

Influence of Regulations on Market Efficiency from the Viewpoint of High-efficiency Cogeneration

Authors

Maciej Sołtysik
Karolina Mucha-Kuś

Keywords

cogeneration, energy efficiency

Abstract

Formation of a common European energy market implies the necessity of making adjustments to domestic law and adopting market development possibilities in order to meet European Union regulations. Implementation of system support to develop high-efficiency cogeneration was one of those aspects. Several years of such a mechanism functioning allow one to: analyze those regulations and their impact on sub-sector development, make a deep cost analysis and discuss its continuation in the future as well. Taking into account the background of implementation of EU regulations, this paper presents the results of volume-price estimations, current trends, evaluation of property rights regulated in the system, the analysis of market participants' behaviours, as well as legal issues within this context.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014312

1. Introduction

Promoting combined heat and power generation was one of the first forms of a targeted support for a specific group of entities on a newly created energy market in Poland. The first of the used support methods involved the legal obligation to purchase electricity cogenerated with heat at predetermined prices imposed on energy distributors. Till 1997 official prices following recommendations of the central-planning economy were used. In 1997–2004 prices were set within tariffs, i.e. proposed by a producer and then approved by the President of the Energy Regulatory Office (ERO).

The second support mechanism was introduced in 2004 and involved the requirement to ensure that a certain mandatory share, as defined by a ministerial regulation, of sold electricity would originate at CHP plants. This mechanism resulted in a de facto commitment of energy retailers to ensure that the share of electricity from cogeneration in their total sales was 12.4%, 13.7% and 15.0% in 2004, 2005 and 2006 respectively. Nevertheless, due to the absence of proper enforcement, the mechanism allowed abandoning this obligation in the case of insufficient supply of CHP electricity without any penalties. Introduction of such a solution in the context of restricting the definition of the CHP-generated electricity in 2005 by increasing the threshold of chemical fuel energy conversion efficiency from 65% to 70% distorted market availability of CHP electricity and thus reduced transparency of behaviour of market participants.

This situation was alleviated by a necessity to change the support system due to implementation of Directive 2004/8/EC [1].

According to the section (1) of the Directive's preamble [1]: "Promotion of high-efficiency cogeneration based on a useful heat demand is a Community priority given the potential benefits of cogeneration with regard to saving primary energy, avoiding network losses and reducing emissions, in particular of greenhouse gases". The Directive also proposed possible support forms and mechanisms, among them "investment aid, tax exemptions or reductions, green certificates and direct price support schemes" as stated in section (26). Of particular importance was also a certain freedom left to select the optimal mechanism as described in section (32): "...general principles providing a framework for the promotion of cogeneration in the internal energy market should be set at Community level, but the detailed implementation should be left to Member States, thus allowing each Member State to choose the regime which corresponds best to its particular situation".

Thus from the legislator's point of view it was optimal to implement a mechanism for certifying electricity generated at high-efficiency cogeneration in Poland. According to the stipulations of the Energy Law Act amended on 12 January 2007, the new support mechanism came into force on 1 July 2007. Its beneficiaries were licenced generators who met specific technical, measurement-related and formal criteria. According to [1] the scheme, "thanks to incorporated control mechanisms [was supposed to] ensure that requirements concerning accuracy, reliability and corruption resistance of this system will be met". At the same time it needs to be emphasised that the system was supposed to ensure new investments in CHP capacity, in the

sector of energy utilities as well as among small and medium producers. This necessity was clearly shown in sections 29 and 30 of the preamble: “The specific structure of the cogeneration sector, which includes many small and medium-sized producers, should be taken into account, especially when reviewing the administrative procedures for obtaining permission to construct cogeneration capacity” and “it is important to emphasise the need for a stable economic and administrative environment for investments in new cogeneration installations. Member States should be encouraged to address this need by designing support schemes with a duration period of at least four years and by avoiding frequent changes in administrative procedures etc”. The new incentive system raised many doubts concerning its ability to meet expected goals already at the implementation stage. Such doubts were raised by the members of the parliamentary Economy Committee in their questions to the government. In response to the questions concerning time frame of the support mechanism and issues of potential generation shortages or surpluses asked during the session of the Sejm on 8 December 2006 [3] an undersecretary of state in the Ministry of Economy declared: “...what was the reason for limiting those legal solutions in time. Well, ladies and gentlemen, we wished to give time of some six years, by the way amended after discussions at the committee, for observing how those cogeneration support mechanisms were really functioning and keeping a possibility of potential corrections, of course not in the style of throwing the baby out of the bathwater, but in a way enabling development of optimal mechanisms for supporting combined heat and power generation”. Another statement: “Ladies and gentlemen, I’d like to say that at this time we observe a shortage of power, and due to that fact we do not fear a situation in which CHP electricity producers would have problems with selling their energy on the market. Of course in regulations which we are drafting now we will have a possibility to adjust cogeneration minimum thresholds for a specific year in such a way that there is no threat, so to speak, that we would have too much CHP electricity. This value also may not be enacted freely, excessively inflated, as we would simply get an unfulfilled obligation, when large amounts of money would flow as equivalent fees. Of course, ladies and gentlemen, we carry out those analyses systematically and we will attempt to promptly react to situation changes”. This optimistic attitude was contradicted by the content of ministerial report evaluating progress achieved in increasing share of electricity from cogeneration in the national power generation balance [2], which already after less than half a year of mechanism’s operation claimed that: “if present tendencies are maintained, we may expect an insignificant increase of electricity production in cogeneration which will not enable increasing the share of cogeneration in the total national power generation”.

Experience of nearly six years of operation of the support mechanism for high-efficiency cogeneration based on unchanged principles, allows analysing and evaluating this scheme. Additionally, works on another amendment of the Energy Law Act ongoing at the end of 2012 and beginning of 2013, which might lead to extending validity of the mechanism, encourage

a deeper analysis and an attempt to prove that the current support mechanism is not effective.

2. Effectiveness analysis

Effectiveness evaluation may be based on a definition which says that it shall be understood as a certain predetermined result of undertaken actions, quantified as a relation of achieved results to the suffered costs. Prior to proper evaluation of the effects and costs of the support mechanism it seems reasonable to present a short characteristic of premises and boundary conditions upon which the system was implemented.

2.1. System monitoring

In the opinion of this study’s authors, one of the key errors made when implementing the mechanism was a failure to ensure proper verification of the system’s operation, understood as implementation of a monitoring and reporting scheme. Contrary to the government declarations quoted above, observations of the demand-supply balance and pricing trends made ex-post clearly reveal that the system has not been monitored properly and with sufficient frequency. Reporting in four-year cycles recommended by the European Commission as a minimum proved insufficient to ensure correct and prompt interventions.

