

PRACE NAUKOWE

Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu

RESEARCH PAPERS

of Wrocław University of Economics

291

Rachunkowość a controlling

Redaktorzy naukowi

Edward Nowak

Maria Nieplowicz



Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu
Wrocław 2013

Redaktor Wydawnictwa: Barbara Majewska
Redakcja techniczna i korekta: Barbara Łopusiewicz
Łamanie: Adam Dębski
Projekt okładki: Beata Dębska

Publikacja jest dostępna w Internecie na stronach:
www.ibuk.pl, www.ebscohost.com,
The Central and Eastern European Online Library www.ceeol.com,
a także w adnotowanej bibliografii zagadnień ekonomicznych BazEkon
http://kangur.uek.krakow.pl/bazy_ae/bazekon/nowy/index.php

Informacje o naborze artykułów i zasadach recenzowania znajdują się
na stronie internetowej Wydawnictwa
www.wydawnictwo.ue.wroc.pl

Kopiowanie i powielanie w jakiegokolwiek formie
wymaga pisemnej zgody Wydawcy

© Copyright by Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu
Wrocław 2013

ISSN 1899-3192
ISBN 978-83-7695-389-2

Wersja pierwotna: publikacja drukowana
Druk: Drukarnia TOTEM

Spis treści

Wstęp	11
Małgorzata Białas , Wpływ rozbieżności między wynikiem liczonym metodą memoriałową i kasową na wycenę rynkową przedsiębiorstw.....	13
Adam Bujak , Pomiar efektywności systemu rachunkowości przedsiębiorstwa w oparciu o wskaźniki wykorzystania zasobów.....	23
Halina Buk , Koszty kalkulowane w taryfie energii elektrycznej.....	33
Andrzej Bytniewski , Podsystem CRM jako instrument rachunkowości zarządczej i controllingu.....	43
Michał Chalastra , Rachunek zysków i strat a wymogi zarządzania strategicznego.....	54
Halina Chłodnicka, Grzegorz Zimon , Wpływ kosztów upadłości na rentowność podmiotu gospodarczego	66
Marlena Ciechan-Kujawa , Koncepcja pomiaru odpowiedzialności społecznej przedsiębiorstw w sferze personalnej	82
Ksenia Czubakowska , Planowanie i kontrola w controllingu.....	94
Marcin Czyczerski , Wpływ funkcji personalnej na efektywność controllingu	106
Michał Dyk , Prognozowanie przychodów i kosztów według Boxa-Jenkinsa	115
Wiktor Gabrusewicz , Atrybuty współczesnego rachunku kosztów	125
Stanisław Gędek , Instrumenty wspomagające decyzje krótkookresowe w gospodarstwie rolnym	135
Robert Golej , Selekcja projektów nowych produktów w controllingu innowacji.....	147
Bartosz Góralski , Wycena marki metodą Brand-driven Earnings.....	160
Beata Iwasieczko , Wartość organizacji gospodarczej a efektywność IT a Cloud computing.....	169
Elżbieta Janczyk-Strzała , Perspektywy, bariery i możliwości rozwoju controllingu w uczelniach niepublicznych w świetle wyników badań.....	178
Krzysztof Piotr Jasiński , Wdrażanie controllingu ds. zarządzania ryzykiem w przedsiębiorstwie branży motoryzacyjnej.....	188
Magdalena Jaworzyńska , Wykorzystanie controllingu w praktyce zakładów opieki zdrowotnej.....	198
Marcin Jędrzejczyk , Rola produktywności pracy w planowaniu i controllingu działalności przedsiębiorstwa produkcyjnego	208
Angelika Kaczmarczyk , Zarządzanie kosztami w aspekcie wyceny bilansowej	219
Ilona Kędzierska-Bujak , Zbilansowana karta wyników a kompleksowa karta wyników i zarządzanie przez otwarte księgi – wybrane zagadnienia	227

Marcin Klinowski , Biuro wsparcia projektów jako nowy wymiar rachunkowości zarządczej	238
Marta Kołodziej-Hajdo , Koszty logistyki w procesie zarządzania przedsiębiorstwem	246
Ewelina Agnieszka Koltun, Anetta Kadej , Zastosowanie wskaźnika proporcji przy podatku naliczonym w spółdzielni mieszkaniowej	255
Robert Kowalak , Controlling w zakładzie gospodarowania odpadami	265
Mieczysław Kowerski , Dywidenda a wynik finansowy w ostatnim roku obrotowym	278
Wojciech Dawid Krzeszowski , Opodatkowanie wniesienia aportu lub sprzedaży zorganizowanej części przedsiębiorstwa	289
Jarosław Kujawski , Problemy językowe w Earned Value Management	298
Justyna Kulikowska , Controlling jakości jako instrument zarządzania przedsiębiorstwem	308
Paweł Kuźdowicz, Dorota Kuźdowicz , Integracja rachunkowości finansowej i zarządczej w systemie ERP	319
Mirosława Kwiecień , Paradygmaty współczesnej rachunkowości a controlling	331
Zbigniew Leszczyński , Narzędzia rachunkowości zarządczej w zintegrowanym programie redukcji kosztów w przedsiębiorstwie produkcyjnym	341
Grzegorz Lew, Paulina Wojtowicz-Maryjka , Optymalizacja kosztów działalności w grupach zakupowych	353
Paweł Malinowski, Małgorzata Kutylowska , Benchmarking jako nowoczesne narzędzie zarządzania w sektorze wodociągów i kanalizacji – Polska na tle innych krajów europejskich	364
Bożena Nadolna , Problemy walidacji badań jakościowych w rachunkowości zarządczej	380
Bartłomiej Nita , Stopa wzrostu przedsiębiorstwa w kontekście planowania finansowego	393
Michał Pietrzak , Potrzeba kontroli zarządczej w publicznych szkołach wyższych	404
Katarzyna Piotrowska , Rola rachunkowości w dostarczaniu informacji o procesach innowacyjnych zarządzającemu	415
Michał Poszwa , Koszty w rachunku wyniku podatkowego	425
Krzysztof Prymon , Praktyczne problemy ujmowania kosztów i przychodów z działalności rolniczej w aspekcie wprowadzenia podatku dochodowego w rolnictwie. Wyniki badań	435
Jolanta Rubik , Wybrane elementy controllingu w PKP SA	446
Paweł Rumniak , Jeden raport	457
Dariusz Ryszard Rutowicz , Strategia, model biznesowy i rachunkowość zarządcza jako komplementarne narzędzia identyfikujące źródła wartości przedsiębiorstwa	469

