

New Solutions for Renewable Energy Trading

Author

Władysław Mielczarski

Keywords

Renewables, energy trading default suppliers, energy trade obligation, electricity markets, RES subsidies

Abstract

The paper presents one of the key problems in renewable energy trading. The support system for RES is operating on financial levels leaving to the RES producers decisions on the energy trade. However, the flawed legal regulations impose the obligations on Default Electricity Supplier (SzU¹) to buy all RES production from the installations located in the areas of the SzU operation. Such legal provisions result in the additional burden on the SzU, which main duty is to provide electric energy to customers who do not want to enter competitive electricity markets. Additionally, over interpretation of the Energy Law provisions by the Energy Regulatory Authority (URE²), allowing the RES producers to trade a part of their production on electricity markets leaving the obligation on SzUs, has led to the speculative trade of renewable energy. Some RES producers sell the electricity produced in competitive markets during peak demand hours – usually working days from 7 a.m. to 8 p.m. – when the Power Exchange prices are significantly higher than the obligatory purchase price. When during off peak demand hours electricity prices in the Power Exchange are lower than the obligatory level, RES producers sell the electric energy to SzUs at the obligatory price, determined by the URE. Such an abuse of fair trade results in the additional income for the RES producers being burden on SzUs, which have to transfer such costs to energy end-users. The simulations, carried out for Poland indicate that the additional costs can count for about 200 mln zł per year.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014301

1. Obligatory RES energy purchase by Default Electricity Suppliers (SzU)

1.1. Flawed legal solutions

The obligation imposed on the SzU to purchase all electricity produced by the RES installations in any time and amount leads to additional costs which are eventually transferred to electricity end-users. The unclear and inconsistent provisions of the Energy Law (art. 9, p.6) and the position taken by the URE in its interpretation of this law (14/2013 – 21 May 2013) allow the RES producers to trade electricity in competitive markets in periods when electricity prices are higher than the obligatory price level, preserving the obligatory purchase of the RES energy by SzUs. Such flawed legal regulations result in the abuse of the fair trade rules and additional costs for electricity users.

1.2. Fast development of renewables

Some RES technologies require adequate climate conditions. The examples can be photovoltaic cells and wind farms. In Poland,

wind farms are usually located in the northern part of the country where the climate conditions provide the opportunity for better utilization of wind generation compared to other parts of Poland. In all electricity markets small customers are protected in various ways in transition period of the competitive market introduction. Common solutions include the establishment of Default Electricity Suppliers (SzU), which are obligated to sell electric energy to small customers who are not familiar with the market rules and they prefer to buy electricity on fixed rates. The SzUs operate in the areas determined by their licences. In Poland, the SzUs are also obliged to purchase all electricity produced by the RES installations located in the area of their operation. It causes that the SZUs located in the Northern Poland are obliged to buy large amount of electricity produced by the RES, mostly by wind farms.

The example is given in Fig. 1. In 2012, the RES energy produced and purchased in the northern part of Poland, in the default area of ENERGA Group, counted for 14% of the total energy sold to electricity customers. The fast development of the RES caused

¹ Default Electricity Supplier is called in Polish „Sprzedawca z Urzędu – SzU”

² Energy Regulatory Authority in Polish is named „Urząd Regulacji Energetyki – URE”

that this rate increased in 2013 to over 23% and in the first five months of 2014 such an energy share reached 55%. In the same time the proportion of the RES energy to the energy delivered to end-users in the entire country dropped from 15% in 2012 to 8.9% in 2013 and to 5% at the beginning of 2014. These figures demonstrate the deepening differences between SzUs in various parts of Poland.

1.3. The additional burden on the SzUs

The nomination of any energy company as a Default Electricity Supplier (SzU) results in the obligation to purchase all RES energy

produced in the area of the SzU operation. It is illustrated by the data presented in Fig. 2 showing that ENERGA-OBRÓT SA as the SzU was burdened with the additional costs of 170 mln zł in 2013 and such costs reached 44 mln zł in the first five months of 2014. The estimations indicate that the total additional cost for ENERGA-OBRÓT SA resulting from the obligatory purchase of the RES energy will reach 100 mln zł in 2014.

The additional costs of the RES production recalculated to 1 MWh are shown in Fig 3. The difference between ENERGA-OBRÓT SA, as a company covering an area of large RES production, and

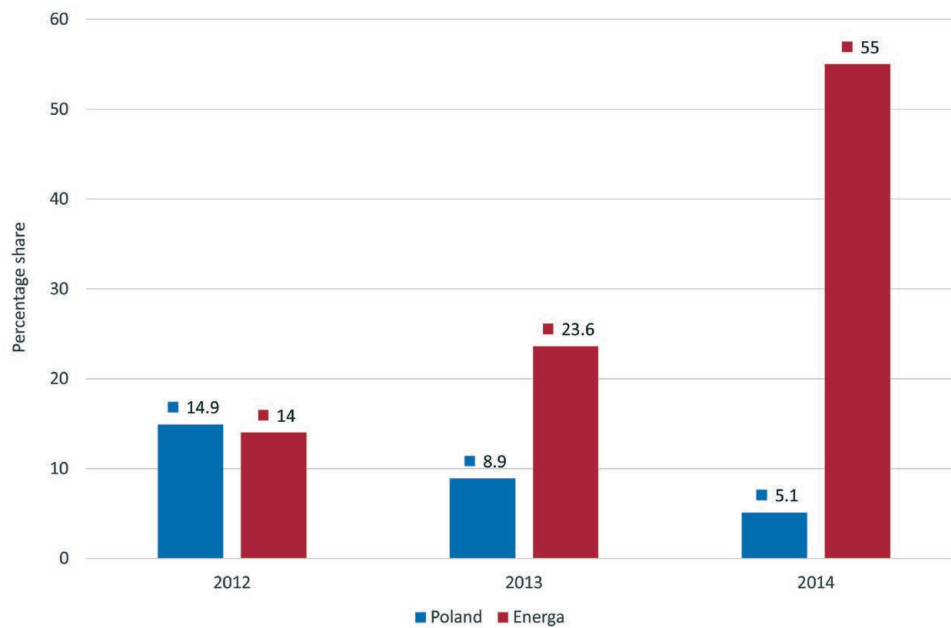


Fig. 1. Percentage share of the obligatory purchase to the entire energy traded by Obligatory Buyers

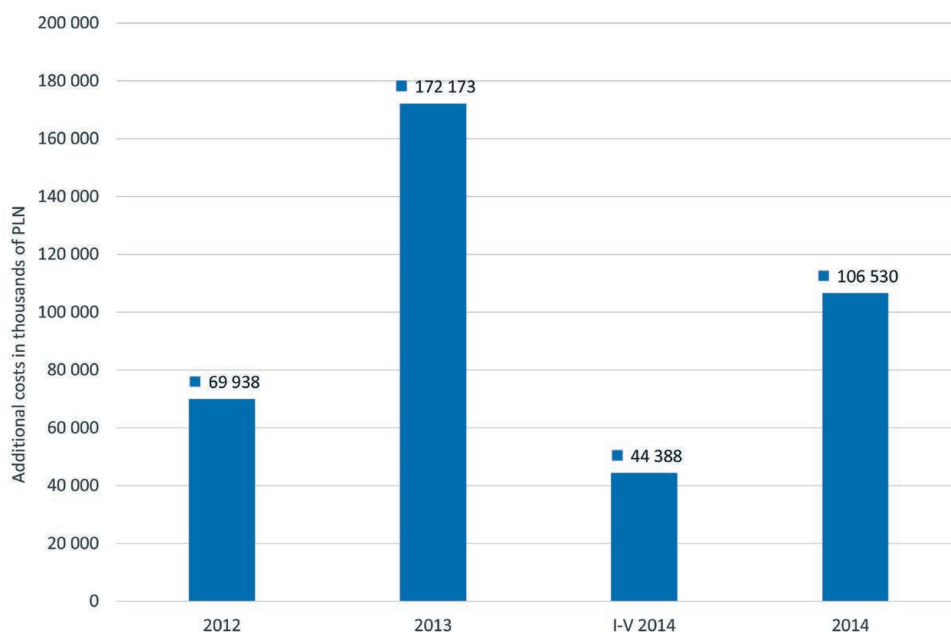


Fig. 2. Additional costs resulting from the obligatory RES energy purchase

other energy companies in Poland counted for 5.41 zł/MWh in 2013 increasing to 5.63 zł/MWh in 2014. It means that ENERGA-OBRÓT SA had to increase the energy price of its customers about 9.45zł/MWh to cover additional costs. Such additional costs are estimated to cross the level of 6.53 zł/MWh in 2014. The obligation imposed on some energy companies to buy the RES energy applying the prices fixed by the URE may degrade their positions in competitive electricity markets.

