

Prawne środki dekoncentracji rynku energii

Legal measures of deconcentration of energy market

Wojciech Marcinkowski, Uniwersytet Jagielloński w Krakowie, Wydział Prawa i Administracji

Typ artykułu: oryginalny artykuł naukowy.

Źródło finansowania badań i artykułu: środki własne Autora.

Cytowanie: Marcinkowski W., (2017) *Prawne środki dekoncentracji rynku energii*, „Rynek-Społeczeństwo-Kultura” nr specjalny (26)/2017, s. 186-191, <https://kwartalnikrsk.pl/Artykuly/RSK-Specjalny-2017/RSK-Specjalny-2017-Marcinkowski-Prawne-srodky-dekoncentracji-rynku-energii.pdf>

STRESZCZENIE

Przedmiotem niniejszego artykułu jest analiza problematyki związanej z prawnymi środkami dekoncentracji rynku energii w Polsce. Pytaniem postawionym w niniejszej pracy jest czy dekoncentracja polskiego rynku energii jest koniecznością. Celem badawczym, opartym na twierdzącej odpowiedzi na to pytanie, jest określenie katalogu dostępnych obecnie środków prawnych dekoncentracji rynku energii i opisanie ich oraz ocena ich faktycznej skuteczności. W pierwszej części artykułu skupiono się na opisanie podstawowych pojęć ekonomicznych i prawnych związanych z koncentracją na rynku energii. Część ta wskazuje na liberalizację jako odpowiedź na niską konkurencyjność, wyjaśnia także związek liberalizacji z regulacją rynku przez państwo. W kolejnej części artykułu wskazane zostają poszczególne środki dekoncentracji – w tym m.in. kwestia rozdziału przesyłu energii od jej dystrybucji (zasady unbundlingu) czy prawo wyboru sprzedawcy (zasady TPA).

Słowa kluczowe: rynek, energia, dekoncentracja, konkurencja.

The subject of the following paper is to analyze the problematic aspects related to the legal measures of deconcentration of the energy market in Poland. The question for this paper is whether deconcentration of the Polish energy market is a necessity. The research objective based on the affirmative answer to this question is to determine the catalogue of available legal measures of deconcentration and describe them, to evaluate their actual effectiveness. In the first part the paper concentrates on describing economic and legal concepts related to the concentration of the energy market. This part indicates the liberalization as an answer to low competition and it explains the relation between the liberalization and the regulation of the market by the state. In the second part of the article, various legal measures of deconcentration are indicated – i.a. the unbundling rule or Third Party Access rule.

Keywords: market, energy, deconcentration, competition.

ABSTRACT

Wstęp

Pytanie o istnienie określonych prawnych środków dekoncentracji rynku energii elektrycznej to tak naprawdę pytanie o to, w jaki sposób powinno się regulować produkcję i obrót energią elektryczną. Czy dziedziny te pozostawić bez regulacji kilku dużym podmiotom, będącym jednocześnie producentami i dystrybutorami energii, czy może lepiej doprowadzić do sytuacji, w której takich podmiotów jest więcej i żaden z nich nie ma na rynku pozycji dominującej? Omówienie w niniejszej pracy aktualnych zagadnień prawnych i ekonomicznych związanych z funkcjonowaniem rynku energii ma ułatwić poszukiwanie najbardziej efektywnej ekonomicznie i proporcjonalnej – w rozumieniu prawnym – metody, pozwalającej na zaspokojenie interesów wszystkich podmiotów i jednostek uczestniczących w tym rynku. W celu łatwiejszego zrozumienia kontekstu ekonomicznego i prawnego rynku energii w Polsce, praca charakteryzować się będzie następującą strukturą: 1) wyjaśnienie podstawowych zagadnień związanych z koncentracją oraz liberalizacją rynku energii w Polsce – wskazanie tła ekonomicznego określonych pojęć oraz ich przełożenia na kwestie prawne; 2) nakreślenie obrazu prawnych środków dekoncentracji polskiego rynku energii, które sprzyjają ograniczeniu siły największych podmiotów oraz przyczyniają się

do zmiany struktury podmiotowej na tym rynku; 3) wyciągnięcie wniosków dotyczących faktycznego wpływu określonych prawnych środków dekoncentracji na rynek energii.

Omówienie procesu dekoncentracji rynku energii w Polsce w odniesieniu do powyższej struktury pokaże, iż kwestia ta na płaszczyźnie polskiego prawa oraz polityki jest wysoce problematyczna. Wiąże się bowiem z historycznie niejednorodnym podejściem państwa do polityki energetycznej oraz do idei wzmacniania konkurencji między podmiotami produkującymi i dystrybuującymi energię. Powolne postępy w owym procesie wskazują, iż polski rynek energii nie został jeszcze efektywnie zdekoncentrowany w stosunku do sytuacji sprzed rozpoczęcia procesu liberalizacji, trwającego już od 2004r. i przeprowadzanego w ramach tworzenia się jednolitego, wspólnego, europejskiego rynku energii. Obserwacja wprowadzanych środków prawnych mających doprowadzić do większej dekoncentracji pozwala jednak wysnuć wniosek, iż przez stałe poszerzanie ich katalogu oraz postępującą weryfikację skuteczności, istnieje szansa na efektywną dekoncentrację w przyszłości. Może być więc zasadną nadzieją na stworzenie takiego modelu produkcji i obrotu energią elektryczną, który byłby korzystny dla wszystkich podmiotów uczestniczących w rynku.

