

Integracja rynków regionalnych energii elektrycznej w świetle przepisów prawa UE

The integration of regional electricity markets
in light of the provisions of the EU law

Mariusz Swora

Abstract

The article raises the issue of the state of integration of European energy markets in light of the EU law. Firstly, it discusses the Directives 2009/72 and 2009/73 regulating the possibility of regional initiatives aimed at deepening mutual integration of the energy markets in certain neighbouring Member States. It further mentions solutions included in the network codes (NC CACM, FCA NC, NC EB) and their implications for integration of energy markets at the regional level. Problems associated with creation of a regional electricity market in the context of their impact on the functioning of the national electricity market, divergent interests of neighbouring countries and the absence of appropriate legal instruments were also discussed.

Keywords – *energy markets integration, EU law, network codes*

Wprowadzenie

Sekwencja wprowadzania wspólnego rynku energii w Unii Europejskiej obejmuje wdrożenie w pierwszej kolejności rynków regionalnych. Wiąże się to ze zmianami w zakresie unijnego prawa energetycznego, które będą miały znaczące konsekwencje dla krajowego porządku prawnego. Wpływ ten jest dość oczywisty, jeżeli chodzi o konieczność transpozycji przepisów dyrektyw, ale daleko idące zmiany będą wprowadzane również w kodeksach sieciowych, które choć dotyczą przede wszystkim kwestii transgranicznych, to obejmują również krajowe rozwiązania prawne. Cały proces tworzenia rynków

regionalnych ma oczywiście istotne znaczenie nie tylko z punktu widzenia przepisów prawa, ale przede wszystkim ze względów ekonomicznych i technicznych, które są jednak poza zakresem niniejszego opracowania. Celem autora jest przedstawienie stanu integracji rynków w świetle przepisów prawa UE.

Regulacje UE dotyczące integracji regionalnych rynków energii

Uregulowania dotyczące możliwości integrowania się na poziomie regionalnym krajowych rynków energii poszczególnych państw członkowskich UE zawarte są w aktach prawnych wchodzących w skład tzw. trzeciego pakietu liberalizacyjnego¹. Zarówno w Dyrektywie 2009/72 (elektrycznej) [1], jak i Dyrektywie 2009/73 (gazowej) [2], zawarte są przepisy normujące możliwość podejmowania inicjatyw regionalnych zmierzających do pogłębienia wzajemnej integracji rynków energii sąsiadujących ze sobą niektórych państw członkowskich.

Zgodnie z preambułami obu dyrektyw (pkt 58 Dyrektywy 2009/72, pkt. 56 Dyrektywy 2009/73), „państwa członkowskie powinny sprzyjać integracji swoich krajowych rynków oraz współpracy operatorów systemu na poziomie wspólnotowym i regionalnym” [1], [2]. Dodatkowo, w preambule do Dyrektywy 2009/73 podkreśla się regionalny wymiar solidarności państw członkowskich w obliczu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw (pkt. 55 preambuły).

W zakresie rozwiązań normatywnych kluczowy dla wskazania legislacyjnych podstaw prowadzenia współpracy w zakresie regionalnej integracji rynków energii jest art. 6 Dyrektywy 2009/72 oraz art. 7 Dyrektywy 2009/73. Zgodnie tymi przepisami, państwa członkowskie, w tym organy regulacyjne rynków energii, powinni wzajemnie współpracować w celu integracji odpowiednich rynków krajowych na jednym lub wielu poziomach regionalnych, przy czym taka integracja regionalna ma stanowić pierwszy krok na drodze budowy w pełni zliberalizowanego rynku wewnętrznego energii.

Współpraca taka może w szczególności obejmować następujące aspekty:

- promocję i ułatwienie współpracy operatorów systemów przesyłowych na poziomie regionalnym, w tym w kwestiach transgranicznych, w celu utworzenia konkurencyjnego rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu ziemnego;
- działania na rzecz wzajemnej spójności ram prawnych, regulacyjnych i technicznych;

¹ Na Trzeci Pakiet Energetyczny (liberalizacyjny) składają się akty prawne podane w bibliografii: [1]-[5].

