

**Zpráva o postupu stanovení základních parametrů regulačního
vzorce a stanovení cen pro II. regulační období v odvětví elektroenergetiky**

1.	Úvod.....	1
1.1.	I. regulační období.....	1
1.2.	Obecný přístup regulátora k nastavení II. regulačního období	2
2.	Popis konečných parametrů pro jednotlivé regulované činnosti ve II. regulační období ..	4
2.1.	Přenos elektřiny.....	4
2.1.1.	Povolené náklady	4
2.1.2.	Odpisy	5
2.1.3.	Zisk.....	5
2.2.	Distribuce elektřiny	7
2.2.1.	Povolené náklady	7
2.2.2.	Odpisy	8
2.2.3.	Zisk.....	8
3.	Koeficienty upravující základní parametry regulačního vzorce	10
3.1.	Eskalační faktor.....	10
3.2.	Faktor efektivity „X“	10
3.3.	Korekční faktor „K“	10
4.	Způsob výpočtu míry výnosnosti - WACC.....	11
5.	Metodika stanovení cen v odvětví.....	13
5.1.	Přenos elektřiny.....	13
5.1.1.	Cena za rezervaci kapacity.....	14
5.1.2.	Cena za použití přenosových sítí.....	14
5.2.	Systémové služby.....	15
5.3.	Distribuce elektřiny	15
5.3.1.	Ceny za rezervaci kapacity.....	15
5.3.2.	Cena za použití sítí	16
5.3.3.	Ceny za distribuci na distribuční úrovni NN.....	16
5.4.	Činnosti Operátora trhu s elektřinou, a. s.....	18
5.5.	Výroba elektřiny ze zdrojů nepřipojených do přenosové soustavy (decentrální výroba)	18
5.6.	Výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů a kogenerace.....	19
5.6.1.	Podpora výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů	19
5.6.2.	Podpora výroby elektřiny z kogenerace	19
5.7.	Dodávka elektřiny chráněnému zákazníkovi	20

1. Úvod

V roce 2004, který byl posledním rokem I. regulačního období, měl Energetický regulační úřad (dále jen „Úřad“) za úkol připravit metodiku regulace pro následující regulační období a metodikou stanovení cen.

1.1. I. regulační období.

Úřad po svém vzniku v roce 2001 zvolil metodu regulace obdobnou metodice využívané řadou evropských regulátorů RPI-X, která je založena na výkonnosti společností. Základním principem metody je, že jednotlivým společnostem jsou stanoveny povolené výnosy (Revenue-cap) pro určité předem dané období, tzv. regulační období. Druhým principem je, že metoda regulace a předem stanovené povolené výnosy jsou po dobu trvání regulačního období neměnné, kromě eskalace faktorem RPI, upraveným o faktor efektivity X.

V podmínkách České republiky se ovšem jednalo o zcela nový přístup, protože zde byl do té doby užíván princip nákladové regulace, při kterém byly každý rok posuzovány náklady společnosti a na jejich základě byla stanovena výsledná cena.

Podle zkušeností zahraničních regulátorů je doporučovaná doba trvání regulačního období v rozmezí tří až pěti let. Vzhledem k tomu, že se jednalo o zcela odlišný přístup k metodice regulace, rozhodl se Úřad pro tříleté regulační období, a to od 1. 1. 2002 do 31. 12. 2004.

Pro I. regulační období byly jednotlivým společnostem stanoveny povolené výnosy podle jednoduchého základního vzorce:

$$PV = N + O + Z$$

který má pro regulaci v energetice konkrétní tvar:

$$PV_0 = [N_0 + O_0 + (ROA \times PA_0)]$$

$$PV_i = PV_{i-1} \times (PPI_i - X_i)$$

kde:

PV_i	povolené výnosy v příslušném regulovaném roce
PV_0	výchozí hodnota povolených výnosů
N_0	výchozí hodnota provozních nákladů
O_0	výchozí hodnota odpisů
ROA	rentabilita provozních aktiv (míra zisku)
PA_0	výchozí hodnota provozních aktiv
PPI_i	index cen průmyslových výrobců v příslušném regulovaném roce
X_i	faktor efektivity v příslušném regulovaném roce

Tímto způsobem byla zajištěna po dobu trvání regulačního období stabilita energetických odvětví, a to jak pro konečné zákazníky, tak pro investory. Zároveň získal regulátor určitý nadhled nad regulací, protože neprováděl každoroční propočty jednotlivých parametrů regulačního vzorce. Je nutné ovšem připustit i negativa vzorce, a to že se skutečné hodnoty jednotlivých parametrů dosahované společnostmi vyvíjely odlišným způsobem než parametry vzorce upravované eskalací regulátorem.

