

ANALIZA WPŁYWU GENERACJI WIATROWEJ NA CENĘ ROZLICZENIOWĄ ODCHYLENIA NA RYNKU BILANSUJĄCYM W POLSCE

Adrian MILLER¹, Paweł BUĆKO²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki,
e-mail: amiller@ely.pg.gda.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki,
tel.: 58 347 1347, e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

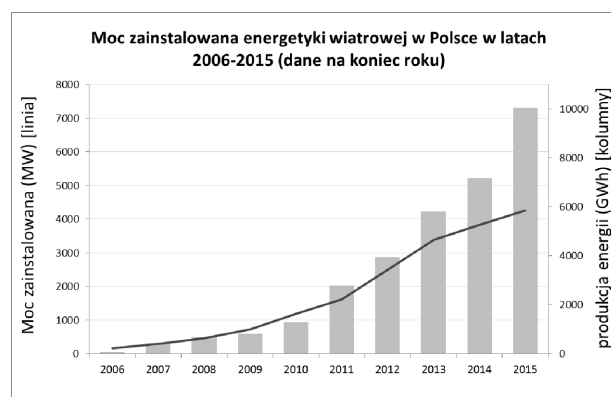
Streszczenie: Tematem artykułu jest analiza wpływu generacji wiatrowej na ustalanie się Ceny Rozliczeniowej Odchylenia (CRO) na Rynku Bilansującym (RB) w Polsce. Autorzy we wstępie swej pracy przedstawiają stan aktualny energetyki wiatrowej oraz wyjaśniają sposób ustalania się ceny na Rynku Bilansującym. Poruszają tematykę przesuwania się stosu jednostek wytwórczych, który ich zdaniem zależy bezpośrednio od aktualnych warunków pracy wiatrowych jednostek wytwórczych. Zasadniczą częścią artykułu jest przedstawienie wyników dotyczących wyliczenia współczynnika Spearmana. Potwierdza on tezę, że generacja wiatrowa ma znaczący wpływ na ustalanie się cen na Rynku Bilansującym.

Słowa kluczowe: Rynek Bilansujący, energetyka wiatrowa, Cena Rozliczeniowa Odchylenia.

1. ANALIZA PRZYROSTU MOCY ZAINSTALOWANEJ

Energetyka wiatrowa zajmuje ważne miejsce w strukturze odnawialnych źródeł energii w Polsce. Moc zainstalowana w tej grupie istotnie i systematycznie rośnie od 2006 r. Do roku 2015 moc wszystkich instalacji wiatrowych wzrosła ponad 30-krotnie: z nieco powyżej 153 MW w 2006 r. do ponad 4,2 GW pod koniec III kwartału 2015 roku. Z danych udostępnionych przez Urząd Regulacji Energetyki można zauważyć, że przyrost mocy zainstalowanej w latach 2010 – 2015 jest nie mniejszy niż 400 MW. Oznacza to wartość procentową przyrostu rok do roku nie mniejszą niż 10%. Sugeruje to, że rynek ten ma bardzo duży potencjał do dalszego rozwoju i jeszcze się nie nasycił. Ważną datą dla energetyki wiatrowej w Polsce był rok 2012. To właśnie w tym okresie nastąpiło przekroczenie bariery 2000 MW mocy zainstalowanej czyli poziomu uznawanego zwyczajowo za graniczną wartość mocy pojedynczego bloku energetycznego. Można uznać, że od 2012 roku wpływ energetyki wiatrowej na Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) stał się istotny. Od tego też momentu zagadnienia związane z wpływem energetyki wiatrowej na KSE nabierały coraz większego znaczenia. Moc zainstalowana z jednostek wiatrowych przekroczyła 5% mocy zainstalowanej całego systemu. Wzrost zainstalowanej mocy w OZE determinuje wzrost łącznej produkcji energii elektrycznej pochodzącej z tych źródeł, czego dowodem może być zależność przedstawiona na rysunku 1. Na tempo wzrostu mocy wpłynęło przyjęcie w 2007 roku tzw. „pakietu

3x20”. W odniesieniu do Polski cel ten zakłada, że do końca 2020 roku udział wytwarzanej energii z odnawialnych źródeł w stosunku do ogółu będzie wynosił co najmniej 15%. Nie spełnienie przyjętych warunków będzie skutkowało nałożeniem wysokich kar finansowych na Polskę.