- ułatwienie integracji systemów odizolowanych tworzących wyspy energetyczne na terytorium UE.

Na podstawie Rozporządzenia nr 713/2009 [3] została utworzona Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Agency for Cooperation of Energy Regulators, ACER), która w świetle art. 6 ust. 2 Dyrektywy 2009/72 i art. 7 ust. 2 Dyrektywy 2009/73 została upoważniona do koordynowania współpracy między krajowymi organami regulacyjnymi w zakresie wdrażania projektów zakładających pogłębioną integrację regionalnych rynków energii, w szczególności w zakresie zapewnienia zgodności ram regulacyjnych między regionalnymi rynkami energii.

W zakresie współpracy regionalnej, odpowiednie kompetencje, dotyczące rozwoju rynków regionalnych energii elektrycznej i gazu, zostały również przyznane operatorom sieci przesyłowych (art. 17 Dyrektywy 2009/72 i art. 17 Dyrektywy 2009/73) oraz organom regulacyjnym (art. 36 Dyrektywy 2009/72 i art. 40 Dyrektywy 2009/73).

Specyficznym przepisem właściwym tylko dla dyrektywy gazowej jest norma zawarta w art. 6, dotycząca promowania regionalnej i dwustronnej solidarności w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

W szczególności, współpraca w tym zakresie może obejmować:

- koordynację krajowych przepisów dotyczących postępowania w wypadkach nadzwyczajnych, o których mowa w art. 8 Dyrektywy Rady 2004/67/WE z 26 kwietnia 2004 roku dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego [6, s. 92];
- identyfikację oraz w razie konieczności budowę lub modernizację wzajemnych połączeń elektroenergetycznych i gazowych;
- warunki oraz praktyczne sposoby pomocy wzajemnej.

Analizując przepisy dyrektyw i w dalszej części również innych aktów prawnych, należy zwrócić uwagę, że wpływ regulacji UE na kształtowanie rynków regionalnych ma złożone implikacje dla funkcjonowania i regulacji rynków krajowych.

W literaturze podkreśla się, że zintegrowany rynek, z rozwijającymi się inwestycjami zwiększającymi możliwości wymiany transgranicznej i rozwiązaniami regulacyjnymi mającymi na celu bardziej efektywne wykorzystanie alokacji powoduje, że również wybory poszczególnych państw dotyczące ich *energy mix*, będą miały międzynarodowe implikacje. Będą one dotyczyły cen energii elektrycznej, gazu ziemnego, poziomu bezpieczeństwa dostaw, czy też cen uprawnień do emisji. Jednocześnie będą brane pod uwagę w decyzjach inwestycyjnych międzynarodowych firm energetycznych [7, s. 12]. Z tego punktu widzenia, należy zwrócić uwagę na możliwe konsekwencje dla opartego na

jednostkach węglowych polskiego systemu elektroenergetycznego w kontekście sąsiedztwa z systemem niemieckim – podporządkowanym polityce rozwijania odnawialnych źródeł niskoemisyjnych w ramach polityki *Energiewende* [8, s. 128]. Budowa rynków regionalnych w Europie Środkowej i Wschodniej ma swoją charakterystykę związaną choćby z większą wrażliwością na realizację polityki klimatycznej Unii Europejskiej [9, s. 41]. Ta specyfika powinna być uwzględniana w zakresie realizacji celów energetycznych UE, zgodnie z zasadą subsydiarności.

Kodeksy sieci

Zgodnie z art. 8 ust. 7 Rozporządzenia 714/2009 [4], kodeksy sieci są opracowywane w celu uregulowania transgranicznych aspektów korzystania z sieci elektroenergetycznych oraz zasad integracji rynków energii elektrycznej. Tym samym nie wpływają na prawa państw członkowskich do ustanowienia krajowych kodeksów sieci niemających wpływu na handel transgraniczny. Z punktu widzenia wdrażania projektów w ramach inicjatyw regionalnych największe znaczenie mają kodeksy sieci w zakresie dotyczącym alokacji zdolności, zarządzania ograniczeniami oraz bilansowania. Dotyczy to czyli przede wszystkim kodeksu NC CACM (Network Code on Capacity Allocation & Congestion Management) [10].

