

Kazimierz CZOPEK*, Beata TRZASKUŚ-ŻAK**

Wariantowe rozwiązania ogólnego modelu CVP w warunkach rynkowych dystrybucji gazu

STRESZCZENIE. Artykuł przedstawia dziewięć teoretycznych wariantów modelu wyznaczania wielkości granicznych w warunkach dwuskładnikowych cen dystrybucji gazu. Do tego celu wykorzystana została metoda CVP (*Cost-Volume-Profit Analysis*). Rozważania teoretyczne poparto obliczeniami wykonanymi na przykładzie wybranej Spółki Gazowniczej. W artykule zamieszczono graficzną i merytoryczną analizę wspomnianych wariantów, praktyczną ich ocenę, między innymi wykorzystanie tych modeli przy konstruowaniu taryf gazowych.

SŁOWA KLUCZOWE: metoda CVP, wielkości graniczne, dystrybucja gazu

1. Model teoretyczny wyznaczania wielkości granicznych w warunkach rynkowych

Zmiany zachodzące w polskiej gospodarce, wynikające z potrzeby jej dostosowania do ogólnej tendencji globalizacji, jak również do wymagań Unii Europejskiej, powodują określone zmiany również w przemyśle gazowym (Trzaskuś-Żak 2005):

* Prof. zw. dr hab. inż. — Wydział Górnictwa i Geoinżynierii AGH, Kraków.

** Dr inż. — Wydział Górnictwa i Geoinżynierii AGH, Kraków.

- ✧ wyraźny wzrost zużycia gazu w opracowywanych scenariuszach rozwoju,
- ✧ konieczność zmiany struktury zużycia pierwotnych nośników energii na korzyść ropy naftowej i gazu,
- ✧ umiarkowany wzrost zużycia gazu w energetyce,
- ✧ całkowite uwolnienie cen gazu do wymagań rynkowych,
- ✧ dopuszczenie strony trzeciej do rynku gazu,
- ✧ wzrost ilości odbiorców gazu, a także zmiana struktury tych odbiorców,
- ✧ zmiana struktury kosztów spółek dystrybucyjnych, głównie wzrost kosztów stałych,
- ✧ swoboda w ustalaniu taryf gazowych przez spółki dystrybucyjne,
- ✧ zmienne sezonowo zapotrzebowanie na gaz, a co za tym idzie zmienną sezonowo wielkość sprzedaży gazu,
- ✧ dopasowanie rynku gazu do dyrektywy gazowej 2003/55/WE, w szczególności ochrona gospodarstw domowych i małych przedsiębiorstw, nadzór nad systemem taryfowym, prawne wydzielenie operatorów systemu dystrybucyjnego, otwarcie od 01.07.2007 r. rynków gazu,
- ✧ intensywność rozwoju gospodarczego,
- ✧ polityka podatkowa państwa.

Pomimo ogólnych założeń o konieczności rozwoju dystrybucji gazu w oparciu o prawidłowości rynkowe, nie można mówić o całkowitej swobodzie w tym zakresie. Podstawowym aktem prawnym, który wprowadził określone mechanizmy regulacyjne jest prawo energetyczne. Zgodnie z nim istnieje obowiązek dokładnej rejestracji w każdej fazie łańcucha gazowego – czyli w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji i obrotu gazu – odrębnego ustalania:

- ✧ poniesionych kosztów z rozbiciem na koszty stałe i zmienne,
- ✧ przychodów,

przy czym wielkości te muszą być ustalone odrębnie dla każdej grupy taryfowej.

Prawo energetyczne wymienia kilka warunków przy ustalaniu taryf:

- 1) podstawą wyznaczania cen i stawek opłat taryfowych w każdej grupie taryfowej muszą być tak zwane koszty uzasadnione każdej fazy łańcucha gazowego,
- 2) przyjęte rozwiązania taryfowe muszą uwzględniać ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen,
- 3) eliminowanie subsydiowania skrośnego,
- 4) ustalone taryfy podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Wymienione uwarunkowania rynkowe będą powodować, że wszystkie wielkości występujące w opracowanym modelu (wzór 1) (Trzaskuś-Żak 2005; Czopek, Trzaskuś-Żak 2003, 2004, 2006):

$$BEP = \frac{K_s - P_s}{c_z - k_{jz}} \quad (1)$$

gdzie: BEP — próg rentowności w ujęciu ilościowym [m^3],
 K_s — koszty stałe [zł],
 P_s — przychody stałe [zł],

- c_z — zmienny składnik ceny sprzedaży [zł/m³],
 k_{jz} — koszt jednostkowy zmienny [zł/m³],

będą się zmieniać co do wielkości bezwzględnych jak również względem siebie.

