatywnie tania. Na nowo zliberalizowanych rynkach rodzi jednak zagrożenie blokowania zdolności przesyłowych przez dostawców rezerwujących pojemności ponad swe potrzeby by utrudnić dostęp swym konkurentom. Szczególnie w przypadku firm zintegrowanych pionowo, gdzie nabycie nadmiarowych zdolności od własnego OSP jest de facto bez kosztów (w skali całego koncernu). Innym problemem związanym z tego typu metodą jest brak odpowiednich informacji ze strony OSP o wolnych zdolnościach. Jeżeli jeden podmiot dominuje na rynku i ma zarezerwowane większość pojemności to ma wiedzę, kiedy jego kontrakty wygasają, a zatem kiedy ubiegać się ponownie o przydział.

Aby ograniczyć negatywne skutki metoda ta winna być uzupełniona przez dodatkowe środki:

- wymuszone zwolnienia zablokowanych zdolności przesyłowych (kontrakty przerywane) – czyli np. ciężący na OSP obowiązek „odkupienia” niewykorzystanych zdolności (buy back),
- terminowe publikacje informacji o aktualnych i historycznych przepływach oraz dostępności zdolności przesyłowych w łatwo dostępnych formatach,
- warunek „wykorzystaj lub strać” („use it or lose it” – UIOLI)
 - przerywalne UIOLI czyli prawo zwrócenia się do OSP o udostępnienie niewykorzystywanej zdolności na zasadach przerywalnych i po cenach odzwierciedlających prawdopodobieństwo przerwy (prawo użytkownika) lub
 - trwałe UIOLI – czasowe lub ostateczne przejście przez OSP niewykorzystywanych zdolności przesyłowych (prawo przypisane OSP),
- zasadę „zdolności przesyłowe podążają za kupującym („capacity goes with customer”), czyli stosowana przynajmniej w punktach wyjścia zasada, że w przypadku zmiany sprzedawcy zdolności zostają przy kliencie (przyznane będą nowemu sprzedawcy)

Właściwie wdrożona metoda aukcyjna pozwala uniknąć zachowań dyskryminacyjnych i pogłębić płynność oraz rozwój rynku wtórnego. W porównaniu do innych metod aukcje mogą być jednak kosztowne i trudne do zaprojektowania i wdrożenia. Poza tym nieprawidłowo zaprojektowane aukcje mogą prowadzić do dyskryminacji na korzyść pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw. Jeżeli w aukcjach może startować firma handlująca, która jest w tej samej grupie kapitałowej co OSP, wtedy firma ta ma dużą przewagę w przetargu. Jej koszt, nawet stanowczo zawyżony jest zarazem przychodem OSP, a zatem w grupie się zeruje, przez co firma ta może regularnie wygrywać aukcje blokując dostęp innych podmiotów.

Metoda pro rata jest bardziej sprawiedliwa i rynkowa niż metoda „kto pierwszy ten lepszy”, a zarazem tańsza i prostsza we wdrożeniu niż metoda aukcyjna. Niestety ignoruje bodźce rynkowe (ceny), a zintegrowane pionowo firmy wciąż mogą blokować (proporcjonalnie) większość zdolności przesyłowych.

W przypadku gdy nie ma ani fizycznych ani kontraktowych ograniczeń, najwłaściwszą metodą alokacji jest „kto pierwszy ten lepszy”. Wystarczające dla wszystkich zainteresowanych moce przesyłowe są najlepszym gwarantem konkurencyjności.

Tabela 2 Metody alokacji pojemności – minimalne wymogi UE.

Zdolności przesyłowe vs. popyt	Rodzaj ograniczeń	Metoda alokacji	Dodatkowe instrumenty alokacji	Oczekiwane efekty
Zdolności przesyłowe > popyt	Brak	Kto pierwszy ten lepszy	Niepotrzebne	Całość potrzeb zaspokojona
Zdolności przesyłowe < popyt (krótkoterminowo)	Kontraktowa	Kto pierwszy ten lepszy	Kontrakty przerywane z UIOLI, zdolności przesyłowe podążają za kupującym, odkup zdolności, rynek wtórny	Całość potrzeb zaspokojona
	Fizyczna (krótkoterminowa)	Aukcje, Pro-rata		Nie wszystkie potrzeby zaspokojone
Zdolności przesyłowe < popyt (długoterminowo)	Fizyczna (długoterminowa)		Inwestycje	Całość potrzeb zaspokojona

Źródło: Johannes Enzmann „Principles of Congestion Management Procedures under Regulation 1775/2005”, maj 2006.

Bilansowanie

We wszystkich systemach rurociągowych reguły dostępu winny zachęcać użytkowników do bilansowania ilości włączanego i odbieranego gazu. Jeżeli ilości wprowadzane i wyprowadzane z sieci nie są równe, użytkownik jest „niebilansowany” i będzie musiał albo kupić od, albo sprzedać gaz do OSP. Mechanizm bilansowania tworzy zatem pewien rodzaj „zastępczego” rynku, gdzie dostawcy mogą kupić i sprzedać surowiec. Operacje bilansujące dotyczą zatem wszystkich uczestników hurtowego rynku gazu. Obliczenia bilansowania są dokonywane z tzw. „strefach bilansowania” z reguły mniejszych niż obszar zarządzania OSP. Strefy bilansowania są konieczne z powodów:

- technicznych związanych z utrzymaniem sieci i zarządzaniem ograniczeniami,
- różnic w jakości gazu,
- administracyjnych (operacyjne i własnościowe zasięgi OSP),
- wymogów regulacyjnych.