Zagadnienia podstawowe

Rynek energii

Rynek w podstawowym rozumieniu to proces, który kształtuje cenę i ilość dóbr oraz usług podlegających obrotowi, określane przez zawierane w jego ramach transakcje między sprzedającymi (producentami) i kupującymi (konsumentami) (Kamerschen, McKenzie, Nardinelli 1991 oraz Begg, Fischer, Dornbusch 2014), albo po prostu pewien mechanizm umożliwiający sprzedającym i kupującym kontakt (Bednarski, Wilkin 2003). Cechą wyróżniającą rynek energii jest specyficzny przedmiot obrotu – energia. Wyprodukowana w elektrowni, wpuszczona na stałe do sieci oraz odbierana przez konsumentów w momencie uruchomienia danego urządzenia elektrycznego. Energii elektrycznej nie da się w żaden sposób trwale magazynować – w przeciwieństwie do wielu innych towarów i dóbr materialnych. Produkcja musi jednak być prowadzona stale, ze względu na uzależnienie funkcjonowania całej gospodarki od dostaw energii. To właśnie problem zapewnienia stabilnego pokrycia zapotrzebowania energetycznego doprowadził do powstania na rynku energii monopolu naturalnego, czyli sytuacji, w której niektórym konkurentom nie opłaca się w ogóle podejmować działalności na rynku ze względu na wysoki początkowy nakład kapitału oraz długi okres jego zwrotu. W przypadku takiego monopolu przeciętny koszt produkcji zmniejsza się w miarę wzrostu jej wielkości (Begg, Fischer, Dornbusch 2014) z czym zazwyczaj ma się do czynienia właśnie na rynku energii (Riedel 2010). Wynika to z faktu, iż produkcję oraz dystrybucję energii charakteryzuje się jako usługi sieciowe, wymagające przygotowania odpowiedniej infrastruktury (podwajanie sieci przez konkurentów jest ekonomicznie nieefektywne) oraz technologiczną konieczność ciągłej produkcji energii, bez względu na aktualne zapotrzebowanie, co nie przekłada się oczywiście bezpośrednio na zysk (Dobraczyńska 2005). Możliwość uczestnictwa w takim rynku – jeśli nie podlega on regulacji państwowej – mają więc wyłącznie podmioty o najsilniejszej pozycji rynkowej, mogące zapewnić własną infrastrukturę oraz pokryć ewentualne straty wynikające z technologicznej niemożliwości pełnego dostosowania produkcji do faktycznego zapotrzebowania.

Oprócz specyficznego przedmiotu obrotu oraz charakteru, ważną cechą wyróżniającą rynek energii jest oddzielenie sfery produkcji energii od sfery jej dostarczania. Inaczej mówiąc – dobra od usługi. Podział ten przejawia się na dwóch płaszczyznach działania tego rynku – płaszczyźnie hurtowej (ang. *wholesale market*) oraz detalicznej (ang. *retail market*). Na rynku hurtowym uczestnikami są przedsiębiorstwa energetyczne w rozumieniu art. 2 pkt. 35 Dyrektywy 2009/72/WE (Dz. Urz. Unii Europejskiej, L 211/55) i nabywcy hurtowi, a rzadko odbiorcy bezpośredni (końcowi), ze względu na wysokie koszty wejścia, uczestnictwa oraz inne koszty transakcyjne. Rynek detaliczny skierowany jest z kolei bezpośrednio do konsumentów (Szczygieł 2005). Uświadomienie sobie istnienia rozdziału pomiędzy produkcją a dostawą jest kluczowe przy próbie znalezienia możliwości efektywnego zbalansowania często antagonistycznych interesów producentów, dostawców, operatorów systemów przesyłowych oraz odbiorców hurtowych i detalicznych.

Koncentracja i liberalizacja na rynku energii

Koncentracja i liberalizacja są dla rynku energii podstawowymi pojęciami o podłożu ekonomicznym i prawnym, które należy roz-

