

## WIELOLETNI MODEL REGULACJI JAKO PRZYKŁAD NARZĘDZIA BUDOWANIA WARTOŚCI PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNEGO

*dr Adam Węgrzyn*

Zdaniem Autora niniejszego opracowania istnieje bardzo duża potrzeba empiryzowania procesu regulacji działalności koncesjonowanej w energetyce poprzez zastosowanie modeli ekonometrycznych. Istnieje więc potrzeba opracowania empirycznych podstaw procesu budowania wartości przedsiębiorstw energetycznych m.in. poprzez zastosowanie zaakceptowanych przez Regulatora modeli ekonometrycznych. Dotychczasowy proces regulacji w polskiej energetyce jest procesem administracyjnym pozbawionym podstaw empirycznych. W ramach dotychczasowych badań dokonano analizy rozwiązań regulacyjnych w innych krajach europejskich. Badania te ujawniły szereg dobrych praktyk regulacyjnych ukierunkowanych na zapewnienie zrównoważenia interesów klientów oraz przedsiębiorstw energetycznych. Praktyki te obejmują:

- Wydłużanie okresów regulacji przedsiębiorstw energetycznych mające na celu zapewnienie przewidywalności działań Regulatorów oraz ich niezmienności w danym okresie.
- Stosowanie motywacyjnych (bodźcowych) metod regulacji przedsiębiorstw energetycznych ukierunkowanych na podnoszenie efektywności operacyjnej (w tym poprzez motywowanie do obniżki kosztów prowadzonej działalności koncesjonowanej).
- Ustalanie jasnych, przewidywalnych reguł dotyczących ustalania uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych w kolejnych latach taryfowych w oparciu o przejrzyste formuły indeksacyjne (w tym najczęściej po przez formułę RPI-X, gdzie wskaźnik X stanowi kompilację różnych zmiennych wpływających na poziomu kosztów przedsiębiorstw sieciowych, np. wskaźniki optymalizacji kosztów, wskaźniki zmiany skali działalności, itp.).
- Uwzględnianie w kosztach operacyjnych przedsiębiorstw energetycznych działań związanych z wdrażaniem nowych technologii mających na celu m.in. ograniczenie zużycia energii, monitorowanie zużycia energii, efektywniejsze zarządzanie infrastrukturą techniczną (np. smart metering, smart grid, itp.).

Kluczowe wnioski z przeprowadzonej analizy są jednoznaczne - regulacja przedsiębiorstw energetycznych w tym szczególnie wrażliwych rynkowo z sektora MŚP powinna być oparta na jasnych i przejrzystych zasadach, które umożliwiają przedsiębiorstwom podejmowanie racjonalnych decyzji oraz stymulują je do ciągłego podnoszenia efektywności operacyjnej, prowadzącej do obniżki jednostkowych kosztów świadczenia usług. Cechą każdego podejścia do regulacji przedsiębiorstw energetycznych powinno być zapewnienie stabilności otoczenia regulacyjnego w długim okresie, co prowadzi do zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego oraz zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania infrastruktury technicznej. W tym celu kluczowe jest ustalenie jak najdłuższych okresów regulacyjnych (3-5 letnich), w trakcie których zasady regulacji taryfowej nie ulegają istotnym zmianom.

W polskiej nauce i praktyce gospodarczej pojawiły się pierwsze symptomy wykorzystania narzędzi empirycznych w postaci modeli ekonometrycznych w procesie uzgadniania taryf dla elektroenergetyki i gazownictwa. W trakcie postępowania taryfowego na rok 2008 polski Regulator wyznaczył i przekazał Operatorom Systemów Dystrybucyjnych energii elektrycznej wysokość uzasadnionych kosztów operacyjnych na lata 2008-2010 wyznaczonych w oparciu o model ekonometryczny opracowany przez zespół prof. Jacka Osiewalskiego z Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie. W przypadku energetyki gazowej Długoterminowy Model Regulacji został opracowany przy koordynacji Izby Gospodarczej Gazownictwa na bazie modelu ekonometrycznego dla 6 Operatorów Systemu Dystrybucyjnego gazu w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. Zgodnie z założeniami wypracowany model miał obowiązywać przez kolejne trzy lata taryfowe 2012 -2014. W roku 2012 został przez Regulatora czasowo zawieszony, a następnie w związku z konsolidacją sektora dystrybucji gazu w Polsce, która formalnie nastąpiła w dniu 1 lipca 2013 roku, zaniechany - pozostając modelem teoretycznym.

