

Waldemar KAMRAT*, Andrzej AUGUSIAK**, Marcin JASKÓLSKI**

Mechanizmy wspierania rozwoju wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

STRESZCZENIE. W referacie przedstawiono przykłady rozwoju konkurencji w obszarze paliw i energii, stymulowane mechanizmami regulacyjnymi, a dotyczący przede wszystkim odnawialnych i skojarzonych źródeł energii. Źródła takie są najczęściej budowane w oparciu o technologie o niewielkich mocach jednostkowych i wysokich kosztach wejścia na rynek, a rozwój konkurencji technologicznej przyjmuje w ich przypadku postać mechanizmów wsparcia publicznego dla nowych rodzajów elektrowni.

Omówiono także główne elementy związane z budowaniem skutecznych systemów wsparcia publicznego na rzecz nowych technologii energetycznych oraz przedstawiono charakterystykę istniejących systemów oraz skutki ich stosowania na przykładzie energetyki wiatrowej i słonecznej. Pokazano i omówiono również modelowanie rozwoju rynku konkurencyjnego, na którym mechanizmy wsparcia publicznego mogą być skutecznie stosowane.

SŁOWA KLUCZOWE: rynki paliw i energii, konkurencja, technologie energetyczne, polityka energetyczna

Wprowadzenie

Liberalizacja rynku energii elektrycznej w krótkim okresie czasu nie przyniesie zapewne natychmiastowego obniżenia kosztów. Nie ma nawet pewności czy w Polsce w horyzoncie

* Dr hab. inż., ** Dr inż. — Politechnika Gdańska, Gdańsk.

Recenzent: dr hab. inż. Wojciech SUWAŁA

średnio- i długoterminowym obniżenie kosztu energii elektrycznej będzie zauważalne. Główną przyczyną tego stanu rzeczy jest konieczność szeroko zakrojonych inwestycji w odbudowę przestarzałej infrastruktury energetycznej. Należy przy tym spełniać wymogi ochrony środowiska, przykładając większą wagę do technologii opartych na paliwach gazowych, odnawialnych źródłach energii, a w dalszej perspektywie – paliwach jądrowych. Uwolnienie rynku energii elektrycznej przyczyni się docelowo do wprowadzenia minimalizacji kosztów w sektorze energetycznym, począwszy od elektrowni, poprzez operatorów systemu dystrybucyjnego i sprzedawców energii elektrycznej. Wzmocni również dążenie do większej efektywności przetwarzania różnych form energii

Aby ten proces był skuteczny, towarzyszyć mu musi m.in. określenie kompetencji, wzajemnej relacji i zasad współpracy organów regulacyjnych i organów antymonopolowych (ochrony konkurencji). W obliczu liberalizacji europejskich rynków energii elektrycznej i gazu powinno się podjąć wysiłki harmonizacji w takich dziedzinach jak: podatki (w tym opłaty licencyjne), ochrona środowiska, standardy techniczne. Bezpieczeństwo dostaw powinno być zapewnione poprzez stosowanie mechanizmów regulacyjnych (standardy operacyjne, dywersyfikacja źródeł). Wreszcie istotna jest także spójna wizja i wola polityczna zmian i reform oraz determinacja w ich przeprowadzaniu przez rządy w całym okresie przemian.

Powyższe postulaty w szczególności dotyczą odnawialnych i skojarzonych źródeł energii, budowanych w oparciu o technologie o niewielkich mocach jednostkowych i wysokich kosztach wejścia na rynek. W tym przypadku wspieranie konkurencji technologicznej musi przyjąć postać skutecznych mechanizmów wsparcia publicznego dla nowych rodzajów elektrowni. Jak dynamicznie i skutecznie taki proces może zachodzić, warto prześledzić na przykładzie liderów przemian w krajach unijnych, co starano się pokazać w niniejszym referacie.

1. Regulacja rynków paliw i energii a wspieranie konkurencji

Promowanie konkurencji jest obok regulacji gospodarki paliwami i energią, podstawowym zadaniem realizowanym przez Urząd Regulacji Energetyki, na mocy art. 21 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. O ile jednak działania regulacyjne urzędu są precyzyjnie zdefiniowane, to zakres zadań związanych z promowaniem konkurencji nie jest w niej dokładnie określony.

Rynek energii elektrycznej cechuje szereg uwarunkowań ograniczających zakres realnej konkurencji. Należą do nich przede wszystkim kontrakty długoterminowe wiążące znaczną ilość wytwarzanej energii, występujące ograniczenia zdolności przesyłowych, brak rynku dnia bieżącego. Dotychczas na rynku detalicznym barierą rozwoju konkurencji był brak wyodrębnienia operatorów systemów dystrybucyjnych, co uniemożliwiło faktyczny rozwój prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców. Te bariery spowodowały, że w ostatnich kilku latach rynek energii elektrycznej nie rozwijał się w sposób satysfakcjonujący. Niewielu

odbiorców skorzystało z możliwości wyboru sprzedawcy innego niż dotychczasowa spółka dystrybucyjna.

Również konkurencja w sektorze gazu na dziś nie tylko nie istnieje, ale też jest czasami trudniej wyobrażalna niż konkurencja w elektroenergetyce. Takie wrażenie rodzi przede wszystkim sprawa ograniczeń występujących po stronie podażowej. Jest ona mniej zróżnicowana niż w elektroenergetyce, gdzie jest znacznie więcej alternatywnych źródeł wytwarzania energii i pośredników w obrocie [5].

W takiej sytuacji bardzo istotnym elementem wspierania rozwoju konkurencji staje się podejmowanie działań poszerzających tradycyjną bazę wytwórczą i technologiczną dla energetyki. Takim działaniem jest m.in. tworzenie mechanizmów wsparcia publicznego dla nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, przede wszystkim z zakresu energetyki odnawialnej i skojarzonej. Poniżej omówiono główne cechy systemów wsparcia, stosowanych przez kraje UE oraz skutki ich działania na przestrzeni ostatnich kilku lat w odniesieniu do najbardziej popularnych nowych technologii odnawialnych, tj. elektrowni wiatrowych i słonecznych.

2. Wsparcie publiczne źródeł odnawialnych i skojarzonych jako element pobudzania konkurencji na rynkach paliw i energii

Wzrost konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego w Europie wspiera się poprzez liberalizację tych rynków oraz rozdzielenie funkcji producentów, operatorów przesyłu i dystrybucji oraz obrotu tymi mediami. Odległym celem UE jest jeden wspólny rynek wewnętrzny z możliwością handlu ponadgranicznego, pobudzającego konkurencję.

W 2001 r. Unia Europejska przyjęła Dyrektywę 2001/77/EC dot. promocji odnawialnych źródeł energii. Zadaniem Dyrektywy było m.in. stworzenie zasad regulujących systemy wspierania i promocji technologii odnawialnych w krajach członkowskich, przyjmowanych celem ich znaczącego rozwoju. Dyrektywa wprowadziła szereg uregulowań w zakresie energetyki odnawialnej, a także wymusiła i umożliwiła budowanie w każdym z krajów członkowskich systemu wsparcia publicznego dla tego sektora. Wsparcie to ma stymulować rozwój konkurencji technologii energetycznych poprzez poprawę wskaźników rynkowych, stosunkowo nowych i przez to drogich, technologii odnawialnych.