winąć. Przez koncentrację rozumie się zasadniczo proces zwiększania się siły określonych przedsiębiorstw, które przez fuzje i przejęcia powiększają swój udział w rynku towarów i uzyskują wyraźną przewagę nad innymi jego uczestnikami (koncentracja produkcji) (Kamerschen, McKenzie, Nardinelli 1991 oraz Begg, Fischer, Dornbusch 2014). Najczęściej używanym miernikiem poziomu koncentracji danego rynku jest wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) (Guzik, Panek 2002). Oblicza się go jako sumę kwadratów procentowych udziałów w rynku wszystkich jego uczestników. Im poziom tego wskaźnika jest wyższy, tym niższa jest zdolność danej gałęzi do konkurencji (Zawada, Pabian, Byłok, Kucęba 2013). Stanem pierwotnym dla polskiego rynku energii było wysokie skoncentrowanie, wynikające ze skupienia całej działalności energetycznej w rękach państwa. Dopiero po rozpoczęciu transformacji gospodarczej rynek energii zaczął się dekoncentrować po częściowej prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych, która rozbiła dotychczasową, monopolistyczną strukturę. Jednakże, jeszcze w 2001 r. wskaźnik HHI dla struktury własnościowej rynku produkcji energii wynosił 5156,59, co w istocie oznaczało istnienie struktury oligopolicznej (Guzik, Panek 2002). Koncentracja nie jest jednak w każdym aspekcie niekorzystna – może bowiem nieść pozytywne skutki w postaci wykorzystywania przez przedsiębiorstwa tzw. efektów skali (Kamerschen, McKenzie, Nardinelli 1991 oraz Begg, Fischer, Dornbusch 2014) obniżenia kosztów produkcji i usprawnienia ich procesu zarządczego (Gołębiowski 2013). Z drugiej strony przeważnie prowadzi ona do powstawania struktur monopolistycznych i tworzy niekorzystną z punktu widzenia konsumenta sytuację rynkową (Golachowski 2006). Istotą liberalizacji rynku energii jest z kolei przełamanie tych właśnie struktur monopolistycznych i oligopolistycznych, pojawiających się na rynkach hurtowych i detalicznych. Liberalizacja następuje głównie przez pobudzenie konkurencji. Jednocześnie, pobudzenie konkurencji uznaje się za jeden z ważniejszych mechanizmów dekoncentracji tego rynku i skutecznego wykonywania przez niego swoich funkcji, czyli ustalania ceny energii, równoważenia podaży i popytu, optymalizacji mocy wytwórczych i racjonalizacji konsumpcji energii (Riedel 2010).

Regulacja rynku energii

Definicja legalna z art. 3 pkt. 15 PrEnergU wskazuje, że regulacją jest stosowanie określonych ustawą środków prawnych, włącznie z koncesjonowaniem, służących do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochrony interesów odbiorców. Należy zgodzić się ze stwierdzeniem, że u podstawy art. 3 pkt. 15 PrEnergU leży troska o utrzymanie rynku konkurencyjnego i że zasadą przewodnią każdej regulacji powinno być dążenie do zapewnienia rynkowi energii jak największej efektywności (Laskowski 2009 oraz Bil, Kulesa 2013). Dobrze przygotowana regulacja musi pozostać obojętną na formę i strukturę własności przedsiębiorstw energetycznych oraz bez dyskryminacji skłaniać je do podjęcia określonych działań. Przyjęcie regulacji ma bowiem na celu zrównoważenie siły odbiorców i dostawców – przedmiotem zmiany jest zaś niekonkurencyjny rynek, a nie jego uczestnicy (Dobraczyńska, Juchniewicz 2005).

Logika podpowiada jednakże, że regulacja ze swej natury jest dla rynku i konkurencji ograniczająca ze względu na swą arbitralność i ograniczoną elastyczność. Tym samym za pomocą należy, jak można pogodzić ją z ideą liberalizacji. Bar-

dzo trafnej odpowiedzi na to pytanie udziela dr Zdzisław Muras twierdząc iż „paradoksalnie liberalizacja ta przybiera sama w sobie formę administracyjno-prawnych form uwalniania tych rynków pod ścisłym nadzorem państwa (...) jest to liberalizacja przez regulację i reglamentację” (Muras 2013: 119).. Związek liberalizacji i regulacji zdaje się więc – wbrew logice – konieczny. W przypadku rynku energii liberalizacja byłaby znacząco utrudniona, gdyby siła największych przedsiębiorstw energetycznych nie były ograniczana poprzez regulację infrastruktury i wykorzystania sieci. Regulacja jest tym samym podstawowym narzędziem liberalizacji rynków energetycznych Unii Europejskiej, na co wskazywały zwłaszcza przepisy Dyrektywy PE i Rady 2003/54/WE (Dz. Urz. Unii Europejskiej, L 176/37) oraz Dyrektywy PE i Rady 2009/72/WE (Dz. Urz. Unii Europejskiej, L 211/55) (dyrektywy elektroenergetyczne).