Ponieważ podstawą metody CVP jest badanie współzależności względem siebie przychodów operacyjnych i kosztów operacyjnych oraz ich wpływu na zysk operacyjny, możemy w proponowanej metodzie ustalić współzależność kosztów stałych K_s i przychodów stałych P_s . Nie tylko ze względów teoretycznych, ale również i praktycznej możliwości zaistnienia, pomiędzy tymi wielkościami mogą zachodzić poniższe zależności (Czopek, Trzaskuś-Żak 2003; Trzaskuś-Żak 2005):

$$K_s > P_s \quad (2)$$

$$K_s = P_s \quad (3)$$

$$K_s < P_s \quad (4)$$

Z podobnych powodów, również pomiędzy kosztem jednostkowym zmiennym k_{jz} a zmiennym składnikiem ceny za gaz c_z mogą istnieć następujące zależności:

$$c_z > k_{jz} \quad (5)$$

$$c_z = k_{jz} \quad (6)$$

$$c_z < k_{jz} \quad (7)$$

Teoretycznie można zatem mówić o dziewięciu wariantach modelu podstawowego, zapisanego wzorem (1), uwzględniających warunki od 1 do 9:

$$\left. \begin{array}{l}
 1. K_s > P_s \quad \text{oraz} \quad c_z > k_{jz} \\
 2. K_s > P_s \quad \text{oraz} \quad c_z = k_{jz} \\
 3. K_s > P_s \quad \text{oraz} \quad c_z < k_{jz} \\
 4. K_s = P_s \quad \text{oraz} \quad c_z > k_{jz} \\
 5. K_s = P_s \quad \text{oraz} \quad c_z = k_{jz} \\
 6. K_s = P_s \quad \text{oraz} \quad c_z < k_{jz} \\
 7. K_s < P_s \quad \text{oraz} \quad c_z > k_{jz} \\
 8. K_s < P_s \quad \text{oraz} \quad c_z = k_{jz} \\
 9. K_s < P_s \quad \text{oraz} \quad c_z < k_{jz}
 \end{array} \right\} \quad (8)$$

Istotne jest to, że powyższe warianty nie tylko są możliwe pod względem teoretycznym, ale co szczególnie istotne, kilka z nich może mieć bardzo duże znaczenie praktyczne.

Jeżeli weźmiemy pod uwagę wymienione uwarunkowania, to właśnie kontekst praktyczny jest w tym przypadku ważniejszy. Należy zatem podkreślić, że na występujące we wzorze (1) cztery parametry (K_s , P_s , c_z , k_{jz}) mają wpływ czynniki zewnętrzne, ale zależą one przede wszystkim od stopnia zorganizowania i przyjętej strategii w spółce dystrybucyjnej. Praktyczny sens każdego z wariantów może jedynie decydować o tym, czy istnieją możliwości jego wykorzystania.

Wariant I

W wariacie tym przyjmujemy warunki:

$$K_s > P_s \quad \text{oraz} \quad c_z > k_{jz} \quad (9)$$

wobec czego podstawową wielkość graniczną, czyli próg rentowności wyrazimy następująco:

$$BEP = \frac{K_s - P_s}{c_z - k_{jz}}$$

Przy przyjętych warunkach licznik i mianownik są większe od zera, zatem:

$$BEP > 0 \quad (10)$$

Graficzną interpretację progu rentowności tego wariantu przedstawia rysunek 1. Jest to wariant identyczny z występującym w chwili obecnej w przemyśle gazowniczym.

Warunki (8) przedstawione na rysunku 1 oznaczają również, że:

$$\angle \alpha > \angle \beta \quad (11)$$

Oznacza to, że:

