

WPŁYW WDROŻENIA MECHANIZMU MARKET COUPLING NA SYTUACJĘ WYTWÓRCÓW W KSE

Autor: Sebastian Krupiński, Józef Paska

(„Rynek Energii” – 1/2019)

Słowa kluczowe: Jednolity Rynek Dnia Następnego w UE, market coupling, międzyobszarowy handel energią elektryczną

Streszczenie. W niniejszej pracy przeprowadzono analizę zmiany pozycji finansowej wytwórców w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, która nastąpiłaby w efekcie perspektywicznego wdrożenia mechanizmu market coupling w ramach budowy jednolitego rynku energii elektrycznej w UE. Dla zbadania wrażliwości polskiego rynku energii zrealizowano symulację funkcjonowania mechanizmu market coupling w ramach regionu CEE dla danych za okres od 1 stycznia 2014 roku do 31 października 2016 roku. W pierwszej części analizy dokonano ilościowego badania wrażliwości cenowej polskiego rynku energii na międzyobszarowy handel energią elektryczną w regionie CEE w zależności od wartości dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym Polski. W dalszej kolejności, przedstawiono zmiany rozkładu przepływów handlowych jakie zostały zaobserwowane dla poszczególnych granic międzyobszarowych oraz określono ilościowe zmiany wolumenu energii elektrycznej obracanej na TGE, która była dostarczana przez polskie podmioty. Następnie, w oparciu o pozyskane dane, wykorzystując podejście statystyczne, zrealizowano analizę wrażliwości wyników finansowych krajowych wytwórców energii elektrycznej, dysponujących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi, na zmiany wolumenu sprzedawanej przez nich energii elektrycznej, wynikające z udziału we wspólnym rynku.

1. JEDNOLITY RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W UE I PROBLEMATYKA KONKURENCJI MIĘDZYOBSZAROWEJ

Zgodnie z polityką Unii Europejskiej jednolity rynek energii elektrycznej, będący integralną częścią rynku energii, jest traktowany jako narzędzie do realizacji najważniejszych postulatów UE jakimi są wzrost gospodarczy i wzrost zatrudnienia, ale także zaspokojenie podstawowych potrzeb przy racjonalnym i możliwie najniższym koszcie oraz zrównoważone zarządzanie ograniczonymi zasobami [3]. Celem budowy połączonego rynku energii elektrycznej jest przede wszystkim zapewnienie wysokiej konkurencyjności wśród sprzedawców oraz uzyskanie dostaw energii po jak najniższych cenach, przy jednoczesnej ich konwergencji dla całej Wspólnoty. Tym samym, intensyfikacja konkurencyjności będzie oznaczać stworzenie takich warunków, w których w perspektywie średnio i długoterminowej będzie możliwa stabilizacja cen oraz zwiększenie jakości oferowanych usług, podczas gdy konwergencja cen przyczyni się do wyrównania szans rozwoju przemysłu w każdym z państw Wspólnoty.

Wraz z przyjęciem postanowienia budowy jednolitego rynku energii elektrycznej w UE rozpoczęto poszukiwania optymalnego rozwiązania, które pozwoliłoby na efektywne połączenie poszczególnych narodowych rynków energii w jeden sprawnie funkcjonujący organizm

paneuropejskiego rynku energii elektrycznej. Zaproponowana struktura rynku zakłada utworzenie czterech podstawowych segmentów rynkowych [5]:

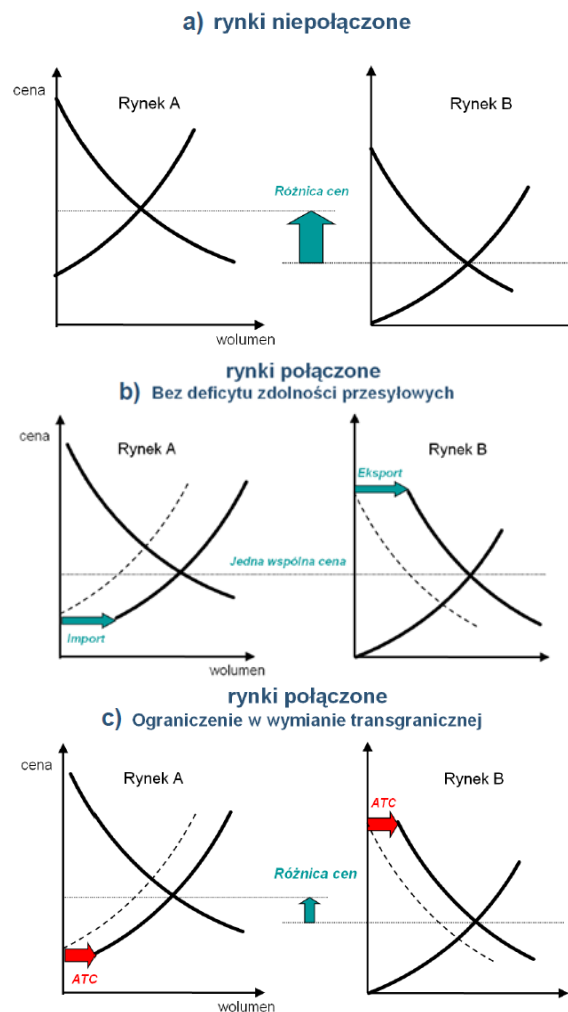
- Rynek Dnia Następnego (Day Ahead Market) – który jest uznawany za podstawowy i najważniejszy segment jednolitego rynku energii, dlatego też dalsza część artykułu będzie się odnosić do tego segmentu,
- Rynek Dnia Bieżącego (Intra-Day Market),
- Rynek praw długoterminowych (Forward Market),
- Transgraniczny rynek bilansujący (Cross-Border Balancing Market).

Ponadto, w ramach jednolitego rynku energii elektrycznej powstaną instrumenty, które będą służyć do wyznaczania zdolności przesyłowych (Cross-Border Capacity Calculation).

Zgodnie z przyjętą konwencją, konstrukcja paneuropejskiego rynku energii miała umożliwić przekształcenie terytorium Unii Europejskiej w obszar, który mógłby być traktowany jako obszar bez granic, o swobodnym i nieskrępowanym przepływie energii elektrycznej. Dzięki temu zlecenia kupna i sprzedaży nie byłyby dłużej przypisane tylko i wyłącznie do rynku lokalnego, a transakcje mogłyby być realizowane pomiędzy podmiotami należącymi do różnych stref cenowych i byłyby warunkowane jedynie przez ograniczenia przesyłowe występujące pomiędzy tymi strefami. Niemniej jednak, sposób łączenia poszczególnych rynków miał zapewniać także minimalizację konieczności wdrażania istotnych zmian do ówczesnych zasad funkcjonowania poszczególnych giełd energii, a równolegle miał gwarantować utrzymanie autonomii tych jednostek łącznie z zachowaniem ich własnych systemów do obsługi transakcji i rozliczeń. W odpowiedzi na powyższe wymagania, w toku prac prowadzonych w ramach programu PCR stworzono instrument łączenia rynków, tj. mechanizm market coupling, który aktualnie stanowi centralny element modelu jednolitego Rynku Dnia Następnego w UE.

