

**URZĄD REGULACJI ENERGETYKI
DEPARTAMENT TARYF**

TARYFY OSD NA ROK 2011

**(dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r.
rozdzielenia działalności)**

WARSZAWA, 2010 R.

Spis treści

1.	WSTĘP	3
2.	SZCZEGÓLWE ZASADY KALKULACJI TARYF DLA DZIAŁALNOŚCI ZWIĄZANEJ Z DYSTRYBUCJĄ ENERGII ELEKTRYCZNEJ.	4
2.1.	ELEMENTY PRZYCHODU REGULOWANEGO	4
2.1.1.	<i>Koszty operacyjne</i>	4
2.1.2.	<i>Amortyzacja</i>	5
2.1.3.	<i>Podatki od majątku sieciowego</i>	6
2.1.4.	<i>Zasady wynagradzania kapitału</i>	7
2.1.4.1	Wartość regulacyjna aktywów (WRA).....	7
2.1.4.2	Koszt kapitału.....	11
2.1.5.	<i>Straty sieciowe</i>	11
2.1.6.	<i>Tranzyty energii</i>	12
2.1.7.	<i>Koszty zakupu usług przesyłowych od PSE – Operator S.A.</i>	13
2.2.	ABONAMENT	14
2.3.	PLANOWANA WIELKOŚĆ I STRUKTURA NOŚNIKÓW (ENERGIA, MOC, ILOŚĆ ODBIORCÓW) W POSZCZEGÓLNYCH GRUPACH TARYFOWYCH.....	14
2.4.	OPLATA JAKOŚCIOWA	15
2.5.	OPLATY DODATKOWE.	15
2.6.	OPLATY ZA PRZYŁĄCZENIE.	15
2.7.	TEKST TARYFY	16
2.8.	INFORMACJE DODATKOWE	18
3.	ZAŁĄCZNIKI DO WNIOSKU TARYFOWEGO.....	19

1. Wstęp

W dokumencie „Zasady kalkulacji taryf na 2010 rok” wskazano, że rok 2010 jest ostatnim rokiem 3 letniego okresu regulacji. Tym samym zakładano, że rok 2011 będzie początkiem kolejnego okresu regulacji, w którym zastosowanie znajdzie nowy model oceny kosztów operacyjnych oraz różnicy bilansowej. Jednakże wstępne wyniki uzyskane z nowego modelu (o czym mowa bardziej szczegółowo w dalszej części niniejszego dokumentu), jak również niemożność „rozliczenia” OSD z wykonania okresu regulacji (2008-2010) z uwagi na brak wykonania 2010 r., uniemożliwiają rozpoczęcie nowego okresu regulacji. Ponadto zaawansowanie prac nad uzgodnieniem pięcioletnich planów rozwoju operatorów systemów dystrybucyjnych wskazuje, że w br. uzgodnienie planu nastąpi prawdopodobnie tylko w zakresie roku 2011 r., natomiast dla kolejnych czterech lat, w pierwszej połowie roku 2011.

W tym stanie rzeczy Prezes URE uznał za zasadne przedłużenie stosowania obecnego modelu o jeden rok, co nie tylko umożliwi dokonanie oceny wykonania 3 letniego okresu regulacji, ale także umożliwi uczestnictwo OSD (w formie opinii, uwag, prezentacji) w procesie przygotowań do wprowadzenia nowego modelu na nowy okres regulacji.

Ponadto, celem uniknięcia „luki” w postaci tzw. roku rozliczenia pomiędzy kolejnymi okresami regulacyjnymi, Prezes URE planuje wydłużenie okresu regulacji do 4 lub 5 lat (przy przyjęciu założenia, że ostatni rok okresu regulacyjnego będzie każdorazowo rokiem „rozliczeniowym”).

Zatem przedstawione w niniejszym dokumencie założenia, stanowią w większości kontynuację założeń wykorzystanych w procesie taryfowania w roku ubiegłym.

Niniejsze wytyczne zostały opracowane przy uwzględnieniu:

- ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 ze zm.), zwanej dalej „ustawą”
- rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie *szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, (Dz. U. Nr 128 poz. 895 ze zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”,
- rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie *szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* (Dz. U. Nr 93, poz. 623 ze zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem systemowym”,
- ustawy z dnia 29 sierpnia 2007 r. o *zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej* (Dz.U. Nr 130, poz. 905 ze zm.), zwanej dalej „ustawą o rozwiązaniu KDT”,

- Komunikatu Prezesa URE nr 27/2008 z dnia 10 września 2008 r. w sprawie wyjaśnienia wątpliwości związanych ze sposobem naliczania opłaty przejściowej w rozliczeniach tej opłaty z odbiorcami energii elektrycznej,
- Komunikatu Prezesa URE Nr 31/2010 z dnia 25 października 2010 r. w sprawie stawek opłaty przejściowej na rok 2011.

Mając uwadze stan zaawansowania obecnie prowadzonych prac nad nowym rozporządzeniem taryfowym, w trakcie których zidentyfikowano wiele trudnych zagadnień, nie należy się spodziewać, że rozporządzenie to wejdzie w życie przed planowanym zakończeniem procesu taryfowania.