Strefy bilansowania mogą składać się tak z pojedynczego gazociągu jak i całej rozbudowanej sieci. W każdej strefie bilansowania każdy dostawca jest zobligowany do bilansowania gazu zatłoczonego i wytłoczonego z sieci. Bilans włączeń i wytłoczeń jest kontrolowany przez pomiar ilości gazu w okresach godzinowych (bilansowanie godzinowe), dziennych (bilansowanie dzienne), a nawet miesięcznych (bilansowanie miesięczne). Generalnie im krótszy okres bilansowania

tym bardziej restrykcyjny system. Najczęściej istnieje pewien niewielki przedział tolerancji dla nierównowagi, w ramach którego dostawcy nie są zobligowani do zapłaty OSP za dodatkowy gaz. Większe odchylenie oznacza już karne opłaty. Kara wiąże się z tym, iż cena płacona za „kupiony” od OSP gaz przez „niebilansowanego” dostawcę (wtłoczył mniej niż wytłoczyli jego klienci) jest z reguły znacząco wyższa (np. o 50%) od ceny referencyjnej (rynkowej), zaś cena otrzymana za „sprzedany” do OSP surowiec (dostawca wtłoczył więcej niż odebrali jego klienci) znacząco niższa (np. o 50%) od ceny referencyjnej.

System bilansowania może być znaczącą barierą w dostępie do rynku.

Najważniejsze elementy systemu które ograniczają konkurencyjność rynku to:

- okres bilansowania – im krótszy tym bardziej restrykcyjny,
- wysokość opłat za niebilansowanie – im większe odchylenia od cen rynkowych tym większa bariera, zwłaszcza dla nowych, z reguły słabszych ekonomicznie podmiotów,
- kto decyduje o strukturze i wielkości opłat: Rynek, Regulator czy Operator Systemu Przesyłowego,
- jaki jest przedział tolerancji dla niebilansowania – im mniejszy tym bardziej restrykcyjny.

Strefy bilansowania jeśli są za małe i zbyt liczne, również obniżają poziom konkurencji i tworzenie jednolitego rynku. Małe strefy bilansowania to małe portfele dostaw w tych strefach, zwiększające ryzyko niebilansowania i kar. Ryzyko niebilansowania jest tym większe im portfel dostaw mniejszy (dywersyfikacja klientów znacząco to ryzyko ogranicza). Podział stref to podział portfeli faworyzujący zasiedziały dostawców i stanowiący istotną barierę dla nowych podmiotów. Liczne strefy bilansowania na trasie przesyłu zwiększają też koszty dostaw gazu z jednego punktu do drugiego (większe ryzyko niebilansowania i kar). Każda strefa wymaga bowiem rezerwacji zdolności przesyłowych i wiąże się z ograniczeniami (zazwyczaj kontraktowymi) i koniecznością alokacji. Im więcej stref tym większe te ograniczenia.

Okresy w których dokonywane są pomiary niebilansowania mogą być różne dla poszczególnych OSP:

- koniec godziny,
- koniec dnia,
- koniec godziny i koniec dnia,
- koniec dłuższego niż dzień okresu (np. miesiąca),
- skumulowane godzinne (suma niebilansowań godzinnych w ciągu dnia nie może przekroczyć wyznaczonego przedziału w żadnym momencie w ciągu dnia),
- skumulowane dzienne (suma niebilansowań dziennych w ciągu dłuższego okresu np. miesiąca nie może przekroczyć wyznaczonego przedziału na koniec tego okresu).

Im krótszy okres bilansowania tym mniejsze ilości są zaangażowane, a zatem ryzyko niebilansowania rośnie. Godzinny system bilansowania jest zatem istotną barierą dla nowych podmiotów, które mają mały portfel odbiorców, często silnie podatnych w odbiorze na zmiany temperatury, a co za tym idzie trudnych do dokładnego prognozowania.

Oprócz okresu bilansowania ważny jest też przedział tolerancji i to czy bywa różny w zależności od wielkości dostaw. Dzienny przedział tolerancji to poziom, który nie może być przekroczony na koniec dnia. Skumulowany dzienny przedział tolerancji to poziom, który nie może być przekroczony ani razu w ciągu dnia, może być zatem bardziej rygorystyczny niż dzienny przedział.