Środki prawne służące dekoncentracji rynku energii

Operator przesyłowy i dystrybucyjny

W celu zrozumienia zasad, na których opiera się idea dekoncentracji rynku energii, należy najpierw przedstawić istotę i funkcje operatorów przesyłowego i dystrybucyjnego. Zgodnie z art. 2 pkt. 4 i 6 dyrektywy 2009/72/WE (Dz. Urz. Unii Europejskiej, L 211/55) „operator systemu przesyłowego” oznacza osobę fizyczną lub prawną odpowiedzialną za eksploatację, zapewnianie utrzymania i – w razie konieczności – rozbudowę systemu przesyłowego na danym obszarze, oraz utrzymanie go w długim okresie. „Operator systemu dystrybucyjnego” zaś odpowiada w tym samym zakresie za system dystrybucyjny. Sam „przesył” zgodnie z tą dyrektywą oznacza transport energii elektrycznej liniami najwyższego i wysokiego napięcia w celu dostarczenia jej do odbiorców końcowych lub dystrybutorów; przez „dystrybucję” rozumie się zaś transport energii elektrycznej wysokiego, średniego i niskiego napięcia w celu dostarczenia jej bezpośrednio do odbiorców. Implementacja do polskiego porządku prawnego dyrektywy 2009/72/WE nastąpiła w art. 9c i n. PrEnergU (Dz. U. 2017 poz. 220 z późn. zm.). Jedną z najbardziej istotnych wprowadzanych kwestii było zobowiązanie operatorów wyznaczanych na podstawie art. 9h PrEnergU (Dz. U. 2017 poz. 220 z późn. zm.) do zapewniania bezpieczeństwa dostaw energii, przy stosowaniu obiektywnych i przejrzystych zasad gwarantujących równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniających zasady ochrony środowiska (Kasnowski, Kuliński 2017). To właśnie operatorzy są zobowiązani w art. 9c ust. 1 PrEnergU (Dz. U. 2017 poz. 220 z późn. zm.) do ochrony, zabezpieczenia i utrzymania infrastruktury (bezpieczeństwo), pośredniczenia w transporcie i dostarczaniu energii elektrycznej (współpraca) oraz informowania użytkowników systemu o warunkach świadczenia usług przesyłu lub dystrybucji (informacja) (Kasnowski, Kuliński 2017). Instytucja operatorów sprzyja dekoncentracji rynku energii ze względu na zastosowanie zasady równego traktowania dużych i małych użytkowników systemów oraz wdrożenie obowiązków informacyjnych wobec podmiotów korzystających z sieci. Co więcej, idea wydzielenia tych instytucji opiera się na zasadzie ich niezależności, co utrudnia wpływ na ich działania – a tym samym na zarządzanie sieciami – ze strony najbardziej zasobnych ekonomicznie podmiotów.

Zatwierdzanie taryf

Operatorzy za korzystanie z krajowego systemu przesyłu albo dystrybucji pobierają opłaty na warunkach określonych w art. 46 ust. 3 i 4 PrEnergU (Dz. U. 2017 poz. 220 z późn. zm.). Ustalone w ten sposób taryfy – rozumiane jako zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne (Pokrzywniak 2006) i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców – muszą zostać zatwierdzone przez Prezesa URE. Stąd, podlegają one ocenie zewnętrznej dokonywanej przez regulatora na podstawie ustawy i rozporządzeń, co znacząco ogranicza możliwość prowadzenia przez duże przedsiębiorstwa praktyk monopolistycznych w tym zakresie. Konieczność poddawania taryf do zatwierdzenia oraz prawo do nadawania koncesji na wykorzystywanie sieci lub instalacji przez regulatora powinny tym samym zostać uznane za pomniejsze środki prawne służące bezpośrednio do kontrolowania praktyk rynkowych, a pośrednio – do zwiększania konkurencyjności samego rynku.

Rozdzielenie produkcji i dystrybucji energii (zasada *unbundlingu*)

Od 1 lipca 2007 r. obowiązuje w Polsce zasada rozdzielania produkcji i dystrybucji energii, uregulowana w art. 9d PrEnergU (Dz. U. 2017 poz. 220 z późn. zm.). Zakłada ona rozdzielność poszczególnych obszarów działalności przedsiębiorstw energetycznych – tj. przesyłu i dystrybucji – od obrotu i wytwarzania (Kasnowski, Kuliński 2017). Przed 2007 r. jeden zakład energetyczny mógł zajmować się jednocześnie obrotem i sprzedażą energii oraz jej dystrybucją. Wzmacniało to zdecydowanie pozycję rynkową takiego podmiotu oraz ograniczało konkurencję. Dopiero prawo unijne, a konkretnie dyrektywy 2003/54/WE oraz 2009/72/WE, wymusiły na Polsce wprowadzenie do porządku prawnego zasad nakazujących oddzielenie tych dwóch obszarów działalności. Wprowadzenie tzw. zasady *unbundlingu* spowodowało dekoncentrację przedsiębiorstw przez ich podział. Sama zasada stara się także zniwelować konflikt interesów, jaki zazwyczaj występuje między konkurującymi podmiotami rynkowymi, przez podzielenie ich na wspomnianych już operatorów, których zyski płyną z zarządzania siecią oraz sprzedawców energii, którzy zarabiają na obrocie – ich rynki się w zasadzie nie krzyżują.

Istotnym elementem rozdzielania produkcji i dystrybucji energii jest konieczność uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne, chcące uzyskać status operatora systemu przesyłowego, tzw. certyfikatu niezależności. Certyfikat ten potwierdza spełnienie kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a PrEnergU (Dz. U. 2017 poz. 220 z późn. zm.). Są nimi między innymi: brak bezpośredniego albo pośredniego, ale decydującego wpływu względem przedsiębiorstwa zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną lub względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego; brak możliwości powoływania członków organów zarządczych i nadzorczych operatorów systemów przesyłowych lub innych przedsiębiorstw energetycznych, ani zasiadania w nich (Kasnowski, Kuliński 2017). Oprócz spełnienia kryteriów niezależności, przedsiębiorstwo chcące uzyskać certyfikat musi wykazać zdolność wykonywania obowiązków wynikających z art. 9c PrEnergU (Dz. U. 2017 poz. 220 z późn. zm.), dotyczących zapewniania przejrzystego i niedyskryminującego dostępu do sieci, a także spełnić szereg innych warunków wynikających z osobnych rozporządzeń (Kasnowski, Kuliński 2017). Konieczne jest również, by umowa między właścicie-