The legal regulation to the obligatory purchase of the RES energy should be not discriminating and imposing additional costs on energy companies in which areas of operation the vigorous development of the RES installations is observed.

2. Market games of RES energy producers

2.1. Energy Law and its interpretation by the URE

In 2014 a new phenomenon in the Polish power sector is noticed. Some RES energy producers are involved in the market speculation games, bringing them significant profits. The main idea of such speculations is to sell energy during the peak demand hours, usually in working days between 7 a.m. and 8 p.m., in electricity markets prices close to the Power Exchange levels, while trading the energy produced during demand valleys to the obligatory buyers (SzUs) when obligatory purchase prices set by the URE are significantly higher than competitive market prices.

Such market games and speculation stem from vague provisions of the Energy Law and their interpretation by the URE (Information no. 14/2013 – 21 May 2013) made in the favour of the RES producers. The URE indicated that RES producers can choose any energy trading entity as the Balancing Operator and sell the energy produced to such an operator in time periods determined by their bilateral agreement. In the same interpretation of the Energy Law, the URE retained the obligatory

purchase of the RES energy. Such a position of the URE created two markets for RES producers: the competitive electricity market with high prices during periods of large demand for electricity and the obligatory market with prices set by the URE when competitive electricity prices are low.

The analysis of market gaming and speculation carried out by some RES producers covers a few days in the beginning of August 2014. The six days analysed include: two days with low electricity demand – Saturday and Sunday and four working days with higher demand for electricity. The simulations have been performed using the schedules of the RES production submitted by a wind farm to ENERGA Group operating as obligatory RES energy buyers (SzU).

2.2. Power Exchange prices

The electricity prices in the Power Exchange in the Day Ahead floor reflect the demand for electricity. Fig. 4 presents the electricity prices in the Polish Power Exchange between 1 and 6 August 2014. The same figure demonstrates the RES obligatory purchase price determined by the URE at 181.55 zł/MWh for 2014 – presented by bars.

The analysis indicates that during high demand periods electricity prices are significantly higher than the obligatory purchase level, while in off peak demand periods during working days and on Saturdays and Sundays competitive electricity prices are lower than the URE obligatory purchase price.

2.3. Production schedules submitted by RES producers

Using the interpretation of the Energy Law published by the URE some RES producers submitted energy schedules for purchase to the obligatory buyers (SzU) indicating the energy produced only during off peak demand hours in working days and the entire energy produced on Saturdays and Sundays. During peak demand periods, despite the fact that the energy is produced,

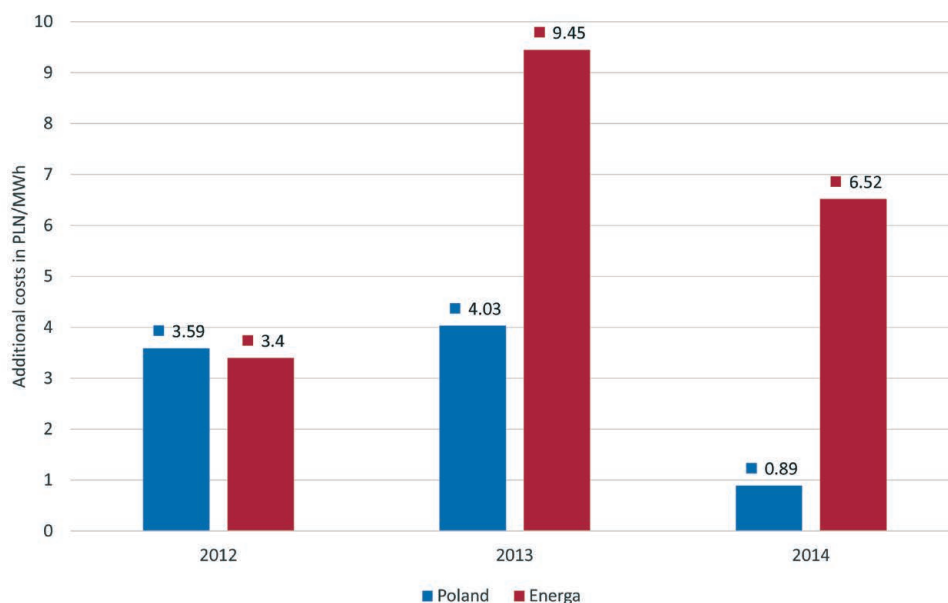


Fig. 3. Additional costs of the obligatory RES energy purchase recalculated to 1 MWh of electric energy

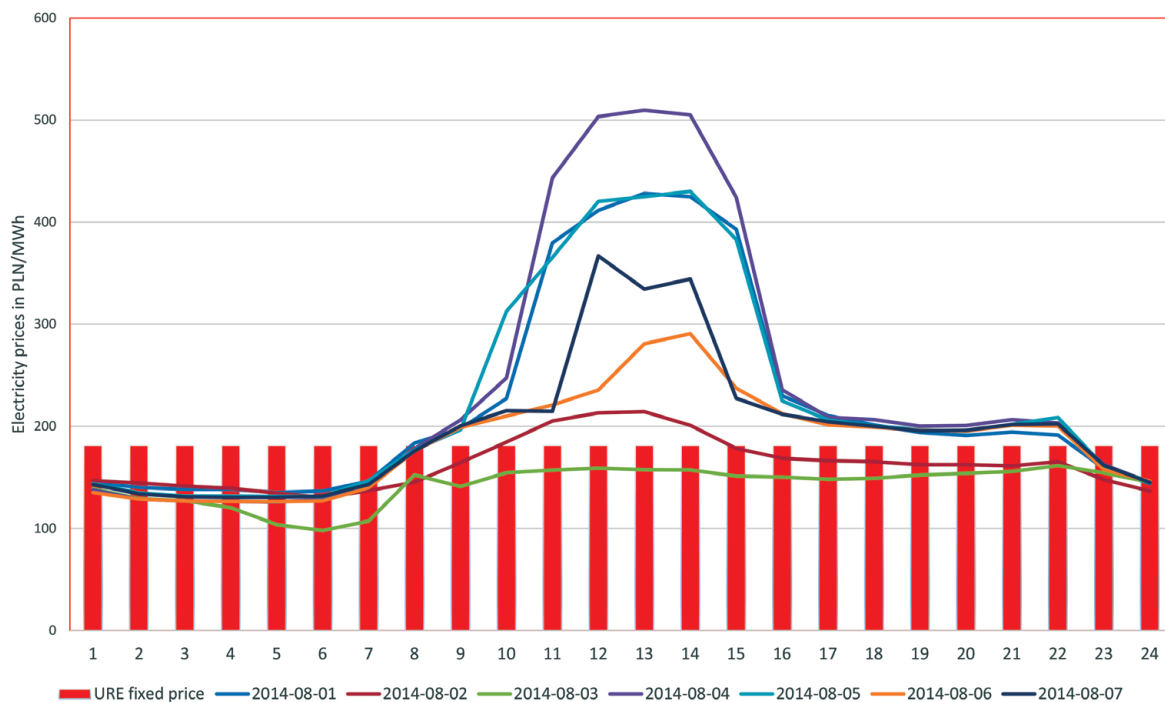


Fig. 4. Electricity prices in the Polish Power Exchange in the Day Ahead market floor

it is not submitted to the SzUs but it is traded in competitive markets on high prices. When electricity prices in the competitive market drop, the RES producers use their privileges to sell energy to obligatory buyers. Such market gaming and speculation results in two main negative impacts:

- The additional costs are burdened on the obligatory RES energy buyers (SzUs) which have to buy electricity from RES producers at higher prices than electricity available in the competitive market (Power Exchange)
- Some RES producers earn the additional income obtained by market gaming. Such an extra income for RES producers is the additional cost for energy companies and also for electricity users.