Rys. 1. Zestawienie mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej energetyki wiatrowej w Polsce w latach 2006-2015

2. CENA ROZLICZENIOWA ODCHYLENIA NA RYNKU BILANSUJĄCYM

Rynek Bilansujący jest mechanizmem, z którego korzysta Operator Sieci Przesyłowej w celu zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE. Rozliczenie energii jest realizowane według następujących zasad. Wytwórca który dostarczył energię do systemu w ilości większej niż zadeklarował, sprzedaje nadwyżkę na Rynku Bilansującym. W przypadku gdy produkcja energii jest mniejsza od przewidywanej zobowiązany jest zakupić ją z rynku w wysokości równej różnicy między wartością rzeczywistą a przewidywaną. Odbiorca, który odebrał energię w ilości większej niż planowana kupuje nadwyżkę energii. W przypadku odbioru mniejszej ilości energii odbiorca sprzedaje energię na Rynku Bilansującym w ilości równej różnicy pomiędzy planowaną i rzeczywistą ilością dostaw energii.

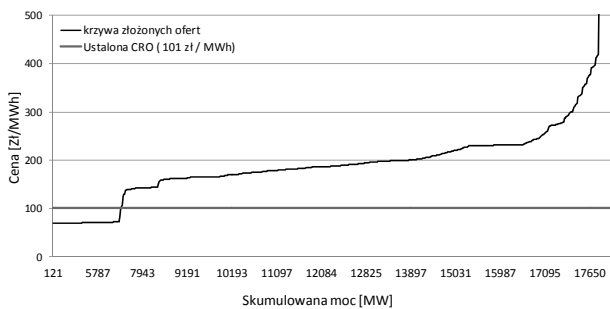
Uczestnictwo w tym mechanizmie jest obligatoryjne, a stroną wszystkich transakcji jest Operator Systemu Przesyłowego. Podstawą do rozliczenia są Ceny Rozliczeniowe Odchylenia (CRO). Cena ta jest wyznaczana

niezależnie dla każdej z 24 godzin doby jako najwyższa cena z ofert bilansujących zapewniających zbilansowanie systemu zgodnie z planowanym zużyciem energii (rys. 2). W ofertach bilansujących przedsiębiorstwa deklarują ceny, po których mogą zwiększyć (oferty przyrostowe), bądź zmniejszyć (oferty redukcyjne) produkcję lub zużycie energii. Matematycznie można zapisać, że operator posługuje się następującym algorytmem [1]:

$$f_{celu} = \min \left\{ \sum_{h=1}^{Hk} \sum_{i=1}^{No} \left[\sum_{k=m+1}^{10} C_{h,i,k}^p * E_{h,i,k} - \sum_{j=1}^m (E_{h,i,j}^{OR} - E_{h,i,j}^R) * C_{h,i,j}^R \right] \right\} \quad (1)$$

gdzie:

- $E_{h,i,k}$ - jest zaakceptowana do produkcji energia w paśmie przyrostowym k oferty JGW i w godzinie h ;
- $E_{h,i,j}^{OR}$ - oznacza energię zgłoszoną w paśmie redukcyjnym j JGW i w godzinie h ;
- $E_{h,i,j}^R$ - jest zaakceptowaną do produkcji energią z pasma redukcyjnego j oferty JGW i w godzinie h ;
- $C_{h,i,k}^p$ - oznacza cenę energii w paśmie przyrostowym JGW i w godzinie h ;
- $C_{h,i,j}^R$ - jest ceną energii w paśmie redukcyjnym j JGW i w godzinie h ;
- m - jest liczbą zadeklarowanych pasm redukcyjnych JGW i ;
- No - oznacza liczbę JGW składających oferty;
- Hk - jest horyzontem optymalizacji (liczba godzin objętych optymalizacją).

