

# NOWA STRUKTURA EUROPEJSKIEGO RYNKU ENERGII - RYNEK STREFOWY

**Autorzy: Karol Wawrzyniak, Michał Kłos, Marcin Jakubek, Marcin Blachnik, Anna Kadlubowska**

**("Rynek Energii" - luty 2015)**

**Słowa kluczowe:** rynki energii elektrycznej, rynek strefowy, metody wyznaczania stref

**Streszczenie.** W artykule naświetlony jest temat transformacji europejskiego rynku energii w zintegrowany rynek strefowy. Zawarta jest charakterystyka rynku strefowego oraz przedstawiony kontekst geopolityczny. Zdefiniowane są możliwe metodologie służące do wyznaczania granic stref oraz kryteria oceny, którym poddawane będą podziały.

## 1. WSTĘP

W ciągu ostatnich kilkunastu lat w większości krajów rozwiniętych nastąpiła liberalizacja rynku energii elektrycznej. Liberalizacja ta była umotywowana odejściem od monopolistycznego charakteru tego sektora gospodarki, gdzie najczęściej produkcja, przesył oraz dystrybucja energii elektrycznej na znaczącym obszarze kraju były skoncentrowane w ręku jednego podmiotu (tzw. monopol pionowy). W tym celu wprowadzono regulacje prawne nakazujące separację sieci przesyłowych wysokich i średnich napięć w ramach niezależnych spółek i utworzono giełdy (najczęściej w formie Rynków Dnia Następnego - RDN), na których niezależni producenci energii oraz jej dystrybutorzy mogą dokonywać transakcji handlowych, wykorzystując ogólnodostępne sieci przesyłowe. W wyniku wprowadzenia konkurencji wśród producentów i dystrybutorów na większości zliberalizowanych rynków zaobserwowano spadek cen energii dostarczanej do odbiorców końcowych, co uznać można za zrealizowanie celu powyższej polityki (por. np. [1]). Rynek europejski podlega obecnie dalszym procesom integracji, w rezultacie czego istniejące formy ekonomiczno-prawne występujące w różnych krajach mają zostać ujednoczone. W myśl regulacji Komisji Europejskiej, tj. rozporządzeń 713/2009, 714/2009, oraz dyrektywy 2009/72/WE, czynione są obecnie przygotowania do wprowadzenia rynku strefowego.

W architekturze strefowej duży geograficznie rynek podzielony jest na sprzęgnięte ze sobą mniejsze obszary rynkowe zwane dalej **strefami**. Kształt stref może (ale nie musi) odpowiadać granicom krajów.

W każdej ze stref ustalana jest oddzielna lokalna cena równowagi, wynikająca ze zbilansowania popytu i podaży w tym obszarze. Wymianą międzystrefową rządzi mechanizm zwany *market coupling* (MC), którego działanie polega na akceptowaniu bądź odrzucaniu ofert kup-

na/sprzedaży w taki sposób, by maksymalizować sumaryczny dobrobyt społeczny<sup>1</sup> dla zespołu rynków. Działanie MC jest oparte na kilku założeniach. Wymiana w ramach danej strefy opiera się o model miedzianej płyty, czyli przy założeniu, że w ramach stref nie występują przeciążenia. Wymiana międzystrefowa jest ustalana w taki sposób, aby nie dopuścić do przekroczenia możliwości przesyłowych charakteryzujących międzystrefowe linie transmisyjne. W tym celu w algorytmie zaimplementowany jest mechanizm opisujący rozptyw prądu (zgodny z tzw. *power flow DC*). Bazuje on na uproszczonej macierzy współczynników rozptywu energii elektrycznej tzw. Power Transfer Distribution Factors (PTDF), nazywanej w literaturze macierzą strefową PTDF [5]. Macierz strefowa PTDF opisuje wpływ eksportów netto stref na transfer mocy po poszczególnych łączach sieci elektroenergetycznej. Algorytm MC mając dane oferty generacji oraz zapotrzebowania w strefach maksymalizuje kryterium dobroytu społecznego wyliczając rozptywy na liniach przy pomocy macierzy strefowej PTDF i tym samym nie dopuszczając tam do przeciążeń. Taki rodzaj kontroli przepływów między granicami stref rynkowych określa się jako *implicit auctioning*. Poprawność pracy algorytmu jest warunkowana poprawnością? realnością? przyjętego założenia co do opisu strefy jako miedzianej płyty. Jak zobaczymy w dalszej części tekstu, to założenie jest źródłem potencjalnych problemów.