W obu powyższych przypadkach mowa jest o dużych jednostkach gospodarczych funkcjonujących w warunkach monopolu naturalnego . Natomiast na dzień dzisiejszy w sektorze MŚP nie

funkcjonuje żadne rozwiązanie empiryczne w procesie regulacji działalności koncesjonowanej. Brakuje także dostępnej literatury w tym przedmiocie.

Efektorem dotychczasowych prac Autora nad opracowaniem Modelu dla sektora energetycznego jest stworzenie wstępnej koncepcji Modelu regulacyjnego. Zgodnie z założeniami Model składa się z dwóch elementów (podmodeli). Pierwszy to podmodel benchmarkingowy (model porównawczy efektywności kosztowej), który na podstawie danych dotyczących historycznych kosztów, informacji o majątku oraz współczynników kosztochłonności pozwoli na porównanie efektywności kosztowej poszczególnych przedsiębiorstw objętych badaniem i na określenie ich indywidualnych wskaźników efektywności kosztowej. Drugim elementem jest podmodel prognozy przychodu regulowanego, w którym, z uwzględnieniem danych zawartych w podmodelu benchmarkingowym, prognozowane będą koszty, zwrot z kapitału, przychód regulowany oraz średnie ceny dla poszczególnych lat prognozy.

### **Podmodel benchmarkingowy**

Podmodel benchmarkingowy służy do oceny efektywności kosztowej przedsiębiorstw objętych badaniem i ma na celu porównanie historycznej efektywności przedsiębiorstw oraz wyznaczenie potencjalnej luki efektywności kosztowej do redukcji w kolejnych latach taryfowych.

Porównanie historycznej efektywności przedsiębiorstw dokonywane jest poprzez:

- a) analizę historycznych kosztów operacyjnych zależnych działalności koncesjonowanej (bez amortyzacji, podatków i opłat oraz różnicy bilansowej),
- b) analizę kluczowych parametrów, od których zależy kształtowanie się kosztów zależnych przedsiębiorstw,
- c) kalkulację mierników oceny efektywności kosztowej dla każdego z przedsiębiorstw, przeprowadzaną na bazie historycznych kosztów w podziale na obszary oraz parametrów przypisanych do tych obszarów.

Wyznaczenie potencjalnej luki efektywności kosztowej do redukcji w kolejnych latach następuje poprzez:

- a) kalkulację luki w danym obszarze kosztowym w stosunku do założonego poziomu odniesienia, która dokonywana będzie na bazie mierników efektywności przypisanych do danego obszaru oraz wag mierników w obszarze,
- b) kalkulację luki kosztowej na poziomie danego przedsiębiorstwa, która dokonywana będzie na bazie luk efektywności w poszczególnych obszarach oraz wag obszarów w ramach przedsiębiorstwa.

Podmodel benchmarkingowy do oceny efektywności kosztowej zasilany jest przez trzy grupy danych: dane kosztowe, dane operacyjne oraz wagi.

Dane kosztowe obejmują koszty operacyjne zależne działalności koncesjonowanej podzielone na poszczególne grupy (wstępnie proponuje się w ramach unifikacji):

1. eksploatacja infrastrukturalnych urządzeń techniczny (szczegółowy podział będzie zależny od specyfiki danej grupy przedsiębiorstw objętych badaniem),
2. handlowa obsługa odbiorców,
3. zarządzanie przepływami energii (w zależności od grupy badanych przedsiębiorstw - elektrycznej, ciepłej, paliwa gazowego),
4. działalność dodatkowa.

W celach weryfikacyjnych w ramach modelu zamieszczone zostały również koszty dotyczące obszaru tzw. działalności niekoncesjonowanej oraz wartości kosztów operacyjnych niezależnych (koszty amortyzacji, koszty podatków i opłat oraz koszty różnicy bilansowej).