2.4. Additional costs for obligatory buyers

In order to evaluate the additional costs burdened on the obligatory buyers the analysis, hour by hour, has been carried out, for a few days in August 2014 taking into account the Power Exchange prices, the RES obligatory purchase prices and the amount of the RES energy in the schedules submitted to the obligatory buyer (SzU). The obligatory buyers were burdened with additional costs of about 40 zł/MWh resulting from market gaming of some RES producers. This cost counts for about 25% of the Power Exchange prices in the periods analysed.

2.5. Additional income of RES producers

The market gaming and speculation bring extra income to some RES energy producers. The computation of such extra incomes is based on the energy production and purchase schedules submitted to the obligatory energy buyers (SzU). The production schedules were submitted by a wind farm. It is seen that this farm is not proposing the electricity for sale during peak hours when competitive market prices are high. However, in peak periods the

electricity is produced because the wind blows not only during off peak hours as it could result from the schedules submitted – see Fig. 5, so the approximation of wind farm schedules is undertaken assuming that the power of wind is similar in peak and off peak periods – Fig. 6.

Two characteristic cases can be discussed:

- a. The entire energy produced by a wind farm is sold at the obligatory purchase prices determined by the URE.
- b. All energy produced is sold by such RES producers in competitive markets – the Power Exchange prices.

The computation results are presented in Fig. 7 and Fig. 8. Relating case A to the market gaming by a RES producer it is visible that such a producer can gain about 28zł per MWh of the energy produced. The comparison of market speculation to case B indicates that any RES producer can obtain extra income counted for about 40 zł/MWh.

2.6. Costs of market gaming for electricity users

Independently where the costs of energy production, distribution or trading are borne, in the end they are transferred to electricity users. The same happens to the extra costs resulting from market gaming and speculation of RES producers. In the case analysed, an obligatory buyer, which is involved in the first stage of trading suffers from additional costs of market gaming. Such costs can be covered by this energy company in various ways. The extra costs can be directly transferred to the electricity users by the increase of energy prices or distribution fees. If the direct transfer is not possible because of competitive markets or distribution tariffs regulation, the indirect cost transfer takes place. Such an indirect transfer has usually a form of limited investment leading to the degradation of electric installations and the decrease of power supply quality.

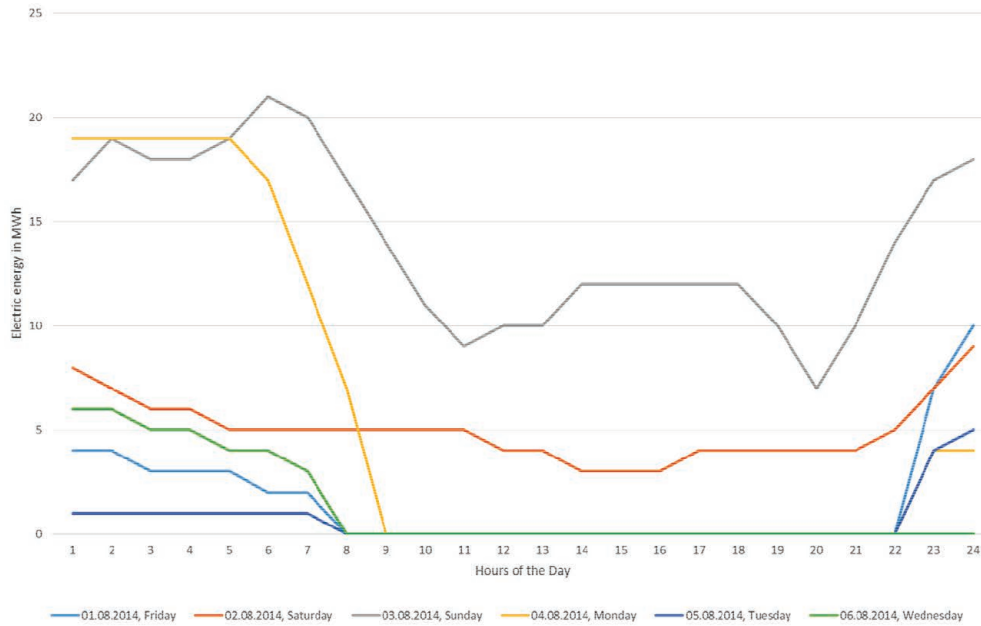


Fig. 5. Energy trade schedules submitted by RES energy producer to the Obligatory Buyer

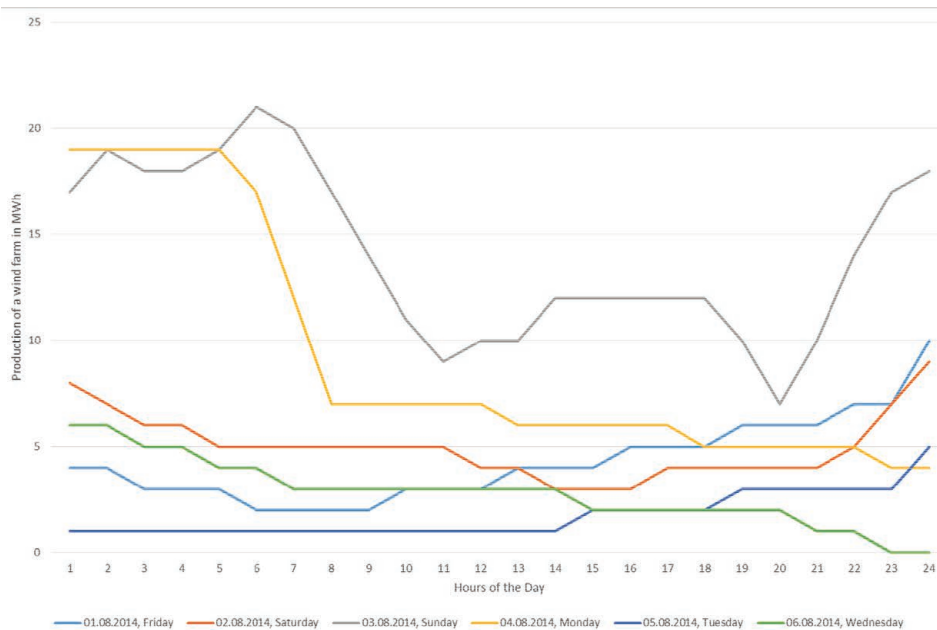


Fig. 6. Approximation of the energy production by the wind farm analysed

Assuming that the energy production by wind farms in Poland will reach about 5–6 TWh in 2014, what means the increase of 20% annually, it can be estimated that electricity users will have to encounter the additional cost about 200–300 mln zł per year as the “award” for some RES producers for their market gaming allowed by the vague legal regulation and over interpretation of the Energy Law by the URE.

