

POLSKA W PROCESIE INTEGRACJI EUROPEJSKICH RYNKÓW REGIONALNYCH

Mariusz Swora

Słowa kluczowe: proces integracji Polski z UE, rynki regionalne, giełdy energii, płynność i przejrzystość rynku hurtowego, wskaźnik zmiany sprzedawcy, mapa drogowa uwolnienia cen energii elektrycznej, organ regulacji, operator systemu przesyłowego

Streszczenie. Obecne miejsce Polski na mapie europejskiego rynku energii elektrycznej to wypadkowa procesów, na który największy wpływ miała integracja Polski z UE. Rozwój konkurencji na polskim rynku energii elektrycznej przebiega mozolnie, ale jest procesem nieodwracalnym. Cechą charakterystyczną jest to, że każdy program pro-rynkowy uruchamia procesy zachowawcze sektora elektroenergetyki, co wydłuża czas jego wdrażania i obniża efektywność. Na mapie UE Polska nie jest odosobniona, z tym jednak zastrzeżeniem, że z wyjątkiem systemów odizolowanych, proces integracji, zwłaszcza regionalnej, staje się faktem. Polski rynek energii elektrycznej należy do dwóch rynków regionalnych: północnego i środkowo-wschodniego. Są to rynki o zróżnicowanej strukturze i stopniu dojrzałości. W interesie polskiego odbiorcy, bezpieczeństwa energetycznego i zrównoważonego rozwoju jest aktywny udział w tym obszarze i wykorzystanie zmian wprowadzanych w III pakiecie liberalizacyjnym. Zrównoważenie interesów odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych poprzez skuteczne mechanizmy zapewniające konkurencję na rynku hurtowym i rynku detalicznym powinno być celem do osiągnięcia przed wdrożeniem kolejnego pakietu działań, którego znaczenie ma wymiar regionalny i europejski. Brak dbałości o kompletność programu reform i ich skuteczność, staje się źródłem bezproduktywnych kosztów i rozczarowań społecznych.

1. WSTĘP

Proces liberalizacji rynku energii elektrycznej prowadzony od ponad trzydziestu lat jest konsekwencją krytycznej refleksji związanej z kryzysem energetycznym lat siedemdziesiątych ubiegłego wieku. Proces ten zmienił monopolistyczne struktury kontrolujące cały łańcuch pozyskania, przetwarzania i dostarczania energii, w struktury o zróżnicowanym profilu działalności (w różnym stopniu regulowane przez państwo) i o różnych formach własności. W wyniku tych zmian wytwórcy prywatni i publiczni oraz sprzedawcy, mogą konkurować o odbiorcę korzystając z regulowanej infrastruktury sieciowej. W procesie tych zmian ustanowiono instytucje regulacyjne i wykorzystano środki takie jak: zasada TPA (dostęp stron trzecich – z j. ang. *Third Party Access*), rozdział księgowy, prawny i właścicielski (*unbundling*), kontrole fuzji i połączeń firm na poziomie poszczególnych państw i regionów, programy pomocy publicznej oraz szereg innych instrumentów, ułatwiających odbiorcy dostęp do konkurencyjnych ofert sprzedaży energii i gazu ziemnego.

Liberalizacji rynków energii w państwach członkowskich UE towarzyszy jednocześnie proces ich integracji. Regulacje pierwszych i drugich dyrektyw rynkowych [1], [2] nie były wystarczająco efektywne do osiągnięcia wspólnego celu w postaci zliberalizowanego, w pełni konkurencyjnego, wspólnego europejskiego rynku energii elektrycznej. Kolejne zmiany przyniósł III pakiet liberalizacyjny, uchwalony przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej w 2009 r., obejmujący (w zakresie energii elektrycznej) tzw. trzecią dyrektywę rynkową (dalej: dyr.

2009/72), rozporządzenie przesyłowe (dalej: rozp. 714/2009) oraz rozporządzenie ustanawiające Agencję ds. współpracy organów regulacji energetyki (dalej: rozp. 713/2009) [3]. Regulacje te, oparte na współpracy i solidarności energetycznej państw członkowskich, mają być środkami realizacji celów polityki energetycznej Wspólnoty. Realizacja tych celów, w zakresie wynikającym ze wspomnianych przepisów, została powierzona krajowym organom regulacyjnym, operatorom systemów przesyłowych i ich zrzeszeniom – ENTSO, z jednoczesnym wymogiem ustanowienia ich niezależności.

Oprócz wyraźnego odwołania się do zasady niezależności politycznej organów regulacyjnych, na podkreślenie zasługuje istotne zwiększenie uprawnień, w tym wyraźne wskazanie (art. 36 lit. a dyr. 2009/72), że celem ustanowienia organu regulacyjnego jest cyt: *promowanie, w ścisłej współpracy z Agencją, organami regulacyjnymi innych państw członkowskich oraz Komisją, konkurencyjnego, bezpiecznego i zrównoważonego pod względem środowiskowym rynku wewnętrznego energii elektrycznej we Wspólnocie, jak również skutecznego otwarcia rynku dla wszystkich odbiorców i dostawców we Wspólnocie oraz zapewnienie właściwych warunków wydajnej i niezawodnej eksploatacji sieci energii elektrycznej, przy uwzględnieniu celów długoterminowych*. Realizacji tych celów jest podporządkowany inny cel postawiony przez prawodawcę europejskiego przed krajowymi organami regulacyjnymi w postaci rozwoju konkurencyjnych i właściwie funkcjonujących rynków regionalnych we Wspólnocie (art. 36 lit. a dyr. 2009/72). Normując takie cele organów regulacyj-

nych prawodawca europejski dał wyraz temu, że budowanie wspólnego rynku energii ma rozwijać się nie tylko w formule *top – down*, ale również oddolnie – na zasadzie *bottom – up*. Tym samym dobrowolna do tej pory współpraca w ramach rynków regionalnych zyskała walor normatywny, o czym będzie jeszcze mowa przy okazji uwag na temat rozp. 714/2009 [patrz pkt 3. nin. artykułu].

Przegląd wyników reform rynkowych w poszczególnych państwach członkowskich UE [5] pokazuje, że te same zasady i narzędzia przynoszą jednak różne efekty, na co wpływ mają również uwarunkowania regionalne. Opracowania Komisji Europejskiej i Europejskiej Grupy Regulatorów ds. Rynku Energii Elektrycznej i Rynku Gazu Ziemnego (ERGEG) dostarczają corocznie analiz, umożliwiających ocenę rozwoju konkurencji na poszczególnych rynkach państw członkowskich oraz ocenę możliwości odbiorców w zakresie korzystania z ich praw. Porównanie polskiego rynku z rynkami innych państw członkowskich pozwala ocenić skuteczność dotychczas prowadzonych reform. Jest tym samym przyczynkiem do oceny efektywności blisko czterdziestu nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych, przygotowywanych w czasochłonnym procesie legislacyjnym przez zespoły urzędników, parlamentarzystów i ekspertów.