Výhody	Nevýhody či chyby
<ol style="list-style-type: none"> 1. vzorec byl jednoduchý a měl výhodu v určitém nadhledu nad problematikou 2. vzorec zaručoval regulátorovi jistotu vývoje a stabilitu cen v odvětví 3. motivoval společnosti k úsporám 	<ol style="list-style-type: none"> 1. vývoj skutečných nákladů, odpisů a majetku nekorespondoval s regulátorem stanovenými hodnotami těchto parametrů (skutečný vývoj byl rozdílný především v majetku) 2. krátká doba trvání regulačního období 3. umělá alokace mezi obchod a distribuci umožňovala vznik nepřesností v regulaci

Na základě uvedených zkušeností a analýz přínosů a nedostatků se regulátor rozhodl zachovat základní princip regulace, ale přistoupil k několika úpravám.

1.2. *Obecný přístup regulátora k nastavení II. regulačního období*

Cíle II. regulačního období

Při přípravě II. regulačního období byly stanoveny základní cíle:

- při přechodu regulačních období zachovat stabilitu odvětví, tzn. cenovou stabilitu pro konečného zákazníka při zachování kvality dodávky a zároveň zachovat ziskovost pro investora,
- připravit metodu, která bude založena na všeobecně akceptovaných principech,
- motivačním způsobem vést v průběhu regulačního období společnosti ke zvyšování efektivnosti,
- více pracovat s investicemi v průběhu regulačního období.

Regulační období

Výrazná změna je, že druhé regulační období bude trvat pět let, tzn. od 1. 1. 2005 do 31. 12. 2009. Během I. regulačního období se prokázalo, že v průběhu tří let není dostatek časového prostoru k zobrazení efektu motivační regulace, protože v souladu s teorií regulace jsou data za druhý rok regulačního období základním podkladem pro nastavení dalšího regulačního období.

Regulační vzorec

Další, a pravděpodobně zásadnější, je změna regulačního vzorce. Rozdílem v přístupu je, že v regulačním vzorci bude k jednotlivým složkám přistupováno odděleně.

Zároveň bylo nutné pro jednotlivé regulované činnosti použít vzorce, které se v některých detailech liší, tím byly zohledněny specifika těchto činností.

Přenos elektřiny

$$PV_i = N_0 \times (1-X)^i \times \prod_i \frac{(p_{MI} \times MI + (1-p_{MI}) \times PPI)}{100} + O_0 + \sum_i \Delta O_i + WACC_{NHBT} \times \left(RAB_0 + \sum_i \Delta ZHA_i \right)$$

Distribuce elektřiny

$$PV_i = N_0 \times (1-X)^i \times \prod_i \frac{(p_{MI} \times MI + (1-p_{MI}) \times PPI)}{100} + O_0 \times \prod_i \frac{PPI}{100} + WACC_{NHBT} \times \left(RAB_0 + \sum_i \Delta ZHA_i \right)$$

Výhody	Nevýhody či chyby
<ol style="list-style-type: none"> vzorci zaručují regulátorovi jistotu vývoje, stabilitu v odvětví z 90%, (regulátor ovlivňuje náklady, odpisy a zakotvuje nominální výnos na pět let) vzorci zohledňují postupné přiznání zisku na majetek v průběhu reg. období a zamezují razantnímu nárůstu na počátku příštího regulačního období; dozor nad investicemi v odvětví výnosnost je stanovena metodou WACC, metodika zachovává ziskovost odvětví z I. regulačního období tzv. metodou roku 0 metoda roku 0 přeceňuje společnosti a dává možnost toto přecenění použít v případě rozdílného přecenění při unbundlingu 	<ol style="list-style-type: none"> vzorci jsou složitější na základě jednání jsou vzorce pro jednotlivé činnosti rozdílné změna majetku vyžaduje speciální metodiku pro přiznávání změn majetku a změnu výkaznictví, (nutno upravit vyhláškou) nárůst majetku bude vyžadovat přiznání vyššího zisku v průběhu regulačního období, což může vést k růstu ceny

Přístup regulátora ke stanovení jednotlivých vzorců a jejich parametrů pro činnost přenos elektřiny, distribuce elektřiny, je popsán v následujících kapitolách zprávy.

Komunikace s regulovanými subjekty

Před zahájením II. regulačního období byl regulátor povinen vyhlásit parametry pro jednotlivé regulované činnosti v dostatečném časovém předstihu. Přesné termíny stanovení jednotlivých parametrů jsou uvedeny ve vyhlášce č. 438/2001 Sb. ve znění pozdějších předpisů, kterou se stanoví obsah ekonomických údajů a postupy pro regulaci cen v energetice a jsou následující:

- pro držitele licence na přenos elektřiny 7 měsíců před zahájením regulačního období,
- pro držitele licence na distribuci elektřiny 5 měsíců před zahájením regulačního období,

V souladu s principy transparentního a otevřeného přístupu při tvorbě metodiky regulace a konkrétních regulačních nástrojů a s cílem připravit všeobecně akceptovanou metodu připravil Úřad prezentaci svých stanovisek ke způsobu definování parametrů, se kterými seznámil zástupce jednotlivých regulovaných společností již počátkem měsíce dubna 2004. Zástupci společností měli možnost se k prezentovaným stanoviskům regulátora vyjádřit a předložit připomínky.

V návaznosti na zahájení komunikace na téma nastavení II. regulačního období s regulovanými subjekty byl Úřad osloven ze strany vlastníků těchto regulovaných společností, kteří byli zplnomocněni k zastupování držitelů licence v dalším jednání s Úřadem.