W ogólności market coupling jest to mechanizm alokacji zdolności przesyłowych, w ramach którego transgraniczna wymiana handlowa jest ustalana w procesie giełdowego obrotu energii na bazie ofert złożonych przez uczestników rynku przy uwzględnieniu dostępnych zdolności przesyłowych, wyznaczonych przez Operatorów Sieci Przesyłowej. W mechanizmie market coupling, zakłada się, że ceny dla każdego obszaru rynkowego mają być wyznaczone w sposób skoordynowany, a alokacja zdolności przesyłowych ma się odbywać na podstawie różnicy cen pomiędzy poszczególnymi obszarami rynkowymi, czyli giełdami energii [8]. Zgodnie z opinią wszystkich organizacji branżowych mechanizm market coupling, łącząc Rynki Dnia Następnego we wszystkich krajach członkowskich UE, powinien funkcjonować według zasady single price coupling. Sformułowanie single price coupling oznacza realizację jednego, wspólnego algorytmu alokacji zdolności przesyłowej w paneuropejskiej sieci przesyłowej. W następstwie tej zasady oczekuje się by standardy wyznaczania cen były jednakowe dla wszystkich obszarów rynkowych, a moment określania cen następował równocześnie dla wszystkich obszarów. Innymi słowy, zgodnie z wykładnią polskiego Operatora Sieci Przesyłowych PSE SA, mechanizm single price coupling przewiduje realizację jednego procesu obliczeniowego, który mając dostęp do wszystkich ofert handlowych na zorganizowanych Rynkach Dnia Następnego,

wyznacza, w oparciu o przybliżony model sieci przesyłowej wykorzystywany do celów handlu transgranicznego, transakcje generujące najwyższą nadwyżkę rynkową [5]. W efekcie system ten warunkuje, że na każdym z rynków są dostępne takie same produkty i funkcjonuje taki sam mechanizm wyznaczania cen. Natomiast sformułowanie price coupling jest tożsame z realizacją alokacji zdolności przesyłowych w systemie aukcji typu implicite, co oznacza zarówno wyznaczanie ceny, jak i wolumenu transakcji handlowych dla wszystkich obszarów rynkowych. W praktycznych rozwiązaniach algorytm obsługujący transakcje międzyobszarowe musi mieć dostęp do całościowej informacji dotyczącej ofert zgłoszonych na poszczególnych rynkach energii, a ponadto proces wyznaczania cen musi uwzględniać wszelkie ograniczenia instytucjonalne, jakie występują na każdym ze zintegrowanych rynków. Przykładem ograniczeń instytucjonalnych jest przede wszystkim kwestia: wielkości maksymalnych i minimalnych dopuszczalnych poziomów cen na danym rynku, zasad realizacji ofert blokowych czy mechanizmu wyznaczania cen w przypadku „pionowego” przecinania się krzywych podaży i popytu.



Rys. 1.1. Ceny równowagi w przypadku [5]: a) rynków niepołączonych, b) mechanizmu market coupling i nieograniczonej zdolności przesyłowej, c) mechanizmu market coupling i ograniczonej zdolności przesyłowej

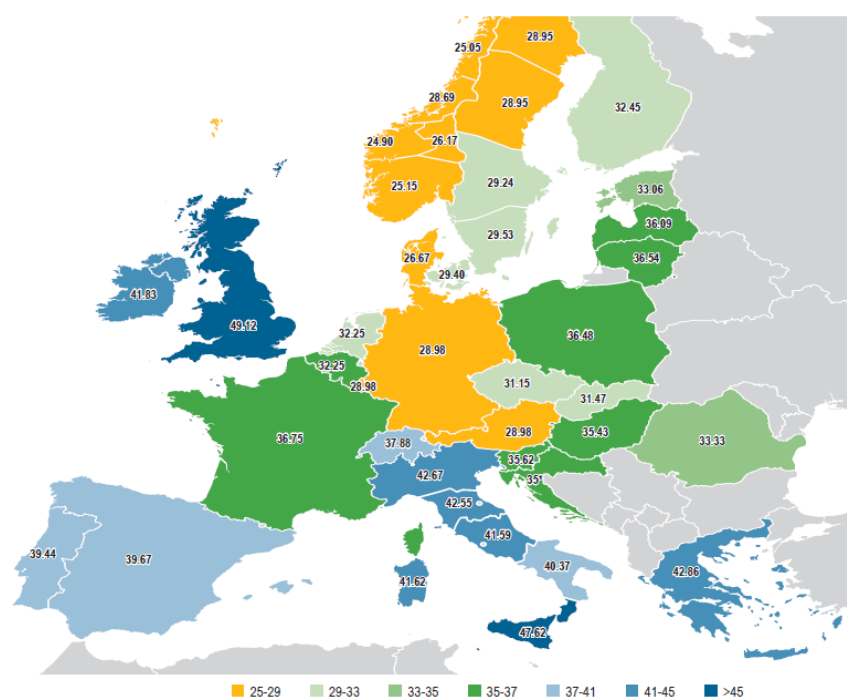
Chcąc w pełni zrozumieć funkcjonowanie mechanizmu market coupling, należy przyrzeć się rysunkowi 1.1 [5]. Odwołując się do podstawowych założeń, mechanizm market coupling realizuje funkcjonal, który dąży do zapewnienia konwergencji cen w całej Wspólnocie, a więc do możliwie jak najlepszego wyrównania cen rynkowych. Tak więc w sytuacji gdy dane dwa rynki są niepołączone, a więc nie objęte mechanizmem market coupling, ceny na poszczególnych giełdach są zróżnicowane (rys. 1.1a).

W takim przypadku wdrożenie mechanizmu market coupling powoduje, że oferty z poszczególnych rynków tworzące krzywe popytu i podaży są ze sobą automatycznie kojarzone w sposób zapewniający maksymalizację nadwyżki rynkowej. W efekcie, w sytuacji gdy zdolności przesyłowe są w pełni wystarczające dla zrealizowania wyznaczonych transakcji, tj. importu energii ze strony podmiotów znajdujących się na rynku o wyższej cenie równowagi oraz eksportu wytwórców przypisanych do rynku o niższej cenie równowagi, ceny na rynku ulegają zrównaniu (rys. 1.1b).

Natomiast, w przypadku gdy na rynku występuje deficyt transgranicznych zdolności przesyłowych, transakcje są realizowane do momentu pełnego wykorzystania dostępnych mocy przesyłowych, a ceny ustalają się na poziomie odpowiadającym nowym punktom równowagi (rys. 1.1c).

Wdrożenie mechanizmu market coupling, w ramach tworzenia jednolitego rynku energii elektrycznej w UE, będzie miało istotny wpływ na kształt i sposób funkcjonowania poszczególnych rynków narodowych. Pojawienie się dodatkowych międzyobszarowych możliwości kontraktowych, wraz z systemowym ułatwieniem ich realizacji, przyczyni się do zwiększenia płynności transgranicznej wymiany handlowej, która ma umożliwiać wzrost nadwyżki rynkowej dla całej Wspólnoty. Pełne otwarcie narodowych rynków energii będzie oznaczać pojawienie się nowych sił rynkowych, których działalność wprost będzie prowadzić do wzrostu konkurencji. Taka sytuacja będzie miała zatem istotny wpływ na uczestników rynku, którzy dotychczas funkcjonując głównie w oparciu o krajowe zasoby popytu i podaży, będą musieli dostosować swoją strategię do nowych warunków. O ile w przypadku odbiorców wzrost konkurencji zasadniczo prowadzi do wzmocnienia ich pozycji rynkowej, to w przypadku wytwórców, wzrost podaży na rynku, w sytuacji istotnego zróżnicowania kosztów wytwarzania energii elektrycznej, będzie oznaczać zwiększoną wrażliwość tych podmiotów na rywalizację rynkową. Oczywiście jest fakt, iż dla grupy wytwórców o niskich zmiennych kosztach produkcji, wspólnotowy rynek będzie oznaczać szanse na ekspansję i wzrost przychodów, podczas gdy dla grupy jednostek o wysokich zmiennych kosztach produkcji, będzie stanowić zagrożenie zmniejszenia udziału w rynku, a tym samym spadek produkcji i utratę części dochodów. W tym kontekście, biorąc pod uwagę rozkład cen na europejskich rynkach energii elektrycznej (rys. 1.2), wdrożenie mechanizmu market coupling, zgodnie z istotą jego działania, w przypadku wzrostu transgranicznych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym,

Niniejsza praca ma na celu zbadanie wpływu wdrożenia mechanizmu market coupling w regionie CEE na sytuację wytwórców w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w przypadku perspektywnego zwiększenia transgranicznych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym Polski, które w obecnej sytuacji są bliskie zeru, co w konsekwencji uniemożliwia realizację handlu międzyobszarowego. Tym samym w pracy podejmuje się próbę ilościowej oraz jakościowej odpowiedzi na pytanie w jaki sposób bieżąca pozycja krajowych wytwórców energii elektrycznej uległaby zmianie, w sytuacji gdyby polski rynek został w pełni objęty mechanizmem market coupling, a transgraniczne zdolności przesyłowe pozwalałyby na realizację swobodnej wymiany handlowej w zakresie wartości dostępnych od roku 2018, po zakończeniu projektu budowy przesuwników fazowych na połączeniach Polska – Niemcy. Z tego względu, szczególny nacisk położono na zbadanie sposobu, w jaki polski rynek będzie reagować na interakcje z niemieckim rynkiem energii.