Badania porównawcze pokazują, że w Polsce efekty wysiłku na rzecz konkurencyjnego, bezpiecznego i zrównoważonego rynku energii są ciągle wątpliwe [7]. Można postawić tezę, iż podstawową barierą jest tutaj silny opór branży energetycznej dążącej do utrzymania *status quo*, który zyskuje przewagę nad ogólnym interesem społeczno-gospodarczym. To zjawisko nie jest zresztą wyłączną domeną Polski. W pewnym sensie odpowiedzią na to zjawisko, która niesie ze sobą nadzieję na odpolitycznienie procesu reform prorynkowych w energetyce są unormowania zawarte w regulacjach III pakietu liberalizacyjnego, w którym zadania integracji rynków regionalnych w celu budowania solidarnej i bezpiecznej europejskiej energetyki, zostają powierzone w głównej mierze niezależnym organom regulacyjnym.

2. KRÓTKI RYS ROZWOJU KONKURENCJI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

Historia kilkunastu lat reformowania sektora elektroenergetyki w Polsce i wdrażania mechanizmów konkurencji na rynku energii elektrycznej, wskazuje na brak konsekwencji i skuteczności w jej wprowadzaniu. Koszty programów, które nie zostały w pełni zrealizowane, działania, które zostały zaniechane lub wprowadzone bez dbałości o sekwencję zdarzeń, wydłużanie procesu legislacyjnego (zwłaszcza w zakre-

sie implementacji przepisów prawa europejskiego), ponoszą odbiorcy, jeżeli przyjąć, że to oni mają być głównymi beneficjentami procesów konkurencyjnych. Dokonywanym zmianom można łatwo zarzucić brak konsekwencji i brak spójności aksjologicznej. Dotyczy to zarówno sfery prawa jak i polityki [14]. I tak, ustawa – Prawo energetyczne, uchwalona w 1997 r. była swoistym podsumowaniem zmian sektora elektroenergetycznego, które miały miejsce w procesie głębokich reform, po zmianie systemu gospodarczo-politycznego w Polsce, z niezależnym organem regulacji [19]. Jednocześnie jednak wprowadzono kontestowany mechanizm regulacji oparty o tzw. koszty uzasadnione i nastąpiła eksplozja kontraktów długoterminowych (KDT) zawartych przez wytwórców z operatorem jako jedynym nabywcą (tzw. *single buyer*). W momencie, w którym w Europie panował *consensus* w zakresie niezależności organów regulacyjnych, ustawodawca zdecydował się na odejście od tego modelu w duchu centralizmu, i jak do tej pory nie zdecydował się na przywrócenie regulatorowi formalnych gwarancji niezależności [15].

Niewątpliwie rozwiązaniem prorynkowym było powołanie w 1999 r. giełdy energii i wdrożenie rynku bilansującego. W toku ewolucji zabrakło jednak konsekwencji – rynek giełdowy jest w Polsce do tej pory marginalizowany.

W kolejnym etapie rozwoju rynku, wdrażając tzw. II. pakiet liberalizacyjny przeprowadzono wydzielenie prawne operatorów systemów dystrybucyjnych oraz wydzielenie właścicielskie (lub raczej *quasi-właścicielskie*) operatora systemu przesyłowego. W tym okresie nastąpiło również rozwiązanie kontraktów długoterminowych (KDT), które z założenia miało skutkować większą konkurencją [16]. Z drugiej strony okres ten wyznaczony był poprzez konsolidację pionową i utworzenie czterech, pionowo zintegrowanych grup z podmiotem o pozycji dominującej na rynku (z *premią* – ponad 6 mld zł w programie pomocy publicznej pokrywania tzw. kosztów osieroconych). Brak konkurencji wynikający z *zamknięcia* handlu energią w grupach skonsolidowanych, powoduje podstawowe problemy w zakresie rozliczania pomocy publicznej, która miała być rekompensatą za straty ponoszone przez wytwórców – stron KDT, wynikające z ich uczestnictwa w procesach rynkowych.

W bieżącym roku uchwalono obszerną nowelizację ustawy – Prawo energetyczne [19], która, oprócz unormowań implementujących dyrektywę o bezpieczeństwie [4], zawiera również przepisy dotyczące wprowadzenia obowiązku uczestnictwa w obrocie giełdowym m.in. dla wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu rozwiązania KDT. Uczestnictwo w obrocie giełdowym miało być gwarancją prawidłowego rozliczenia wspomnianej po-

mocy (na marginesie można jedynie wyrazić zdziwienie faktem, iż ustawodawca nie wprowadził takiego obowiązku normując ustawę o rozwiązaniu KDT). Na ocenę efektów nowelizacji w zakresie realizacji wspomnianego obowiązku jest jeszcze przedwcześnie, chociaż wyniki monitoringu zachowań wytwórców, przeprowadzonego przez Prezesa URE, wskazują na zawieranie umów długoterminowych sprzedaży energii z bloków obecnie eksploatowanych oraz planowanych inwestycji. Praktyka działania przedsiębiorstw energetycznych idzie więc w innym kierunku niż przepisy prawa. Wydaje się, że owa praktyka jest kolejnym przejawem lekceważenia woli ustawodawcy przez sektor energetyczny.

Historia wspomnianej nowelizacji jest kolejnym przejawem słabości procesu legislacyjnego w energetyce. Przedłużające się prace legislacyjne nad rozwiązaniami, które miały: (i) poprawić płynność rynku hurtowego i zapewnić rozliczenia programu pomocy publicznej w skonsolidowanej strukturze sektora, (ii) wzmocnić pozycję regulatora i uzbroić go w narzędzia regulacyjne adekwatne do sytuacji na rynku oraz (iii) wzmocnić pozycję odbiorcy na rynku (cele deklarowane na różnym etapie procesu legislacyjnego w oficjalnych dokumentach rządowych), pokazały – determinację i opór sektora przed najmniejszą prorynkową zmianą. Mimo szeregu rozwiązań korzystnych zmian z punktu widzenia rynku, efekt prac legislacyjnych wskazuje na to, że nadal sektor elektroenergetyki odrzuca propozycje zwiększające konkurencję a władzy publicznej brak konsekwencji, aby interes jednej branży zrównoważyć z interesem ogólnogospodarczym i społecznym. W walce interesu branżowego powiązanego ze skarbowo-fiskalnym nurtem polityki gospodarczej z innym nurtem, który zdaje się postrzegać gospodarkę w sposób bardziej kompleksowy, uwzględniając wagę i znaczenie konkurencji dla procesów rynkowych, ten pierwszy nurt zdaje się mieć, póki co, znaczącą przewagę.