2. Popis konečných parametrů pro jednotlivé regulované činnosti ve II. regulačním období

2.1. Přenos elektřiny

Přenos elektřiny je specifická činnost, a také postavení provozovatele přenosové soustavy v České republice ČEPS, a. s., je v porovnání s distribučními společnostmi odlišné.

Pro činnost přenosu byl stanoven konečný vzorec pro stanovení povolených výnosů:

$$PV_i = N_0 \times (1 - X)^i \times \prod_i \frac{(p_{MI} \times MI + (1 - p_{MI}) \times PPI)}{100} + O_0 + \sum_i \Delta O_i + WACC_{NHBT} \times \left(RAB_0 + \sum_i \Delta ZHA_i \right)$$

PV_i	povolené výnosy v příslušném regulovaném roce
i	pořadové číslo v příslušného regulovaného roku
N_0	výchozí hodnota provozních nákladů
O_0	výchozí hodnota odpisů
RAB_0	výchozí hodnota provozních aktiv
$WACC_{NHBT}$	míra výnosnosti
X	faktor efektivity
MI	mzdový eskalační faktor
PPI	průmyslový eskalační faktor (index cen průmyslových výrobců)
p_{MI}	koeficient mzdového eskalačního faktoru
ΔO_i	změna hodnoty odpisů v příslušném regulovaném roce
ΔZHA_i	změna hodnoty regulační báze aktiv v příslušném regulovaném roce

Jednotlivé parametry vzorce jsou popsány v následujících odstavcích.

2.1.1. Povolené náklady

Povolené náklady držitele licence na přenos elektřiny pro II. regulační období jsou definovány následujícím způsobem:

Povolenými náklady jsou:

- provozní náklady k zajištění licencované činnosti,
- pojištění majetku a odpovědnosti za škody,
- bankovní poplatky.

Do povolených nákladů se nezahrnují:

- daňově neuznatelné náklady,
- úroky z úvěrů a leasingová marže,
- náklady na tvorbu a zúčtování rezerv,
- leasingové splátky,
- ostatní finanční a mimořádné náklady.

V případě společnosti ČEPS, a. s., se regulátor rozhodl stanovit vstupní hodnoty povolených nákladů pro II. regulační období na základě výsledných hodnot z posledního účetně ukončeného roku, tzn. skutečných nákladů roku 2003. Důvodem pro rozhodnutí použití skutečných nákladů bylo, že se společnost v průběhu I. regulačního období chovala efektivně a dodržela hodnoty předepsané regulátorem.

Tato hodnota byla upravena o eskalační faktor složený z indexu cen průmyslových výrobců a mzdového indexu roku 2004, a plošný faktor efektivity na vstupní hodnotu pro první rok regulačního období N_0 .

2.1.2. Odpisy

Odpisy zařazené do regulačního vzorce vycházejí z účetní hodnoty provozních aktiv společnosti, a pro stanovení jejich výše se používají sazby účetních odpisů.

Jako vstupní hodnota pro II. regulační období byly použity účetní odpisy v roce 2003.

Podle ekonomické teorie mají odpisy pokrývat společnosti náklady na prostou reprodukci provozních aktiv, tak aby neklesala jejich zůstatková účetní hodnota. Ovšem v konkrétním případě společnosti ČEPS, a. s., docházelo v posledním období k investicím nižším, než jsou účetní odpisy, a je jisté riziko, trvání tohoto trendu. Proto se regulátor rozhodl, že nebude odpisy upravovat v průběhu II. regulačního období o eskalační faktor, ale o změnu hodnoty odpisů, čímž bude ve vzorci zahrnuta vždy jejich skutečná hodnota. Společnost bude tímto způsobem motivována k reinvesticím ve výši účetních odpisů, tak aby udržela hodnotu provozních aktiv (tím i zisku), což bude mít pro konečného zákazníka efekt zajištění kvality a spolehlivosti poskytované služby.

2.1.3. Zisk

Pro II. regulační období byl parametr zisk definován jako součin míry výnosnosti a hodnoty regulační báze aktiv.

Míra výnosnosti

Míra výnosnosti byla pro II. regulační období stanovena na základě všeobecně akceptované metodiky výpočtu vážených průměrných nákladů kapitálu - WACC. Popis metodiky výpočtu je uveden v kapitole č. 4 zprávy.

Pro společnost ČEPS, a. s., byly stanoveny následující hodnoty:

Parametr vzorce	Hodnota
r_f = bezriziková míra výnosu	4,18%
$\beta_{unlevered}$ = koeficient beta nevážený	0,250
$\beta_{levered}$ = koeficient beta vážený	0,296
ERP (příp. $r_M - r_f$) = tržní riziková přírážka	6,32%
D = objem cizího kapitálu	20%
E = objem vlastního kapitálu	80%
T = daňová sazba	26,0%
r_d = náklady cizího kapitálu	4,68%
r_e = náklady vlastního kapitálu	6,05%
WACC_{NHAT} - nominální hodnota (po zdanění)	5,534%
Daň z příjmu právnických osob	26,0%
WACC_{NHBT} - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	7,479%

Regulační báze aktiv

Regulační báze aktiv je základnou, na kterou je uplatňována míra výnosnosti. Základním podkladem pro stanovení její hodnoty jsou provozní aktiva, jejichž definice je stanovena v § 4 vyhlášky č. 439/2001 Sb., ve znění pozdějších předpisů.