2.7. Possible solutions

The poor legal regulations lead to the mixture of competitive energy trade and the obligation of the RES energy purchase. It may result in nearly 200 mln zł of the additional annual costs for electricity users. There is a need for quick actions to fix the vague

legal provisions relating to the trade of renewable energy. The RES energy producers should have the choice of one from three possible ways of electricity trading:

- The obligatory energy purchase by SzUs applying the fixed prices determined by the URE. In this case, the obligatory buyer will also play a role of the Balancing Operator. However, such a solution was implemented in the past also resulting in the additional costs.
- The choice of a Balancing Operator by RES producers, from one of many entities operating in competitive electricity markets, with the possible sale of the energy produced not only to the operator selected but also to other energy traders. In such a case, obligatory buyers will still have to purchase electricity on

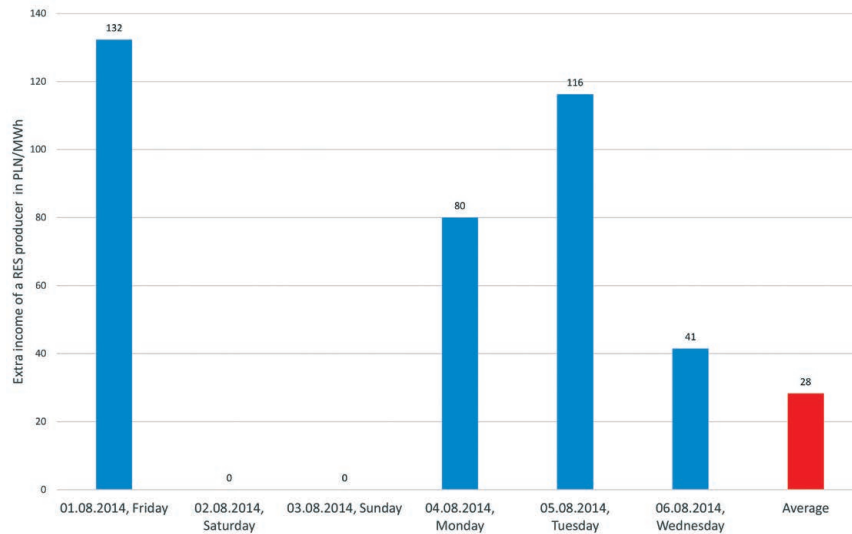


Fig. 7. Extra income for a RES energy producer resulting from market gaming and speculation in comparison to the RES income when fixed regulatory price is applied

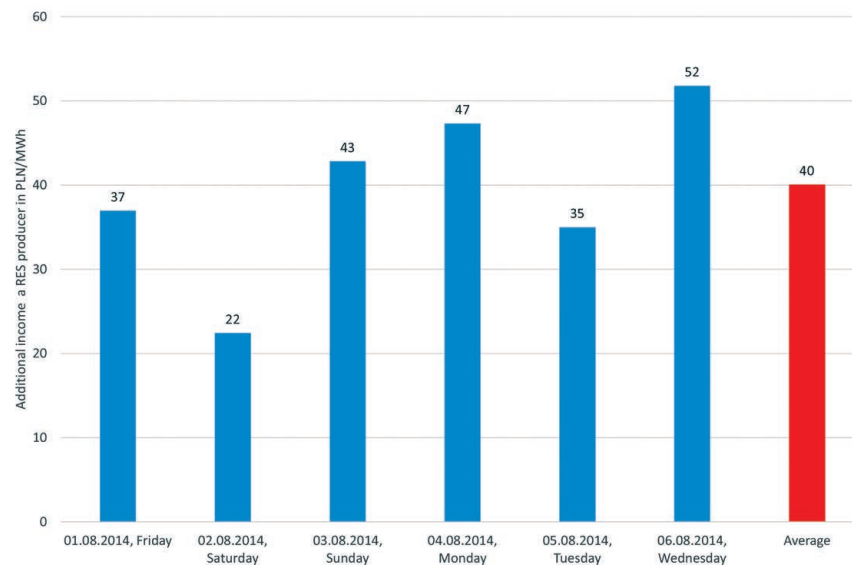


Fig. 8. Additional income for RES producers as an “award” for market gaming in comparison to the possible income from competitive electricity markets

the request of RES energy producers but applying competitive market prices.

- c. The sale of the entire RES energy in competitive electricity markets. Such a solution is the best as it limits the intervention of the regulatory bodies and because it is in the accordance with the communication of the European Commission (EC).

The EC published the document “Renewable energy: a major player in the European energy market” – no. 271, 6 June 2012, in which the European Commission states “Whatever form the post

2020 renewable energy milestones take, they must ensure that renewable energy is part of the European energy market, with limited but effective support where necessary and substantial trade”.

In Poland, the subsidies to the Renewables have reached over 3 billion złotych per year. It is a significant part of the electricity cost for the energy users, so the energy regulatory bodies should undertake quick actions to fix the vague legal regulations and stop market gaming by some RES producers.

Władysław Mielczarski

Lodz University of Technology

e-mail: Wladyslaw.Mielczarski@p.lodz.pl

Ph.D., D.Sc. in Electrical Power Engineering at the Lodz University of Technology with over 30 years’ experience, member of the European Energy Institute, consultant to the power supply industry and the central administration. Currently leader of the Electricity Market Research Group. He is author or co-author of 10 books, 21 chapters in books, 45 articles in scientific journals and over 150 conference lectures.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–11. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Potrzeba nowych rozwiązań dla zakupów energii z OZE

Autor

Władysław Mielczarski

Słowa kluczowe

odnawialne źródła energii, obowiązek nabycia energii, sprzedawcy z urzędu, rynek energii elektrycznej

Streszczenie

Produkcja energii ze źródeł odnawialnych wiąże się z dodatkowymi kosztami, które są pokrywane ze środków uzyskanych przez wszystkie firmy handlujące energią elektryczną ze sprzedaży tzw. zielonych certyfikatów. Niejasne zapisy w ustawie Prawo energetyczne oraz ich interpretacja przez prezesa URE powodują, że tzw. sprzedawcy z urzędu ponoszą dodatkowe koszty wynikające nie tylko z nabywania energii z OZE po cenach ustalonych przez prezesa URE, ale także na skutek rynkowych spekulacji producentów energii elektrycznej. Sprzedawcy z urzędu, których głównym celem jest sprzedaż energii małym odbiorcom niekorzystającym z rynku energii elektrycznej, zostali obciążeni dodatkowym kosztem zakupu energii z OZE produkowanej na obszarze ich działania. Takie rozwiązanie powoduje, że niektóre firmy, jak ENERGA-OBRÓT SA, które pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu na terenie, gdzie ulokowana jest znaczna liczba instalacji OZE, ponoszą dodatkowe koszty, co pogarsza ich pozycję konkurencyjną. Rynkowe spekulacje producentów OZE polegają na sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym po wysokich cenach w okresach dużego zapotrzebowania i sprzedaży energii do zobowiązanych sprzedawców z urzędu w okresach, kiedy ceny rynkowe są niższe od ceny obligatoryjnego zakupu ustalonej przez prezesa URE. Poprzez takie rynkowe spekulacje producenci OZE mogą osiągać dodatkowe przychody na poziomie 40 zł/MWh – 25% ceny rynkowej. Jednak te dodatkowe przychody producentów OZE obciążają odbiorców energii i kwota tych obciążeń może sięgać 200–300 mln złotych rocznie.

1. Nabywanie energii z OZE przez sprzedawców z urzędu

1.1. Wadliwe rozwiązania prawne

Obowiązujące obecnie rozwiązania prawne w zakresie zakupu energii elektrycznej produkowanej z OZE mają wiele wad, które powinny być jak najszybciej usunięte. Obowiązek zakupu energii produkowanej z OZE przez sprzedawców z urzędu po obligatoryjnej cenie, określanej przez prezesa URE, powoduje, że w obszarach, gdzie najszybciej rozwija się produkcja energii ze źródeł odnawialnych, sprzedawcy z urzędu mający obowiązek nabywania energii z OZE ponoszą coraz większe straty, które trudno jest zrekompensować na konkurencyjnym rynku energii.