Proponowane w NC CACM nowe modele zakładają rozłożenie w czasie całego procesu wdrażania. Model rynku energii elektrycznej, proponowany do wprowadzenia w wyniku implementacji Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) jest oparty na czterech podstawowych elementach obejmujących:

1. Rynek dnia następnego (*day-ahead market*) jako rynek hurtowy, w ramach którego wytwórcy, przedsiębiorstwa obrotu oraz odbiorcy końcowi składają oferty kupna i sprzedaży energii elektrycznej z dostawą w dniu następnym;
2. Rynki dnia bieżącego (*intraday markets*) umożliwiające uczestnikom rynku handel energią elektryczną w czasie zbliżonym do rzeczywistego terminu dostawy;
3. Skoordynowane podejście do wyznaczania dostępnej zdolności przesyłowej, wraz z wdrożeniem metody opartej na przepływach (*flow based*) w celu najefektywniejszego wykorzystania międzysystemowych połączeń przesyłowych;
4. Zdefiniowanie stref cenowych na podstawie przejrzystych kryteriów odzwierciedlających konieczność zapewnienia bezpieczeństwa systemu i potrzebę wspierania rozwoju konkurencji. Pod pojęciem strefy cenowej rozumie się największy obszar, na którym uczestnicy rynku mogą prowadzić obrót energią elektryczną

bez konieczności nabywania przepustowości przesyłowej dla zrealizowania zawartych transakcji.

Alokacja praw przesyłowych na rynku dnia następnego opiera się na mechanizmie *price market coupling*. Sam *market coupling* jest sposobem łączenia rynków energii elektrycznej polegającym na łączeniu ofert sprzedaży i zakupu energii z dwóch lub kilku rynków z uwzględnieniem zdolności przesyłowej dostępnej na połączeniach tych rynków. W ramach tego mechanizmu w jednym procesie są wyznaczane ceny energii elektrycznej na rynkach, pomiędzy którymi odbywa się alokacja zdolności przesyłowych (wspólny mechanizm wyznaczania ceny).

Przyjęty – wspólny na poziomie UE algorytm – ma pozwolić na jednoczesne określenie przepływów i cen we wszystkich strefach cenowych. W danej strefie cenowej wyznaczana jest tylko jedna cena dla wszystkich transakcji handlowych, natomiast ceny pomiędzy poszczególnymi strefami mogą się różnić tylko w przypadku występowania ograniczeń przesyłowych. Obrót energią elektryczną i alokacja przepustowości odbywa się w formule *implicit* (tj. obejmującej dwa produkty: przepustowość i energię elektryczną).

Modelem docelowym alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego są aukcje niejawne typu *implicit* prowadzone w trybie notowań ciągłych. Tak jak w przypadku rynku *day-ahead*, aukcje niejawne opierają się na założeniu, że energia elektryczna jako towar jest nabywana wraz ze zdolnością przesyłową. Docelowo alokacja ma być prowadzona na wspólnej pan-europejskiej platformie, a proces wdrażania platformy będzie nadzorowany przez European Network of Transmission System Operators (ENSTO-E) we współpracy z giełdami energii.

NC CACM zakłada przeprowadzenie przez operatorów systemów przesyłowych przeglądu obecnych stref cenowych, pokrywających się najczęściej z granicami politycznymi państw członkowskich Unii Europejskiej, i ich ewentualnej zmiany w przypadku występowania ograniczeń sieciowych wewnątrz tych stref. Przykładem takiego działania, zrealizowanego na skutek działań podjętych przez Komisję Europejską po wejściu w życie [10] w sierpniu 2015 roku, był podział Szwecji na cztery strefy cenowe dokonany jesienią 2015 roku.

