

Jan Tadeusz Duda*, Anna Duda-Kękuś*

Konceptualny model matematyczny mechanizmów kształtujących ceny certyfikatów pochodzenia energii elektrycznej na towarowej giełdzie energii w Polsce

1. Wprowadzenie

Jedną z konsekwencji przystąpienia Polski do Unii Europejskiej w 2004 roku jest zobowiązanie państwa do zwiększania produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (OZE). Podstawowe znaczenie dla rozwoju energetyki odnawialnej w UE ma Dyrektywa 2001/77/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 27 września 2001 r. Akt ten wprowadza obowiązek wydawania świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, zwanych zielonymi certyfikatami. Został on wdrożony do polskiego prawa obszerną nowelizacją Prawa energetycznego [11] (obowiązuje od 1.10.2005 r.), ustanawiającą tzw. system „zielonych certyfikatów”. Szczegółowe regulacje tego systemu na lata 2008–2017 określa Rozporządzenie [12].

Rozwój elektroenergetyki odnawialnej Polsce ma poważne skutki ekonomiczne, gdyż produkcja energii z OZE jest znacznie bardziej kosztowna niż z węgla [1, 2, 4]. W dokumencie rządowym [8] przewiduje się, że zobowiązania dotyczące udziału energii elektrycznej z OZE w krajowym bilansie zużycia będą realizowane głównie przez rozwój elektroenergetyki wiatrowej, a ustawa [11] wprowadza gwarancje zakupu tej energii. Dla elektroenergetyki węglowej oznacza to zmniejszenie popytu, a także konieczność utrzymywania rezerwy mocy na zaspokojenie zapotrzebowania w każdych warunkach pogodowych, co implikuje dodatkowe koszty.

Niniejszy artykuł przedstawia koncepcję matematycznego opisu mechanizmów godzenia sprzecznych interesów ekonomicznych energetyki odnawialnej i konwencjonalnej w ramach systemu handlu świadectwami pochodzenia energii. Wykorzystano dane zawarte w oficjalnych dokumentach rządowych [10] i [12], określające tempo wzrostu elektroenergetyki i wskaźniki nadrzędne dla zielonej elektroenergetyki w okresie od roku 2008 do 2017.

* AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Zarządzania

Przedstawiono model umożliwiający prognozowanie cen giełdowych zielonych certyfikatów oraz tzw. ceny bazowej energii w latach 2008–2017. Założono, że koszty zapewnienia wymaganego zużycia OZE są w całości przenoszone na końcowych odbiorców energii. Przedstawiono prognozy wzrostu tych kosztów do roku 2017.

2. System zielonych certyfikatów i mechanizmy kształtowania ich cen giełdowych

W wyniku wdrożenia systemu „zielonych certyfikatów” producent energii elektrycznej z OZE może uzyskiwać przychody ze sprzedaży dwóch dóbr:

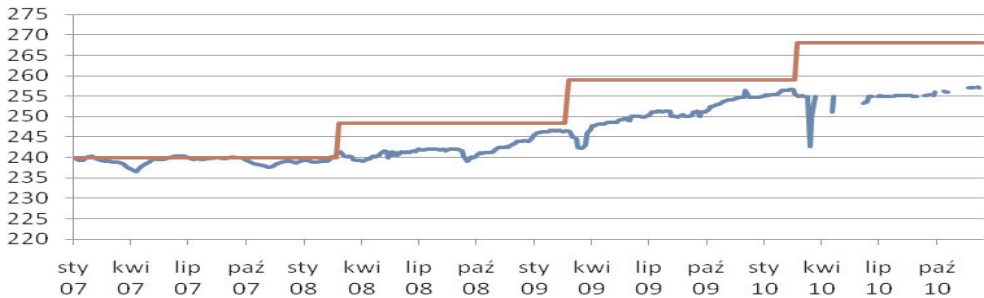
- a) *realnej energii elektrycznej* (określanej dalej terminem *energia*), dla której rozróżnia się ilość wyprodukowaną E (zmierzoną na zaciskach urządzenia wytwarzającego energię elektryczną), ilość sprzedaną S (przesłaną do sieci krajowego systemu elektroenergetycznego) i ilość zużytą przez odbiorców końcowych F (według pomiarów licznikami energii u konsumentów energii);
- b) *zielonych certyfikatów*, których ilość C określa się na podstawie ilości energii wyprodukowanej E (wg pomiaru na zaciskach urządzenia wytwarzającego).