Opłaty za bilansowanie składają się z dwóch komponentów: kosztów wyrównania nadwyżek i niedoborów, kiedy OSP musi kupić lub sprzedać gaz konieczny do zbilansowania systemu oraz kar płaconych przez dostawców za przekroczenie przedziałów tolerancji. Koszty wyrównywania muszą być oparte o warunki rynkowe i nie mogą prowadzić do subsydiowania pomiędzy bilansowaniem, a handlem czy magazynowaniem. OSP może pozyskać lub pozbyć się gazu na potrzeby bilansowania poprzez:

- transakcje na rynku spotowym – musi być odpowiednia płynność tego rynku,
- nabycie lub sprzedaż surowca w długoterminowych kontraktach, ale istnieje wówczas ryzyko subsydiowania zależnych spółek handlowych w ramach zintegrowanych przedsiębiorstw,
- zatłaczanie i wytlaczanie z magazynów – o ile są dostępne magazyny o odpowiedniej pojemności i zdolności do szybkiego wytłaczania i zatłaczania, wtedy też istnieje ryzyko subsydiowania zależnych spółek magazynowych w ramach zintegrowanych przedsiębiorstw.

Ocena systemów taryfowych

Forum Madryckie wypracowało następujący zestaw kryteriów, które winien spełniać dobrze skonstruowany system taryfowy:

- a) powinien odzwierciedlać koszty i być oparty na solidnym modelowaniu przesyłu w sieci,
- b) powinien ułatwiać handel gazem, zapewniać płynność rynku i konkurencyjność opartą na cenie surowca „gas to gas”,
- c) zapewniać wysoki poziom transparentności,
- d) zapewniać efektywne i z odpowiednim wyprzedzeniem czasowym informowanie mające na celu zachęcanie do efektywnej realizacji długoterminowych inwestycji w infrastrukturę przesyłową,
- e) brać pod uwagę specyfikę i rynkową charakterystykę różnych sieci,
- f) zapewniać satysfakcjonujące zwroty z inwestycji operatorom systemów przesyłowych (OSP),
- g) zapewniać właściwy nadzór,
- h) różnice w taryfach powinny być dostosowane do różnych klientów dla podobnych usług wraz z odzwierciedleniem podstawowych kosztów.

Opracowany dla Francuskiej Komisji ds. Regulacji Energetyki (Commission de Régulation de l'Electricité - CRE)) tzw. Raport Bergougnoux¹ przedstawiał następujące kryteria:

- Łatwość zastosowania,
- Poziom przejrzystości dla Regulatora,
- Potencjalny zakres dyskryminacji w odniesieniu do kosztów,
- Odzwierciedlenie kosztów przesyłu,
- Możliwość kreowania nieefektywnych tras i lokalizacji nowego popytu i podaży,
- Łatwość handlu zdolnościami na wtórnym rynku,
- Połączenia między krajami (w ramach tego samego systemu taryfowego),
- Kompatybilność między krajami (gdy używane są różne systemy taryfowe).

¹ „Rapport du Groupe d'Experts sur la Tarification de l'Accès Aux Réseaux de Transport et de Distribution de Gaz”, kwiecień 2001

Tabela 3 Analiza alternatywnych systemów wg. kryteriów Bergougnoux.

Analizowana cecha:	Taryfy dystansowe	Taryfy "wejścia-wyjścia"	Taryfy zryczałtowane
Łatwość zastosowania	Wystarczająca	Dobra	Bardzo dobra
Poziom przejrzystości dla Regulatora	Trudny do określenia	Dobry	Bardzo dobry
Potencjalny zakres dyskryminacji w odniesieniu do kosztów	Wysoki	Brak	Brak
Odzwierciedlenie kosztów przesyłu	Generalnie brak	W niektórych przypadkach niewystarczające	Złe dla dużych systemów
Możliwość kreowania nieefektywnych tras i lokalizacji nowego popytu i podaży	Możliwe	Możliwe	Wysokie, jeżeli duża sieć
Łatwość handlu zdolnościami na wtórnym rynku	Trudne	Łatwe	Łatwe
Połączenia między krajami (w ramach tego samego systemu taryfowego)	Dobre	Średnie	Ryzyko naliczenia zwielokrotnionych opłat
Kompatybilność między krajami (gdy używane są różne systemy taryfowe)	Praktycznie brak problemów	Praktycznie brak problemów	Duże trudności

Źródło: „Rapport du Groupe d'Experts sur la Tarification de l'Accès Aux Réseaux de Transport et de Distribution de Gaz”, kwiecień 2001

Główne wnioski płynące z powyższej analizy sugerują, iż system opłat dystansowych może zmniejszać płynność poprzez fragmentaryzację handlu gazem. W systemie „wejścia-wyjścia” sprzedawca jest skłonny sprzedać każdemu kupującemu, a kupujący kupić od każdego sprzedającego niezależnie od ich lokalizacji. Z punktu widzenia tradera cały handel odbywa się w swego rodzaju „wirtualnym” hubie (np. National Balancing Point). W systemie dystansowym odpowiednia płynność może zależeć od istnienia specyficznych fizycznych punktów, przez które przepływają duże ilości gazu posiadanego przez różnych sprzedających. Bez istnienia takich hubów, w systemie dystansowym uczestnicy rynku poszukują partnerów zlokalizowanych najbliżej aby zminimalizować opłaty przesyłowe. Taryfy oparte na systemie „wyjścia-wejścia” są zatem lepsze w promocji handlu, płynności i konkurencyjności na rynku gazowym.