Kolejnym istotnym kodeksem, który dotyczy alokacji zdolności długoterminowej jest FCA NC (Network Code on Forward Capacity Allocation). Zgodnie z docelowym modelem długoterminowa alokacja mocy może odbywać się w ramach fizycznych praw przesyłowych z uwzględnieniem zasady „wykorzystaj lub sprzedaj” lub finansowych

praw przesyłowych, a tam, gdzie rynki energii elektrycznej charakteryzują się dużą płynnością – na podstawie innych instrumentów będących przedmiotem obrotu na rynkach finansowych umożliwiającym zabezpieczenie uczestnika rynku. FCA NC przechodzi obecnie fazę uzgodnień między Parlamentem Europejskim i Radą Unii Europejskiej, po przyjęciu wspólnego projektu przez państwa członkowskie [11].

Z kolei kluczowym skutkiem wdrożenia kodeksu sieciowego w zakresie bilansowania energii elektrycznej – NC EB (Network Code on Electricity Balancing) – będzie wykształcenie rynku bilansowego opartego na niedyskryminacyjnych i powszechnych zasadach, dostępnego dla wszystkich potencjalnych dostawców usług bilansujących, w tym takich, którzy działają w oparciu o sterowanie reakcjami strony popytowej oraz niesterowalne i zmienne źródła odnawialne.

NC EB przewiduje możliwość jednoczesnego funkcjonowania dwóch modeli rynku bilansującego, tj.:

- 1) opartego na centralnym dysponowaniu jednostkami wytwórczymi przez operatora systemu przesyłowego (*central-dispatch model*), oraz
- 2) opartego na dysponowaniu jednostkami wytwórczymi przez wytwórców (*self-dispatch model*).

NC EB zakłada możliwość przyznania krajowym operatorom sieci przesyłowej derogacji w zakresie wdrażania jego postanowień na poziomie krajowym, na okres nie dłuższy niż 2 lata. NC EB zakłada także możliwość zdefiniowania przez właściwego operatora systemu przesyłowego produktów niestandardowych, o ile są one niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa operacyjnego systemu.

Wykorzystanie ofert bilansujących ze wspólnego rejestru zleceń (*Common Merit Order*) może być uwarunkowane ograniczeniami w sieci operatorów systemów przesyłowych oraz bezpieczeństwem operacyjnym sieci, a także dostępnymi zdolnościami przesyłowymi w wymianie międzysystemowej. Proponowany mechanizm bilansujący opiera się na wymianie usług systemowych pomiędzy operatorami systemów przesyłowych. Oznacza to, że dostawcy tych usług (wytwórcy, odbiorcy energii) nie będą mogli ich oferować bezpośrednio innemu (zagranicznemu) operatorowi systemu przesyłowego. Projekt kodeksu NC EB jest obecnie przedmiotem prac w Komisji Europejskiej, po rekomendowaniu jego przyjęcia przez ACER [12].

Mimo zastrzeżenia, że kodeksy sieci mają z natury rzeczy odnosić się do sfery transgranicznej, będą one w znaczący sposób oddziaływały na kształtowanie się krajowego porządku prawnego. Będzie to dotyczyło nie tylko wymiaru transgranicznego funkcjonowania rynku energii, ale również powiązanych z nim regulacji dotyczących krajowych

systemów przesyłowych. W przypadku wielu rozwiązań, trudno zresztą te kwestie rozgraniczyć.

Inicjatywy Regionalne

Przywołane na początku niniejszego opracowania przepisy zawarte w dyrektywach trzeciego pakietu stanowią podstawę prawną dla realizacji inicjatyw regionalnych, których początki sięgają roku 2006. Wówczas European Regulators Group for Electricity and Gas (EREG) podjęła wysiłki w celu skoordynowania współpracy między krajowymi organami regulacyjnymi, operatorami systemów przesyłowych oraz innymi zainteresowanymi podmiotami w zakresie wdrażania dobrowolnego procesu integracji rynków energii na poziomie regionalnym, jako pośredni etap na drodze tworzenia prawidłowo funkcjonującego wewnętrznego rynku energii (IEM – *Internal Energy Market*) w Unii Europejskiej.