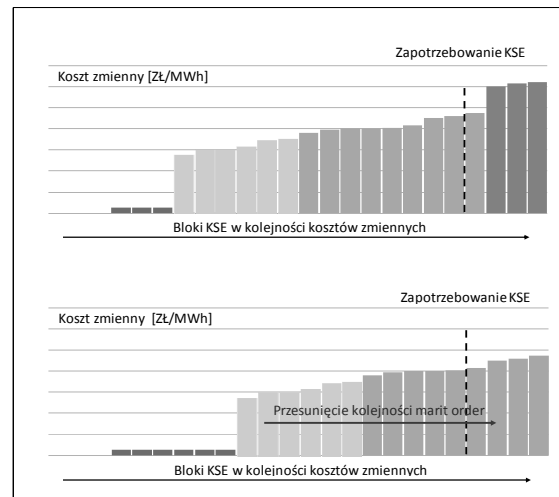


Rys. 2. Oferty bilansujące i CRO z godz. 10, dn. 06.12.2015

3. MERIT ORDER – RANKING CENOWY ELEKTROWNI

Intencją operatora jest minimalizacja kosztów związanych z bilansowaniem krajowego systemu elektroenergetycznego. Oznacza to, że o pracy w systemie decyduje kolejność kosztów zmiennych poszczególnych jednostek wytwórczych. Im wyższe zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie tym droższe elektrownie są wykorzystywane w celu jego pokrycia. Stos „Merit Order” rankinguje jednostki wytwórcze, na podstawie ich zmiennych kosztów wytwarzania. Wykres stosu szereguje wartości od najmniejszej do największej. Cenę energii elektrycznej wyznacza koszt produkcji elektrowni zamykającej bilans zapotrzebowania w systemie, czyli najdroższej z działających w danym momencie. Efekt przesuwania „Merit Order” co raz wyraźniej można zauważyć wraz z rozwojem odnawialnych źródeł energii, których koszty zmienne są właściwie równe zero [5]. Wyjątkiem są źródła oparte na biomase, natomiast zgodnie z aktualnymi rozwiązaniami prawnymi ich załączanie do systemu rozpoczyna się w pierwszej kolejności. Pomimo, że produkcja energii elektrycznej w tych źródłach nie jest stała i przewidywalna, to wypychają one drogie jednostki w górę

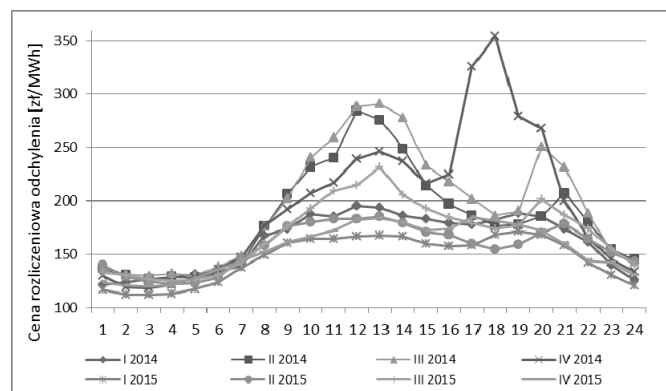
stosu „Merit Order”, w momencie gdy pracują. Rysunek 3 przedstawia ideę przesunięcia kolejności „Merit Order” poprzez zwiększoną generację OZE.



Rys. 3. Schemat przesunięcia stosu „Merit Order”