Produkcja energii elektrycznej generuje koszty bezpośrednie operacyjne, proporcjonalne do E oraz koszty pośrednie, które uzewnętrzniają się zużyciem własnym elektrowni i kosztami stałymi. Koszty pośrednie, szczególnie koszty stałe, są dostosowane do mocy wytwórczych, które muszą zapewnić średni poziom produkcji E oraz rezerwę mocy na zapotrzebowanie szczytowe (bez względu na warunki pogodowe). Ilość energii sprzedanej S generuje przychód przedsiębiorstwa i jest mniejsza od E o zużycie własne elektrowni, a ilość energii zużytej F jest mniejsza od S o straty przesyłu i dystrybucji. Wartości E , S i F w Polsce i ich prognozy podaje publikacja [10].

Zasady funkcjonowanie systemu „zielonych certyfikatów” w przedsiębiorstwach energetycznych omawia artykuł [6] i praca [1]. Świadczenia pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych są wydawane przez prezesa URE, na wniosek przedsiębiorcy udokumentowany jej wytworzeniem z takich źródeł [12]. Tak uzyskane zielone certyfikaty są prawami majątkowymi, które mogą być zbywane na Towarowej Giełdzie Energii lub w kontraktach pozagiełdowych. Ich głównymi nabywcami są sprzedawcy energii użytkownikom końcowym (tzw. dystrybutorzy końcowi). System handlu zielonymi certyfikatami nakłada bowiem na nich obowiązek zapewnienia określonego udziału ϕ energii z OZE w zbywanej energii F . Dokumentuje się to przedłożeniem do umorzenia odpowiedniej ilości C zielonych certyfikatów. W przypadku braku wymaganej ilości certyfikatów do 31 marca każdego roku, dystrybutor ma obowiązek uiścić opłatę zastępczą w wysokości O_{zj} zł za każdą MWh nadmiaru sprzedanej energii niecertyfikowanej. Udział ϕ w kolejnych latach został ustalony w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki [12] i w roku 2010 wynosił 10,4% a w roku 2017 ma osiągnąć 12,9%. Podaż zielonych certyfikatów jest zatem zależna od produkcji energii E_O z OZE, a zapotrzebowanie wynika ze zużycia końcowego F .

Jednostkową opłatę zastępczą O_{zj} określa Prezes URE na dany rok do 31 marca tego roku (a więc jest ona znana) [11, 12]. W Rozporządzeniu [12] przyjęto wartość 240 zł/MWh na rok 2008, wprowadzając zasadę, że w następnych latach będzie ona indeksowana wskaźnikiem wzrostu cen i usług w_{inf} publikowanym przez GUS. Oczywiście cena giełdowa zielonych certyfikatów c_{cG} musi być niższa niż O_{zj} , co warunkuje zainteresowanie dystrybutorów ich zakupem.

Towarowa Giełda Energii prowadzi obrót prawami majątkowymi według zasad omówionych na stronie www.tge.pl i w [13]. Transakcje zawiera się w kontraktach typu PMOZE (Prawa Majątkowe OZE) i PMOZE_A. Notowania PMOZE odzwierciedlają faktyczne ceny certyfikatów, w związku z tym zostały przyjęte, jako miarodajna podstawa dalszych analiz (kontrakty PMOZE_A są dodatkowo obciążone akcyzą, która jest ostatecznie zwracana kupującemu). Przebiegi czasowe tych notowań w latach 2007–2010 na tle jednostkowej opłaty zastępczej przedstawia rysunek 1.