lem sieci przesyłowej a przedsiębiorstwem energetycznym, chcącym uzyskać status operatora, regulowała wystarczająco obowiązki dotyczące przesyłu i dystrybucji energii daną siecią. Ostatecznie, przyznanie certyfikatu oznacza, że dany podmiot został uznany za niezależny pod względem swojej formy prawnej i organizacyjnej. Znaczący to również, iż podejmuje on decyzje niezależnie od przedsiębiorstw, o innym, od przesyłu energii, przedmiocie działalności (Kasnowski, Kuliński 2017). Dość trudna procedura uzyskania certyfikatu oraz wymagające kryteria niezależności potencjalnego operatora zapewniają faktyczną rozdzielność dystrybucji od sprzedaży i teoretycznie zmniejszają przewagę podmiotów dotychczas dominujących na rynku, przez wymuszenie ich podziału.

Prawo wyboru sprzedawcy energii (zasada *Third-Party Access*)

Swobodny wybór podmiotu sprzedającego energię stanowi jeden z najbardziej istotnych środków prawnych umożliwiających dekoncentrację europejskich rynków energii. Prawo wyboru sprzedawcy, pierwotnie wprowadzone do europejskiego obrotu prawnego w roku 1992, a ostatnio potwierdzone dyrektywą 2009/72/WE, zostało zaimplementowane do polskiego porządku prawnego w przepisach art. 4, art. 4j oraz art. 7 PrEnergU (Dz. U. 2017 poz. 220 z późn. zm.). Możemy wyróżnić trzy główne elementy tego prawa, jakimi są bez wątpienia ustawowe zobligowanie przedsiębiorstw zajmujących się przesyłem albo dystrybucją do równoprawnego świadczenia usług, obowiązek zawarcia przez nie umowy o przyłączenie do sieci z żądającym zawarcia takiej umowy oraz dowolność odbiorcy energii w wyborze sprzedającego.

Zasada *Third-Party Access* polega na zapewnieniu osobom trzecim, czyli najczęściej konsumentom, dostępu do niebędącej ich własnością sieci, co umożliwia im zakup energii elektrycznej bezpośrednio u wytwórcy i korzystanie z usług przesyłowych operatora. Mimo podnoszonych początkowo wątpliwości co do jej praktyczności zwłaszcza w zakresie rynku bilansującego (Hawliczek 2004) oraz wskazań co do praktycznych trudności w faktycznej sytuacji zmiany sprzedawcy, która jest teoretycznie dopuszczalna w każdym momencie, zasada ta zachowuje swoje znaczenie. Daje ona bowiem możliwość zawierania umów z dowolnie wybranym podmiotem – co w oczywisty sposób rozwija konkurencję. To z kolei może przełożyć się na spadek cen, możliwości ich indywidualnego negocjowania czy zwiększoną konkurencyjność ofert. Zasadnym zdaje się dlatego uznać, iż prawo wyboru sprzedawcy energii jest jednym z kluczowych elementów liberalizacji rynku energii w ogóle.

Zwiększenie roli obrotu giełdowego

Jednym z rozwiązań prawnych, które mają sprzyjać dekoncentracji oraz tworzeniu konkurencyjnego rynku energii elektrycznej jest obowiązek publicznego obrotu energią elektryczną. W polskim systemie prawnym ten środek to tzw. obligo giełdowe, które rozumieć należy jako ustawowy obowiązek dokonywania obrotu energią elektryczną na rynku regulowanym. Obligo giełdowe ma na celu zapewnienie, że obrót energią odbywać się będzie jawnie oraz publicznie; zakłada także poprawę warunków konkurencji na rynku energii (Elżanowski 2013). Zostało ono wprowadzone do porządku prawnego przepisem art. 49a ust. 1 PrEnergU (Dz. U. 2017 poz. 220 z późn. zm.) i początkowo wymagało od przedsiębiorców energetycznych sprzedaży na giełdach towarowych co najmniej 15%

energii elektrycznej wytworzonej przez nich w danym roku. Giełdą towarową, która desygnowana była dla tego obrotu, miała być giełda w rozumieniu art. 2 pkt. 1 GiełdTowU (Dz. U. 2017 poz. 1127 z późn. zm.), czyli domyślnie Towarowa Giełda Energii SA (TGE).