## 2. KONTEKST GEOPOLITYCZNY

Państwa zrzeszone w ramach konsorcjum Central-Western Europe (CWE), tj. Francja, Belgia, Holandia oraz Niemcy, handlują obecnie energią elektryczną w ramach jednego rynku strefowego. Dzięki istnieniu niezależnie zarządzanych stref poszczególni Operatorzy Sieci Przesyłowej zyskują autonomię na terenach pokrywających się obecnie z granicami państw. Międzystrefowa wymiana energii elektrycznej dokonywana jest natomiast w oparciu o jeden, wspólny dla całego CWE, mechanizm *implicit auctioning*, kontrolowany przez algorytm MC. W przeciwieństwie do *implicit auctioning*, transfer mocy na granicach rynków jednej ceny<sup>2</sup> oraz oddzielnych rynków strefowych<sup>3</sup> odbywa się poprzez mechanizm *explicit auctioning*, w którym prawa do użytkowania infrastruktury przesyłowej stanowią przedmiot handlu niezależnie od transakcji zawieranych pomiędzy eksporterem a importerem. Zarówno konieczność równoległego handlowania mocą i prawami transmisyjnymi jak i trudności w wycenie obciążenia poszczególnych połączeń skłaniają państwa europejskie do postępującej integracji rynków energii. Polska, podobnie jak Czechy, Słowacja, Węgry, Słowenia, Szwajcaria, Włochy i Dania, stoi w obliczu konieczności dostosowania krajowego rynku energii do wspólnych standardów europejskich. Obowiązujący w Polsce model rynku jednej ceny ze względu na swoje wady nie jest brany pod uwagę jako perspektywiczne rozwiązanie [3,8], co w praktyce oznacza konieczność przystąpienia do strefowej organizacji rynku.

---

<sup>1</sup> Operacyjna definicja dobroytu społecznego (*social welfare*), stosowana w implementowanych metodach ilościowych, nazywa nim całą różnicę krzywych popytu i podaży po wolumenie wymienianej mocy.

<sup>2</sup> Rynek jednej ceny funkcjonuje np. w Polsce, gdzie jednakowa cena jest ustalana przez giełdę energii na cały kraj.

<sup>3</sup> Poza CWE, w Europie w ramach rynku strefowego funkcjonują kraje skandynawskie (rynek NordPool).

W celu zdefiniowania ogólnoeuropejskiego rynku strefowego podjęto szereg działań zapoczątkowanych dyrektywą 2009/72/EC. W myśl ww. dyrektywy oraz rozporządzeń 714/2009 i 713/2009, zostało powołane ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) - podmiot zrzeszający operatorów z krajów europejskich - oraz ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), stowarzyszenie narodowych regulatorów. W ramach swoich działań ENTSO-E odpowiedzialne jest m.in. za opracowanie kodeksów sieciowych, którego przykładem jest NC CACM: Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management, precyzujący metody wyznaczania i alokacji przepustowości przesyłowych pomiędzy tzw. obszarami kontrolnymi, czyli obszarami działania poszczególnych operatorów przesyłowych. Precyzuje on także kroki, które mają być podjęte w celu osiągnięcia konkurencji w zakresie generacji, handlu i dostarczania elektryczności. M.in. art. 39 tego kodeksu definiuje, że co dwa lata będzie przygotowywany raport techniczny ENTSO-E oraz raport rynkowy ACER, w których będzie dokonana ocena efektywności działania obszarów rynkowych. W przypadku przesłanek sugerujących, że rynki działają niewydajnie, ACER może podjąć decyzję o rozpoczęciu procedury ich przeprojektowywania. Dwie poniższe przesłanki są kluczowe w ocenie wydajności danej konfiguracji strefowej.

Pierwszy aspekt jest związany z nieplanowymi przepływami ograniczającymi poziom wymiany handlowej. W algorytmie MC przyjęte jest założenie, że transakcje wewnątrz strefy nie wpływają na inne strefy lub wpływają na nie w sposób niezmienny w czasie, tzn. nie powodują tam tzw. przepływów nieplanowych. To założenie często nie jest spełnione, co przedstawia raport [4].

Dla przykładu, w przypadku wspólnej strefy niemiecko-austriackiej, około 20% mocy wymienianej pomiędzy północą a południem tej strefy jest przesyłanych poprzez polski system energetyczny. Skutkiem tego około 1 GW mocy, który w normalnych warunkach pracy byłby dostępny dla transgranicznej wymiany handlowej, jest obecnie w całości zarezerwowany jako margines bezpieczeństwa dla przepływów nieplanowych.