V případě společnosti ČEPS, a. s., bylo při jejím vzniku (vyčleněním do nově vzniklé dceřinné společnosti ve vlastnictví společnosti ČEZ, a. s.) v roce 1998 provedeno přecenění účetní hodnoty majetku. Proto se Úřad rozhodl zůstatkovou hodnotu provozních aktiv, sloužících k zajištění licencované činnosti, použít ke stanovení RAB. Jako vstupní hodnotu pro II. regulační období bylo rozhodnuto použít hodnotu provozních aktiv z posledního účetně uzavřeného roku předcházejícího regulačnímu období, tzn. roku 2003.

V souvislosti s problematikou reinvestic se jedná o identický problém jako v případě odpisů, tzn. že je zde určitý předpoklad, že v účetnictví společnosti bude vlivem nedostatečných investic hodnota provozních aktiv klesat. Hodnota RAB bude každoročně upravena o změnu účetních zůstatkových hodnot provozních aktiv. Tímto krokem bude společnost ČEPS, a. s., motivována k reinvesticím udržujícím výši hodnoty RAB, tak aby jí neklesal v průběhu regulačního období zisk.

2.2. Distribuce elektřiny

Pro činnost distribuce elektřiny byl stanoven konečný vzorec pro stanovení povolených výnosů:

$$PV_i = N_0 \times (1 - X)^i \times \prod_i \frac{(p_{MI} \times MI + (1 - p_{MI}) \times PPI)}{100} + O_0 \times \prod_i \frac{PPI}{100} + WACC_{NHBT} \times \left(RAB_0 + \sum_i \Delta ZHA_i \right)$$

PV_i	povolené výnosy v příslušném regulovaném roce
i	pořadové číslo příslušného regulovaného roku
N_0	výchozí hodnota provozních nákladů
O_0	výchozí hodnota odpisů
RAB_0	výchozí hodnota provozních aktiv
$WACC_{NHBT}$	míra výnosnosti
X	faktor efektivity
MI	mzdový eskalační faktor
PPI	průmyslový eskalační faktor (index cen průmyslových výrobců)
p_{MI}	koeficient mzdového eskalačního faktoru
ΔZHA_i	změna hodnoty regulační báze aktiv v příslušném regulovaném roce

2.2.1. Povolené náklady

Povolené náklady držitele licence na distribuci elektřiny pro II. regulační období jsou definovány následujícím způsobem:

Povolenými náklady jsou:

- provozní náklady k zajištění licencované činnosti,
- pojištění majetku a odpovědnosti za škody,
- bankovní poplatky.

Do povolených nákladů se nezahrnují:

- daňově neuznatelné náklady,
- úroky z úvěrů a leasingová marže,
- náklady na tvorbu a zúčtování rezerv,
- leasingové splátky,
- ostatní finanční a mimořádné náklady.

Všeobecně používaná teorie regulace předpokládá, že se náklady vstupující do následujícího regulačního období stanovují na základě analýzy skutečně dosažených hodnot v období předcházejícím. Tato teorie ovšem vychází z předpokladu, že společnosti v průběhu regulačního období tlakem na efektivitu své náklady snižují, čímž dosahují vyšších zisků, než jim stanovil regulátor.

Ve skutečnosti ovšem většina distribučních společností nejen že v rozporu s popsanou teorií náklady nesnižovala, ale dokonce stanovenou hodnotu i překročila.

Překročením regulovaných nákladů ze strany společností se regulátor dostal do pozice, kdy musel zvolit jinou metodiku resp. rozhodnout, v jaké výši náklady pro II. regulační období stanoví. Volbou varianty, při které by vycházel ze skutečně dosažených hodnot za poslední ukončený rok předcházející II. regulačnímu období, by došlo ke skokovému nárůstu ceny pro konečné zákazníky. Další variantou, kterou mohl regulátor použít, bylo na základě analýzy náklady I. regulačního období upravit konkrétní vybrané položky nákladů. Provést tak

podrobnou analýzu jednotlivých nákladů u všech společností a následně obhájit její výstupy nebylo v možnostech Úřadu. Proto regulátor zvolil metodiku popsanou v následujícím odstavci.

Základní princip byl, že společnosti nastavenou úroveň znaly předem a měly své náklady přizpůsobit. Proto regulátor vycházel právě z této známé hodnoty, kterou podle pravidel I. regulačního období eskaloval indexem cen průmyslových výrobců a faktorem efektivity za roky 2000-2002; pro rok 2003, kdy byla deflace, se v souladu s pravidly pro II. regulační období použila hodnota eskalačního faktoru 100; a nakonec byl uplatněn eskalační faktor složený z indexu cen průmyslových výrobců a mzdového indexu roku 2004, a plošný faktor efektivity. Takto byla stanovena vstupní hodnota pro první rok II. regulačního období N_0 .