2. Szczegółowe zasady kalkulacji taryf dla działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej.

2.1. Elementy przychodu regulowanego

2.1.1. Koszty operacyjne

W sierpniu 2010 r. rozpoczęto prace nad nowym modelem do oceny efektywności OSD w zakresie kosztów operacyjnych i różnicy bilansowej. Przeprowadzona w URE ocena wstępnego raportu przedstawionego przez wykonawców modelu wskazuje, iż nie jest możliwe zastosowanie modelu dla określenia kosztów operacyjnych na lata 2011-2015. Podstawową przyczyną jest bowiem krótki okres analizy, obejmującej wykonanie z dwóch tylko lat: 2008 i 2009.

Model ten można wykorzystać do analiz krótkookresowych, natomiast długoterminowe prognozy byłyby obciążone wysoką niepewnością, także związaną z prognozowaniem czynników wpływających na koszt. Opracowany model należy aktualizować w kolejnych latach, wraz z napływem nowych danych empirycznych, co może pozwolić w przyszłości na wyznaczenie bardziej długoterminowych prognoz.

Dodatkowym, nowym w porównaniu z modelem z 2007 roku, zagadnieniem jest otrzymany (na podstawie analizy danych empirycznych) ujemny związek kosztu operacyjnego z dostawami energii. Jest on konsekwencją spadku dostaw energii w roku 2009. Z tego względu zbudowano model, zakładający że głównym czynnikiem generującym koszt operacyjny jest liczba odbiorców oraz wybrane charakterystyki sieci, nie zaś wolumen dostaw energii. Założenie takie wynika z obserwacji danych empirycznych, gdzie liczba odbiorców ma stałą tendencję wzrostową, oraz z założenia, że za koszt operacyjny w głównej mierze odpowiadają stałe charakterystyki sieci.

Niezależnie od prac nad modelem, polskie OSD są porównywane w ramach międzynarodowego benchmarkingu OSD, prowadzonego przez regulatora z Czech.

W planach czeskiego regulatora było wykorzystanie kilku metod benchmarkingowych. W opinii URE wyniki międzynarodowego benchmarkingu mogą być przydatne do wyznaczenia sektorowego współczynnika poprawy efektywności dla polskich OSD, a także jakościowego porównania wyników efektywności.

Biorąc pod uwagę powyższe, w kalkulacji taryfy na 2011 r. zostaną przyjęte, jako uzasadnione, koszty operacyjne w wysokości wyznaczonej przy zastosowaniu modelu dotychczasowego, opisanego w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2008 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdziału działalności)”. Modelową wysokość kosztów operacyjnych uwzględnioną w kalkulacji taryfy na 2010 r. należy zaktualizować o wskaźnik inflacji, o którym mowa w § 24 ust. 1 rozporządzenia taryfowego tj. z roku 2009 w wysokości 3,5 %. Modelowa wysokość kosztów operacyjnych dystrybucji, skorygowana o wskaźnik inflacji, zostanie przesłana do każdego OSD w trakcie postępowania taryfowego.

Za przyjęciem powyższego rozwiązania przemawia również wspomniana już konieczność rozliczenia poprawy efektywności po zakończeniu dotychczasowego 3 letniego okresu regulacji. Przeprowadzenie przeglądu regulacyjnego, nierozzerwalnie związanego ze stosowaną metodą regulacji, będzie możliwe dopiero w momencie uzyskania pełnych danych kosztowych za okres 3 lat (w tym również za pełny 2010 r.).

2.1.2. Amortyzacja

Planowane na rok 2011 koszty amortyzacji należy ustalić według następującego wzoru:

$$A_{2011} = A_{(2009/2010)} + r_A \cdot (I_{2010} + I_{2011}) / 2$$

gdzie:

A_{2011} – amortyzacja roku taryfowego,

$A_{(2009/2010)}$ – suma amortyzacji z II półrocza 2009r. oraz I półrocza 2010 r., wykazanej w arkuszach sprawozdawczych DTA-(1A), która będzie podlegała weryfikacji przez Prezesa URE,

r_A – stopa amortyzacji – **średnio 4,0 %**,

I_{2010} – nakłady inwestycyjne netto planowane na rok 2010,

I_{2011} – nakłady inwestycyjne netto planowane na rok 2011.

Nakłady inwestycyjne na lata 2010 i 2011 zostaną uznane w wysokości wynikającej z uzgodnionych planów rozwoju przedsiębiorstw. Wielkości nakładów inwestycyjnych, odpowiednio zaktualizowane o wskaźnik inflacji zostaną przesłane do poszczególnych OSD odrębnym pismem.