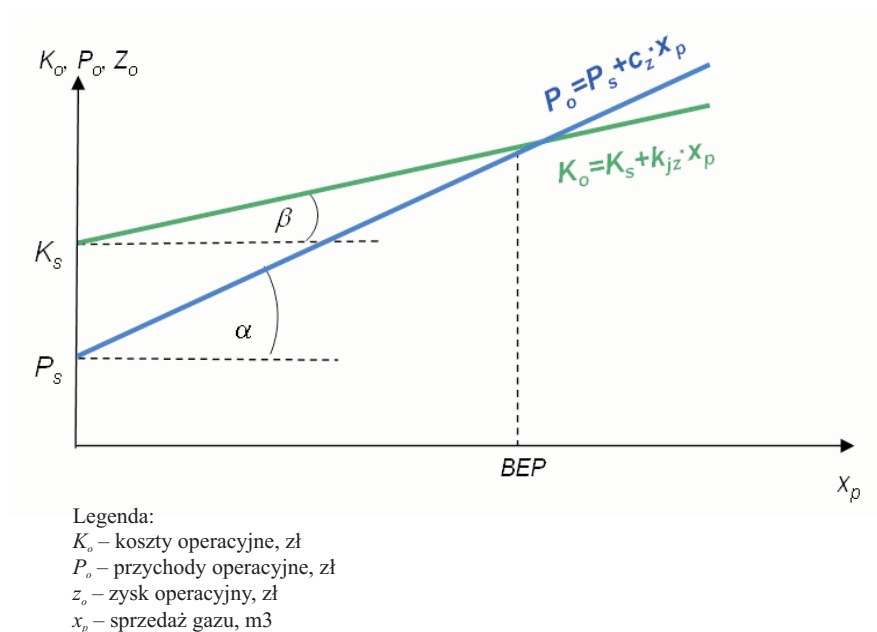
$$\text{tg } \alpha > \text{tg } \beta \quad (12)$$

a ponieważ:

$$\text{tg } \alpha = c_z \quad \text{i} \quad \text{tg } \beta = k_{jz} \quad (13)$$

musi zachodzić warunek:

$$c_z > k_{jz} \quad (14)$$



Rys. 1. Graficzna interpretacja progu rentowności w wariantcie I

Fig. 1. Graphic interpretation of variant I

Wariant I oddaje aktualną sytuację przemysłu gazowniczego, należy zatem podkreślić, że z praktycznego punktu widzenia oznacza on:

- ✧ wysokie koszty stałe w porównaniu z przychodami; na przykładzie analizowanej Spółki Gazowniczey wynoszą one 42,76% całkowitych kosztów operacyjnych, w poszczególnych zakładach gazowniczych od 33,98 do 58,85%,
- ✧ bardzo niskie przychody stałe; dla wymienionej Spółki stanowią zaledwie 9,78% przychodów operacyjnych, w poszczególnych zakładach gazowniczych przychody stałe wahają się w granicach od 3,85 do 17,86%.

Wariant II

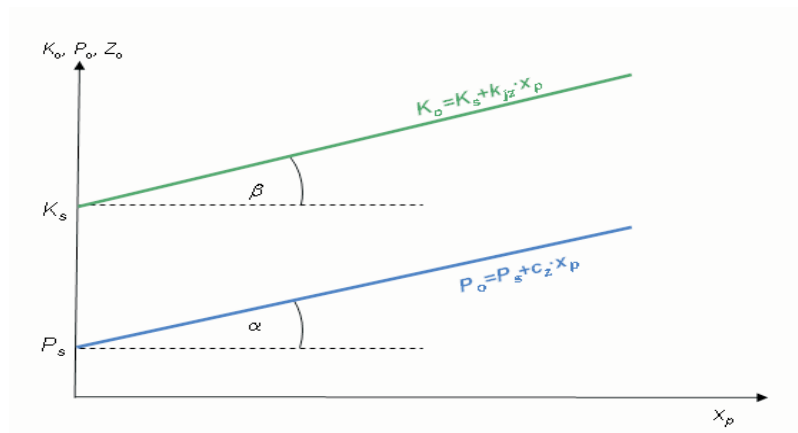
Wyjściowe założenie tego wariantu to warunek:

$$K_s > P_s \quad \text{oraz} \quad c_z = k_{jz} \quad (15)$$

zaś graficzną interpretację tego wariantu przedstawia rysunek 2. Formalna interpretacja tego wariantu oznacza, że:

$$\angle \alpha = \angle \beta \quad (16)$$

zatem linie kosztów i przychodów są względem siebie równoległe.



Rys. 2. Graficzna interpretacja wariantu II

Fig. 2. Graphic interpretation of variant II

Oznacza to, że:

$$P_o - K_o < 0 = \text{constans} \quad (17)$$

czyli próg rentowności nie występuje. Zatem bez względu na wielkość sprzedaży spółka ponosi stratę.

Jak wspomniano, wariant ten jest co prawda możliwy i teoretycznie i praktycznie (przy wadliwych stawkach taryfowych), ale należy go uznać za bardzo niekorzystny i wykluczyć z praktycznych rozważań.

