

## **Prawa przesyłowe jako narzędzie zabezpieczenia ryzyka w transgranicznym obrocie energią elektryczną na unijnym rynku**

**Autor: Robert Witkowski, Południowy Koncern Energetyczny SA, członek działającego w URE Zespołu Ekspertów ds. Współpracy Europejskiej z rekomendacji Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie**

**(Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki – nr 2/2007)**

Zagadnienia praw przesyłowych w odniesieniu do trangranicznego obrotu energią elektryczną skupiają od pewnego czasu rosnącą uwagę głównych podmiotów unijnego rynku energii elektrycznej. Komisja Europejska, przy wsparciu ERGEG, rozważa zasadność zaimplementowania w warunkach wspólnego unijnego rynku energii nowych narzędzi zarządzania ograniczeniami przesyłowymi i związanym z tym ryzykiem. Zapisy Wytycznych Zarządzania Ograniczeniami Przesyłowymi<sup>[1]</sup> (*Congestion Management Guidelines*) oraz Rozporządzenia (EC) nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej narzucają pewne standardy działania na Operatorów Sieci Przesyłowych. W szczególności nakazują zagwarantowanie bieżącego poziomu zdolności przesyłowych poprzez wykorzystanie wpływów z mechanizmu zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (w trybie aukcji *explicit* i *implicit*) lub poprzez nowe inwestycje sieciowe. Nakazują również maksymalizację dostępnych zdolności przy spełnieniu standardów bezpieczeństwa oraz niezawodności prowadzenia ruchu sieci. Wykorzystywane w tym celu powinny być różne środki, np. „netowanie” przepływów o przeciwnych kierunkach na danym przekroju, czy wprowadzanie aukcji w trybie notowań ciągłych w dobie realizacyjnej (*intra-day auctions*) pozwalające na pełniejsze wykorzystanie dostępnych zdolności. OSP powinni ponosić pełną odpowiedzialność za wszelkie przypadki odmówienia dostępu do wcześniej alokowanych zdolności. Dopuszcza się ograniczenie przepływów transgranicznych przez OSP jedynie w sytuacjach zagrożenia pracy systemu, gdy konieczne jest podejmowanie natychmiastowych kroków zaradczych. W pozostałych przypadkach operatorzy powinni starać się stosować inne dostępne narzędzia, np. takie jak *redispatching* czy *countertrading*. Z wyjątkiem przypadków siły wyższej, uczestnicy rynku, którzy nabyli zdolności przesyłowe powinni otrzymywać rekompensatę za każde ograniczenie. Wytyczne określają, iż w takich przypadkach nie uwzględnia się żadnych strat wtórnych.

Kwestią podnoszoną przez podmioty rynkowe są monopolistyczne praktyki OSP, którzy są oskarżani o bardzo „rozciągnięte” interpretowanie pojęcia siły wyższej. Argumentowano często, że brak pełnej przejrzystości działania OSP prowadzi do niemożności rzetelnej analizy i oceny kroków podjętych przez operatorów w celu uniknięcia wprowadzenia ograniczeń. Innym z kolei zagadnieniem jest wysokość wypłacanych rekompensat (najczęściej zwrot 100% opłaty aukcyjnej), które nie uwzględniają np. strat z tytułu potencjalnych utraconych zysków. Dialog zainicjowany przez KE i ERGEG z przedstawicielami uczestników rynku takimi jak ETSO czy EFET zaowocował próbą bardziej dogłębnej analizy zagadnienia praw przesyłowych oraz możliwości implementacji tych narzędzi w warunkach transgranicznego obrotu energią elektryczną na unijnym rynku. Skutkiem ich stosowania miałyby być podniesienie stopnia pewności (*firmness*) już udostępnionych zdolności. Rozważenia wymagać będzie bilans potencjalnych korzyści i strat dla podmiotów rynkowych po wprowadzeniu bardziej zaawansowanego systemu zarządzania zdolnościami przesyłowymi. Wstępne analizy pokazują, że szerszy wachlarz narzędzi zarządzania ryzykiem w tym segmencie mógłby zaowocować znaczącym zmniejszeniem ryzyka operacyjnego podmiotów będących nabywcami zdolności przesyłowych oraz w efekcie zwiększyć płynność tego rynku. Wciąż otwarte pozostaje pytanie co do zakresu odpowiedzialności finansowej każdej ze stron. Szczególnie istotne jest to dla