Marzena Rydzewska-Włodarczyk , Teoretyczne aspekty pomiaru wartości publicznej jednostek samorządu terytorialnego	481
Radosław Ryńca , Czynniki mające wpływ na ocenę projektów badawczych realizowanych w uczelni przez instytucje finansujące projekty oraz podmioty współpracujące z szkołą wyższą	494
Aleksandra Sulik-Górecka , Systemy wczesnego ostrzegania w controllingu strategicznym	503
Alfred Szydelko , Rola księgowego w controllingu przedsiębiorstwa	512
Łukasz Szydelko , Rachunkowość w przedsiębiorstwie zorientowanym procesowo – wybrane zagadnienia	522
Magdalena Szydelko , Benchmarking jako narzędzie wspomagające controlling w obszarze logistyki	531
Joanna Świerk , Wykorzystanie strategicznej karty wyników w procesie implementacji strategii uczelni wyższej na przykładzie UMCS	541
Adam Węgrzyn , Wieloletni model regulacji jako narzędzie zarządzania wartością przedsiębiorstwa na przykładzie operatorów systemu dystrybucyjnego gazu	552
Marcin Wierziński , Zasady analizy kosztów łańcucha wartości	564

Summaries

Małgorzata Białas , The effect of divergence between results calculated on an accrual basis and cash basis for market valuation of companies	22
Adam Bujak , The efficiency measurement of the enterprise's accounting system based on the resource-use indicators	32
Halina Buk , Calculated costs in the tariff of electric energy	42
Andrzej Bytniewski , CRM subsystem as an instrument of management accounting and controlling	53
Michał Chalastra , Profit and loss account and the requirements of strategic management	65
Halina Chłodnicka, Grzegorz Zimon , The impact of bankruptcy costs on profitability of an economic entity	81
Marlena Ciechan-Kujawa , The concept of measuring corporate social responsibility in the area of human resources	93
Ksenia Czubakowska , Planning and control in controlling	105
Marcin Czyczerski , The impact of HR function on the efficiency of controlling	114
Michał Dyk , Forecasting of incomes and costs with the method of Box-Jenkins	124
Wiktor Gabrusewicz , The attributes of modern cost accounting	134
Stanisław Gędek , Instruments supporting short time farms decisions	146

Robert Golej , Projects selection of new products in innovation controlling ..	159
Bartosz Góralski , Brand-driven Earnings method in trademark valuation ...	168
Beata Iwasieczko , Value Based Management versus effectiveness of Information Technology (IT) versus Cloud Computing.....	177
Elżbieta Janczyk-Strzała , Perspectives, barriers and opportunities for controlling in non-public Higher Education Institutions (HEIs) in view of the research results	187
Krzysztof Piotr Jasiński , Implementation of controlling for risk management in the company of the automotive industry	197
Magdalena Jaworzyńska , The use of controlling in health care units.....	207
Marcin Jędrzejczyk , Wage productivity in budgeting and controlling of the manufacturing company.....	218
Angelika Kaczmarczyk , Costs management in terms of balance sheet valuation	226
Iłona Kędzierska-Bujak , Balanced Scorecard versus Total Performance Scorecard and Open Book Management – selected issues.....	237
Marcin Klinowski , Project Support Office as a new dimension of management accounting.....	245
Marta Kołodziej-Hajdo , Logistics costs in the process of business management.....	254
Ewelina Agnieszka Kołtun, Anetta Kadej , The application of tax ratio accrued in the housing cooperative	264
Robert Kowalak , Controlling for the waste disposal plants	277
Mieczysław Kowerski , Dividend and the earnings in the last fiscal year	288
Wojciech Dawid Krzeszowski , Taxation of a contribution in kind or of the sales of an organized part of an enterprise.....	297
Jarosław Kujawski , Linguistic problems in Earned Value Management.....	307
Justyna Kulikowska , Quality controlling as an instrument in the company management.....	318
Paweł Kuźdowicz, Dorota Kuźdowicz , Integration of financial and managerial accounting in an ERP system.....	330
Mirosława Kwiecień , The paradigms of contemporary accounting vs. controlling	340
Zbigniew Leszczyński , Managerial accounting tools in integrated cost reduction program in production company	352
Grzegorz Lew, Paulina Wojtowicz-Maryjka , Cost optimization in purchasing groups.....	363
Paweł Malinowski, Małgorzata Kutyłowska , Benchmarking as a modern management instrument in water and sewage companies – Poland in comparison to European countries.....	379
Bożena Nadolna , Problems of validation of qualitative research in management accounting.....	392