Idea stworzenia, a następnie wspierania inicjatyw regionalnych, wypływa z przekonania, że dla właściwego wdrożenia zasad IEM konieczne jest nie tylko wypracowanie i dbanie o właściwe stosowanie przepisów na poziomie wspólnotowym, ale również stymulowanie oddolnych projektów zakładających stosowanie reguł właściwych dla IEM w początkowo mniejszym (terytorialnie) zakresie (tzw. podejście *bottom up*). Jednocześnie inicjatywy regionalne zapewniają możliwość przetestowania w praktyce (i skorygowania) rozwiązań proponowanych i projektowanych do stosowania w całej UE w ramach IEM [13, s. 7], [14].

Jednym ze sposobów na integrowanie rynków dnia następnego energii elektrycznej, funkcjonujących na co dzień w różnych obszarach cenowych, jest wspomniane łączenie rynków. W ramach modelu łączenia rynków w oparciu o wspólne wyznaczanie ceny (*price coupling*), dzienna przepustowość transgraniczna między różnymi obszarami cenowymi nie jest alokowana (np. w drodze aukcji) jako samodzielny produkt (bez energii elektrycznej), czyli w trybie *explicit*, ale jest wiązana razem z energią elektryczną przesyłaną przez punkty międzysystemowe i oferowana na giełdach energii w ramach obu obszarów cenowych (tzw. aukcje *implicit*). W konsekwencji, uczestnicy obrotu na giełdach energii, kupując i sprzedając energię podlegającą obrotowi transgranicznemu, automatycznie zawierają transakcje dotyczące przepustowości międzysystemowej, niezbędnej do przesłania tej energii elektrycznej z jednego obszaru rynkowego na drugi.

Głównym celem tej metody alokowania przepustowości jest maksymalizacja całkowitej korzyści ekonomicznej dla wszystkich uczestników obrotu transgranicznego:

tańsze metody wytwarzania energii elektrycznej w jednym z państw (obszarów rynkowych) mają z założenia zaspokajać popyt i obniżyć ceny w państwie (obszarze rynkowym) sąsiednim, z wyższymi kosztami wytwarzania. O ile przepustowość międzysystemowa jest wystarczająca dla wszystkich chętnych oferujących kupno lub sprzedaż energii elektrycznej podlegającej obrotowi transgranicznemu, ceny w państwach sąsiadujących powinny dążyć do zrównania.

Docelowym modelem rynku energii elektrycznej w UE w zakresie rynku dnia następnego ma być EPC (European Price Coupling), w ramach którego równocześnie określane są cena i wolumen, w oparciu o zasadę ceny krańcowej. Takie rozwiązanie wymusza konieczność wspólnych ustaleń pomiędzy giełdami energii oraz operatorami przesyłowymi w zakresie:

- obliczenia dostępnej przepustowości;
- ustalenia algorytmu przydziału przepustowości i określenia jego ograniczeń;
- wzajemnych rozliczeń finansowych zarówno między samymi giełdami energii, jak i między giełdami a operatorami [15].

Jeżeli chodzi o rynek ciąglej *intraday*, to ma on na celu umożliwić prowadzenie ciągłej wymiany między poszczególnymi rynkami w czasie maksymalnie zbliżonym do terminu dostawy. Prowadzenie obrotu transgranicznego w systemie ciągłym ma umożliwić uczestnikom rynku bieżące dostosowywanie swoich pozycji do większości zdarzeń wpływających na wolumen popytu i podaży energii elektrycznej, poprzez wykorzystanie dostępu do różnych rynków oraz ich zróżnicowanej płynności. Dzięki temu możliwa jest maksymalizacja korzyści po obu stronach obrotu, ponieważ zwiększają się szanse na to, by w każdym czasie znaleźć korzystną ofertę sprzedaży lub kupna energii elektrycznej. Możliwość najbardziej korzystnego dostosowania swoich pozycji do zmieniających się okoliczności wpływających na podaż i popyt, z natury rzeczy ułatwia i obniża koszty bilansowania systemu przez operatorów systemów przesyłowych, co ma niebagatelne znaczenie w kontekście rosnącego wolumenu generacji zmiennej i niesterowalnej.