Dorobek reform rynkowych w postaci wolumenu 2 TWh energii elektrycznej sprzedawanej na rynku giełdowym w stosunku do produkcji na poziomie 150 TWh, niespełna 3 tys. odbiorców zmieniających sprzedawcę z 15 mln potencjalnych, wskazują, że efekty zmian nie są satysfakcjonujące. Bilans kosztów oraz korzyści może i powinien wzbudzać refleksje. Nie zmienia tego stanu tocząca się dyskusja na temat kryzysu inwestycyjnego, potrzeb odtworzeniowych i rozwojowych oraz pakietu klimatycznego – rozwiązywanie tych problemów nie może zniweczyć dążenia do osiągnięcia stanu efektywnej konkurencji. Trudno o lepsze narzędzie do wyznaczania racjonalności funkcjonowania gospodarki niż konkurencyjny rynek.

3. KRÓTKI RYS INTEGRACJI I UDZIAŁ POLSKI W RYNKACH REGIONALNYCH – SZANSE NA ROZWÓJ RYNKU I KONKURENCJI

W polityce zewnętrznej i integracyjnej Polski trudno się także dopatrzeć aktywnego prorynkowego podejścia. Wprawdzie zamknięcie obszaru negocjacyjnego *Energia* było bezwarunkowe i Polska zadeklarowała wdrożenie całości *acquis communautaire* dla elektroenergetyki, w tym także rozwiązań zawartych w pierwszych i drugich dyrektywach liberalizacyjnych, efekty po blisko 6 latach nie są jednak powodem do satysfakcji. Warto przypomnieć, że celem regulacji dyr. 2003/54 i rozp. 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady UE, było zwiększenie współpracy systemów elektroenergetycznych państw członkowskich [17]. Zaproponowany przez KE [8] i przyjęty kierunkowo w ramach Forum Florenckiego, program działań strategicznych zakładał (między innymi) utworzenie rynków regionalnych, w ramach których będą prowadzone prace nad harmonizacją zasad funkcjonowania rynków energii elektrycznej w perspektywie do 2015 r. Propozycja KE przewidywała powstanie regionu *Eastern European Market* obejmującego państwa dawnego CENTREL, w którym Polska, z racji położenia geograficznego i wielkości rynku miała mieć pozycję lidera. Po roku dyskusji, Forum Florenckie [13] przyjęło podział, według którego Polska znalazła się w dwóch rynkach regionalnych: w regionie środkowo-wschodnim z rynkami: niemieckim, austriackim, czeskim, słowackim, węgierskim i słoweńskim oraz regionie północnym wraz z rynkami skandynawskim, duńskim i niemieckim.

Region środkowo-wschodni skupia państwa o różnym poziomie rozwoju rynku energii elektrycznej. Z wyjątkiem rynku austriackiego i niemieckiego, na pozostałych główne zmiany dokonywały się dopiero pod wpływem uregulowań wspólnotowych. Obecnie rynek niemiecki i austriacki współpracują bez ograniczeń, ale warto podkreślić, że w połowie 2009 r. rynki czeski i słowacki także połączyły się poprzez tzw. *market coupling* [9].

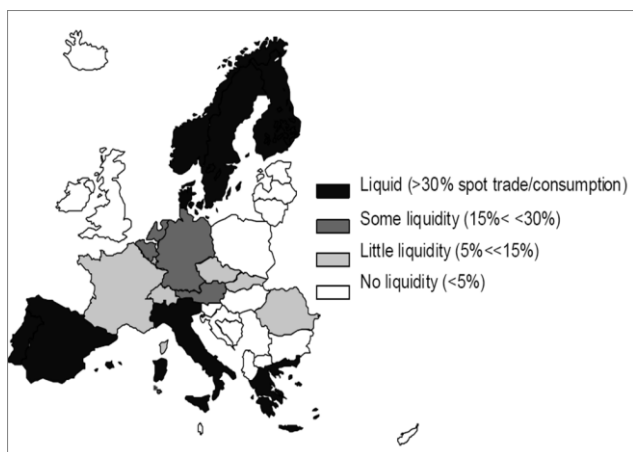


Rys. 1. Region środkowo-wschodni [9]

Porównanie płynności rynków *spotowych* wskazuje, że z pięciu giełd działających na tym rynku tylko giełda niemiecka EEX jest wystarczająco płynną giełdą, na której ponad 150 przedsiębiorstw z dziesięciu państw dokonuje transakcji, także instrumentami finansowymi, uprawnieniami do emisji CO₂, a od niedawna również gazem ziemnym. Można znaleźć uzasadnienie dla niskiej płynności małego rynku słoweńskiego, ale brak rozwoju tego segmentu na polskim rynku energii pomimo, że giełda energii funkcjonuje od 1999 r., wytłumaczyć nie jest łatwo.

Z rys. 2 pochodzącego z opracowania KE [6] wynika, że Polska jest jedynym dużym rynkiem, na którym nie rozwija się rynek dnia następnego, a statystyki krajowe wskazują, że blisko 90% to transakcje bilateralne, w tym w 60% zawierane w ramach grup pionowo skonsolidowanych.

Wzrost płynności na rynku giełdowym w Polsce powinien poprawić wymóg prawny sprzedaży energii na rynku giełdowym nałożony na wytwórców, który wchodzi w życie w sierpniu br.



Rys. 2. Płynność hurtowego rynku *spotowego* [6]

Na podkreślenie zasługuje inicjatywa powołania w 2008 r. Wspólnego Biura Alokacji (CAO) z siedzibą we Freising k. Monachium. Biuro to ma umożliwić wprowadzenie, skoordynowanego w całym regionie, systemu zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, opartego na rzeczywistych przepływach (tzw. *flow-based*). Metoda *flow-based* ma dać silny impuls do integracji rynku elektroenergetycznego, zwiększyć bezpieczeństwo operacyjne, transparentność oraz przyczynić się do bardziej wydajnego wykorzystania sieci infrastrukturalnej [9]. Rozwiązanie to powinno zapewnić efektywniejsze wykorzystanie dostępnej infrastruktury, a po utworzeniu wspólnej giełdy energii w regionie, przyczynić do zmniejszenia siły rynkowej lokalnych monopolii.