Według najnowszego stanu prawnego ilość energii przeznaczonej do sprzedaży na TGE nie może już wynosić mniej niż 30% energii wytworzonej w ciągu roku, co należy ocenić pozytywnie. Bez wątplenia nowa regulacja lepiej odpowiada zapotrzebowaniu giełdy niż poprzednia (Gransiszewska 2017). Wynika to z faktu, iż największe przedsiębiorstwa energetyczne – wolać zawierać tańsze kontrakty bilateralne – nie chciały wykraczać poza ustawowy wymóg 15%. Inaczej wyglądała sytuacja dla przedsiębiorstw średnich i małych, dla których udział w giełdzie był istotnym cenowym punktem odniesienia, dzięki któremu mogły one planować swoją politykę cenową i wytwórczą. Bez względu na sprzeciw największych podmiotów na rynku energii, wprowadzenie obowiązku publicznego obrotu energią elektryczną jest korzystne z punktu widzenia dekoncentracji rynku i stopniowego zwiększania konkurencji (Elżanowski 2013). Giełda ze swej natury jest instytucją transparentną, z jednakowymi dla wszystkich podmiotów w niej uczestniczących warunkami uczestnictwa oraz dostępem do informacji, zapewniająca dużą szybkość obrotu danymi dobrami. Może ona skutecznie urealnicić ceny przy zapewnieniu stałego nadzoru ze strony Komisji Nadzoru Finansowego, który niweczy możliwość manipulacji i spekulacji na cenie energii elektrycznej. Jednocześnie należy zauważyć, że dla większości podmiotów gospodarczych zajmujących się obrotem energią elektryczną zmiana kontraktów z bilateralnych na stałą i płynną sprzedaż energii na giełdzie nie jest ekonomicznie nieefektywna. Przepis art. 49a PrEnergU (Dz. U. 2017 poz. 220 z późn. zm.) może naruszać jedynie interes największych podmiotów, które wykorzystując efekt skali i duże różnice konkurencyjne zawierają kontrakty energetyczne głównie w obrocie pozagiełdowym (Jankowski, Kuliński 2017). Z punktu widzenia liberalizacji rynku energii i pobudzenia konkurencji na nim, zwiększanie obliiga giełdowego jest więc konieczne i służyć ma faktycznej dekoncentracji rynku.

Wsparcie energetyki rozproszonej

Ostatnim omawianym środkiem dekoncentracji rynku energii w Polsce jest potencjalne wsparcie przez ustawodawcę idei energetyki rozproszonej. Energetyką rozproszoną (generacją rozproszoną) nazywa się wytwarzanie energii przez małe jednostki oraz ośrodki wytwarzania energii ulokowane blisko miejsca odbioru, najczęściej przy wykorzystaniu potencjału odnawialnych źródeł energii – to jest stosując niewielkie turbiny, ogniwa fotowoltaiczne, farmy wiatrakowe, ale także agregaty oraz ogniwa paliwowe (Jurczyk 2005). Moc generowana w ramach tego modelu jest oczywiście niska w porównaniu do źródeł konwencjonalnych, przetwarzanych w olbrzymich elektrowniach. Niemniej jednak, siła energetyki rozproszonej leży w wielości podmiotów produkujących energię, głównie na własne potrzeby. Istotnymi elementami związanymi z aspektem definicyjnym energetyki rozproszonej jest brak podległości centralnemu dysponowaniu oraz pozostawanie jednostek wytwórczych w rękach podmiotów prywatnych.

Sieci energetyki rozproszonej mogą być tworzone w ramach tzw. klastrów energii, czyli – zgodnie z art. 2 ust. 15a) Ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. (Dz. U. 2015

poz. 478 z późn. zm.) – cywilnoprawnych porozumień, w skład których wchodzić mogą różne osoby fizyczne i prawne, a także jednostki naukowe czy jednostki samorządu terytorialnego. Działanie takich klastrów ograniczone jest w ustawie do granic jednego powiatu. Innym modelem są tzw. spółdzielnie energetyczne, w których odbiorcy energii są jednocześnie członkami spółdzielni. Model ten opiera się na rozwiązaniach niemieckich – gdzie spółdzielnie energetyczne (niem. *Energiegenossenschaften*), wspierane przez państwo, szybko zdobyły popularność (Jankowska 2014). Energetyka rozproszona może być także oparta na modelu prosumenckim, w którym najistotniejszą rolę odgrywają tzw. prosumenci, czyli konsumenci energii zaangażowani w jej wytworzenie, skąd trafia ona bezpośrednio do obrotu (Koszowski 2013). Zgodnie z Ustawą o OZE za prosumentów uznać można wytwórców energii odnawialnej z mikroinstalacji, czyli takich jednostek, w których zainstalowana łączna moc elektryczna wynosi nie więcej niż 50kW. Prosumenci wytwarzają więc bardzo mały wolumen mocy – wystarczający wyłącznie by pokryć zapotrzebowanie własne oraz najbliższych odbiorców.

Przegląd możliwych form działania energetyki rozproszonej pozwala przewidywać jej szybki rozwój. Opiera się ona w istocie na zasadzie samorządowego wytwarzania energii – najczęściej odnawialnej – w małych instalacjach. Pozwala to przełamać monopol dużych producentów, skoncentrowanych pionowo, przez produkcję energii na miejscu i dla małego kręgu odbiorców. Energetyka rozproszona została dostrzeżona przez ustawodawcę i szczerkowo uregulowana w Ustawie o OZE. Zgodnie z doniesieniami prasowymi oraz informacjami Ministerstwa Energetyki prowadzone są jednak obecnie prace nad nową ustawą poświęconą wyłącznie energetyce rozproszonej, co jest zdecydowanie dobrym prognozą dla tego środka dekoncentracji rynku energii w Polsce.