Wspólne zasady alokacji transgranicznych praw przesyłowych

Celem przyjęcia wspólnych zasad alokacji jest wprowadzenie możliwości zabezpieczenia się przez uczestników rynku przed kosztami ograniczeń przesyłowych, poprzez ustanowienie wspólnej platformy oraz zharmonizowanych zasad obrotu długo- i średnioterminowymi prawami przesyłowymi w przypadku, gdy rynki finansowe nie są w stanie skutecznie zapewnić takiej możliwości. Zakłada się, że

wprowadzenie takiego rozwiązania ułatwi rozwój konkurencji między wytwórcami i przedsiębiorstwami obrotu działającymi na różnych obszarach rynkowych, umożliwiając im zarządzanie w długim terminie ryzykiem związanym z ograniczeniami przesyłowymi między tymi obszarami. Zgodnie z zamierzeniami, uzyskanie możliwości takiego zabezpieczenia powinno doprowadzić do zawierania przez podmioty z sąsiadujących obszarów rynkowych kontraktów długoterminowych, tak jak to mogą robić działając na jednym rynku. W szczególności, dotyczyć to może obszarów, na których takiej możliwości nie oferują lokalne rynki finansowe ze względu np. na niewielką płynność [15].

W związku z powyższym, zidentyfikowano cztery obszary prac, wymagające szczególnej uwagi:

- harmonizacja zasad alokacji,
- ustanowienie jednej platformy alokacji,
- harmonizacja procedur nominacji,
- ewentualne wprowadzenie instrumentów pochodnych opartych na prawie przesyłu FTR (Financial Transmission Rights).

Wprowadzanie metody kalkulowania zdolności musi być ściśle skoordynowane z procedurą łączenia rynków (*market coupling*). Ponadto wprowadzenie tej metody wymaga uprzedniego spełnienia następujących warunków:

- pełnej koordynacji zasad i metod ustalania danych;
- wykluczeniu ewentualnych negatywnych skutków dla bezpieczeństwa systemu;
- przeprowadzeniu analiz potwierdzających społeczne korzyści stosowania metody FB;
- zapewnienie wystarczającego czasu na przygotowanie się przez uczestników rynku na stosowanie nowej metody [16].

W tym kontekście należy zwrócić uwagę na opinię ACER nr 09/2015 z 23 września 2015 roku, dotyczącą zgodności obowiązujących zasad alokacji transgranicznych mocy przesyłowych stosowanych przez operatorów systemów przesyłowych z regionu CEE z przepisami Rozporządzenia nr 714/2009. W szczególności wymaga to uwzględnienia we wspomnianych zasadach (sankcjonowanych decyzjami regulatorów z Węgier, Słowenii, Słowacji i Austrii) połączonego rynku niemieckiego i austriackiego jako jednej strefy rynkowej, w ramach której nie istnieją żadne ograniczenia sieciowe (zwłaszcza na w punktach łączących systemy niemiecki i austriacki) [17].

W swojej opinii ACER wprost stwierdził, że niestosowanie skoordynowanego mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych na granicy między systemami niemieckim

i austriackim stoi w sprzeczności z art. 16 ust. 1 Rozporządzenia nr 714/2009 [4]. ACER wskazuje na konieczność podjęcia maksymalnych wysiłków w celu wdrożenia na granicy między systemami niemieckim i austriackim skoordynowanej, niedyskryminacyjnej metody alokacji przepustowości, w oparciu o mechanizm FB.

Opinia ACER dobrze obrazuje aktualne problemy związane z budowaniem regionalnego rynku energii elektrycznej w kontekście ich wpływu na funkcjonowanie krajowego rynku energii elektrycznej. Opinia nie ma charakteru wiążącego (ACER nie ma uprawnień w tym zakresie do wydawania aktów wiążących) i jest obecnie kontestowana przez jednego z adresatów zarówno z punktu widzenia merytorycznego jak i formalnego, według najlepszej wiedzy autora w ramach procedury odwoławczej wewnątrz ACER i przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

Rynek środkowoeuropejski należy uznać za kluczowy z punktu widzenia procesu budowy wspólnego rynku energii elektrycznej w UE [18, s. 17]. Realizacja ustaleń agencji ACER pozwoliłaby na rozwiązanie trudnej sytuacji dotyczącej wymiany transgranicznej w regionie Europy Środkowej i Wschodniej, choć trudno się spodziewać, że nastąpi to szybko.