Wariant III

W wariantcie tym przyjmujemy warunki:

$$K_s > P_s \quad \text{oraz} \quad c_z < k_{jz} \quad (18)$$

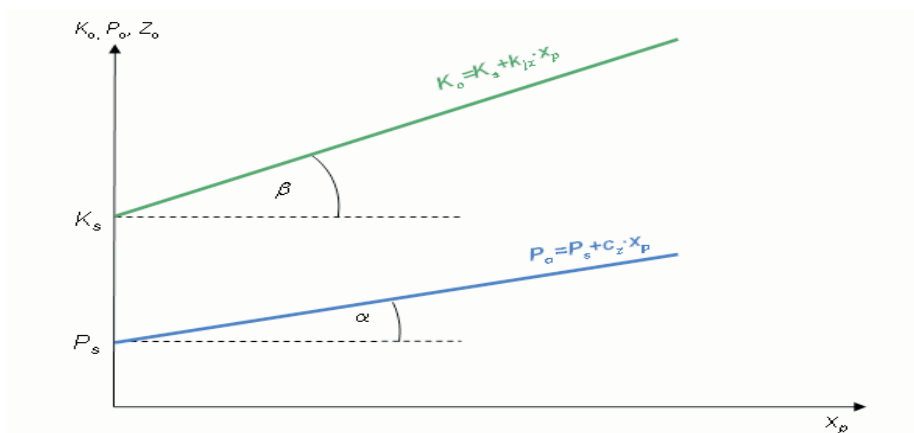
wobec czego graficzną interpretację przedstawia rysunek 3.

W wariantcie tym mamy:

$$\angle \alpha < \angle \beta \quad (19)$$

co oznacza, że linia kosztów operacyjnych i przychodów operacyjnych oddalają się od siebie przy wzroście sprzedaży gazu i w efekcie wzrasta strata, co teoretycznie wyrazimy:

$$\lim_{x_p \rightarrow \infty} (P_o - K_o) = -\infty \quad (20)$$



Rys. 3. Graficzna interpretacja wariantu III

Fig. 3. Graphic interpretation of variant III

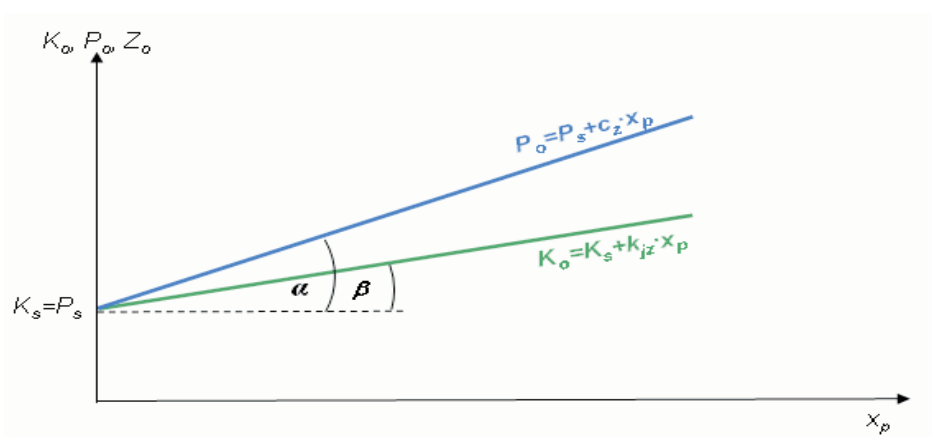
Również i ten wariant należy wykluczyć jako realny w praktyce.

Wariant IV

Początkowe warunki tego wariantu to:

$$K_s = P_s \quad \text{oraz} \quad c_z > k_{jz} \quad (21)$$

co graficznie przedstawia rysunek 4.



Rys. 4. Graficzna interpretacja wariantu IV

Fig. 4. Graphic interpretation of variant IV

Matematyczna interpretacja warunków (21) oznacza, że:

$$\angle \alpha > \angle \beta \quad (22)$$

zatem:

$$\operatorname{tg} \alpha > \operatorname{tg} \beta \quad (23)$$

W efekcie linia przychodów operacyjnych oddala się od linii kosztów operacyjnych, tj. wraz ze wzrostem sprzedaży wzrasta zysk operacyjny, czyli formalnie zapiszemy ten warunek następująco:

$$\lim_{x_p \rightarrow \infty} (P_o - K_o) = +\infty \quad (24)$$

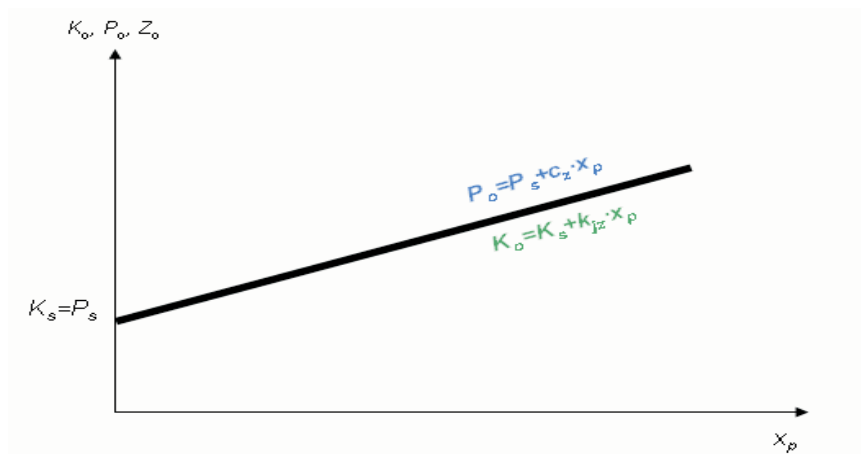
Wariant ten, możliwy w praktyce, byłby równocześnie rozwiązaniem bardzo korzystnym dla spółki dystrybucyjnej. Wymaga on zastosowania określonej strategii przy ustalaniu stawek taryfowych.

Wariant V

Warunki wyjściowe dla tego modelu to:

$$K_s = P_s \quad \text{oraz} \quad c_z = k_{jz} \quad (25)$$

a graficzną interpretację przedstawia rysunek 5.



Rys. 5. Graficzna interpretacja wariantu V

Fig. 5. Graphic interpretation of variant V

Ponieważ linia przychodów pokrywa się z linią kosztów, w modelu tym mamy do czynienia z zerowym zyskiem operacyjnym bez względu na wielkość sprzedaży gazu, czyli:

$$P_o - K_o = 0 = \text{constans} \quad (26)$$

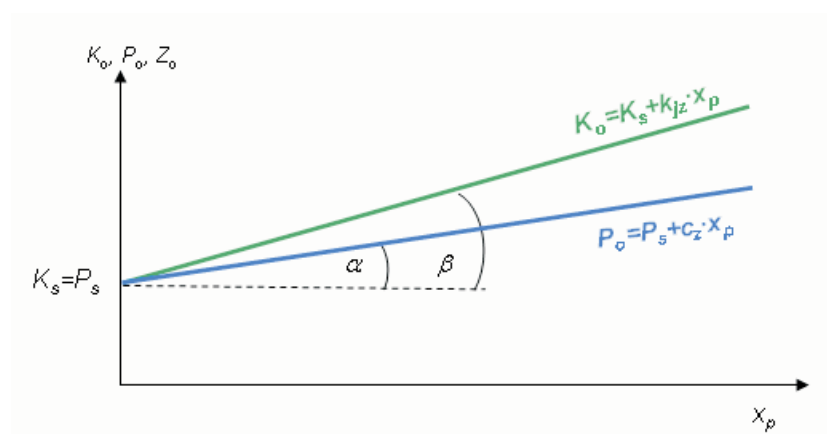
Wariant możliwy teoretycznie i praktycznie, jednak niemożliwy do zaakceptowania w realnej rzeczywistości.

Wariant VI

Warunki wyjściowe w tym wariacie to:

$$K_s = P_s \quad \text{oraz} \quad c_z < k_{jz} \quad (27)$$

przedstawione graficznie na rysunku 6.



Rys. 6. Graficzna interpretacja modelu VI

Fig. 6. Graphic interpretation of variant VI

W wariacie tym kąty nachylenia prostej przychodów i prostej kosztów wyraża nierówność:

$$\angle \alpha < \angle \beta \quad (28)$$

co oznacza, że wraz ze wzrostem sprzedaży gazu spada rentowność, czyli:

$$\lim_{x_p \rightarrow \infty} (P_o - K_o) = -\infty \quad (29)$$

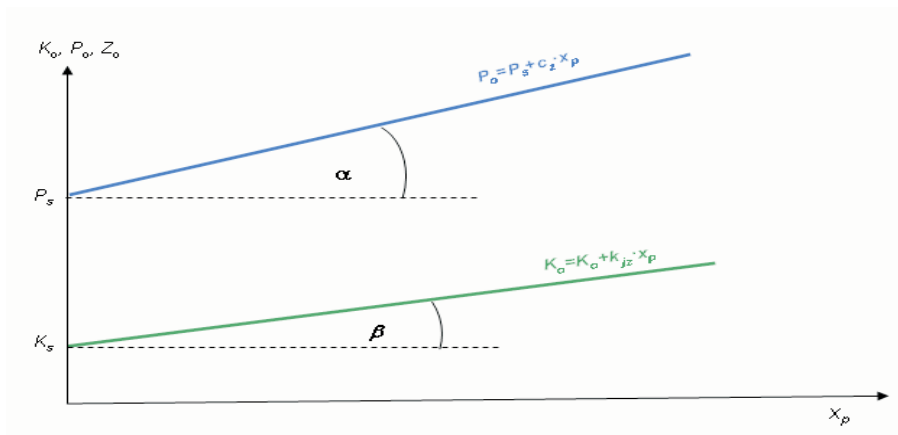
Wariant bardzo niekorzystny, niemożliwy do zaakceptowania.

Wariant VII

Początkowe warunki tego wariantu to:

$$K_s < P_s \quad \text{oraz} \quad c_z > k_{jz} \quad (30)$$

a jego graficzną interpretację przedstawia rysunek 7.



Rys. 7. Graficzna interpretacja wariantu VII

Fig. 7. Graphic interpretation of variant VII

W wariantcie tym kąty nachylenia linii kosztów i przychodów są różne:

$$\angle \alpha > \angle \beta \quad (31)$$

a zatem wraz ze wzrostem sprzedaży gazu wzrasta zysk operacyjny:

$$\lim_{x_p \rightarrow \infty} (P_o - K_o) = +\infty \quad (32)$$

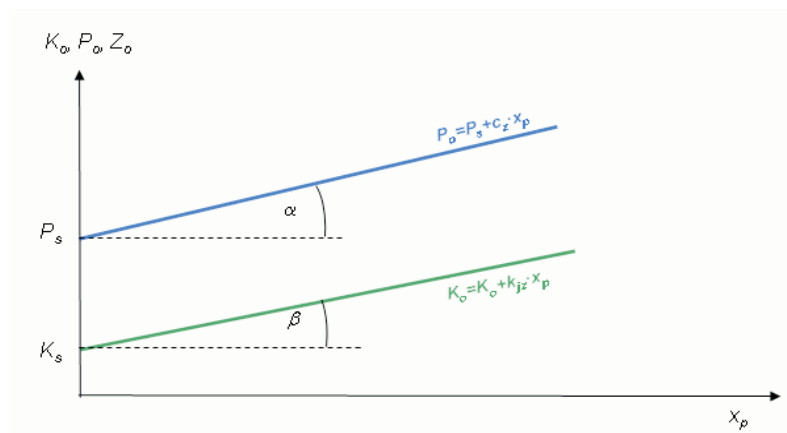
Wariant bardzo korzystny, jednak wymagający bardzo radykalnych zmian zarówno kosztów, jak i stawek taryfowych.

Wariant VIII

Warunki początkowe tego wariantu to:

$$K_s < P_s \quad \text{oraz} \quad c_z = k_{jz} \quad (33)$$

co graficznie przedstawia rysunek 8.



Rys. 8. Graficzna interpretacja wariantu VIII

Fig. 8. Graphic interpretation of variant VIII

W wariacie mamy zatem:

$$\angle \alpha = \angle \beta \quad (34)$$

wobec czego linie kosztów i przychodów są względem siebie równoległe z czego wynika, że:

$$\lim_{x_p \rightarrow \infty} (P_o - K_o) = \text{constans} \quad (35)$$

Wariant bardzo korzystny, chociaż realizacja w praktyce wymagałaby tych samych rozwiązań co w wariacie VII.

Wariant IX

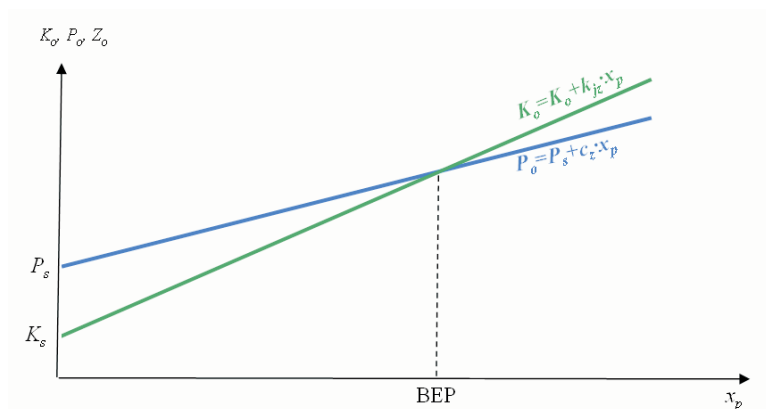
Przy warunkach początkowych tego wariantu (rys. 9):