2.2.2. Odpisy

Pro jednotlivé činnosti jsou vyhláškou č. 439/2001 Sb., ve znění pozdějších předpisů, určeny odpisové sazby pro vybrané druhy provozních aktiv. Odpisové sazby provozních aktiv pro činnost distribuce elektřiny jsou stanoveny v příloze č. 2 vyhlášky č. 439/2001 Sb., ve znění pozdějších předpisů.

Jako podklad pro stanovení parametru byly použity účetní odpisy za poslední účetně uzavřený rok předcházející regulačnímu období, tzn. rok 2003. Důvodem je, že se jedná o odpisy existujících provozních aktiv společnosti, které vytváří prostředky na jejich nutnou obnovu formou reinvestic.

Tato hodnota byla upravena průmyslovým eskalačním faktorem PPI z roku 2004 na hodnotu O_0 , přičemž v následujících letech regulačního období bude upravována shodným způsobem, tzn. bez zařazení faktoru efektivity.

2.2.3. Zisk

Pro druhé regulační období byl parametr zisk pro činnost distribuce elektřiny definován shodně jako pro činnost přenos elektřiny, tzn. jako součin míry výnosnosti a hodnoty regulační báze aktiv.

Míra výnosnosti

V I. regulačním období stanovil Úřad míru výnosnosti jako rentabilitu provozních aktiv. Pro II. regulační období bylo rozhodnuto určit míru výnosnosti na základě všeobecně akceptované metodiky vypočtu vážených průměrných nákladů kapitálu - WACC. Popis metody je uveden v kapitole č. 4 této zprávy.

Pro činnost distribuce elektřiny byly stanoveny následující hodnoty:

Parametr vzorce	Hodnota
r_f = bezriziková míra výnosu	4,18%
$\beta_{unlevered}$ = koeficient beta nevážený	0,350
$\beta_{levered}$ = koeficient beta vážený	0,461
ERP (příp. $r_M - r_f$) = tržní riziková přírážka	6,32%
D = objem cizího kapitálu	30%
E = objem vlastního kapitálu	70%
T = daňová sazba	26,0%
r_d = náklady cizího kapitálu	4,68%
r_e = náklady vlastního kapitálu	7,09%
WACC_{NHAT} - nominální hodnota (po zdanění)	6,004%
Daň z příjmu právnických osob	26,0%
WACC_{NHBT} - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	8,114%

Regulační báze aktiv

Regulační báze aktiv je základnou, na kterou je uplatňována míra výnosnosti. Základním podkladem pro stanovení její hodnoty jsou provozní aktiva, jejichž definice je dána v § 4 vyhlášky č. 439/2001 Sb., ve znění pozdějších předpisů.

Vzhledem k tomu, že jedním ze základních cílů Úřadu pro II. regulační období bylo zachování ziskovosti odvětví jako celku, tzn. zachování podmínek pro investora, který vstupoval do odvětví v předcházejícím období, bylo nutné stanovit způsob přecenění provozních aktiv. Jeho nezbytnost vyplývala ze změny metodiky a tím i výše uplatněné míry výnosnosti v porovnání s I. regulačním obdobím.

Existuje řada způsobů, jak provést ocenění aktiv s rozdílnou časovou a finanční náročností. Regulační zvolil metodu, která spočívá právě na principu zachování ziskovosti odvětví. Stanovení hodnoty regulační báze aktiv vychází z historické hodnoty přiměřeného zisku.

Výchozí hodnota RAB pro činnost distribuce elektřiny pro II. regulační období byla stanovena následujícím způsobem:

$$RAB_{2000} = \frac{zisk_{2000}}{WACC_{NHBT}}$$

$$RAB_{2005} = RAB_{2000} + \sum_{2001}^{2005} \Delta ZHA$$

Zařazením $\sum_{2001}^{2005} \Delta ZHA$ byly do hodnoty regulační báze aktiv za roky 2001-2003 přičteny skutečné hodnoty změn zůstatkových hodnot provozních aktiv a za roky 2004-2005 $\frac{2}{3} \times \sum_{2001}^{2003} \Delta ZHA$.

Pro další následující roky regulačního období bude připravena metodika pro uznávání ΔZHA . Rozdíl mezi započítanou hodnotou a skutečnou hodnotou aktivovaného majetku v regulovaném roce bude Úřad upravovat prostřednictvím korekčního faktoru.

3. Koeficienty upravující základní parametry regulačního vzorce

Pro činnosti v odvětví elektroenergetiky zvolil Úřad ke koeficientům upravujícím jednotlivé parametry shodný přístup a způsob uplatnění v regulačním vzorci.

3.1. Eskalační faktor

Průmyslový eskalační faktor byl definován jako index cen průmyslových výrobců a je uplatňován jak na náklady, tak v případě distribuce elektřiny na odpisy. Bylo stanoveno, že v případě deflace ($PPI < 100$) nebude průmyslový eskalační faktor použit, resp. bude roven 100. Průmyslový eskalační faktor se podílí na celkovém eskalačním faktoru uplatňovaném na náklady pro činnost přenos elektřiny 85 % a pro činnost distribuce elektřiny 65 % (1-koeficient mzdového eskalačního faktoru). Na odpisy pro činnost distribuce elektřiny je uplatňován 100% váhou.