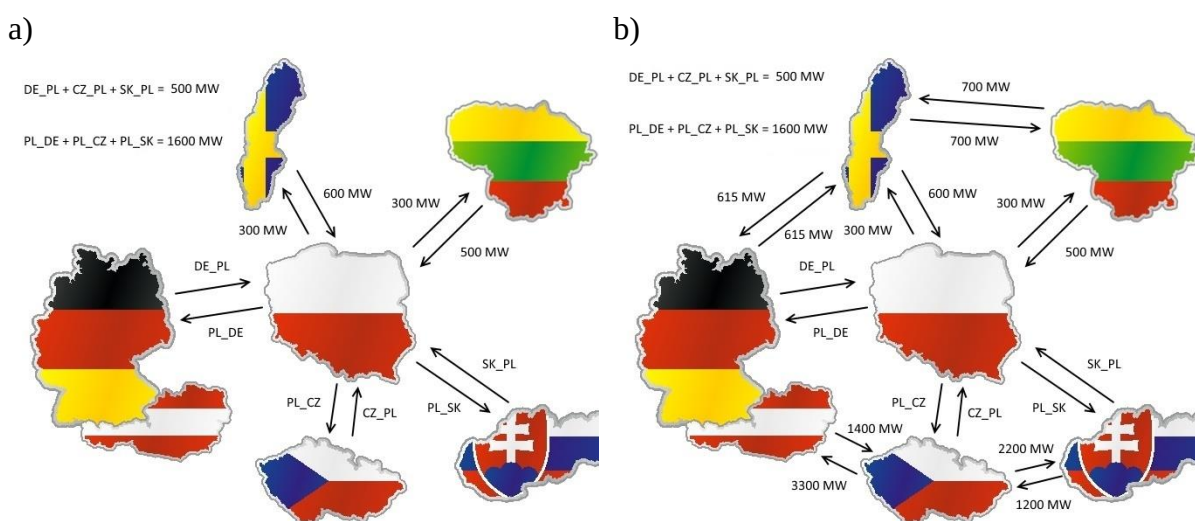
2. METODA ANALIZY I MATERIAŁY BAZOWE

Ze względu na złożoność i wielopoziomowość zespołu czynników zewnętrznych mających wpływ na rozkład cen na europejskich rynkach energii elektrycznej, niniejsza praca została zrealizowana w oparciu o analizę historycznych danych za okres od 1 stycznia 2014 do 31 października 2016, na podstawie których zasymulowano funkcjonowanie Rynku Dnia Następnego

dla już określonych, rzeczywistych warunków rynkowych przy zwiększonych zdolnościach przesyłowych na profilu synchronicznym.

W ramach przeprowadzonego badania został stworzony uproszczony symulator funkcjonowania mechanizmu market coupling dla Rynku Dnia Następnego, który umożliwiał realizację transgranicznego handlu energią elektryczną pomiędzy rynkiem polskim a rynkami krajów ościennych, połączonych z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym za pośrednictwem połączeń stałoprądowych (Szwecja - SE, Litwa - LT) oraz połączeń synchronicznych (Niemcy, Austria, Luksemburg – DE_AT_LU, Czechy – CZ oraz Słowacja – SK). Symulator posiadał zaimplementowane dwie metody obliczeń, metodę uproszczoną „Niepełny MC” (NMC), która zakładała możliwość handlu jedynie pomiędzy Polską i krajami ościennymi oraz metodę złożoną „Pełny MC” (PMC), która zakładała możliwość realizacji handlu pomiędzy wszystkimi rynkami uczestniczącymi w analizie (rys. 2.1).

Zachowanie krajowego rynku energii zostało zasymulowane w oparciu o krzywe popytu i podaży dla dwóch fixingów (fixingu 1 odpowiadającego za transakcje krajowe oraz fixingu 2 odpowiadającego za transakcje na profilu stałoprądowym realizowane w ramach market coupling) poprzez złożenie ich w jeden stos ofert. W przypadku rynków ościennych, obie metody odwzorowywały ich zachowanie w oparciu o tzw. współczynniki market resilience, które są niejako tożsame z cenową wrażliwością rynku na zmianę wolumenu zakontraktowanej energii elektrycznej. W konsekwencji, współczynniki market resilience pozwoliły na wyznaczenie wartości, o jaką zmieniałaby się cena na danym rynku po dokonaniu importu, bądź eksportu pewnej ilości energii elektrycznej. Niemniej jednak, ze względu na stałość wartości przyjętych współczynników market resilience, powyższa analiza jest pewnego rodzaju przybliżeniem rzeczywistego położenia nowych punktów równowagi, jakie wynikałyby z krzywych popytu i podaży na tych rynkach.



Rys. 2.1. Kierunki realizacji transgranicznej wymiany handlowej, wraz z dostępnymi zdolnościami przesyłowymi, uwzględnione w metodzie: a) NMC, b) PMC

Dodatkowo, ze względu na ograniczenia jakie wiążą się z międzyobszarowym handlem energią elektryczną, w konstrukcji programu uwzględniono także:

- ograniczenia ze względu na dostępne zdolności przesyłowe pomiędzy poszczególnymi obszarami (wartości określone na podstawie macierzy zdolności przesyłowych netto NTC opublikowanej przez ENTSO-E [6] i określającej możliwą moc wymiany netto między obszarami rynkowymi, wartości Forecasted Transfer Capacities - Day Ahead dostępnych w zasobach platformy ENTSO-E Transparency Platform for European Electricity Market Information [2] oraz na podstawie wewnętrznych danych PSE SA);
- sumaryczne ograniczenie transgranicznej wymiany handlowej dla całego profilu synchronicznego – odzwierciedlenie profilu technicznego KSE, w ramach którego, zdolności przesyłowe są podawane na cały profil, a nie na pojedynczą granicę;
- ograniczenia ze względu na zdolności bilansowe KSE netto;
- ograniczenie transgranicznej wymiany handlowej w godzinach 22-8 na profilu północnym ze względu na zachowanie bezpieczeństwa pracy KSE.

Algorytm programu zakłada realizację iteracyjnego handlu 1 MWh energii elektrycznej pomiędzy tymi rynkami, dla których występuje największa różnica cen, aż do momentu gdy wszystkie ceny wyrównają się (tj. gdy różnica cen pomiędzy rynkami, dla których jest możliwy wzajemny handel, będzie mniejsza niż warunek stopu), bądź gdy zostaną wyczerpane dostępne zdolności przesyłowe lub transakcja nie będzie realizowalna ze względu na zdolności bilansowe systemu. Powyższy mechanizm jest odzwierciedleniem zasady, która nakazuje aby dokonywane na rynku transakcje zapewniały maksymalizację nadwyżki rynkowej. Wynikiem programu jest nowy rozkład cen na poszczególnych rynkach energii elektrycznej uzyskany po wdrożeniu mechanizmu market coupling, wolumen całkowitej ilości energii zakontraktowanej w ramach TGE, sumaryczna wartość importu oraz eksportu w KSE, a także rozkład przepływów handlowych na poszczególnych granicach.

Analizy zostały przeprowadzone dla pięciu wariantów zakładających wzrost transgranicznych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym do 500 MW w kierunku importu, z krokiem dyskretyzacji co 100 MW. Założenie to jest odzwierciedleniem zmiany zdolności przesyłowych po roku 2018, kiedy to na obu interkonektorach na granicy Polska – Niemcy będą funkcjonować przesuwniki fazowe, pozwalające ograniczyć zjawisko przepływów niegrafikowych, które dotychczas odpowiadało za praktyczny brak możliwości handlu na tej granicy.