Dane operacyjne obejmują kluczowe parametry dotyczące działalności operacyjnej przedsiębiorstw, które w ramach modelu stanowią parametry oceny efektywności kosztowej w poszczególnych obszarach działalności (tzw. drivers). Obejmują następujące parametry główne jak np.: długość sieci energetycznej, liczba obiektów infrastrukturalnych jak stacje transformatorowe, ciepłownie, stacje redukcyjne gazu, liczba odbiorców, wolumen przesłanej energii wraz z podparametrami oraz ich współczynnikami kosztochłonności. Dane dotyczące wag obejmują z kolei wagi poszczególnych mierników kosztowych oraz wagi obszarów działalności operacyjnej.

Kalkulacja mierników oceny efektywności kosztowej przedsiębiorstw dokonywana jest na bazie skorygowanych wartości parametrów (np. skorygowanej długości sieci energetycznej), ponieważ parametry będące nośnikiem kosztów w ramach różnych przedsiębiorstw są zróżnicowane pod wieloma względami (np. długość sieci można zróżnicować pod kątem zastosowanego materiału, wieku sieci, warunków terenowych położenia sieci).

Do kalkulacji skorygowanych wartości parametrów służą z kolei tzw. współczynniki korygujące, które odzwierciedlają fakt, iż dane podparametry w ramach danego parametru (np. długość sieci w podziale na ciśnienie średnie i ciśnienie niskie w przypadku sieci gazowych) cechują się różną kosztocłonnością. Dla przykładu kalkulacja skorygowanego parametru długości sieci energetycznej może kształtować się następująco:

*Długość sieci skorygowana = Długość sieci nominalna x Współczynnik korygujący dot. wieku sieci x Współczynnik korygujący dot. materiału sieci x Współczynnik korygujący dot. położenia sieci*

Natomiast kalkulacji współczynników korygujących w ramach danej podgrupy można dokonać poprzez ustalenie kosztocłonności poszczególnych podparametrów składających się na dany parametr. Zostaje ona określona w sposób empiryczny (przy założeniu, że podparametrowi o najniższej kosztocłonności w ramach danej grupy nadawany będzie wskaźnik 1, zaś w przypadku pozostałych podparametrów wskaźnik kosztocłonności jest kalkulowany jako relacja jednostkowej kosztocłonności tego parametru do parametru o najniższej kosztocłonności) dla poszczególnych przedsiębiorstw objętych badaniem i w modelu wykorzystywana jest w wartościach uśrednionych. Przykładowa kalkulacja współczynników korygujących na przykładzie grupy podparametrów napięcie sieci dla przedsiębiorstw elektroenergetycznych prezentuje się następująco:

*Współczynnik korygujący dot. napięcia sieci = Udział sieci wysokiego napięcia w długości sieci ogółem (%) x Wskaźnik kosztocłonności dla sieci wysokiego napięcia + Udział sieci niskiego napięcia w długości sieci ogółem (%) x Wskaźnik kosztocłonności dla sieci niskiego napięcia*

W modelu benchmarkingowym zostają zdefiniowane mierniki, które z kolei zostają przypisane do zidentyfikowanych obszarów kosztowych. Jeżeli w trakcie kolejnych analiz okaże się, że istnieją zbyt duże różnice w specyfice poszczególnych grup przedsiębiorstw energetycznych uniemożliwiające unifikację tj. na przykład pomiędzy przedsiębiorstwem sieciowym gazu a sieciowym ciepłowniczym obszary kosztowe zostaną wyznaczone dla każdej z grupy objętej badaniem odrębnie.

Mierniki oceny efektywności kosztowej wyliczane będą jako stosunek wartości kosztów danego obszaru działalności do skorygowanej wartości parametru (np. koszt obszaru eksploatacja infrastrukturalnych urządzeń techniczny / skorygowana długość sieci).

Punktem odniesienia dla tak skalkulowanych mierników będzie mediana z wartości danego miernika skalkulowana dla wszystkich przedsiębiorstw objętych badaniem w danym roku. Zatem luka efektywności kosztowej jest różnicą pomiędzy wartością mediany wszystkich mierników a wartością miernika dla danego przedsiębiorstwa.

W procesie wyznaczania luki efektywności brane będą pod uwagę jedynie ujemne odchylenia od mediany, ponieważ głównym zadaniem modelu oceny efektywności kosztowej jest identyfikacja tylko tych obszarów, w których przedsiębiorstwa będą wykazywać efektywności na poziomie niższym niż mediana.

W przypadku, gdy w ramach danego obszaru kosztowego kalkulowanych będzie więcej niż jeden miernik oceny efektywności (np. koszt eksploatacji infrastrukturalnych urządzeń techniczny/km sieci), dokonywany będzie proces „ważenia” skalkulowanych luk (odchyleń) efektywności na poziomie poszczególnych mierników. Wykorzystywane będą do tego wagi mierników w ramach obszarów, które będą ustalone jako wartości średnie na bazie wag ustalonych dla przedsiębiorstw objętych badaniem.

Ostatnim etapem w procesie oceny efektywności będzie wyznaczenie luk (odchyleń) efektywności kosztowej na poziomie poszczególnych przedsiębiorstw, tj. z uwzględnieniem wszystkich przyjętych do modelu obszarów kosztowych. W tym celu wykorzystywane będą skalkulowane wcześniej luki efektywności na poziomie poszczególnych obszarów oraz wagi obszarów w ramach poszczególnych przedsiębiorstw. Łączna luka efektywności danego przedsiębiorstwa będzie więc sumą iloczynów jego luk efektywności na poziomie obszarów oraz odpowiadających im wag. Wagi obszarów będą skalkulowane na bazie udziału kosztów danego obszaru w sumie kosztów wszystkich obszarów.

Podsumowując łączna luka efektywności będzie średnią z luk wyznaczonych dla lat będących przedmiotem analizy i funkcjonować będzie w modelu prognozy przychodu regulowanego jako wskaźnik X, czyli wskaźnik efektywności kosztowej.

### **Podmodel prognozy przychodu regulowanego**

Opracowywany Model regulacyjny ma na celu szacowanie oraz analizę składowych przychodu regulowanego na poszczególne lata objęte badaniem, w szczególności zwrotu z kapitału zaangażowanego, kosztów operacyjnych zależnych oraz kosztów amortyzacji, podatków i różnicy bilansowej, oraz oszacowanie średnich cen regulowanych na kolejne lata objęte analizą w oparciu o prognozę wolumenu oraz przychodu regulowanego. Stawki te służyć mają wyłącznie do celów poglądowych i jako podstawa do negocjacji z Regulatorem.

Założenia ogólne Modelu obejmuje:

- prognozę inflacji,
- planowaną ścieżkę optymalizacji kosztów operacyjnych zależnych - wskaźnik X,
- planowaną ścieżkę zmiany skali działalności- wskaźnik Y,
- różne warianty dojścia do pełnego zwrotu z zaangażowanego kapitału.

Model wykorzystuje również dane źródłowe pochodzące od poszczególnych przedsiębiorstw objętych badaniem a dotyczące działalności koncesjonowanej:

- koszty operacyjne zależne – wykonanie w roku n (np.: 2014), stanowiące bazę kosztową na następne okresy prognostyczne (tzw. OPEX0),
- prognozę kosztów amortyzacji oraz kosztów podatków i opłat,
- wartość bilansową rzeczowych aktywów trwałych oraz WNIP netto na koniec roku n, służącą do wyznaczenia Wartości Regulacyjnej Aktywów (WRA),
- prognozowane nakłady inwestycyjne,
- prognozowany wolumen dostaw energii,
- prognozowane dane operacyjne służące do wyznaczenia planowanej zmiany skali działalności.

Kalkulacja przychodu regulowanego dokonywana jest w podziale na: zwrot z zaangażowanego kapitału, koszty operacyjne zależne, amortyzację, podatki i opłaty.

Poniżej podano przykład prognozy kosztów operacyjnych zależnych. Koszty operacyjne zależne, obejmujące koszty usług obcych, materiałów i energii, wynagrodzeń, świadczeń na rzecz pracowników oraz pozostałe koszty rodzajowe, prognozowane są w oparciu o wyjściowy poziom tych kosztów (tzw. OPEX0), którym jest wykonanie kosztów operacyjnych zależnych z roku n. W ramach zakładanego okresu regulacji koszty operacyjne zależne indeksowane są wg wzoru:

$$OPEX_n = OPEX_{n-1} \times [ 1 + ( RPI_n + X_n + Y_n ) ]$$

gdzie:

OPEX<sub>n</sub> - koszty operacyjne zależne,

OPEX<sub>n-1</sub> - koszty operacyjne zależne uznane do kalkulacji taryfy w poprzednim roku taryfowym,

RPI<sub>n</sub> - średnioroczny wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych ustalony na bazie założeń przyjętych przez Radę Ministrów do opracowania projektu budżetu Państwa na dany rok,

X<sub>n</sub> - indywidualny wskaźnik efektywności kosztowej,

Y<sub>n</sub> - wskaźnik zmiany skali działalności poszczególnych przedsiębiorstw.

Koszty podatków i opłat oraz amortyzacji prognozowane będą w oparciu o plany kosztów przygotowane przez poszczególne przedsiębiorstwa niezależnie.

Z kolei prognoza zwrotu z zaangażowanego kapitału w oparciu o badania wstępne dobrych praktyk regulacyjnych na rozwiniętych rynkach energetycznych zostanie przeprowadzona w oparciu o wariant, w którym zwrot z kapitału jest elementem domykającym prognozy pozostałych składowych przychodu regulowanego przy jednoczesnym zakładanym procentowym maksymalnym przyroście przychodu regulowanego. Ilustrację powyższego założenia stanowi wzór:

$$\text{Zwrot} = PR - (OPEX + A + P)$$

gdzie:

Zwrot - zwrot na zaangażowanym kapitale,

PR - przychód regulowany dla danego roku

OPEX - koszty operacyjne zależne

A - amortyzacja

P – podatki i opłaty

Jak wspomniano we wstępie celem niniejszego opracowania jest przedstawienie nowatorskiego narzędzia budowania wartości przedsiębiorstwa energetycznego działającego na rynku regulowanym. Nowatorstwo rozwiązania polega z jednej strony na znalezieniu w oparciu o empiryczne narzędzie kompromisu pomiędzy dążeniem przez państwo do obniżenia cen energii, a

z drugiej strony zapewnienie właścicielom przedsiębiorstwa energetycznego działającego na rynku regulowanym zwrotu z inwestycji przewyższającej koszt kapitału. Prezentowany model regulacyjny stwarza także szansę dla sprawniejszego i bardziej klarownego przebiegu procesu negocjacji taryf, ukazując przejrzyste intencje i cele wszystkich podmiotów mających swój udział w procesie ich zatwierdzenia.

## Literatura

1. Węgrzyn Adam, Wieloletni model regulacji spółek gazownictwa jako przykład narzędzia budowania wartości koncernu multienergetycznego na przykładzie grupy kapitałowej PGNIG SA, Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego. Finanse. Rynki finansowe. Ubezpieczenia, 2013, nr 60, s. 335—343
2. Węgrzyn Adam, Wieloletni model regulacji jako narzędzie zarządzania wartością przedsiębiorstwa na przykładzie operatorów systemu dystrybucyjnego gazu, Wrocław 2013, Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu nr 291, s.552-563,
3. Zaleski Przemysław, Regulacja cen w energetyce. Zalety i wady modeli taryfowania, Energia Elektryczna nr 6/2010
4. Wróbel-Rotter Renata, Osiewalski Jacek, Bayesowski model efektów losowych w analizie efektywności kosztowej (na przykładzie elektrowni i elektrociepłowni polskich), Przegląd Statystyczny, 2002 nr 49, s. 47-68
5. Osiewalski, Jacek, Wróbel-Rotter Renata, Model ekonometryczny: narzędzie oceny efektywności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, nr 1 2012, s. 9-23
6. Węgrzyn Adam, Benchmarking. Nowoczesna metoda doskonalenia przedsiębiorstwa, Oficyna Wydawnicza Antykwa, Kluczbork–Wrocław, 2000

*Dr Adam Węgrzyn jest ekspertem w zakresie finansów przedsiębiorstw, zajmuje się zagadnieniami energetyki gazowej, obecnie jest pracownikiem naukowym Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu oraz Prezesem Zarządu Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych we Wrocławiu.*