

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

Halina Buk

Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach

KOSZTY KALKULOWANE W TARYFIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Streszczenie: Konstrukcja taryf energii elektrycznej jest regulowana przez przepisy branżowe. Zważywszy na złożony łańcuch tworzenia wartości, od wytworzenia po sprzedaż energii elektrycznej, koszty generowane w każdym ogniwie tego łańcucha są ostatecznie przenoszone do taryf energii. Zaletą obowiązujących przepisów jest ograniczanie nadmiernych wzrostów cen energii elektrycznej poprzez kwalifikowanie uzasadnionych kosztów. Mankamentem jest jednak to, że historycznie ponoszone koszty są generalnie uwzględniane w taryfach obowiązujących w kolejnych latach. Przy tym bierze się pod uwagę istniejący poziom inflacji, planowane nakłady inwestycyjne, a także antycypowane koszty zaangażowanego kapitału.

Słowa kluczowe: koszty, taryfa energii elektrycznej, koszty uzasadnione.

1. Wstęp

W polskiej energetyce nie funkcjonuje rynek w pełnym tego słowa znaczeniu, co z punktu widzenia całej gospodarki ma plusy i minusy. W artykule skoncentrowano uwagę na jednym parametrze decydującym o urynkowieniu sektora energetycznego – konstrukcji cen produktów i towarów, formalnie zwanych taryfami energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa energetyczne, będące istotnymi ogniwami w procesie wytwarzania, dystrybucji i handlu energią elektryczną, mają ograniczenia prawne w zakresie kalkulowania kosztów przenoszonych do taryf energii elektrycznej. Przedmiotowe rygory prawne z jednej strony są korzystne dla całej gospodarki, gdyż stanowią ograniczenia przed nadmiernym wzrostem cen sprzedaży energii elektrycznej. Z drugiej strony, zapewniają przedsiębiorstwom energetycznym pokrycie kosztów historycznych z uwzględnieniem wskaźnika ogólnej inflacji oraz kosztów zaangażowanego kapitału, nie zachęcając ich tym samym do proefektywnościowych działań.

Celem artykułu jest prezentacja konstrukcji taryf energii elektrycznej w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem kalkulowanych kosztów w tych taryfach. Taryfikowanie i kalkulowanie kosztów w sektorze energetycznym ma swoją specyfikę. W całym złożonym procesie wytworzenia, dystrybucji i sprzedaży energii bierze udział wiele ogniw gospodarczych. Ostateczna cena sprzedaży energii elektrycznej jest pochodną sumy kalkulowanych kosztów na wszystkich szczeblach tego procesu.