$$K_s < P_s \quad \text{oraz} \quad c_z > k_{jz} \quad (36)$$

i przy większym nachyleniu linii przychodów niż linii kosztów:

$$\angle \alpha < \angle \beta \quad (37)$$

mamy do czynienia ze specyficznym rodzajem progu rentowności, bowiem w przypadku jego przekroczenia otrzymalibyśmy ujemną rentowność. Gdyby założyć, że tak wyznaczony próg rentowności byłby równy posiadanej zdolności produkcyjnej spółki bądź zakładu gazowniczego, można byłoby go uznać za korzystny, chociaż bardzo trudny do wyobrażenia w praktyce.



Rys. 9. Graficzna interpretacja wariantu IX

Fig. 9. Graphic interpretation of variant IX

2. Wykorzystanie modeli przy konstruowaniu taryf gazowych

Duża liczba czynników, jak również ich różnorodność, nie ułatwia precyzowania jednoznacznych i pewnych stwierdzeń o prognozie rozwoju rynku gazowego. Niemniej w przypadku analizy wielkości granicznych, zwłaszcza podstawowej wielkości jaką jest próg rentowności, można sformułować najważniejsze trendy zachowań w tym zakresie. Wielkość progu rentowności, według wzoru (1), zależy od dwu czynników poniesionych kosztów oraz uzyskanych przychodów.

W przypadku kosztów istotna jest, oprócz wielkości tych kosztów, ich wewnętrzna struktura z podziałem na koszty stałe i zmienne. W przypadku przychodów podobnie – oprócz bezwzględnej wartości przychodów ważne jest również to, jak skonstruowane są taryfy gazowe one bowiem decydują w jakim procencie uzyskany przychód ze sprzedaży gazu składa się z przychodu stałego i przychodu zmiennego. W syntetycznym ujęciu, uwzględniając wszystkie wymienione wcześniej uwarunkowania, można stwierdzić, że w przypadku spółek dystrybucyjnych czy zakładów gazowniczych bardzo możliwe są poniższe trendy (Trzaskuś-Żak 2005):

1) w przypadku kosztów:

- ✦ w pierwszej kolejności wzrosną prawdopodobnie koszty stałe,
- ✦ niewykluczony jest również wzrost kosztów łącznych,
- ✦ uwarunkowania rynkowe mogą wymusić obniżenie kosztów;

2) w przypadku przychodów:

- ✦ najbardziej prawdopodobny jest wzrost opłat stałych,
- ✦ zmniejszenie cen i opłat zmiennych,
- ✦ zmiany cen i stawek taryfowych mogą zwiększyć przychody bądź nie spowodują wzrostu przychodu ze sprzedaży.

Biorąc pod uwagę wymienione uwarunkowania rynkowe z jednej strony (zwłaszcza konkurencyjność różnych źródeł energii oraz podstawowe prawa rządzące rynkiem) oraz

ograniczenia wynikające z uregulowań prawnych z drugiej (w szczególności ochronę konsumentów gazu), należałoby rozważyć dwa biegunowo różne sposoby wyznaczania taryf gazowych (Trzaskuś-Żak 2005):

- ✧ metodę rynkową,
- ✧ metodę „koszt-plus”.

W pierwszym przypadku taryfy gazowe wyznaczają prawa popytu i podaży, z czego powinien wynikać sposób ustalania poszczególnych składników taryfowych. W drugim przypadku punktem wyjścia są „koszty uzasadnione” powiększone o niezbędną marżę przedsiębiorstwa dystrybucyjnego oraz obowiązkowe obciążenia.

Przy ocenie przedstawionych modeli przyjęto następujące warunki:

- ✧ działalność spółek dystrybucyjnych, a także zakładów gazowniczych, musi być rentowna,
- ✧ zgodnie z prawem na rynek gazu zostanie dopuszczona „strona trzecia”, zwiększy się zatem konkurencja wymuszająca określone zachowanie,
- ✧ nie ulegnie zmianie dotychczasowa, zmienna sezonowo sprzedaż gazu,
- ✧ spółki dystrybucyjne, z uwagi na wspomnianą sezonowość, mają i będą mieć znaczną swobodę wyboru własnej strategii zarządzania finansami, czyli wyboru płynności finansowej w ciągu roku.