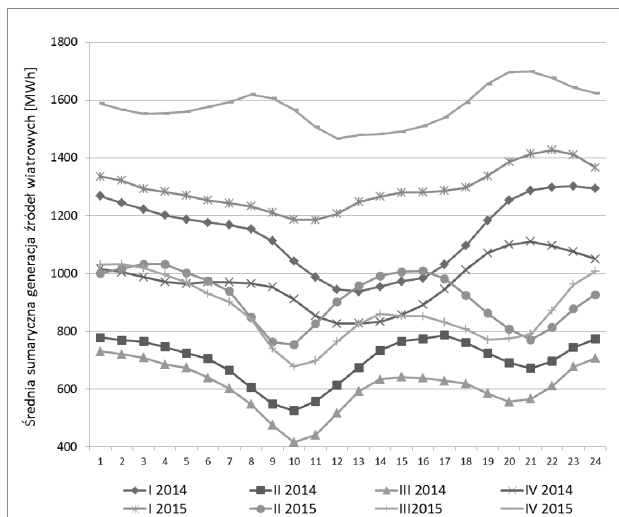
4. KORELACJE WIELKOŚCI GENERACJI WIATROWEJ I CENY ROZLICZENIOWEJ ODCHYLENIA

W celu zbadania korelacji między Ceną Rozliczeniową Odchylenia na Rynku Bilansującym a generacją sumaryczną farm wiatrowych autorzy posłużyli się danymi Operatora Systemu Przesyłowego (Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA) podawanymi publicznie na stronie internetowej www.pse.pl [11]. Analizie poddane zostały informacje dotyczące generacji źródeł wiatrowych, krajowego zapotrzebowania na moc oraz CRO w okresie pomiędzy 1.01.2014 a 31.12.2015, dla każdej godziny w roku. Po wstępnej obróbce danych zauważono, że średnia CRO w kwartałach letnich odznacza się wyższym poziomem niż w kwartałach zimowych. Dodatkowo ceny w roku 2015 były znacząco niższe niż w roku poprzednim. Rysunek 4 przedstawia średnie kwartalne CRO w poszczególnych godzinach. Najwyższe ceny występują w przedziałach godzinowych szczytu przedpołudniowego oraz szczytu popołudniowego.



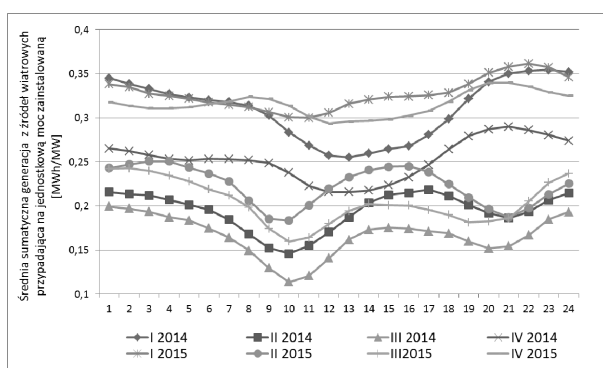
Rys. 4. Średnia cena rozliczeniowa odchylenia dla poszczególnych kwartałów 2014-2015

Rysunek 5 przedstawia średnią sumaryczną generację źródeł wiatrowych w podziale na kwartały roku. Największa wietrzność, a co za tym idzie produkcja energii elektrycznej przez farmy wiatrowe zauważana jest w okresie zimowym.

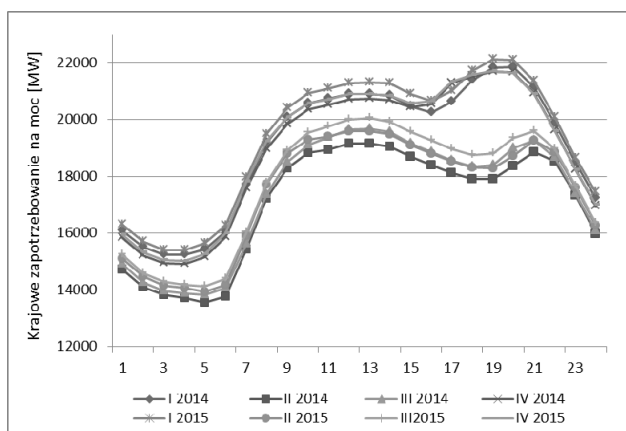


Rys. 5. Średnia sumaryczna generacja źródeł wiatrowych dla poszczególnych kwartałów 2014-2015

Generacja w tych kwartałach jest większa o ponad 60% w stosunku do kwartałów II i III. Warto zauważyć, że oprócz siły wiatru, wraz z zmianą pór roku zmienia się również profil jego intensywności, w rozbiu na poszczególne godziny doby. W kwartałach I i IV maksymalna produkcja elektrowni wiatrowych przypada między godzinami 21-22, natomiast w kwartałach letnich między godzinami 15-16.



Rys. 6. Średnia sumaryczna generacja źródeł wiatrowych dla poszczególnych kwartałów przypadająca na jednostkę mocy zainstalowanej 2014-2015



Rys. 7. Krajowe zapotrzebowanie na moc dla poszczególnych kwartałów w latach 2014-2015

Zgodnie z regułą ustalania się CRO przedstawioną w początkowej części artykułu, punkt przecięcia wyznaczający cenę uzależniony jest od krajowego

zapotrzebowania na moc. Największe zapotrzebowanie na moc w polskim systemie elektroenergetycznym można zaobserwować w miesiącach zimowych. Jest ono wyższe o około 10% w stosunku do miesięcy letnich. Porównując rysunek 4 z rysunkiem nr 7 widać, że pomimo wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w okresie październik – marzec, nie przekłada się on na wzrost ceny CRO. Powodem jest między innymi załączanie się do systemu dodatkowych źródeł o niskich kosztach zmiennych – elektrociepłowni.