OSP, którzy są naturalnymi sprzedawcami produktów związanych ze zdolnościami przesyłowymi, jako że nikt poza nimi nie jest w stanie efektywnie zarządzać ryzykiem w tej dziedzinie.

Geneza pojęcia praw przesyłowych wiąże się z systemem stawek węzłowych. Pionierem ich stosowania był rynek energetyczny w Stanach Zjednoczonych. Koncepcja systemu została opracowana przez zespół prof. Schweppe z Massachusetts pod koniec lat 70. ubiegłego wieku oraz rozwinięta następnie przez prof. Hogana. Strona teoretyczna zagadnienia krańcowych cen węzłowych (*Locational Marginal Pricing – LMP*) i związanych z nimi praw przesyłu jest dość obszerna i jej prezentacja wykraczałaby poza ramy niniejszego artykułu. Systemem elektroenergetycznym, gdzie koncepcja praw przesyłu oparta na systemie stawek węzłowych znalazła najszersze zastosowanie, jest obszar działającego w USA operatora PJM obsługującego ok. 50 mln odbiorców.

Rozróżnia się dwa podstawowe rodzaje praw przesyłowych: **fizyczne prawa przesyłowe** (*Physical Transmission Right – PTR*) oraz **finansowe prawa przesyłowe** (*Financial Transmission Right – FTR*). FTR definiuje się jako narzędzie zabezpieczenia przeciw zmiennym kosztom ograniczeń, co w praktyce odpowiada różnicy stawek węzłowych między dwoma danymi węzłami sieci. Posiadacz FTR uprawniony jest do otrzymania różnicy tych stawek. Operator sieci udostępnia finansowe prawa przesyłowe uczestnikom rynku w drodze aukcji. Dodatkowo wykonywany jest tzw. test jednoczesnej wykonalności (*simultaneous feasibility test*), który pozwala określić czy wszystkie FTR mogą być jednocześnie wykonane przy zachowaniu finansowej neutralności OSP. Głównymi cechami FTR w tym rozwiązaniu są: zabezpieczanie zmienności cenowej, niezależność od fizycznej dostawy energii oraz brak konieczności uzyskania dostępu do sieci.

W przeciwieństwie do FTR fizyczne prawa przesyłowe (PTR) zapewniają fizyczny dostęp do zdolności przesyłowych. W ich przypadku warunkiem wykorzystania prawa jest zgłoszenie grafiku sprzedaży/kupna. Niestety nie zapewniają zadowalającego poziomu pewności wykorzystania (szczególnie prawa udostępnione dla dłuższych horyzontów czasowych).

W rozwiązaniu przyjętym przez operatora PJM nie stosuje się FTR pomiędzy poszczególnymi obszarami kontrolnymi, a jedynie dla węzłów wewnątrz obszarów. Podejście, jakie od jakiegoś czasu jest prezentowane wśród uczestników unijnego rynku energii elektrycznej zakłada zastosowanie finansowych praw przesyłowych dla zabezpieczania ryzyka związanego z transgranicznym przesyłem energii elektrycznej. W wielu przypadkach poszczególne obszary (kraje) charakteryzują się zróżnicowanym poziomem cen, więc celem wdrożenia FTR miałyby być rekompensata różnicy cen pomiędzy poszczególnymi rynkami. W opracowaniu [1] organizacja ETSO zidentyfikowała trzy podstawowe rodzaje dostępnych narzędzi zabezpieczania ryzyka związanego z przesyłem energii elektrycznej: fizyczne prawa przesyłowe (PTR), finansowe prawa przesyłowe (FTR) oraz finansowe kontrakty różnicowe (CfDs).