Pracami w regionie środkowo-wschodnim kieruje Austria, koordynując i współfinansując wspólnie z Niemcami lub Węgrami projekty pilotażowe. Pol-

ska, będąc drugim po rynku niemieckim największym państwem w tej grupie, może i powinna odgrywać większą rolę. Pozycja państwa w regionie zależy jednak od stopnia rozwoju infrastruktury rynkowej, doświadczeń własnych oraz udziału w projektach pilotażowych, realizowanych w ramach tzw. dobrych praktyk.

W odróżnieniu od regionu środkowo-wschodniego, region północny tworzą głównie państwa skandynawskie posiadające najbardziej płynny i najbardziej zintegrowany rynek.



Rys. 3. Region północny [9]

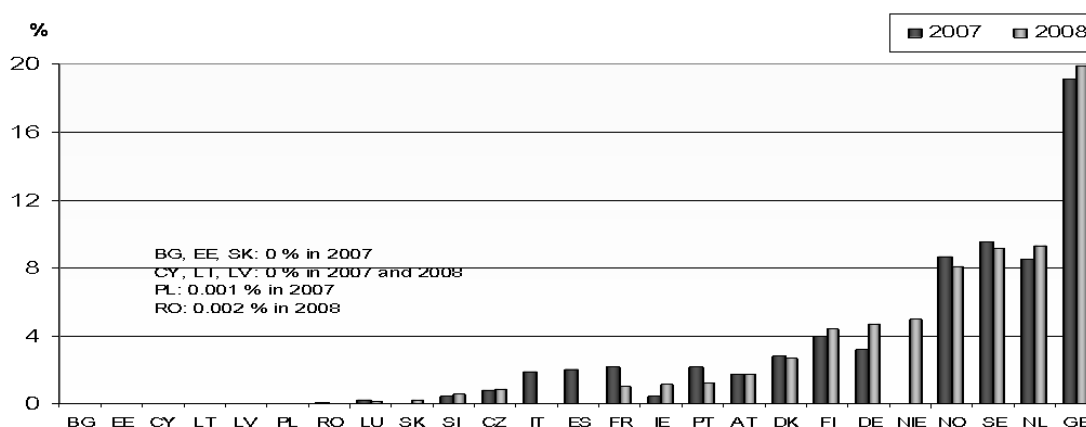
W ostatnich miesiącach zostało także uruchomione rynkowe połączenie między Niemcami i Danią z operatorem handlowym, firmą European Market Coupling Company GmbH (EMCC) z siedzibą w Hamburgu, w trakcie przygotowania jest kolejne połączenie *Baltic Cable* obejmujące Niemcy i Szwecję.

W tym regionie Polska ma szansę na dokonanie realnego postępu. Integracja na zasadach rynkowych jest możliwa jeszcze w tym roku po udostępnieniu dla uczestników rynku energii połączenia stałoprądowego Polska – Szwecja (SwePolLink) i połączeniu rynków na zasadzie *market coupling*, dającego także polskiej giełdzie, a przede wszystkim polskiemu rynkowi energii, szanse rozwoju. Pomimo, że prace nad wdrożeniem zasad rozp. 1228/2003 trwają od kilku lat, kwestia dostosowania połączenia SwePolLink do wymagań rynkowych stała się priorytetem dopiero w ostatnich kilku miesiącach. Do tej pory na połączeniu tym, po stronie polskiej nie został ustanowiony operator systemu przesyłowego. Nie są też stosowane zasady udostępniania mocy przesyłowych określone w rozp. 1228/2003, co między innymi jest przedmiotem postępowania wyjaśniającego KE w stosunku do Polski i Szwecji [12]. Trudno w chwili obecnej przewidzieć, jak zakończą się prace w zakresie połączenia obu wspomnianych państw w oparciu o *market coupling*. Rozwiązanie jest w oczywisty sposób korzystne z rynkowego punktu widzenia. Z tego też powodu może niestety zostać zablokowane, bądź też sam proces może doznać opóźnień.

Region północny rozwija się również dynamicznie na poziomie detalicznym. Wskaźnik zmiany sprzedawcy w grupie gospodarstw domowych i małych przedsiębiorstw [11], ocenianej jako najmniej mobilna, w Szwecji, Finlandii, Norwegii, Danii i Niemczech kształtuje się w przedziale między 5 a 10%. Wprawdzie zdecydowanym liderem wśród państw UE jest Wielka Brytania, która efekty w postaci ponad 20% wskaźnika zmiany sprzedawcy w grupie gospodarstw domowych i małego przemysłu osiąga dzięki zrównoważonej strukturze podmiotowej rynku hurtowego i efektywnie działającym instytucjom wspierającym

odbiorców (w Wielkiej Brytanii, w odróżnieniu od Polski istnieje np. rozbudowana sieć organizacji konsumenckich zajmujących się *stricte* energetyką).

W Polsce standardy rynkowe umożliwiające zmianę sprzedawcy: procedura zmiany sprzedawcy, wzorce umów, umowy generalne z dystrybutorami są w początkowej fazie rozwoju i efekty nie są wciąż satysfakcjonujące. Spektakularny, jak na warunki krajowe, wzrost liczby dokonanych zmian sprzedawców z 603 w 2007 r. do 2874 w 2009 r., to w dalszym ciągu zaledwie 0,02% ogólnej liczby odbiorców.



Rys. 4. Wskaźnik zmiany sprzedawcy odbiorców w grupie małych przedsiębiorców i gospodarstw domowych [11]

4. RYNKI REGIONALNE I INTEGRACJA W TRZECIM PAKIECIE LIBERALIZACYJNYM

Regulacje pierwszego i drugiego pakietu liberalizacyjnego nie zapewniały wystarczającej efektywności integracji rynku europejskiego. Jednak trudno nie zgodzić się z oceną, że proces ten konsekwentnie postępuje. Oba pakiety były zresztą przyjmowane z założeniem zmian stopniowych, ewolucyjnych. Proces wprowadzania konkurencyjnego rynku energii zdaje się być dziś nieodwracalny. Jest zatem kwestią czasu osiągnięcie pożądanego stanu, w którym każdy odbiorca – mieszkaniec UE, będzie mógł dokonać zakupu energii elektrycznej od dowolnego sprzedawcy energii, działającego na europejskim rynku energii. O tym, że proces się toczy i jest coraz bardziej efektywny świadczy chociażby postęp, jaki dokonuje się w państwach traktowanych dotychczas jako *nierynkowe*. We Francji np. wskaźnik zmiany sprzedawcy w grupie małych przedsiębiorstw i gospodarstw domowych wzrósł z 0,5% w 2007 r. do ponad 9,8% w roku 2008 [11]. Inicjatywy regionalne ustanowione jako dobrowolne procesy harmonizacji, realizowane przez samych uczestników rynku: operatorów, sprzedawców, wytwórców pod kierunkiem regulatorów przy współudziale przedstawicieli ministerstw poszczególnych państw członkowskich, będą dalej kontynuowane. Ich fenomen polega na tym, że

większość realizowanych prac opiera się na doświadczeniach państw-liderów, gromadzonych w procesie dobrowolnych zmian, wprowadzanych głównie w ramach dobrych praktyk. Przedsiębiorstwa w tych państwach, siły polityczne, organy regulacyjne nie upatrują w pro-rynkowych rozwiązaniach zagrożenia dla swoich dotychczasowych pozycji. Wręcz przeciwnie, pozycja lidera daje im przewagę nad konkurentami, którzy cenny czas i energię tracą na utrzymywanie dotychczasowych pozycji.