Dodatkowo zapisy ustawy Prawo energetyczne art. 9 ust. 6 oraz ich interpretacja przez prezesa URE podana w Informacji nr 14/2013 z 21 maja 2013 roku, wskazująca, że wytwórca energii elektrycznej z OZE może wybrać podmiot bilansujący i sprzedawcą temu podmiotowi energię elektryczną w wybranych przez siebie godzinach doby i dniach tygodnia, spowodowała, że coraz częściej występuje manipulacja rynkowa producentów OZE przynosząca im znaczne dodatkowe przychody kosztem odbiorców energii.

1.2. Nierównomierny rozwój odnawialnych źródeł energii

Odnawialne źródła energii, w szczególności źródła wiatrowe, powstają najczęściej na obszarach północnej Polski, gdzie występują zasoby energii odnawialnej. Firmy energetyczne działające na tych obszarach i pełniące funkcję sprzedawcy z urzędu są zobowiązane do nabywania energii produkowanej z OZE po cenach ustalonych przez prezesa URE. Powoduje to, że firmy zlokalizowane na obszarach rozwoju OZE muszą kupować coraz więcej energii z OZE, ponosząc przy tym dodatkowe koszty.

Przykładem jest analiza pokazana na rys. 1. O ile jeszcze w 2012 roku energia z OZE

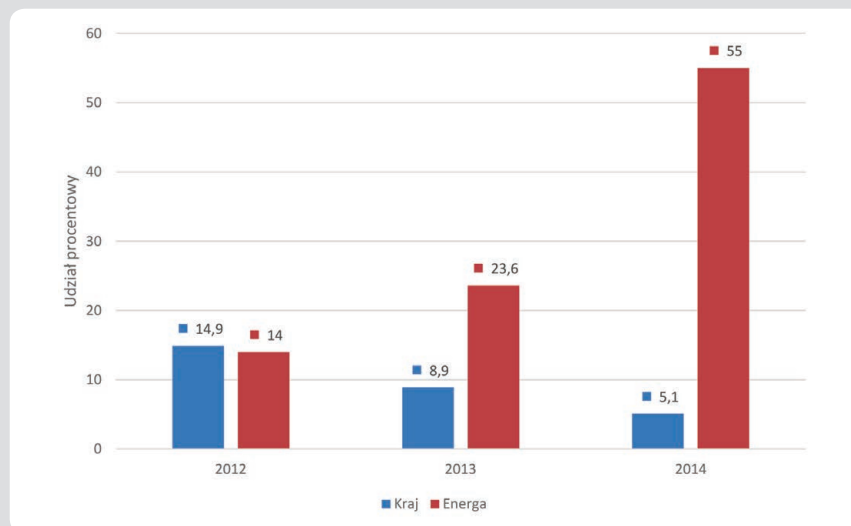
kupowana w północnej Polsce była na poziomie procentowym do całej energii nabywanej wynoszącym ok. 14%, to już w 2013 roku wzrosła w obszarze działania Grupy ENERGA do 23%, przy spadku dla reszty kraju do ok. 9%. Dane za pierwsze miesiące 2014 roku pokazują, że udział zakupu energii z OZE w północnej Polsce może wzrosnąć nawet do 55% całej nabywanej energii. Odpowiedni udział dla reszty kraju będzie wynosił w tym czasie niecałe 5%. Analiza ta pokazuje pogłębiające się różnice w sytuacji firm pełniących funkcję sprzedawcy z urzędu w różnych częściach kraju.

1.3. Koszty ponoszone przez sprzedawców z urzędu

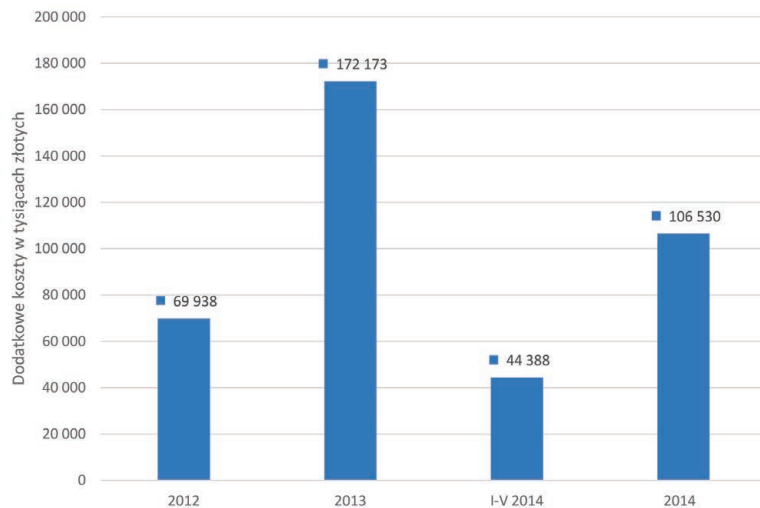
Pełnienie funkcji sprzedawcy z urzędu i konieczność nabywania energii z OZE po cenach określonych przez prezesa URE

wiąże się z dodatkowymi kosztami, jakie ponoszą firmy, na których terenie działania ulokowane są odnawialne źródła energii. Przykładowo (rys. 2) w 2013 roku ENERGA-OBRÓT SA poniosła dodatkowe koszty wynikające z pełnienia funkcji sprzedawcy z urzędu w wysokości 170 mln złotych, a za pierwsze pięć miesięcy 2014 roku te dodatkowe koszty wyniosły ponad 44 mln zł. Estymacja wskazuje, że do końca 2014 roku koszty te osiągną ponad 100 mln zł.

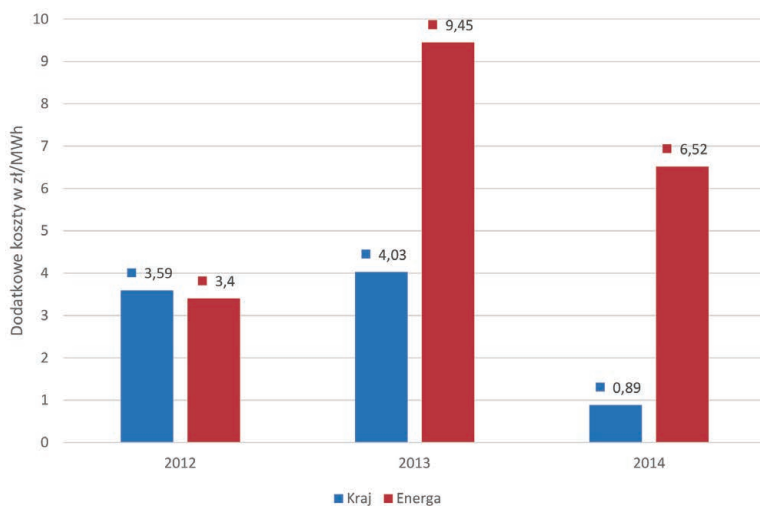
Dodatkowe koszty wynikające z obowiązku zakupu energii z OZE przez sprzedawców z urzędu w przeliczeniu na 1 MWh całkowitej energii nabywanej przez tych sprzedawców obrazuje rys. 3. Różnica w ponoszeniu dodatkowych kosztów pomiędzy firmą ENERGA-OBRÓT SA a pozostałymi firmami pełniącymi funkcję sprzedawcy z urzędu wynosiła w 2013 roku



Rys. 1. Udział procentowy energii z OZE do pozostałej energii nabywanej przez sprzedawców z urzędu



Rys. 2. Dodatkowe koszty nabywania energii wynikające z obowiązku zakupu energii z OZE przez sprzedawców z urzędu



Rys. 3. Dodatkowe koszty przeliczone na 1 MWh całej sprzedanej energii elektrycznej, wynikające z obligatoryjnego nabywania energii z OZE

ok. 5,41 zł/MWh, a w 2014 roku wielkość ta wzrosła do 5,63 zł/MWh. ENERGA SA musiała w 2013 roku sprzedawać całą energię do swoich odbiorców o 9,45 zł/MWh drożej, aby pokryć zwiększone koszty wynikające z realizacji obowiązku obligatoryjnego nabywania energii z OZE. W 2014 roku ten dodatkowy koszt jest szacowany na około 6,52 zł/MWh. Obligatoryjny obowiązek nabywania energii z OZE znacznie pogarsza pozycję konkurencyjną firm, takich jak ENERGA-OBROT SA, które pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu na terenie, gdzie znajduje się znaczna liczba instalacji OZE.