Rys. 1. Notowania ciągłe cen (zł/MWh) certyfikatów pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w kontraktach PMOZE na tle opłaty zastępczej (linie poziome, zł/MWh)

Źródło: www.polpx.pl, opracowanie własne

Dalsze analizy będą odnoszone do ilości energii wyprodukowanej E , a wielkości sprzedaży S i zużycia finalnego F będą wyrażane z wykorzystaniem współczynników przeliczeniowych $b_{SE} = S/E$, $b_{FS} = F/S$ oraz $b_{FE} = F/E \equiv b_{SE} \cdot b_{FS}$. Oznaczmy symbolem Z_S łączne roczne zapotrzebowanie na produkcję energii elektrycznej odpowiadające zapotrzebowaniu na energię finalną $b_{FE}Z_S$, E_O , E_{OI} – ilość energii produkowanej ze źródeł odnawialnych łącznie i ze źródeł innych niż współspalanie biomasy (a więc ze źródeł zależnych od warunków pogodowych). Niech symbol φ_O oznacza udział energii ze źródeł odnawialnych w łącznym zużyciu finalnym $b_{FE}Z_S$, φ_{OI} – udział energii ze źródeł odnawialnych innych niż biomasa w zużyciu $b_{FE}Z_S$, E_C – ilość energii, którą dystrybutor końcowy może sprzedać bez opłaty zastępczej, mając C zielonych certyfikatów. Zapotrzebowanie na zielone certyfikaty C_Z wynika z dążenia do sprzedania całej energii bez opłaty zastępczej (tj. $E_C = Z_S$, $C_Z = b_{FE}Z_S\varphi$), a ilość certyfikatów wynosi $C_G = C = b_{FE}Z_S\varphi_O$. Jeśli zapotrzebowanie Z_S na energię jest większe niż E_C ($\varphi_O < \varphi$), to za resztę energii dystrybutor końcowy będzie musiał uiścić opłatę zastępczą w wysokości O_{zj} $b_{FE}Z_S(\varphi - \varphi_O)$. Z kolei, jeśli ilość dostępnych certyfikatów jest wyższa niż wymagana do

sprzedaży Z_S jednostek energii ($\varphi_O > \varphi$), to dystrybutor wykupi certyfikaty tylko w ilości $C_G = b_{FE}Z_S\varphi$.

Ustawa [11] określa m.in. zasady kalkulacji cen ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych. Wg § 15. 1 wysokość kosztów włączonych do taryf z tytułu umorzenia certyfikatów nie może przekraczać wielkości opłaty zastępczej za sprzedaną ilość energii, a jednostka energii sprzedana odbiorcy końcowemu nie może być obciążona z tego tytułu kwotą wyższą niż koszt uwzględniony w taryfie. Daje to podstawy do przyjęcia, że koszty zakupu zielonych certyfikatów lub opłaty zastępczej są w całości przenoszone na producentów energii. Zatem dystrybutor końcowy (lub pośrednik) kupuje od nich energię po cenie c_S , odpowiednio obniżonej o przewidywany koszt zakupu wymaganych certyfikatów i opłaty zastępczej, w stosunku do hipotetycznej ceny bazowej c_{el} , którą przyjmuje jako podstawę do kalkulacji cen zbytu dla wszystkich odbiorców końcowych i dla każdej jednostki energii.

Niech c_E oznacza jednostkowy przychód z produkcji energii, tj. cenę zbytu odniesioną do jednostki energii wyprodukowanej (przeliczoną współczynnikiem b_{SE}), c_{cG} – prognozowaną średnioroczną cenę zielonych certyfikatów na giełdzie. Oferowana przez dystrybutorów/pośredników producentom cena zbytu c_S energii elektrycznej sprzedawanej i przychód jednostkowy c_E wynoszą:

$$c_S = \begin{cases} c_{el} - b_{FS} (c_{cG}\varphi_O + (\varphi - \varphi_O)O_{zj}), & \text{gdy } \varphi > \varphi_O \\ c_{el} - b_{FS}c_{cG}\varphi, & \text{gdy } \varphi \leq \varphi_O \end{cases} \quad (1)$$

$$c_S = c_{el} - b_{FS} (O_{zj}\varphi - \min\{\varphi, \varphi_O\}(O_{zj} - c_{cG}))$$

$$c_E \stackrel{def}{=} c_S b_{SE}$$

Przeanalizujemy uwarunkowania ekonomiczne funkcjonowania elektrowni zawodowych węglowych. Niech E_W oznacza średnią ilość energii wyprodukowanej w takiej elektrowni, Z – średnie zapotrzebowanie na produkcję przypadające na jedną elektrownię, k_w – średni koszt operacyjny dostawy i przetworzenia energii chemicznej węgla na jednostkę energii elektrycznej, K_{st} – koszt stały utrzymania wymaganej zdolności produkcyjnej, k_{st} – jednostkowy koszt stały (przypadający na jednostkę produkowanej energii: $k_{st} = K_{st}/E_W$), K_{stE} – koszt stały utrzymania zdolności produkcyjnych dostosowanych do prognozy zapotrzebowania na produkcję własną $E_W = Z(1 - b_{FE}\varphi_{OI})$, k_{stE} – jednostkowy koszt stały dla produkcji własnej. Oszacowania tych wielkości zostaną oparte na następujących założeniach:

- Elektrownie węglowe ponoszą koszty stałe K_{stE} oraz pewne dodatkowe koszty K_{strez} rezerwowania niepewnych dostaw energii ze źródeł odnawialnych, zależnych od warunków pogodowych (głównie z energetyki wiatrowej).
- Rezerwowanie niepewnych dostaw energii odnawialnej wymaga dodatkowych mocy produkcyjnych dla takiej ilości energii, jaką wytwarza średniorocznie elektroenergetyka wiatrowa, tj. $E_{OI}u_{wOI}$, gdzie u_{wOI} oznacza prognozowany udział energii wiatrowej

w dostawach energii E_{OI} . Jednostkowy koszt utrzymania tych mocy rezerwowych jest taki, jak dla produkcji planowanej E_W , tzn. wynosi k_{stE} . Zatem relację między k_{st} i k_{stE} wyraża wzór:

$$k_{st} = k_{stE} (1 + \varphi_{OI} u_{wOI}) \quad (2)$$

Można założyć, że elektroenergetyka węglowa w Polsce musi być rentowna, ze względu na jej dominujące znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Oznacza to w praktyce, że koszty polityki klimatycznej, są bezpośrednio lub pośrednio przenoszone na odbiorców końcowych. Składają się na nie koszty zapewnienia wymaganego udziału OZE oraz uprawnień do emisji CO₂. Obok systemu „zielonych certyfikatów” wszystkie elektrownie zawodowe mają bowiem przydzieloną określoną liczbę bezpłatnych uprawnień do emisji [9], a ich nadmiar/niedobór jest przedmiotem handlu na giełdach. Analiza ilościowa relacji między O_{zj} i c_{cG} pokazanych na rysunku 1, w konfrontacji z danymi o rozwoju energetyki wiatrowej podanymi w [10], daje podstawy do przyjęcia racjonalnego założenia, że elektroenergetyka konwencjonalna ma wystarczająco silną pozycję na rynku energii elektrycznej (dostarcza około 90% energii), aby forsować następujące mechanizmy kształtowania cen kontraktowych/giełdowych c_{el} i c_{cG} :

- średnie jednostkowe koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ przenosi się w całości na konsumentów energii poprzez ich włączenie (bez prowizji) do ceny c_{el} ,
- koszty zapewnienia rezerwy mocy K_{strez} są przenoszone na energetykę wiatrową (dla której głównie są utrzymywane) przez presję na osiąganie odpowiednio wysokich cen sprzedaży c_S , czyli stosownie niskich cen certyfikatów c_{cG} , wg (1).