Wykorzystane w analizie współczynniki market resilience, zostały wyznaczone na podstawie stosowanej przez PSE SA zależności, według której zmiana zapotrzebowania na rynku niemieckim o 500 MW oznacza zmianę ceny na tym rynku o 5%, a dla rynku polskiego o 10%. Współczynniki market resilience dla pozostałych rynków zostały wyznaczone jako liniowe przeliczenie tej zależności, w stosunku do wielkości danego rynku.

W części dotyczącej finansowej analizy pozycji wytwórców w KSE, wykorzystano także następujące dane:

- zestawienie zasobów wytwórczych KSE oraz ich moc osiągalna w podziale na poszczególne Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD) – stan na 30 listopada 2015 roku. Dane pochodzą z wewnętrznych zasobów PSE SA;
- średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej danej grupy jednostek. Dane zaczerpnięto z [9];
- wartość kosztów zmiennych wytwarzania jednostek opalanych węglem kamiennym oraz jednostek opalanych węglem brunatnym w podziale na wielkość mocy osiągalnej (dane zostały oszacowane na podstawie wiedzy sektorowej i zostały zweryfikowane przez PSE SA).

Tabela 2.1. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej JWCD (w h/a) [9]

Paliwo	Moc jednostek, MW			
	120	200	360	500–800
WK	2330,16	4432,56	4914,36	4178,52
WB	5667,72	4888,08	6421,08	6315,96
WK - węgiel kamienny, WB - węgiel brunatny				

Dane niezbędne do przeprowadzenia analizy finansowej sytuacji wytwórców w KSE przedstawiono w tabeli 2.2 w podziale dokonany ze względu na rodzaj paliwa oraz moc osiągalną jednostek.

Tabela 2.2. Najważniejsze dane dotyczące poszczególnych grup JWCD

Wielkość		Moc jednostek	
		<300 MW	>300 MW
Summaryczna moc osiągalna, MW	WK	11139	3112
	WB	3453	5884
Czas wykorzystania mocy, h/a	WK	4121,32	4540,76
	WB	5055,83	6397,46
Udział w rynku, %	WK	39,87	12,27
	WB	15,16	32,69
Zmienne koszty wytwarzania, zł/MWh	WK	130	120
	WB	100	80

3. UZYSKANE WYNIKI

3.1. Wprowadzenie

Wykonana symulacja funkcjonowania Rynku Dnia Następnego w warunkach występowania, za pośrednictwem mechanizmu market coupling, bezpośredniego sprzężenia z rynkami krajów

ościennych, pozwoliła określić w jaki sposób kształtowałyby się ceny energii elektrycznej dla już określonych, rzeczywistych warunków rynkowych. Na podstawie uzyskanych wyników, w pierwszej części analizy dokonano ilościowego badania wrażliwości cenowej polskiego rynku energii na międzyobszarowy handel energią elektryczną w regionie CEE w zależności od wartości dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym Polski. W dalszej kolejności, przedstawiono zmiany rozkładu przepływów handlowych jakie zostały zaobserwowane dla poszczególnych granic międzyobszarowych oraz określono ilościowe zmiany wolumenu energii elektrycznej obracanej na TGE, która była dostarczana przez polskie podmioty. Następnie, w oparciu o pozyskane dane, wykorzystując podejście statystyczne, zrealizowano analizę wrażliwości wyników finansowych krajowych wytwórców energii elektrycznej, dysponujących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi, na zmiany wolumenu sprzedawanej przez nich energii elektrycznej, wynikające z udziału we wspólnym rynku. W ostatniej części rozdziału dokonano podsumowania wyników oraz ich porównania dla dwóch metod analizy.

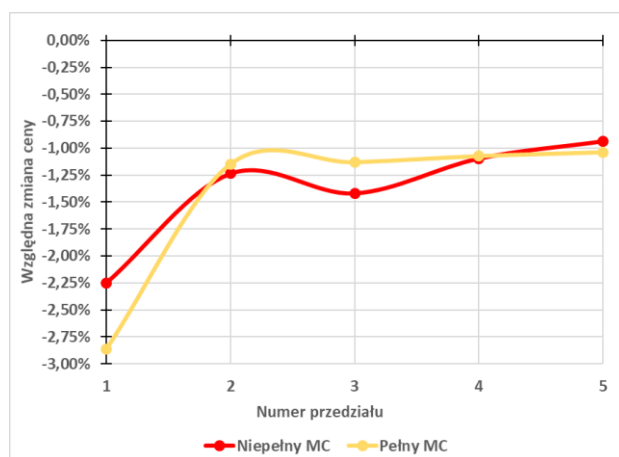
3.2. Wpływ mechanizmu market coupling na rozkład cen energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego w Polsce

Na podstawie przeprowadzonych symulacji należy wskazać, iż połączenie rynków i aktywizacja handlu międzyobszarowego powoduje spadek średniej ceny energii elektrycznej w Polsce, przy czym wraz ze wzrostem udostępnionych zdolności przesyłowych wrażliwość krajowego rynku maleje. Według skumulowanych danych za cały okres analizy, udostępnienie 100 MW zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym w kierunku importu w warunkach market coupling, powoduje spadek średniej ceny energii o 2,25% (metoda NMC) lub 2,86% (metoda PMC), natomiast w przypadku udostępnienia 500 MW zdolności, spadek ten wynosi odpowiednio 6,94% (metoda NMC) oraz 7,26% (metoda PMC). Odnosząc się do wartości bezwzględnych, średniogodzinowe ceny energii elektrycznej spadłyby w badanym okresie ze 165,78 zł/MWh do poziomu odpowiednio: 162,05 zł/MWh (metoda NMC) lub 161,04 zł/MWh (metoda PMC) dla 100 MW zdolności przesyłowych oraz do poziomu 154,28 zł/MWh (metoda NMC) lub 153,75 zł/MWh (metoda PMC) dla 500 MW zdolności przesyłowych. Jednocześnie należy zaznaczyć, iż wraz ze wzrostem dostępnych zdolności przesyłowych o kolejne 100 MW, po początkowym delikatnym wahnięciu, wrażliwość ceny energii elektrycznej zasadniczo maleje. Szczegółowe dane zostały przedstawione w tabeli 3.1 oraz na rysunku 3.1.

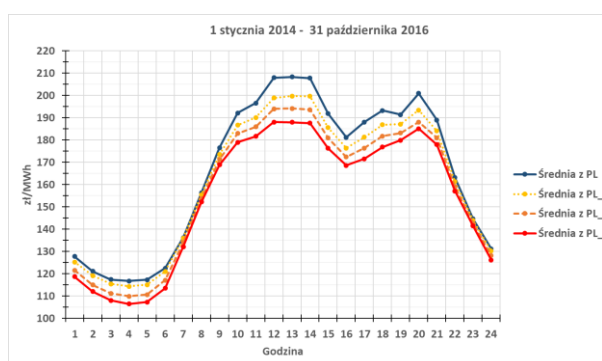
W ujęciu godzinowym, największe zmiany cen energii elektrycznej na polskim RDN odnotowuje się dla godzin szczytowych oraz w okresie doliny nocnej. Dla godzin 12–14, w trakcie szczytu południowego, średnia cena energii elektrycznej spadła z 207,96 zł/MWh do 187,82 zł/MWh (metoda NMC) i do 187,14 zł/MWh (metoda PMC) dla 500 MW zdolności przesyłowych (rys. 3.2 i rys. 3.4).