Rozwiązanie dotyczące nabywania energii produkowanej w OZE nie powinny preferować żadnej z firm obrotu, ale również nie powinny powodować ponoszenia dodatkowych kosztów w przypadku pełnienia funkcji sprzedawcy z urzędu, jeżeli na obszarze działania lokowana jest znaczna liczba odnawialnych źródeł energii.

2. Gry rynkowe producentów energii z OZE i ich koszty

2.1. Prawo energetyczne i interpretacja sprzedaży energii z OZE

W ostatnim czasie w Polsce obserwujemy nowe zjawisko, jakim jest gra spekulacyjna, którą prowadzą niektórzy wytwórcy energii z OZE, uzyskując znaczne dodatkowe przychody. Gra spekulacyjna polega na tym, że wytwórcy energii z OZE w okresach szczytu zapotrzebowania i wysokiej ceny sprzedają energię do wybranych przez siebie nabywców po wysokich cenach, a w okresach niskiego zapotrzebowania, a zatem i niskich cen, do sprzedawców z urzędu, którzy są zobowiązani nabywać energię od producentów OZE po cenach ustalonych przez prezesa URE. Cena nabywania energii z OZE, stosowana przez sprzedawców z urzędu, a ustalana przez prezesa URE na cały rok, jest znacznie wyższa od cen kształtujących się na giełdzie energii w okresach niskiego zapotrzebowania – poza godzinami 7–22 w dni robocze i w dni świąteczne.

Takie działanie spekulacyjne umożliwiające niejasne zapisy ustawy Prawo energetyczne art. 9 ust. 6 oraz ich interpretacja przez prezesa URE podana w Informacji nr 14/2013 z 21 maja 2013 roku. Interpretacja ta wskazuje, że producent OZE może wybrać dowolny podmiot bilansujący, przy pozostawaniu w obowiązku zakupu energii przez wyznaczonych sprzedawców z urzędu. Pozwala to na sprzedaż energii po wysokich cenach w okresach szczytu zapotrzebowania, do wybranych podmiotów bilansujących, a w okresach niskich cen, wtedy gdy ceny rynkowe są niższe od ceny wyznaczonej przez URE, do sprzedawców z urzędu.

W celu ilustracji zjawiska spekulacji wytwórców energii z OZE przeanalizowano pierwsze dni sierpnia 2014 roku. W tych sześciu analizowanych dniach: dwa dni to sobota i niedziela – dni wolne od pracy o niskim zapotrzebowaniu, a pozostałe cztery dni są dniami roboczymi. Dla obliczeń symulacyjnych wybrano grafik jednego z producentów energii z OZE działającego w północnej Polsce. Grafik ten został złożony przez producenta OZE u sprzedawcy z urzędu, aby ten wskazał ilości obligatoryjnego zakupu energii.

2.2. Ceny energii na giełdzie energii

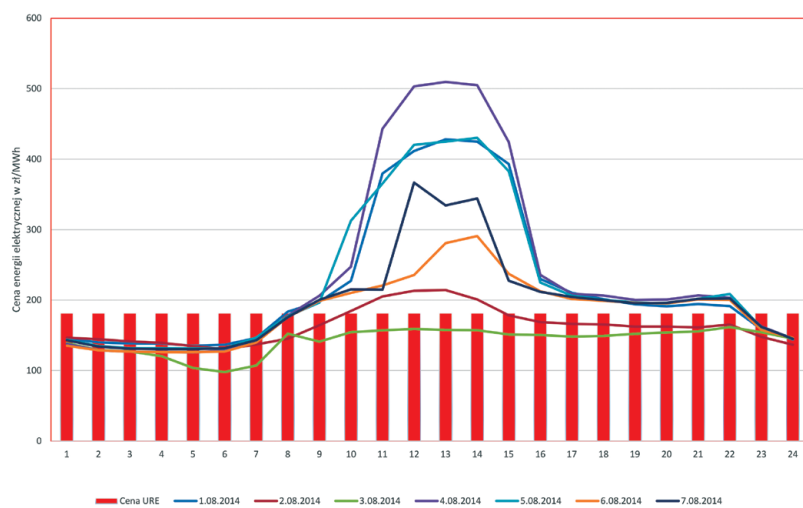
Ceny energii elektrycznej na giełdzie energii, na rynku dnia następnego, odzwierciedlają zapotrzebowanie na energię elektryczną w poszczególnych godzinach doby oraz dniach. Ceny na Towarowej Giełdzie Energii w dniach 1–6 sierpnia 2014 roku zostały pokazane na rys. 4. Zaprezentowana została również cena obligatoryjnego zakupu energii z OZE przez sprzedawców z urzędu określona przez prezesa URE na 2014 rok w wysokości 181,55 zł/MWh.

Analiza porównawcza wskazuje, że ceny energii w okresach szczytu kształtują się znacznie powyżej ceny określonej przez prezesa URE, podczas gdy ceny w godzinach pozaszczytowych i w dni świąteczne na rynku konkurencyjnym są niższe od cen obligatoryjnego zakupu energii z OZE.

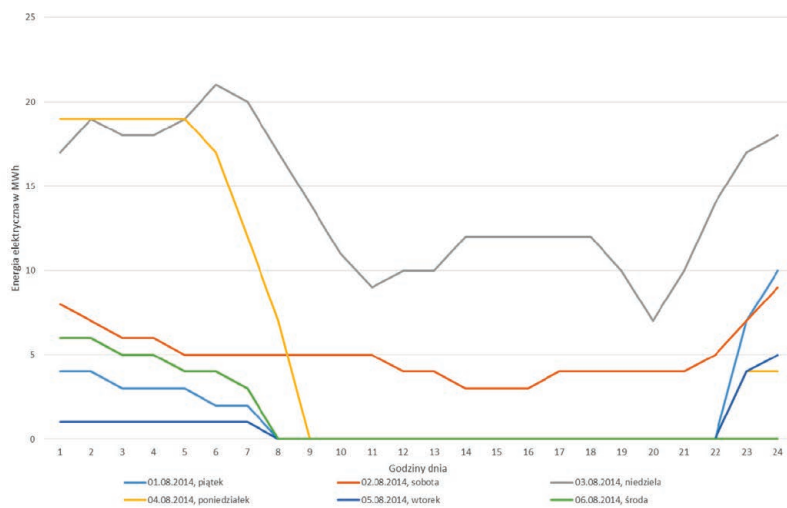
2.3. Grafiki sprzedaży składane przez producentów OZE

Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne art. 9 ust. 6 oraz ich interpretacją przez prezesa URE wytwórca energii elektrycznej może wybrać podmiot bilansujący i sprzedawać temu podmiotowi energię elektryczną w wybranych przez siebie godzinach doby i dniach tygodnia. Energia z OZE jest sprzedawana podmiotowi bilansującemu po cenach bliskich cenom giełdowym, które są wyższe od obowiązkowych cen zakupu energii z OZE. Pozwala to uzyskiwać producentom z OZE znaczne dodatkowe przychody. Kiedy ceny na giełdzie spadają, producenci z OZE oferują energię zobowiązanym sprzedawcom z urzędu, którzy muszą kupić tę energię po cenach ustalanych przez URE, znacznie wyższych od cen na giełdzie w tym samym okresie.