W warunkach europejskich PTR zostały już stosunkowo dobrze poznane i wdrożone. Nabywane są w drodze aukcji typu *explicit* i uprawniają posiadacza do fizycznego dostarczenia/odbioru energii w wymiarze nie przekraczającym nabytych zdolności. Stanowią fizyczne zabezpieczenie dla wykonania transgranicznej transakcji. W chwili obecnej PTR funkcjonują jako opcje a nie obligacje. Oznacza to więc, że z ich funkcjonowaniem nie wiążą się żadne dodatkowe koszty poza tymi związanymi z opłatą za nabyte zdolności. Posiadacz PTR może je wykorzystać poprzez zgłoszenie grafików kontraktowych do odpowiedniego operatora, bądź odsprzedać przed ich zapadalnością, na rynku wtórnym (nie dotyczy zdolności nabywanych na aukcjach dziennych). Niewykonanie żadnego z powyższych działań skutkuje utratą zdolności na rzecz OSP zgodnie z regułą „use-it-or-lose-it” lub „use-it-or-sell-it”.

Finansowe prawa przesyłowe zastosowano dotychczas w Europie w bardzo ograniczonym zakresie (Włochy) i praktycznie są szerzej nie znane. Według koncepcji, jaką odnośnie FTR przedstawiła organizacja ETSO w [1], miałyby one być stosowane dla rynków, dla których stosowane są takie formy zarządzania ograniczeniami jak *market coupling* lub *market splitting*. Należą one do aukcji typu *implicit*, gdzie w procesie dobowego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi OSP określają wolumen dostępnych zdolności przesyłowych (ATC). Następnie podczas procedury obliczeniowej w czasie której dochodzi do sprzęgania (*coupling*) bądź rozdzielania (*splitting*) rynku na mniejsze obszary, o różnych poziomach cenowych. Wykorzystywane w tym celu są zorganizowane rynki takie jak np. giełdy energii. Oferty składane na jedną z giełd, które nie mogą być na niej zrealizowane „przesuwane” są na giełdę po drugiej stronie połączenia, którego dotyczy ograniczenie przesyłowe. Jeżeli tylko możliwa jest realizacja zlecenia ze względu na zaoferowany limit ceny oraz dostępność ATC, zostaje ono zaakceptowane. W procesie obliczeniowym wykorzystywana zostaje cała moc ATC, bądź tylko jej część. W przypadku częściowego wykorzystania, ceny na obu rynkach wyrównują się, w przypadku wykorzystania całego zakresu ATC (gdy wciąż istnieją oferty na sąsiadujących rynkach, które mogłyby być zrealizowane), pomiędzy rynkami tymi ustali się różnica cenowa.

W opisanym powyżej mechanizmie uczestnicy rynku nie mają bezpośredniego dostępu do zdolności przesyłowych tak jak w aukcjach typu *explicit*. W tym przypadku implementacja FTR pozwoliłaby im na efektywne zarządzanie ryzykiem związanym z przesyłem energii bez konieczności „fizycznego” dostępu do transgranicznych zdolności przesyłowych. Posiadane finansowe prawa przesyłowe upoważniałyby uczestnika do otrzymania przychodu finansowego w wysokości odpowiadającej różnicy cen między rynkami pomnożonej przez wolumen nabytych FTR. Inaczej mówiąc stanowiłyby dla ich posiadacza zabezpieczenie przed zmiennością cenową między rynkami, wywołaną wpływem ograniczeń przesyłowych. Implementacja FTR nie musi ograniczać się do dobowego procesu udostępniania zdolności przesyłowych i mogłaby dotyczyć dłuższych okresów (prawa roczne, miesięczne).