Podsumowanie i wnioski

Ustawodawca od wielu lat próbuje zaradzić problemom wywołanym przez charakter niedoskonałego pod względem konkurencji rynku energii elektrycznej, którego niekorzystna struktura podmiotowa zaczyna przejawiać cechy oligopolu. W dłuższej perspektywie sytuacja ta doprowadzić może do znacznego pogorszenia sytuacji rynkowej przedsiębiorstw małych i średnich oraz spowodować wzrost cen energii dla konsumentów. W pracy tej nakreślonych zostało kilka rozwiązań i środków prawnych, które stosowane byłyby dotychczas na płaszczyźnie prawa unijnego i polskiego, a które miały za cel doprowadzić do rychłej dekoncentracji. Mowa tu o regulacjach dotyczących operatorów systemów dystrybucji i przesyłu, zatwierdzaniu taryf, procesie rozdziału produkcji od dystrybucji energii, wydawaniu certyfikatów niezależności, prawie wyboru sprzedawcy energii, czy obliżu giełdowym. Zastanawiające jest, iż mimo diametralnej zmiany jakościowej w stosunku do czasów z początków liberalizacji, nie udało się jeszcze osiągnąć poziomu zakładanej dekoncentracji – a przez to znacząco wzmocnić konkurencji. Jest wątpliwe, czyby to wina błędnie obranego, regulacyjnego kierunku. Równie dobrze może być to skutkiem niewystarczającego politycznego i społecznego nacisku na pełną realizację założeń liberalizacji. Rynek energii może nie działać prawidłowo, a platformy obrotu – takie jak TGE – notować stosunkowo mały obrót także z innych względów. Brak publicznego systemu zachęt dla produ-

centów nie motywuje ich do zwiększania konkurencyjności swoich ofert; z kolei zbyt niskie zainteresowanie samych odbiorców nowymi regulacjami sprawia, że mają one charakter pozorowany i mało praktyczny. Postęp w tej materii mogą blokować również istniejące bariery ekonomiczne, techniczne czy organizacyjne. Silny wpływ na rynek energii ma także sektor publiczny, co sprzyja tworzeniu się państwowego oligopolu.

Mimo negatywnej diagnozy obecnego stanu liberalizacji rynku energii, nie można zrezygnować z prób prawnego wpłynięcia na jego strukturę tak, by lepiej zaspokajał on potrzeby jego uczestników, umożliwiał łatwiejsze bilansowanie produkcji i odbioru oraz oferował niskie ceny dla odbiorców końcowych. Próby te mogą być różne – poczynając od nieefektywnego, sztucznego kształtowania polityki cenowej na wzór nakazowo-rozdzielczy – po promowanie energetyki rozproszonej. Skoro tylko rynek naprawdę konkurencyjny może umożliwić osiągnięcie wszystkich stawianych przed nim celów, to zadaniem prawa jest więc starać się doprowadzić do tego stanu. Najbardziej perspektywiczne w tym zakresie wydają się regulacje związane właśnie z energetyką rozproszoną oraz modelem prosumenckim, które odpowiednio przemyślane mogą istotnie utrudniać koncentrację i uzyskiwanie pozycji monopolistycznej albo oligopolistycznej przez największe podmioty. Podobnie korzystne mogą okazać się zwiększone wysiłki ustawodawcy oraz regulatora zachęcające producentów energii do uczestnictwa w rynku regulowanym, co zwiększa transparentność transakcji i stabilizuje ceny. W perspektywie najbliższych lat będzie można ocenić, czy to właśnie te podejmowane działania i zastosowane środki doprowadziły finalnie do dekoncentracji na polskim rynku energii.

Bibliografia

1. Bednarski M., (2003) *Rynek i główne zasady jego funkcjonowania* [w:] Bednarski M., Wilkin J., (red.), *Ekonomia dla prawników*, Warszawa: Lexis Nexis.
2. Begg D., Fischer S., Dornbusch R., (2014) *Mikroekonomia*, Warszawa: Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne.
3. Bil J., Kulesa M., (2013) *Regulacja czy konkurencja? Model rynku energii*, „Energetyka ciepła i zawodowa”, [w:] <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252Fregulczykonkur2.pdf> [13.03.2018].
4. Dobroczyńska A., Juchniewicz L., (2005) *Konkurencyjny rynek energii – czy i komu jest potrzebny?*, „Jaki model rynku energii?” [w:] <http://www.ure.gov.pl/pl/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/jaki-model-ryнку-energii/1182,Konkurencyjny-rynek-energii-8211-c> [12.03.2018].
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 2003/54 z dnia 26 czerwca 2003r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę (WE) nr 96/92, (Dz. Urz. Unii Europejskiej, L 176/37).
6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 2009/72 z dnia 13 lipca 2009r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę (WE) nr 2003/54, (Dz. Urz. Unii Europejskiej, L 211/55).
7. Elżanowski F., (2013) *Obowiązek handlu energią elektryczną przez giełdę jako element liberalizacji rynku energii elektrycznej*, „Regulacja – innowacja w sektorze energetycznym”, Kraków: Beck.
8. Golachowski K., (2006) *Koncentracja firm blokuje rynek energii*, „Gazeta Prawna”, [w:] <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/pliki/2/Koncentracjafirm.pdf> [12.03.2018]
9. Gołębiowski S., (2013) *Kontrola koncentracji w sektorze elektroenergetycznym*, Warszawa: UOKiK.
10. Graniszewska M., (2017) *TGE prosi o obligo*, „Puls Biznesu”, [w:] <https://www.pb.pl/tge-prosi-o-obligo-858649> [14.03.2018].