Generalnie, systemy wsparcia tworzone i stosowane w ostatnich latach przez kraje unijne mogą mieć trzy podstawowe formy [3]:

(a) Wsparcie na cele badawczo–demonstracyjno rozwojowe (RD&D) wybranych technologii odnawialnych w celu poprawy ich dojrzałości rynkowej, obniżenia kosztów i upowszechnienia informacji na temat korzyści ich stosowania itp.

(b) Wsparcie bezpośrednich inwestycji rynkowych wybranych technologii odnawialnych, które może być dowolną kombinacją czterech głównych metod stosowanych w tym zakresie: specjalnych taryf zakupu energii, wymagalnego portfela energii ze źródeł odnawialnych, subsydiów inwestycyjnych i zamówień/przetargów publicznych w zakresie technologii podlegających wsparciu.

(c) System taryf dla odbiorców końcowych, dających możliwość wyboru przez nich energii elektrycznej produkowanej w źródłach odnawialnych.

Mechanizm taryf zakupu energii (FIT/FIP, ang. *Feed-In Tariffs/Feed-In Premiums*) polega na stosowaniu specjalnych, preferencyjnych, ukierunkowanych na konkretne technologie, cen zakupu energii z tych technologii, najczęściej gwarantowanych przez dłuższy okres czasu (np. 20 lat). Taryfy takie są przyznawane przez regulatora właścicielom/operatorom preferowanych typów elektrowni za wyprodukowaną w nich energię elektryczną, wprowadzoną do sieci elektroenergetycznej. Taryfy takie mogą podlegać okresowym modyfikacjom (obniżkom), celem odzwierciedlenia zjawiska zmniejszania się kosztów produkcji energii w danej technologii wraz z jej upowszechnieniem rynkowym (taryfy schodkowe). W krajach unijnych, m.in. w Niemczech, Francji, Hiszpanii, Grecji, Portugalii i Holandii, mechanizm ten należy do najczęściej spotykanych systemów wsparcia.

Mechanizm wymagalnego portfela energii ze źródeł odnawialnych (RPS, ang. *Renewable Portfolio Standard*) polega na nałożeniu obowiązku (na konsumenta, dostawcę lub producenta energii) zapewnienia odpowiedniej ilości energii pochodzącej ze wspieranych typów źródeł odnawialnych. Jest to mechanizm stosunkowo nowy, który jest również szeroko stosowany poza Europą, m.in. w Australii, Japonii i wielu stanach USA. Do krajów członkowskich stosujących ten typ wsparcia, obok m.in. Wielkiej Brytanii, Włoch, Szwecji i Belgii, należy również Polska. Aby zapewnić temu mechanizmowi odpowiednią elastyczność, równoległe z nim stosowany jest system tzw. zbywalnych zielonych certyfikatów (TREC, ang. *Tradable Renewable Energy Certificates*), które stanowią dowód wprowadzenia energii ze źródeł odnawialnych do systemu elektroenergetycznego i mogą stanowić przedmiot obrotu na osobnym rynku tych certyfikatów.

Mechanizm subsydiów inwestycyjnych dla wybranych typów technologii jest najstarszym stosowanym systemem wsparcia. Przyczyną wdrażania tego mechanizmu w przypadku źródeł odnawialnych jest ich z reguły bardzo wysoki koszt inwestycyjny, odniesiony do jednostki mocy elektrycznej. Stąd ma ona na celu obniżenie barier finansowania wybranych technologii, na ich wczesnym etapie dojrzałości rynkowej. Subsidia te mogą mieć postać bezpośrednich dotacji finansowych, bądź ułatwień fiskalnych (np. odliczeń podatkowych, bądź przyspieszonej amortyzacji). Metoda ta jest często stosowana w połączeniu z innymi mechanizmami.

Z kolei mechanizm zamówień/przetargów publicznych polega na udzielaniu przez agendy rządowe odpowiedniej puli kontraktów na wybudowanie/eksploatację elektrowni wybranych typów, najczęściej z gwarancją zakupów energii w nich wyprodukowanych. Koszty związane z tym systemem są z reguły przenoszone na odbiorców poprzez wyższą średnią cenę energii. System ten jest obecnie najrzadziej spotykany w krajach Unii Europejskiej.

Podobne do opisanych powyżej rozwiązania są obecnie przyjmowane przez kraje członkowskie w celu wspierania rozwoju źródeł wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, co wymusiło przyjęcie w 2004 r. Dyrektywy 2004/8/WE. Formy wsparcia układów skojarzonych przybierają różnorodne postacie: pomocy inwestycyjnej (Austria, Grecja, Holandia, Wielka Brytania), zwolnień/ulg podatkowych (Dania, Francja, Holandia Niemcy, Włochy), bezpośrednich dopłat do cen energii (Niemcy), wymagalnego portfela zamówień energii ze źródeł skojarzonych i tzw. „czerwonych certyfikatów” (Polska, Dania, Belgia), a także cen gwarantowanych (Dania, Belgia, Portugalia).

W Polsce podstawowym mechanizmem wsparcia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i skojarzonych jest jej obowiązkowy zakup nałożony na przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej lub obrocie nią i sprzedające ją do „odbiorców końcowych”. Obowiązek ten uznaje się za spełniony, jeżeli zobowiązane przedsiębiorstwo wykaże się odpowiednim udziałem energii ze skojarzenia w stosunku do całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym [5].