Z uwagi na pierwszy warunek, czyli założoną rentowną działalność, należy wykluczyć z rozważań warianty II, III, V, VI. Pozostałe modele są możliwe do realizowania, chociaż niektóre wymagałyby bardzo poważnych zmian aktualnej struktury nie tylko składników taryfowych, ale także struktury kosztów. Wariant I to zatem przypadek kiedy (wzór 9, rys. 1): $K_s > P_s$ oraz $c_z > k_{jz}$.

Model ten w ogólnej postaci odpowiada co prawda aktualnej sytuacji przemysłu gazowniczego, jednak z uwagi na wymienione wcześniej przyczyny, poszczególne wielkości mogą się zmieniać przy określonej strategii przedsiębiorstwa gazowniczego.

Model ten może być wykorzystany zarówno w przypadku metody rynkowej ustalania taryf, jak również w przypadku metody nazywanej potocznie „koszt plus”, którą dopuszcza prawo energetyczne. Należy ponadto dodać, że w modelu tym spółki dystrybucyjne mają duży zakres swobody przy ustalaniu stawek taryfowych, w przemyśle gazowniczym istnieje bowiem duża dysproporcja struktury kosztów i przychodów, dla analizowanej Spółki stanowi to odpowiednio w skali roku:

- ✧ koszty stałe stanowią 42,76% kosztów łącznych operacyjnych,
- ✧ przychody stałe stanowią 9,78% łącznych przychodów operacyjnych.

Model ten pozwala realizować różnorodne strategie, uwzględniające możliwość wzrostu stałych elementów taryfowych, spadek zmiennych stawek taryfowych i oczywiście bardzo korzystne obniżenie kosztów.

Pozostałe cztery modele, czyli IV, VII, VIII i IX, co prawda możliwe do wykorzystania, jednak z uwagi na wspomnianą wyżej aktualną strukturę przychodów i kosztów (stałe, zmienne) wymagałyby znacznego wzrostu składników stałych w taryfach, dających w efekcie przychód stały powyżej 40%.

Zakładając nawet obniżenie aktualnego poziomu kosztów, praktycznie należy ograniczyć ewentualne wykorzystanie modeli do IV i VIII, w obu przypadkach bowiem pozwalają

osiągać stałą rentowność bez względu na wielkość sprzedaży gazu. Wbrew pozorom nie jest to sprzeczne z podstawowymi zasadami rynkowymi; należy przypomnieć o zmiennej sezonowo sprzedaży. Warto zatem podkreślić, że model VIII gwarantuje stałą rentowność bez względu na wspomniane wahania sezonowe.

Praca została wykonana w ramach badań własnych.

Literatura

- TRZASKUŚ-ŻAK B., 2005 — Metoda wyznaczania wielkości granicznych parametrów ekonomicznych w warunkach dwuskładnikowych cen dystrybucji gazu. Praca doktorska, Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Kraków.
- TRZASKUŚ-ŻAK B., CZOPEK K., 2006 — Metoda wyznaczania wielkości granicznych dystrybucji gazu. Wyd. Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, Nafta i Gaz nr 11/2006, s. 609–615, Wyd. Instytut Nafty i Gazu.
- TRZASKUŚ B., CZOPEK K., 2004 — Specyfika wyznaczania wielkości granicznych dystrybucji gazu. Międzynarodowa Konferencja „Zastosowanie metod matematycznych i komputerów w nauce i technice”, Górnictwo i Geoinżynieria nr 4/2004, Uczelniane Wyd. Naukowo-Dydaktyczne AGH.
- TRZASKUŚ B., CZOPEK K., 2003 — Metoda wyznaczania prognozy rentowności w obrocie gazem. Szkoła Ekonomiki i Zarządzania w Górnictwie, Komitet Górnictwa Polskiej Akademii Nauk, Sekcja Ekonomiki i Organizacji Górnictwa, Bukowina Tatrzańska 10–12 września 2003 r., s. 71–79.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 – Prawo Energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348 z późn. zm.).

Kazimierz CZOPEK, Beata TRZASKUŚ-ŻAK

Variant's solutions of general model of CVP method in gas market distribution business

Abstract

This article presents nine theoretical variants of designation model of marginal volumes based on two-part prices in gas distribution business. For this reason, it has been used the CVP (Cost-Volume-Profit) Analysis. The theoretical study is supplemented by calculation based on information from one of the Gas Distributing Companies. This paper includes graphic and substantial analysis of mentioned theoretical variants, their practical estimation and, among other things, exploitation of these models in constructing gas tariffs.

KEY WORDS: CVP Method, marginal volumes, gas distribution business