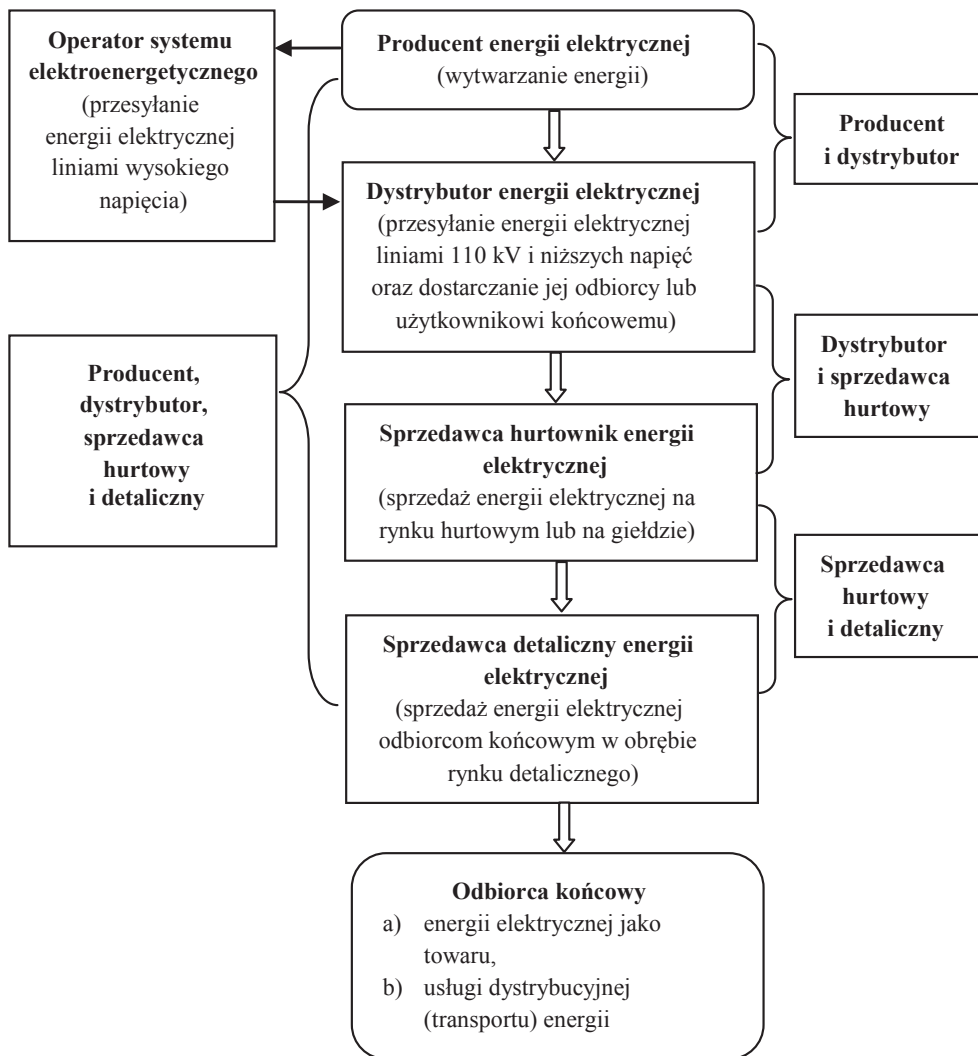
2. Ogniwa gospodarcze wpływające na taryfę energii elektrycznej

Na rynku energii elektrycznej w Polsce występuje wiele ogniw tworzenia łańcucha gospodarczego. W ustawie Prawo energetyczne (u.p.e.) [Ustawa Prawo energetyczne... 2012], podstawowym akcie prawnym regulującym rynek energii w Polsce, wymienia się oraz definiuje następujących jego uczestników:

- użytkownik systemu – podmiot dostarczający paliwa gazowe do systemu gazowego lub zaopatrywany z tego systemu albo podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu;
- odbiorca – każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym;
- odbiorca końcowy – odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym – odbiorca końcowy dokonujący zakupu paliw gazowych lub energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.

Zatem prawo energetyczne posiłkuje się uogólnionym pojęciem *odbiorca*, przez które należy rozumieć każdego klienta, w tym i konsumenta w rozumieniu prawa cywilnego. Czytelne jest zdefiniowanie przez prawo energetyczne odbiorcy końcowego oraz odbiorcy w gospodarstwie domowym. Odbiorcą w gospodarstwie domowym może być zarówno osoba fizyczna nieprowadząca działalności gospodarczej, jak i osoba prowadząca działalność gospodarczą. Natomiast definicja odbiorcy końcowego wyraźnie wskazuje na ogniwo zamykające łańcuch gospodarczy. Łańcuch gospodarczy na rynku energii elektrycznej w Polsce poglądowo przedstawia rys. 1.