Remedium na tę bolączkę stanowi rozbitcie dużej strefy na mniejsze. Dla przykładu, podział Niemiec na strefę północną i południową spowodowałoby, że algorytm MC, przy pomocy formalizmu PTDF, kontrolowałby transfery pomiędzy tymi strefami nie dopuszczając do przekroczenia transferów nie tylko pomiędzy północnymi i południowymi Niemcami, ale także na polsko-niemieckiej granicy.

Drugą przesłanką jest koszt działania rynków bilansujących, związany z koniecznością niedopuszczenia do przeciążeń w sieciach przesyłowych wewnątrz strefy. Jeśli w ramach strefy zaakceptowane na RDN oferty doprowadziłyby do przepływów skutkujących przeciążeniami to operator, aby nie dopuścić do uszkodzenia sieci, skorzystać musi z rynku bilansującego w celu wprowadzenia niezbędnej korekty. W rezultacie część zaakceptowanej na RDN generacji musi być ograniczona i zastąpiona przez generację droższą, lecz położoną w bardziej dogodnej lokalizacji. Skutkiem jest błędnie generowany sygnał inwestycyjny, gdyż cena energii z rynku nie odzwierciedla rzeczywistego kosztu jej zapewnienia. Ponownie, rozwią-

zaniem jest podział strefy z przeciążeniem na mniejsze obszary rynkowe, zdefiniowane w taki sposób, aby przeciążenia znalazły się na ich granicach. W rezultacie, uznanie często przeciążających się połączeń za transgraniczne sprawi, że będą kontrolowane przez algorytm MC.

Wskutek identyfikacji szeregu problemów z konfiguracją rynku strefowego pokrywającego się z granicami krajów, w marcu 2014 r. ACER podjął decyzję o rozpoczęciu procedury projektowania nowego kształtu stref dla rynku europejskiego. Rezultatem mają być strefy minimalizujące ww. problemy i niekoniecznie pokrywające się z granicami państw. Polski Zespół Systemów Złożonych z Narodowego Centrum Badań Jądrowych jest konsultantem ENTSO-E w zakresie projektowania i oceny alternatywnych konfiguracji strefowych.

### **3. WYZNACZANIE STREF**

Jak zostało wskazane we wcześniejszym rozdziale, przesłanki do wprowadzenia modelu strefowego są dwie. Pierwsza to nieplanowe przepływy, a druga – przeciążające się linie. W literaturze znajdziemy obecnie dwie niezależne metodologie adresujące podział względem przeciążanych linii oraz jedną rozwiązującą problem nieplanowanych przepływów. Metodologie te przedstawimy wraz z kryteriami oceny, którym muszą podlegać proponowane konfiguracje podziału strefowego.

#### **3.1. Metodologie oparte o przeciążane linie**

Zadanie wyznaczania kształtu stref w oparciu o przeciążone linie można przeprowadzić przy pomocy dwu różnych w swoich założeniach podejść.

Pierwsze podejście jako punkt wyjścia traktuje model węzłowy. Taki model pozwala wyznaczyć krańcowe ceny węzłowe energii (*locational marginal prices* – LMP) w każdym punkcie sieci, co jest dokonywane przy pomocy algorytmu *Optimal Power Flow*. Cena węzłowa odpowiada w tym przypadku kosztowi krańcowemu zaspokojenia popytu w systemie na skutek zwiększania zapotrzebowania w danym węźle o 1 MW. Podstawową cechą tego typu rynku jest różnicowanie się cen w węzłach w obliczu niewystarczających możliwości przesyłowych łączących je linii transmisyjnych [9]. Metodologia wyznaczania stref agreguje (klastruje) węzły o podobnych cenach, gdyż podobne - bądź jednakowe - ceny pomiędzy węzłami są jednoznaczne z brakiem przeciążeń pomiędzy węzłami [2,10]. Drugim ważnym problemem, który napotykamy stosując tę metodologię, jest konieczność przyjęcia założeń co do krzywych kosztu generacji we wszystkich węzłach, które dostarczają moc do sieci - często dokładne dane nie są tu dostępne.

Powyższa metoda, choć cieszy się dużą popularnością, jest źródłem podziałów, które przysparzają wiele problemów praktycznych. Metoda nie gwarantuje wyznaczania stref zaopatrzonych we własne jednostki generacji, a powstałe strefy charakteryzują się często dużym zróż-

nicowaniem siły rynkowej. Badania wykazały też, że o ile graf opisujący strukturę sieci nie jest planarny (połączenia transmisyjne różnych napięć, np. linie 220 kV i 400 kV, krzyżują się bez fizycznego połączenia), w wyniku klasteryzacji mogą powstawać przenikające się (nakładające się na siebie) strefy, których niejednoznaczna terytorialnie interpretacja nie pozwala na wdrożenie operacyjne [10].