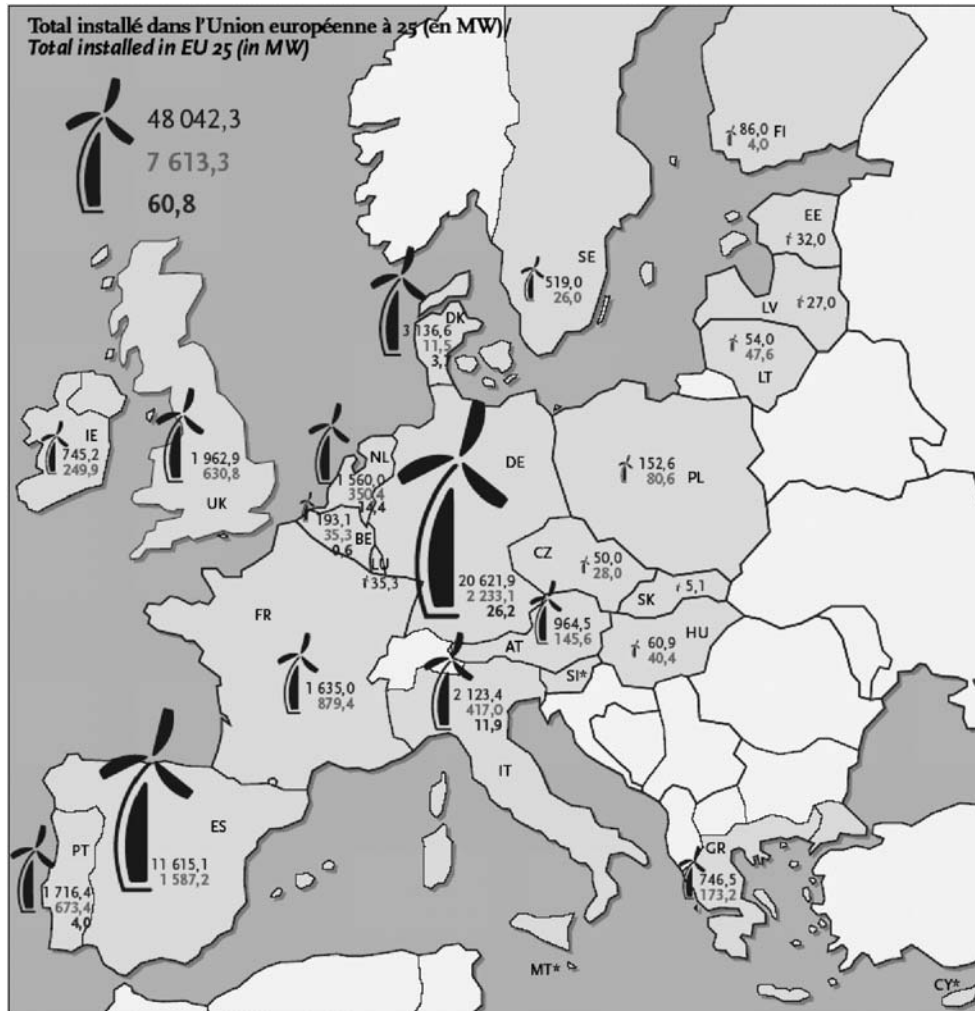
3. Przykłady rozwoju konkurencji w obszarze paliw i energii

Ostatnia dekada zaznacza się dynamicznym rozwojem alternatywnych źródeł energii w Europie, w tym w szczególności źródeł odnawialnych. Szczególnie ostatnie 2–3 lata charakteryzowały się już ustabilizowanym wzrostem znaczenia technologii odnawialnych w ogólnym bilansie wytwarzania energii. Trwała, jak się wydaje, tendencja wzrostu cen paliw węglowodorowych wskazuje, że w najbliższych latach należy oczekiwać utrzymania trendu umacniania konkurencji w obszarze wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o promowane źródła odnawialne. Nie wszystkie kraje europejskie stosują w tym zakresie takie same rozwiązania i nie wszędzie ten proces przebiega podobnie. Warto więc prześledzić najbardziej spektakularne sukcesy i porażki na tej wciąż wyboistej drodze.

3.1. Energetyka wiatrowa

Lata 2005-2006 zaznaczyły się rekordowym wzrostem mocy zainstalowanej w turbinach wiatrowych, tak na całym świecie, jak i w Unii Europejskiej, której łączny udział w globalnym boomie wiatrowym przekroczył 65%, zbliżając się do mocy zainstalowanej około 50 GW [6]. Spośród 25 krajów członkowskich, najsilniejszy rozwój rynku energetyki wiatrowej wciąż występuje w Niemczech, Hiszpanii i Danii, ale w roku 2006 pozytywne sygnały wzrostu tego rynku zaznaczyły się również w Portugalii, Francji i Wielkiej Brytanii. Dane nt. łącznych mocy w energetyce wiatrowej w UE zobrazowano na rysunku 1.

Dzięki podjętym inwestycjom, energia produkowana w turbinach wiatrowych stanowi od kilku lat istotny element w całkowitej produkcji energii elektrycznej w Europie. W kra-



Rys. 1. Moc turbin wiatrowych zainstalowanych w UE, stan na 2006 r. (w słupkach kolejno od góry podano moc turbin wiatrowych, odpowiednio: łączną/zainstalowaną w 2006 r./zdeinstalowaną w 2006 r.), zaczerpnięto z [6]

Fig. 1. Capacity of wind power in EU, 2006 (in columns downwards – capacity, respectively: total, installed in 2006, decommissioned in 2006), after [6]

jach Unii Europejskiej oszacowanie produkcji za 2006 r. mówi o 81,4 TWh energii z elektrowni wiatrowych, co stanowiło około 2,5% produkcji całkowitej.

W roku 2006 na rynku niemieckim kosztem około 2,9 mld € zainstalowano około 2,2 GW mocy w turbinach wiatrowych, osiągając w tym kraju ich moc łączną ponad 20 GW. Wzrost ten w stosunku do roku 2005 wyniósł 23,5% i nastąpił po około 3-letnim okresie stagnacji w rozwoju rynku turbin wiatrowych w Niemczech. Przyczyniły się do tego pozytywne decyzje regulacyjne rządu federalnego o obowiązku przyłączania farm wia-

trowych na morzu i rozpoczynający się proces „repowering”, czyli wymiany starych turbin wiatrowych na nowe o większej mocy (ok. 130 MW mocy zainstalowanej w 2006 r.) Dalszego rozwoju tego sektora energetyki odnawialnej w Niemczech upatruje się w nowych inwestycjach na morzu i utrzymaniu stabilnych korzystnych warunków zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach wiatrowych.

Z kolei Hiszpania utrzymała swoją drugą pozycję, jeśli chodzi o liczbę nowych inwestycji wiatrowych, mimo pewnej stagnacji na poziomie około 1,5 GW mocy zainstalowanej w 2006 r. Łączna moc zainstalowana w sektorze turbin wiatrowych sięgnęła około 11,5 GW. W opinii ekspertów obecne tempo wzrostu raczej nie pozwoli na osiągnięcie zakładanego przez KE dla Hiszpanii poziomu około 20 GW na koniec 2010 r. Obawy te są tym bardziej uzasadnione, że rząd hiszpański zdecydował się, w ślad za wzrastającą do poziomu około 50 €/MWh rynkową ceną energii elektrycznej, na zmianę przepisów regulujących pomoc publiczną w zakresie rozwoju energetyki odnawialnej. Propozycja zakłada obniżenie subsydiów publicznych do 17,5/10,5/5,5 €/MWh przez okres, odpowiednio, pięciu/dziesięciu/i piętnastu lat, oraz ustalenie górnej granicy ceny energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach wiatrowych (z wliczoną pomocą publiczną) na około 85 €/MWh.

Trzecim co do wielkości w 2006 r. rynkiem dla energetyki wiatrowej była Francja, która z mocą zainstalowaną około 1,5 GW (z Korsyką i tzw. terytoriami zamorskimi) wyprzedziła Wielką Brytanię. Elektrownie wiatrowe we Francji korzystają z systemu wsparcia polegającego na obowiązku zakupu energii oraz gwarantowanej cenie zakupu energii w oparciu o świadectwo jej pochodzenia ze źródeł odnawialnych. Ceny te wg najnowszych regulacji zostały ustalone na poziomie 82 €/MWh dla elektrowni budowanych na lądzie oraz 130 €/MWh dla elektrowni budowanych na morzu. Ceny te od 2008 r. będą maleć ze stopą 2% rocznie, ale będą również indeksowane corocznym wskaźnikiem inflacji.