Pierwszym ogniwem tworzenia wartości w sektorze energii elektrycznej jest wytwórca energii elektrycznej. Może on posiadać własny byt formalnoprawny bądź stanowić jednostkę wewnętrzną w strukturze organizacyjnej podmiotu, mającego szerszy zakres działalności gospodarczej niż produkcja energii elektrycznej. Dystrybucją energii elektrycznej zajmuje się operator systemu dystrybucyjnego. Jest to przedsiębiorstwo energetyczne odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej. Obrotem energią elektryczną zajmuje się ponad 360 podmiotów w Polsce. Taki podmiot może zakupywać energię elektryczną w wyniku transakcji zawartej za pośrednictwem towarowego domu maklerskiego lub domu maklerskiego na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany. Wiele przedsiębiorstw obrotu dokonuje transakcji kupna – sprzedaży energii elektrycznej bez jej dostawy fizycznej.



Rys. 1. Ogniwa gospodarcze na rynku energii elektrycznej w Polsce

Źródło: opracowanie własne.

Szczególna rola przypada operatorowi elektroenergetycznego systemu przesyłowego, którym są Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. Ta spółka realizuje przesył energii elektrycznej na terenie całego kraju oraz zarządza bilansowaniem wielkości popytu i podaży na energię elektryczną w ramach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Zawiera transakcje handlowe tylko z wytwórcami energii elektrycznej oraz z operatorami systemu dystrybucyjnego.

3. Zasady i mechanizmy tworzenia taryf dla energii elektrycznej w Polsce

Obecnie w Polsce obowiązują dwa mechanizmy tworzenia taryf dla energii elektrycznej:

1) ograniczony mechanizm rynkowy, w którym ogólne zasady cenotwórstwa określa prawo energetyczne i stosowne rozporządzenia wykonawcze, jednakże żaden organ państwa nie zatwierdza taryf energii elektrycznej;

2) mechanizm regulowany, w którym obowiązują taryfy zatwierdzone przez Urząd Regulacji Energetyki, tj. centralny organ administracji państwowej.

W podsektorze energii elektrycznej nie funkcjonuje w zakresie cenotwórstwa mechanizm całkowicie wolnorynkowy, aczkolwiek funkcjonuje giełda energii elektrycznej [Michalski 2012, s. 22]. Zważywszy, że operator systemu elektroenergetycznego i dystrybutorzy energii elektrycznej mają pozycję monopolisty naturalnego, określa się dla tego rodzaju przedsiębiorstw i działalności wytyczne dotyczące kalkulowania cen przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Podobnie stosowne wytyczne co do kalkulacji taryf wytwarzania energii muszą stosować przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, a więc tzw. systemowi wytwórcy energii elektrycznej¹.

Mechanizm regulowany funkcjonuje w przedsiębiorstwach zajmujących się obrotem energią elektryczną, ale tylko w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, czyli gospodarstw domowych. Taryfy dla tej grupy odbiorców z obowiązku są przedkładane do zatwierdzenia przez Prezesa URE (decyzja administracyjna). Taki mechanizm ma na celu ochronę tej grupy odbiorców przed ewentualnym nadmiernym wzrostem cen energii elektrycznej. Taryfy dla pozostałych grup odbiorców energii elektrycznej, dotyczące obrotu energią elektryczną, są konstruowane bez żadnych wytycznych.

Zgodnie z art. 45 ust. 1 u.p.e., przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej. Przedsiębiorstwo zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej ma obowiązek sporządzenia taryfy dla wszystkich grup odbiorców, także dla ofert produktowych bazujących na kryteriach wolnorynkowych. Taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający:

- pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność;

¹ Podstawowymi aktami prawnymi w tym zakresie są: Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 27 kwietnia 2012 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2012 r., poz. 535); Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2011 r. nr 189, poz. 1126); Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r. nr 93, poz. 623, ze zm.).

- w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej uwzględnia się koszty pobierania opłaty przejściowej, o której mowa w ustawie wymienionej w art. 9a ust. 8e;
- pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań;
- ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Nadto, zgodnie z art. 45 ust. 1a u.p.e., w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej uwzględnia się koszty, które wynikają z nakładów ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne podjęte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w latach 1993-1998, służące poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej, w części, jaką zatwierdził prezes URE, z uwzględnieniem przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1².