2.2. Value of the equivalent fee

The first report evaluating half a year of the system’s operation [2] presented on 12 December 2007 included valuable results from calculations of the minimum value of certificates of origin which would guarantee internal rates of return of 10% considered the minimum level sufficient for new investment projects. The threshold value for the analysed case, i.e. sources with a total electrical installed capacity ≥ 1 MW fired with non-gaseous fuels (CHP2) was 50 PLN/MWh. In this context the lawmakers’ approach to settling boundary conditions for an equivalent fee specified in Art. 9a, Sect. 8a of the Energy Law Act [4] is not understandable. Relatively narrow boundaries of the price range, set as 15–40%, were additionally made dependent on the price levels from the competitive market, determined by the President of the ERO. This is illustrated in Fig. 1.

In its conclusions, the report [2] clearly stressed the risk resulting from the fact that: “the support system based exclusively on the certificates of electricity origin from high efficiency cogeneration will fail to create sufficient investment incentives. The level of the early equivalent fees (...) has been set much below the certificate prices assumed for evaluating economic potential of the cogeneration. Moreover, in practice certificate price may prove much lower than the set value of equivalent fee. (...) in the case of an excess of certificates (too small market) their value could even drop to nearly zero”.

Formulation of this risk on the one hand implied introduction of additional investment incentives, but on the other it failed to be reflected by a change of the algorithm for determining equivalent fee which was essential for the very legitimacy of the mechanism. In this context it is also impossible to understand the reason behind introducing a support mechanism, allegedly

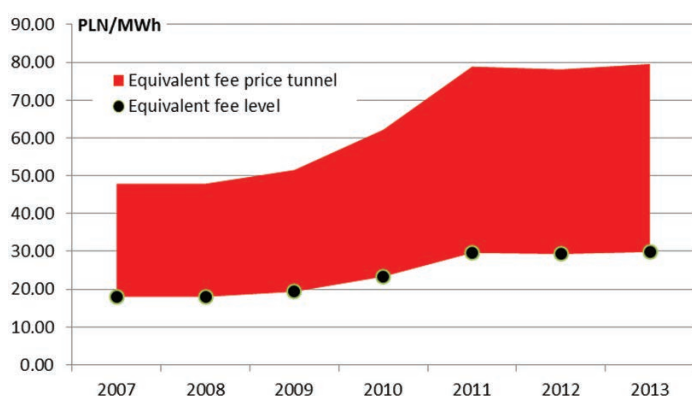


Fig. 1. Illustration of the equivalent fee level

aimed at enabling investments in cogeneration systems within the determined technical and economic potentials. According to [2] in 2005 ca. 21.7 TWh of electricity was produced in CHP processes, and this corresponded to only 36% of the economically effective potential of cogeneration. Thus on the one hand the threshold value of the equivalent fee determined as 50 PLN/MWh determined the size of the economically effective potential and was an indirect justification for implementing the system, but on the other the investors actually received amounts of money several times lower.

2.3. Additional components of the support system

A complementary element of the support mechanism based on issuing tradable certificates of origin, was creating a demand side by stipulations of Art. 9a, Sect. 1 and 8 of the Energy Law Act [8], according to which the energy utilities, final consumers and energy brokers are required to obtain certificates of origin from cogeneration and submit them to the President of the Energy Regulatory Office for cancellation or alternatively pay an equivalent fee. The number of property rights being subject to cancellation, specified by a relevant executive regulation and expressed as a percentage, could be dynamically adjusted to match the developing market situation. An additional stimulating mechanism was provided by a system of financial penalties for failure to meet the obligation. Another element supposed to facilitate investment projects, was the introduction of a mandatory offtake, transmission and distribution of electricity generated at CHP plants by distribution system operators, provided that reliability and security of the National Power System could be ensured.

The list of incentives also included halved connection fees adopted for CHP plants with installed electrical capacity below 1 MW, specified upon actual expenditures. The threshold for preferentially treated sources was increased to 5 MW by Art. 5 of the amendment of 12 January 2007.

Yet another element of the support system specified in Art. 9e, Sect. 1a of the Energy Law Act introduced in 2010 was a possibility to combine property rights resulting from cogeneration and renewable generation by producers who cogenerate electricity and heat at a renewable energy source, which is also compliant with definitions of high-efficiency cogeneration.

2.4. Absence of intervention in demand/supply relations

The creation of market value of the property rights strongly depended on several factors. The first of them was the value of the equivalent fee, which was a natural supremum of the market prices. Depending on the transaction timing, the price within a mechanism of auctions or continuous quotations was mainly based on the equivalent fee value valid for the current year, discounted by a value of capital in time. In the case of transactions concluded outside power exchange, property rights prices were related to contractual conditions of OTC (Over-the-counter) transactions and in many cases differed from market prices. The mechanism involved was typical for a term market, which means that it made parties of the transaction immune to short-term fluctuations of market prices, ensuring long-term price stability.

Another determining factor for prices was current balance of issued and cancelled property rights. Distorting this balance, i.e. the appearance of a large surplus of property rights, would be a clear driver for a price drop. Analysis of a process of executing relevant obligations by market players reveals a more or less conscious strategy of accumulating surpluses of rights within the system. This may be substantiated by the data shown in Tab. 1, which illustrates the way in which the obligations were being met.

Realisation of the obligation in year	Share in the obligation (%)	
	equivalent fee	property right cancellation
2007	3.1	7.5
2008	5.2	13.8
2009	9.0	11.6
2010	9.1	12.2
2011	0	22.2

Tab. 1. Forms in which the obligation to procure the certificates of origin and present them for cancellation or pay an equivalent fee was fulfilled for CHP2 type cogeneration, source: own work based on [8]

An additional factor which influenced decisions of market participants concerning their preference to pay equivalent fee and refrain from cancelling property rights, were values of equivalent fees published in May 2009 and 2010, which showed a considerable growth trend in reference to the previous years. Fears of a potential increase in certificate prices following values of equivalent fees, combined with considerable inertia in evaluating the level and influence of surplus of property rights within the system, led to large scale payments of equivalent fees for 2009–2010. This behaviour caused a major market breakdown, as shown in Fig. 2 and 3.

As the lawmakers failed to intervene, the average prices dropped from 23.55 PLN/MWh in April 2011 to 2.25 PLN/MWh in December 2012.

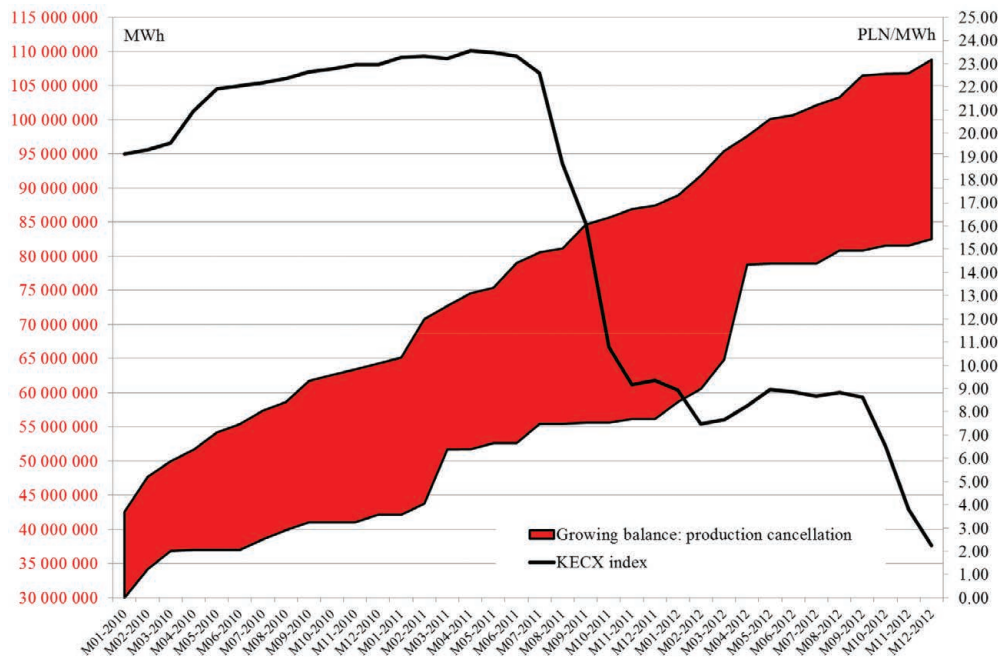


Fig. 2. Dynamics of surplus of property rights within the system presented against the KECX market index, source: own work

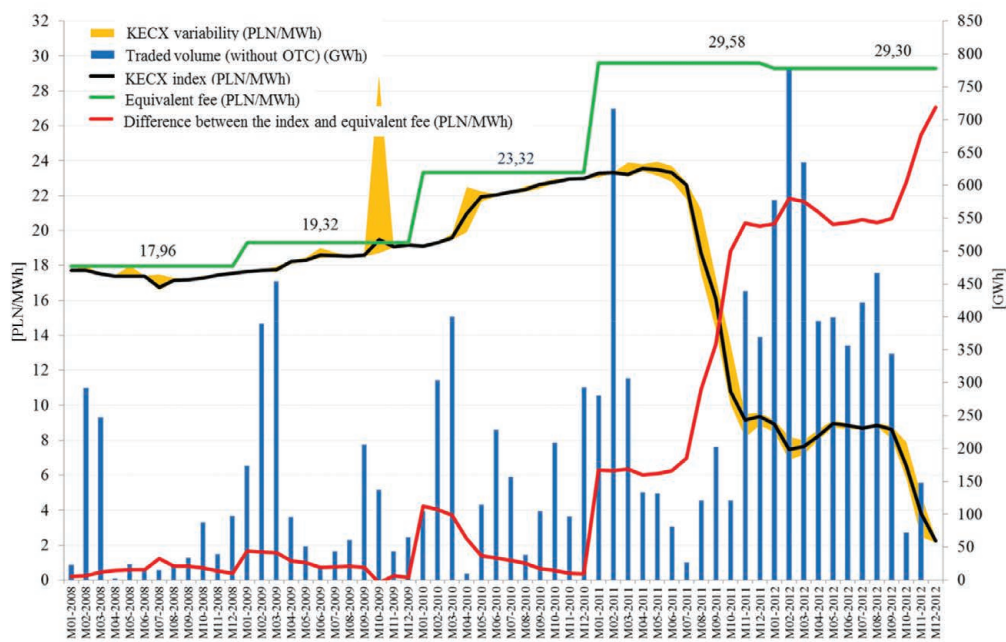


Fig. 3. Value of the KECX index with fluctuation of prices compared to the equivalent fees and a market-traded volume, source: own work

2.5. Development of high-efficiency cogeneration

One of the essential criteria for evaluating the effectiveness of the mechanism may be based on analysing growth of electricity production in high-efficiency cogeneration confirmed by issued certificates of origin, and analysing new capacity installed at CHP plants which fulfil the qualification criteria of the CHP2 group, i.e. coal-fired units with a total electrical installed capacity ≥ 1 MW. Analysis of data presented in the studies of the Energy Market Agency (ARE S.A.) [5] contained in Tab. 2 does not reveal considerable

changes in the total installed capacity in commercial CHP plants. The stability of this level, especially in the 2009–2011 period, allows concluding that any changes only resulted from minor retrofits at existing plants. This thesis seems to be confirmed by a statistic based on information drawn from [6] and [7], presented in Tab. 3, which illustrates volumes of property rights issued in individual years for annual generation cycles. Due to the fact that results for 2007 are not comparable, because the support system was only in force for half of that year, the change dynamics may only be evaluated for the years 2008–2010.

Capacity installed at coal-fired CHP plants (MW)					
Year	2007	2008	2009	2010	2011
Output	4,801	5,070	5,018	5,023	5,054

Tab. 2. Total capacity installed at coal-fired commercial CHP plants according to data from [5]

Issued for the generation period						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Issued in year	2007	158,621				
	2008	9,246,383	14,126,033			
	2009	–	6,744,564	13,519,253		
	2010	–	373,248	8,349,435	14,288,873	
	2011	491,184	860,732	–	8,874,592	13,893,484
Issued for the generation period						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
TOTAL *	9,896,188	22,104,577	21,868,688	23,163,465	13,893,484	
TOTAL **				22,836,901	23,145,914	23,758,944

* – acc. to reports from activity of the President of ERO for 2007–2011
 ** – acc. to monthly reports of the Polish Power Exchange

Tab. 3. Volumes of electricity generated at cogeneration sources (CHP2)

Electricity generation at high-efficiency cogeneration is influenced by many factors, the most significant being: installed capacity, capacity utilisation factor, dependency on weather conditions and own consumption coefficients. In the authors' opinion, due to the absence of investment in the new CHP2 capacities, the presented fluctuations and dynamics of generation resulted from this type of factors, and does not allow concluding that the support mechanism is effective in terms of boosting actual generation.

In order to fully evaluate the effectiveness of the system, the analysis needs to be extended with a revenue projection, i.e. valuation of the issued property rights. Tab. 4 lists results of such a projection for variants: (a) referring to the average price quotations of the market index and OTC weighted by traded volume and (b) equivalent fees. The results of calculations reveal that the value of property rights issued for the whole period for variants (a) and (b) was PLN 2.3 bn and PLN 2.9 bn respectively.

3. Final conclusions

The demands of the representatives of the producers sector presented in 2006 during works of the Economy Committee have been reflected in the stipulations of the amended act of law which introduced the support system. According to the declarations and expectations it was supposed to become a considerable investment incentive, as demonstrated by the statement of the reporting MP issued at the session of the Sejm: "Amendment to Article 13 submitted during the subcommittee works stipulates that the mechanisms introduced by the Act shall remain in force until 31 March 2013. Such a deadline should encourage investments in equipment for high efficiency cogeneration" [3].

Issued for the generation period						
Year	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Property rights (GWh)	9,896*	22,105*	21,869*	22,837**	23,146**	23,759**
Variant a)						
Average weighted of market indexes and OTC (PLN/MWh)	17.60	17.19	17.67	21.09	23.40	12.23
Value of property rights (PLN bn)	174.17	380.02	386.46	481.74	541.66	290.52
Variant b)						
Equivalent fee (PLN/MWh)	17.96	17.96	19.32	23.32	29.58	29.30
Value of property rights (PLN bn)	177.74	397.00	422.50	532.56	684.66	696.14

* – acc. to reports from activity of the President of the ERO (2007–2011)
 ** – acc. to monthly reports of the Polish Power Exchange

Tab. 4. Illustration of estimated value of the support system for two pricing mechanisms

The characteristic of the system presented in this paper together with its effectiveness evaluation demonstrates, in the authors' opinion, that the thesis of the system's ineffectiveness proposed in the introduction is correct. In the context of analyses and the legal changes in 2014, re-establishing the support system and its main goals and assumptions in an identical form, it is worth remembering some of the fundamental premises for the mechanism in question, which were also declared at the session of the Sejm, prior to the vote on the act which introduced the support for the first time, and which, unfortunately, are now forgotten, quoted in: "This solution, according to the Government's submission, is supposed to be provisional, until other methods for supporting such electricity generation are developed and notified. We need to believe that this provisional character will not turn into lasting legal solutions (...)" [3].

REFERENCES

1. Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC, 11 February 2004.
2. Report evaluating progress achieved in increasing share of electricity produced in high-efficiency cogeneration in total domestic electricity generation, *Monitor Polski* Official Gazette 2008, No. 1, Item 12, appendix to the Announcement of the Minister of Economy of 12 December 2007.
3. Stenographic record of the 29th session of the Sejm concerning draft of the act amending the Energy Law Act, Environment Protection Act and Act on compliance evaluation system, 5 December 2006.
4. Energy Law Act, Journal of Laws 2012.1059 as later amended, 10 April 1997.
5. *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, opracowania dla lat 2007–2011 [Statistical information on electricity for years 2007–2011], Energy Market Agency ARE S.A.

6. Activity reports of the President of the ERO for 2007–2011, Energy Regulatory Office Bulletins
7. <http://www.polpx.pl/pl/155/raporty-miesieczne>.
8. Obraz polskiego rynku energii elektrycznej w latach 2007–2011 z uwzględnieniem przemian organizacyjno-własnościowych [*Situation of the Polish electricity market 2007–2011 in the context of changes in organisation and ownership structure*], ARE SA Warsaw, October 2012.

Maciej Sołtysik

TAURON Polska Energia SA

e-mail: maciej.soltysik@tauron-pe.pl

Graduate of the Faculty of Electrical Engineering, Silesian University of Technology (2000) and postgraduate programmes at the Academy of Economics in Katowice (2007) and AGH University of Science and Technology in Kraków (2010). Obtained his doctoral degree at the Institute of Electrical Power Engineering, Wrocław University of Technology (2010). For more than a decade his work has been connected to the power industry. He obtained his professional experience in Enion SA, Everen sp. z o.o., EDF Group and TAURON Polska Energia SA.

Member of the Association of Energy Trading and its work groups, as well as of the Polish Electricity Association (PKEE). Expert witness in electrical power engineering and electricity market. Author and co-author of several dozen scientific papers.

Karolina Mucha-Kuś

TAURON Polska Energia SA

e-mail: karolina.mucha-kus@tauron-pe.pl

Graduate of the Silesian International Business School (2008) and postgraduate programmes at the AGH University of Science and Technology (2012), as well as PhD programme at the University of Economics in Katowice (2012). Working with the power industry since 2007. Her areas of scientific interest cover strategies of effective behaviour of energy market participants. Author of papers concerning strategic management, especially research on coopetition strategies.

Member of the Association of Energy Trading and its work groups.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 134–139. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Studium nad efektywnością mechanizmów wspierających na przykładzie wysokosprawnej kogeneracji węglowej

Autorzy
Maciej Sołtysik
Karolina Mucha-Kuś

Słowa kluczowe
system wsparcia, kogeneracja, efektywność

Streszczenie

Tworzenie wspólnego, europejskiego rynku energii implikuje konieczność dostosowywania prawa krajowego i kierunków rozwoju sektora do determinantów unijnych. Jednym z tych elementów było wprowadzenie systemu wsparcia rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Kilkuletnia historia funkcjonowania mechanizmu pozwala na dokonanie analiz zasadności wsparcia, ocenę jego wpływu na rozwój podsektora, szczegółową analizę kosztów oraz przeprowadzenie wnioskowania w zakresie kontynuacji mechanizmu. W artykule przedstawione zostały, na tle genezy wprowadzenia systemu wsparcia, wyniki analiz wolumetryczno-cenowych, bieżące trendy, ocena bilansu praw majątkowych w systemie, próba oceny zachowania uczestników rynku oraz problematyka legislacyjna w przedmiotowym zakresie.

1. Wstęp

Promowanie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła było jedną z pierwszych form wsparcia konkretnego segmentu podmiotów na kształtującym się rynku energii w Polsce. Pierwszą ze stosowanych form pomocy było ustawowe zobligowanie zakładów energetycznych do zakupu energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu z ciepłem, po z góry określonych cenach. Do 1997 roku cena kształtowana była urzędowo, zgodnie z bieżącymi rekomendacjami gospodarki centralno-planistycznej. W latach 1998–2004 miała charakter taryfowy, tj. wyznaczana była przez wytwórcę i zatwierdzana przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Druga forma wsparcia ukształtowała się w 2004 roku i dotyczyła konieczności zapewnienia w bilansie sprzedawanej energii określonego w drodze rozporządzenia obowiązkowego udziału energii wytworzonej w skojarzeniu. Mechanizm ten nakładał *de facto* na sprzedawców energii obowiązek zapewnienia w sprzedawanym wolumenie odpowiednio: 12,4%, 13,7% i 15,0% w latach 2004, 2005 i 2006 energii z kogeneracji. Ze względu na brak właściwego usankcjonowania mechanizm umożliwiał, w przypadku braku podaży energii skojarzonej, bezkarne zaniechanie realizacji nałożonego obowiązku. Dopuszczenie takiego rozwiązania, w kontekście zawężenia w 2005 roku definicyjnego brzmienia energii wytworzonej w skojarzeniu i zastąpienia poziomu sprawności przemiany chemicznej z 65% na 70%, zaburzyło rynkową dostępność przedmiotowej energii, tym samym ograniczając transparentność zachowań uczestników rynku.

W sukurs tym problemom przysłała konieczność zmiany systemu, podyktowana implementacją zapisów Dyrektywy 2004/8/WE [1]. Zgodnie z treścią pkt (1) preambuły dyrektywy [1]: „Promowanie wysokowydajnej kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe stanowi priorytet Wspólnoty ze względu na związane z nią potencjalne korzyści w zakresie oszczędzania energii pierwotnej, unikania strat

sieciowych oraz ograniczania emisji szkodliwych substancji, w szczególności gazów cieplarnianych”.

Dyrektywa wskazywała też na możliwe formy i mechanizmy wsparcia, w tym, zgodnie z brzmieniem pkt (26), na „pomoc inwestycyjną, zwolnienia z podatku lub obniżenie podatku, zielone certyfikaty oraz systemy bezpośrednich dopłat do cen”. Szczególnie ważny był także fakt zachowania pewnej swobody w wyborze optymalnego mechanizmu, który opisany został w pkt (32): „(...) ogólne zasady tworzące ramy dla wspierania kogeneracji na wewnętrznym rynku energii powinny być ustalane na poziomie wspólnotowym, ale szczegółowe ich wdrożenie należy pozostawić w gestii Państw Członkowskich, co pozwoli każdemu Państwu Członkowskiemu wybrać rozwiązanie najbardziej odpowiadające jego sytuacji (...)”.

Optymalna z punktu widzenia ustawodawcy była zatem implementacja w Polsce mechanizmu certyfikacji energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. Zgodnie z zapisami znowelizowanej 12 stycznia 2007 roku ustawy Prawo energetyczne, nowy mechanizm wsparcia zaczął obowiązywać 1 lipca 2007 roku. Jego beneficjentami byli koncesjonowani wytwórcy, którzy spełnili określone kryteria techniczne, pomiarowe i formalne. Zgodnie z [1] miał on, dzięki „wbudowanym mechanizmom kontrolnym powodować, że wymogi dokładności, rzetelności i odporności niniejszego systemu na korupcję zostaną dotrzymane”. Należy jednocześnie podkreślić, że system miał być gwarantem nowych inwestycji w moce kogeneracyjne zarówno w zakresie energetyki zawodowej, jak i małych i średnich producentów. Na konieczność tę wyraźnie wskazywały zapisy pkt 29 i 30 preambuły: „Należy uwzględnić specyficzną strukturę sektora kogeneracji, który obejmuje wielu małych i średnich producentów, w szczególności przy dokonywaniu przeglądu procedur administracyjnych w zakresie wydawania pozwoleń na budowę obiektów kogeneracji” i „(...) należy podkreślić konieczność zapewnienia stabilnego środowiska ekonomicznego i administracyjnego dla inwestycji

w nowe instalacje kogeneracyjne. Państwa Członkowskie powinny być zachęcane do spełniania tej potrzeby poprzez opracowywanie systemów wsparcia o okresie trwania przynajmniej czterech lat oraz poprzez unikanie częstych zmian w procedurach administracyjnych itd. (...)”.

Nowy mechanizm pomocowy już na etapie wdrażania budził wiele wątpliwości w zakresie jego przydatności w osiągnięciu założonych celów. Wskazywały na to m.in. pytania kierowane pod adresem rządu przez członków Komisji Gospodarki. W odpowiedzi na postawione podczas posiedzenia Sejmu 8 grudnia 2006 roku [3] pytania o długość trwania systemu wsparcia i kwestie potencjalnego deficytu bądź nadwyżek produkcyjnych można było usłyszeć odpowiedź podsekretarza stanu w Ministerstwie Gospodarki: „(...) co było powodem ograniczania czasu obowiązywania tych rozwiązań ustawowych. Otóż, proszę państwa, chcielibyśmy dać – zresztą skorygowany na skutek dyskusji w komisji – czas około sześciu lat na to, aby można było obserwować, jak te mechanizmy wsparcia kogeneracji rzeczywiście funkcjonują i mieć możliwość ewentualnej korekty, oczywiście nie na zasadzie szybkiego wylania dziecka z kąpielą, tylko po prostu tak, aby rzeczywiście można było wypracować optymalne mechanizmy wsparcia produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła” oraz „Proszę państwa, chciałem powiedzieć, że obserwujemy w tej chwili niedobór mocy, w związku z powyższym nie obawiamy się sytuacji, że producenci energii elektrycznej w kogeneracji będą mieli problemy z odbiorem swojej wyprodukowanej energii na rynku. Oczywiście, proszę państwa, w szykowanych rozporządzeniach będziemy mieli możliwość takiego dobierania progów obowiązku kogeneracyjnego, który należy wypełnić w danym roku, aby nie było mowy o niebezpieczeństwie – w cudzysłowie niebezpieczeństwie – że będziemy mieli za dużo energii elektrycznej w skojarzeniu. Tą wartością nie można też szafować, zbytbyśmy zawyżać, bo po prostu doprowadzilibyśmy do tego, że mielibyśmy na pewno niewypełniony obowiązek, a wtedy bardzo dużo pieniędzy przepływałoby

w formie opłat zastępczych. Oczywiście, proszę państwa, te analizy realizujemy na bieżąco i będziemy starali się od razu reagować na zmiany sytuacji”.

W opozycji do wyrażonego w ten sposób optymizmu stały zapisy pochodzące z ministerialnego raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększeniu udziału energii pochodzącej z kogeneracji w krajowym bilansie produkcji [2], w którym już po blisko półrocznym funkcjonowaniu mechanizmu stwierdzono, że: „przy zachowaniu dotychczasowych tendencji spodziewać się można niewielkiego wzrostu produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu, który nie pozwoli na zwiększenie udziału skojarzonej energii elektrycznej w całkowitej krajowej produkcji”.

Blisko sześciolatnie funkcjonowanie mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w co do *principium* niezmienionej formie pozwala na dokonanie stosownych analiz i jego ocenę. Dodatkowo trwające na przełomie lat 2012/2013 prace nad kolejną nowelizacją ustawy Prawo energetyczne, mogącą w konsekwencji przedłużyć trwanie mechanizmu, skłaniają do głębszej refleksji i próby dowiedzenia tezy o nieefektywności obowiązującej formy wsparcia.

2. Ocena efektywności

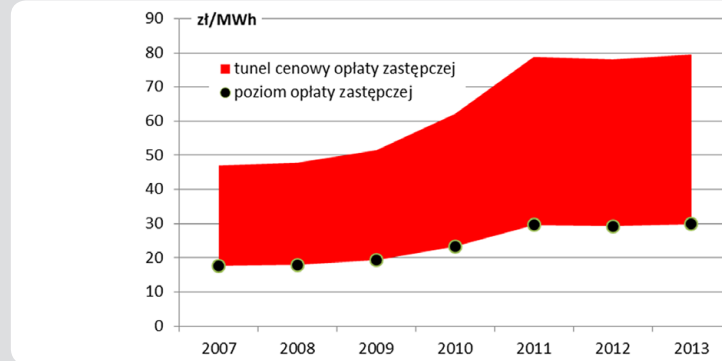
Oceny efektywności można dokonać na podstawie definicji stanowiącej, że jest ona rozumiana jako pewien określony rezultat zrealizowanych działań, skwantyfikowany relacją uzyskanych efektów na tle poniesionych kosztów. Przed dokonaniem właściwej oceny bilansu efektów i kosztów funkcjonowania mechanizmu wsparcia wydaje się celowe przedstawienie krótkiej charakterystyki założeń i warunków brzegowych, na których podstawie system rozpoczął funkcjonowanie.

2.1. Monitorowanie systemu

W ocenie autorów artykułu jednym z podstawowych błędów przy implementacji mechanizmu było niewłaściwe zabezpieczenie kontroli działania systemu, rozumianej jako monitoring i sprawozdawczość wdrożenia. Wbrew cytowanym wyżej zapowiedziom strony rządowej obserwacje bilansu popytowo-podażowego oraz trendów cenowych wskazują wyraźnie *ex-post*, że system nie był monitorowany w sposób właściwy i dostatecznie częsty. Raportowanie odbywające się w cyklu czteroletnim, rekomendowanym przez KE jako minimalny, okazało się niewystarczające, by móc w sposób właściwy i szybki podejmować stosowne interwencje.

2.2. Wysokość opłaty zastępczej

Zaprezentowany 12 grudnia 2007 roku pierwszy raport oceniający półroczne funkcjonowanie mechanizmu [2] zawierał cenne wyniki kalkulacji minimalnych wartości świadectw pochodzenia, które gwarantowałyby przy określonych założeniach uzyskanie wskaźnika IRR na poziomie 10%, uznanym za wystarczający przy realizacji nowych inwestycji. Wartość progowa dla analizowanego przypadku, tj. jednostek o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalaných paliwami gazowymi (CHP2), wyniosła 50 zł/MWh. W tym kontekście nie jest zrozumiałe podejście ustawodawcy w zakresie określenia, zgodnie z art. 9a ust. 8a ustawy Prawo energetyczne [4], wartości



Rys. 1. Ilustracja poziomu opłat zastępczych

brzegowych, w których ramach miała się zawrzeć jednostkowa opłata zastępcza. Stosunkowo wąskie granice przedziału cenowego, wynoszące 15–40%, uzależnione były dodatkowo od poziomu ceny z rynku konkurencyjnego, wyznaczonej przez prezesa URE. Stosowną ilustrację przedstawiono na rys. 1.

Jedną z konkluzji raportu [2] było wyraźne zaakcentowanie ryzyka płynącego z faktu, że: „system wsparcia oparty wyłącznie o świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji nie wykreuje dostatecznych bodźców inwestycyjnych. Poziom pierwszych opłat zastępczych (...) ukształtował się wyraźnie poniżej poziomu cen świadectw pochodzenia przyjętych do oszacowania potencjału ekonomicznego kogeneracji. Ponadto cena świadectwa pochodzenia może się w praktyce okazać znacząco niższa od ustalonej opłaty zastępczej. (...) W przypadku zaistnienia sytuacji nadmiaru uprawnień (zbyt mały rynek) mogą one uzyskać skrajnie wartość bliską zera”.

Sformułowanie powyższego ryzyka z jednej strony implikowało wprowadzenie dodatkowych ułatwień mających pobudzić inwestycje, z drugiej zaś strony nie znalazło odzwierciedlenia w zmianie, kluczowego dla zasadności funkcjonowania mechanizmu, algorytmu wyznaczania opłat zastępczych. W tym kontekście nie jest również zrozumiałe uzasadnianie wprowadzenia mechanizmu wsparcia, mające na celu realizację inwestycji kogeneracyjnych, wynikających z wyznaczonego potencjału technicznego i ekonomicznego. Zgodnie z treścią [2] w 2005 roku w skojarzeniu wyprodukowano ok. 21,7 TWh energii elektrycznej, co stanowiło jedynie 36% efektywnego ekonomicznie potencjału kogeneracji. Zatem z jednej strony wyznaczona jako progowa wysokość opłaty zastępczej na poziomie 50 zł/MWh determinowała wielkość efektywnego ekonomicznie potencjału i stanowiła pośrednio uzasadnienie do implementacji systemu, a z drugiej strony potencjalni inwestorzy otrzymywali kwotę kilkukrotnie niższą.

2.3. Dodatkowe elementy systemu wsparcia

Komplementarnym elementem mechanizmu wsparcia, bazującego na wydawaniu zbywalnych świadectw pochodzenia, było wykreowanie strony popytowej poprzez nadanie brzmienia art. 9a ust. 1 i 8 ustawy Prawo energetyczne [4], w myśl którego przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy

końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie mają obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia prezesowi URE świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji bądź uiszczenia opłaty zastępczej. Określona stosownym rozporządzeniem wykonawczym, wyrażona procentowo ilość praw majątkowych podlegająca umorzeniu mogła być dynamicznie modyfikowana, w zależności od rozwijającej się sytuacji rynkowej. Dodatkowo mechanizmem stymulującym był system kar pieniężnych za niewypełnienie powyższego obowiązku.

Kolejnym elementem mającym na celu usprawnić procesy inwestycyjne było ułatwienie polegające na obowiązkowym odbiorze, przesyle lub dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej przez operatora systemu dystrybucyjnego, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Do katalogu preferencji należy również dodać wprowadzenie dla jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW niższych o połowę opłat przyłączeniowych, ustalonych na podstawie rzeczywiste poniesionych nakładów. Minimalny poziom mocy preferencyjnie traktowanych źródeł został, w myśl art. 5 ustawy zmieniającej z 12 stycznia 2007 roku, zwiększony do poziomu 5 MW.

Dodatkowym elementem wsparcia stała się, począwszy od 2010 roku, zgodnie z zapisami art. 9e ust. 1a ustawy Prawo energetyczne, możliwość łączenia praw majątkowych odnawialnych i kogeneracyjnych dla wytwórców produkujących energię elektryczną i ciepło w źródle odnawialnym, spełniając jednocześnie kryteria wysokosprawnej kogeneracji.

2.4. Brak interwencji w relacje popyt/podaż

Kreowanie wartości rynkowej praw majątkowych uzależnione było silnie od kilku czynników. Pierwszym z nich była wartość opłaty zastępczej, stanowiąca naturalne *supremum* cen rynkowych. W zależności od momentu zawierania transakcji cena w ramach mechanizmu aukcji bądź notowań ciągłych uwzględniała głównie obowiązującą w danym roku wysokość opłaty zastępczej, zdyskontowaną wartością pieniądza w czasie. W przypadku transakcji pozasesyjnych ceny praw majątkowych były pochodną warunków umownych zawieranych w ramach rynku OTC (rynek pozagiełdowy, ang. *Over-the-counter*) i niejednokrotnie

Realizacja obowiązku za rok	Udział w realizacji obowiązku [%]	
	opłata zastępcza	umorzenie praw majątkowych
2007	3,1	7,5
2008	5,2	13,8
2009	9,0	11,6
2010	9,1	12,2
2011	0	22,2

Tab. 1. Ilustracja kierunków spełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia i opłat zastępczych z kogeneracji typu CHP2, źródło: opracowanie własne na podstawie [8]

różniły się od cen giełdowych. Mechanizm ten był typowy dla rozwiązań rynku terminowego, czyli uniezależniał strony transakcji od krótkotrwałych fluktuacji cenowych, dając gwarancje ceny w dłuższym horyzoncie.

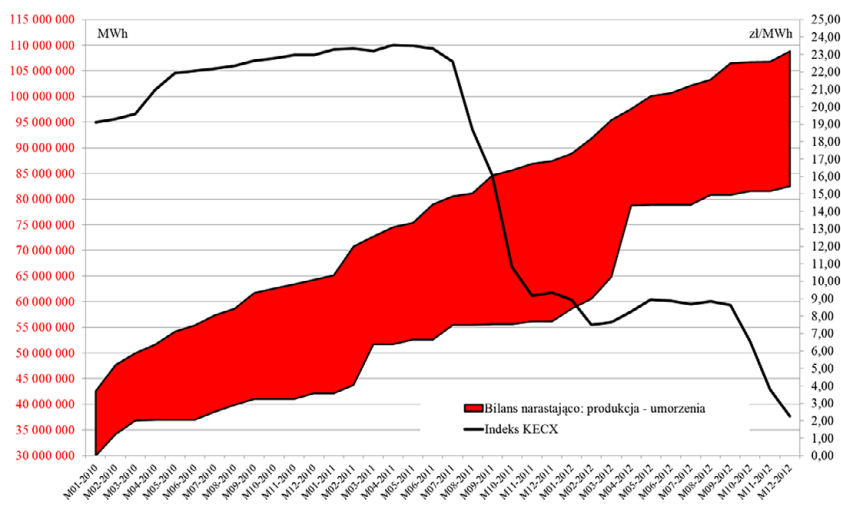
Drugim determinantem wysokości cen był poziom bilansu wydanych i umorzonych praw majątkowych. Zachwianie tego bilansu, tj. pojawienie się dużej nadwyżki praw majątkowych, byłoby wyraźnym sygnałem do spadku cen. Analiza procesu rozliczania się z realizacji obowiązku przez graczy rynkowych odkrywa mniej lub bardziej świadomą strategię budowania nadwyżek praw w systemie. Świadczyć o tym mogą dane przedstawione w tab. 1, ilustrujące sposób realizacji obowiązku.

Dodatkowym czynnikiem wpływającym na decyzje uczestników rynku w zakresie preferencji we wnoszeniu opłat zastępczych i wstrzymaniu się od umarzania praw majątkowych były publikacje w maju 2009 i 2010 roku wysokości stawek opłat zastępczych, które wykazywały istotny wzrost dynamiki względem poprzednich lat. Obawy w zakresie potencjalnego wzrostu cen w ślad za wzrostem opłat zastępczych oraz istotna inercja w ocenie poziomu i wpływu nadwyżki praw majątkowych w systemie były powodem masowego wnoszenia opłat zastępczych za lata 2009–2010. Zachowania te spowodowały silne załamanie rynku, co zilustrowane zostało na rys. 2 i 3.

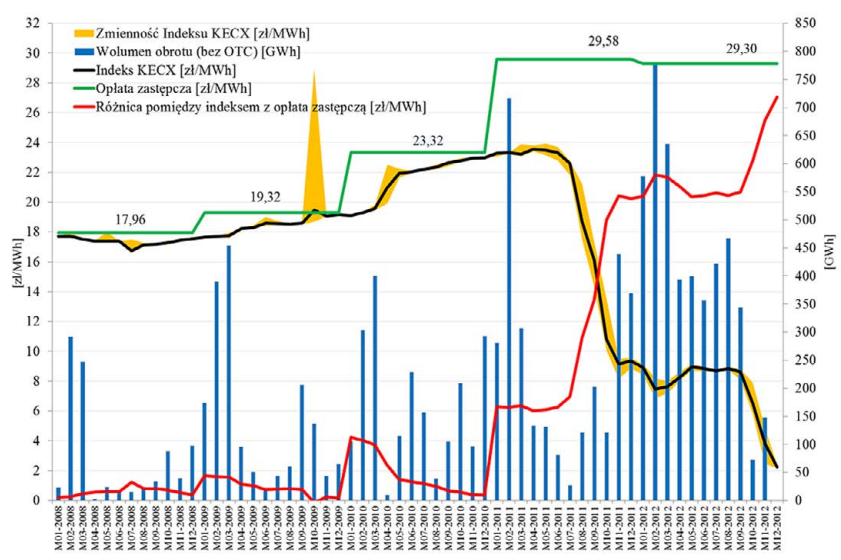
Brak działań interwencyjnych ustawodawcy spowodował spadek średnich cen z poziomu 23,55 zł/MWh w kwietniu 2011 roku do 2,25 zł/MWh w grudniu 2012 roku.

2.5. Rozwój wysokosprawnej kogeneracji

Jednym z podstawowych kryteriów oceny efektywności mechanizmu może być analiza przyrostu produkcji w wysokosprawnej kogeneracji, potwierdzona wydanymi świadectwami pochodzenia i analiza nowych, zainstalowanych mocy kogeneracyjnych spełniających kryterium kwalifikacyjne do grupy CHP2, czyli jednostek węglowych o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW. Analiza danych pochodzących z opracowań Agencji Rynku Energii [5], zawartych w tab. 2, nie wskazuje na istotne zmiany zainstalowanej, sumarycznej mocy w grupie elektrociepłowni zawodowych. Stabilność tego poziomu szczególnie dla lat 2009–2011 pozwala sądzić, że zmiany te są wynikiem jedynie drobnych prac modernizacyjnych istniejących obiektów. Tezę tę zdaje się potwierdzać zestawienie bazujące na informacjach pochodzących z [6] i [7], przedstawione w tab. 3, a ilustrujące liczbę wydanych



Rys. 2. Ilustracja dynamiki nadwyżki praw majątkowych w systemie na tle poziomu indeksu cenowego KECX, źródło: opracowanie własne



Rys. 3. Ilustracja notowań indeksu KECX wraz z fluktuacją cen na tle opłat zastępczych i wolumenu obrotu giełdowego, źródło: opracowanie własne

Moc zainstalowana w elektrociepłowniach węglowych [MW]					
Rok	2007	2008	2009	2010	2011
Moc	4 801	5 070	5 018	5 023	5 054

Tab. 2. Zestawienie sumarycznego poziomu zainstalowanych mocy w elektrociepłowniach zawodowych węglowych wg danych z [5]

praw majątkowych w poszczególnych latach dla rocznych okresów wytworzenia. Ze względu na nieporównywalność wyników dla 2007 roku, z powodu jedynie półrocznego obowiązywania systemu wsparcia ewentualną dynamikę należy oceniać dla lat 2008–2010. Produkcja energii w wysokosprawnej kogeneracji jest pochodną wielu czynników, z których najistotniejszymi wydają się:

poziom zainstalowanej mocy, czas wykorzystania mocy znamionowej, uzależnienie od czynników meteorologicznych, współczynnika potrzeb własnych. W ocenie autorów artykułu, ze względu na brak inwestycji w nowe moce kogeneracyjne typu CHP2, przedstawione fluktuacje i dynamika produkcji uzależniona jest od pozostałych, wymienionych czynników, co nie pozwala wnioskować o wystarczającej efektywności mechanizmu wsparcia wyrażonej miarą istotnego wzrostu produkcji.

W celu dokonania pełnej oceny efektywności wnioskowanie należy uzupełnić o projekcję przychodową systemu, czyli wycenę wydanych praw majątkowych. W tab. 4 przedstawiono wyniki przedmiotowej projekcji dla wariantów: (a) odniesienia się do średnioważonych wolumenem notowań cenowych rynku giełdowego i OTC oraz (b) opłat zastępczych. Wyniki obliczeń wskazują,

Dane za okres wytwarzania						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Wydane w roku	2007	158 621				
	2008	9 246 383	14 126 033			
	2009	–	6 744 564	13 519 253		
	2010	–	373 248	8 349 435	14 288 873	
	2011	491 184	860 732	–	8 874 592	13 893 484
Wydane za okres wytwarzania						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
RAZEM*	9 896 188	22 104 577	21 868 688	23 163 465	13 893 484	
RAZEM**				22 836 901	23 145 914	23 758 944

* Według sprawozdań z działalności prezesa URE (2007–2011)

** Według raportów miesięcznych Towarowej Giełdy Energii SA

Tab. 3. Ilość wytworzonej energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych (CHP2)

Wydane za okres wytwarzania						
Rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Prawa majątkowe [GWh]	9 896*	22 105*	21 869*	22 837**	23 146**	23 759**
Wariant a)						
Średnia ważona z indeksów giełdowych i OTC [zł/MWh]	17,60	17,19	17,67	21,09	23,40	12,23
Wartość praw majątkowych [mln zł]	174,17	380,02	386,46	481,74	541,66	290,52
Wariant b)						
Opłata zastępcza [zł/MWh]	17,96	17,96	19,32	23,32	29,58	29,30
Wartość praw majątkowych [mln zł]	177,74	397,00	422,50	532,56	684,66	696,14

* Według sprawozdań z działalności prezesa URE (2007–2011)

** Według raportów miesięcznych Towarowej Giełdy Energii SA

Tab. 4. Ilustracja szacunkowej wartości systemu wsparcia dla dwóch wariantów cenowych

że dla wariantów (a) i (b) wartość wydanych praw majątkowych dla całego okresu wynosi odpowiednio ok. 2,3 i 2,9 mld zł.

3. Wnioski końcowe

Postulaty przedstawicieli sektora wytwórców, wnioskowane w 2006 roku podczas prac Komisji Gospodarki, znalazły swe odzwierciedlenie w kształcie i brzmieniu znowelizowanej ustawy wprowadzającej system wsparcia. Zgodnie z deklaracjami i oczekiwaniami miała ona stanowić istotną zachętę inwestycyjną, co potwierdzają słowa wypowiedziane na mównicy

sejmowej przez posłankę sprawozdawcą: „Poprawka złożona w trakcie prac w podkomisji do art. 13 stanowi, że wprowadzone przez ustawę mechanizmy będą działać do 31 marca 2013 r. Taki termin powinien zachęcić do inwestowania w urządzenia służące do wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji” [3]. Przedstawiona w artykule charakterystyka systemu wraz z oceną jego efektywności dowodzi, zdaniem autorów, postawionej we wstępie tezy o nieefektywności takiej formy wsparcia. W kontekście analiz oraz zaistniałym w 2014 r. zmianom prawnym,

przywracającym system wsparcia w identycznym dla jego dotychczasowych i głównych założeń kształcie, warto przypomnieć pewne fundamentalne założenia dotyczące trwania mechanizmu, które również deklarowane były z mównicy sejmowej przed głosowaniem ustawy wprowadzającej po raz pierwszy wsparcie i o których niestety obecnie zapomniano: „Rozwiązanie to, według rządowego przedłożenia, ma mieć charakter tymczasowy, do czasu wypracowania i notyfikacji innych sposobów wspierania takiego systemu wytwarzania energii elektrycznej. Należy wierzyć, że ta tymczasowość nie będzie mieć charakteru trwałych rozwiązań prawnych (...)” [3].

Bibliografia

1. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca Dyrektywę 92/42/EWG, 11 lutego 2004.
2. Raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej, Monitor Polski 2008, nr 1, poz. 12, załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z 12 grudnia 2007 roku.
3. Stenogram z 29 posiedzenia Sejmu w sprawie projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne, ustawy Prawo ochrony środowiska oraz Ustawy o systemie oceny zgodności, 5 grudnia 2006.
4. Ustawa Prawo energetyczne, Dz.U. z 2012 r., poz. 1059 z późn. zm., 10 kwietnia 1997.
5. Informacja statystyczna o energii elektrycznej, opracowania dla lat 2007–2011, Agencja Rynku Energii.
6. Sprawozdania z działalności prezesa URE za lata 2007–2011, Biuletyny Urzędu Regulacji Energetyki.
7. <http://www.polska.pl/pl/155/raporty-miesieczne>.
8. Obraz polskiego rynku energii elektrycznej w latach 2007–2011 z uwzględnieniem przemian organizacyjnych i własnościowych, ARE SA Warszawa, październik 2012.

Maciej Sołtysik

dr inż.

TAURON Polska Energia SA

e-mail: maciej.soltysik@tauron-pe.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej (2000) oraz studiów podyplomowych w Akademii Ekonomicznej w Katowicach (2007) i Akademii Górniczo-Hutniczej (2010). Stopień naukowy doktora uzyskał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej (2010). Od kilkunastu lat jest związany z energetyką. Doświadczenie zawodowe zdobywał w Enion SA, Everen sp. z o.o. grupa EdF i TAURON Polska Energia SA.

Członek Towarzystwa Obrotu Energią (TOE) i grup roboczych przy Towarzystwie Obrotu Energią (TOE) oraz Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (PKEE). Biegły sądowy z zakresu elektroenergetyki i rynku energii elektrycznej. Autor i współautor kilkudziesięciu referatów naukowych.

Karolina Mucha-Kuś

mgr

TAURON Polska Energia SA

e-mail: karolina.mucha-kus@tauron-pe.pl

Absolwentka Śląskiej Międzynarodowej Szkoły Handlowej (2008), studiów podyplomowych w Akademii Górniczo-Hutniczej (2012) i studiów doktoranckich na Uniwersytecie Ekonomicznym w Katowicach (2012). Od 2007 roku zawodowo jest związana z branżą energetyczną. Jej zainteresowania naukowo-badawcze dotyczą strategii efektywnych zachowań uczestników rynku energii. Autorka referatów z zakresu zarządzania strategicznego, w szczególności badań nad strategiami kooperacji. Członkini Towarzystwa Obrotu Energią (TOE) i grup roboczych przy Towarzystwie Obrotu Energią.