Wielka Brytania, która kontynuowała wzrost energetyki wiatrowej z około 0,6 GW mocy zainstalowanej w 2006 r., osiągnęła pułap około 2 GW łącznej mocy zainstalowanej w turbinach wiatrowych, z czego około 0,3 GW pochodzi z farm wiatrowych zbudowanych na morzu. System wsparcia jest podobny do przyjętego w Polsce i polega na funkcjonowaniu rynku zielonych certyfikatów oraz obowiązku zakupu wolumenu energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, którego opublikowana ścieżka zakłada osiągnięcie 10% udziału energii odnawialnej w całkowitej ilości energii sprzedanej w 2010 r. Dodatkowo stosowane są zachęty podatkowe i gwarancje inwestycyjne (szczególnie dla farm wiatrowych budowanych na morzu) oraz dodatek ekologiczny na poziomie około 7 €/MWh. Ceny uzyskiwane przez elektrownie wiatrowe w Wielkiej Brytanii osiągnęły w sierpniu 2006 r. rekordowy poziom około 150 €/MWh. Z obawy przed dalszym wzrostem cen i w trosce o rozwój mniej obecnie opłacalnych technologii alternatywnych, rozważa się zmianę istniejącego systemu na niekorzyść elektrowni wiatrowych.

Również Włochy stosują podobny system wsparcia, z cenami zielonych certyfikatów, które wzrosły od około 90 €/MWh w 2003 r. do około 140 €/MWh. Rok 2006 zaznaczył się jednak stagnacją w zakresie nowych inwestycji, z około 0,4 GW mocy zainstalowanej. W opinii ekspertów tempo rozwoju rynku energetyki wiatrowej w tym kraju nie daje szans na osiągnięcie łącznej mocy zainstalowanej w turbinach wiatrowych na poziomie 9,5 GW w 2012 r., w stosunku do obecnego poziomu około 2,2 GW.

Przykładem szybkiej ścieżki rozwoju energetyki wiatrowej stała się także Portugalia, z około 1,7 GW mocy zainstalowanej w 2006 r. Ważnym krokiem na tej ścieżce stało się podpisanie kontraktu z gwarancjami rządowymi na wybudowanie 48 farm wiatrowych o łącznej mocy 1,2 GW oraz prace nad kolejnym kontraktem na łączną moc 0,5 GW. Oprócz systemu przetargów z gwarancjami publicznymi, Portugalia wdrożyła złożony system cen zakupu energii z elektrowni wiatrowych, które są uzależnione m.in. od mocy, liczby lat eksploatacji, wskaźników ekonomicznych i środowiskowych danej instalacji.

Z kolei Holandia zdecydowała się w 2006 r. rozpocząć „wygaszanie” pomocy publicznej na wspieranie energetyki wiatrowej, redukując w pierwszym okresie (od stycznia 2006 r.) ceny energii zakupionej z farm wiatrowych do około 65–78 €/MWh.

W całej Europie sukcesywnie wzrasta średnia moc pojedynczej elektrowni wiatrowej, która w 2006 r. około wyniosła około 2100 MW w Wielkiej Brytanii, około 1850 MW w Niemczech oraz około 1700 MW we Francji. Jest to związane m.in. z potrzebą zastępowania mniejszych jednostek przez większe i bardziej ekonomiczne, ze względu na odczuwalny brak nowych lokalizacji pod farmy wiatrowe na lądzie, oraz z budową nowych farm wiatrowych o większych mocach jednostkowych lokalizowanych na morzu.

Oszacowania na rok 2010 mówią o łącznej mocy zainstalowanej w UE na poziomie 89 GW. Istotnym czynnikiem warunkującym jednak dalszy wzrost rynku energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych będzie dostępność elementów konstrukcyjnych do ich budowy oraz części zamiennych (zwłaszcza przekładni i łożysk).

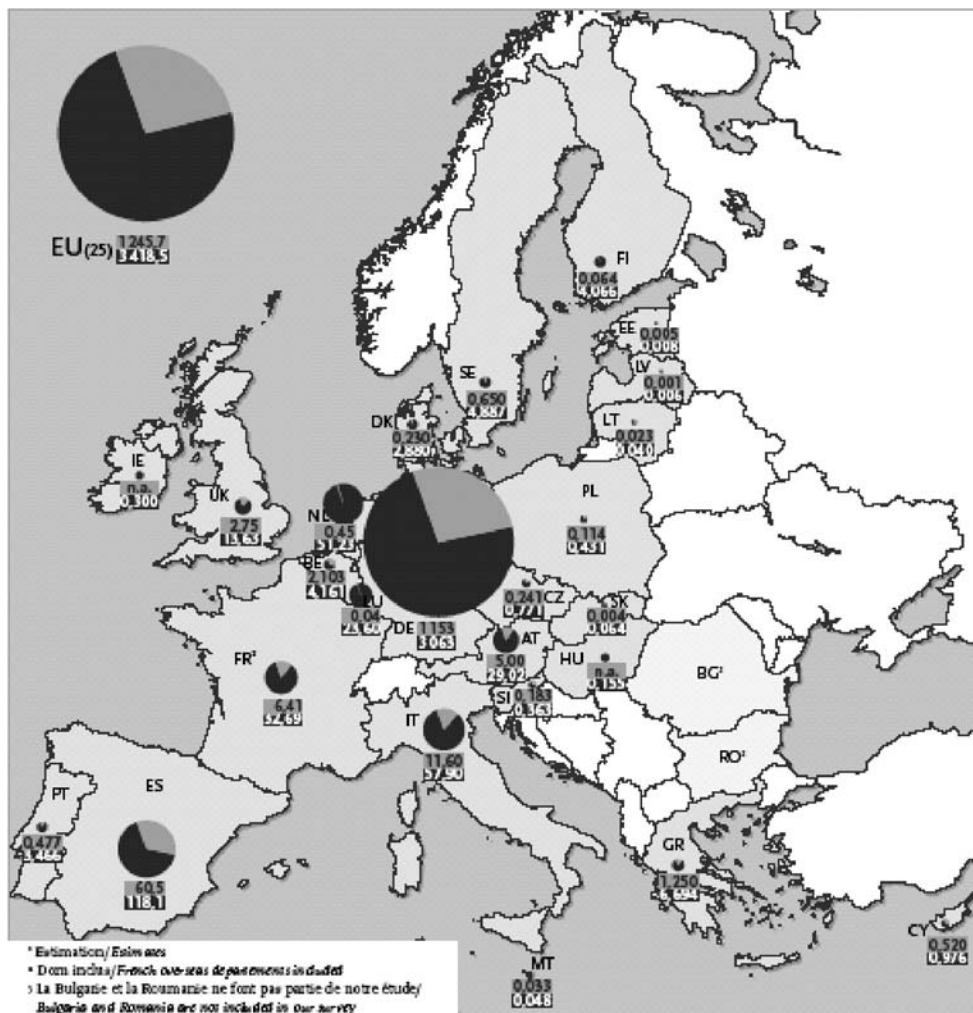
Polska, mimo obserwowanego w ostatnich latach nasilenia inwestycji w zakresie energetyki wiatrowej, ze wskaźnikiem około 4 kW mocy zainstalowanych turbin wiatrowych na 1000 mieszkańców pozostaje na przedostatnim miejscu wśród krajów UE, przy średniej unijnej na poziomie 104 kW (Dania, Hiszpania i Niemcy mają ten wskaźnik powyżej 250 kW).