2.1.3. Podatki od majątku sieciowego

W przychodach przedsiębiorstw sektora dystrybucji na 2011 r. należy przyjąć wielkość podatku od nieruchomości (związanego wyłącznie z majątkiem sieciowym). Podobnie jak w latach poprzednich należy uwzględnić rodzaje podatków wykazanych w następującym układzie:

- 1) podatek od budowli elektroenergetycznych (liczony od wartości),
 - linie
 - stacje
 - urządzenia sieciowe
- 2) podatek od budynków stacyjnych (liczony od powierzchni użytkowej),
- 3) podatek od gruntów pod stacjami i urządzeniami sieciowymi (liczony od powierzchni).

Koszty podatków **od budowli elektroenergetycznych** na 2011 r. powinny zostać zaplanowane przez Przedsiębiorstwo na poziomie nie wyższym niż zweryfikowane przy pomocy poniższej formuły:

$$P_{2011} = P_{(I \text{ pół. } 2010)} * 2 + \max 2\% * W(b)_{2011}$$

gdzie:

$P_{(I \text{ pół. } 2010)}$ – podatki od budowli elektroenergetycznych poniesione w I półroczu 2010 r., wykazane w arkuszach sprawozdawczych DTA-(1A), które będą podlegały weryfikacji przez Prezesa URE,

2% - maksymalna stawka podatku od budowli; **(w przypadku stosowania przez organy podatkowe stawek na poziomie niższym należy wykazać poziom tych stawek oraz stawkę średnią),**

$W(b)_{2011}$ – planowana wartość **nowych** budowli, zwiększająca podstawę opodatkowania podatkiem od nieruchomości w 2011 r.

Analogicznie, koszty podatków od **budynków stacyjnych i gruntów pod stacjami i urządzeniami sieciowymi** powinny zostać zaplanowane przez Przedsiębiorstwo na poziomie nie wyższym niż zweryfikowane przy pomocy poniższej formuły:

$$P_{2011} = \max(P_{(I \text{ pół. } 2010)} * 2 * 1,026) + P_{ow(b,g) 2011} * \max(St(p)_{2010} * 1,026)$$

gdzie:

$P_{(I \text{ pół. } 2010)}$ – podatki poniesione w I półroczu 2010 r., wykazane w arkuszach sprawozdawczych DTA-(1A), które będą podlegały weryfikacji przez Prezesa URE

1,026 - wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych (w I pół. 2010 r. w stosunku do I pół. 2009 r.), którym dokonano przeliczenia **górných granic stawek kwotowych podatków i opłat lokalnych** (wysokość wskaźnika została zamieszczona w uzasadnieniu do Obwieszczenia Ministra Finansów z dnia 30 lipca 2010 r. w sprawie *górných granic stawek kwotowych podatków i opłat lokalnych w 2011 r.*)

$P_{ow}(b,g)$ – planowana wielkość powierzchni nowych budynków i gruntów zwiększająca podstawę opodatkowania podatkiem od nieruchomości w 2011 r.,

$St(p)_{2010}$ – stawka kwotowa podatków i opłat lokalnych (odpowiednio od budynków stacyjnych i gruntów) obowiązująca w 2010 r.

W przypadku stosowania przez organy podatkowe stawek kwotowych podatków poniżej ich górných granic, należy wykazać poziom tych stawek oraz stawki średnie (odpowiednio od budynków oraz gruntów).

2.1.4. Zasady wynagradzania kapitału

2.1.4.1 Wartość regulacyjna aktywów (WRA)

WRA – opis metody

Zgodnie z wprowadzoną w roku ubiegłym nową metodą ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału, poniższa formuła wyznacza wysokość składnika taryfowego „zwrot z zaangażowanego kapitału” na rok taryfowy 2010 oraz kolejne lata:

$$Z_t = \min \left\{ \begin{array}{l} WRA_t * WACC_t \\ Z(BO)_t + Z(I)_t \end{array} \right\}$$

gdzie:

- Z_t – zwrot z zaangażowanego kapitału uwzględniany w taryfie na rok t;
- WRA_t – wartość regulacyjna aktywów według stanu na początek roku t;
- $WACC_t$ – średnioważony koszt kapitału ustalony na rok t;
- $Z(BO)_t$ – zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania majątku istniejącego na dzień 31 grudnia 2008;
- $Z(I)_t$ – zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania nowych inwestycji – realizowanych po dniu 31 grudnia 2008;

$Z(BO)_t$ – zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania majątku istniejącego na dzień 31 grudnia 2008, wyliczany jest zgodnie ze wzorem:

$$Z(BO)_t = Z(BO)_{t-1} + 1,5\% * PR(BO)_{t-1}$$

gdzie:

- $PR(BO)_{t-1}$ – przychód regulowany na rok t-1 skorygowany o zwrot i amortyzację od inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 roku, wyrażający się wzorem:

$$PR(BO)_{2009} = PR_{2009} - AI_{2009}$$

$$PR(BO)_{t-1} = PR_{t-1} - Z(I)_{t-1} - AI_{t-1}$$

gdzie:

- PR_{t-1} – przychód regulowany na rok t-1 wynikający z pierwszego zatwierdzonego na dany rok wniosku taryfowego (bez uwzględnienia ewentualnych korekt w ciągu roku t-1);
- AI_j – wysokość amortyzacji inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 roku, wyrażająca się wzorem:

$$AI_{2009} = \frac{I_{2009}}{2} * rA_{2009}$$

$$AI_t = AI_{t-1} + \frac{I_{t-1} + I_t}{2} * rA_t$$

gdzie:

- I_t - oznacza wysokość nakładów inwestycyjnych uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok t;
- rA_t – średnia stawka amortyzacji dla nowych nakładów inwestycyjnych uwzględniona przez Prezesa URE w kalkulacji taryf spółek sieciowych na rok t

$Z(I)_t$ – zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania nowych inwestycji – realizowanych po dniu 31 grudnia 2008, wyliczany jest zgodnie ze wzorem:

$$Z(I)_t = \left(\sum_{j=2009}^{t-1} I_j - \sum_{j=2009}^{t-1} OP_j - \sum_{j=2009}^{t-1} AI_j - \sum_{j=2009}^{t-2} \Delta I_j \right) * WACC_t$$

gdzie:

- I_t - oznacza wysokość nakładów inwestycyjnych uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok t;
- OP_t – opłaty przyłączeniowe uwzględnione przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok t;
- AI_j – wysokość amortyzacji inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 roku;
- $WACC_t$ – średnioważony koszt kapitału ustalony na rok t
- ΔI_t oznacza różnicę w nakładach inwestycyjnych i oraz opłatach przyłączeniowych OP, wyrażająca się wzorem:

$$\Delta_t = I_t - I_{w_t} - OP_t + OP_{w_t}$$

gdzie:

- I_{wt} - oznacza rzeczywiste wykonanie nakładów inwestycyjnych w roku t (wielkości zaakceptowane przez Prezesa URE);
- OP_{wt} - oznacza rzeczywiste wykonanie opłat przyłączeniowych w roku t (wielkości zaakceptowane przez Prezesa URE);

Stosowanie powyższego wzoru przy wyliczaniu zwrotu z zaangażowanego kapitału oznacza, iż wartość zwrotu z tytułu oszacowanego na dzień 31 grudnia 2008 nowego „bilansu otwarcia” WRA będzie rosła rocznie maksymalnie o 1,5% przychodu regulowanego, wynikającego z zaakceptowanej w poprzednim roku taryfy dla danej spółki sieciowej (bez uwzględnienia przyrostu zwrotu z zaangażowanego kapitału z tytułu inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008).

Po osiągnięciu pełnego zwrotu z zaangażowanego kapitału, powyżej wspomniana formuła zamieni się w wyrażenie:

$$Z_t = WRA_t * WACC_t$$

WRA –metoda do kalkulacji taryfy na 2011

Z uwagi na fakt, iż w 2011 roku dla wszystkich OSD wartość $WRA_t * WACC_t$ będzie większa od wartości $Z(BO)_t + Z(I)_t$, do wyliczenia wartości zwrotu z kapitału na 2011 rok potrzebne będą następujące wielkości:

1) z wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2009 rok:

- I_{2009} - oznacza wysokość nakładów inwestycyjnych brutto uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok 2009 (modelowe nakłady dla roku 2009);
- OP_{2009} - opłaty przyłączeniowe uwzględnione przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok 2009 (dla roku 2009);

2) z wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2010 rok:

- I_{2010} - oznacza wysokość nakładów inwestycyjnych brutto uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok 2010 (modelowe nakłady dla roku 2010);
- OP_{2010} - opłaty przyłączeniowe uwzględnione przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok 2010 (dla roku 2010);
- PR_{2010} - przychód regulowany na rok 2010 wynikający z zatwierdzonego na 2010 rok wniosku taryfowego;
- $Z(I)_{2010}$ - zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania nowych inwestycji - realizowanych po dniu 31 grudnia 2008;
- $Z(BO)_{2010}$ - zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania majątku istniejącego na dzień 31 grudnia 2008;

- AI_{2009} – wysokość amortyzacji inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 roku dla roku 2009
- rA_{2010} – średnia stawka amortyzacji dla nowych nakładów inwestycyjnych uwzględniona przez Prezesa URE w kalkulacji taryf spółek sieciowych na rok 2010 (4%);

3) ze sprawozdania DTA-1 za 2009 r.:

- Iw_{2009} – oznacza rzeczywiste wykonanie nakładów inwestycyjnych w roku 2009 (wielkości zaakceptowane przez Prezesa URE);
- OPw_{2009} – oznacza rzeczywiste wykonanie opłat przyłączeniowych w roku 2009, wyznaczonych według wystawionych w tym roku faktur (wielkości zaakceptowane przez Prezesa URE);

4) $WACC_{2011}$ – średnioważony koszt kapitału ustalony na rok 2011 (9,597%)

Formuła na wyliczenie zwrotu z zaangażowanego kapitału uwzględnianego w taryfie na rok 2011 (Z_{2011}) przedstawia się następująco:

$$Z_{2011} = Z(BO)_{2011} + Z(I)_{2011}$$

gdzie:

- $Z(BO)_{2011}$ – zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania majątku istniejącego na dzień 31 grudnia 2008, wyliczany zgodnie ze wzorem przedstawionym poniżej
- $Z(I)_{2011}$ – zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania nowych inwestycji – realizowanych po dniu 31 grudnia 2008

W celu obliczenia $Z(BO)_{2011}$ konieczne jest zastosowanie poniższego wzoru:

$$Z(BO)_{2011} = Z(BO)_{2010} + 1,5\% * PR(BO)_{2010}$$

gdzie:

- $Z(BO)_{2010}$ – wartość z wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2010 rok;
- $PR(BO)_{2010}$ – przychód regulowany na rok 2010 skorygowany o zwrot i amortyzację od inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 roku, wyrażający się wzorem:

$$PR(BO)_{2010} = PR_{2010} - Z(I)_{2010} - AI_{2010}$$

gdzie:

- PR_{2010} , $Z(I)_{2010}$ – wartości z wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2010 rok;
- AI_{2010} – wysokość amortyzacji inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 roku dla roku 2010, wyrażająca się wzorem:

$$AI_{2010} = AI_{2009} + \frac{I_{2009} + I_{2010}}{2} * rA_{2010}$$

gdzie:

- AI_{2009} - wartość z wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2010, wynikająca z załącznika – „Kalkulacja zwrotu na kapitale”;
- I_{2010} , rA_{2010} – wartości z wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2010;
- I_{2009} – wartości z wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2009;

W celu obliczenia $Z(I)_{2011}$ konieczne jest zastosowanie poniższego wzoru:

$$Z(I)_{2011} = \left(\sum_{j=2009}^{2010} I_j - \sum_{j=2009}^{2010} OP_j - \sum_{j=2009}^{2010} AI_j - \sum_{j=2009}^{2009} \Delta I_j \right) * WACC_{2011}$$

tj.

$$\sum_{j=2009}^{2010} I_j = I_{2009} + I_{2010} ,$$

$$\sum_{j=2009}^{2010} OP_j = OP_{2009} + OP_{2010} ,$$

$$\sum_{j=2009}^{2010} AI_j = AI_{2009} + AI_{2010} ,$$

$$\sum_{j=2009}^{2009} \Delta I_j = \Delta I_{2009} = I_{2009} - I_{W_{2009}} - OP_{2009} + OP_{W_{2009}}$$

(wszystkie symbole zostały opisane powyżej).

2.1.4.2 Koszt kapitału

Średnioważony kosztu kapitału na lata 2011 -2015 został wyznaczony w oparciu o metodologię zaprezentowaną w dokumencie „Koszt kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2011-2015”, stanowiącym załącznik do niniejszych wytycznych. Średnioważony koszt kapitału na 2011 r. przed opodatkowaniem wyniesie **9,597%** (po opodatkowaniu – **7,774%**).

2.1.5. Straty sieciowe

Ze względu na fakt, iż prace nad nowym modelem w zakresie różnicy bilansowej są prowadzone łącznie z pracami nad modelem w zakresie kosztów operacyjnych, nie jest możliwe w chwili obecnej, z przyczyn wskazanych na wstępie niniejszego dokumentu, zastosowanie nowego modelu różnicy bilansowej w kalkulacji taryfy na 2011 r.

W związku z powyższym, wysokość strat energii elektrycznej w sieci OSD wyznaczona na 2008 r. w oparciu o model ekonometryczny opisany w dokumencie: „Taryfy OSD na rok 2008 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdziału działalności)” zostanie zaktualizowana z uwzględnieniem zmian parametrów wykorzystanych w modelu.

W trakcie prac nad nowym modelem do oceny uzasadnionego poziomu różnic bilansowych analizie poddano także poziom strat technicznych i strat handlowych. Według oceny samych przedsiębiorstw w 2009 r. udział strat handlowych sięgał nawet 26% ogółu różnicy bilansowej. Z uwagi na fakt, iż OSD do szacowania wolumenu strat technicznych i handlowych stosują różne modele, nie było możliwe porównanie tych wielkości pomiędzy przedsiębiorstwami. Analizując jednakże informacje przedstawiane przez OSD, a także informacje o wolumenie różnicy bilansowej w innych krajach można założyć, iż straty handlowe stanowią co najmniej kilkanaście procent różnicy bilansowej. Jednocześnie zauważono, iż w 2009 r. udział wolumenu wykrytego nielegalnego poboru energii elektrycznej w całości różnicy bilansowej wynosił od 0,2 do 2,2% - co świadczy o fakcie, iż OSD w niewielkim stopniu walczą ze zjawiskiem strat handlowych.