Integracja rynków bilansujących energii elektrycznej

Silne zróżnicowanie modeli funkcjonowania krajowych rynków energii elektrycznej, a w szczególności stosowanych mechanizmów bilansowania podyktowane jest przede wszystkim rodzajem dostępnych źródeł energii pierwotnej oraz rozstrzygnięciami politycznymi. Mimo dokonującego się postępu, zmiana mechanizmów bilansowania systemów elektroenergetycznych jest szczególnie trudna z uwagi na konieczność zapewnienia realizacji kluczowej funkcji zarządzania częstotliwością w czasie rzeczywistym.

Docelowy model w zakresie integracji rynków bilansujących opiera się na trzech głównych zasadach:

- 1) zminimalizowanie potrzeb bilansowania poprzez stosowanie odpowiednich zachęt dla podmiotów bilansujących (BRP – Balancing Responsible Parties);
- 2) skuteczne działania bilansujące realizowane przez operatorów systemów przesyłowych;
- 3) stymulowanie konkurencji między dostawcami usług bilansujących (BSP, Balance Service Provider) [15].

Zwiększenie niezawodności funkcjonowania krajowych rynków bilansujących w połączeniu z rozwojem możliwości bilansowania międzysystemowego ma kluczowe znaczenie dla zintegrowania z systemami elektroenergetycznymi państw członkowskich wrażliwych wolumenów energii wytwarzanej z nieprzewidywalnych i nieregulowanych źródeł OZE. Wynikający ze stopniowego wprowadzania możliwości bilansowania międzysystemowego wzrost płynności na rynku powinien prowadzić także do ograniczenia ewentualnych zakłóceń na rynku i obniżyć bariery wejścia dla nowych uczestników rynku. Operatorzy systemów przesyłowych zyskają z kolei zwielokrotnione i pewniejsze instrumenty minimalizowania skutków nieprzewidzianych incydentów wpływających na pracę ich sieci.

Stopniowa integracja rynków bilansujących powinna pozwolić na zrealizowanie następujących celów:

- zwiększenie obecnego poziomu bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną;
- ograniczenie skutków wysokiego poziomu koncentracji na krajowych rynkach bilansujących;
- dostarczenie uczestnikom rynku bardziej efektywnych sygnałów cenowych i zachęt i w konsekwencji wzrost efektywności i ograniczenie całkowitych kosztów bilansowania systemów elektroenergetycznych państw członkowskich [15].

W celu podjęcia konkretnych działań zmierzających do przetestowania możliwości w zakresie integracji rynków bilansujących ACER wraz z ENTSO-E dokonali selekcji projektów pilotażowych [19].

W następstwie konkluzji Forum Florenckiego z listopada 2014 roku, powołano także tzw. Balancing Stakeholder Group (BSG), której zadaniem ma być wdrożenie rozporządzenia w sprawie bilansowania energii elektrycznej (kodeksu sieciowego). BSG ma zapewnić ACER i ENTSO-E możliwość konsultacji i dyskusji z uczestnikami rynków i innymi zainteresowanymi podmiotami w zakresie sposobów wdrożenia rozporządzenia w sprawie bilansowania oraz projektów kryteriów, warunków i metodologii, które będą opracowywane przez operatorów systemów przesyłowych w następstwie wejścia w życie rozporządzenia dot. bilansowania energii elektrycznej. W szczególności BSG ma się zająć propozycjami wdrażania ww. rozporządzenia na szczeblu regionalnym.

Podsumowanie

Budowa wspólnego rynku energii odbywa się poprzez tworzenie warunków rozwoju rynków regionalnych. Towarzyszy temu trudny i złożony proces uzgadniania kodeksów sieci, których głównym zadaniem jest likwidacja ograniczeń w zakresie wymiany transgranicznej. Spośród nich najistotniejsze są kodeksy sieci w zakresie dotyczącym alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami oraz bilansowania. Ich wdrażanie będzie miało wieloaspektowy wpływ na krajowy rynek energii, który nie będzie ograniczony wyłącznie do funkcjonowania krajowego systemu przesyłowego, ale również będzie oddziaływał choćby na ocenę rentowności inwestycji w sektorze wytwarzania, wybory technologiczne dotyczące źródeł, czy też na rynek hurtowy energii elektrycznej.