3.2. Ogniwa fotowoltaiczne

Europejski rynek energii produkowanej w ogniwach fotowoltaicznych utrzymał swą dynamikę w 2006 r., dzięki instalacji około 1,2 GWp mocy szczytowej w tych ogniwach [4]. Łączna moc elektrowni słonecznych w UE wzrosła dzięki temu do 3,4 GWp i przekroczyła próg 3,0 GWp, ustalony w Białej Księdze jako pożądany dla roku 2010. Rynek ten jest jednak bardzo niejednorodny, z ultra-dominującą pozycją Niemiec (1,15 GWp w 2006 r.) i pozostałymi krajami członkowskimi, w których inwestycje w tym sektorze sięgają od pojedynczych kWp do kilkudziesięciu MWp. Stan ten został zobrazowany na rysunku 2.

Uzyskana moc łączna rynku energii elektrycznej produkowanej w ogniwach fotowoltaicznych odpowiada pokryciu zapotrzebowania około 110 tys. gospodarstw domowych (bez ogrzewania). W większości przypadków są to jednak instalacje ogniwo połączonych z siecią elektroenergetyczną, co pozwala na zachowanie zasilania przy braku produkcji energii w ogniwach.

Najszybciej rozwijającym się w tym sektorze rynkiem w Europie i na świecie pozostają nadal Niemcy, pozostawiając daleko w tyle Japonię (ok. 0,3 GWp w 2006 r.) i USA (ok. 0,12



Rys. 2. Łączna moc ogniw fotowoltaicznych w UE (MWp), stan na 2006 r. (kolorem ciemnym/jasnym podano moc ogniw fotowoltaicznych, odpowiednio: łączną/zainstalowaną w 2006 r.), zaczerpnięto z [4]

Fig. 2. Total capacity of photovoltaic power in EU (MWp), 2006, (light/dark colors – capacity, respectively: total, installed in 2006), after [4]

GWp w 2006 r.) Wynika to ze stworzenia tam bardzo stabilnych warunków rozwoju tej technologii w oparciu o przepisy Prawa Energetyki Odnawialnej (EEG), które od swego wprowadzenia w sierpniu 2004 r. zobowiązuje spółki energetyczne do zakupu energii z ogniw fotowoltaicznych po stałej, bardzo opłacalnej stawce, ustalonej na okres 20 lat. Stawka ta wynosi obecnie około 500 €/MWh, ale jest obniżana corocznie o około 5%. Dodatkowo można uzyskać 5% tej stawki, jeżeli ogniwo fotowoltaiczne jest zintegrowane z konstrukcją budynku. Ze względu na znaczny sukces tej technologii, dyskutuje się obecnie zwiększenie stopy degresji ceny z 5 do 10%.

Hiszpania utrzymała wysokie tempo wzrostu instalowanych ogniw fotowoltaicznych, które w 2006 wyniosło około 60,5 MWp mocy zainstalowanej. Dzięki temu, całkowita moc układów fotowoltaicznych w tym kraju wynosi obecnie około 120 MWp, co związane jest z ich dynamicznym rozwojem po przyjęciu w 2004 r. instrumentów wspierania źródeł odnawialnych. Jednak w odróżnieniu od Niemiec, Hiszpania nie stosuje jednej stałej stawki zakupu energii elektrycznej z ogniw fotowoltaicznych, tylko ustala wielokrotność średniej stawki rynkowej dla różnych grup mocowych. I tak, dla instalacji o mocy poniżej 100 kWp, wielokrotność ta wynosi 5,75, co daje cenę zakupu energii z tych źródeł na poziomie około 440 €/MWh, a dla instalacji powyżej 100 kWp, stawkę średnią trzeba pomnożyć przez 3, co daje cenę około 230 €/MWh. W obu przypadkach obowiązuje gwarancja ceny przez okres 25 lat. Najnowsze zmiany w opisanym systemie zakładają wzrost stawek dla grupy dużych instalacji do około 420 €/MWh, co miałyby pomóc osiągnięciu celu indykatywnego 400 MWp w 2010 r.

Włochy wdrożyły swój system wsparcia ogniw fotowoltaicznych w 2005 r. Jednak system ten okazał się bardzo skomplikowany we wdrażaniu i nadzorze. W związku z tym instalacje przyłączone do sieci w 2006 r. osiągnęły zaledwie moc 11 MWp, przy czym wnioski o przyłączenie kolejnych elektrowni sięgały w tym kraju setek megawatów. Najnowsza korekta systemu wsparcia została wdrożona w lutym 2007 r. Zakłada ona stosowanie różnych gwarantowanych cen zakupu energii z ogniw, w zależności od ich mocy i funkcji w systemie elektroenergetycznym. W efekcie ceny te mają się wahać od poziomu około 4 €/kWh dla elektrowni o mocy powyżej 20 kWp nieprzyłączonych do sieci, do poziomu około 500 €/kWh dla najmniejszych źródeł o mocy od 1 do 3 kWp zintegrowanych z systemem elektroenergetycznym. Począwszy od 2009 r. stosowana będzie stopa degressywna, obniżająca ceny gwarantowane o 2% rocznie. System wsparcia w oparciu o ceny gwarantowane nie może być wykorzystywany równocześnie ze zwolnieniami podatkowymi oraz ułatwieniami inwestycyjnymi, i będzie obowiązywał dla elektrowni fotowoltaicznych aż do osiągnięcia przez nie mocy łącznej w systemie na poziomie 1200 MWp.

Podobnie jak Włochy, również Francja zmodyfikowała w ostatnim roku swój system wsparcia rozwoju ogniw fotowoltaicznych. W systemie tym obowiązują stałe stawki zakupu energii elektrycznej z tych źródeł na poziomie około 300 €/MWh (dodatkowe 250 €/kWh można uzyskać integrując panele słoneczne z konstrukcją budowlaną), przy czym Francja stosuje również zachęty podatkowe dla osób fizycznych, instalujących ogniwa w swoich domach, pozwalając na odliczenie do 50% kosztów zakupu urządzeń. Ma to pomóc w osiągnięciu celu, jakim jest łączna moc przyłączonych ogniw na poziomie 120 MWp w 2010 r. (obecny poziom mocy zainstalowanej to około 12 MWp, a w roku 2006 przybyło jej około 6 MWp).

System wsparcia instalacji fotowoltaicznych w Austrii polega również na stałych, gwarantowanych przez okres 10 lat, cenach zakupu energii elektrycznej, które w zależności od mocy elektrowni słonecznej wynoszą: 490 €/MWh dla obiektów o mocy poniżej 5 kWp, 420 €/MWh dla obiektów o mocy od 5 kWp do 10 MWp, 320 €/MWh dla obiektów o mocy powyżej 10 kWp. W roku 2007 zakłada się niewielkie obniżenie tych stawek do poziomu, odpowiednio: 460 €/MWh, 400 €/MWh i 300 €/MWh. Łączna moc instalacji fotowoltaicznych w tym kraju sięga już 29 MWp, a w 2006 r. przybyło ich około 5 MWp.