11. Guzik R., Panek A., (2002) *HHI – za i przeciw*, „Biuletyn URE”, 4/2002.
12. Hawliczek P., (2004) *TPA w teorii. Zasada dostępu strony trzeciej – TPA [Third Party Access]. Teoria a praktyka*, „Wokół Energetyki”, <http://www.cire.pl/pliki/2/tpateoria.pdf> [17.03.2018].
13. Jankowska K., (2014) *Spółdzielnie energetyczne – przykład niemieckiej energetyki obywatelskiej*, „Czysta Energia” [w:] https://www.cire.pl/pliki/2/edukacja_jankowska_iii_wersja_poadpo_kor.pdf [18.05.2018].
14. Jankowski Ł., (2017) *art. 49a* [w:] M. Kuliński, (red.), *Prawo energetyczne. Komentarz* [w:] <https://sip.legalis.pl/document-view.seam?documentId=mjxw62zogi3damjwg4ztknjoobqxlrtg43tmrmrzgizq#srodty1> [16.03.2018].
15. Jurczyk M., (2005) *Generacja rozproszona a rynek energii*, „Rynek Energii”, nr 3 [w:] https://rynek-ciepla.cire.pl/pliki/2/gen_rozp.pdf [18.05.2018].
16. Kamerschen D., McKenzie R., Nardinelli C., (1991) *Ekonomia*, Gdańsk: Wydawnictwo Inne.
17. Kamińska A., (2009) *Monopol naturalny i jego regulacja*, „Rocznik Naukowy Wydziału Zarządzania w Ciechanowie”, t. 1-2 (III), Ciechanów: WSM Ciechanów.
18. Kasnowski J., (2017) *art. 9c, 9d, 9h[1]*, [w:] M. Kuliński, (red.), *Prawo energetyczne. Komentarz*, <https://sip.legalis.pl/document-view.seam?documentId=mjxw62zogi3damjwg4ztknjoobqxlrtg43tmmbwgy3q> [16.03.2018].
19. Koszowski M., (2013) *Prosument energetyczny i mały wytwórca energii – wdrożenie innowacji poprzez regulację*, „Regulacja – innowacja w sektorze energetycznym”, Kraków: Beck.
20. Kuliński M., (2017) *art. 4* [w:] Kuliński M., (red.), *Prawo energetyczne. Komentarz*, <https://sip.legalis.pl/document-view.seam?documentId=mjxw62zogi3damjwg4ztknjoobqxlrtg43tmmbsga4a> [16.03.2018].
21. Laskowski S., (2009) *Regulacja rynku energii elektrycznej*, „Kwartalnik Energetyka Acta Energetica”, nr 02.
22. Ministerstwo Gospodarki, (2009) *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, „Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009”, Warszawa: MG.
23. Muras Z., (2013) *Paradoks liberalizacji rynku paliw i energii – rozwój konkurencji przez zwiększenie kontroli administracyjnoprawnej*, „Regulacja – innowacja w sektorze energetycznym”, Kraków: Beck.
24. Pokrzywniak J., (2006) *Pojęcia OSP oraz OSD na gruncie prawa energetycznego*, „Wokół energetyki” [w:] <http://www.cire.pl/pliki/2/osposd.pdf> [16.03.2018].
25. Riedel R., (2010) *Czy energia to naturalny monopol?*, „Energetyka”, nr luty.
26. Różycki A., (2009) *Energia: dobro czy towar?*, „Energia Elektryczna”, http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F%252Fenergia_dobro_towar.pdf [12.03.2018].
27. Sokołowski M., (2013) *Rozważania o istocie współczesnej regulacji*, „Regulacja – innowacja w sektorze energetycznym”, Kraków: Beck.
28. Szczygieł L., (2005) *Model rynku energii elektrycznej*, „Jaki model rynku energii?”, <http://www.ure.gov.pl/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/jaki-model-rynku-energii/1183,1-Model-rynku-energii-elektrycznej.html> [12.03.2018].
29. TGE, (2010) *Regulamin Towarowej Giełdy Energii*, Tekst Jedn. sporządzony i ogłoszony przez Zarząd TGE S.A. w dniu 2 marca 2010 r.
30. Traktat o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej z 26 października 2012r., (Dz. Urz. Unii Europejskiej, C 326/53).
31. Urząd Regulacji Energetyki, (2017) *Raport Krajowy Prezesa URE*, Warszawa: UOKiK.
32. Ustawa – Kodeks Cywilny z dnia 23 kwietnia 1964 (Dz. U. 2017 poz. 459 z późn. zm.).
33. Ustawa – Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997r., (Dz. U. 2017 poz. 220 z późn. zm.).
34. Ustawa o giełdach towarowych z dnia 26 października 2000r., (Dz. U. 2017 poz. 1127 z późn. zm.).
35. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r., (Dz. U. 2015 poz. 478 z późn. zm.).
36. Zawada M., Pabian A., Byłok F., Kucęba R., (2013) *Konkurencja na rynku energii elektrycznej*, „Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Humanitas. Zarządzanie”, Sosnowiec: WSH.