Proces ten pokazuje, że przyjmowanie rynkowych rozwiązań nie musi być okupione wielomiesięcznym czy nawet wieloletnim procesem legislacyjnym, który w konsekwencji ma udowodnić, że rynek i konkurencja to mit, a rzeczywistość i tak się nie zmienia.

Rozpoczęty proces regionalizacji rynku energii i dobrowolnych działań integracyjnych, został w III pakiecie prawnie umocowany wraz z pakietem środków do realizacji. Do środków o znaczeniu podstawowym należy *unbundling* operatorów systemów przesyłowych, obowiązek ich współpracy na forum unijnym w ramach instytucji ENTSO-E, zwiększenie uprawnień i zapewnienie niezależności regulatorów oraz określenie zakresu i zasad ich współpracy na forum ACER, wymagania dotyczące publikacji danych rynkowych, dostępnych dla wszystkich uczestników niemalże w czasie rzeczywistym.

Na podkreślenie zasługuje również możliwość interwencji organów regulacyjnych w sytuacji, kiedy siła rynkowa podmiotów może deformować konkurencję na rynku krajowym, a otwarcie na konkurencję zewnętrzną nie będzie środkiem wystarczająco efektywnym. Niezależnie od stopnia rozwoju rynku, organy regulacyjne powinny posiadać, zgodnie z art. 37 ust. 4 dyr. 2009/72, uprawnienia do podejmowania decyzji o nakładaniu środków zapewniających rozwój konkurencji. Do wskazanych w dyrektywie należy, między innymi, możliwość ustanawiania tzw. wirtualnych elektrowni (z j. *ang. virtual power plant*) – programów udostępniania energii elektrycznej, w ramach których przedsiębiorstwa zostają zobowiązane do udostępniania, przez pewien czas, swoich zdolności wytwórczych zainteresowanym sprzedawcom.

III pakiet liberalizacyjny wzmacnia więc regionalny wymiar rynków energii, jako najbardziej skuteczny środek, który w efekcie ma prowadzić do powstania wspólnego, europejskiego rynku. I tak, istotnym elementem wewnętrznego funkcjonowania ENTSO-E ma być właśnie wymiar regionalny – wyraźnie wyodrębniony w rozp. 714/2009. Tak więc, operatorzy systemów przesyłowych są zobowiązani do ustanowienia regionalnej współpracy w ramach ENTSO, a w tych ramach, do przygotowania i publikowania dwuletnich regionalnych planów inwestycyjnych (uwzględniających plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym), w oparciu o które mogą być podejmowane decyzje inwestycyjne (art. 12 ust. 1 rozp. 714/2009). W ramach regionalnego wymiaru współpracy operatorzy mają promować opracowywanie rozwiązań operacyjnych w celu zapewnienia optymalnego zarządzania siecią, a także wspierać rozwój giełd energii, skoordynowaną alokację zdolności transgranicznych poprzez niedyskryminacyjne rozwiązania rynkowe, w należyty sposób uwzględniając specyficzne zalety aukcji typu *implicit* dla alokacji krótkoterminowych oraz integracji mechanizmów bilansowania i mocy rezerwowej. Wymiar regionalny ma być obecny również w opracowywanych kodeksach sieci, o czym przesądza wyraźnie art. 8 ust. 6 rozp. 714/2009. Tym samym zmienia się charakter dobrowolnej współpracy w ramach rynków regionalnych, która dzięki wspomnianym unormowaniom przyjmuje (po części przynajmniej) ramy imperatywne.

Trudno jest dzisiaj orzec, czy wykorzystamy szanse w kolejnym etapie procesu integracji rynku północnego i środkowo-wschodniego. Doświadczenia wskazują, że bez radykalnego zwrotu w postrzeganiu wyzwań integracyjnych, które są związane z udziałem w rynkach regionalnych, najprawdopodobniej tych szans nie wykorzystamy. Marginalizowanie instytucji rynkowych, faworyzowanie *konkurentów* kosztem

konkurencji, zastój w procesie inwestycji liniowych, systematyczne osłabianie pozycji organu regulacyjnego wskazują, że bardziej prawdopodobne jest to, że w procesie budowy rynków regionalnych będziemy raczej statystami. Szczególnie niepokojące jest to, że w ustalaniu priorytetów dla polskiej energetyki i w zakresie działań mających na celu ich realizację, pojęcie rynków regionalnych praktycznie nie funkcjonuje. Szansą na odegranie znaczącej roli w europejskiej polityce energetycznej jest aktywne uczestnictwo w tego typu projektach. Tymczasem w warstwie realizacyjnej polskie uczestnictwo ma nadal charakter pasywny, przez co systematycznie tracimy możliwość uzyskania lepszej pozycji w ramach regionalnych rynków energii elektrycznej.

5. CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W PROCESIE INTEGRACJI REGIONALNYCH RYNKÓW ENERGII

Proces integracji - poprzez *market coupling* - rynków regionalnych powinien prowadzić do wyrównywania poziomu cen energii między współpracującymi rynkami. Wyrównywanie się cen energii potwierdzają połączone rynki półwyspu iberyjskiego, regionu środkowo-zachodniego i północnego. W dużej mierze stopień wyrównania poziomu cen zależy od występujących ograniczeń między systemami poszczególnych państw i czasu ich trwania. Dobrego przykładu dostarczył tutaj połączony rynek Belgii, Holandii i Francji funkcjonujący od 2008 r. wspólnie i bez większych przerw – w konsekwencji odnotowywano praktycznie identyczne ceny na rynkach spotowych w tych państwach [11].

Zarysowany trend wyrównywania między regionami cen energii na rynkach spotowych nie oznacza powszechnego wyrównywania opłat dla odbiorców końcowych: gospodarstw domowych i przemysłu. Opłaty te różnią się między rynkami dość istotnie strukturą i poziomem opodatkowania. Przedstawione poniżej porównanie wskazuje, że opłaty te dla odbiorców w gospodarstwach domowych w Polsce są jedne z niższych w państwach UE.