Bartłomiej Nita , Corporate growth rate in the context of financial planning	403
Michał Pietrzak , The need of managerial control in public universities	414
Katarzyna Piotrowska , The role of accounting in providing a manager with information about innovation processes.....	424
Michał Poszwa , Costs in the tax result statement	434
Krzysztof Prymon , Practical aspects of presenting of costs and incomes concerned with agricultural activities in the context of income tax in agriculture. Research results	445
Jolanta Rubik , Chosen elements of controlling in PKP S.A.	456
Paweł Rumniak , One report.....	468
Dariusz Ryszard Rutowicz , Strategy, business model and management accounting as a set of complementary tools used for identifying sources of enterprise value.....	480
Marzena Rydzewska-Włodarczyk , Theoretical aspects of measuring public value of local government units.....	493
Radosław Ryńca , Factors affecting the evaluation of research projects at the university by funding agencies and entities cooperating with the institution of higher education	502
Aleksandra Sulik-Górecka , Early warning systems in strategic controlling	511
Alfred Szydelko , The role of an accountant in company controlling	521
Łukasz Szydelko , Accounting in process-oriented company – selected issues.....	530
Magdalena Szydelko , Benchmarking as a tool for supporting of controlling in the logistics area	540
Joanna Świerk , Using the Balanced Scorecard to implement the strategy of university on the example of UMCS	551
Adam Węgrzyn , The long term model of regulation as the tool in enterprise value management on the base of example of gas transmission operators	563
Marcin Wierzbiński , The rules of value chain cost analysis	577

Adam Węgrzyn

Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu

WIELOLETNI MODEL REGULACJI JAKO NARZĘDZIE ZARZĄDZANIA WARTOŚCIĄ PRZEDSIĘBIORSTWA NA PRZYKŁADZIE OPERATORÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO GAZU

Streszczenie: Celem artykułu jest prezentacja założeń i korzyści wynikających z wdrożenia wieloletniego modelu regulacji operatorów systemów dystrybucyjnych gazu w Polsce. Ten ekonometryczny model oparty na benchmarkingu kosztu jednostkowego procesów biznesowych został po raz pierwszy w historii polskiego gazownictwa zaakceptowany przez URE i stanowi pionierskie rozwiązanie w polskiej energetyce. Model zapewnia: pewność wzrostu przychodu regulowanego w ciągu trzech kolejnych lat, zmniejszenie luki na zwrocie z kapitału, neutralizację ryzyka deprecjacji taryfowych stawek opłat za usługi dystrybucji. Model regulacji stwarza szansę sprawniejszego i klarownego przebiegu negocjacji taryf dystrybucyjnych i stanowi ważne narzędzie w procesie budowania wartości polskiego sektora dystrybucji gazu.

Słowa kluczowe: zarządzanie wartością przedsiębiorstwa, koszty, model regulacyjny.

1. Wstęp

W obliczu liberalizacji rynku gazu w Polsce Zarząd Grupy Kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA – monopolisty na polskim rynku poszukiwań, wydobywania, obrotu i dystrybucji gazu – podjął decyzję o wdrożeniu „Programu budowy wartości Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009-2015”.

W ramach tego programu na bazie przeprowadzonych analiz przyjęto założenie, iż jednym z podstawowych segmentów działalności GK PGNiG, który w istotny sposób wpływa na możliwość budowania wartości ekonomicznej Grupy – jest obszar dystrybucji gazu¹. Analiza obecnej efektywności poszczególnych spółek gazownic-

¹ Na potrzeby niniejszego artykułu przyjęto, że dystrybucja gazu to przesył gazu siecią gazociągów wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia do odbiorców indywidualnych i korporacyjnych. Dystrybucją gazu w Polsce zajmuje się sześć spółek dystrybucyjnych: Dolnośląska Spółka Dystrybucyjna z siedzibą we Wrocławiu, Wielkopolska Spółka Gazownictwa z siedzibą w Poznaniu, Pomorska Spółka Gazownictwa z siedzibą w Gdańsku, Mazowiecka Spółka Gazownictwa z siedzibą w Warsza-

twa (SG) pokazała, iż wyniki ekonomiczne osiągnięte przez segment dystrybucji GK PGNiG są niesatysfakcjonujące. W przypadku spółek gazownictwa analizy wykazały, iż osiągnięte wyniki ekonomiczne nie pokrywają całkowitego kosztu kapitału zaangażowanego przez właściciela. Po wyłączeniu odwrócenia odpisu z tytułu trwałej utraty wartości majątku spółek gazownictwa wskaźnik ekonomicznej wartości dodanej (EVA) dla SG za rok 2010 wykazał wartość ujemną (116,26 mln zł). Także zwrot na średnim ważonym kapitale² za rok 2010 na poziomie 7,67% oraz rentowność kapitałów własnych (ROE) na poziomie 6,57% są wartościami poniżej stopy zwrotu WACC wymaganej przez inwestorów dla branży utilities.

Jednym ze strategicznych celów biznesowych, jaki został postawiony zarządowi SG jest zapewnienie do roku 2015 zwrotu na średnim ważonym kapitale (ROACE) oraz rentowności kapitałów własnych (ROE) na poziomie nie mniejszym niż średnioważony koszt kapitału netto ($WACC_{\text{post-tax}}$), który obecnie wynosi 8,03% oraz wygenerowanie do roku 2015 dodatniej wartości ekonomicznej (EVA). Zważywszy na obecny poziom wskaźników ROACE, ROE i EVA zadanie to jest bardzo ambitne i wymaga podjęcia zdecydowanych działań.

Wzrost obu prezentowanych wskaźników budowania wartości – zarówno EVA, jak i ROCE – do poziomu akceptowalnego przez właściciela zdeterminowany jest z kolei przez dynamiczny wzrost wyniku na działalności operacyjnej EBIT (w przypadku ROE dodatniego wyniku finansowego netto). Wzrost poziomu EBIT możliwy jest albo poprzez wzrost przychodów ze sprzedaży albo redukcję kosztów działalności operacyjnej albo, co jest sytuacją optymalną i najbardziej pożądaną, poprzez wzrost przychodów i redukcję kosztów równocześnie.

W związku z powyższym w ramach Programu budowy wartości GK PGNiG na lata 2009-2015 spółki gazownictwa zostały zobowiązane do realizacji tzw. Inicjatywy 9 – Optymalizacja kosztów operacyjnych obszaru dystrybucji oraz Inicjatywy 8 – Maksymalizacja zwrotu z zaangażowanego kapitału w obszarze dystrybucji.