Tabela 3.1. Zmiany średniej ceny energii elektrycznej w rozpatrywanym okresie (od 1 stycznia 2014 do 31 października 2016)

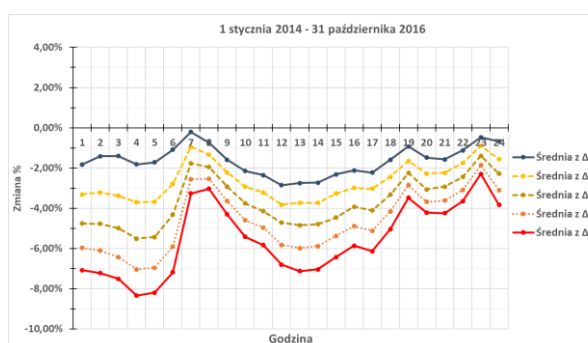
		Scenariusz					
		Bazowy	Wdrożony mechanizm market coupling				
Transgraniczna zdolność przesyłowa (profil synchroniczny), MW		0	100	200	300	400	500
Średniogodzinowa cena energii na RDN, zł/MWh	NMC	165,8	162,05	160,00	157,65	155,83	154,28
	PMC		161,75	160,01	158,16	156,42	154,67
Spadek ceny, zł/MWh	NMC	0	3,73	5,78	8,13	9,95	11,5
	PMC		4,04	5,77	7,62	9,36	11,12
Względny spadek ceny, %	NMC	0	2,25	3,49	4,91	6	6,94
	PMC		2,44	3,48	4,60	5,65	6,71
NMC – niepełny MC, PMC – pełny MC							



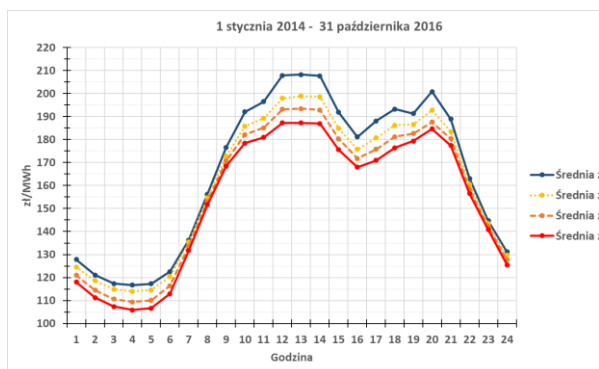
Rys. 3.1. Względna zmiana ceny energii elektrycznej w przypadku zwiększenia dostępnych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym o kolejne 100 MW



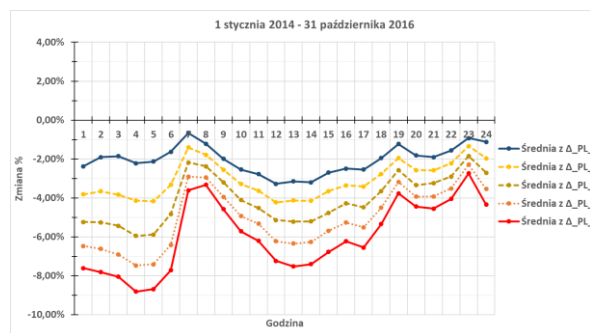
Rys. 3.2. Godzinowy rozkład średnich cen energii elektrycznej na RDN dla okresu od 1 stycznia 2014 do 31 października 2016 po wprowadzeniu mechanizmu market coupling dla różnych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym (metoda NMC)



Rys. 3.3. Średnia względna zmiana godzinowej ceny energii elektrycznej na RDN po wprowadzeniu mechanizmu market coupling dla różnych zdolności przesyłowych dla okresu od 1 stycznia 2014 do 31 października 2016 (metoda NMC)



Rys. 3.4. Godzinowy rozkład średnich cen energii elektrycznej na RDN dla okresu od 1 stycznia 2014 do 31 października 2016 po wprowadzeniu mechanizmu market coupling dla różnych zdolności przesyłowych (metoda PMC)



Rys. 3.5. Średnia względna zmiana godzinowej ceny energii elektrycznej na RDN po wprowadzeniu mechanizmu market coupling dla różnych zdolności przesyłowych dla okresu od 1 stycznia 2014 do 31 października 2016 (metoda PMC)

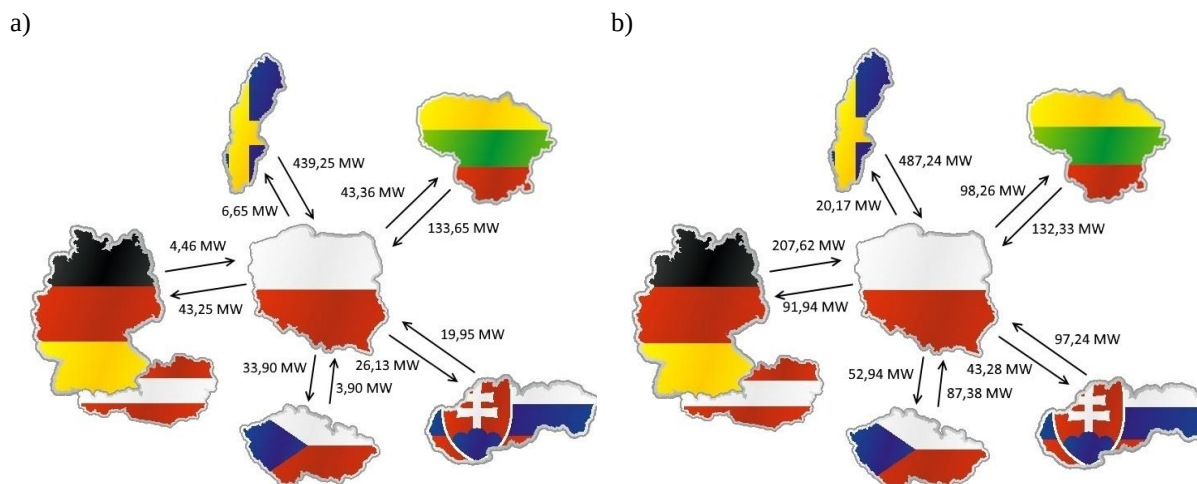
W okresie szczytu wieczornego, tj. w godzinach 17–21, średnia cena energii elektrycznej spadła z 192,49 zł/MWh do 178,25 zł/MWh (metoda NMC) i do 177,76 zł/MWh (metoda PMC) dla 500 MW zdolności przesyłowych. Natomiast w trakcie doliny nocnej, tj. w godzinach 1–6, średnia cena energii elektrycznej spadła ze 120,48 zł/MWh do 111,00 zł/MWh (metoda NMC) i do 110,36 zł/MWh (metoda PMC) dla 500 MW zdolności przesyłowych.

Analizując średnią procentową wrażliwość godzinowych cen energii elektrycznej, średnia względna zmiana cen energii elektrycznej w ciągu doby po udostępnieniu 500 MW zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym, wynosiłaby odpowiednio: dla szczytu południowego, tj. w godzinach 12–14, 6,99% (metoda NMC) i 7,38% (metoda PMC), dla szczytu wieczornego, tj. w godzinach 17–21, 4,62% (metoda NMC) i 4,93% (metoda PMC), dla doliny nocnej, tj. w godzinach 1–6, 7,59% (metoda NMC) i 8,11% (metoda PMC). Jednocześnie, w okresach ograniczonej produkcji z odnawialnych źródeł energii (godziny 7–8 oraz 22–24) rynek polski charakteryzuje się zmniejszoną wrażliwością na wdrożenie mechanizmu market coupling, co jest wynikiem realizacji eksportu do krajów ościennych dla niektórych dni, w których to mniejsza produkcja z odnawialnych źródeł energii implikuje wzrost tamtejszych cen.