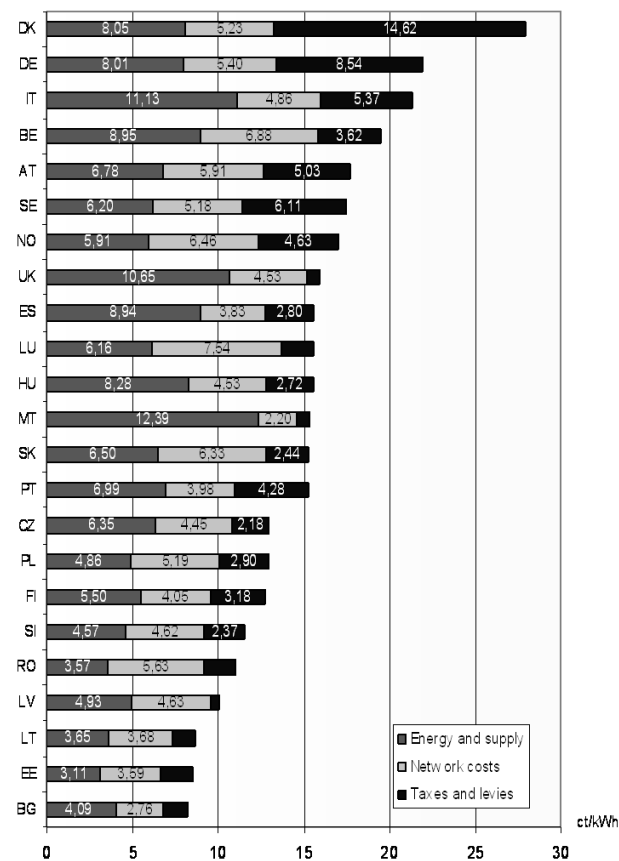
Natomiast porównanie cen energii w innych grupach odbiorców pokazuje, że ceny w grupie odbiorców przemysłowych w Polsce osiągnęły poziom porównywalny z cenami oferowanymi na rynkach innych państw członkowskich UE.

Dane i informacje zebrane przez Prezesa URE w procesie monitorowania rynku energii elektrycznej w latach 2008-2009, a więc po konsolidacji pionowej grup i uwolnieniu cen energii dla odbiorców przemysłowych, pokazują strategię działania grup. Przede wszystkim, grupy pionowo skonsolidowane praktycznie wyeliminowały wytwórców z gry rynkowej na

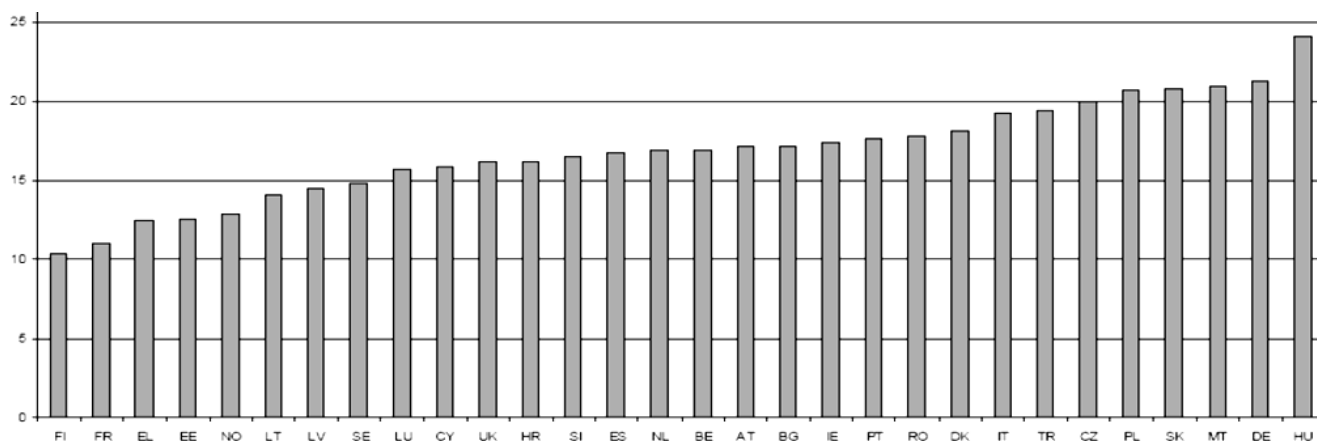
poziomie hurtowym. Funkcję tę przejęły spółki obrotu, zlokalizowane w strukturach spółek – matek, które kupują energię od własnych wytwórców i sprzedają na rynek hurtowy oraz na potrzeby własnych sprzedawców z urzędu. Priorytetowym działaniem sprzedawców było utrzymywanie sprzedaży do dużych odbiorców przemysłowych. Wzrosty cen w tych grupach były relatywnie najmniejsze. Największy wzrost cen wystąpił w grupie małych i średnich przedsiębiorstw odbierających energię na niskim napięciu. Grupa tych odbiorców przemysłowych była najslabiej przygotowana do otwarcia rynku energii i odczuła to poprzez najwyższy, ponad 30% wzrost cen energii w każdym roku. W grupie tej, zwłaszcza wśród odbiorców należących do sektora finansów publicznych, obserwujemy najbardziej intensywne próby zmiany dotychczasowego sprzedawcy. Doświadczenia gromadzone w tym procesie pokazują, że odbiorcy napotykają na dwie zasadnicze bariery: brak konkurencyjnych ofert ze strony sprzedawców energii oraz zachowania operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy nie przestrzegają zasad niezależności. Bariery te powinny być usunięte po pełnym wdrożeniu znowelizowanych przepisów ustawy – Prawo energetyczne. Warunki funkcjonowania sprzedawców energii powinny się istotnie poprawić po zwiększeniu płynności rynku hurtowego. W stosunku do operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy nie będą przestrzegać wymogów niezależności i równoprawnego traktowania sprzedawców, określonych w tzw. programach zgodności, będą możliwe sankcje karne nałożone przez Prezesa URE.

Biorąc pod uwagę powyższe doświadczenia i konieczność eliminacji barier ograniczających możliwości odbiorcy dostępu do konkurencyjnych ofert

a także fakt, że ceny energii dla gospodarstw domowych, po przeliczeniu według parytetu siły nabywczej, są w Polsce jedne z wyższych w UE (rys. 6), uwolnienie cen w tym segmencie powinno być poprzedzone prorynkowymi zmianami z widocznymi i ugruntowanymi efektami na poziomie hurtowym i na poziomie detalicznym.