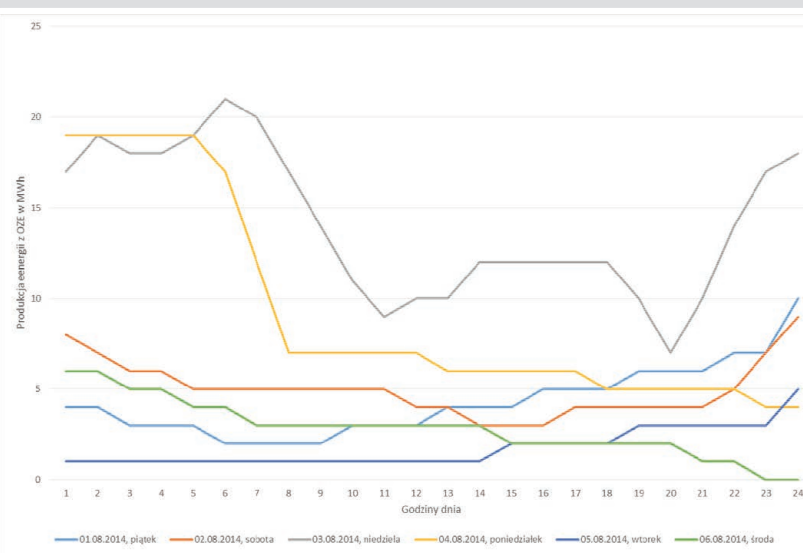
Oferta obligatoryjnego zakupu energii elektrycznej OZE jest przedstawiana sprzedawcy z urzędu w postaci grafiku określającego ilości energii w każdej godzinie doby. Pokazany na rys. 5 grafik jest rzeczywistym grafikiem zakupu złożonym przez



Rys. 4. Ceny sprzedaży energii na Rynku Dnia Następnego na Towarowej Giełdzie Energii



Rys. 5. Grafiki zakupu energii elektrycznej składanej do sprzedawcy z urzędu przez producenta OZE



Rys. 6. Aproksymacja grafików produkcji energii z OZE z farmy wiatrowej

producenta OZE z obszaru północnej Polski swojemu sprzedawcy z urzędu w dniach 1–6 sierpnia 2014 roku.

Prezentowany grafik wskazuje na charakterystyczne działania spekulacyjne. W dni robocze (1 sierpnia, piątek i 4–6 sierpnia, poniedziałek – środa) producent ten przedstawia energię do zakupu po cenach URE tylko do godz. 8–9 rano i po godz. 22, ponieważ w tym czasie ceny na rynku konkurencyjnym są niższe od ceny obowiązkowego zakupu ustalonej przez URE. W godz. 8–22 energia nie jest przedstawiana do zakupu obowiązkowego po cenach URE, ponieważ w tym czasie jest ona wyższa na rynku konkurencyjnym i tam producent energii z OZE dokonuje sprzedaży.

W dni świąteczne (2–3 sierpnia, sobota – niedziela), kiedy ceny na giełdzie energii są niższe od cen obowiązkowego zakupu, producent z OZE sprzedaje całą energię sprzedawcy z urzędu, który musi zakupić tę energię po cenie ustalonej przez prezesa URE, a jest to cena znacznie wyższa od ceny rynku konkurencyjnego.

Takie działania spekulacyjne powodują dwa efekty:

- Dodatkowe koszty ponoszone przez sprzedawców z urzędu, którzy muszą nabywać energię od producentów OZE po znacznie wyższych cenach od cen rynku konkurencyjnego, na którym nabyliby tę energię, gdyby nie obowiązek obowiązkowego zakupu. Ma to szczególnie negatywne oddziaływanie na firmy energetyczne, na których terenie działa znaczna liczba producentów OZE.
- Dodatkowe przychody spekulacyjne producentów energii z OZE, którym niejasne zapisy ustawy Prawo energetyczne oraz ich interpretacja przez prezesa URE pozwalają na tego typu działania i dodatkowe przychody.

2.4. Dodatkowe koszty sprzedawców z urzędu

W celu oszacowania dodatkowych kosztów, jakie ponoszą sprzedawcy z urzędu na skutek działań spekulacyjnych niektórych producentów OZE, wykonano szczegółowe obliczenie różnicy kosztów nabycia energii, godzina po godzinie, w okresie analizowanych dni sierpnia 2014 roku, biorąc pod uwagę ceny na giełdzie energii oraz ceny obowiązkowe zakupu energii z OZE określone przez prezesa URE. Sprzedawcy z urzędu w analizowanym okresie ponosili średnio dodatkowo ok. 40 zł/MWh strat ze względu na obowiązkowy zakup energii z OZE. Jest to ok. 25% wielkości ceny giełdowej występującej w tym okresie.

2.5. Spekulacyjne przychody producentów OZE

Działania spekulacyjne przynoszą dodatkowe przychody producentom energii z OZE, którzy takie praktyki podejmują. Obliczenia dodatkowych przychodów oparto na aproksymacji grafików składanych przez producenta energii z OZE. Ponieważ jest to farma wiatrowa, można z dużym prawdopodobieństwem założyć, że siła wiatru w godz. 9–22 pozostawała na podobnym poziomie, jak na początku i końcu tego okresu. Aproksymacje grafików produkcji energii z OZE pokazano na rys. 6. W celu określenia wielkości dodatkowych

przychodów, jakie osiąga producent energii z OZE w wyniku działań spekulacyjnych, rozważono dwa przypadki odpowiadające prawidłowym rozwiązaniom, które powinny mieć miejsce przy sprzedaży energii produkowanej z OZE:

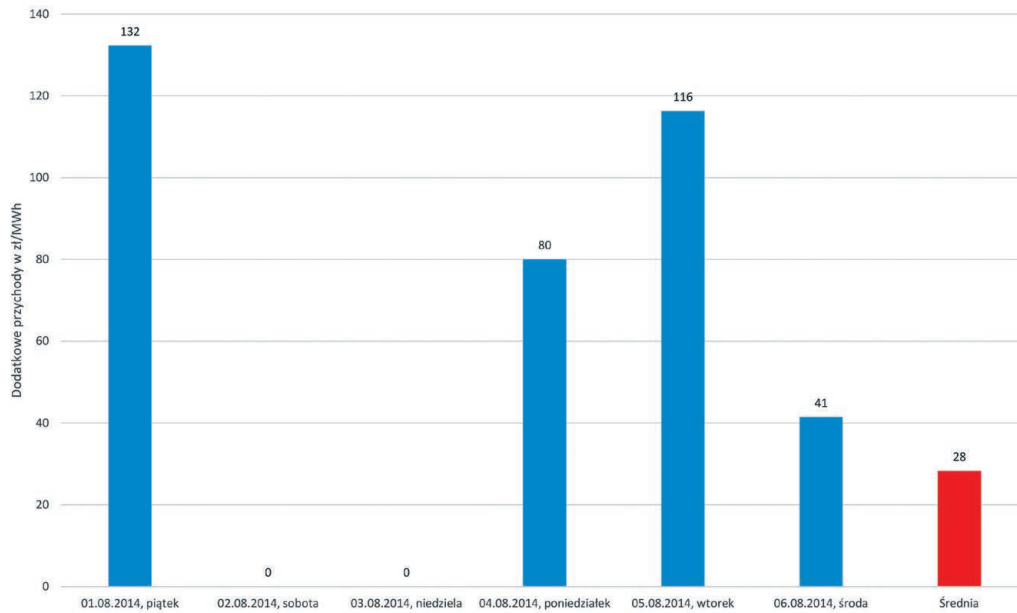
- sprzedaż całej energii wyprodukowanej w OZE po cenach ustalonych przez prezesa URE
- sprzedaż całej energii wyprodukowanej w OZE po cenach rynku konkurencyjnego – giełda energii.