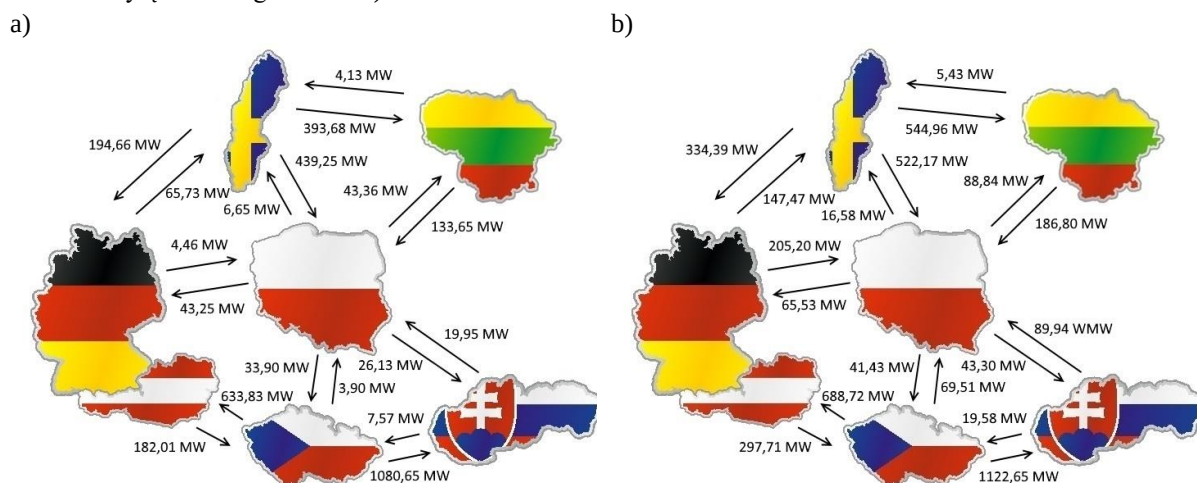
3.3. Wpływ mechanizmu market coupling na rozkład przepływów handlowych na poszczególnych granicach w badanym regionie

Wprowadzenie mechanizmu market coupling z równoczesnym zwiększeniem transgranicznych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym, ze względu na niską wartość cen na niemieckim, czeskim i słowackim rynku energii, spowodowało w analizowanym okresie istotny wzrost średnich wartości importu energii do Polski, a w szczególności wzrost wymiany handlowej na granicy Polska - Niemcy. Jednocześnie, zmniejszenie cen na krajowym rynku energii przy zwiększonych zdolnościach przesyłowych dla różnych kierunków umożliwiło również

zwiększenie eksportu na tych połączeniach, a także spowodowało wzrost eksportu na profilu stałoprądowym, w tym w szczególności na Litwę. Natomiast zaobserwowany w symulacji wzrost importu energii na połączeniach stałoprądowych należy wiązać z pełniejszym wykorzystaniem zdolności przesyłowych, które w rzeczywistości w niektórych godzinach mogły być mniejsze od z góry założonych. Powyższe wyniki są zbieżne dla obu metod symulacji. Szczegółowe dane przedstawiono na rysunkach 3.6 i 3.7.



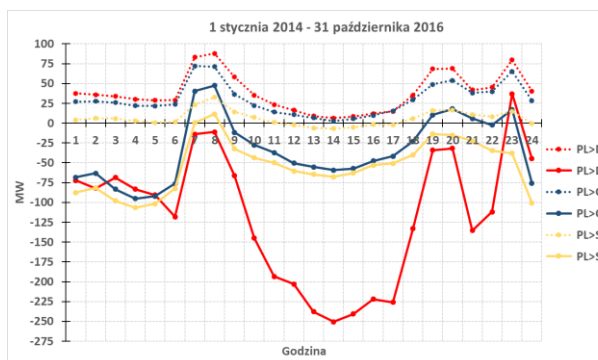
Rys. 3.6. Średni rozkład przepływów handlowych dla badanego okresu: a) rzeczywistych; b) po wprowadzeniu mechanizmu market coupling dla transgranicznych zdolności przesyłowych zwiększonych do 500 MW - metoda NMC; (wyjątek: przepływ SE > PL wyznaczony z wyłączeniem godzin 1–6, przepływ PL > LT wyznaczony dla okresu od 9 grudnia 2015 do 31 października 2016, przepływ LT > PL wyznaczony dla tego samego okresu z wyłączeniem godzin 1–6)



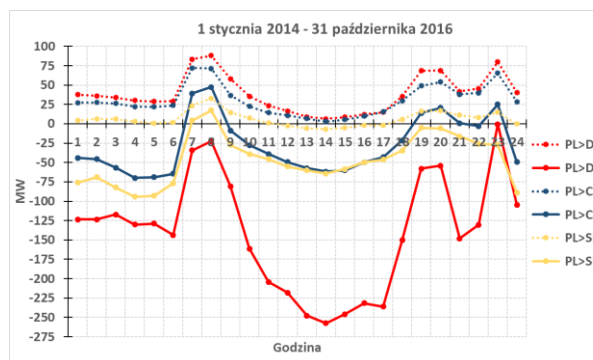
Rys. 3.7. Średni rozkład przepływów handlowych dla badanego okresu: a) rzeczywistych; b) po wprowadzeniu mechanizmu market coupling dla transgranicznych zdolności przesyłowych zwiększonych do 500 MW - metoda PMC; (wyjątek: przepływ SE > PL wyznaczony z wyłączeniem godzin 1–6, przepływ PL > LT wyznaczony dla okresu od 9 grudnia 2015 do 31 października 2016, przepływ LT > PL wyznaczony dla tego samego okresu z wyłączeniem godzin 1–6, przepływ SE > LT wyznaczony dla okresu od 17 lutego 2016 do 16 października 2016)

W przypadku wymiany na połączeniach synchronicznych, biorąc pod uwagę godzinowy rozkład średnich przepływów handlowych pomiędzy polskim rynkiem energii a rynkami Niemiec, Czech i Słowacji, należy potwierdzić występowanie ścisłej zależności pomiędzy wartością importu energii do Polski, a intensywnością generacji w odnawialnych źródłach energii (generacja

wiatrowa w nocy i generacja ze źródeł fotowoltaicznych w ciągu dnia). Obniżający się wpływ OZE na ceny energii elektrycznej na zachodnich rynkach, a także zwiększona wartość dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych w warunkach wdrożonego mechanizmu market coupling skutkują intensyfikacją ww. zjawiska. Równocześnie w godzinach 7–8 oraz 19–20, kiedy następuje zmniejszenie generacji w odnawialnych źródłach energii odnotowuje się istotne zmniejszenie importu energii elektrycznej do Polski, a w przypadku wymiany handlowej z Czechami jest realizowany eksport energii z Polski. Szczegółowe dane przedstawiono na rysunkach 3.8 i 3.9.



Rys. 3.8. Średnie godzinowe transgraniczne przepływy handlowe pomiędzy rynkiem polskim, a: niemieckim, czeskim, słowackim w okresie od 1 stycznia 2014 do 31 października 2016 dla metody NMC (kierunek: z Polski do Niemiec, Czech, Słowacji)



Rys. 3.9. Średnie godzinowe transgraniczne przepływy handlowe pomiędzy rynkiem polskim, a: niemieckim, czeskim, słowackim w okresie od 1 stycznia 2014 do 31 października 2016 dla metody PMC (kierunek: z Polski do Niemiec, Czech, Słowacji)

3.4. Wpływ mechanizmu market coupling na zmianę wolumenu energii elektrycznej dostarczanej na TGE przez polskie podmioty

Szczegółowe dane analizy przedstawiono w tabelach 3.2 i 3.3.

Tabela 3.2. Wolumen energii elektrycznej dostarczanej przez polskich wytwórców na RDN po wprowadzeniu mechanizmu market coupling w zależności od dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych (w GWh)

Okres analizy	Wariant bazowy	Metoda	Zdolność przesyłowa [MW]		
			100	300	500
Cały okres	52070,7 45	NM	50585,7	47712,2	44924,0
		C	56	87	17
		PMC	49865,3	47020,2	44262,9
			05	70	97
2014	18785,2 93	NM	18027,3	16802,4	15668,5
		C	72	40	40
		PMC	17837,8	16607,6	15473,4
			78	41	55

2015	17139,7 30	NM	16854,9	16067,4	15234,7
		C	58	59	21
		PMC	16701,7	15907,1	15054,8
			45	65	69
1-sty – 31-paź 2016	16145,7 22	NM	15703,4	14842,3	14020,7
		C	26	88	56
		PMC	15325,6	14505,4	13734,6
			82	64	73

Tabela 3.3. Procentowa zmiana wolumenu energii elektrycznej dostarczanej przez polskich wytwórców na RDN po wprowadzeniu mechanizmu market coupling w zależności od dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym

Zdolność przesyłowa, MW		100	300	500
Cały okres	NMC	-2,85	-8,37	-13,73
	PMC	-4,24	-9,70	-14,99
2014	NMC	-4,03	-10,56	-16,59
	PMC	-5,04	-11,59	-17,63
2015	NMC	-1,66	-6,26	-11,11
	PMC	-2,56	-7,19	-12,16
1-sty - 31-paź 2016	NMC	-2,74	-8,07	-13,16
	PMC	-5,08	-10,16	-14,93

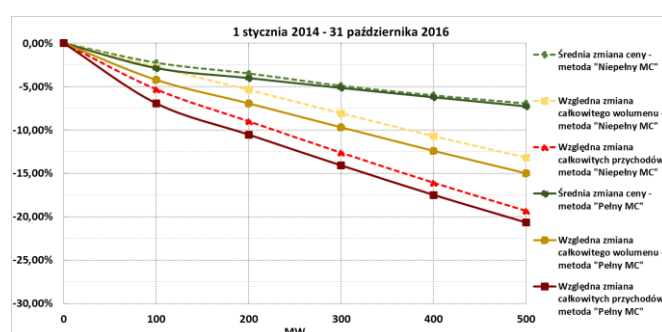
Analizując wpływ wdrożenia mechanizmu market coupling na wielkość wolumenu energii elektrycznej dostarczanej na Rynek Dnia Następnego przez polskich wytwórców, należy zauważyć, iż dla całego okresu analizy parametr ten charakteryzuje się większą wrażliwością niż cena na tym rynku, przy czym wraz ze wzrostem wielkości udostępnianych zdolności przesyłowych, wrażliwość ta rośnie. W efekcie uzyskana zmiana średniej ceny energii elektrycznej na poziomie -2,25% (metoda NMC) i -2,86% (metoda PMC) dla 100 MW dodatkowych transgranicznych zdolności przesyłowych skutkowałą zmianą wolumenu na poziomie odpowiednio -2,85% i -4,24%. Równocześnie, w przypadku zwiększenia transgranicznych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym do 500 MW w kierunku importu, odnotowany spadek ceny na poziomie -6,94% (metoda NMC) i -7,26% (metoda PMC) implikował spadek wolumenu o odpowiednio -13,73% oraz -14,99%. Powyższe wartości oznaczają zatem, iż wdrożenie mechanizmu market coupling przy bieżącej strukturze cen na rynkach europejskich będzie skutkowało spadkiem ilości energii dostarczanej do odbiorców przez polskich wytwórców, co oznaczać będzie utratę części rynku na rzecz wytwórców z pozostałych obszarów rynkowych, w tym głównie z obszaru niemiecko – austriackiego.

3.5. Wpływ mechanizmu market coupling na przychody wytwórców w KSE z tytułu sprzedaży energii elektrycznej na RDN

Zgodnie z wykonaną analizą, implementacja mechanizmu market coupling w ramach budowy jednolitego rynku energii elektrycznej w UE, przy jednoczesnym zapewnieniu dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych, może wywierać presję na zmiany wartości cen notowanych w poszczególnych obszarach cenowych. Dokonująca się pod wpływem

zagranicznych podmiotów pewnego rodzaju rewizja transakcji zawieranych na dotychczas odizolowanych krajowych rynkach energii, skutkuje zmianą udziału lokalnych wytwórców w tym rynku, co bezpośrednio przekłada się na finansowy efekt ich działalności. W efekcie, wdrożenie mechanizmu market coupling oddziałuje na wartość przychodów poszczególnych wytwórców w dwóch zasadniczych płaszczyznach. Pierwszą z nich jest efekt wolumenowy, który oznacza zmianę ilości energii, jaką dany wytwórca jest w stanie zakontraktować na otwartym rynku energii elektrycznej. Druga płaszczyzna dotyczy efektu cenowego, który w ramach obowiązującego mechanizmu cen krańcowych oznacza zmianę przychodów wytwórcy na skutek zmian ceny rynkowej, która to jako cena rozliczeniowa jest jednakowa dla wszystkich uczestników danego rynku.

Uwzględniając wykorzystane w niniejszej analizie podejście statystyczne, ze względu na proporcjonalność przeliczeń, względny wpływ wdrożenia mechanizmu market coupling na przychody finansowe poszczególnych grup wytwórców jest jednakowy (rys. 3.10). Zgodnie z przedstawionym rozkładem względnej zmiany wartości przychodów wytwórców w warunkach market coupling, okazuje się, że wraz ze wzrostem zdolności przesyłowych, po początkowym wzroście, wrażliwość parametru maleje. W konsekwencji wzrost transgranicznych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym do 100 MW w kierunku importu skutkuje spadkiem przychodów polskich wytwórców uzyskiwanych ze sprzedaży energii elektrycznej na RDN w wysokości -5,32% (metoda NMC) i -6,94% (metoda PMC), podczas gdy dla 500 MW zdolności przesyłowych spadek ten wynosi odpowiednio -19,31% i -20,67%.



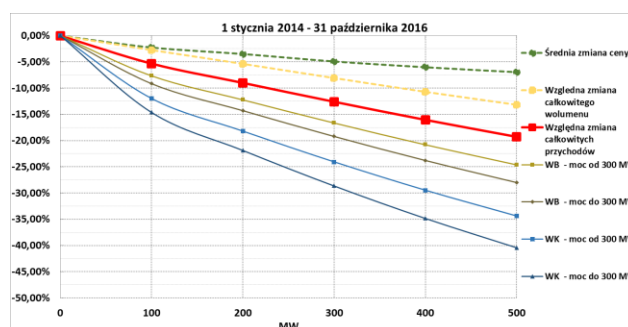
Rys. 3.10. Względna zmiana przychodów dla wszystkich grup jednostek wytwórczych, w zależności od dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych po wdrożeniu mechanizmu market coupling dla całego okresu analizy

Celem wyznaczenia marży na pokrycie kosztów stałych dla poszczególnych grup wytwórców, czyli wartości przychodu pomniejszonej o koszty zmienne produkcji energii elektrycznej, posłużono się wzorem:

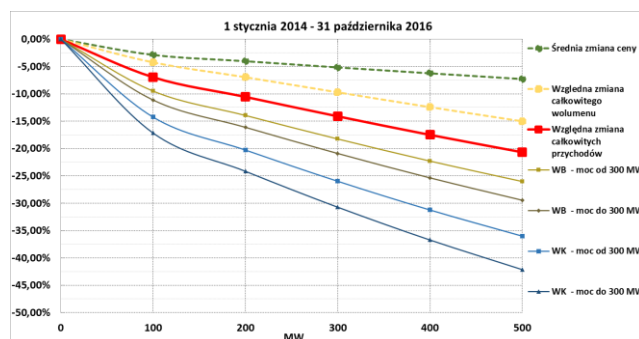
$$\text{Marża}_{\text{na pokrycie}} = \text{Przychód}_{\text{MC}} - (\text{Koszt}_{\text{zmienny}} * \text{Wolumen energii} * \text{Udział w rynku})$$

gdzie: $\text{Przychód}_{\text{MC}}$ – sumaryczna wartość przychodu danej grupy jednostek wyznaczona po wdrożeniu mechanizmu market coupling; $\text{Koszt}_{\text{zmienny}}$ – jednostkowe koszty zmienne danej grupy jednostek.

Przyjmując podejście statystyczne, wzrost kosztów zmiennych, traktowanych jako współczynnik kierunkowy funkcji, przeskalowany przez ilość dostarczonej energii, jest jednoznaczny ze wzrostem wrażliwości marży na pokrycie. Mając na uwadze strukturę kosztów, wzrost wrażliwości marży na pokrycie w pierwszej kolejności jest związany z rodzajem wykorzystywanego paliwa, a następnie wielkością jednostek, która warunkuje dostępność korzyści skali, ale także z historycznego punktu widzenia, rodzajem zastosowanej technologii. W konsekwencji największą wrażliwość odnotowuje się dla małych jednostek opalanych węglem kamiennym, a najmniejszą dla dużych jednostek na węgiel brunatny.