Ustalając w 2007 r. zasady kształtowania uzasadnionego poziomu różnicy bilansowej na lata 2008-2010, nie wprowadzono sektorowego wskaźnika poprawy efektywności. Mając na uwadze konieczność redukcji strat handlowych oraz fakt, iż w świetle regulacji prawnych przychody z nielegalnego poboru energii elektrycznej nie pomniejszają przychodu regulowanego (powinny zatem pokryć koszty walki z nielegalnym poborem energii elektrycznej), przyjęto założenie, iż w 2011 roku, wolumen uzasadnionej różnicy bilansowej zostanie dodatkowo pomniejszony o 4,4% - wielkość określoną na podstawie najwyższego wskaźnika wykrytego nielegalnego poboru energii. Powyższa wielkość, w opinii URE, stanowi jedynie część strat handlowych. W kolejnych latach, w celu określenia wskaźnika strat handlowych dla wszystkich OSD na jednolitych zasadach, zjawisko to zostanie poddane szczegółowej analizie.

Uzasadniony koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej zostanie ustalony na podstawie wielkości fizycznej oraz określonej przez Prezesa URE średniej ceny. Poziom tych wielkości zostanie przesłany do każdego OSD w formie indywidualnego pisma.

2.1.6. Tranzyty energii

Zasady rozliczania usługi tranzytowej w 2011 r. pozostają nadal przedmiotem dwustronnych umów zawieranych pomiędzy OSD. Sposób rozliczeń w tym zakresie regulują przepisy §29 ust. 8 rozporządzenia taryfowego. W celu kontroli poprawności stosowanej metodologii obliczania kosztów i przychodów z opłat tranzytowych do

wniosku należy dołączyć arkusz ZKTE (Zestawienie Kontrolne Tranzytów Energii) w ujęciu fizycznym i kosztowym. Przypomnienia wymaga, iż:

- a) 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,
- b) 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.

2.1.7. Koszty zakupu usług przesyłowych od PSE – Operator S.A.

Stawki opłat przesyłowych wynoszą odpowiednio:

1) Składnik stały stawki sieciowej:

MD Sieciowe $S_{sv_n} = 122\,375,16 \text{ zł/MW/rok}$

MD Końcowe $S_{sv_n} = 57\,993,17 \text{ zł/MW/rok}$

2) Składnik zmienny stawki sieciowej

$S_{zv_n} = 4,22 \text{ zł/MWh}$

3) Stawka jakościowa

$S_{osj} = 6,94 \text{ zł/MWh}$

Przy kalkulacji kosztów zakupu usług przesyłowych w części opłaty wynikającej ze stawki jakościowej należy uwzględnić współczynniki:

$k_{os} = 0,10000$

$k_{ok} = 1,00634$

4) Stawka rozliczeniowa

$S_{pr} = 0,20 \text{ zł/MWh}$

5) Stawka rynkowa

$$S_r = 2,81 \text{ zł/MWh}$$

6) Stawka opłaty abonamentowej

$$S_{ab} = 4\,078,43 \text{ zł/MD/m-c}$$

2.2. Abonament

Wzorem lat ubiegłych ocenie regulatora podlegać będzie sposób zróżnicowania stawek opłat abonamentowych ze względu na długość okresów rozliczeniowych, co było przedmiotem szczegółowych rozważań w założeniach do kalkulacji taryf na 2009 i 2010 r. Biorąc pod uwagę postanowienia § 31 ust. 2 rozporządzenia taryfowego, iż okres rozliczeniowy nie powinien być dłuższy niż 2 miesiące, a dla odbiorców zaliczanych do V grupy przyłączeniowej nie może być dłuższy niż rok, ze względu na rosnącą liczbę odbiorców na niskim napięciu korzystających z prawa wyboru sprzedawcy, zasadne jest, aby w taryfach dla tych odbiorców były 1 miesięczne okresy rozliczeniowe, oprócz stosowanych dotychczas.

2.3. Planowana wielkość i struktura nośników (energia, moc, ilość odbiorców) w poszczególnych grupach taryfowych.

Podobnie jak w latach ubiegłych całkowita wielkość dostawy energii na 2011 r., odzwierciedlająca racjonalną prognozę zapotrzebowania odbiorców, została ustalona w trakcie indywidualnej korespondencji prowadzonej z OSD. Wstępnej analizie a następnie akceptacji poddana została również wielkość dostawy w poszczególnych grupach taryfowych. Niemniej jednak, ostateczna weryfikacja wstępnie uzgodnionego poziomu dostawy w poszczególnych grupach taryfowych nastąpi w trakcie prowadzonego postępowania taryfowego. Przyjmowanie przez OSD prognoz dostawy niezajdujących uzasadnienia będzie skutkowało wezwaniami do dokonania odpowiednich korekt, co może spowodować opóźnienie całego procesu taryfowania. Szczegółowej weryfikacji poddane zostaną również, zaplanowane przez OSD, wielkości mocy oraz ilości odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych. W szczególności przeglądowi podlegać będą niewłaściwe wzajemne relacje pomiędzy dostawą, mocą umowną oraz liczbą odbiorców/układów pomiarowo-rozliczeniowych w poszczególnych grupach taryfowych.