Z kolei Portugalia przyjęła system wsparcia ogniw słonecznych tylko do łącznej mocy 150 MWp, z których około 130 MWp zostało już rozdysponowane. System ten polega również na stałych cenach zakupu energii elektrycznej, które w 2006 r. wyniosły 450 €/MWh dla mocy poniżej 5 kWp oraz 310 €/MWh dla mocy powyżej 5 kWp. Ceny te są gwarantowane przez okres 15 lat. Mimo tego i mimo doskonałych warunków nasłonecznienia, moc ogniw zainstalowanych w Portugalii wyniosła w 2006 r. tylko około 3,5 MWp, z czego większość dotyczy elektrowni niepodłączonych do sieci elektroenergetycznej.

Również w Grecji, mimo doskonałych warunków słonecznych, rozwój układów fotowoltaicznych był w 2006 r. słaby, z mocą nowych elektrowni na poziomie około 1,25 MWp. Sytuacja ta zapewne ulegnie zmianie, po wprowadzeniu w połowie 2006 r. nowych uregulowań, które zakładają stałe, gwarantowane przez okres 20 lat, ceny zakupu energii z takich elektrowni. Ceny te ustalono na następującym poziomie: na wyspach – 450 €/MWh przy mocy poniżej 100 kWp i 400 €/MWh przy mocy powyżej 100 kWp, na kontynencie, odpowiednio – 500 €/MWh i 450 €/MWh. Wstępne oceny szacują zainteresowanie inwestorów po wprowadzeniu tych cen na około 220 MWp nowych instalacji.

Dynamiczny rozwój tego sektora (potrojenie mocy instalacji fotowoltaicznych w latach 2004–2006) spowodowało istotne utrudnienia na rynku dostawców krzemu, co może przyczynić się do spowolnienia dynamiki budowy nowych elektrowni w najbliższych latach. Przeciwdziałać temu będzie wprowadzanie nowych technologii, np. cienkowarstwowych, które oferują lepsze wykorzystanie krzemu i niższe koszty produkcji ogniw niż tradycyjne technologie wykorzystujące duże monokryształy.

Polska, z łączną mocą instalacji fotowoltaicznych na poziomie około 430 kWp, znajduje się raczej „w ogniu” UE, przy czym wyprzedza większość nowych krajów członkowskich. Znacząca część mocy elektrowni słonecznych (ok. 320 kWp) została zainstalowana w 2006 r., jednak są one niepodłączone do systemu elektroenergetycznego, co stanowi raczej rzadkość wśród rozwiązań stosowanych w Europie (zaledwie ok. 3% instalacji). W przeliczeniu na 1000 mieszkańców, moc ogniw fotowoltaicznych sytuuje Polskę na przedostatnim miejscu wśród krajów Unii, wraz ze Słowacją, Łotwą i Estonią (ok. 0,01 kWp/1000 mieszkańców).

4. Modelowanie wpływu regulacji na rynki paliw i energii

Ze względu na znaczenie, jakie mają mechanizmy wsparcia publicznego udzielane technologiom odnawialnym (i skojarzonym) na rozwój konkurencji technologicznej ze strony nowych źródeł, zachodzi konieczność uwzględniania ich wpływu na rozwój całego sektora paliw i energii w przyszłości. Bardzo istotne staje się m.in. modelowanie rozwoju systemów energetycznych z uwzględnieniem tych mechanizmów, co omówiono poniżej na przykładzie.

4.1. Założenia do badań modelowych

Badania modelowe, oparte na programie MARKAL, mają na celu wykazanie wpływu mechanizmów promowania energii elektrycznej z OZE i energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu na rozwój systemu energetycznego w perspektywie kolejnych 25 lat. Analizę przeprowadzono dla województwa pomorskiego dla scenariusza optymistycznego (A) dotyczącego rozwoju gospodarki w regionie.

W scenariuszu optymistycznym (A) zakłada się znaczący (74%) wzrost finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2000–2025. Większe zużycie energii elektrycznej w przemyśle, handlu i usługach uzależnione jest od wzrostu Produktu Krajowego Brutto (5,5% rocznie) z uwzględnieniem zmniejszania się elektrochłonności PKB.

Na potrzeby niniejszej analizy opracowano 3 warianty (przypadki) scenariusza optymistycznego dotyczące mechanizmów promowania energetyki odnawialnej i gospodarki skojarzonej. Przypadek A1 odpowiada ambitnym celom strategicznym dotyczącym udziału energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i wytworzonej w skojarzeniu w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Przypadek A2 wiąże się z mniej ambitną polityką wspierania tego typu źródeł. Przypadek A3 zakłada brak jakichkolwiek mechanizmów i jest to wariant czysto teoretyczny. Scenariusze teoretyczne A i B porównano ze scenariuszem C, który odpowiada warunkom konkurencji źródeł wytwarzania bez żadnego wsparcia.

Ceny rynkowe praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii z OZE wynoszą odpowiednio 53 €/MWh, 34 €/MWh i 0 €/MWh w przypadkach A1, B1 i C1, zaś stawki opłat zastępczych odpowiednio 58 €/MWh, 39 €/MWh i 0 €/MWh. Warto zwrócić uwagę na fakt, że w polskim systemie wspierania energia elektryczna ze źródeł odnawialnych zakupywana jest po cenie gwarantowanej. Dlatego należy uwzględnić różnicę pomiędzy kosztem wytwarzania energii w OZE a ceną gwarantowaną i odjąć ją od ceny sprzedaży PMO, aby obliczyć rzeczywisty dodatkowy przychód z ich sprzedaży, jaki uzyska wytwórca.

Zróżnicowano także obowiązkowy udział energii elektrycznej z OZE i wytworzonej w skojarzeniu w całkowitej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Cele strategiczne dla energii elektrycznej z OZE i gospodarki skojarzonej przedstawiono w tabeli 1. Wymagane udziały są uśrednione dla 5-letniego okresu liczonego od roku, do którego się odnoszą.