Další zásadní změnou, kterou zavedl Úřad pro II. regulační období, je *mzdový eskalační faktor*, který odráží odlišný vývoj mezd, které jsou součástí povolených nákladů, než je vývoj průmyslového eskalačního faktoru. Je uplatňován pouze na náklady, a do regulačního vzorce je zařazený váhou koeficientu mzdového eskalačního faktoru. Mzdový eskalační faktor se podílí na celkovém eskalačním faktoru pro činnost přenos elektřiny 15 % a pro činnosti distribuce elektřiny 35 % (koeficient mzdového eskalačního faktoru).

3.2. Faktor efektivity „X“

Jedná se o koeficient, který omezuje vliv eskalačních faktorů na náklady. Tím jsou společnosti nuceny k efektivnějšímu chování spojenému se snižováním nákladů, které působením faktoru „X“ nekopírují růst cen.

Pro celé pětileté II. regulační období stanovil Úřad pro společnosti podnikající v odvětví elektroenergetiky plošný faktor efektivity, který ukládá celkové snížení nákladů o 10 %. To znamená, že roční hodnota se stanoví následujícím způsobem:

$$X = 1 - \sqrt[5]{0,9} = 2,085\%$$

3.3. Korekční faktor „K“

Princip uplatnění korekčního faktoru lze zjednodušeně popsat, jako úpravu skutečných výnosů poskytovatele určité služby na hodnotu povolených výnosů stanovenou regulátorem.

Rozdíl mezi skutečnými výnosy za regulovaný rok, které jsou výsledkem ceny (stanovené jako poměru povolených výnosů a plánu technických jednotek) a skutečných technických jednotek, a povolenými výnosy je korekční faktor za příslušný rok.

O něj jsou upraveny povolené výnosy pro následující regulovaný rok.

Protože je korekční faktor zařazen do povolených výnosů až s dvouletým zpožděním, je při jeho uplatnění zohledněna časová hodnota peněz. Korekce může nabývat kladných nebo záporných hodnot a pro oba případy je časová hodnota peněz jednotná. Zabrání se tak možnému spekulativnímu přístupu při zadávání plánovaných hodnot.

Pozn. Přesná metodika pro stanovení korekčního faktoru je uvedena pro elektroenergetiku v příloze č. 9 vyhlášky č. 438/2001 Sb., ve znění pozdějších předpisů.

4. Způsob výpočtu míry výnosnosti - WACC

1. $WACC_{NHBT} = \frac{WACC_{NHAT}}{1-T}$
2. $WACC_{NHAT} = r_e \times \frac{E}{E+D} + r_d \times (1-T) \times \frac{D}{E+D}$
3. $r_e = r_f + \beta_L \times ERP$
4. $r_d = r_f + CS$
5. $\beta_L = \beta_{unL} \times \left[1 + (1-T) \times \frac{D}{E} \right]$

Nominální $WACC_{NHBT}$ který se používá ve vzorci pro výpočet povolených výnosů, se vypočítá z $WACC_{NHAT}$ navýšením o daň z příjmu, aby skutečný zisk, který společností po zdanění zůstane, byl na úrovni, kterou stanovil regulátor

Nominální $WACC_{NHAT}$ byl vypočítáván jako vážený průměr ceny vlastního a cizího kapitálu, přičemž váhy jsou tvořeny objemem těchto složek kapitálu. Cena cizích zdrojů byla navíc snížena o míru zdanění, jelikož úroky z cizího kapitálu jsou zahrnovány do daňově uznatelných nákladů, a působí zde proto jako daňový štít.

Náklady vlastního kapitálu r_e

Náklady vlastního kapitálu byly vyjádřeny součtem bezrizikové míry r_f a části tržní rizikové přírážky ERP, která je determinovaná hodnotou koeficientu β_L .

Náklady cizího kapitálu r_d

Náklady cizího kapitálu byly vyjádřeny součtem bezrizikové míry výnosu (r_f) ve výši 4,18 % a kreditního rozpětí (CS) ve výši 0,5 %. Kreditní rozpětí vyjadřuje úrokovou přírážku, která zohledňuje míru rizika investice.

Poměr vlastních a cizích zdrojů E/D

Poměr cizího a vlastního kapitálu byl stanoven rozhodnutím Úřadu za účelem většího využití cizích zdrojů, jejichž cena byla v porovnání s vlastním kapitálem nižší. S ohledem na současnou kapitálovou strukturu regulovaných subjektů byla míra financování z cizích zdrojů stanovena v porovnání se zahraničím poměrně nízko.

Daňová sazba T

Bylo rozhodnuto, že hodnota WACC bude v průběhu regulačního období neměnná, jediným případem kdy bude provedena její úprava, je změna sazby daně z příjmu.

