

ADAM WĘGRZYN

**WIELOLETNI MODEL REGULACJI SPÓŁEK GAZOWNICTWA
JAKO PRZYKŁAD NARZĘDZIA BUDOWANIA WARTOŚCI
KONCERNU MULTIENERGETYCZNEGO
NA PRZYKŁADZIE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGNiG SA**

Słowa kluczowe: benchmarking, budowanie wartości

Keywords: benchmarking, value enhancement

Klasyfikacja JEL: G32, G38

Wprowadzenie

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 Gazownictwa pokazała, iż wyniki ekonomiczne osiągnięte przez segment dystrybucji GK PGNiG są niesatysfakcjonujące. W przypadku Spółek Gazownictwa analizy wykazały, iż wyniki ekonomiczne osiągnięte przez Spółki 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 OSD za rok 2010 wykazał wartość ujemną (116,26

¹ Dystrybucja gazu – na potrzeby niniejszego artykułu uważa się ją za 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 Warszawie, 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).

mln zł). Także zwrot na średnim ważonym kapitale (ROACE) 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 Spółki Gazownictwa jest zapewnienie do roku 2015 zwrotu na średnim ważonym kapitale (ROACE) oraz rentowności kapitałów własnych (ROE) na poziomie nie mniejszym, jak 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 Spółki Gazownictwa 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).

W związku z powyższym, 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 przedsiębiorstwu energetycznym zwrotu z kapitału².

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

² Co zostało zagwarantowane w art. 45 Ustawy Prawo Energetyczne.

- **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 pokrycia kosztów działalności koncesjonowanej i pełny zwrot z zaangażowanego kapitału w oparciu o MSRową 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.

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 dla 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 poziom 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 Spółek Gazownictwa 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 też 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 re-

gulacji poziomu uzasadnionych kosztów oraz w obszarze regulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału).

- bliską i transparentną współpracę Spółek Gazownictwa i Urzędu Regulacji Energetyki.

Zdefiniowano również cele, jakie powinny przyświecać pracom nad modelem, zarówno z punktu widzenia Operatorów, jak też 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 oraz
- 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.

Założenia i zakres wieloletniego modelu regulacji dystrybucji gazu

Podstawowym rezultatem badań jest elektroniczna wersja arkusza kalkulacyjnego, stanowiąca quasi-ekonometryczny model regulacji. Arkusz ten składa się z dwóch podstawowych modułów. Pierwszy to model benchmarkingowy (model porównawczy efek-

tywności kosztowej Spółek Gazownictwa w oparciu o jednostkowe koszty podstawowych procesów biznesowych), który na podstawie danych dotyczących historycznych kosztów, informacji o majątku, pozwala na porównanie efektywności kosztowej poszczególnych Spółek, a w rezultacie na wyznaczenie indywidualnych wskaźników poprawy 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.

Propozycja rozwiązań zawartych w elektronicznej formie modelu była podstawą do podjęcia negocjacji z Prezesem URE i porozumienia w zakresie zasad i założeń regulacji Spółek Gazownictwa na lata 2012–2014.

Porozumienie to dokumentuje następujące kwestie:

- okres obowiązywania nowego modelu regulacji,
- zasady ustalania dopuszczalnego poziomu przychodu regulowanego,
- zasady prognozowania wolumenu dostaw gazu,
- zasady ustalania uzasadnionego poziomu kosztów,
- zasady ustalania uzasadnionego zwrotu z zaangażowanego kapitału.

Okres obowiązywania – obejmuje trzy pełne lata taryfowe, tj. od 15 lipca 2011 roku do 30 czerwca 2014 roku. Oznacza to, iż założenia modelu będą jednolicie stosowane we wszystkich latach taryfowych i w oparciu o te założenia Spółki będą corocznie opracowywać i przedkładać do akceptacji przez Prezesa URE wnioski taryfowe.

Zasady ustalania dopuszczalnego poziomu przychodu regulowanego – celem Spółek Gazownictwa jest alokowanie w taryfach uzasadnionych kosztów działalności dystrybucyjnej oraz pełnego zwrotu z kapitału od wartości majątku, ustalonej w oparciu o MSR/MSSF. Oznaczałoby to jednak jednorazowy, drastyczny wzrost stawek dystrybucyjnych gazu. Określone w modelu procentowe zmiany przychodu regulowanego w kolejnych latach stanowią kompromis pomiędzy dążeniem Spółek do jak najszybszego osiągnięcia maksymalnego przychodu regulowanego a celem URE, jakim jest równoważenie interesów przedsiębiorstw sieciowych i odbiorców końcowych.

Zasady prognozowania wolumenu dostaw gazu – jest to ważny element modelu regulacyjnego, ponieważ ma znaczący wpływ na wysokość jednostkowych stawek taryfowych. Za podstawę tych prognoz uznane zostało wykonanie roku 2010, przy dodatkowym założeniu, iż prognozy wolumenów na kolejne lata taryfowe nie mogą być niższe niż 98% wykonania z roku 2010.

Zasady ustalania uzasadnionego poziomu kosztów – zgodnie z zapisami zawartymi w modelu, koszty amortyzacji, podatków i opłat oraz różnicy bilansowej zostaną uznane za uzasadnione w pełnej wysokości zaplanowanej przez Spółki, z zastrzeżeniem, iż w przypadku gdy ich poziom będzie istotnie wyższy niż wynika to z formuł zdefiniowanych w opisaną uprzednio elektronicznej wersji modelu, Spółki zobowiązane będą do przed-

łożenia Prezesowi URE szczegółowych wyjaśnień uzasadniających wnioskowany poziom kosztów niezależnych.

Pozostałe koszty, które tworzą grupę tzw. kosztów zależnych, ustalane będą wg wzorów zawartych w modelu regulacyjnym. Dla pierwszego roku taryfowego podstawą do ustalenia poziomu tych kosztów jest ich wykonanie w 2010 roku (tzw. OPEX₀), skorygowane o następujące wskaźniki, określone dla poszczególnych Spółek Gazownictwa:

- RPI – wskaźnik inflacji ustalany na bazie założeń przyjętych przez Radę Ministrów do opracowania projektu budżetu Państwa na rok 2011,
- Y – wskaźnik zmiany skali działalności, kalkulowany w oparciu o zmianę rok do roku takich parametrów, jak długość sieci z przyłączami, liczba układów pomiarowych, liczba stacji gazowych oraz wolumen dostaw gazu,
- X – indywidualny wskaźnik efektywności kosztowej, obliczany w elektronicznej wersji modelu w części benchmarkingowej,
- Z – wskaźnik efektywności sektorowej, określany przez Prezesa URE.

Dla kolejnych okresów taryfowych podstawą do wyznaczenia kosztów operacyjnych zależnych są koszty zależne uznane do kalkulacji taryfy w roku poprzednim, skorygowane o inflację i wskaźnik Y na dany rok.

Zasady ustalania uzasadnionego zwrotu z zaangażowanego kapitału – jest to ostatni element modelu regulacji. Podstawą do obliczenia poziomu tego zwrotu jest:

- wartość majątku podlegająca wynagrodzeniu (WRA), oparta przede wszystkim o wartość księgową majątku dystrybucyjnego netto (wynikającą z ksiąg rachunkowych Spółek Gazownictwa, prowadzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej) na koniec roku kalendarzowego poprzedzającego dany rok taryfowy oraz o planowaną na dany rok amortyzację i nakłady inwestycyjne netto wg uzgodnionego z Prezesem URE Planu Rozwoju,
- wartość księgową kapitału obrotowego prognozowana na dany rok, nie wyższa jednak niż 1% WRA,
- stopa średnioważonego kosztu kapitału brutto ($WACC_{pre-tax}$).

Zwrot z kapitału obliczony w opisany wyżej sposób jest zwrotem maksymalnym, natomiast jego wartość możliwa do uwzględnienia w taryfie nie może przekroczyć wartości wynikającej z różnicy między poziomem dopuszczalnego przychodu regulowanego na dany rok taryfowy a kosztami zależnymi, amortyzacją, podatkami i opłatami oraz różnicą bilansową.

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.

Reasumując, uzgodniony wieloletni model regulacji Spółek Gazownictwa stwarza szansę dla sprawniejszego i bardziej klarownego przebiegu procesu negocjacji taryf dystrybucyjnych, ukazując przejrzyste intencje i cele wszystkich podmiotów mających swój udział w procesie ich zatwierdzenia. Model ten stanowi pionierskie rozwiązanie w zakresie wdrażania instrumentów podnoszenia efektywności operacyjnej przedsiębiorstw energetycznych działających na rynku regulowanym w Polsce.

dr Adam Węgrzyn

Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu

Katedra Zarządzania Finansami Przedsiębiorstw

Wiceprezes ds. Finansowych w Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa we Wrocławiu GK PGNiG SA

Streszczenie

Celem artykułu jest prezentacja założeń i korzyści wynikających z opracowania i wdrożenia wieloletniego modelu regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych gazu w Polsce. Ten model ekonometryczny oparty jest na benchmarkingu kosztu jednostkowego podstawowych procesów biznesowych i został zaakceptowany przez Urząd Regulacji Energetyki na kolejne trzy lata. Zapewnia OSD:

- pewność wzrostu przychodu regulowanego w ciągu trzech kolejnych lat,
- zmniejszenie luki na zwrocie z kapitału,
- neutralizację ryzyka deprecjacji taryfowych stawek opłat za usługi dystrybucji w kolejnych latach,

Uzgodniony Model regulacji OSD stwarza szansę dla sprawniejszego i bardziej klarownego przebiegu procesu negocjacji taryf dystrybucyjnych i stanowi ważne narzędzie w procesie budowania wartości polskiego sektora dystrybucji gazu.

**LONG-TERM GAS COMPANIES REGULATION MODEL
AS AN EXAMPLE OF A VALUE-BUILDING TOOL FOR MULTI-ENERGY CONCERN
ON THE EXAMPLE OF PGNIG SA CAPITAL GROUP**

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 has been approved by The Energy Regulation Bureau for the next three years.

The Model ensures:

- stable regulated income increase during the next three years,
- decrease of the return on investment gap,
- 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.