4.2. Rezultaty badań modelowych

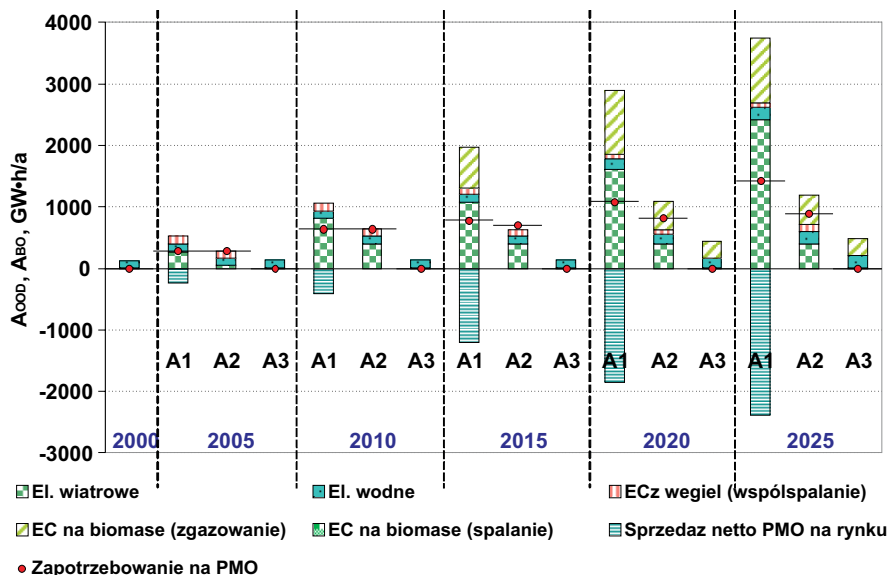
Na rysunku 3 przedstawiono zapotrzebowanie na energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii (prawa majątkowe do świadectw pochodzenia energii odnawialnej – PMO) oraz strukturę jej produkcji w badanym regionie do roku 2025 wraz z wielkością sprzedaży netto PMO. Pojęcie zapotrzebowania na prawa majątkowe do świadectw pochodzenia energii charakterystyczne dla wydzielonego obszaru geograficznego Polski (województwa) jest pojęciem abstrakcyjnym. Charakterystyka przedstawiona na rysunku 3 ukazuje relację

TABELA 1. Cele strategiczne dotyczące udziału energii elektrycznej z OZE i wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem [1]

TABLE 1. Strategic aims concerning renewables and cogenerated electricity [1]

Lp.	Wyszczególnienie	Przyp.	Okres czasu					
			2000	2005	2010	2015	2020	2025
A	Wymagany udział energii odnawialnej	1	2,08%	4,68%	9,00%	10,00%	12,00%	14,00%
		2	2,08%	4,68%	9,00%	9,00%	9,00%	9,00%
		3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
B	Wymagany udział energii skojarzonej	1	12,40%	15,06%	16,00%	18,00%	20,00%	20,00%
		2	12,40%	15,06%	16,00%	16,00%	16,00%	16,00%
		3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

pomiędzy wielkością produkcji tzw. „zielonej” energii do części zapotrzebowania na prawa majątkowe dla całego kraju, która jest obliczana na podstawie wolumenu sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym zlokalizowanym na obszarze badanego regionu (województwo pomorskie). Produkcję energii elektrycznej z OZE przedstawiono na wykresie (rys. 3) ze znakiem dodatnim, natomiast sprzedaż netto praw majątkowych na rynku – ze znakiem ujemnym.



Rys. 3. Zapotrzebowanie na energię elektryczną z OZE (AOOD) oraz struktura jej pozyskania (ABO) w badanym regionie do roku 2025 w rozpatrywanych przypadkach [1]

Fig. 3. Electricity demand (AOOD) and structure of its supply (ABO) in the analyzed region until 2025, selected cases [1]

Powyższa charakterystyka pokazuje, że w przypadkach, w których uwzględniono mechanizm promowania OZE (A1 i A2), ilość energii elektrycznej produkowana w źródłach odnawialnych jest znacznie większa niż w przypadku, w którym założono, że mechanizmy promowania OZE nie funkcjonują (A3). Jest to naturalny efekt uzyskiwania przez wytwórców energii elektrycznej z OZE dodatkowych korzyści ze sprzedaży praw majątkowych, zwiększającego atrakcyjność źródeł wykorzystujących odnawialne zasoby energii. Sprzedaż netto praw majątkowych (sprzedaż – zakup PMO) na rynku przez przedsiębiorstwa zlokalizowane w danym regionie jest większa w przypadku A1 niż w przypadku A2. Wiąże się to nie tylko z mniejszym zapotrzebowaniem na PMO w przypadku A2 (mniejszy wymagany udział OZE w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym). Naturalnie większy wpływ na to ma cena PMO, pośrednio uzależniona od wysokości jednostkowej opłaty zastępczej stanowiącej górne ograniczenie dla ceny PMO na rynku. W przypadku A2 cena PMO nie pozwala przedsiębiorstwom energetycznym na uzyskanie dodatkowych korzyści majątkowych ze sprzedaży PMO, bowiem cena ta kompensuje jedynie różnicę pomiędzy kosztem wytworzenia energii w OZE a ceną gwarantowaną.

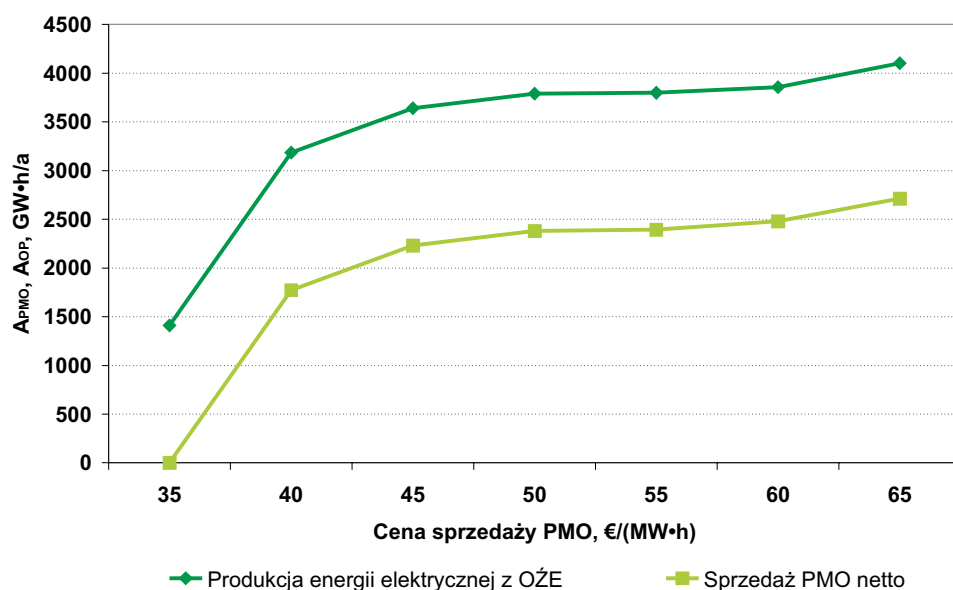
W celu zbadania efektywności mechanizmu przeprowadzono analizę wielkości sprzedaży netto PMO oraz wielkości produkcji energii elektrycznej w OZE w badanym regionie w zależności od ceny sprzedaży PMO.

Analiza wykazała, że istnieje cena sprzedaży PMO, poniżej której nie jest opłacalna produkcja energii elektrycznej z OZE. Konieczne jest również obniżanie kosztu wytwarzania energii elektrycznej w OZE, aby nie było trzeba utrzymywać jednostkowej opłaty zastępczej na wysokim poziomie w celu osiągnięcia ambitnych celów dotyczących udziału OZE w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Wysokość stawki opłaty zastępczej nie może być przyczyną znaczącego wzrostu kosztu energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym.

Zależność wielkości sprzedaży netto PMO (sprzedaż netto = sprzedaż – zakup) oraz ilości energii elektrycznej z OZE generowanej przez wytwórców w badanym regionie w roku 2025 od ceny sprzedaży PMO przedstawiono na rysunku 4.