Istotnym elementem budowania wspólnego rynku jest również konieczność uzyskania zgody zaangażowanych państw członkowskich co do przyjmowania wspólnych rozwiązań. O taką zgodę póki co trudno ze względu na rozbieżne interesy tych państw. Opinia agencji ACER, o której była mowa w niniejszym artykule, dobrze obrazuje ten problem jak również to, że w systemie prawa unijnego, nie ma w tej chwili właściwych instrumentów prawnych, pozwalających na skuteczne rozwiązywanie problemów i sporów w wymiarze transgranicznym. Kwestia instrumentów prawnych działania ACER jest jednym z istotnych pytań dotyczących unormowań zapowiadanych nowych regulacji w zakresie funkcjonowania rynku energii w Unii Europejskiej.

Bibliografia

- [1] Dyrektywa 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE
- [2] Dyrektywa 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE
- [3] Rozporządzenie (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
- [4] Rozporządzenie (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003

- [5] Rozporządzenie (WE) Nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005
- [6] Dyrektywa Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, Dz.U. WE nr L 127 z 29 kwietnia 2004 roku
- [7] Jong De J., Groot K. (2013), *A Regional EU Energy Policy?*, CIEP Paper No. 2013/06, Clingendael International Energy Programme, Hague
- [8] Puka L., Szulecki K. (2014), *The politics and economics of cross-border electricity infrastructure: A framework for analysis*, „Energy Research & Social Science” No. 4
- [9] Pronińska K. (2013), *Wpływ współpracy energetycznej krajów Europy Środkowej na regionalne bezpieczeństwo energetyczne i politykę energetyczną UE*, „Zeszyty Natolińskie” nr 51, Warszawa
- [10] Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, Dz. Urz. UE nr L 197 z 25 lipca 2015 roku
- [11] Network Code on Forward Capacity Allocation (FCA), portal ENTSO-E, <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/forward-capacity-allocation/Pages/default.aspx>
- [12] Network Code on Electricity Balancing (EB), portal ENTSO-E, <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/electricity-balancing/Pages/default.aspx>
- [13] Swora M. (2010), *Polska w procesie integracji europejskich rynków energii*, „Rynek Energii” nr I(V)
- [14] Regional Initiatives, portal Agency for the Cooperation of Energy Regulators, http://www.acer.europa.eu/Electricity/Regional_initiatives/Pages/default.aspx
- [15] Regional Initiatives Status Review Report 2014, (2014), Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Ljubljana, http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/acer%20regional%20initiatives%20status%20review%20report%202014.pdf
- [16] ACER Coordination Group for Electricity Regional Initiatives ERI Progress Report #3 April 2015–September 2015, http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/3rd%20eri%20progress%20report.pdf

- [17] Opinion of ACER No 09/2015 of 23 September 2015 on the compliance of National Regulatory Authorities' decisions approving the methods of allocation of cross – border transmission capacity in Central – East Europe region with Regulation (EC) No 714/2009 and the Guidelines on the management and allocation of available transfer capacity of interconnections between national systems contained in Annex I thereto, http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf
- [18] Karan M.B., Kazdagli H. (2011), *The Development of Energy Markets in Europe*, w: *Financial Aspects in Energy*, (eds.) Dorsman A., Westerman W., Karan M.B., Arslan Ö., Springer-Verlag Berlin–Heidelberg
- [19] An overview of Europe's cross border balancing projects, ENTSO-E, [http://acernet.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Stakeholder_involvement/AESAG/3rd_AESAG_Meeting/3.1%20ENTSO-E%20\(Kekkonen\)%20Balancing%20NC.pdf](http://acernet.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Stakeholder_involvement/AESAG/3rd_AESAG_Meeting/3.1%20ENTSO-E%20(Kekkonen)%20Balancing%20NC.pdf)