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłem lub dystrybucją energii elektrycznej wprawdzie tworzą własne taryfy za tego rodzaju usługi, jednak górna granica stosownych opłat jest ograniczona. Mianowicie, zgodnie z art. 45 ust. 5 u.p.e., przedsiębiorstwa kalkulują stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji w taki sposób, aby udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla danej grupy odbiorców nie był większy niż ustalony przez prezesa URE.

Odbiorcy za świadczone usługi dystrybucji rozliczani są według stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest według kryteriów określonych w § 6 ust. 1 rozporządzenia taryfowego [Rozporządzenie... 2011]. Są nimi: poziom napięcia sieci w miejscu dostarczania energii elektrycznej, wartość mocy umownej, system rozliczeń, zużycie energii elektrycznej na potrzeby gospodarstw domowych.

Sposób oznaczeń grup taryfowych oraz kryteria i zasady kwalifikowania odbiorców do grup odbiorców przedstawiono w tab. 1.

Taryfa operatora systemu dystrybucyjnego, poza grupami taryfowymi, określa podstawowe składniki taryfy i sposób ich ustalania. Podstawowymi składnikami są następujące:

- 1) opłaty za przyłączenie do sieci Operatora;
- 2) stawka opłat za świadczenie usługi dystrybucji i warunki ich stosowania, z uwzględnieniem podziału na stawki wynikające z dystrybucji energii elektrycznej, korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego, odczytywania wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich bieżącej kontroli, przedterminowego rozwiązywania kontraktów długoterminowych;

² Tego przepisu nie stosuje się od dnia powstania obowiązku uiszczenia opłaty przejściowej, o której mowa w ustawie wymienionej w art. 9a ust. 8e.

Tabela 1. Grupy taryfowe usług dystrybucyjnych energii elektrycznej

Grupy taryfowe	Kryteria kwalifikowania do grup taryfowych dla odbiorców
A21 A22 A23	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych wysokiego napięcia, z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną: A21 – jednostrefowym, A22 – dwustrefowym (strefy: szczyt, pozaszczyt.), A23 – trójstrefowym (strefy: szczyt przedpołudniowy, szczyt popołudniowy, pozostałe godziny doby).
B21 B22 B23	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych średniego napięcia o mocy umownej większej od 40 kW, z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną odpowiednio: B21 – jednostrefowym, B22 – dwustrefowym (strefy: szczyt, pozaszczyt.), B23 – trójstrefowym (strefy: szczyt przedpołudniowy, szczyt popołudniowy, pozostałe godziny doby).
B11	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych średniego napięcia o mocy umownej nie większej niż 40 kW z jednostrefowym rozliczeniem za pobraną energię elektryczną.
C21 C22a C22b C23	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia o mocy umownej większej od 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym od 63 A, z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną odpowiednio: C21 – jednostrefowym, C22a – dwustrefowym (strefy: szczyt, pozaszczyt.), C22b – dwustrefowym (strefy: dzień, noc), C23 – trójstrefowym (strefy: szczyt przedpołudniowy, szczyt popołudniowy, pozostałe godziny doby).
C11 C12a C12b C13	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia o mocy umownej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A, z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną odpowiednio: C11 – jednostrefowym, C12a – dwustrefowym (strefy: szczyt, pozaszczyt.), C12b – dwustrefowym (strefy: dzień, noc), C13 – trójstrefowym (strefy: szczyt przedpołudniowy, szczyt popołudniowy, pozostałe godziny doby).
O11 O12	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia o mocy umownej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną odpowiednio: O11 – jednostrefowym, O12 – dwustrefowym.
G11 G12 G11e G12e	Niezależnie od napięcia zasilania i wielkości mocy umownej z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną odpowiednio: G11, G11e – jednostrefowym, G12, G12e – dwustrefowym (strefy: dzień, noc), zużywaną m.in. na potrzeby: gospodarstw domowych, lokali o charakterze zbiorowego mieszkania, mieszkań rotacyjnych, domów letniskowych, o ile w tych lokalach nie jest prowadzona działalność gospodarcza.
R	Dla odbiorców przyłączanych do sieci, niezależnie od napięcia znamionowego sieci, których instalacje za zgodą operatora nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe, celem zasilania w szczególności: silników syren alarmowych, stacji ochrony katodowej gazociągów, oświetlenia reklam, krótkotrwałego poboru energii elektrycznej trwającego nie dłużej niż rok.

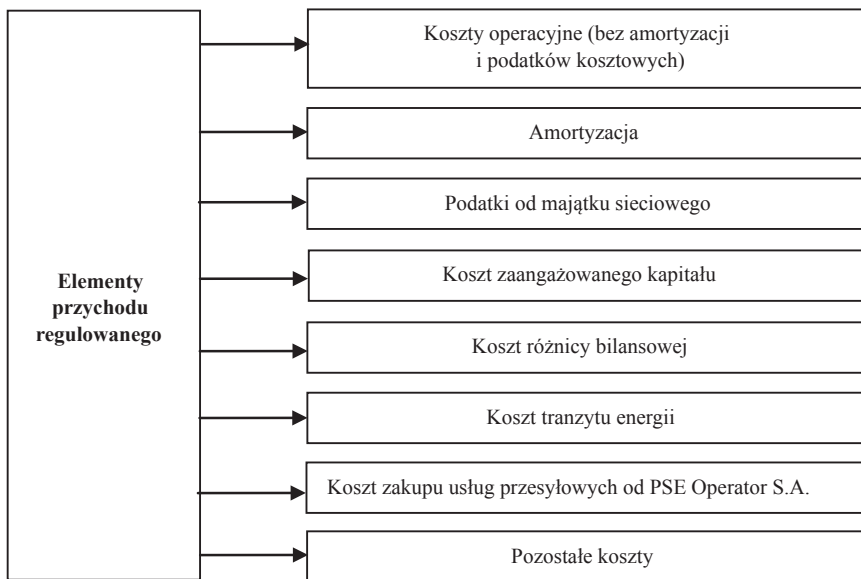
Źródło: Wzór taryfy operatora systemu dystrybucyjnego. www.ure.gov.pl (data dostępu: 16.03.2013).

- 3) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 4) sposób ustalania opłat za ponadumowny pobór energii biernej, przekroczenia mocy umownej, nielegalny pobór energii elektrycznej;
- 5) opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy;
- 6) opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej po wstrzymaniu jej dostaw z przyczyn, o których mowa w art. 6 ust. 3 i 3a u.p.e.

Dla każdego elementu taryfy wskazuje się szczegółowe warunki techniczne i ich wpływ na kalkulację opłaty. Każdy operator ma zróżnicowaną sieć elektroenergetyczną, stąd też występują zróżnicowane stawki i opłaty za usługę dystrybucji.

4. Rodzaje kosztów ujętych w taryfie energii elektrycznej

Urząd Regulacji Energetyki określa sposób ustalenia kosztów uzasadnionych do przeniesienia w przychodach przedsiębiorstwa dystrybucji energii elektrycznej, a więc możliwych do ujęcia w konstrukcji taryf za energię elektryczną (por. rys. 2)³.



Rys. 2. Grupy kosztów uzasadnionych do przeniesienia w przychodach przedsiębiorstwa dystrybucyjnego

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Taryfy OSD na rok 2013. www.URE (data dostępu: 16.03.2013).

³ Na 2013 r. zasady ustalania uzasadnionego poziomu kosztów zostały zawarte w dokumencie „Koszty operacyjne dla operatorów systemów dystrybucyjnych na lata 2012-2015”, stanowiącym załącznik do założeń na 2012 r. pn.: „Taryfy OSD na rok 2012 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

Poziom kosztów operacyjnych (bez amortyzacji i podatków kosztowych) na kolejny rok kalkuluje się z uwzględnieniem kosztów w taryfie poprzedniego roku kalendarzowego, po zindeksowaniu wskaźnikiem inflacji tegoż roku. Wprawdzie w celu poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego prezes URE ustala na poszczególne lata współczynniki korekcyjne kosztów, jednakże taki sposób konstrukcji taryf utrwala istniejący poziom kosztów operacyjnych przedsiębiorstwa.

Podobnie jest z kosztami amortyzacji, które kalkuluje się na podstawie przeciętnych odpisów amortyzacyjnych w poprzednich okresach, nadto uwzględnia się dodatkowe odpisy amortyzacyjne od planowanych i uzgodnionych na rok taryfowy nakładów inwestycyjnych.

Wartość podatków związanych z majątkiem sieciowym obejmuje zobowiązania z tytułu podatku od nieruchomości. Tę pozycję kosztów wyznacza się na dany rok taryfowy w oparciu o rzeczywistą wielkość oraz wartość majątku przedsiębiorstwa, z uwzględnieniem również majątku nowo budowanego, który zwiększy podstawę opodatkowania w roku taryfowym.

Bardzo ciekawą pozycją jest koszt zaangażowanego kapitału, gdyż nie ma ona charakteru kosztu memoriałowego, lecz ujmuje koszt zaangażowanego kapitału. Ujęcie tego kosztu w taryfie zapewnia zwrot z zaangażowanego kapitału w działalność dystrybucyjną, obliczonego na podstawie zestandaryzowanej przez URE rynkowej wyceny wartości majątku. Wynagrodzenie za zaangażowany kapitał (K_{zk}) oblicza się według ogólnego wzoru:

$$K_{zk} = WRA * WACC,$$

gdzie: WRA – wartość regulacyjna aktywów ustalona według stosownej formuły (z uwzględnieniem wartości w poprzednim roku i wartości nowych inwestycji); WACC – średni ważony koszt kapitału wyznaczony przez URE (na 2013 r. przyjęto 8,949%).

Koszt różnicy bilansowej jest to koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych, wyznaczony przez URE. Przykładowo, na 2013 r. należy uwzględnić uzasadnioną cenę zakupu energii elektrycznej w wysokości 188 zł/MWh oraz koszt tzw. profilu zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej w wysokości 5 zł/MWh. Generalnie w taryfie na kolejny rok akceptuje się wskaźnik strat sieciowych z poprzednich okresów.

Koszt tranzytu energii wynika z dwustronnych umów zawieranych pomiędzy OSD. Saldo opłat za tranzyt ze znakiem „plus” wykazuje ten operator, którego opłaty za tranzyt wnoszone do drugiego operatora są większe od opłat za tranzyt otrzymywanych od tego samego operatora. W takim przypadku następuje wzrost kosztów przeniesionych. Saldo opłat za tranzyt ze znakiem „minus” wykazuje ten operator, którego opłaty za tranzyt wnoszone do drugiego operatora są mniejsze od opłat za

tranzyt otrzymywanych od tego samego operatora. W takim przypadku następuje obniżenie kosztów przeniesionych.

Koszt zakupu usług przesyłowych od PSE Operator SA obejmuje wiele pozycji, jak: składnik stały stawki sieciowej, składnik zmienny stawki sieciowej, stawkę jakościową, stawkę rynkową.

Dystrybutor energii elektrycznej może w taryfie ująć jeszcze pozostałe koszty, jak na przykład z tytułu planowanej likwidacji składników majątku sieciowego, z uwzględnieniem przychodów z likwidacji.