Porównując wielkości produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z produkcją ciepła we wszystkich przypadkach można odnieść wrażenie, że modelowany system wspierania jest w scenariuszu A mało efektywny w porównaniu do modelu mechanizmu wspierania energetyki odnawialnej. Paradoksalnie wyższy poziom produkcji w roku 2025 notuje się w przypadku A3 niż w przypadku A2, gdzie istnieje obowiązek zakupu energii wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem i możliwa jest sprzedaż praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii skojarzonej (PMS). Wpływ na ograniczenie produkcji skojarzonej w przypadku A2 ma pułap emisji CO₂, którego nie należy przekraczać lub za którego zwiększenie należy zapłacić, zakupując uprawnienia do emisji.

Przyczyną niewielkiej efektywności systemu wspierania jest założona niska cena sprzedaży jednostki praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii – około 4 €/MWh w przypadku A2 oraz około 7 €/MWh w przypadku A1. W praktyce różnica pomiędzy ceną energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu a ceną energii wytwarzanej w elektrowniach kondensacyjnych jest mniejsza w porównaniu do różnicy pomiędzy ceną energii elektrycznej z OZE a ceną energii elektrycznej z elektrowni kondensacyjnych.



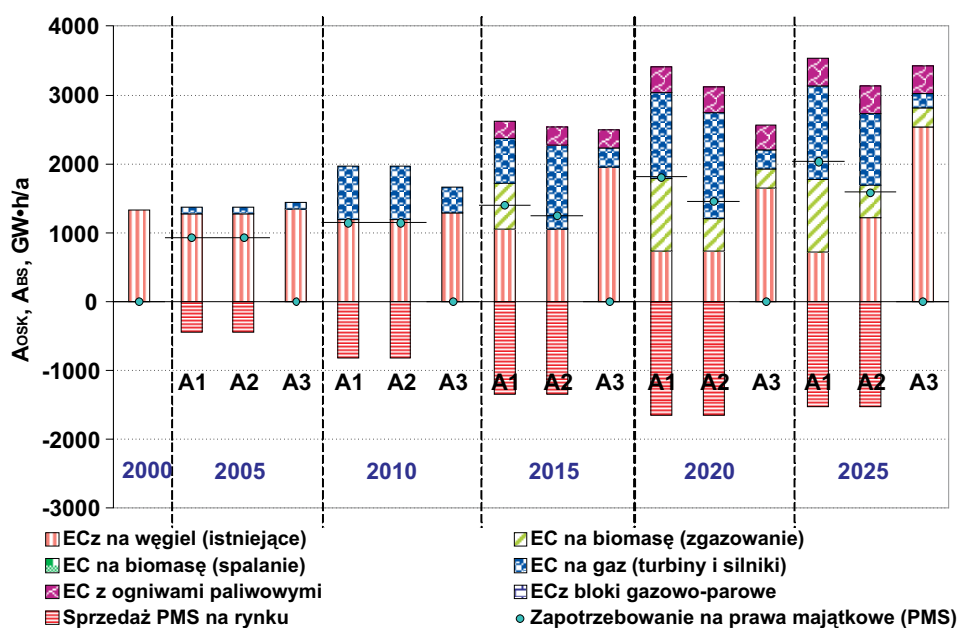
Rys. 4. Zależność wielkości sprzedaży netto (APMO) praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii oraz ilości energii elektrycznej generowanej w OZE (AOP) przez wytwórców w badanym regionie w roku 2025 od ceny sprzedaży PMO [1]

Fig. 4. Function of net sales (APMO) of renewable energy certificates (AOP) in the analyzed region until 2025, as of their price (PMO) [1]

Zastosowano tu nieco odmienne podejście niż w modelu mechanizmu promowania energetyki odnawialnej. Ceny PMS reprezentują rzeczywisty zysk z ich sprzedaży dla sprzedającego. W modelu tego mechanizmu nie uwzględnia się ceny gwarantowanej zakupu energii wytwarzanej w skojarzeniu z produkcją ciepła. Pozwoliło to na uproszczenie modelu mechanizmu wspierania kogeneracji.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z produkcją ciepła oraz strukturę jej produkcji w badanym regionie do roku 2025, a także wielkość sprzedaży netto praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii skojarzonej (PMS) przedstawiono na rysunku 5.

Przeprowadzona analiza wykazała, że w badanym regionie istnieje odpowiedni potencjał energetyczny umożliwiający wypełnienie obowiązku kwotowego w zakresie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła nie tylko w tym regionie, ale również w innych regionach. Potencjał ten należałoby jednak zweryfikować za pomocą bardziej szczegółowych analiz rynku ciepła.



Rys. 5. Zapotrzebowanie na energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z ciepłem (AOSK) oraz struktura jej pozyskania (ABS) w badanym regionie do roku 2025 [1]

Fig. 5. Cogenerated electricity demand (AOSK) and structure of its supply (ABS) in the analyzed region until 2025 [1]

Podsumowanie

W referacie omówiono główne elementy związane z budowaniem skutecznych systemów wsparcia publicznego na rzecz nowych technologii energetycznych. Celem działania tych mechanizmów jest m.in. promocja rozwoju konkurencji ze strony technologii odnawialnych i skojarzonych w ramach budowanego w Europie liberalizowanego rynku paliw i energii. Przedstawiono charakterystykę istniejących systemów oraz skutki ich stosowania na przykładzie energetyki wiatrowej i słonecznej. Pokazano i omówiono również modelowanie rozwoju rynku konkurencyjnego, na którym mechanizmy wsparcia publicznego mogą być skutecznie stosowane.

Literatura

- [1] JASKÓLSKI M., 2006 — Modelowanie rozwoju regionalnych systemów energetycznych ze szczególnym uwzględnieniem bioenergii. Rozprawa doktorska, Politechnika Gdańska.
- [2] KAMRAT W., AUGUSIAK A., 2006 — Wpływ konkurencji na rynki paliw i energii. XX Konf. „Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce rynkowej”, Zakopane, październik 2006.

- [3] Market Stimulation of Renewable Electricity in the EU, CEPS Task Force, Report no. 56, październik 2005 r.
- [4] Photovoltaic Energy Barometer – 2007, EurObserv'ER, kwiecień 2007 r.
- [5] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE – 2006, Biuletyn URE, maj 2007 r.
- [6] Wind Energy Barometer – 2007, EurObserv'ER, luty 2007 r.

Waldemar KAMRAT, Andrzej AUGUSIAK, Marcin JASKÓLSKI

Influence of regulation on market competitiveness in the sector of fuels and energy

Abstract

The paper deals with development of market competition in energy and fuels sector, which is supported by regulation and affects mainly renewable and combined heat and power technologies. Such technologies are most commonly built as small- and medium-capacity sources of energy, and thus having very high investment costs. Development of technological competition in case of these new types of power stations is nowadays shaped by public support mechanisms.

Main elements of European public support mechanisms in market regulation with their characteristics and examples of effects in case of wind and photovoltaic power are generally discussed. A discussion is extended by a description of modeling techniques to analyze future development of energy markets with support mechanisms and new power technologies broadly available.

KEY WORDS: markets of fuels and energy, market competitiveness, energy technologies, energy policy