2.4. Opłata jakościowa

Nie uległy zmianie dotychczasowe zasady pobierania przez OSD oraz wnoszenia do OSP opłaty jakościowej obliczonej przy uwzględnieniu ilości energii zużywanej przez odbiorców końcowych. Mając na uwadze konieczność partycypacji wszystkich odbiorców korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego w kosztach utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, niezbędne jest prowadzenie odpowiedniej kontroli dotyczącej ilości oraz rodzaju podmiotów zobowiązanych do ponoszenia opłaty jakościowej oraz ilości energii, od której opłata ta powinna zostać pobrana. Podkreślenia wymaga, iż monitoring w tym zakresie powinien być prowadzony nie tylko przez Prezesa URE, ale również przez OSP i OSD.

Szczegółowe zasady rozliczeń w zakresie opłaty jakościowej określają przepisy rozporządzenia taryfowego.

2.5. Opłaty dodatkowe.

W celu wyznaczenia uzasadnionego poziomu opłat dodatkowych na 2011 r. należy przyjąć następujące zasady:

- a) przychody z energii biernej - jako iloczyn planowanych przychodów w 2010 r. (wykonanie 10 miesięcy i plan listopada i grudnia) i wzrostu ceny C_{rk} o około **26,9 %**,
- b) przychody z przekroczeń mocy - w wysokości nie niższej niż iloczyn prognozowanych przez Przedsiębiorstwo przychodów w 2010 r. (wykonanie 10 miesięcy i plan listopada i grudnia) oraz proponowanego wzrostu przychodu ze składnika stałego stawki sieciowej (ogółem dla wszystkich grup taryfowych);
- c) przychody z opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy - jako iloczyn planowanych przychodów w 2010 r. (wykonanie 10 miesięcy i plan listopada i grudnia) i wskaźnika inflacji w wysokości **2,3%**.

2.6. Opłaty za przyłączenie.

Wielkość opłat za przyłączenie do sieci, wykazywana w projekcji finansowej, wpływa na poziom nakładów inwestycyjnych netto tj. nakładów, od których liczona jest, na dany rok taryfowy, wielkość amortyzacji od nowych inwestycji. W kalkulacji taryf na 2011 r. opłaty za przyłączenie powinny zostać zaplanowane na poziomie uwzględniającym nie

tylko wykonanie II półrocza 2009 r. oraz I półrocza 2010 r., ale również przyrost wpływów z tych opłat związanych z przyłączeniem nowych odbiorców w 2011 r.

Szacując przychody z opłat za przyłączenie w 2011 r., należy mieć dodatkowo na względzie, zwiększenie przychodów z tytułu planowanych przyłączeń OZEE o mocy wyższej niż 5 MW, ze względu na fakt, iż z dniem 31 grudnia 2010 r. ustaje możliwość pobierania połowy opłaty przyłączeniowej, zgodnie z art. 3 ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska.

Podobnie jak w latach ubiegłych, opłaty za przyłączenie podmiotów (w tym również OZE) należy ustalić na podstawie nakładów inwestycyjnych na budowę przyłącza, bez uwzględniania nakładów na rozbudowę sieci niezbędnej do przyłączania. W świetle aktualnego orzecznictwa sądowego, obowiązujące przepisy prawa nie nakładają obowiązku finansowania rozbudowy sieci na podmioty wnioskujące o przyłączenie.

Opłaty przyłączeniowe wykazywane w projekcji finansowej powinny być wyznaczone według wystawionych w danym roku faktur.

Planowane przez przedsiębiorstwa wielkości przychodów z opłat za przyłączenie, będą podlegać indywidualnej weryfikacji w trakcie procesu taryfowania.

2.7. Tekst taryfy

Teksty taryf zasadniczo nie powinny odbiegać od taryf zatwierdzonych na 2010 r. (taryfy te zostały opracowane na podstawie wzorca, który powstał w wyniku prac zespołu PTPiREE i URE w 2009 r.).

Jednocześnie informuję, iż:

1) stawki opłat (opłaty) za:

- wznowienie dostarczania energii po jej wstrzymaniu,
- czynności związane ze stwierdzeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej,
- przyłączenie do sieci,
- usługi dodatkowe wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,

należy podwyższyć o planowany na 2011 r. wskaźnik inflacji, tj. 2,3 %.

2) w rozdziale 1 należy przywołać Komunikat Prezesa URE Nr 31/2010, z dnia 25 października 2010 r., w sprawie stawek opłaty przejściowej na rok 2010.

3) w podrozdziale 2.3. punkt dotyczący niesprawności elementu układu pomiarowo rozliczeniowego w postaci wskaźnika mocy maksymalnej, zgodnie z państwa sugestiami powinien zostać przeredagowany w następujący sposób:

„W przypadku niesprawności elementu układu pomiarowo – rozliczeniowego w postaci **urządzenia do kontroli poboru mocy** będącego własnością odbiorcy, uniemożliwiającego określenie ilości pobranej mocy maksymalnej, trwającej dłużej niż trzy miesiące, w rozliczeniach za zużycie mocy maksymalnej przyjmuje się wartości mocy przyłączeniowej, o ile umowa nie stanowi inaczej”

4) w rozdziale 3 dotyczącym szczegółowych zasad rozliczeń należy zamieścić punkt w brzmieniu:

„W przypadku zmiany stawek opłat za usługę dystrybucji w trakcie okresu rozliczeniowego, opłata wynikająca ze składnika stałego stawki sieciowej, stawki opłaty przejściowej i abonamentowej pobierana jest w wysokości proporcjonalnej do ilości dni obowiązywania poprzednich i nowych stawek, a opłata wynikająca ze składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej, na podstawie rozdzielania ilości energii pobranej proporcjonalnie do liczby dni przed i po zmianie stawek, o ile wielkość energii nie wynika z rzeczywistego odczytu.”