Rys. 5. Porównanie opłat za energię dla odbiorców w gospodarstwach domowych w 2008 r. [11]



Rys. 6. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w UE według parytetu siły nabywczej w pierwszym półroczu 2009 r. (€/MWh) [6]

Jak wynika z przeprowadzonych przez ERGEG badań do lipca 2009 r. kontrolę cen energii elektrycznej, przynajmniej w jednym segmencie rynku, utrzymano w piętnastu państwach członkowskich UE, w tym

w czternastu w segmencie gospodarstw domowych. W dalszym ciągu siedem państw utrzymało regulację w segmencie dużych i średnich przedsiębiorstw oraz przemysłu [11].

Regulacji cen energii elektrycznej w żadnym segmencie rynku nie stosuje już jedenaście państw członkowskich. Najwięcej państw (dziewiętnaście) uwolniło ceny dla odbiorców stanowiących największe zakłady przemysłowe, niewiele mniej (osiemnaście) dla dużych i średnich przedsiębiorstw. Na uwolnienie cen w segmencie gospodarstw domowych zdecydowało się jedenaście państw [10], [11].

W okresie od czerwca 2007 r. do lipca 2009 r. w sześciu państwach uwolniono ceny energii elektrycznej przynajmniej w jednym segmencie rynku (są to najczęściej segmenty odbiorców będących średnimi lub dużymi przedsiębiorstwami, albo wielkimi zakładami przemysłowymi). Na zniesienie kontroli cen dla gospodarstw domowych w tym czasie zdecydowały się jedynie Niemcy.

W 2007 r. ERGEG opracował dokument pt. *Position Paper on End-user Energy Price Regulation*, zawierający postulat stopniowego odchodzenia od cen regulowanych, jako ograniczenia rozwoju konkurencji i integracji rynku europejskiego [10]. Biorąc pod uwagę fakt, że na rynku europejskim w dalszym ciągu dominują przedsiębiorstwa pionowo zintegrowane, *unbundling* nie został zakończony, infrastruktura rynkowa jest niekompletna, dostęp do informacji rynkowych ograniczony, konieczne jest przygotowanie i wdrożenie w tym okresie tzw. mapy drogowej, określającej harmonogram działań, jakie należy zrealizować, aby zaistniały warunki sprzyjające rozwojowi konkurencji, w których możliwe będzie uwolnienie cen energii elektrycznej.

Decyzje regulacyjne Polski wpisują się w ogólny trend działań. Prezes URE zwolnił przedsiębiorstwa obrotu z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla wszystkich odbiorców instytucjonalnych, utrzymana została jedynie regulacja w odniesieniu do odbiorców grupy taryfowej G, w skład której wchodzi głównie gospodarstwa domowe. Przygotowana i opublikowana w styczniu 2008 r. przez Prezesa URE *Mapa drogowa – Uwolnienie cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej* [20] nie została – pomimo wniosków kierowanych do właściwych organów państwa – przyjęta jako program działań Rządu. Z perspektywy dwóch lat można powiedzieć, że nie jest to czas stracony, ale zapewne można było go wykorzystać bardziej efektywnie, o ile którykolwiek z adresatów prorynkowych propozycji potraktowałby kwestię budowania efektywnej konkurencji z należytą uwagą.

Z perspektywy UE oraz potencjalnych inwestorów, Polska nie wyróżnia się na mapie UE jako państwo regulacyjnie szczególnie stabilne, choć sama akcesja do UE gwarantuje zachowanie jednolitych standardów, które wpływają zasadniczo pozytywnie na decyzje inwestycyjne. Patrząc jednak krytycznie na rynek

energii elektrycznej i jego otoczenie, stwierdzić należy, iż długotrwały proces legislacyjny, brak standardów rynkowych i dobrych praktyk, zmienna w cyklach wyborczych polityka wobec tego sektora, wprowadzając elementy niepewności funkcjonowania składające się na ryzyko regulacyjne. Ryzyko takie pojawia się także wtedy, kiedy przedsiębiorstwa próbują omijać lub nadużywać obowiązujące przepisy prawa. Z perspektywy regulatora w praktyce polskich przedsiębiorstw próby takie są podejmowane permanentnie. Na skutek takiego podejścia, Polska ciągle nie jest w stanie przekonać o pro-rynkowej polityce oraz gotowości do otwarcia na konkurencję wewnętrzną i zewnętrzną. Duch reform rynkowych nie jest póki co dominującą tendencją w polityce energetycznej, pojawia się w warstwie deklaratywnej, najczęściej na niektórych konferencjach i seminariach.

Prezes URE opowiada się zdecydowanie za pełnym uwolnieniem rynku energii i cen na tym rynku. Warunkiem jest wdrożenie mechanizmów rynkowych, które zamiast regulatora będą zapewniały równowagę interesów stron: przedsiębiorstw i odbiorców. Obecnie pozycja odbiorcy jest zdecydowanie słabsza. Katalog środków do skutecznego wdrożenia jest powszechnie znany. Ich wejście w życie i ocena skuteczności będzie podstawą do podjęcia odpowiedzialnej decyzji o uznaniu, że segment rynku energii elektrycznej obejmujący odbiorców w gospodarstwach jest rynkiem konkurencyjnym, na którym ceny kształtuje popyt i podaż a odbiorca otrzymuje konkurencyjne oferty sprzedaży energii i ma faktyczną możliwość wyboru.

6. PODSUMOWANIE

Integracja regionalna i rozwój europejskiego rynku energii będą realizowane poprzez regulacje i wytyczne Komisji Europejskiej krajowych organów regulacyjnych oraz ACER wynikające z przepisów III pakietu liberalizacyjnego oraz w ramach inicjatyw regionalnych (integracja *bottom-up*). Zmiany wynikające z przyjętych kierunków działań przyspieszają proces integracji i wzrost konkurencji w regionie (w tym także poprzez neutralizowanie pozycji lokalnych monopolistów), poprawią bezpieczeństwo energetyczne i efektywność dostaw energii z uwzględnieniem wyzwań ekologicznych. Brak rynkowych efektów w poszczególnych państwach członkowskich i ich negatywny wpływ na możliwości rozwoju regionu, będą wymagały interwencji regulacyjnej w strukturę podmiotową lub zmniejszania siły rynkowej przedsiębiorstwa za pomocą środków regulacyjnych, stosowanych przez regulatora krajowego lub instytucje unijne. Pozycja polskiego rynku energii elektrycznej w tym procesie, będzie uzależniona od faktycznej zmiany polityki państwa w stosunku do

reform rynkowych, aktywizacji przedsiębiorstw energetycznych w zakresie włączenia się do nurtu promowania konkurencji na rynku krajowym i europejskim, ustanowienia niezależnego regulatora z dobrze zaprojektowanym zestawem środków regulacyjnych oddziaływania na rynek krajowy oraz mandatem do działania na rynku europejskim połączonym z adekwatnym zapleczem organizacyjno-finansowym.