Ze względu na fakt, że trudno byłoby arbitralnie ustalić cenę udostępnianych FTR, najlepszą metodą ich wyceny byłoby udostępnianie ich w drodze aukcji jako produkty zdefiniowane co do czasu trwania. Ich zapadalność byłaby zawsze w dniu ustalenia się ostatecznej różnicy cenowej między rynkami po przeprowadzeniu aukcji typu *implicit*. Z punktu widzenia ETSO wolumen udostępnianych FTR nie powinien przekraczać ATC, ponieważ doprowadziłoby to do ryzyka dla OSP związanego z niebilansowaniem przepływów finansowych. FTR podobnie jak PTR mogłyby podlegać obrotowi na rynku wtórnym.

Ostatnim ze zidentyfikowanych narzędzi zarządzania ryzykiem zmienności cenowej między rynkami, spowodowanej występowaniem ograniczeń przesyłowych są finansowe kontrakty różnicowe lub kontrakty na różnice cenowe między rynkami (*Financial Contracts for Differences – CfDs*). Mogą one mieć zastosowanie w sytuacji, gdy np. dwaj uczestnicy handlu transgranicznego wykonują transakcje kupna energii na jednym rynku i odsprzedają na drugim, lecz w przeciwnych kierunkach. Idea CfDs opiera się na wymianie swoich pozycji kontraktowych pomiędzy takimi uczestnikami. Rozliczenie ma czysto finansowy charakter i upoważnia lub obliguje posiadacza takiego kontraktu do otrzymania lub zapłaty różnicy cenowej między obszarami. Wynika stąd, że warunkiem koniecznym istnienia takich kontraktów jest istnienie uczestników mogących łączyć swoje pozycje kontraktowe w pary, czyli odpowiednia płynność rynku. Rozliczenie CfDs nie jest w żaden sposób związane z procesem zarządzania ograniczeniami przesyłowymi i ma czysto finansowy charakter. Handel odbywa się za pomocą neutralnej platformy obrotu działającej w sposób zbliżony do giełd energii i OSP nie są zaangażowani w obrót tymi instrumentami. Czysto finansowy charakter

CfDs powoduje, że mogą być przedmiotem zainteresowania podmiotów nie związanych bezpośrednio z rynkiem energii elektrycznej.

Jak już wspomniano wcześniej zakres stosowania FTR lub CfDs jest bardzo ograniczony w warunkach europejskich. Korzystając z doświadczeń stosowania finansowych praw przesyłowych w USA, również inne kraje (obszary) zdecydowały się na implementację FTR (na bazie systemu cen węzłowych), m.in. Kanada (Ontario), Chile, Australia, Nowa Zelandia. W realiach europejskich FTR wprowadził dotychczas jedynie włoski operator sieci przesyłowej TERNA. Prawa przesyłowe dla włoskich linii wymiany międzysystemowej udostępniane są w trybie aukcji. Wspomagają one system aukcji *implicit* na włoskich połączeniach transgranicznych przy wykorzystaniu metody *market splitting*. Austriacka giełda EXAA oferuje produkt o nazwie eSPREAD, który jest instrumentem finansowym podlegającym obrotowi w dobie  $n-1$ . Jest to kontrakt na różnicę cen pomiędzy dwoma równorzędnymi indeksami cenowymi (np. różnice indeksów cen fixing na giełdach) na różnych europejskich rynkach. Ciekawym przypadkiem jest rynek skandynawski Nordpool gdzie dostępne są kontrakty na różnicę cenową między wydzielonymi w procedurze rozdzielania (*splitting*) obszarami. Nie cieszą się one niestety zbyt dużym zainteresowaniem. Uczestnicy rynku sugerują w tym przypadku, że rynek jest jednostronny, to znaczy za udostępnianiem narzędzi finansowego zabezpieczania ryzyka nie stoi udostępnienie fizycznych zdolności na rynku pierwotnym. Dostępne dane pokazują, że rynek kontraktów różnicowych jest w warunkach skandynawskich mało płynny i transakcje odbywają się rzadko. Dla przykładu opracowanie [2] prezentuje sytuację z 3 marca 2006 r., kiedy to spośród 34 oferowanych rodzajów kontraktów jedynie trzy zanotowały obrót, dla czterech nie złożono w ogóle żadnych ofert, a rozpiętość cenowa (*spread*) kontraktów była stosunkowo niewielka. W opinii EFET mimo, iż rynek skandynawski jest skonstruowany według przejrzystych zasad i charakteryzuje się wysokim stopniem połączeń wzajemnych poszczególnych stref cenowych, rozpiętość cen międzystrefowych jest wciąż wysoce nieprzewidywalna i podlega dużej zmienności. Jest to konsekwencją faktu, że podstawą rozwoju rynku instrumentów zabezpieczania finansowego powinien być dobrze rozwinięty rynek udostępniania fizycznych zdolności przesyłowych. W przypadku braku takiego rynku lub w sytuacji, gdy alokowane fizyczne zdolności (w aukcjach rocznych czy miesięcznych) charakteryzują się ograniczonym stopniem pewności wystawcy kontraktów różnicowych narażają się na duże ryzyko spekulacyjne.