Jeżeli przygotowana przez operatora taryfa spełnia wymogi formalne i uwzględnia wytyczne określone przez URE, to wszystkie ponoszone przez operatora koszty są kosztami akceptowanymi. Przejawia się w tym pozycja monopolistyczna przedsiębiorstw świadczących tego rodzaju usługi.

5. Ogólna konstrukcja taryf dla obrotu energią elektryczną

Koszty uzasadnione uwzględniane w kalkulacji cen i opłat w zakresie obrotu energią elektryczną stanowią planowane dla danego roku koszty uzasadnione, które obejmują następujące grupy [Rozporządzenie... 2012]:

- 1) planowane uzasadnione koszty zakupu energii, w tym:
 - a) koszty zakupionej energii z zachowaniem zasad konkurencji i minimalizacji kosztów zakupu;
 - b) koszty poniesionej opłaty zastępczej;
 - c) koszty zakupu energii elektrycznej, do którego przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane na podstawie art. 9a ust. 6 u.p.e.;
 - d) koszty uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1 i art. 9l ust. 1 u.p.e.;
- 2) koszty uzasadnione wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, w tym:
 - a) koszty obsługi handlowej związanej z obrotem energią elektryczną,
 - b) koszty wspólne wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, podzielone na odpowiednie grupy taryfowe.

Przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem energią elektryczną i pełniące jednocześnie rolę kompleksowego sprzedawcy nie ujawnia w taryfie tych wszystkich licznych składników ceny sprzedaży energii. Odbiorcom z grup taryfowych gospodarstw domowych podaje się tylko ceny energii w strefach czasowych.

6. Podsumowanie

Przedsiębiorstwa energetyczne, z racji zajmowania pozycji monopolisty naturalnego, są w komfortowej sytuacji ekonomicznej z punktu widzenia kształtowania cen produktów i towarów. W cenie energii są pokryte wszystkie uzasadnione koszty każ-

dego przedsiębiorstwa energetycznego w całym łańcuchu tworzenia wartości, poczynając od wytwórcy, poprzez dystrybucję i kończąc na obrocie. Nadto, składnikiem kosztu uzasadnionego są antycypowane koszty kapitału własnego przedsiębiorstwa energetycznego.

Z dużym dystansem należy reagować na głosy ze środowiska energetyki polskiej co do konieczności zwiększania cen energii, a zwłaszcza uwalniania cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Niepokojące są dokonywane w Polsce fuzje przedsiębiorstw energetycznych, polegające na łączeniu funkcji wytwarzania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną, w wyniku których powstają megamonopole energetyczne o małej sprawności organizacyjnej, nieprzymuszone przez rynek, bo go właściwie nie ma, do obniżania cen energii poprzez obniżanie kosztów działalności operacyjnej.

Literatura

Michalski D., *Ryzyko finansowe w systemie sterowania wynikami ekonomicznymi przedsiębiorstwa elektroenergetycznego*, Akademia Techniczno-Humanistyczna w Bielsku-Białej, Bielsko-Biała 2012.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. Tekst jednolity Dz.U. z 2012, poz. 1059.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 27 kwietnia 2012 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Dz.U. z 2012 r., poz. 535.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Dz.U. z 2011 r. nr 189, poz. 1126.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz.U. z 2007 r. nr 93, poz. 623, ze zm.

Taryfy OSD na rok 2013. www.URE (data dostępu: 16.03.2013).

CALCULATED COSTS IN THE TARIFF OF ELECTRIC ENERGY

Summary: Tariff of electric energy construction is regulated by branch law. Considering that series value generation chain is composed of production for trading, generated costs in every link of this chain are eventually transferred to the electric tariffs. The main advantage of legally binding rules by qualifying of reasonable costs is the reduction of the excessive increase of the prices of electric energy. However, the disadvantage is that historically incurred costs are generally taken into account in tariffs in next years. Moreover, inflation rate planned investment expenditure as well as anticipated costs of involved capital are taken into consideration.

Keywords: costs, tariff of electric energy, reasonable costs.