Harmonizacja zasad funkcjonowania rynków, ustalania taryf dla operatorów, zadań i obowiązków regulatorów oraz ich roli w realizacji polityki energetycznej, mają kluczowe znaczenie dla zapewnienia stabilnego klimatu inwestycyjnego, państwa, regionu czy wreszcie – rynku europejskiego. Uznając rację i nieuchronność tego kierunku zmian, niewyobrażalne jest, aby polski regulator nie posiadał właściwego

statusu zapewniającego efektywną współpracę z instytucjami europejskimi w podstawowych aspektach wspólnotowej polityki energetycznej.

Aby polski sektor energetyczny zyskał znaczenie na arenie europejskiej, warto sięgnąć po środki na miarę wyzwań i rozwoju cywilizacyjnego, sprawdzone na innych rynkach. Działania przedsiębiorstw realizujących wytyczne polityki państwa w oparciu o dobre praktyki, konstruktywną, transparentną współpracę z instytucjami regulacyjnymi mogą często zapewnić większą skuteczność w osiąganiu celów regulacji, niż budowanie relacji opartych na konfrontacji, czy też wykorzystanie środków *twardej regulacji* wymagającej angażowania się w długotrwały proces legislacyjny.

LITERATURA

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 1996/92/WE z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dz. Urz. UE L 27/20 z 30.01.1997 r., s. 3, dalej: dyr. 96/92.
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE, Dz. U. L 176 z 15.07.2003 r., s. 37, dalej: dyr. 2003/54.
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009 r., s. 55); rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009 r., s. 15); rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Dz. Urz. UE L 211 z 14.8.2009 r., s. 1.
- [4] Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych, Dz. Urz. WE L 33 z 4.02.2006, s. 22.
- [5] European Commission, Competition Directorate – General, Report on the energy sector inquiry, 10 January 2007.
- [6] European Commission: Report on progress in creating the internal gas and electricity market, COM(2010) 84 final, Brussels 11.03.2010. Technical Annex, SEC(2010) 251final, Brussels.
- [7] ERGEG 2009 Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework, 10 December 2009; European Commission: Report on progress in creating the internal gas and electricity market, COM(2010) 84 final, Brussels 11.03.2010.
- [8] European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, Strategy paper medium term vision for the internal electricity market, June 2003.
- [9] ERGEG Regional initiatives progress report: Safeguarding the move to the single UE energy market, November 2009.
- [10] ERGEG/CEER, End-user energy price regulation, An ERGEG Position Paper, July 2007.
- [11] ERGEG/CEER Status Review of End-User Price Regulation as of 1 July 2008 Ref: E08-CPR-21-05 11 March 2009, CEER TF URB Status review report 2009, November 2009.
- [12] European Commission; Energy infringements. Country fact sheets, Reference: MEMO/09/296 EC, 25/06/2009.
- [13] Florence Forum, Eleventh meeting of the European Electricity Forum, Conclusions, Rome, 16-17 September 2004.
- [14] Kawecki M., Polska energetyka w obliczu dualizmu celów i priorytetów prawnych oraz aspektów ekonomicznych, Rynek Energii 1/2010.
- [15] Swora M., Independence of administrative agencies in the broadcasting sector: the case of the Polish Na-

- tional Broadcasting Council, *International Journal of Regulation and Governance* 7(1) 2007, s. 67; M. Nowacki, Zakres niezależności Prezesa URE. Uwagi de lege lata i de lege ferenda w świetle wspólnotowych i polskich regulacji prawnych, *Biuletyn URE* 1(63)/2009, s. 63; F. Elżanowski, *Polityka energetyczna. Prawne instrumenty realizacji*, Warszawa 2008, s. 83.
- [16] Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, *Dz. U.* z dnia 20 lipca 2007 r. Nr 130, poz. 905 i uzasadnienie do niej.
- [17] Rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (*Dz. U. L* 176 z 15.07.2003 r., s. 1, dalej: rozp. 1228/2003).
- [18] Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (*Dz. U.* Nr 21 z 2010 r., poz. 104).
- [19] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, tekst jedn.: *Dz. U.* z 2006 r. Nr 89, poz. 625 ze zm.
- [20] Urząd Regulacji Energetyki, Mapa drogowa uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej, styczeń 2008 r.

POLAND IN THE PROCESS OF THE REGIONAL MARKETS INTEGRATION

Key words: integration of Poland with EU, regional markets, energy exchanges, transparency and liquidity of wholesale market, switching rates, road map of the liberation of electricity prices, regulator, transmission system operator

Summary: The Poland's present place on the European electricity market it is a result of the integration with the EU. Progress and development of competition on the Polish electricity market are proceeding with great effort, yet they are inevitable. Every time the pro-market plan is introduced, it provokes the conservative actions of the electricity and gas sectors, which makes the introduction of that plan longer and less effective. Poland is not the island in the EU, though, excluding isolated systems, the integration process, especially regional, is becoming real. Polish electricity market is a part of the two regional markets: northern and central – east one. Those two regional markets differentiate as far as the their structure and the level of maturity is concerned. Taking active part in that area and the changes that are introduced by the III liberalisation package are vital from the point of view of Polish energy customer, energy security and the sustainable development. The main goal, before implementing next operations, should be balancing the interests of customers and energy enterprises by effective means of ensuring competition both on the wholesale and retail markets. Lack of complexity and effectiveness of reforms generates unnecessary costs and social disappointment.

Mariusz Swora, dr, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, gdzie również uzyskał tytuł doktora nauk prawnych. Od 2001 r. jest adwokatem (od 2007 wpisanym na listę adwokatów nie wykonujących zawodu). Stypendysta Fundacji Centrum Europejskie Natolin. Autor ponad siedemdziesięciu publikacji z zakresu prawa administracyjnego i zarządzania publicznego, prawa i zasad działania organizacji pozarządowych, prawa ochrony konkurencji, regulacji energetyki. W 2007 r. jako ekspert w ramach rumuńsko-holenderskiego programu bliźniaczego doradzał w zakresie przeprowadzenia dekoncentracji i decentralizacji rumuńskiej administracji. Członek zespołu ds. kodyfikacji rumuńskiego kodeksu postępowania administracyjnego. Obecnie jest adiunktem w Katedrze Prawa Administracyjnego i Nauk o Administracji na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu. Członek zarządu stowarzyszenia Energy Regulators Regional Association.