Czynnikami negatywnie wpływającymi na osiągnięte dotychczas przez SG wyniki ekonomiczne są m.in.:

- brak możliwości uwzględnienia w przychodzie regulowanym pełnego zwrotu z zaangażowanego kapitału (tzw. luka zwrotu z zaangażowanego kapitału),
- brak możliwości uwzględnienia w przychodzie regulowanym pełnej wartości amortyzacji (tzw. luka amortyzacji),
- brak możliwości uwzględnienia w przychodzie regulowanym pełnej wartości kosztów operacyjnych (tzw. luka kosztów operacyjnych).

wie, Karpacka Spółka Gazownictwa z siedzibą w Tarnowie oraz Górnośląska Spółka Gazownictwa z siedzibą w Zabrze. Podstawowym zadaniem Spółek Gazownictwa jest pełnienie funkcji operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), tzn. eksploatacja sieci gazowej, rozwój systemu gazowniczego oraz przyłączanie nowych klientów. Przychód z działalności koncesjonowanej spółek regulowany jest przez Urząd Regulacji Energetyki (URE).

² Zwrot na średnim ważonym kapitale ROACE rozumiany jako EBIT/zaangażowany kapitał.

W związku z tym uznano konieczność podjęcia działań z jednej strony w kierunku optymalizacji kosztów operacyjnych obszaru dystrybucji, ze szczególnym uwzględnieniem kosztów, które w procesie taryfowania nie są uznawane przez Prezesa URE jako koszty uzasadnione dla celów taryfowych, z drugiej zaś strony w kierunku zapewnienia wzrostu przychodów poprzez wynegocjowanie z URE stawek taryfowych zapewniających pokrycie kosztów działalności koncesjonowanej oraz alokację należnego przedsiębiorstwom energetycznym zwrotu z kapitału³.

Jak już wspomniano realizacja powyższych zamierzeń odbywa się poprzez implementację działań przewidzianych w ramach:

- **Inicjatywy 9** – Optymalizacja kosztów operacyjnych obszaru dystrybucji, której przedmiotem jest wdrożenie Programu optymalizacji kosztów w spółkach gazownictwa. Zakres wdrożenia Inicjatywy 9 w latach 2010-2011 obejmuje ok. 60% luki kosztów operacyjnych z taryf nr 2 spółek gazownictwa.
- **Inicjatywy 8** – Maksymalizacja zwrotu z zaangażowanego kapitału w obszarze dystrybucji, której przedmiotem jest wypracowanie długoterminowego modelu regulacji obszaru dystrybucji, w tym uzgodnienie z Prezesem URE podejścia do określania uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych spółek gazownictwa oraz wprowadzenie taryf wieloletnich, zapewniających osiągnięcie pokrycie kosztów działalności koncesjonowanej i pełny zwrot z zaangażowanego kapitału w oparciu o MSR-ową wartość regulacyjną aktywów.

Cel nadrzędny Inicjatywy 9 w zakresie optymalizacji kosztów na lata 2010 i 2011 sformułowano następująco:

- w roku 2010 – obniżenie poziomu kosztów działalności koncesjonowanej spółek o 25% luki kosztów operacyjnych nieujętych w taryfie,
- w roku 2011 – obniżenie poziomu kosztów działalności koncesjonowanej spółek o kolejne 35% luki kosztów operacyjnych nieujętych w taryfie.

Z uwagi na fakt, iż niektóre pozycje kosztów operacyjnych to koszty w dużej mierze niezależne od spółek, w tym podatki i opłaty oraz różnica bilansowa, przedmiotem optymalizacji w ramach Inicjatywy 9 powinny być koszty zależne, obejmujące w szczególności: usługi obce, zużycie materiałów i energii, wynagrodzenia, ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia, pozostałe koszty rodzajowe.

Celem głównym niniejszego artykułu jest przedstawienie nowatorskiego narzędzia budowania wartości przedsiębiorstwa publicznego działającego na rynku regulowanym. Celem pośrednim zaś prezentacja założeń i korzyści wynikających z wdrożenia wieloletniego modelu regulacji operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) gazu w Polsce. Model ten został po raz pierwszy w historii polskiego gazownictwa zaakceptowany przez Urząd Regulacji Energetyki i stanowi pionierskie rozwiązanie w polskiej energetyce. Artykuł prezentuje wyniki procesu negocjacyjnego z administracją państwową. W trakcie prac projektowych posługiwano się metodą studiów literaturowych w obszarze analogicznych rozwiązań w ramach energetycz-

³ Co zostało zagwarantowane w art. 45 Ustawy – Prawo energetyczne.

nych rynków regulowanych państw UE. Efektem tych studiów było opracowanie modelu ekonometrycznego opartego na benchmarkingu kosztu jednostkowego procesów biznesowych.

2. Istota wieloletniego modelu regulacji spółek gazownictwa

Spółki gazownictwa we współpracy z Urzędem Regulacji Energetyki wypracowały nowe długookresowe ramy regulacyjne mające na celu zwiększenie stabilności oraz zapewnienie zrównoważonego rozwoju sektora dystrybucji gazu w Polsce.

Zgodnie z założeniami wypracowany model będzie obowiązywał przez kolejne trzy lata taryfowe 2012-2014. Uzgodnione w ramach modelu rozwiązania regulacyjne wprowadzają nową jakość w obszarze taryfowania dystrybucji gazu w Polsce. Dzięki nim tworzy się przewidywalne środowisko dialogu taryfowego pomiędzy operatorami a regulatorem, które będzie stanowić fundament kształtowania taryf dystrybucyjnych.

W poprzednich latach zasady regulacji sektora dystrybucji gazu ziemnego w Polsce cechowały się dużą zmiennością w zakresie głównych założeń i zmiennych kalkulacji taryf dystrybucyjnych. Skutkowało to stanem niepewności u operatorów co do kształtu taryf dystrybucyjnych zatwierdzanych przez regulatora na dany rok taryfowy. Miało to również niekorzystny wpływ na finanse operatorów, gdyż regulator nie dopuszczał możliwości uzyskiwania przez operatorów pełnego zwrotu z zaangażowanego kapitału, a także rokrocznie kwestionował część kosztów działalności koncesjonowanej dla celów taryfowych. Takie krótkoterminowe podejście do kształtowania taryf dystrybucyjnych było również niespójne z dobrymi praktykami regulacyjnymi stosowanymi przez regulatorów w innych krajach europejskich.

Jeszcze przed przystąpieniem do właściwych prac koncepcyjnych w zakresie nowego modelu regulacji sektora dystrybucji gazu w Polsce dokonano przeglądu reżimów regulacyjnych w innych krajach europejskich. Badania te ujawniły szereg dobrych praktyk regulacyjnych ukierunkowanych na zapewnienie zrównoważenia interesów regulatorów oraz firm sieciowych. Praktyki te obejmują:

- Wydłużanie okresów regulacji przedsiębiorstw sieciowych, mające na celu zapewnienie przewidywalności działań regulatorów oraz ich niezmiennosc w danym okresie.
- Stosowanie motywacyjnych (bodźcowych) metod regulacji przedsiębiorstw sieciowych 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 poprzez formułę RPI-X, gdzie wskaźnik X stanowi kompilację różnych zmiennych wpływających na po-

ziom kosztów przedsiębiorstw sieciowych, np. wskaźniki optymalizacji kosztów, wskaźniki zmiany skali działalności itp.).

- Uwzględnianie w kosztach operacyjnych przedsiębiorstw sieciowych działań związanych z wdrażaniem nowych technologii mających na celu m.in. ograniczenie zużycia energii/gazu, monitorowanie zużycia energii/gazu, efektywniejsze zarządzanie siecią (np. *smart metering*, *smart grid* itp.).

Kluczowe wnioski z przeprowadzonej analizy były jednoznaczne – regulacja przedsiębiorstw sieciowych 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 sieciowych powinno być zapewnienie stabilności otoczenia regulacyjnego w długim okresie, co prowadzi do zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego oraz zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowniczego. W tym celu kluczowe jest ustalenie jak najdłuższych okresów regulacyjnych (3-5-letnich), w trakcie których zasady regulacji taryfowej nie ulegają istotnym zmianom.

Właściwe prace koncepcyjne nad wieloletnim modelem regulacji rozpoczęły się pod koniec roku 2010, kiedy to zespoły robocze SG oraz Urzędu Regulacji Energetyki wspólnymi siłami uzgodniły kluczowe cele, zakres i założenia przyszłego modelu. Na wstępie przyjęto, iż poszukiwanie rozwiązań regulacyjnych równoważących oczekiwania zarówno spółek, jak i regulatora będzie kluczowym czynnikiem sukcesu prac nad modelem. Pozostałe założenia prac obejmowały:

- Kompleksowość podejścia ukierunkowaną na wypracowanie kompromisowych rozwiązań we wszystkich istotnych obszarach regulacyjnych (m.in. w obszarze regulacji poziomu uzasadnionych kosztów oraz w obszarze regulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału).
- Bliska i transparentna współpraca spółek gazownictwa i Urzędu Regulacji Energetyki.

Zdefiniowano również cele, jakie powinny przyświecać pracom nad modelem, zarówno z punktu widzenia operatorów, jak i regulatora.

Tabela 1

Cele modelu regulacji	
Spółki gazownictwa	Urząd Regulacji Energetyki
<ul style="list-style-type: none"> • Stworzenie warunków do osiągnięcia rozsądnego poziomu rentowności operacyjnej • Otrzymywanie pełnego zwrotu z godziwej wartości majątku dystrybucyjnego • Zapewnienie obiektywnej oceny efektywności spółek gazownictwa 	<ul style="list-style-type: none"> • Poprawa efektywności kosztowej spółek gazownictwa • Optymalizacja zmiany wysokości taryf dystrybucyjnych • Dostęp do analitycznych narzędzi oceny efektywności spółek gazownictwa

Źródło: opracowanie własne.

Nowy model regulacji Spółek gazownictwa wymagał wypracowania nowych lub doprecyzowania istniejących zasad regulacyjnych w trzech podstawowych obszarach, które obejmują:

- okresy regulacji działalności dystrybucji gazu,
- zasady regulacji uzasadnionego zwrotu z kapitału,
- zasady regulacji uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych.

Wraz z długością okresu regulacyjnego należało opracować zakres założeń oraz parametrów, które pozostałyby niezmiennie podczas całego okresu. W ramach prac nad regulacją zwrotu z kapitału należało ustalić metodę ustalania godziwej wartości zaangażowanego kapitału oraz doprecyzować metodologię kalkulacji średnioważonego kosztu kapitału (WACC). Jeżeli chodzi o wyznaczenie uzasadnionych kosztów operacyjnych, należało dokonać obiektywnej klasyfikacji na koszty zależne oraz niezależne w celu zróżnicowania metod regulacji. W tym obszarze niezwykle istotną kwestią było ustalenie wyjściowego (bazowego) poziomu kosztów operacyjnych zależnych ($OPEX_0$), który byłby podstawą wyznaczania (indeksacji) kosztów na kolejne lata okresu regulacji. Sposób indeksacji kosztów operacyjnych oraz wypracowanie wskaźników indeksujących pozostały kolejnymi istotnymi kwestiami do ustalenia.

3. Założenia i zakres wieloletniego modelu regulacji dystrybucji gazu

Podstawowym rezultatem badań jest elektroniczna wersja arkusza kalkulacyjnego stanowiąca quasi-ekonometryczny model regulacyjny spółek gazownictwa, służący do wsparcia procesu szacowania przychodu regulowanego poszczególnych SG. Model składa się z dwóch elementów. Pierwszy to model benchmarkingowy (model porównawczy efektywności kosztowej), który na podstawie danych dotyczących historycznych kosztów, informacji o majątku oraz współczynników kosztochłonności pozwala na porównanie efektywności kosztowej poszczególnych spółek i na określenie ich indywidualnych wskaźników efektywności kosztowej. Drugim elementem jest model prognozy przychodu regulowanego, w którym, z uwzględnieniem danych zawartych w części benchmarkingowej, prognozowane są koszty, zwrot z kapitału, przychód regulowany oraz średnie ceny dla poszczególnych lat obowiązywania modelu regulacji.

3.1. Model benchmarkingowy

Model benchmarkingowy, który służy do oceny efektywności kosztowej SG, ma na celu:

- porównanie historycznej efektywności spółek za lata 2008-2010,
- wyznaczanie luki efektywności kosztowej SG do redukcji w kolejnych latach taryfowych.

Porównanie historycznej efektywności spółek dokonywane jest poprzez:

a) analizę historycznych kosztów operacyjnych zależnych działalności koncesjonowanej (bez amortyzacji, podatków i opłat oraz różnicy bilansowej) w podziale na siedem obszarów,

b) analizę kluczowych parametrów, od których zależy kształtowanie się kosztów zależnych SG,

c) kalkulację mierników oceny efektywności kosztowej dla każdej spółki, przeprowadzaną na bazie historycznych kosztów w podziale na obszary oraz parametrów przypisanych do tych obszarów (np. koszty eksploatacji gazociągów na kilometr sieci, koszty eksploatacji stacji na jedną stację).

Wyznaczenie 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 jest na bazie mierników efektywności przypisanych do danego obszaru oraz wag mierników w obszarze,

b) kalkulację luki kosztowej na poziomie całej spółki, która dokonywana jest na bazie luk efektywności w poszczególnych obszarach oraz wag obszarów w ramach całej Spółki – pierwotnie zakładano, iż redukcja kosztów spółek dokonywana będzie sukcesywnie przez kolejne lata, w których model miał funkcjonować, jednakże zgodnie z dalszymi ustaleniami z Urzędem Regulacji Energetyki operacja ta została przeprowadzona jednorazowo w pierwszym roku regulacji.

Model oceny efektywności kosztowej zasilają trzy grupy danych i założeń:

- dane kosztowe,
- dane operacyjne,
- wagi.

Dane kosztowe obejmują koszty operacyjne zależne działalności koncesjonowanej podzielone na 7 grup. Są to:

- 1) eksploatacja gazociągów,
- 2) eksploatacja stacji gazowych,
- 3) eksploatacja urządzeń pomiarowych,
- 4) eksploatacja pozostałych urządzeń,
- 5) handlowa obsługa odbiorców,
- 6) zarządzanie przepływami gazu,
- 7) działalność dodatkowa.

W celach weryfikacyjnych w ramach modelu zamieszczone zostały również koszty dotyczące obszaru działalności niekoncesjonowanej, wartości kosztów operacyjnych niezależnych (koszty amortyzacji, koszty podatków i opłat oraz koszty różnicy bilansowej) oraz koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby i zmiana stanu produktów.

Dane operacyjne obejmują kluczowe dane dotyczące działalności operacyjnej spółek, które w ramach modelu stanowią parametry oceny efektywności kosztowej SG w poszczególnych obszarach działalności (tzw. *drivery*). Obejmują one parametry

try główne (długość sieci, ilość stacji gazowych, liczba odbiorców, wolumen dostaw gazu, zamówione moce) wraz z podparametrami oraz ich współczynnikami kosztocłonności.

Dane dotyczące wag obejmują wagi poszczególnych mierników kosztowych oraz wagi obszarów działalności operacyjnej.

Kalkulacja mierników oceny efektywności kosztowej SG dokonywana jest na bazie skorygowanych wartości parametrów (np. skorygowanej długości sieci, skorygowanej liczby stacji gazowych), ponieważ parametry będące nośnikiem kosztów w ramach spółek są zróżnicowane pod wieloma względami, np. długość sieci można zróżnicować pod kątem ciśnienia, materiału, wieku i położenia sieci.

Do kalkulacji skorygowanych wartości parametrów służą tzw. współczynniki korygujące, które odzwierciedlają fakt, iż dane podparametry w ramach danego parametru (np. długość sieci w podziale na ciśnienie wysokie i ciśnienie niskie) cechują się różną kosztocłonnością.

Na przykład kalkulacja skorygowanego parametru długości sieci wygląda następująco:

$$\begin{array}{l} \text{Długość sieci} \\ \text{skorygowana} \\ \text{(średnio-} \\ \text{rocz.)} \end{array} = \begin{array}{l} \text{Długość sieci} \\ \text{nominalna} \\ \text{(średniorocz.)} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{Współczynnik} \\ \text{korygujący dot.} \\ \text{ciśnienia sieci} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{Współczyn-} \\ \text{nik korygują-} \\ \text{cy dot. wieku} \\ \text{sieci} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{Współczyn-} \\ \text{nik korygują-} \\ \text{cy dot.} \\ \text{materiału} \\ \text{sieci} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{Współczyn-} \\ \text{nik korygują-} \\ \text{cy dot.} \\ \text{położenia} \\ \text{sieci} \end{array}$$

Natomiast kalkulacji współczynników korygujących w ramach danej podgrupy dokonano poprzez ustalenie kosztocłonności poszczególnych podparametrów składających się na dany parametr. Została ona określona w sposób empiryczny (przy założeniu, że podparametrowi o najniższej kosztocłonności w ramach danej grupy nadawany jest wskaźnik 1, zaś w przypadku pozostałych podparametrów wskaźnik kosztocłonności jest kalkulowany jako relacja jednostkowej kosztocłonności tego parametru do parametru o najniższej kosztocłonności) przez poszczególne spółki i w modelu wykorzystywana jest w wartościach uśrednionych.

Przykładowa kalkulacja współczynników korygujących na przykładzie grupy podparametrów ciśnienie sieci wygląda następująco:

$$\begin{array}{l} \text{Współczynnik} \\ \text{korygujący dot.} \\ \text{ciśnienia sieci} \end{array} = \begin{array}{l} \text{Udział sieci} \\ \text{wysokiego} \\ \text{ciśnienia w} \\ \text{długości sieci} \\ \text{ogółem (\%)} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{Wskaźnik kosz-} \\ \text{tochłonności dla} \\ \text{sieci wysokiego} \\ \text{ciśnienia} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Udział sieci ni-} \\ \text{skiego ciśnienia} \\ \text{w długości sieci} \\ \text{ogółem (\%)} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{Wskaźnik kosz-} \\ \text{tochłonności dla} \\ \text{sieci niskiego} \\ \text{ciśnienia} \end{array}$$

W modelu benchmarkingowym łącznie zdefiniowano 17 mierników, które zostały przypisane do 7 obszarów kosztowych.

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

Punktem odniesienia dla tak skalkulowanych mierników jest mediana z wartości danego miernika skalkulowanej dla wszystkich 6 spółek w danym roku. Zatem luka efektywności kosztowej jest różnicą pomiędzy wartością mediany wszystkich mierników a wartością miernika dla danej spółki.

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

W przypadku, gdy w ramach danego obszaru kosztowego kalkulowanych jest więcej niż jeden miernik oceny efektywności (np. koszt eksploatacji gazociągów/km sieci, liczbę odbiorców lub wolumen gazu), dokonywany jest proces „ważenia” skalkulowanych luk (odchyleń) efektywności na poziomie poszczególnych mierników. Wykorzystywane są do tego wagi mierników w ramach obszarów, które zostały ustalone jako wartości średnie na bazie wag zaproponowanych przez wszystkie spółki.

Ostatnim etapem w procesie oceny efektywności SG jest wyznaczenie luk (odchyleń) efektywności kosztowej na poziomie całych spółek, tj. z uwzględnieniem wszystkich przyjętych do modelu obszarów kosztowych. W tym celu wykorzystywane są skalkulowane wcześniej luki efektywności na poziomie poszczególnych obszarów oraz wagi obszarów w ramach poszczególnych SG. Łączna luka efektywności danej spółki jest sumą iloczynów jej luk efektywności na poziomie obszarów oraz odpowiadających im wag. Wagi obszarów zostały skalkulowane na bazie udziału kosztów danego obszaru w sumie kosztów wszystkich obszarów.

Podsumowując, łączna luka efektywności jest średnią z luk wyznaczonych dla trzech lat będących przedmiotem analizy (2008-2010) i funkcjonuje w modelu prognozy przychodu regulowanego jako wskaźnik X, czyli wskaźnik efektywności kosztowej.

3.2. Model prognozy przychodu regulowanego

Model regulacyjny SG ma na celu:

- szacowanie oraz analizę składowych przychodu regulowanego w latach 2011-2013, w szczególności zwrotu z kapitału zaangażowanego, kosztów operacyjnych zależnych oraz kosztów amortyzacji, podatków i różnicy bilansowej,
- szacowanie średnich cen dystrybucyjnych poszczególnych SG w latach 2011-2013 w oparciu o prognozę wolumenu oraz przychodu regulowanego. Stawki te służą wyłącznie do celów poglądowych i obrazują dynamikę (zmiany) przeciętnych uzmiennionych stawek dystrybucyjnych na lata 2011-2013.

Założenia ogólne modelu obejmują:

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

Model wykorzystuje również dane źródłowe pochodzące od poszczególnych spółek gazownictwa dotyczące działalności koncesjonowanej, w szczególności:

- koszty operacyjne zależne – wykonanie 2010, stanowiące bazę kosztową na następne okresy prognostyczne (tzw. $OPEX_0$),
- prognozę kosztów amortyzacji oraz kosztów podatków i opłat,
- wartość bilansową rzeczowych aktywów trwałych oraz WNIP netto na koniec roku 2010, służącą do wyznaczenia wartości regulacyjnej aktywów (WRA) wg MSSF,
- prognozowane nakłady inwestycyjne,
- prognozowany wolumen dostaw gazu,
- prognozowany wolumen różnicy bilansowej,
- 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 oraz koszty różnicy bilansowej.

Prognoza zwrotu z zaangażowanego kapitału

W modelu przewidziane zostały cztery warianty prognozy zwrotu z kapitału:

1. Pełen zwrot na bazie WRA wg wartości MSSF (wysokość pełnego zwrotu skalkulowana w oparciu o prognozowaną na dany rok wartość regulacyjną aktywów (WRA) oraz średnioważony koszt kapitału (WACC) oszacowany na bazie założeń regulatora dla sektora elektroenergetycznego).

2. Ograniczenie tempa wzrostu zwrotu jako określony procentowo poziom przychodu regulowanego z poprzedniego okresu.

3. Ograniczenie tempa wzrostu przychodu regulowanego (procentowo).

4. Ograniczenie tempa wzrostu przeciętnej uzmiennionej stawki dystrybucyjnej zakłada ograniczenie tempa wzrostu zwrotu z kapitału w zależności od zakładanego procentowego wzrostu przeciętnej uzmiennionej stawki dystrybucyjnej.

W niniejszym artykule szerzej omówiony zostanie wariant 3, ponieważ został zaakceptowany przez regulatora. W wariant 3 zwrot z kapitału jest elementem domykającym prognozy pozostałych składowych przychodu regulowanego przy jednoczesnym zakładanym procentowym maksymalnym przyroście przychodu regulowanego.

Ilustrację stanowi poniższy wzór:

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

gdzie: Zwrot – zwrot na zaangażowanym kapitale; PR – przychód regulowany dla danego roku; OPEX – koszty operacyjne zależne; A – amortyzacja; P – podatki i opłaty; RB – różnica bilansowa.

Prognoza kosztów operacyjnych zależnych

Koszty operacyjne zależne, obejmujące koszty usług obcych, materiałów i energii (z wyłączeniem kosztów różnicy bilansowej), wynagrodzeń, świadczeń na rzecz pracowników oraz pozostałe koszty rodzajowe, prognozowane są w oparciu o wyjściowy poziom tych kosztów (tzw. $OPEX_0$), którym jest wykonanie kosztów operacyjnych zależnych z roku 2010. W ramach zakładanego okresu regulacji koszty operacyjne zależne indeksowane są wg poniższego wzoru:

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

gdzie: $OPEX_n$ – koszty operacyjne zależne; $OPEX_{n-1}$ – koszty operacyjne zależne uznane do kalkulacji taryfy w poprzednim roku; taryfowym, a w przypadku pierwszego roku regulacji – rzeczywisty poziom kosztów; operacyjnych zależnych w roku kalendarzowym 2010; RPI_n – średnioroczny wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych (wskaźnik inflacji); ustalony na podstawie założeń przyjętych przez Radę Ministrów do opracowania projektu budżetu Państwa na dany rok; X_n – indywidualny wskaźnik efektywności kosztowej, uwzględniony w pełnej wysokości w pierwszym roku regulacji; Y_n – wskaźnik zmiany skali działalności poszczególnych spółek gazownictwa; Z_n – ustalony przez regulatora wskaźnik efektywności sektorowej poszczególnych SG, uwzględniony w pełnej wysokości w pierwszym roku regulacji.

Prognoza amortyzacji, podatków i opłat oraz różnicy bilansowej

Koszty podatków i opłat oraz amortyzacji prognozowane są w oparciu o plany kosztów przygotowane przez poszczególne spółki. W przypadku amortyzacji plany te uwzględniają dodatkowo amortyzację od odwróconych odpisów z tytułu trwałej utraty wartości majątku (odpisy DCF). Koszty różnicy bilansowej planowane są na podstawie prognozy wolumenu różnicy bilansowej oraz prognozy ceny gazu ziemnego.

4. Korzyści wynikające z implementacji wieloletniego modelu regulacji dla spółek gazownictwa

Wdrożenie założeń wynikających z modelu do procesu negocjacji z URE nowych taryf daje spółkom gazownictwa wymierne korzyści w postaci m.in.:

- pewności wzrostu przychodu regulowanego o 18,8% w ciągu trzech kolejnych lat (min. 9,9%, max. 23,3% w poszczególnych spółkach),
- zmniejszenia luki na zwrocie z kapitału z 203,6 mln zł w obecnie obowiązującej taryfie do 108 mln zł w ostatnim roku obowiązywania modelu; w przypadku dwóch spółek nastąpi osiągnięcie pełnej wartości należnego zwrotu z kapitału,
- neutralizacji ryzyka deprecjacji taryfowych stawek opłat za usługi dystrybucji w kolejnych latach; wzrost średniej stawki za usługi dystrybucji wyniesie około 4% po trzech latach obowiązywania modelu.

Dla osiągnięcia założonych celów w zakresie zwrotu z kapitału i przychodu regulowanego spółki zgodziły się na bardziej restrykcyjne podejście do kwestii poziomu generowanych kosztów operacyjnych zależnych. Stąd też w najbliższych latach spółki podejmować będą wysiłki w celu dalszej optymalizacji tych kosztów, co pozytywnie wpłynie na osiągnięte wyniki finansowe.

5. Zakończenie

Jak wspomniano we wstępie, celem głównym niniejszego artykułu jest przedstawienie nowatorskiego narzędzia budowania wartości przedsiębiorstwa publicznego działającego na rynku regulowanym. Celem pośrednim zaś prezentacja założeń i korzyści wynikających z wdrożenia wieloletniego modelu regulacji operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) gazu w Polsce. Model ten został po raz pierwszy w historii polskiego gazownictwa zaakceptowany przez Urząd Regulacji Energetyki i stanowi pionierskie rozwiązanie w zakresie wdrażania instrumentów podnoszenia efektywności operacyjnej przedsiębiorstw energetycznych działających na rynku regulowanym w Polsce. Nowatorstwo rozwiązania polega na znalezieniu w oparciu o empiryczne narzędzie kompromisu pomiędzy dążeniem przez państwo do obniżenia cen energii a zapewnieniem akcjonariuszom multienergetycznego koncernu państwowego, działającego na rynku regulowanym, zwrotu z inwestycji przewyższającej koszt kapitału. Wieloletni model regulacji spółek gazownictwa stwarza także szansę na sprawniejszy i bardziej klarowny przebieg procesu negocjacji taryf dystrybucyjnych, ukazując przejrzyste intencje i cele wszystkich podmiotów mających swój udział w procesie ich zatwierdzania.

THE LONG TERM MODEL OF REGULATION AS THE TOOL IN ENTERPRISE VALUE MANAGEMENT ON THE BASE OF EXAMPLE OF GAS TRANSMISSION OPERATORS

Summary: The main aim of the article is to present the foundations and benefits of establishing and implementing a long term model of regulation of Gas Transmission Operators in Poland. This econometric model is based on the unit cost benchmarking process of the core-business mechanisms and first time in the Polish gas business history has been officially approved by The Energy Regulation Bureau for the next three years. The model is treated as a pioneer solution in the Polish energy business. The model ensures: stable regulated income increase during the next three years, decrease of the return on investment gap and neutralization of gas distribution tariffs decrease over the course of next years. The approved regulation model provides an opportunity for a more clarified and efficient negotiation process of distribution tariffs. It is an important tool in value enhancement of the Polish gas transmission business.

Keywords: enterprise value management, costs, model of regulation.