Druga metoda jest oparta o wspomniane już współczynniki rozptywu mocy w sieci elektroenergetycznej (PTDF). Namiastką informacji rynkowej, niezbędnej do przeprowadzenia klastrowania, jest znajomość zespołu przeciążających się linii, wraz z wagami (wartościami) przeciążenia. Generalna zasada tych technik polega na grupowaniu węzłów mających podobny wpływ na przeciążane linie. Podobieństwo jest właśnie wyrażone przez współczynniki PTDF [7,5,6]. Co istotne, metoda ta nie ma wymagań na temat kosztów generacji, co stanowi jej przewagę w stosunku do metod opartych o LMP.

### **3.2. Metodologie minimalizacji nieplanowych przepływów**

W ramach tej metody identyfikowane są nieplanowe przepływy (*loopflows*) poprzez wyliczenie różnicy pomiędzy przepływami z rozwiązania algorytmu MC a rozwiązaniami z obliczeń typu *power flow*. Następnie identyfikowana jest strefa, która jest tych różnic przyczyną, oraz dokonywany jest podział węzłów w tej strefie bazujący na współczynnikach PTDF w taki sposób, aby zidentyfikować grupy węzłów, które cechuje podobny wpływ na analizowany nieplanowy przepływ. Te węzły następnie łączone są w oddzielne nowe strefy, powstające z jednej pierwotnej. Innymi słowy, duża strefa powodująca nieplanowy przepływ (np. strefa niemiecko-austriacka) rozbijana jest na dwie lub więcej stref w taki sposób, aby przepływ, który był nieplanowy, stał się przepływem transgranicznym kontrolowanym na poziomie algorytmu MC. Jest to unikalna metoda opracowana przez polską grupę z NCBJ. Pierwsze otrzymane wyniki są zachęcające, a praca na temat tej metody jest obecnie w publikacji ([11]). Co istotne, metodologię tę można łączyć z podejściami omówionymi w pkt. 3.1. W takim scenariuszu, w oparciu o metodę LMP lub PTDF wyznacza się pierwszy podział, a następnie metoda *loopflow* dokonuje dodatkowych podziałów w już wyznaczonych strefach w celu minimalizacji nieplanowych przepływów.

### **3.3. Kryteria oceny**

Najbardziej uniwersalnym kryterium ekonomicznym wyznaczającym efektywność danej struktury organizacyjnej rynku energii jest wspomniana już miara dobrobytu społecznego [3]. Składają się na nią nadwyżki konsumenta i producenta oraz opłata przeciążeniowa. Innymi aspektami ekonomicznymi wymienianymi jako przedmiot optymalizacji są koncentracja, płynność i siła rynkowa. Z kolei duża grupa kryteriów odnosi się nie tyle do ekonomii, ile do fizycznej warstwy handlu mocą elektryczną. Do najważniejszych z nich należą stabilność systemu, bezpieczeństwo zaopatrzenia oraz podatność na wiarygodną estymację mocy transmitowanej strategicznymi łączami.

Podstawowym problemem związanym z dużą liczbą wyznaczników dobrej struktury rynku jest konieczność zastosowania optymalizacji wielokryterialnej. Istotnym problemem jest przeciwstawność tendencji optymalizujących poszczególne cele. Dobrym przykładem jest para: płynność rynkowa oraz wiarygodność estymacji przepływów dążące, odpowiednio, do jak największych oraz jak najmniejszych stref. Jednym ze sposobów obsługi odmiennych celów stawianych przez poszczególne wyznaczniki jest przypisanie im wag oraz maksymalizacja ważonej funkcji celu. Liczbowe oszacowanie sekwencji determinującej rangę kryteriów wiedzie jednak do arbitralnej oceny, w której ścierają się interesy giełd i ich uczestników oraz operatorów sieci przesyłowej. Matematyczne sformułowanie wszystkich kryteriów podziału oraz przypisanie im stanowiących kompromis wag samo w sobie stanowi interesujące zagadnienie badawcze z pogranicza nauk inżynierskich, ekonomii i socjologii.