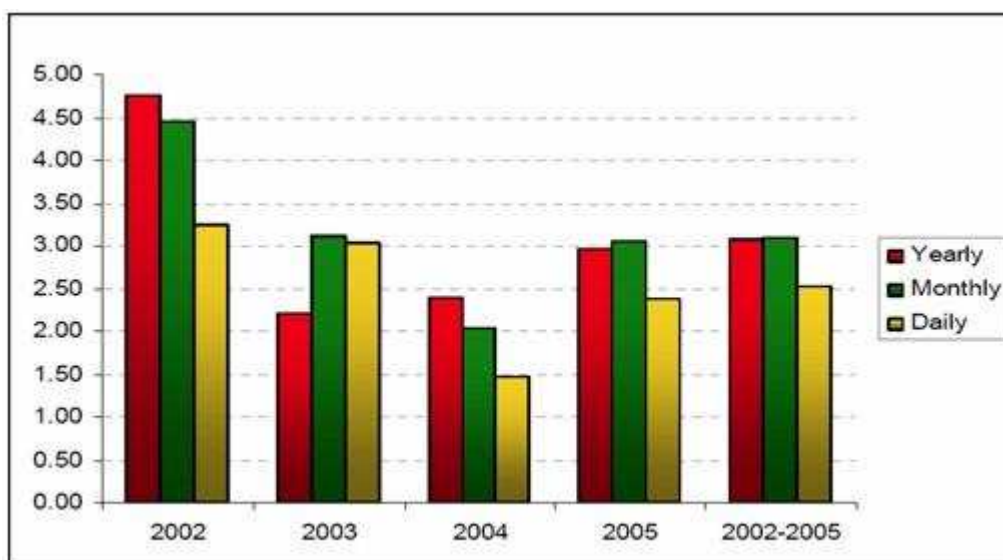
Właśnie zagadnienie pewności (*firmness*), już alokowanych zdolności przesyłowych jest jednym z najczęściej podnoszonych tematów przez uczestników rynku. W chwili obecnej OSP nie gwarantują w sensie prawnym pewności udostępnianych zdolności przesyłowych. W praktyce najczęściej nabyte zdolności są finalnie udostępniane, tym niemniej nierzadkie są przypadki wycofywania się OSP z udzielonych w ramach aukcji rocznych i miesięcznych zdolności. Padają zarzuty w kierunku OSP o nadużywanie pojęcia siły wyższej. Zwraca się uwagę, że uczestnicy rynku zmuszeni są do zabezpieczania się nie tylko od poziomu cen towaru którym obracają, ale również kosztów związanych z przesyłem energii elektrycznej. Jest to szczególnie ważne z punktu widzenia podmiotów działających na danych rynkach nie będących częścią zintegrowanej pionowo struktury organizacyjnej. Nie mają oni najczęściej w swoim portfelu zakupowym/sprzedazowym fizycznego zabezpieczenia ryzyka operacyjnego w postaci zdolności wytwórczych. Jak już wspomniano wcześniej, rekompensaty wypłacane przez OSP za niewywiązanie się z alokowanych wcześniej mocy ograniczone są najczęściej do zwrotu ceny aukcyjnej. Zdarzają się przypadki, że dochodzi również do utraty poniesionych kosztów na zakup zdolności, gdy OSP uzna konkretny przypadek za działanie siły wyższej. Uczestnik nie jest w stanie w dłuższym okresie oferować konkurencyjnych cen, gdyż jest narażony na ryzyko, którym nie może efektywnie zarządzać. Jedynymi podmiotami zdolnymi do tego są OSP, gdyż prowadzą ruch sieci przesyłowej i dysponują środkami oraz wiedzą umożliwiającą zarządzanie

