



Zeszyty Naukowe

Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią
Polskiej Akademii Nauk

rok 2017, nr 98, s. 167–176

Piotr W. SAŁUGA*, Jacek KAMIŃSKI**

Rynek mocy w Polsce – aukcja jednocenowa vs. dyskryminacyjna

Streszczenie: W związku z zamiarami wdrożenia w Polsce mechanizmu scentralizowanego rynku mocy przewiduje się organizowanie aukcji oferowanych przez krajowe przedsiębiorstwa sektora energetycznego mocy dyspozycyjnych. Zakłada się, że w uregulowaniu tym licytowanie ofert odbywać się będzie według systemu aukcji holenderskiej z jednolitą ceną (*Pay-as-Clear*), co prowadzić będzie do uzyskania ceny równowagi rynkowej. Niektórzy z analityków stoją jednak na stanowisku, że właściwszym rozwiązaniem jest organizowanie aukcji mocy raczej według formuły aukcji dyskryminacyjnej (*Pay-as-Bid*), gdyż według nich system ten powinien prowadzić do niższych niż w przypadku *Pay-as-Clear* kosztów zakupu mocy. Opinii tej nie potwierdza jednak praktyka – w rozważaniach teoretycznych nie są uwzględniane tak istotne czynniki jak skłonność oferentów do podejmowania ryzyka czy brak dostępu do specjalistycznych kalkulacji, a tym samym szerszej informacji dla wszystkich uczestników rynku. W artykule przedstawiono hipotetyczną kalkulację ceny równowagi na rynku mocy według systemu *Pay-as-Bid* z wykorzystaniem symulacji Monte Carlo.

Słowa kluczowe: rynek mocy, aukcja jednocenowa, aukcja dyskryminacyjna, cena mocy

Capacity market in Poland: Pay-As-Clear vs. Pay-As-Bid auction

Abstract: With the upcoming implementation of the centralized capacity market in Poland, capacity auctions will be organized where domestic power companies will offer their available capacities. It is assumed that bidding will be auctioned according to the so called descending clock auction system with uniform-price (*Pay-as-Clear*), which will lead to the market equilibrium price. Some analysts, however, are of the view that it is more appropriate to organize capacity auctions in the *Pay-as-Bid* formula, as this system should lead to lower prices than those of *Pay-as-Clear*, hence lower costs of capacity purchase. However, this opinion does not confirm the practice – theoretical considerations do not take into account such important factors as the behavior of market players

* Dr hab. inż., prof. AGH, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Zarządzania, Katedra Zarządzania w Energetyce, Kraków; e-mail: psaluga@zarz.agh.edu.pl

** Dr hab. inż., prof. IGSMiE PAN, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; e-mail: kaminski@min-pan.krakow.pl

and the tendency of bidders to accept a higher risk or the lack of access to advanced analyses, and thus better information for all market participants. This paper presents a hypothetical calculation of the prices in the centralized capacity market using Monte Carlo simulations. The results of the study confirm that the price level for the Pay-as-Bid system, due to the asymmetry of information and the level of concentration of the power generation sector in Poland would lead to higher prices than for the Pay-as-Clear system on average by approximately 2.5%. The implementation of the PAB system would, therefore, be less efficient to electricity consumers.

Keywords: capacity market, Pay-As-Bid auction, Pay-As-Clear auction, capacity price

Wprowadzenie

Zgodnie z zapisami projektu ustawy dotyczącej ewentualnego wprowadzenia rynku mocy w Polsce podstawowym rozwiązaniem regulującym zasady jego praktycznego funkcjonowania jest aukcja mocy, składająca się z wielu rund z malejącą ceną (tzw. aukcja holenderska). Zakładany model (tzw. *Pay-as-Clear*, PAC) stanowi strukturę konkurencyjnego rynku mocy z występowaniem ograniczonej granulacji wolumenowej, bez informacji o podmiotach składających oferty w poprzednich rundach i bez informacji o ofertach złożonych na danej rundzie aukcji; jako bazową przyjmuje się aukcję jednocenową. Pomimo, że PAC jest jedynym podejściem rozpatrywanym przez ustawodawcę, warto jest poddać rozważeniu, jaki mógłby być wynik aukcji, gdyby w ostatecznym rozstrzygnięciu przyjęto rozwiązanie alternatywne, obejmujące handel według tzw. aukcji dyskryminacyjnej – tzw. *Pay-as-Bid*, PAB.

Celem artykułu jest przedstawienie wybranych uwarunkowań metodycznych związanych z procesem wyznaczania ceny w wybranych systemach aukcyjnych oraz próba ustalenia ceny mocy w przypadku hipotetycznego wdrożenia systemu typu PAB. Konsekwentnie więc, zakłada się funkcjonowanie rynku mocy z aukcją dyskryminacyjną, w której ceny wyznaczane są w formule *Pay-As-Bid*. Ze względu na stopień złożoności możliwych do przyjęcia strategii poszczególnych graczy, przyjmuje się założenie wykluczające podział na koszyki dla modernizowanych i nowych instalacji przy zachowaniu jednak ograniczeń na maksymalne ceny ofertowe.

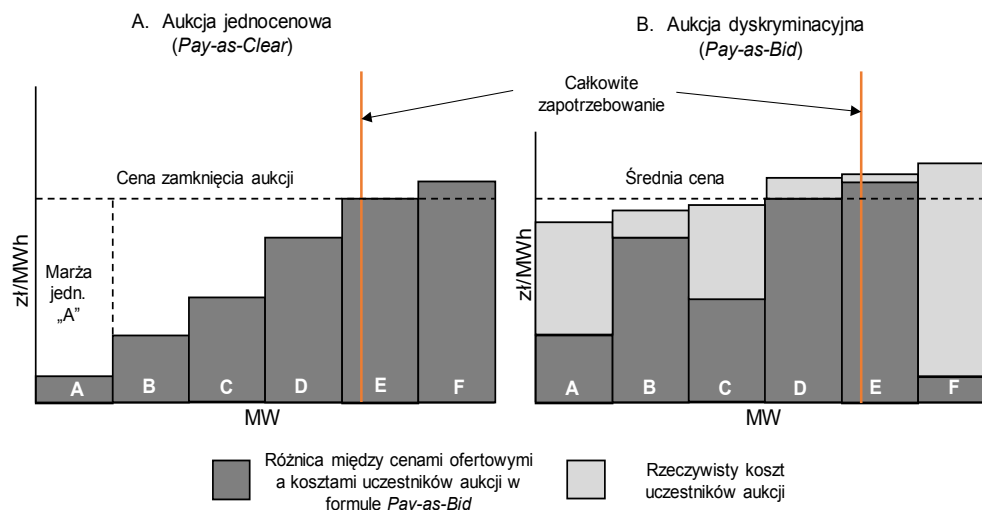
1. Aukcja z jednolitą ceną vs. aukcja dyskryminacyjna

W obiegowej opinii uznaje się, że aukcja dyskryminacyjna powinna generować niższe koszty zakupu produktu (w tym przypadku mocy dyspozycyjnej) w stosunku do aukcji z ceną jednolitą, ponieważ większość sprzedających powinna uzyskiwać cenę niższą niż wynikającą w przypadku aukcji jednocenowej. Założenie to jednak nie znajduje potwierdzenia w praktyce, ponieważ w odróżnieniu od aukcji PAC, w aukcji dyskryminacyjnej gracze rynkowi pozbawieni są zachęt do składania ofert odzwierciedlających ich rzeczywiste koszty krańcowe. Składają oni natomiast oferty sprzedaży w wysokości, która – według ich najlepszej wiedzy – jest najbliższa oczekiwanej cenie równowagi rynkowej (*guessing the clearing price*), co pozwala im na maksymalizowanie przychodów z rynku (Heim i Götz 2013). W konsekwencji, zachodzi wysokie prawdopodobieństwo, że oferty sprzedaży mocy w formule aukcji dyskryminacyjnej (*price in Pay-as-Bid auction*, PPAB) będą zawyżone

w stosunku do ofert składanych w ramach aukcji z ceną jednolitą (*price in Pay-as-Clear auction*, PPAC).

Literatura przedmiotu w zakresie badań efektywności, skutków wdrożenia oraz porównania systemów PAB oraz PAC jest bardzo bogata. W odniesieniu do rynków energii elektrycznej szczególnie interesująca jest kwestia analiz skutków zmian zasad rynkowych brytyjskiego rynku energii – w tym odejścia od wdrożonego w 1990 r. *poolu* funkcjonującego w formule aukcji jednocenowej w kierunku aukcji dyskryminacyjnej. Dwóch laureatów Nagrody Nobla w dziedzinie ekonomii – Milton Friedman i Merton Miller – doradzając administracji amerykańskiej w wyborze metody oferowania do sprzedaży bonów skarbowych USA rekomendowali aukcję jednocenową PAC (Binmore i Swierzwinski 2000). Uważa się (Harbord i McCoy 2000; Bower i Bunn 2000), że implementacja aukcji dyskryminacyjnej skutkuje arbitralnym oraz złożonym mechanizmem cenowym, który jest słabo związany z realiami ekonomicznymi, a jednocześnie ułatwia działania manipulacyjne. Potwierdzają to dotychczasowe wyniki analiz (szerzej: Kahn i in. 2001; Tierney i in. 2008; Heim i Götz 2013) – nie ma uzasadnionych przesłanek do twierdzenia, że aukcja typu PAB może przynieść korzystniejsze rezultaty dla konsumentów w postaci niższych cen mocy.

W aukcjach dyskryminacyjnych oferty nie są oparte na kosztach krańcowych, lecz na mniej lub bardziej uzasadnionych oczekiwaniach względem cen na rynku mocy. W konsekwencji główna różnica, która może być zauważalna w stosunku do rezultatów aukcji jednocenowej wynikać będzie z błędów poszczególnych graczy rynkowych popełnianych w procesie szacowania oczekiwanej ceny mocy, przy czym większość z nich dążyć będzie raczej do ich zawyżenia niż redukcji (rys. 1). Szczegółowe rozważania możliwych do przyjęcia strategii graczy wymagałyby analiz istotnie wykraczających poza ramy niniejszego artykułu – przyjęto więc odpowiednie założenia upraszczające.



Rys. 1. Aukcja jednocenowa vs. aukcja dyskryminacyjna (Tierney i in. 2008)

Fig. 1. Uniform price auction vs. discriminatory auction

2. Metodyka wyznaczania ceny na aukcji dyskryminacyjnej

W niniejszym rozdziale zaprezentowano uproszczone podejście, pozwalające na symulację cen ofert mocowych, jakie mogłyby wystąpić w przypadku organizacji aukcji *Pay-as-Bid*. Jak już wspomniano, doświadczenia praktyczne wskazują, że w licytacji tego typu doświadczeni uczestnicy rynku – maksymalizując zyski osiągane na rynku mocy – składać będą oferty sprzedaży w okolicy oczekiwanej przez nich ceny równowagi (*guessing the clearing price*). Oferty w aukcjach typu PAB nie bazują więc na analizie kosztów krańcowych, ale raczej na mniej lub bardziej uzasadnionych oczekiwaniach względem cen równowagi na rynku mocy. Są one często związane ze skłonnością graczy do podejmowania ryzyka (*risk tolerance*, RT) – mieszczą w sobie silny pierwiastek psychologiczny.

W odniesieniu do powyższego można się spodziewać, że w aukcji dyskryminacyjnej zasadnicza różnica w stosunku do PAC wynikać będzie z faktu, że arbitralny i złożony mechanizm cenowy PAB otwierał będzie drogę działaniom manipulacyjnym i spekulacyjnym. Związany on będzie z presumpcją, że część z licytujących bazować będzie na ograniczonej informacji, a tym samym opierać swe oferty na niedoskonałych rachubach i kalkulacjach odnośnie do oczekiwanej ceny za moc; jednocześnie pewna liczba graczy charakteryzować się będzie skłonnością do podejmowania ryzyka. W konsekwencji, skutkować to będzie pewnym zawyżaniem oczekiwanej ceny mocy.

Jak już wspomniano, analityczne określenie ceny mocy z wykorzystaniem modeli równowagowych w systemie *Pay-as-Bid* wykracza poza zakres niniejszego artykułu; nie jest to również rozwiązanie proponowane w polskiej ustawie o rynku mocy. Niemniej jednak uznano, że możliwe i interesujące jest opracowanie uproszczonego podejścia umożliwiającego dokonanie szacunkowego ofertowania w przypadku hipotetycznego funkcjonowania systemu PAB. Szacunki przeprowadzono w relacji do zapisów proponowanej ustawy.

Dla oszacowania ceny za moc dyspozycyjną (PPAB) przyjęto następujące założenia:

- ustalenie ceny w przedmiotowym systemie ma charakter probabilistyczny i związany jest z rozkładami prawdopodobieństwa, wyrażającymi skłonność poszczególnych oferentów do licytowania ceny za moc;
- skłonność graczy do licytowania ceny wyrażać będą – jako najczęściej przyjmowane dla cen – rozkłady logarytmiczno-normalne;
- wygrywająca cena mocy (w postaci rozkładu prawdopodobieństwa) określona będzie w wyniku 500 próbkowań przyjętych rozkładów log-normalnych, jako średnia ważona (wielkością mocy) cen poszczególnych licytujących.

W odniesieniu do powyższego założono, że z uwagi na dysponowanie odpowiednim potencjałem analitycznym, najlepszą wiedzę w zakresie prognozowania cen równowagi rynkowej będą miały spółki: PGE S.A., TAURON Polska Energia S.A., następnie ENEA S.A. i ENERGA S.A., a dalej w kolejności: ZE PAK S.A. oraz PGNiG Termika S.A. Przedsiębiorstwa te, dysponując odpowiednimi narzędziami analitycznymi, będą więc skłonne najczęściej (wartość modalna) do ofertowania cen mocy na poziomie ceny PPAC skalkulowanej na 180,6 zł/MW-rok (Zamasz 2015). Z kolei, mając na względzie fakt, że przedsiębiorstwa sklasyfikowane w kategorii energetyki przemysłowej i komunalnej nie będą miały

tak bogatej, specjalistycznej wiedzy i dysponować będą raczej informacjami ogólnodostępnymi przyjęto, że spółki te najczęściej (moda) będą licytować w granicach ogólnie znanej ceny wejścia nowych mocy (CeWe), w wysokości 220,6 tys. zł/MW-rok (Zamasz 2015).

Zmienność związaną ze skłonnościami oferentów zróżnicowano przyjmując różne odchylenia standardowe. I tak, odchylenia te dla poszczególnych spółek oraz grupy przedsiębiorstw przemysłowych i komunalnych (od 1 do 7) przyjęto następująco:

- PGE S.A. (1) i TAURON Polska Energia S.A. (2) – 10 tys. zł/MW,
- ENEA S.A. (3) i ENERGA S.A. (4) – 20 tys. zł/MW,
- ZE PAK S.A. (5) i PGNiG Termika S.A. (6) – 30 tys. zł/MW,
- przedsiębiorstw energetyki przemysłowej i komunalnej (7) – 50 tys. zł/MW (zakładając, że rozrzut ofert w tej grupie może być znaczny).

W tabeli 1 przedstawiono rozkłady prawdopodobieństwa i odpowiednie wagi, wynikające z udziału przedsiębiorstw w całości oferowanej mocy (moc netto). Rozkłady prawdopodobieństwa ceny ofertowej dla poszczególnych grup spółek zaprezentowano na rysunku 2.

Kalkulację ceny mocy na rynku w systemie *Pay-As-Bid* zrealizowano według formuły:

$$PPAB = V_{(1)}\{1\} + V_{(2)}\{2\} + V_{(3)}\{3\} + V_{(4)}\{4\} + V_{(5)}\{5\} + V_{(6)}\{6\} + V_{(7)}\{7\}$$

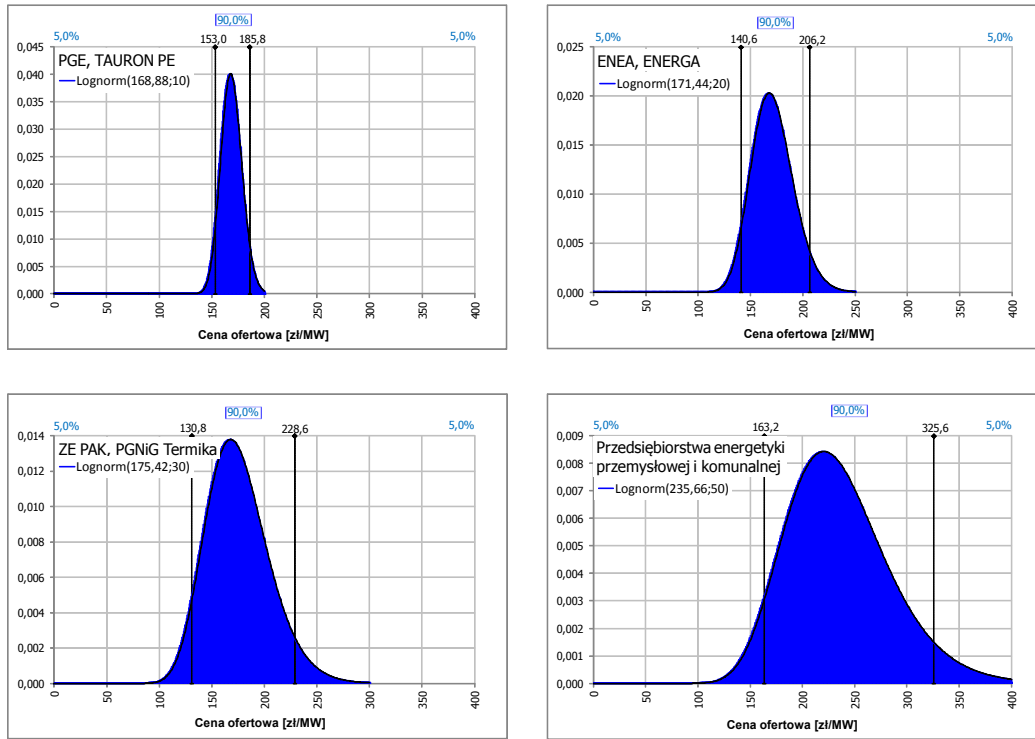
gdzie:

- $PPAB$ – cena równowagi w aukcji dyskryminacyjnej [zł/MW-rok],
- $V_{(1)} \dots V_{(7)}$ – wagi (wyznaczone na podstawie oferowanej mocy netto) [-],
- $\{1\} \dots \{7\}$ – rozkłady prawdopodobieństwa cen ofertowych dla poszczególnych spółek $\{1 - 6\}$ oraz przedsiębiorstw przemysłowych i komunalnych $\{7\}$ [-].

TABELA 1. Rozkłady prawdopodobieństwa obrazujące skłonność przedsiębiorstw do składania ofert w aukcji dyskryminacyjnej rynku mocy (wartości statystyk w tys. PLN)

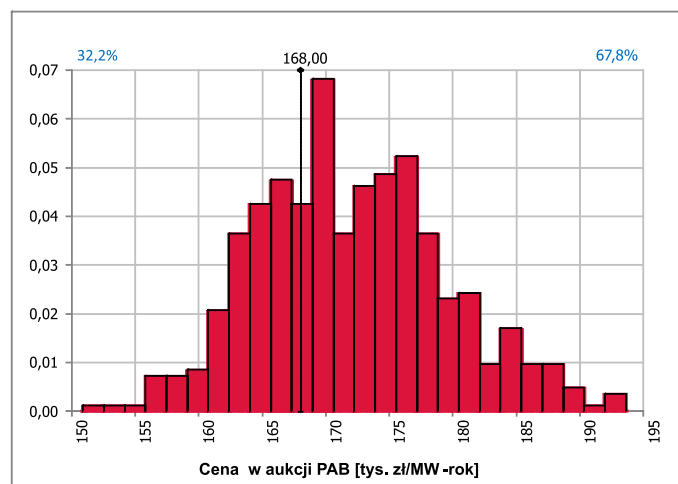
TABLE 1. Probability distributions reflecting the approach towards price bidding in the PAB auction at the capacity market (statistics values in thousands PLN)

Lp.	Oferenci	Waga	Rozkład prawdopodobieństwa ceny ofertowej (wartość średnia; odchylenie standardowe)	Moda	Mediana	Skośność	Kurtoza
1.	PGE S.A.	0,50	Lognorm (168,88; 10)	168,0	168,58	0,1778	3,0563
2.	TAURON PE S.A.	0,15	Lognorm (168,88; 10)	168,0	168,58	0,1778	3,0563
3.	ENEA S.A.	0,21	Lognorm (171,44; 20)	168,0	170,29	0,3516	3,2205
4.	ENERGA S.A.	0,03	Lognorm (171,44; 20)	168,0	170,29	0,3516	3,2205
5.	ZE PAK S.A.	0,05	Lognorm (175,42; 30)	168,0	172,91	0,5181	3,4809
6.	PGNiG Termika S.A.	0,03	Lognorm (175,42; 30)	168,0	172,91	0,5181	3,4809
7.	Przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej i komunalnej	0,03	Lognorm (235,66; 50)	220,6	230,53	0,6461	3,7512



Rys. 2. Rozkłady prawdopodobieństwa cen ofertowych na aukcji Pay-as-Bid

Fig. 2. Probability distributions of price offers in Pay-as-Bid auction



Rys. 3. Rozkład prawdopodobieństwa ceny równowagi na aukcji PAB (na podstawie 500 przeliczeń ceny PPAB)

Fig. 3. Probability distribution of the equilibrium price in Pay-as-Bid auction (based on 500 iterations)

Symulację Monte Carlo przeprowadzono z wykorzystaniem oprogramowania @RISK firmy Palisade Corporation, dokonując 500 przeliczeń arkusza kalkulacyjnego. W trakcie każdej iteracji dokonywano losowania ceny z każdego rozkładu $\{*\}$ (próbkowanie *Latin Hypercube*) (Saługa 2009) po czym wylosowane liczby wstawiano do formuły i kalkulowano cenę PPAB. Obliczony wynik przechowywano. Rezultatem kalkulacji jest rozkład prawdopodobieństwa ceny mocy, przedstawiony na rysunku 3.

3. Wyniki

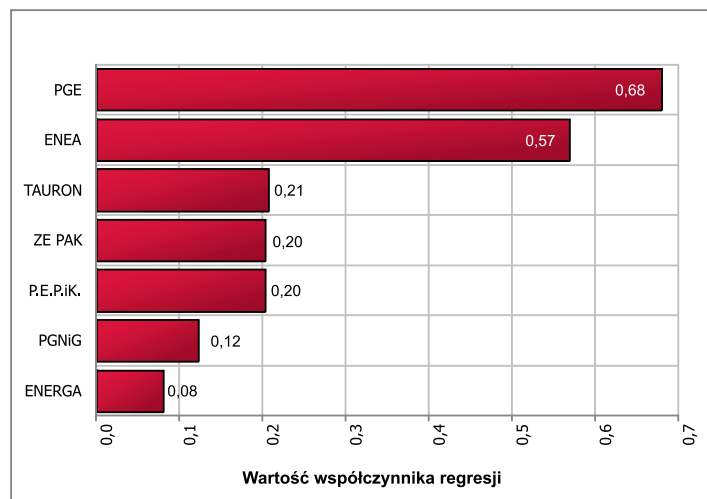
Parametry rozkładu prawdopodobieństwa ceny równowagi w aukcji PAB przedstawiono w tabeli 2. Wartość średnia rozkładu wynosi 172,024 tys. zł/MW-rok i jest o 2,4% wyższa od PPAC, natomiast moda – kształtująca się na poziomie 174,326 tys. zł/MW-rok – jest większa od PPAC o 3,12%. Odchylenie standardowe rozkładu wynosi 7,376 tys. zł/MW-rok. Prawdopodobieństwo, że cena PPAB będzie większa od wartości ceny równowagi PPAC wynosi 67,8%.

TABELA 2. Parametry wynikowego rozkładu prawdopodobieństwa ceny równowagi [tys. zł/MW-rok] w aukcji Pay-As-Bid

TABLE 2. Statistics of the equilibrium price probability distribution in the Pay-as-Bid auction [thousands PLN/MW-year]

Parametr	Wartość
Średnia	172,024
Odchylenie standardowe	7,376
Wartość modalna	174,326
Mediana	171,676
Skośność	0,2504
Wariancja	54,406
Kurtoza	2,8517
Wartość maksymalna	193,605
Wartość minimalna	150,891

Rezultaty stochastycznej analizy wrażliwości uzyskane według analizy regresji (rys. 4) pokazują, że przy przyjętych założeniach w najsilniejszym stopniu (współczynnik regresji 0,68) na poziom PPAB oddziaływać będą zmiany ceny ofert PGE S.A. oraz ENEA S.A. (0,57). Wpływ ofert TAURONU, ZG PAK oraz grupy przedsiębiorstw przemysłowych i komunalnych będzie podobny (współczynnik regresji na poziomie 0,2–0,21). Najmniej na PPAB oddziaływać będą oferty spółek PGNiG Termika S.A. (0,12) oraz ENERGA S.A. (współczynnik regresji 0,08).



Rys. 4. Wyniki stochastycznej analizy wrażliwości oddziaływania na wartość wynikową zmian cen ofertowych – na podstawie analizy regresji

Fig. 4. Results of stochastic sensitivity analysis examining influences of price offers changes on resulting value (based on the regression analysis)

W świetle uzyskanych wyników oraz światowych osiągnięć badawczych stwierdzono, że poziom cen w przypadku systemu PAB, ze względu na asymetrię informacji oraz poziom koncentracji sektora wytwórczego w Polsce (Kamiński 2012), prowadziłby do wzrostu cen mocy na aukcjach średnio o blisko 2,5% względem modelu PAC. Wdrożenie systemu w formule PAB byłoby więc niekorzystne dla konsumentów energii elektrycznej.

Podsumowanie

Wprowadzenie w Polsce mechanizmu rynku mocy (*Capacity Market, CM*) spowoduje, że w sektorze elektroenergetycznym znacznie funkcjonować rynek dwutowarowy (energii elektrycznej i mocy dyspozycyjnych). W ramach rynku scentralizowanego moc dyspozycyjna nabywana będzie przez Operatora Systemu Przesyłowego z odpowiednim wyprzedzeniem na niejawnej jednocenowej (*Pay-as-Clear*) aukcji holenderskiej. W zamierzeniu ma to zapewnić pokrycie perspektywicznego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym dla praktycznie każdego, za wyjątkiem ekstremalnych, warunków (wskaźnik administracyjnego ograniczenia poboru energii elektrycznej $LOLH < 3$), co skutkować będzie stabilnymi i znacznie niższymi cenami na rynku energii elektrycznej.

W pracy przeprowadzono analizę alternatywnego podejścia do wyznaczania ceny mocy opartego na aukcji dyskryminacyjnej, w której ceny wyznaczane są w tzw. formule *Pay-as-Bid*, a aukcja przyjmuje postać *fixingu*. W kalkulacjach skupiono się na oszacowaniu ceny mocy na aukcji względem hipotetycznej ceny w aukcji typu PAC. Podejście PAB rozważano

z uwagi na fakt, że aukcja tego typu powinna teoretycznie generować niższe koszty zakupu mocy dyspozycyjnej. Analizom tym przeczą jednak doświadczenia praktyczne, gdyż rozważania teoretyczne nie uwzględniają ograniczoności w zakresie dostępu do specjalistycznej informacji i psychologii uczestników rynku. Przy uwzględnieniu tych przyczyn w obliczeniach z zastosowaniem symulacji Monte Carlo (500 iteracji) pokazano, że cena równowagi na scentralizowanym rynku mocy w kraju w systemie *Pay-as-Bid* będzie wyższa, niż w przypadku systemu *Pay-As-Clear*.

Literatura

- Bower, J. i Bunn, D. 2000. A Model-Based Comparison of Pool and Bilateral Market Mechanisms for Electricity Trading. *Energy Journal* 21, s. 1–29.
- Binmore, K. i Swierzbinski, J. 2000. Treasury auctions: Uniform or discriminatory? *Rev. Econ. Design* 5, s. 387–410.
- Harbord, D. i McCoy, Ch. 2000. Mis-Designing the UK Electricity Market? *European Competition Law Review* Vol. 21, Issue 5.
- Heim, S. i Götz, G. 2013. *Do Pay-As-Bid Auctions favor Collusion? Evidence from Germany's Market For Reserve Power*, Discussion Paper No. 13-0352013, Centre for European Economic Research.
- Kahn i in. 2001 – Kahn, A.F., Cramton, P.C., Porter, R.H. i Tabors, R.D. 2001. Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond. *The Electricity Journal*, July.
- Kamiński, J. 2012. The Development of Market Power in the Polish Power Generation Sector: A 10-year Perspective. *Energy Policy* Vol. 42.
- Saługa, P. 2009. Ocena ekonomiczna projektów i analiza ryzyka w górnictwie. *Studia, Rozprawy, Monografie* nr 152, Wyd. IGSMiE PAN.
- Tierney i in. 2008 – Tierney, S.F., Schatzki, T. i Mukerji, R. 2008. *Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference?* NYISO.
- Zamasz, K. 2015. *Efektywność ekonomiczna przedsiębiorstwa energetycznego w warunkach wprowadzenia rynku mocy*. Warszawa: PWN.