Wyniki obliczeń pokazano na rys. 7 i 8. W stosunku do rozwiązania pierwszego (sprzedaży całej energii po cenie ustalonej przez URE) działania spekulacyjne mogą obecnie przynieść producentom OZE dodatkowy przychód w wielkości rzędu 28 zł/MWh. W przypadku odniesienia się do rozwiązania drugiego (sprzedaży całej energii wyprodukowanej w OZE po cenach rynkowych) dodatkowe przychody wynikające z działań spekulacyjnych producenta OZE wynoszą ok. 40 zł/MWh.

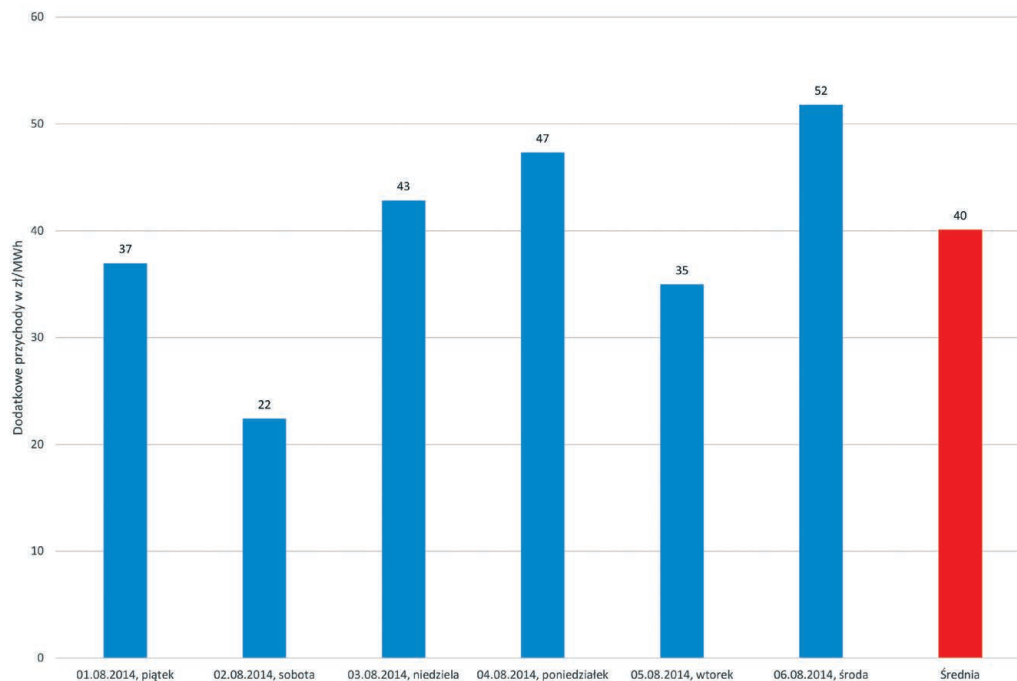
2.6. Koszty działań spekulacyjnych dla odbiorców energii

Wszystkie koszty działania producentów i sprzedawców zostaną pokryte przez odbiorców energii poprzez: podwyższenie cen energii, zwiększanie stawki przesyłowej czy obniżenie jakości dostaw ze względu na odłożenie inwestycji na skutek ograniczonych środków.

Również dodatkowe przychody wynikające ze spekulacji przy sprzedaży energii z OZE będą musiały być pokryte przez odbiorców



Rys. 7. Dodatkowe przychody producenta OZE w porównaniu ze sprzedażą po cenie URE



Rys. 8. Dodatkowe przychody wynikające z gry rynkowej producenta OZE w porównaniu z przychodami z giełdy energii

energii. Zakładając, że opisane działania dotyczą tylko producentów energii elektrycznej z wiatru – jak analizowany grafik produkcji – i przyjmując, że w 2014 roku produkcja energii z wiatru będzie wynosiła ok. 5–6 TWh, a wzrost tej produkcji rok do roku będzie wynosił nie więcej niż 20%, można szacować, że odbiorcy energii poniosą dodatkowe koszty w najbliższych latach rzędu 200–300 mln złotych rocznie.

2.7. Możliwe rozwiązania

Analizowana patologiczna sytuacja wynika z pomieszania systemów wolnorynkowych z systemami obligatoryjnego zakupu energii. Niejasne zapisy ustawy Prawo energetyczne i ich interpretacja przez prezesa URE skłaniają część producentów energii z OZE do działań spekulacyjnych, których koszty mogą wynosić rocznie nawet ponad 200 mln i będą je ponosić odbiorcy energii elektrycznej. Konieczne jest jak najszybsze działanie na rzecz eliminacji możliwości spekulacji energią z OZE stwarzanych przez niejasne przepisy prawne. Uściślenie rozwiązań prawnych polegałoby na daniu producentom

energii z OZE możliwości wyboru jednego z trzech rozwiązań:

- a. Zakup obligatoryjny całej energii przez sprzedawcę z urzędu po cenach ustalonych przez URE, a sprzedawca z urzędu jednocześnie pełniłby funkcje podmiotu bilansującego. Rozwiązanie to było już stosowane i powoduje dodatkowe koszty u sprzedawców z urzędu.
- b. Wskazanie przez producenta OZE dowolnego podmiotu bilansującego z możliwością sprzedaży energii po cenie rynkowej nie tylko podmiotowi bilansującemu, ale wszystkim innym podmiotom, w tym sprzedawcom z urzędu. W takim przypadku sprzedawca z urzędu miałby obowiązek dalej nabywać energię od producenta OZE, ale po cenach rynkowych – giełda energii. Jest to rozwiązanie pośrednie.
- c. Sprzedaż całej energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE na rynku konkurencyjnym w przypadku wyboru podmiotu bilansującego innego niż sprzedawca z urzędu. Takie powinno być rozwiązanie docelowe.

Ostatnie rozwiązanie, sprzedaż całej energii z OZE na rynku konkurencyjnym, jest najbardziej polecane i zgodne ze wskazaniami Komisji Europejskiej, która w swoim komunikacie z 6 czerwca 2012 roku nr 271 zatytułowanym „Energia odnawialna: ważny uczestnik europejskiego rynku energii” wskazuje na konieczność działania OZE na rynku energii: „Jakąkolwiek postać przybiorą cele w zakresie energii odnawialnej po 2020 roku, muszą one stanowić gwarancję, że energia odnawialna będzie częścią europejskiego rynku energii przy ograniczonym, lecz skutecznym wsparciu w razie potrzeby i dobrze rozwiniętej wymianie handlowej”. W Polsce energia odnawialna otrzymuje bardzo duże wsparcie, przekraczające 3 mld zł rocznie. Dlatego nie powinno się dopuszczać i tolerować spekulacji rynkowych niektórych producentów OZE, które nie tylko obciążają odbiorców energii dodatkowymi kosztami, ale również rzutują negatywnie na cały sektor OZE, w tym na tych producentów, którzy nie dopuszczają się spekulacji.

Władysław Mielczarski

prof. dr hab.

Politechnika Łódzka

e-mail: Wladyslaw.Mielczarski@p.lodz.pl

Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Ma ponad 30-letnią praktykę w elektroenergetyce, z czego 10 lat pracował poza granicami Polski, m.in. w Australii, Kanadzie i Singapurze. Brał udział w projektowaniu i wdrażaniu rynków energii elektrycznej w Australii, kanadyjskiej prowincji Ontario oraz Polsce. Kierował ponad 65 projektami badawczymi i wdrożeniowymi. Ma w swoim dorobku 10 książek i wydań specjalnych, 21 rozdziałów w książkach, 45 artykułów w pismach naukowych oraz ponad 150 referatów.

Członek Europejskiego Instytutu Energii (European Energy Institute), grupy 16 ekspertów z krajów Unii Europejskiej, pełniących funkcję doradcą (think tank) w sprawach energetycznych dla instytucji i firm europejskich.