W celu zbadania zależności między ustaloną Ceną Rozliczenia Odchylenia na Rynku Bilansującym a generacją wiatrową autorzy skorzystali z metody wyznaczania współczynnika korelacji Spearmana (wzór 2). Współczynnik ten mierzy dowolną monotoniczną zależność i jest ogólniejszy od współczynnika Pearsona, który mierzy tylko zależność liniową. Linia uszeregowania ofert bilansujących wytwórców, na podstawie której wyznacza się CRO (zgodnie z rysunkiem nr 2) nie jest prostą, zatem zastosowana uogólniona metoda korelacji jest zasadna.

Zgodnie z definicją współczynnika:

$$r_s = 1 - \frac{6 \cdot \sum d_i^2}{n \cdot (n^2 - 1)} \quad (2)$$

gdzie

n - ilość obserwacji (X i Y mają tyle samo obserwacji)
 d_i - różnica między rangami X i Y : $RX_i - RY_i$

Rangi określają pozycję, na której znajduje się dana obserwacja po uszeregowaniu danych.

Siła korelacji dla $|r_s|$ definiowana jest następująco:

- < 0,2 - brak związku,
- 0,2 - 0,4 - słaba zależność,
- 0,4 - 0,7 - umiarkowana zależność,
- 0,7 - 0,9 - dość silna zależność,
- 0,9 - bardzo silna zależność.

Tablica 1. Zestawienie współczynnika korelacji Spearmana

Godzina	n	$\sum d_i^2$	r_s
1	63	16579	0,750
2	63	16717	0,756
3	63	15996	0,724
4	63	15866	0,718
5	63	17665	0,799
6	63	19143	0,866
7	63	19865	0,899
8	63	19923	0,901
9	63	18682	0,845
10	63	18627	0,843
11	63	18409	0,833
12	63	19496	0,882
13	63	19875	0,899
14	63	19750	0,894
15	63	20186	0,913
16	63	19610	0,887
17	63	20047	0,907
18	63	18244	0,825
19	63	17195	0,778
20	63	16707	0,756
21	63	17241	0,780
22	63	17809	0,806
23	63	18078	0,818
24	63	18843	0,853

Wyznaczanie współczynnika zostało wykonane dla poszczególnych godzin doby. Badania odbyły się na uprzednio przygotowanych i przefiltrowanych danych. Filtracja polegała na stworzeniu macierzy określającej stosunek procentowy między sumaryczną generacją wiatrową a krajowym zapotrzebowaniem na moc, a następnie pozostawieniu dni, w których wartość maksymalna tego stosunku przekraczała 20%. Uzyskane wyniki przedstawiono w tabeli 1.

Zastosowanie korelacji Spearmana wykazało dość silną korelację między CRO na Rynku Bilansującym a stosunkiem sumarycznej generacji wiatrowej i całkowitego zapotrzebowania na moc w KSE. Oznacza to, że generacja wiatrowa w Polsce na duży wpływ na kształtowanie się CRO. Nie jest to natomiast zależność liniowa. Analiza współczynnika korelacji liniowej Pearsona wykazała słabe zależności między tymi danymi. Nie dziwi to autorów, ponieważ na ustalanie się Ceny Rozliczeniowej Odchylenia mają wpływ również takie czynniki jak: wielkość zaplanowanej wymiany międzysystemowej, planowane odstawienia remontowe jednostek wytwórczych, zapotrzebowanie na moc w KSE. Opis tych zależności będzie przedmiotem kolejnych publikacji autorów.

Ilość dni spełniający warunek filtracji w 2015 roku wyniosła 39. Oznacza to, że w ok. 11% dni w ciągu roku zauważalna jest analizowana korelacja. Zdaniem autorów częstotliwość występowania obniżenia ceny na skutek generacji wiatrowej będzie się zwiększać z roku na rok. Wynika to z szybkiego przyrostu mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej w Polsce, przy stosunkowo wolno rosnącym szczytowym zapotrzebowaniu na moc.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w Polsce ma duże znaczenie przy bilansowaniu przez Operatora krajowego systemu elektroenergetycznego. Odzwierciedleniem tego są ustalane Ceny Rozliczeniowe Odchylenia na Rynku Bilansującym. Autorzy dowiedli poprzez analizę współczynnika Spearmana, że generacja wiatrowa przekraczająca 20% planowanego zapotrzebowania mocy zainstalowanej w KSE ma bezpośredni wpływ na obniżanie się CRO, a co za tym idzie przesuwanie się granicy „Merit Order”. Zastosowana filtracja danych wykazała, że przedstawiona sytuacja dotyczy obecnie co najmniej 11% czasu roku i zdaniem autorów w kolejnych latach będzie powtarzała się coraz częściej.

Podobne zależności obserwuje się w innych krajach o wysokim udziale energetyki wiatrowej, np. w Niemczech. Omawiane zjawisko jest jednym z kluczowych zagadnień pojawiających się w dyskusji na temat funkcjonowania

i kształtu rynku energii elektrycznej u naszych zachodnich sąsiadów.

Zjawisko dużego wpływu generacji wiatrowej na cenę bilansowania potęguje deficyt mocy szczytowych po stronie wytwórczej systemu. W Polsce podobnie jak w Niemczech, nieopłacalne są inwestycje w elektrownie gazowe, które mogłyby bilansować zmienności produkcji elektrowni wiatrowych [6]. Pierwszym krokiem w Polsce w celu poprawy warunków ekonomicznych funkcjonowania źródeł szczytowych na rynku było wprowadzenie operacyjnej rezerwy mocy.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (tekst jednolity obowiązujący od 1 stycznia 2016). Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., Warszawa 2015, online: 2015.12.31.
2. Badyda K.: Energetyka wiatrowa. Aktualne trendy rozwoju w Polsce, Energetyka 2013.
3. Niedziółka D.: Zielona Energia w Polsce, CeDeWu Warszawa 2012.
4. Ernst & Young: Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce, Marzec 2015 (http://www.domrel.pl/_publikacje/raport_psew_2012.pdf) online: 2015.12.31
5. PWC, ING Bank Śląski: 5 mitów polskiej elektroenergetyki 2014, IV edycja raportu, Maj 2014 (http://www.pwc.pl/pl/publikacje/assets/pwc_ing_5_mitow_polskiej_elektroenergetyki_2014_raport.pdf) online: 2015.12.31
6. Derski B.: Energiewende-the turnaround in Energy is possible in Poland, Warszawa 2013
7. Marchel P., Paska J., Surma T.: Odnawialne i rozproszone źródła energii a niezawodność system elektroenergetycznego. Zeszyt Tematyczny Rynku Energii nr I (IX), maj 2014
8. Paska J., Surma T.: Electricity generation from renewable energy sources in Poland. Renewable Energy, 71 (2014).
9. Rakowski J., Szwed C., Sikorski T.: Rynek energii elektrycznej – rynek bilansujący, Energia XXIV cz. 1, Rzeczpospolita, Warszawa 2000
10. Majchrzak H., Mroziński A., Poźniak R.: Wpływ funkcjonowania rynku bilansującego na koszty ponoszone przez uczestników rynku energii elektrycznej, Energetyka nr 6, Warszawa 2005
11. Dane systemowe: (<http://www.pse.pl/index.php?dzid=115&did=581>) online: 2015.12.31

ANALYSIS OF THE IMPACT OF WIND GENERATION IN INCREMENTAL CLEARING PRICE IN THE BALANCING MARKET IN POLAND

The theme of this article is to analyze the impact of wind generation on setting up the incremental clearing price (CRO) on the Balancing Market in Poland. The authors in the preface of their work are switching current status of wind energy and explain how to determine the prices on the Balancing Market. They talk of a move to stack units (merit order), which in their opinion is directly connected with wind generation units. The main part of the article is to present the results regarding the calculation of the Spearman coefficient. It confirms the idea that wind generation has a significant impact on the determination of prices on the Balancing Market.

Keywords: Balancing Market, wind energy sector, incremental clearing price.