ryzykiem związanym z przesyłem energii elektrycznej. Mają do dyspozycji takie środki jak zmiany grafików pracy elektrowni ze swojego obszaru działania (*redispatching*), dodatkowy zakup energii (*countertrading*), zmiana konfiguracji sieci wewnętrznej, czy ostatecznie budowa nowych linii przesyłowych. OSP powinni więc być naturalnym wystawcami praw przesyłowych, również finansowych. Zapewnienie pełnej pewności (*full firmness*) alokowanych praw powinno wiązać się z ponoszeniem całkowitej odpowiedzialności finansowej przez OSP. Oznacza to, że w każdym przypadku (poza bardzo wąsko zdefiniowanymi przypadkami działania siły wyższej) posiadacz praw przesyłowych byłby w przypadku „kasacji” przez OSP wcześniej alokowanych zdolności, uprawniony do odbioru rekompensaty w wysokości odpowiadającej pełnemu spread’owi cenowemu między rynkami, a nie jedynie ceny aukcyjnej.

Uczestnicy rynku bardzo sceptycznie odnoszą się do finansowych narzędzi zabezpieczania ryzyka przesyłu takich jak FTR i CfDs, większy nacisk kładąc na pewność alokacji. Argumentują, że koncepcja narzędzi finansowych, aczkolwiek ma rozsądną podbudowę teoretyczną nie sprawdza się w praktyce. Jako przyczyny takiego stanu rzeczy wymienia się m.in.: duże ryzyko spekulacyjne takich narzędzi (szczególnie CfDs) oraz niedostatek dobrze rozwiniętego rynku fizycznego zdolności, który powinien stanowić mocną podstawę dla wszelkich instrumentów finansowych. Zwraca się również uwagę, iż implementacja narzędzi finansowego zabezpieczania przesyłu wymaga zharmonizowania zasad handlu prawami przesyłowymi w całym obszarze UE.