Mechanizmy te pozwalają elektroenergetyce zawodowej węglowej utrzymać określony zysk średni p_{sr} z planowaną stopą rentowności r (w 2008 roku wynosiła ona 8,3%, pomimo bardzo wysokich cen uprawnień do emisji i ich deficytu – [10]).

Oznaczmy symbolem θ_{sr} stosunek ilości energii elektrycznej, którą można wytworzyć z węgla według przyznanej ilości bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dla elektrowni węglowych, do produkcji tych elektrowni, a symbolem c_{up} – cenę uprawnień (na giełdzie lub aukcji) do emisji odpowiadającej średnio produkcji 1 MWh energii elektrycznej z węgla (w zł/MWh). Można przyjąć, że cena bazowa c_{el} nie zależy od cen certyfikatów c_{cG} , a średnioroczna cena c_{cG} jest kształtowana tak, aby średni zysk jednostkowy p_{sr} energetyki węglowej nie zależał od podaży φ_{OI} energii z OZE, a więc osiągał poziom p_{sr0} odpowiadający sytuacji, gdy $\varphi_O = 0$ oraz $E_W = Z$, przy ustalonym poziomie θ_{sr} bezpłatnych uprawnień. Niech r oznacza średnią stopę zysku elektroenergetyki węglowej odniesioną do kosztów średnich produkcji odpowiadającej zapotrzebowaniu rocznemu na energię, tzn. $p_{sr} = r(k_w + k_{stE})$. Przedstawione wyżej mechanizmy można opisać następującymi równościami:

$$p_{sr0} = r(k_w + k_{stE}) = b_{SE} c_{el} - b_{SE} b_{ES} O_{zj} \varphi - k_w - k_{stE} - (1 - \theta_{sr}) c_{up} \quad (3)$$

$$p_{sr} = p_{sr0} = b_{SE} c_{el} - b_{SE} b_{FS} (O_{zj} \varphi - \min\{\varphi, \varphi_O\} (O_{zj} - c_{cG})) - k_w - k_{st} - (1 - \theta_{sr}) c_{up}$$

Odjęcie stronami wiersza dolnego od górnego ($p_{sr} - p_{sr0} = 0$) prowadzi do równości:

$$(k_{st} - k_{stE}) = (O_{zj} - c_{cG}) \min(\varphi_O, \varphi) b_{SE} b_{FS} \quad (4)$$

Po podstawieniu zależności (2) dla k_{st} , ze wzoru (4) wynika formuła pozwalająca na prognozowanie średniej ceny certyfikatów c_{cG} :

$$c_{cG} = O_{zj} - k_{stE} \frac{\varphi_{OI} u_{wOI}}{\min(\varphi_O, \varphi)} \quad (5)$$

Z kolei z pierwszej równości we wzorze (3) wynika, że cena bazowa energii elektrycznej c_{el} (wpływająca na cenę dla odbiorców końcowych) wyraża się wzorem:

$$c_{el} = \frac{1}{b_{SE}} \left((1+r)(k_w + k_{stE}) + (1-\theta_{sr}) \cdot c_{up} + O_{zj} b_{FE} \varphi \right) \quad (6)$$

Wzory (5) i (6) obrazują oddziaływanie instrumentów makroekonomicznych θ , φ oraz O_{zj} polityki klimatycznej na ceny energii.

W celu oszacowania ilościowych skutków tego oddziaływania wykorzystano informacje o średnich kosztach i zyskach z produkcji energii elektrycznej z węgla w energetyce zawodowej w roku 2008, na podstawie których w pracy [1] określono koszty k_{st} , k_{stE} i k_w . Informacje o liczbie faktycznie wydanych zielonych certyfikatów, w tym pochodzących z biomasy, w latach 2008 i 2009 zaczerpnięto z opracowania [13]. Dane te, ich prognozy oraz prognozy cen c_S i c_{cG} w latach 2008 do 2017 zestawiono w tabeli 1. Dane i wyniki weryfikujące model (5) wyróżniono pogrubieniem.