5) należy przeredagować pkt. 3.1.9 i 3.1.10 taryfy, dotyczące sposobu pobierania opłat od odbiorców grupy taryfowej R, co zwiększy czytelność zapisów i nie będzie powodowało ich nadinterpretacji, a mianowicie:

3.1.9. Opłata za usługi dystrybucji dla odbiorców grupy taryfowej R, z zastrzeżeniem pkt. 3.1.10 , składa się z sumy iloczynów:

- a) sumy mocy przyłączonych odbiorników i składnika stałego stawki sieciowej,
- b) sumy mocy przyłączonych odbiorników, uzgodnionego w umowie czasu ich przyłączenia i sumy składnika zmiennego stawki sieciowej oraz stawki jakościowej,
- c) sumy mocy przyłączonych odbiorników i stawki opłaty przejściowej.

3.1.10 Opłata za usługi dystrybucji dla rozliczanych w grupie taryfowej R silników syren alarmowych stanowi iloczyn składnika zmiennego stawki sieciowej i miesięcznego poboru energii elektrycznej, który ustala się na poziomie 1 kWh.

6) w pkt. 3.4.1 należy przyjąć wartość współczynnika brt w wysokości 6 zł/godzinę, a w pkt. 3.4.2. należy przyjąć wartość przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w 2009 r. w wysokości 3102,96 zł (M.P. z 2010 r. Nr 7, poz. 67)

7) w rozdziale 4, dotyczącym zasad ustalania opłat za przyłączenie do sieci należy dokonać następujących zmian:

a) pkt. 4.2. otrzymuje nowe brzmienie:

Za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.

b) dodać pkt w brzmieniu:

„Podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV , wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie stosownie do art. 7 ustawy.”

2.8. Informacje dodatkowe

Prezesowi URE należy przedstawić:

1. wniosek i tekst taryfy podpisane przez upoważnionych przedstawicieli Przedsiębiorstwa, zgodnie z zasadami reprezentacji określonymi w KRS, w którym **należy przedstawić szczegółowe uzasadnienie dla poszczególnych pozycji kosztów oraz innych elementów mających wpływ zarówno na poziom jak i treść taryfy.**
2. „Oświadczenie” podpisane przez upoważnionych przedstawicieli Przedsiębiorstwa (Załącznik Nr 12)
3. potwierdzenie uiszczenia opłaty skarbowej w wysokości 10 zł oraz 17 zł za złożenie dokumentu stwierdzającego udzielenie pełnomocnictwa/odpisu, wypisu lub kopii dokumentu stwierdzającego udzielenie pełnomocnictwa, o ile ma to zastosowanie. Zapłatę opłaty skarbowej dokonuje się gotówką w kasie organu podatkowego lub bezgotówkowo na rachunek tego organu. Organem podatkowym właściwym jest Prezydent m. st. Warszawy (Urząd Dzielnicy Wola - m. st. Warszawy, Al. Solidarności 90, 01-003 Warszawa, nr rachunku: Bank Handlowy **54 1030 1508 0000 0005 5003 6045**).

Ponadto we wniosku taryfowym należy:

- wskazać listę osób wyznaczonych przez Zarząd Przedsiębiorstwa do kontaktów roboczych z pracownikiem Departamentu Taryf prowadzącym postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla dystrybucji,
- przedstawić aktualne adresy mailowe oraz fakсы do bieżącej korespondencji w tym zakresie, z wyszczególnieniem zarządu oraz pracowników odpowiedzialnych za przygotowanie wniosku.

3. Załączniki do wniosku taryfowego

1. Załącznik 1. Projekcja przychodu dla dystrybucji.
2. Załącznik 2. Dane o odbiorcach usług dystrybucyjnych przyłączonych do sieci.
3. Załącznik 3 Arkusz struktury dostawy.
4. Załącznik 4. Portfel zakupu energii elektrycznej.
5. Załącznik 5. Wynik na dystrybucji.
6. Załącznik 6. Arkusz kalkulacji przychodu dla dystrybucji.
7. Załącznik 7. Koszty i przychody z tytułu opłaty abonamentowej.
8. Załącznik 8. Arkusze porównania stawek opłat.
9. Załącznik 9. Arkusze symulacji wzrostu płatności (tylko w wersji elektronicznej).
10. Załącznik 10. Kalkulacja zwrotu na kapitale
11. Załącznik 11. Zestawienie kontrolne tranzytów (ZKTE)
12. Załącznik 12. Oświadczenie o rzetelności sporządzenia wniosku.