Bezriziková výnosová míra r_f

Bezriziková výnosová míra byla stanovena na základě pětiletých dluhopisů (2004 – 2009); vzhledem k použití nominální hodnoty WACC v rámci pětiletého regulačního období. Z této úvahy vyplývá pro investory větší jistota pro plánování návratnosti investic na celé regulační období – fixace na 5 let.

Hodnota bezrizikové výnosové míry byla vypočtena na základě výnosu státního dluhopisu CZ0001000855; číslo emise 42, číslo tranše 4. Jedná se o pětiletý státní dluhopis, který dobou splatnosti (2004 – 2009) nejvíce odpovídá délce II. regulačního období.

Koeficient β_{unL}

Jeho hodnota byla odvozena od průměru β koeficientů evropských distribučních společností obchodovaných na burze a plně koresponduje z hodnotami, které se pro regulační účely rozhodly použít národní regulační orgány ve Velké Británii, Nizozemí a Rakousku.

Koeficient β_L

Pro použití do výpočtu ceny vlastního kapitálu bylo nutné hodnotu koeficientu β_{unL} upravit (tzv. vážit) podle míry zadlužení konkrétní společnosti a podle míry zdanění, které daná společnost podléhá.

Tržní riziková přírážka ERP

Kvantifikace tržní rizikové přírážky byla provedena na základě hodnot dosažených na kapitálových trzích USA za období od r. 1928. Tržní riziková přírážka USA byla následně zvýšena o rizikovou přírážku země, která byla odvozena od ratingového stupně dosaženého Českou republikou.

5. Metodika stanovení cen

Od 1. ledna 2005 jsou Úřadem regulovány ceny těchto činností:

- a) přenos elektřiny prostřednictvím přenosové soustavy,
- b) poskytování systémových služeb,
- c) distribuce elektřiny oprávněným zákazníkům na jednotlivých napěťových úrovních,
- d) činnosti operátora trhu v členění podle zvláštního právního předpisu (vyhláška č. 373/2001 Sb., ve znění pozdějších předpisů, kterou se stanoví pravidla pro organizování trhu s elektřinou a zásady tvorby cena za činnosti operátora trhu)
- e) výroba elektřiny ze zdrojů nepřipojených do přenosové soustavy,
- f) výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů,
- g) výroba elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla,
- h) dodávka elektřiny chráněným zákazníkům na distribuční úrovni nízkého napětí,
- i) dodávka elektřiny od dodavatele poslední instance.

Forma regulace výše uvedených činností je následující:

- činnosti ad a) – e)
 - ceny jsou individuální pro jednotlivé držitele licence,
 - jsou regulovány formou úředně stanovených cen jako ceny pevné,
- činnosti ad f) – g)
 - jsou regulovány formou úředně stanovených cen jako ceny minimální resp. jako ceny pevné,
 - podpora obnovitelných zdrojů energie a kombinované výroby elektřiny a tepla (dále jen „kogenerace“) je řešena jednak formou pevného příspěvku ke smluvní (neregulované) ceně, jednak formou povinného výkupu elektřiny za ceny minimální,
- činnost ad h – i)
 - je regulována formou úředně stanovené ceny jako cena maximální.

Výsledná cena dodávky elektřiny pro konečného zákazníka se skládá z komponent uvedených v bodech a - g, dále je její součástí neregulovaná cena za silovou elektřinu. Cena silové elektřiny je v případě oprávněných zákazníků zcela předmětem smluvních vztahů mezi odběratelem a dodavatelem bez vlivu ze strany Úřadu. V případě chráněných zákazníků vstupuje do tarifů jako průměrná nákupní cena stanovená Úřadem.

5.1. Přenos elektřiny

V případě regulace cen za přenos elektřiny došlo ve II. regulačním období ke změně rozsahu regulovaných činností, kdy již všechny licencované činnosti společnosti ČEPS, a. s., jsou regulovány. Způsob regulace cen přenosového systému významně ovlivnilo Nařízení 1228/2003 EC a to tím, že neumožňuje zpoplatnit export žádnými platbami. Současně umožňuje regulovat činnost a výnosy z procesu přidělování kapacit na přeshraničních profilech, v důsledku čehož je část příjmů z aukcí použita ke snížení povolených výnosů provozovatele přenosové soustavy, které se projevilo snížením ceny za rezervaci kapacity.

Této možnosti Úřad využil a výnosy z činnosti organizování aukcí na přeshraniční přenosové kapacity, která nebyla v I. regulačním období regulována, jsou ve II. regulačním období zahrnuty do regulace a to následujícím způsobem:

- a) část výnosů z aukcí je zahrnuta do povolených výnosů společnosti za činnost přenosu za účelem jejich celkového snížení a tedy i snížení výsledné ceny za přenos,
- b) část výnosů z aukcí je určena k úhradě nákladů provozovatele přenosové soustavy souvisejících s úhradou ITC mechanismu (ITC = Inter-TSO Compensation), v rámci kterého jsou vyrovnávány platby mezi provozovateli přenosových soustav v členských státech Evropské unie v důsledku využívání části přenosového systému ostatními provozovateli přenosových soustav,
- c) část výnosů slouží jednak jako rezerva ke krytí případných záporných sald výsledků ostatních regulovaných činností společnosti ČEPS, a. s., jednak k posílení a rozvoji přeshraničních profilů provozovatele přenosové soustavy.