#### 4. PODSUMOWANIE

W niniejszym opracowaniu przedstawiono w zarysie proces wdrażania nowej struktury rynku energii w Europie oraz podstawowe metody służące do wyznaczenia kształtu stref. Podsumowując, nowa struktura rynku powinna zmniejszyć ryzyko konieczności wykonywania kosztownych operacji na Rynku Bilansującym wewnątrz każdej ze stref oraz zmniejszać poziom nieplanowanych przepływów. W rezultacie cena energii będzie lepiej odpowiadać kosztowi jej wytworzenia w danym obszarze, co stwarza bardziej wiarygodne podstawy do planowania inwestycji elektroenergetycznych. Zniwelowanie nieplanowanych przepływów umożliwi z kolei odblokowanie możliwości wymiany międzystrefowej i zakupu energii na tańszym rynku. Reasumując, rynek strefowy stanowi ciekawą alternatywę dla rynku jednej ceny, mogącą rozwiązać część problemów tej ostatniej. Warunkiem jest jednak rozważne zaprojektowanie granic stref.

#### LITERATURA

- [1] Bhattacharya K., Bollen M.H.J., Daalder J.E.: *Operation of Restructured Power Systems*. 2001. Kluwer Academic Publishers.
- [2] Bialek J., Imran M.: *Effectiveness of zonal congestion management in the European electricity market*. IEEE 2nd International Power and Energy Conference (PECon) 2008.
- [3] CWE Pentilateral Energy Forum. *CWE Enhanced Flow-Based MC feasibility report*. 2011.
- [4] Thema Consulting Group, "Loop flows – Final advice", Thema report, 2013-36, October 2013
- [5] Kang C.Q., Chen Q. X., Lin W. M., Hong Y. R., Xia Q., Chen Z. X., Wu Y., Xin J. B.: *Zonal marginal pricing approach based on sequential network partition and congestion contribution identification*. *Electrical Power and Energy Systems* 2013, nr 51, str. 321-328.

- [6] Kłos M., Wawrzyniak K., Jakubek M., Oryńczak G.: *The Scheme of a Novel Methodology for Zonal Division Based on Power Transfer Distribution Factors*. Proceedings of IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, w druku.
- [7] Kumar A., Srivastava S.C., Singh S. N.: *A Zonal Congestion Management Approach Using Real and Reactive Power Rescheduling*. IEEE Transactions on Power Systems 2004, nr 19(1), str. 554-562.
- [8] PZS TF, 2012.
- [9] Stoft S.: *Transmission pricing zones: simple or complex?* The Electricity Journal 1997, nr 10(1), str. 24-31.
- [10] Wawrzyniak K., Oryńczak, G., Kłos, M., Goska, A., Jakubek, M.: *Division of the Energy Market into Zones in Variable Weather Conditions using Locational Marginal Prices*. Proceedings of IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE, str. 2027 – 2032.
- [11] Kłos M., Wawrzyniak K., Jakubek M.: *Optimization of Bidding Zone Configuration Based on Reducing the Loop Flow Effect*, submitted to EMM15.

## THE NEW STRUCTURE OF PAN-EUROPEAN ENERGY MARKET – ZONAL MODEL

**Key words:** electricity markets, zonal market, bidding zones delimitation algorithms

**Summary.** In the article we present the process of European market transformation into integrated zonal model. The zonal market is described with its pros and cons. The geopolitical context is highlighted. Finally, the methodologies how to define borders of bidding zones and criteria of their assessment are discussed.

Autorzy artykułu wchodzą w skład Zespołu Układów Złożonych pracującego w Centrum Informatycznym w Świerku, w Narodowym Centrum Badań Jądrowych. Zespół pracuje nad układami złożonymi i podejmuje zadania naukowe związane z dystrybucją energii w sieciach czy z optymalizacją pracy jej elementów. Współpracuje w tym zakresie z PSE. S.A. oraz ENTSO-E. Na potrzeby współpracy z ENTSO-E prowadzone są badania nad strukturami rynków strefowych omawiane w artykule. Kierownik zespołu, Karol Wawrzyniak, jest absolwentem Wydziału Elektroniki i Technik Informatycznych Politechniki Warszawskiej oraz Wydziału Ekonomii Uniwersytetu Warszawskiego. W roku 2012 obronił z wyróżnieniem pracę doktorską w Instytucie Podstaw Informatyki Polskiej Akademii Nauk. Pozostali współautorzy to Michał Kłos (fizyk, Uniwersytet Jagielloński), Marcin Jakubek (informatyk, matematyk, ekonomista, Uniwersytet Warszawski), Marcin Blachnik (informatyk, Politechnika Śląska) oraz Ania Kadłubowska (matematyk, Uniwersytet Warszawski). E-mail: [cst@cis.gov.pl](mailto:cst@cis.gov.pl)