Przeliczniki b_{SE} , b_{FS} i b_{FE} obliczono (metodą interpolacji) na podstawie danych z [10] (są one zbliżone do wartości z roku 2008 roku, tj.: $b_{SE} \approx 0,903$, $b_{FS} \approx 0,889$, $b_{FE} \approx 0,803$). Cenę węgla c_{weg} oszacowano na podstawie informacji zamieszczonych w [5], ceny uprawnień c_{up} – wg publikacji [4] i [7]. Prognozy rozwoju energetyki wiatrowej oparto na danych z Obwieszczenia [10]. Założono, że w okresie od roku 2008 do roku 2017 (tj. w czasie wdrażania polityki klimatycznej sprecyzowanej w [12]), jednostkowe koszty stałe $k_{stE} = K_{stE}/E_W$ w elektroenergetyce węglowej będą miały wartość taką, jak w roku 2008, indeksowaną w kolejnych latach wskaźnikiem wzrostu cen i usług w_{inf} , średnim z lat 2008 i 2009 ($w_{inf} = 1,0385$). Oznacza to, że w tym okresie nie nastąpią istotne zmiany w technologii wytwarzania energii elektrycznej z węgla. Współczynnikiem w_{inf} indeksowano również ceny węgla od 2013 r.

Jak widać w tabeli 1, pomimo niewielkiej różnicy między kosztem jednostkowym stałym produkcji własnej k_{stE} i łącznym k_{st} (około 1% k_{st}), oparta na niej estymacja średniej ceny giełdowej c_{cG} , według wzoru (5), wykazuje bardzo dobrą zgodność z danymi dostępnymi na stronie www.tge.pl i przedstawionymi na rysunku 1. Trafność tej formuły potwierdzają również dane za lata 2009 i 2010 dostępne na tej samej stronie i [13] (c_{cD} oznacza cenę faktyczną). Zwróćmy uwagę, że błąd estymacji c_{cG} nie przekracza 0,3%, a błąd estymacji różnicy $O_{zj} - c_{cG}$ jest również satysfakcjonująco niski. Pozwala to przyjąć, że wzory (5) i (6) mogą być wykorzy-

stywane do obliczania miarodajnych prognoz średniorocznych cen sprzedaży energii c_S i zielonych certyfikatów c_{cG} . Ceny te mają bardzo istotne znaczenie dla analiz efektywności wykorzystania OZE w Polsce w kolejnych latach.

Tabela 1

Prognozy cen zielonych certyfikatów na Towarowej Giełdzie Energii wg planowanych wartości instrumentów polityki klimatycznej w latach 2008–2017, przy założonej, stałej stopie rentowności elektrowni węglowych $r = 8,3\%$

Parametr/rok	2008	2009	2010	2012	2014	2015	2017
c_{weg} (zł/t) wg [5]	256,00	261,00	261,00	261,00	281,47	292,31	315,23
c_{upr} (zł/MWh)	73,42	45,78	48,89	51,83	67,38	72,56	82,93
k_{stE} (zł/MWh) [1]	38,71	40,20	41,75	45,02	48,55	50,42	54,38
k_{st} [(zł/MWh) [1]	39,07	40,85	42,70	46,30	50,18	52,26	56,56
k_w (zł/MWh) [1]	116,33	118,58	118,68	118,90	127,96	132,75	142,89
φ (wg [12])	0,070	0,087	0,104	0,104	0,114	0,119	0,129
φ_O (wg [10])	0,056	0,076	0,100	0,106	0,114	0,117	0,125
φ_{OI} (wg [10] i [13])	0,033	0,038	0,050	0,053	0,057	0,059	0,063
u_{wOI} (wg [10])	0,343	0,465	0,611	0,699	0,731	0,751	0,783
O_{zj} [zł/MWh]	248,46	258,89	267,95	288,97	311,64	323,63	349,02
c_{cD} [zł/MWh]	241,32	249,59	255,00	–	–	–	–
c_{cG} [zł/MWh]	240,37	249,08	254,56	273,74	294,05	304,66	327,72
$(c_{cD}-c_{cG})/c_{cG}$ %	0,39	0,21	0,17	–	–	–	–
$O_{zj}-c_{cG}$ [zł/MWh]	7,14	9,30	12,95	15,23	17,59	18,97	21,30
$(c_{cD}-c_{cG})/(O_{zj}-c_{cG})$ %	13,31	5,53	3,41	–	–	–	–
c_S [zł/MWh]	188,20	190,49	191,75	196,10	239,90	260,96	300,77
c_{el} [zł/MWh]	203,25	209,84	215,52	221,65	270,09	293,67	339,08
k_{pkt} [zł/MWh]	19,56	22,11	26,44	28,96	66,62	84,19	116,21