Rys. 3.11. Względna zmiana przychodu pomniejszonego o nakłady poniesione na pokrycie kosztów zmiennych dla poszczególnych grup jednostek wytwórczych, w zależności od dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych po wdrożeniu mechanizmu market coupling dla całego okresu analizy (metoda NMC)



Rys. 3.12. Względna zmiana przychodu pomniejszonego o nakłady poniesione na pokrycie kosztów zmiennych dla poszczególnych grup jednostek wytwórczych, w zależności od dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych po wdrożeniu mechanizmu market coupling dla całego okresu analizy (metoda PMC)

Analizując uzyskane wyniki, udostępnienie w ramach mechanizmu market coupling 100 MW dodatkowych transgranicznych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym, oznacza spadek marży na pokrycie wynikającej ze sprzedaży energii elektrycznej na RDN o odpowiednio -14,63% (metoda NMC) i -17,16% (metoda PMC) dla elektrowni na węgiel kamienny o mocy do 300 MW, -11,98% (metoda NMC) i -14,25% (metoda PMC) dla elektrowni na węgiel kamienny o mocy powyżej 300 MW, -9,15% (metoda NMC) i -11,14% (metoda PMC) dla elektrowni na węgiel brunatny o mocy do 300 MW oraz -7,65% (metoda NMC) i -9,50% (metoda PMC) dla elektrowni na węgiel brunatny o mocy powyżej 300 MW. Dla udostępnienia 500 MW zdolności przesyłowych wartości te wynoszą odpowiednio: dla metody NMC -

40,42%, -34,41%, -27,99%, -24,61% oraz dla metody PMC -42,12%, -36,01%, -29,49%, -26,05%. Szczegółowe dane przedstawiono na rysunkach 3.11 i 3.12.

4. PODSUMOWANIE

Podsumowując, jak wykazano w pracy na przykładzie danych historycznych, wdrożenie mechanizmu market coupling w regionie CEE, przy jednoczesnym wzroście transgranicznych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym Polski, przyczyniłoby się w badanym okresie do obniżenia ceny na krajowym rynku energii oraz jednoczesnego zmniejszenia wolumenu energii elektrycznej dostarczanego na rynek przez polskich wytwórców. W konsekwencji, ze względu na efekt cenowy oraz efekt wolumenowy krajowi wytwórcy zanotowaliby dość znaczny spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego. Uzyskane wartości liczbowe są zbieżne dla obu metod symulacji, przy czym należy zauważyć, iż w przypadku metody PMC rynek charakteryzował się nieco większą wrażliwością na wzrost dostępnych zdolności przesyłowych.

Analizując uzyskane rezultaty, należy jednak pamiętać, iż przeprowadzone symulacje są uproszczeniem rzeczywistości, a wyniki odnoszą się do Rynku Dnia Następnego, który stanowi wycinek rynku energii w Polsce, którego wolumen obrotu w 2016 roku odpowiadał około 17% całkowitego zużycia energii elektrycznej w kraju. Niemniej jednak, spadek cen na Rynku Dnia Następnego ma o tyle znaczenie, iż z definicji stanowi on podstawowy i najbardziej płynny segment rynku energii, który stanowi odniesienie dla pozostałych segmentów.

W ujęciu makroekonomicznym, chociaż z punktu widzenia odbiorców perspektywa spadku cen energii o kilka procent wydaje się być oczywistą korzyścią, to jednocześnie wzmożona konkurencja przy obecnej strukturze cen w Europie będzie się wiązać z co najmniej kilkunastoprocentowym spadkiem udziału polskich wytwórców w RDN. Z tego też względu, mając na uwadze wysokie zapotrzebowanie na nowe zdolności wytwórcze KSE, wdrożenie mechanizmu market coupling przy niezmienionej formule funkcjonowania rynku będzie miało niekorzystny wpływ na zdolność sektora do realizacji dalszych inwestycji. W efekcie utrzymanie w przyszłości paradygmatu energetycznej samowystarczalności kraju jako gwaranta bezpieczeństwa energetycznego Polski stanowić będzie coraz większe wyzwanie.

Pewnym remedium na zaistniałą sytuację byłoby ujednolicenie w całej Europie mechanizmów wsparcia dla Odnawialnych Źródeł Energii, przy czym pewnym problemem jest tutaj zasobność portfela poszczególnych społeczeństw. Niestety, pesymistycznie rzecz ujmując, dopóki cena na niemieckim hurtowym rynku energii będzie pozarynkowo subsydiowana przez system wsparcia OZE, nie będzie można mówić o prawdziwej wycenie energii, a zatem nie będzie możliwe znalezienie równowagi konkurencyjnej pomiędzy polskimi i zagranicznymi podmiotami.

LITERATURA

- [1] Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016, Electricity Wholesale Markets Volume, ACER and CEER, October 2017.
- [2] ENTSO-E Transparency Platform for European Electricity Market Information, <https://transparency.entsoe.eu/>, 2017.
- [3] Komunikat Komisji Europejskiej: Uruchomienie wewnętrznego rynku energii, COM (2012) 663 final.
- [4] Komunikat Komisji Europejskiej: Zainicjowanie procesu publicznych konsultacji na temat nowej struktury rynku energii, COM (2015) 340 final.
- [5] Majchrzak H., Purchała K., Sikorski T., Tomasik G.: *Krajowy rynek energii elektrycznej jako element zintegrowanego rynku europejskiego od Lizbony po Helsinki*. Elektroenergetyka 2012, nr 1-2, PSE SA, Warszawa.
- [6] NTC Matrix, ENTSO-E, <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/Pages/default.aspx>, 2017.
- [7] Paska J., Surma T.: „*Pakiet zimowy*” Komisji Europejskiej a kierunki i realizacji polityki energetycznej do 2030 roku. Rynek Energii. Nr 2 (129), 2017.
- [8] Q&A: Podstawowe informacje o mechanizmie łączenia rynków energii elektrycznej, Market coupling i Kodeks CACM, PSE SA, Warszawa, maj 2013.
- [9] Statystyka elektroenergetyki polskiej 2014, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2015.

IMPACT OF MARKET COUPLING IMPLEMENTATION ON GENERATORS' SITUATION IN NATIONAL ELECTRIC POWER SYSTEM

Key words: Paneuropean Day Ahead electricity market, market coupling, cross-zonal electricity trade

Summary. In this article, an analysis has been conducted of a change in the financial position of the generators in the National Electric Power System, as a consequence of the forthcoming implementation of the market coupling within the framework of the formation of the internal electricity market within the EU. To examine the sensitivity of the Polish Energy Market, the simulation of the functioning of the market coupling mechanism within the boundaries of the CEE region, with data for the period of 1 January 2014 to 31 October 2016, has been conducted. In the first part of the analysis, a quantitative study of price sensitivity of the Polish electricity market on cross-zonal electricity trade in CEE region was made in relation to the different values of available cross-zonal capacities on the synchronous profile of Poland. Subsequently, changes in the distribution of trade flows that were observed for particular bidding zone borders were presented and changes in the volume of electricity sold by Polish generators on the Polish Power Exchange TGE were determined. Afterwards, based on the obtained data, using the statistical approach, an analysis of the sensitivity of financial results of domestic electricity generators managing Centrally Dispatched Generating Units, to changes in the volume of electricity sold by those entity on the common market, was carried out.

Sebastian Krupiński, mgr inż., ukończył z wyróżnieniem studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, specjalista w Departamencie Współpracy Międzynarodowej PSE SA. Alumn Akademii Energii i Padarewski Academy. Jego zainteresowania dotyczą rynku energii elektrycznej oraz strategii rozwoju i ekonomiki funkcjonowania sektora elektroenergetycznego, e-mail: sebastianpc@interia.pl

Józef Paska, prof. dr hab. inż., profesor zwyczajny, kierownik zakładu, członek Komitetu Problemów Energetyki przy Prezydium PAN, członek Komitetu Elektrotechniki PAN, przewodniczący Komitetu Energetyki Jądrowej SEP, przewodniczący Rady Naukowo-Technicznej ds. Innowacji GK Energa; Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl