

Wojciech SUWAŁA*, Przemysław KASZYŃSKI**, Jacek KAMIŃSKI***

Wybrane problemy szacowania kosztów krańcowych i ustalania cen w górnictwie i energetyce

STRESZCZENIE. Artykuł porusza problemy związane z rolą kosztów krańcowych w kształtowaniu cen przez przedsiębiorstwa sektorów górniczych i energetycznych. Rozróżnia się koszty krótko- i długoterminowe, które powinny służyć do ustalania cen.

Koszty długoterminowe są dla analizowanych sektorów ważniejsze ze względu na poziom nakładów inwestycyjnych oraz długi okres zwrotu inwestycji. Artykuł w pierwszej części przybliży metody obliczania tych kosztów i dyskutuje możliwości ich szacowania na podstawie badań statystycznych – ekonometrycznych. Oszacowanie to bazuje na długookresowej analizie kosztów, uwzględniającej wszystkie nakłady ponoszone na funkcjonowanie, rozwój i utrzymanie mocy produkcyjnych przedsiębiorstwa. Metody statystyczne, polegające na tworzeniu krzywych kosztów na podstawie danych historycznych, choć dość powszechnie stosowane, mogą dać fałszywe wyniki wynikające przede wszystkim z nieliniowości krzywej kosztów i w konsekwencji błędnej interpretacji wyników.

Koszty krańcowe – według teorii ekonomii – są podstawą do ustalania cen produktów. W związku z tym każde przedsiębiorstwo powinno być świadome ich poziomu. Te wskazówki teoretyczne nie są jednak potwierdzane praktyką, a przedsiębiorstwa ustalają ceny na zasadzie powiększania kosztów średnich o oczekiwany zysk. Oba te poglądy nie uzyskały jednak wystarczającego potwierdzenia, a zasady ustalania cen komplikują się wobec złożoności rynków paliw i energii elektrycznej. W artykule wskazano na czynniki determinujące złożoność formowania cen na bazie teorii ekonomii i obserwacji rynków. Przede wszystkim,

* Dr hab. inż., prof. AGH – AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego, Kraków; e-mail: suwalaw@agh.edu.pl

** Mgr inż. – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Pracownia Polityki Energetycznej i Ekologicznej, Kraków

*** Dr inż. – AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego, Kraków

zarówno dla paliw takich jak węgiel kamienny, jak i energii elektrycznej funkcjonuje wiele rynków, o różnych strukturach, a zatem i zasadach ustalania cen równowagi rynkowej. Teoria ekonomii wnosi tu pewne wskazówki, co przyczynia się do zmniejszenia stopnia niepewności. Artykuł jest dyskusją wybranych uwarunkowań procesów ustalania cen, natomiast nie wskazuje schematów ich ustalania, ponieważ złożoność i dynamika zmian na rynkach nie pozwala na zastosowanie nawet najbardziej rozbudowanych algorytmów.

SŁOWA KLUCZOWE: koszty krańcowe, ceny nośników energii, modele, metody ekonometryczne

Wprowadzenie

Problem szacowania kosztów przedsiębiorstwa jest istotny nie tyle ze względu na ich ładunek informacyjny, lecz przede wszystkim jest niezbędny dla procesu ustalania cen na jego produkty. Teoria mikroekonomii daje wiele wskazówek, jednak w niektórych przypadkach jest niewystarczająca dla realnych rynków, których stopień złożoności jak dotąd przekraczał możliwości zbudowania jednolitej teorii wyboru poziomu cen. Zagadnienie to było przedmiotem wielu prac, nie tylko teoretycznych, ale również z uwzględnianiem zagadnień praktycznych (Labys 1980; Simon 1996; Saunders i in. 1977; Mabro 1987; Domestic... 1985).

Problem ustalenia formuły do wyliczenia optymalnego dla przedsiębiorstwa poziomu cen był niejednokrotnie poruszany w literaturze przedmiotu. Dość ograniczona użyteczność tych formuł wynika po części z przyjęcia uproszczonego podejścia do problemu. Z reguły zakłada się jeden produkt i co najwyżej kilku konsumentów. Rzeczywista sytuacja przedsiębiorcy w energetyce czy górnictwie węgla kamiennego jest znacznie bardziej skomplikowana. Energia elektryczna jest co prawda jednorodnym produktem, ale jest sprzedawana dla wielu grup konsumentów. Pojawia się tu także problem dywersyfikacji cen, który sprowadza się do bardziej elastycznego podejścia i niższych cen dla odbiorców o wysokich elastycznościach popytu. Konsumentów o niskich elastycznościach nie reagują silnymi spadkami popytu na wzrost cen, stąd ich ceny mogą być bardziej sztywne i wyższe. Ceny energii elektrycznej są dynamiczne, zależne od czasu (godziny), a ponadto funkcjonuje kilka rynków: giełdowy, bilansujący, kontraktów bilateralnych (Grudziński 2010, 2011). W takiej sytuacji decyzja o ofercie cenowej nie jest prosta i wymaga znalezienia optymalnego rozwiązania dla zadania o wielu ograniczeniach, co jest nie tyle problemem merytorycznym w sensie opracowania modelu, ale przygotowania danych dla niego. Ponadto stopień niepewności jest tu dość wysoki, co wynika między innymi z braku teorii zachowań graczy rynkowych. Podejmowane są próby budowy modeli dla rynków energii elektrycznej, np. Pałka i Toczyłowski (2009); Toczyłowski i in. (2010); Toczyłowski i in. (2011); Pałka (2011); Kamiński (2011a); Kamiński (2011b); Kamiński (2011c). Należy także podkreślić specyfikę monopolu bilateralnego, to jest ustalania cen dla węgla brunatnego sprzedawanego elektrowni (Koutsoyannis 1979; Jurdziak 2004).

1. Podstawy teoretyczne

Koszty krańcowe są pochodną funkcji kosztów całkowitych:

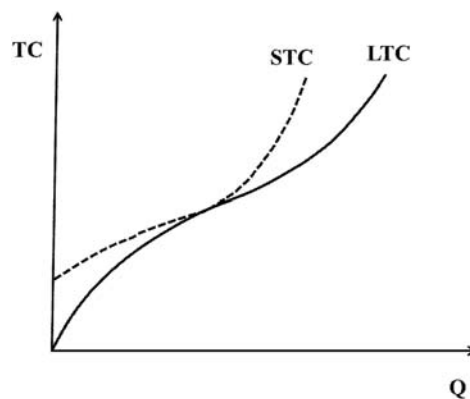
$$MC = \frac{\partial TC}{\partial Q}$$

Jest to więc przyrost wartości kosztów całkowitych, przy wzroście produkcji o jedną jednostkę. Funkcja kosztu całkowitego determinuje poziom i kształtowanie się kosztów krańcowych. Przy liniowej funkcji kosztu całkowitego, koszt krańcowy jest stały i równy kosztom zmiennym:

$$TC = a + bQ$$

$$\frac{\partial TC}{\partial Q} = b = MC$$

Teoria ekonomii wywodzi funkcje kosztów ze zmiennych korzyści skali. Przyjmuje się (patrz np. Laidler, Estrin 1991), że przy wzroście poziomu produkcji od zera występują najpierw rosnące korzyści wzrostu, a potem malejące. Zatem zależność kosztu całkowitego od poziomu produkcji jest zbliżona do wielomianu trzeciego stopnia. Dla długiego okresu, gdy możliwe są niemal dowolne kombinacje środków produkcji (w uproszczeniu rozważa się pracę i kapitał), odpowiednia krzywa (LTC – *Long-run Total Cost*) wychodzi z początku układu współrzędnych (rys. 1). Przy przejściu do kosztów krótkookresowych, ilości (niektórych) środków produkcji są stałe (np. kapitał), stąd krzywa kosztów (STC – *Short-run*



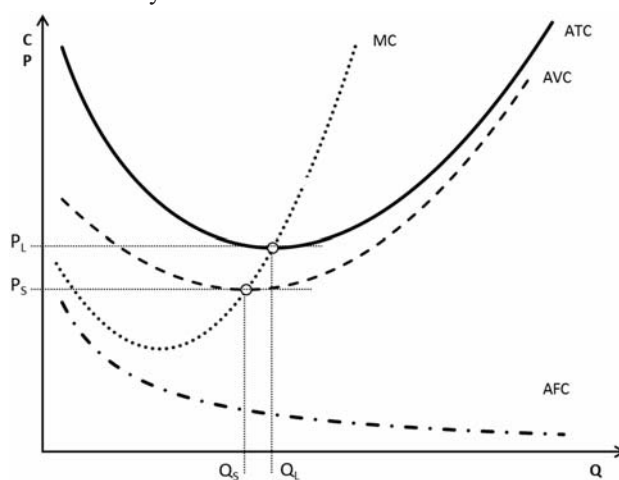
Rys. 1. Koszty całkowite w długim i krótkim terminie
Źródło: opracowanie własne na podstawie: Laidler, Estrin 1991

Fig. 1. Long- and short-term total costs

Total Cost) zawiera składnik stały i leży powyżej krzywej kosztów długookresowych. Ponieważ w krótkim czasie nie można optymalnie dobierać proporcji środków produkcji, koszty krótkookresowe są generalnie większe od długookresowych. Krzywe te mają tylko jeden punkt wspólny o jednakowym nachyleniu i jednakowych kosztach, odpowiadający optymalnej kombinacji środków dla obu okresów.

Przyjęcie takiej postaci ma duże znaczenie dla oceny poziomu kosztów krańcowych krótkookresowych, które nie są stałe, lecz zmienne. Jedynie założenie o stałych korzyściach skali dałoby liniową funkcję kosztów i stałe koszty krańcowe.

Przedsiębiorstwo może wykorzystywać krańcowe koszty krótkookresowe, jako podstawę do ustalania cen tylko dla krótkich okresów (cena P_S na rys. 2), na przykład w czasie niskiego popytu czy nadmiaru mocy produkcyjnych. W niektórych publikacjach przyjmuje się, że stosowanie tej zasady dla długich okresów, oznaczające w praktyce pominięcie w rachunku krańcowych kosztów stałych (kapitału – AFC – *Average Fixed Cost*), doprowadziłoby przedsiębiorstwo do bankructwa, co należy uznać za racjonalne. Trzeba jednak pamiętać, że z warunków efektywności ekonomicznej przedsiębiorstwa wynika, że (w długim terminie) może ono efektywnie produkować, jeśli koszt krańcowy jest większy od kosztu średniego. Jest to poziom na prawo od punktu, w którym krzywa kosztu krańcowego – MC (*Marginal Cost*) przecina krzywą kosztu średniego – ATC (*Average Total Cost*), w punkcie jego minimum – punkt o współrzędnych (Q_L, P_L) (rys. 2). Obie wspomniane zasady są racjonalne dla warunków statycznych, gdy zarówno poziom cen jak i popytu są relatywnie stałe (nie zmieniają się na tyle, aby poziom kosztów lub cen wymusił zmiany poziomu produkcji). Może to dotyczyć niektórych tylko rynków: węgla czy energii elektrycznej dla dużych odbiorców, wymagających stałych ustalonych dostaw – praktycznie rynków kontraktów bilateralnych.



Rys. 2. Relacje między kosztami
 MC – koszt krańcowy, ATC – średni koszt całkowity, AVC (*Average Variable Cost*) – średni koszt zmienny,
 AFC – średni koszt stały
 Źródło: opracowanie własne

Fig. 2. Relationships between costs

Dla rynków krótkoterminowych, np. giełdy, cena może być niższa i pokrywać tylko koszty zmienne.

Omówione podejście teoretyczne było wielokrotnie krytykowane, głównie na podstawie ankiet przeprowadzonych wśród przedsiębiorców. Ustalono, że nie są oni świadomi poziomu swoich kosztów krańcowych, a ceny ustalają według zasady **koszt plus**, czyli na podstawie kosztu średniego (ATC) powiększonego o pewien typowy dla sektora zysk, najczęściej rzędu 10%. Zasada bardzo prosta, ale możliwa do stosowania tylko na rynkach, których struktura przypomina konkurencję monopolistyczną, to jest gdy każdy z producentów ma swój unikatowy produkt i ustala dla niego cenę. Lecz nawet dla takich struktur, producent musi wziąć pod uwagę zależność popytu od ceny oraz ceny produktów substytucyjnych. Wspierający *teorię krańcową* twierdzą, że ceny bazują jednak na kosztach krańcowych, choć ich poziom nie jest uświadamiany, a decyzje przedsiębiorców są wynikiem ich oceny kosztów oraz wynikają z doświadczeń wcześniejszych operacji rynkowych.

2. Szacowanie kosztów krańcowych dla długiego okresu

Przyjęcie powyżej diskutowanych zasad wymaga jednak oceny poziomu kosztów. Zagadnienie to było przedmiotem wielu prac w latach osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych XX wieku, ich omówienie można znaleźć między innymi w (Suwała, 2000; 2001). Generalnie podstawą powinien być szacunek tak zwanego średniego kosztu przyrostu (AIC – *Average Incremental Cost*) obliczany dla pewnej liczby lat począwszy od roku, dla którego szacujemy ten koszt:

$$AIC_t = \frac{\sum_{\hat{t}=1}^T \left[\frac{[(K_{t+\hat{t}}^O - K_t^O)] + I_{t+\hat{t}-1}}{(1+r)^{\hat{t}-1}} \right]}{\sum_{\hat{t}=1}^T \left[\frac{(Q_{t+\hat{t}} - Q_t)}{(1+r)^{\hat{t}-1}} \right]}$$

gdzie: K_t^O – całkowite koszty operacyjne (bieżące) w roku t ,
 I_t – nakłady inwestycyjne w roku t ,
 r – stopa dyskonta,
 \hat{t} – indeks lat przyjętych do szacowania kosztu,
 T – liczba lat przyjętych do szacowania kosztu,
 Q_t – wielkość produkcji w roku t .

Metoda ta jest polecana przez ekonomistów Banku Światowego do szacowania kosztu krańcowego długookresowego, również dla producentów węgla (Domestic... 1985). Należy jednak zauważyć, że przy braku znaczącego wzrostu zdolności wydobywczych wyliczony

koszt krańcowy będzie bardzo duży. Metodę tę można zatem stosować przy znaczących inwestycjach w przyrost zdolności produkcyjnych. W praktyce, wiele inwestycji, szczególnie w kopalniach węgla kamiennego czy brunatnego, nie służy wzrostowi zdolności produkcyjnych, a zaledwie ich odtwarzaniu – utrzymaniu na zbliżonym poziomie. Stąd dla producentów węgla należałoby wybrać metodę opartą na wyliczaniu średniego kosztu długookresowego (LRMC – *Long-Run Marginal Cost*):

$$LRMC = \frac{\sum_{t=1}^T [(K_t^O + I_t) \cdot (1+r)^{-t}]}{\sum_{t=1}^T Q_t \cdot (1+r)^{-t}} - SV_T$$

gdzie: LRMC – długookresowy koszt krańcowy wyznaczony jako długookresowy koszt średni,
 T – ilość analizowanych lat lub okres funkcjonowania przedsiębiorstwa,
 SV_T – wartość końcowa przedsiębiorstwa w roku T – zakończenia analizy.

Formuły takie są również proponowane dla energii elektrycznej (Paska 2012).

3. Problemy szacowania funkcji kosztów metodami statystycznymi

Dostęp do danych o poziomie kosztów i produkcji stwarza możliwość szacowania funkcji kosztów metodami statystycznymi – ekonometrycznymi. Pojawiają się tu jednak dwa problemy. Pierwszy to jednorodność danych, drugi to ograniczony zakres danych.

Jednorodność danych należy odnieść do poziomu cen przy jakich rejestrowane są koszty. Wysoki poziom inflacji sprawia, że koszty stają się nieporównywalne, ale można temu zaradzić stosując ich przeliczenie do poziomu cen stałych. Dość powszechnie stosuje się tu wskaźniki cen towarów i usług konsumpcyjnych (potocznie: wskaźnik inflacji). Może to jednak prowadzić do znacznych błędów szacowania kosztów, ponieważ w odniesieniu do kosztów ponoszonych w przemyśle należy stosować wskaźniki wzrostu cen produktów przemysłowych lub nawet odpowiednie wskaźniki dla poszczególnych składników kosztów (Suwała 2011).

Drugi problem szacowania funkcji kosztów metodami statystycznymi wynika z faktu, że dostępne dane statystyczne pochodzą z dość ograniczonego zakresu poziomu produkcji. Każda instalacja techniczna jest zaprojektowana dla pewnych warunków minimalnych i maksymalnych, ma też optymalny punkt pracy (np. wielkość produkcji). W rzeczywistości okresy pracy z maksymalną czy minimalną mocą produkcyjną są krótkie, niekiedy małe wartości produkcji w ogóle nie występują. Dominuje praca w zakresie zbliżonym do punktu

optymalnego. Wobec tego nie ma odpowiednich zbiorów danych uwzględniających szeroki zakres poziomu produkcji. Ponadto dane o poziomie kosztów są najczęściej rejestrowane dla miesięcy. Trudno zdobyć dane dla krótszych okresów, gdzie poziom produkcji ulegałby większym wahanom niż w ciągu miesiąca, dostarczając więcej danych i o większym zakresie zmienności dla ewentualnych estymacji funkcji kosztów. Na rysunku 3 pokazano przykład estymacji parametrów krzywej kosztów całkowitych o funkcji wielomianu trzeciego stopnia:

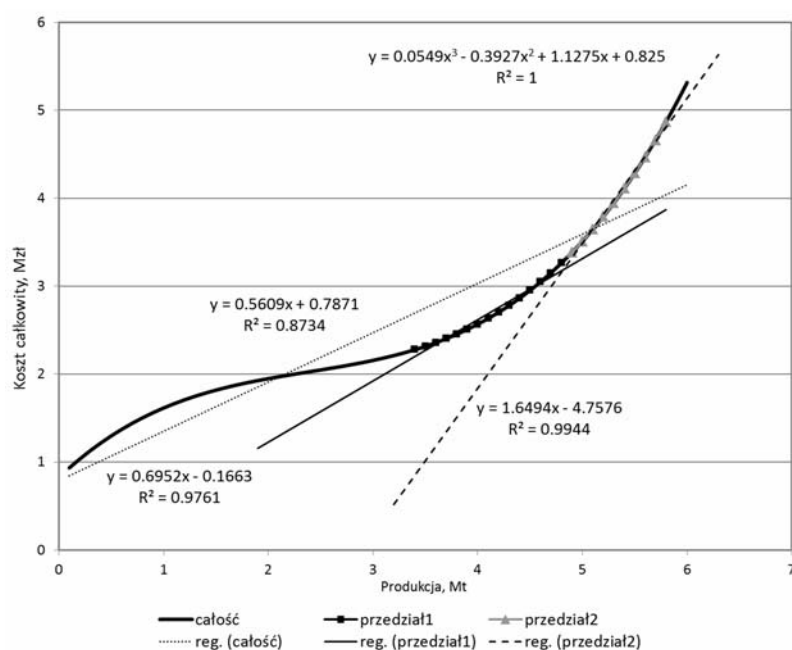
$$TC = 0,0549 Q^3 - 0,3927 Q^2 + 1,1275 Q + 0,825$$

która daje funkcję kosztu krańcowego:

$$MC = 0,1647 \cdot Q^2 - 0,7854 \cdot Q + 1,1275$$

Postać liniowa dla całości danych daje wynik:

$$TC = 0,5609 Q + 0,7871, \quad \text{przy } R^2 = 0,8734$$



Rys. 3. Szacowanie funkcji kosztów dla różnych zestawów danych
Źródło opracowanie własne

Fig. 3. Estimation of cost functions for selected datasets

Estymacje dla dwu wybranych, ograniczonych zbiorów danych, wybranych dla dużych poziomów produkcji dają następujące wyniki:

$$TC = 0,6952 Q - 0,1663 \quad \text{przy } R^2 = 0,9761$$

$$TC = 1,6494 Q - 4,7576 \quad \text{przy } R^2 = 0,9944$$

Widać, że liniowe postaci mają wysokie współczynniki determinacji (R^2), ale szacunki kosztów krańcowych są diametralnie różne, od 0,56 do 1,65. Ponadto oszacowane koszty stałe byłyby ujemne, nawet $-4,75$ mln zł, przy maksymalnym koszcie całkowitym nieco większym od 5 mln zł.

Należy tu jeszcze wspomnieć metodę techniczno-ekonomiczną, która jako jedyna pozwala szacować koszty dla dowolnego poziomu produkcji. Idea tej metody to ocena poziomu każdego ze składników kosztów na bazie charakterystyki instalacji i danych o zużywanych środkach produkcji. Niektóre składniki, takie jak amortyzacja czy płace, są dość proste w oszacowaniu; inne – jak zużycie energii czy materiałów – wymagają znajomości odpowiednich funkcji zużycia w zależności od obciążenia urządzeń. Pracochłonność metody techniczno-ekonomicznej oraz – mimo wszystko – ograniczona dokładność nie stwarzają perspektyw dla jej stosowania do oszacowania kosztów krańcowych. Stąd metodę tę stosuje się dość rzadko, choć jej wyniki mogłyby być bardzo użyteczne.

4. Formowanie cen na realnych rynkach paliw i energii

Rzeczywista sytuacja ustalania poziomu cen jest jednak bardziej złożona. Zarówno producenci węgla jak i wytwórcy energii elektrycznej dostarczają produkty dla kilku rynków i dużej liczby zróżnicowanych odbiorców. Ponadto rynki węgla i energii elektrycznej nie są rynkami konkurencji doskonałej, a więc obie grupy – sprzedający i kupujący mają wpływ na poziom cen. Cena produktu jest najczęściej negocjowana (w przypadku kontraktów bilateralnych) lub oferowana na giełdzie (tu można też zaliczyć sprzedaż węgla dla drobnych odbiorców). Ceny te są współzależne, bo wysokie przychody w jednym segmencie rynku pozwalają na ewentualne obniżenie cen w innym segmencie (swego rodzaju subsydiowanie skrośne), choćby po to aby zwiększyć udział w rynku. Z drugiej jednak strony przedsiębiorcy nie obniżają zazwyczaj nadmiernie cen i w konsekwencji swoich przychodów.

Ogólnie można zauważyć, że każde przedsiębiorstwo dąży do maksymalizacji zysku wyrażonego następującą formułą:

$$R_i = \sum_{t=1}^T d_t \left\{ \sum_{m=1}^M Q_{i,m,t} \left[P_{m,t} \left(\sum_{i=1}^I \sum_{m=1}^M Q_{i,m,t} \right) \right] - C_i \left(\sum_{m=1}^M Q_{i,m,t} \right) \right\} \rightarrow \max$$

gdzie: R_i – zysk przedsiębiorstwa i , w okresie T ,
 t – indeks jednostki czasu,

- I – liczba przedsiębiorstw na rynku,
- d_t – czynnik dyskontujący w czasie t ,
- $p_{m,t}(\dots)$ – cena na rynku m , w czasie t – funkcja popytu,
- $Q_{i,m,t}$ – sprzedaż przedsiębiorstwa i , na rynku m , w czasie t ,
- $C_i(\dots)$ – funkcja kosztów całkowitych przedsiębiorstwa i .

Powyższa formuła uświadamia dynamikę i złożoność podejmowania decyzji o produkcji i cenach. Zawiera dwie nieznane funkcje: krzywą popytu – $p_{m,t}(\dots)$ oraz krzywą kosztu przedsiębiorstwa – $C_i(\dots)$. O ile przedsiębiorstwo może znać swoją funkcję kosztów, to funkcja popytu jest praktycznie nieznaną, choć można ją oszacować na podstawie danych przy założeniu, że cechuje się stałą i znaną elastycznością popytu. Mając dane historyczne o punkcie równowagi rynkowej, to jest cenach energii dla odbiorców końcowych (P_R) i popycie (Q_R) i przyjmując pewną wartość elastyczności cenowej popytu (ε) można z ogólnej postaci funkcji popytu o stałej elastyczności:

$$P = aQ^{-\varepsilon}$$

dla danych P_R i Q_R wyliczyć współczynnik a :

$$a = \frac{P_R}{Q_R^{-\varepsilon}}$$

Znajomość tej funkcji pozwala na oszacowanie skutków decyzji cenowych, przy czym wobec tego, że decyzje takie podejmuje symultanicznie wielu przedsiębiorców, może to być jedynie przybliżenie.

Kolejnym zagadnieniem wprowadzającym niepewność jest jednostka czasu. Dla przedsiębiorstwa górniczego może być dzień, tydzień, a nawet miesiąc. Dla przedsiębiorstwa wytwarzającego lub handlującego energią elektryczną będą to godziny.

Przy wszystkich tych rozważaniach należy również mieć na uwadze, że jak zaznaczono wyżej, przedsiębiorstwo jest tylko jedną stroną transakcji, natomiast drugą są konsumenci. Ci ostatni mogą być identyfikowalni indywidualnie, np. odbiorcy hurtowi mający kontrakty długoterminowe, lub przeciwnie – stanowiący liczną grupę niezidentyfikowanych konsumentów, np. kupujących przez giełdę lub drobnych odbiorców węgla. Cena jest pewnym kompromisem pomiędzy kosztami producentów a gotowością zapłacenia za produkt określonej ceny przez konsumenta. Ta ostatnia wartość wynika w pewnym uproszczeniu z preferencji i dochodów konsumenta indywidualnego lub ceny *net back* przedsiębiorcy. Szacuje się ją z różnicy między przychodem ze sprzedaży a kosztami. Wyznacza maksymalną wartość, jaką kupujący może zapłacić za kupowany środek produkcji. Poziom ten wylicza się z ogólnej formuły:

$$P_{w,t} = \frac{R_t - K_{b,t}}{Q_{w,t}}$$

gdzie: $p_{w,t}$ – maksymalna cena środka produkcji jaką może zapłacić kupujący w czasie t ,
 R_t – całkowity przychód kupującego w czasie t ,
 $K_{b,t}$ – koszty całkowite (alternatywne) kupującego bez kosztów zakupu produktu w ,
dla którego wylicza się cenę maksymalną,
 $Q_{w,t}$ – zużycie całkowite środka produkcji w w okresie t .

Formuła taka pozwala oszacować górną granicę ceny środka produkcji; cena może być niższa dając kupującemu pewne korzyści. Cena jest ustalana w przedziale, którego dolną granicą są koszty dostawy, a górną cena *net back* kupującego.

Przy ustalaniu kontraktów bilateralnych – zazwyczaj długoterminowych – ceny są ustalane przez negocjacje, niekoniecznie jako stałe lecz np. w relacji do innych nośników, modyfikowane wskaźnikiem cen itp.

Podsumowanie

Artykuł jest głosem w dyskusji na temat problemu ustalania cen w górnictwie i energetyce. Wykazano, że choć teoria mikroekonomii dostarcza jasnych wskazówek w tym zakresie, to praktycznie nie da się ich bezpośrednio zastosować dla realnych rynków energii. Podstawą dla stanowienia cen, według teorii, są koszty krańcowe, ale te można szacować według różnych formuł, ponadto są one różne dla krótkich i długich terminów.

Prowadzone są prace dla ustalenia algorytmów wskazujących racjonalne poziomy cen, jednak wobec złożoności systemu rynkowego, dalekiego od konkurencji doskonałej, wielu segmentów i rynków na nośniki energetyczne, nie można jak na razie wskazać jednego algorytmu.

Przygotowanie artykułu było w części finansowane z badań statutowych AGH Akademii Górniczo-Hutniczej

Literatura

- Domestic coal pricing: Suggested principles and present policies in selected countries, 1985, World Bank Energy Department, Energy Department Paper No. 23.
- GRUDZIŃSKI Z., 2010 – Konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 2.
- GRUDZIŃSKI Z., 2011 – Ceny energii elektrycznej w kontekście wdrożenia obowiązkowego handlu na giełdzie energii. *Polityka Energetyczna* t. 14, z. 2.
- JURDZIAK L., 2004 – Odkrywkowa kopalnia węgla brunatnego i elektrownia jako bilateralny monopol w ujęciu klasycznym. *Górnictwo i geologia VII, Prace Naukowe Instytutu Górnictwa Politechniki Wrocławskiej* nr 106, *Studia i Materiały* nr 30, Oficyna Wyd. Pol. Wroc., s. 103–112.

- KAMIŃSKI J., 2011a – Założenia metodyczne do budowy modelu równowagi rynku energii elektrycznej dla warunków Polski. *Energetyka – Problemy Energetyki i Gospodarki Paliwowo-Energetycznej*, styczeń 2011. SEP COSiW Warszawa, s. 10–16.
- KAMIŃSKI J., 2011b – Równowaga rynków energii elektrycznej i paliw: podejście modelowe. *Rynek Energii* nr 1(92). Kaprint.
- KAMIŃSKI J., 2011c – Market power in a coal-based power generation sector: the case of Poland. *Energy*, Volume 36, Issue 11, November 2011, Pages 6634–6644.
- KOUTSOYIANNIS A., 1979 – *Modern microeconomics*, Macmillan.
- LABYS W.C., 1980 – *Market Structure, Bargaining Power, and Resource Price Formation*, Lexington Books, Toronto.
- LAIDLER D., ESTRIN S., 1991 – *Wstęp do mikroekonomii*. Gebethner i Ska, Warszawa.
- MABRO R., 1987 – *Netback pricing and the oil price collapse of 1986*. Oxford Institute for Energy Studies.
- PAŁKA P., 2011 – Uwolnienie cen detalicznych na obecnym rynku energii elektrycznej. *Rynek Energii* 2(93)/2011.
- PAŁKA P., TOCZYŁOWSKI E., 2009 – Wpływ mechanizmu wyceny energii elektrycznej na łagodzenie siły rynkowej na hurtowym rynku energii. *Rynek Energii* Nr II(IV).
- PASKA J., 2012 – *Metodyka oceny kosztów wytwarzania energii elektrycznej*. *Rynek Energii*, Kwiecień 2012.
- SAUNDERS R.J., WARFORD J.J., MANN P.C., 1977 – *Alternative concepts of marginal costs for public utility pricing: Problems of application in the water supply sector*, World Bank Staff Working Paper No. 259.
- SIMON H., 1996 – *Zarządzanie cenami*. Wyd. Naukowe PWN, Warszawa.
- SUWAŁA W., 2000 – *Mechanizmy rynkowe kształtowania poziomu cen węgla – zarys ogólny*. *Polityka Energetyczna* t. 3, z. 2.
- SUWAŁA W., 2001 – *Racjonalny poziom rynkowych cen węgla kamiennego w Polsce*. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* t. 17, z. 3, 2001, s. 89–106.
- SUWAŁA W., 2011 – *Modelowanie systemów paliwowo-energetycznych*, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- TOCZYŁOWSKI E., KAŁETA M., KACPRZAK P., PAŁKA P., SMOLIRA K., 2010 – *Modelowanie rynkowych problemów decyzyjnych na rynku energii elektrycznej*. *Rynek Energii* 12.
- TOCZYŁOWSKI E., KAŁETA M., KACPRZAK P., PAŁKA P., SMOLIRA K., 2011 – *Środowisko symulacyjne do analizy rozwiązań hurtowego rynku energii elektrycznej*. *Rynek Energii* 2(93).

Wojciech SUWAŁA, Przemysław KASZYŃSKI, Jacek KAMIŃSKI

Marginal costs and pricing issues for fuel and power industries: selected problems

Abstract

This paper deals with the role of marginal costs in the determination of prices in the mining and power generation industries. A distinction is made between short-term and long-term costs, which should be used accordingly to establish differentiated prices. The paper analyzes long-term costs for selected industries, as these are more important due to the level of investment and the long time it takes to realize a return on investments. The first part of the article analyses the methods for calculating these costs and possibilities for their estimation based on statistical-econometric estimation. The marginal cost estimate is based on long-term analysis taking into account all expenditures incurred for the operation, development, and maintenance of the capacity of the companies. Though quite commonly used, statistical methods, estimating cost curves on the basis of historical data, may give false results arising primarily from the nonlinearities of the costs curve and consequently erroneously interpreted results.

Marginal costs, according to economic theory, are the basis for determining the level of the prices of products; therefore, each company should be aware of their level. These theoretical guidelines, however, are not confirmed by practice. Many entrepreneurs markup their prices, i.e. fixing them on the basis of the average cost increased by expected profit. Both of these views, however, are not significantly acknowledged, and pricing rules are complicated by the complexity of the fuel and electricity markets. The paper indicates these factors as determined by the complexity of the formation of prices both on the basis of economic theory as well as observation of the real markets. First of all, for fuels – such as coal – and electric energy there are many markets with different structures and thus the pricing policy of market clearing. Economic theories propose some solutions which help to reduce the degree of uncertainty. This paper is essentially a review of selected pricing issues; however, it may not indicate the relevant algorithms. The complexity and the dynamics of change in markets do not permit the use of even the most sophisticated algorithms.

KEY WORDS: marginal costs, fuels and energy pricing, models