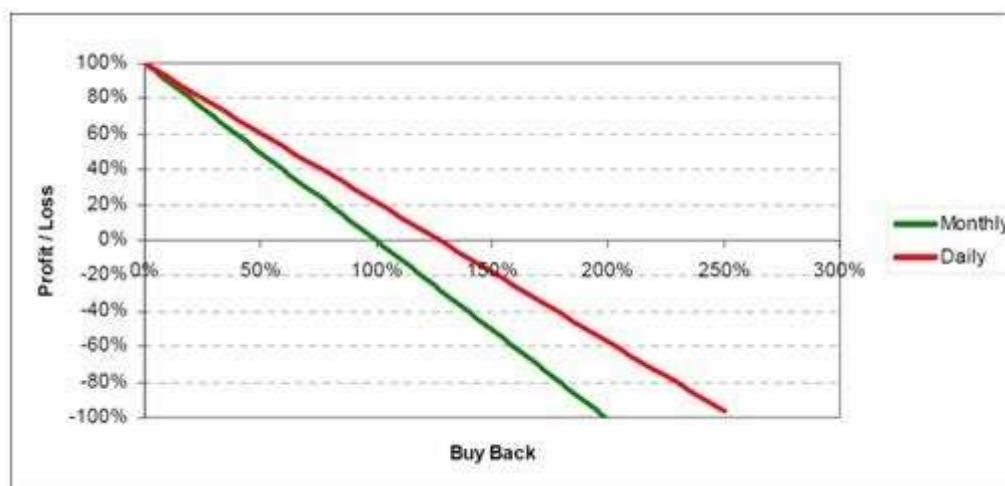
Na bazie powyższych postulatów wyłania się kwestia ryzyka finansowego, jakiemu poddani byłiby OSP oferujący zdolności według bardziej restrykcyjnych dla nich zasad. W opinii uczestników rynku w chwili obecnej zachodzi sytuacja zachwianej równowagi pomiędzy ryzykiem, jakie ponoszą OSP w wyniku udostępniania swoich zdolności przesyłowych a przychodami, jakie uzyskują z tego tytułu. Całe ryzyko związane z zapewnieniem przesyłu energii spoczywa na nabywcach zdolności, gdyż jak zwrócono uwagę OSP nie ponosi w ogóle odpowiedzialności finansowej lub w ograniczonym zakresie.

Przeprowadzona przez EFET analiza kształtowania się cen zdolności na aukcjach rocznych, miesięcznych i dziennych dostarczyła bardzo interesujących wniosków. Autorom udało się obalić mit prezentowany przez OSP mówiący, iż oferowanie przez nich zdolności przesyłowych w bardziej niezawodny sposób, przy większym stopniu pewności wywiązania się z udostępnionych uczestnikom rynku mocy jest zbyt ryzykowne. Założono sytuację, że OSP w każdym wypadku niewywiązania się odkupują od uczestnika całe sprzedane mu wcześniej zdolności. Rekompensata alternatywnie mogłaby być w wymiarze różnicy cen między rynkami. Rozważania przeprowadzono dla połączeń: Holandia-Niemcy, Holandia-Belgia, Niemcy-Dania i Francja-Wielka Brytania dla lat 2002-2005.



Rysunek 1. Średnie ceny zdolności przesyłowych na przekrojach Holandia-Niemcy, Holandia-Belgia, Niemcy-Dania i Francja-Wielka Brytania dla poszczególnych lat w okresie 2002-2005 [EUR/MWh]

Dane zaprezentowane na rysunku 1 pokazują, że dla całego okresu 2002-2005 średnia cena zdolności udostępnionych w ramach aukcji rocznych była wyższa niż udostępnionych w trybie dobowym. Oznacza to zatem, że gdyby OSP byli zmuszeni do odkupienia nawet 100% alokowanych rocznie zdolności to rozliczając się z uczestnikami rynku według cen aukcji dobowych zanotowaliby w tym wypadku zysk 0,54 EUR/MWh. W przypadku wykupu według cen aukcji miesięcznych zanotowaliby niewielką stratę w wymiarze 0,01 EUR/MWh. Idąc krok dalej sporządzono zestawienie (patrz wykres 2) pozwalające ocenić jaki wpływ na potencjalne straty/zyski miałyby dla OSP wolumen odkupionych zdolności. Okazało się, że operatorzy mogliby sprzedawać nawet do 125% rzeczywistych zdolności przesyłowych (zakładając wykup wg cen aukcji dobowych) i w dalszym ciągu udałoby im się uniknąć strat.