Źródło: obliczenia własne

3. Podsumowanie

Analiza sprzeczności interesów elektroenergetyki węglowej i wiatrowej w realizacji polityki klimatycznej UE w Polsce pozwala założyć, że rynkowe ceny zielonych certyfikatów na giełdzie energii są kształtowane w taki sposób, aby rekompensować energetyce węglowej koszty utrzymania dodatkowej rezerwy mocy na pokrycie niepewnych dostaw energii

elektrycznej z elektrowni wiatrowych. Oparty na takim założeniu model matematyczny określający te ceny wykazuje bardzo dobrą zgodność z danymi na lata 2008–2010. Sugeruje to możliwość jego zastosowania do predykcji kosztów wdrażania polityki klimatycznej w Polsce w okresie kilku najbliższych lat.

Literatura

- [1] Duda-Kękuś A., *Aspekty logistyczne wykorzystania biopaliw stałych do produkcji energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych*. Rozprawa doktorska w przygotowaniu.
- [2] Halsnics K., *Market potential for Kyoto mechanisms. Estimation of global market potential for cooperative greenhouse gas emission reduction policies*. Energy Policy, 30, 2002, 13–32.
- [3] Krawczyński M., Wodzyński L., *Formalno-prawne i ekonomiczne wspieranie rozwoju technologii odnawialnych źródeł energii*. Biuletyn URE Nr 5, wrzesień 2006.
- [4] Leaf D., Verolme H.J.H., Hunt Jr.W.F., *Overview of regulatory/policy/economic issues related to carbon dioxide*. Environment International, 29, 2003, 303–310.
- [5] Mertas J., Łagodziński G., Huzarewicz T., *Zasoby i możliwości produkcji węgla dla sektora energetyki zawodowej z kopalń Kompanii Węglowej S.A.* [mat. konf.] „Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej”, Zakopane 11–14.10.2009, 113–122.
- [6] Szymanowicz R., *Zielone Certyfikaty. Doświadczenie związane z ich uzyskiwaniem*. Materiały z warsztatów „Czerwone i Zielone Certyfikaty w praktyce”, Warszawa, 13–14 lutego 2007.
- [7] Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji: *Zadania wynikające z nowych regulacji dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej*. Dyrektywa EU ETS & Decyzja NON ETS, Warszawa, czerwiec 2009.
- [8] Ministerstwo Gospodarki: *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.* Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009.
- [9] Ministerstwo Środowiska: *Krajowy Plan Rozdziału Upnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008–2012*. przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009.
- [10] *Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2009r. w sprawie sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną*. Monitor Polski z dnia 4 września 2009 r. Nr 56, poz. 771, także w: Biuletyn URE 6 (68) 2 listopada 2009, 20–54.
- [11] *Prawo Energetyczne, Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997r. Z późniejszymi nowelizacjami* (Tekst jednolity, stan prawny na dzień 27.10.2009 r.), Kancelaria Sejmu RP.
- [12] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. z dnia 28 sierpnia 2008 r.).
- [13] *Rynek praw majątkowych*. Towarowa Giełda Energii, Warszawa 2010.