Rysunek 2. Średni zysk/strata (%) dla OSP w latach 2002-2005 w zależności od wielkości odkupionych rocznych zdolności przesyłowych w trybie miesięcznym i dobowym

Równie często podnoszonym zagadnieniem przez podmioty rynkowe pozyskujące od OSP zdolności przesyłowe w ramach zarządzania przez nich ograniczeniami przesyłowymi jest kwestia maksymalizacji zdolności. Obowiązek taki narzucają na OSP zapisy Rozporządzenia

(EC) 1228/2003. Pomimo jasnych reguł ww. Rozporządzenia oraz Wytycznych zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, mówiących o konieczności podejmowania dostępnych i uzasadnionych ekonomicznie środków (np. takich jak *redispatching* i *countertrading*) w celu maksymalizacji dostępnych zdolności lub co najmniej utrzymania ich na dotychczasowym poziomie, istnieje duża nieufność ze strony uczestników rynku. Mała przejrzystość działania OSP (może za wyjątkiem rynku skandynawskiego) rodzi podejrzenia o brak rzetelności działania operatorów oraz kierowanie się własnym interesem finansowym. Proponuje się wprowadzenie systemu aukcji w systemie notowań ciągłych w bieżącej dobie realizacyjnej (*intra-day market*) co pozwoliłoby, na podstawie informacji o pracy systemu najbliższej godziny realizacyjnej, na pełniejsze i bardziej precyzyjne wykorzystanie udostępnianych zdolności.

Prowadzona dotychczas dyskusja na temat potencjalnych możliwości stosowania bardziej zaawansowanych form zabezpieczania ryzyka związanego z przesyłem energii elektrycznej w handlu transgranicznym nie pozwala jednoznacznie wyrokować, czy zostaną one szerzej zaimplementowane w Europie w najbliższym czasie oraz w jakim zakresie. O ile stosunkowo dobrze rozpoznane fizyczne prawa przesyłowe mają swoje zastosowanie w realiach rynku europejskiego, w tym i w Polsce, o tyle narzędzia finansowego zabezpieczenia wciąż stosowane są w bardzo ograniczonym zakresie. Celowości ich szerszej implementacji towarzyszy szereg wątpliwości, zarówno po stronie Operatorów Systemów Przesyłowych jak i podmiotów rynku energii. Niniejszy artykuł miał na celu zaprezentowanie pierwszych przemyśleń i wniosków w tej kwestii korzystając z wyników toczącej się od jakiegoś czasu debaty między uczestnikami unijnego rynku energii. Z pewnością dalsza dyskusja pozwoli na pełniejsze wykrystalizowanie się stanowisk i oczekiwań poszczególnych zainteresowanych stron, co będzie stanowić podstawę dla ewentualnego kompromisu w kwestii zakresu implementacji przedstawionych narzędzi zarządzania ryzykiem.

#### **Literatura:**

1. Transmission Risk Hedging Products. Solution for the market and consequences for TSOs. ETSO Background Paper – 20 April 2006.
2. More transmission capacity for European cross border electricity transactions without building new infrastructure: improving firmness of capacity rights and maximising capacity allocation using new Regulatory incentives for transmission system operators. EFET May 2006.
3. Steven Stoft: Power System Economics, February 2002.
4. Protokół z warsztatów zorganizowanych przez ERGEG System Operation Task Force w siedzibie CEER w Brukseli 20 listopada 2006 r. z udziałem przedstawicieli Komisji Europejskiej, ETSO i EFET.
5. Dyrektywa 2003/54/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylenia Dyrektywy 96/92/EC.
6. Rozporządzenie (EC) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej.
7. Decyzja Komisji Europejskiej z 9 listopada 2006 r. zmieniająca Załącznik do Rozporządzenia (EC) nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

---

<sup>111</sup> Decyzja Komisji z 9 listopada 2006 r. zmieniająca Załącznik do Rozporządzenia (EC) nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, została 11.11.2006 r. opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej.  
([http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/pl/oj/2006/1\\_312/1\\_31220061111pl00590065.pdf](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/pl/oj/2006/1_312/1_31220061111pl00590065.pdf))