Předmětem regulace jsou povolené výnosy provozovatele přenosové soustavy, které jsou dány součtem povolených nákladů, odpisů a zisku. Povolené výnosy jsou sníženy o část příjmů z aukcí (viz výše), jejíž hodnotu stanovil Úřad konstantní po celé druhé regulační období.

5.1.1. Cena za rezervaci kapacity

Z povolených výnosů a roční rezervované kapacity odběratelů z přenosové soustavy se stanovuje cena za rezervaci kapacity. Základním klíčem pro rozdělení povolených výnosů na jednotku rezervované kapacity jsou maxima zatížení odběratelů připojených do přenosové soustavy (distribučních společností i konečných zákazníků), přičemž do výpočtů vstupuje průměr bilančních sald hodinových maxim odběru z přenosové soustavy ve 4 zimních měsících (listopad až únor) za 3 předcházející období. Při výpočtu se zohledňují zpětné toky do přenosové soustavy.

5.1.2. Cena za použití přenosových sítí

Cena za použití přenosových sítí se stanovuje z proměnných nákladů provozovatele přenosové soustavy a plánovaného přeneseného množství elektřiny (bez exportu a tranzitu). Proměnné náklady provozovatele přenosové soustavy jsou stanoveny na základě povoleného množství ztrát v přenosové soustavě a průměrné nákupní ceny elektřiny na krytí těchto ztrát.

Podrobný postup stanovení cen za přenos elektřiny (ceny za rezervaci kapacity, ceny za použití sítí) je uveden v příloze č. 1 vyhlášky č. 438/2001 Sb., ve znění pozdějších předpisů.

Za příslušný účetně ukončený kalendářní rok provádí Úřad vyhodnocení výsledků regulace a na jeho základě příslušné korekce, které se následně promítají do cen za přenosové služby v následujícím regulovaném roce se zohledněním časové hodnoty peněz. V případě činnosti přenosu se provádí korekce u proměnné složky ceny – v tomto případě se koriguje dosažená míra ztrát v přenosové soustavě a ekonomické výsledky plynoucí ze skutečné cenové úrovně elektřiny nakupované na ztráty v soustavě. Výnosy z cen za rezervaci kapacity přenosových sítí nepodléhají korekci.

5.2. Systémové služby

Systémové služby jsou nezbytné k zajištění vyrovnané výkonové bilance mezi výrobou elektřiny a její spotřebou a tedy stability elektroenergetického systému. Provozovatel přenosové soustavy je schopen tyto služby zajišťovat na základě nákupu podpůrných služeb.

Princip výpočtu ceny za systémové služby vychází z objemu nákladů na podpůrné služby, kterými společnost ČEPS, a. s., zajišťuje stabilitu elektrizační soustavy. Celkové náklady na podpůrné služby v regulovaném roce však mohou být značně ovlivněny celou řadou faktorů, jako např.:

- cenou silové elektřiny, od níž se odvíjí i ceny nabízených podpůrných služeb,
- předpokládanou výstavbou větrných elektráren na území České republiky, které vyvolávají zvýšení nároků na zajištění stability elektroenergetického systému a tedy i zvýšení nákladů na nákup podpůrných služeb,
- výše exportu a importu elektřiny.

Naproti tomu existují různé nástroje pro provozovatele přenosové soustavy, kterými může dosahovat Úřadem definovaných úspor v oblasti nákladů na nákup podpůrných služeb. Z těchto nástrojů lze uvést např. formu dlouhodobých (víceletých) kontraktů na nákup těchto služeb a tedy jistá garance určité úrovně nákladů na podpůrné služby v dlouhodobějším horizontu.

Z celkových nákladů se dělením plánovaným množstvím přenesené elektřiny stanovuje cena za systémové služby. Podrobný postup stanovení ceny za systémové služby je uveden v příloze č. 2 vyhlášky č. 438/2001 Sb., ve znění pozdějších předpisů.

Obdobně jako u činnosti přenosu elektřiny i za činnost poskytování systémových služeb provádí Úřad vyhodnocení výsledků regulace a na jeho základě příslušné korekce, které se promítají do cen za systémové služby v následujícím regulovaném roce se zohledněním časové hodnoty peněz

5.3. Distribuce elektřiny

Pro účely regulace cen distribuce elektřiny resp. výnosů z této činnosti je distribuční systém rozčleněn na následující části:

- distribuční síť velmi vysokého napětí (VVN),
- distribuční síť vysokého napětí (VN),
- distribuční síť nízkého napětí (NN).

Obdobně jako u činnosti přenosu i u činnosti distribuce na VVN a VN jsou stanoveny dvě složky ceny za distribuci elektřiny, a to cena za rezervaci kapacity a cena za použití sítí.

5.3.1. Ceny za rezervaci kapacity

Ceny za rezervaci kapacity na jednotlivých distribučních úrovních jsou stanoveny z povolených výnosů distribuční společnosti na příslušných napětíových úrovních dělením technickými jednotkami (tj. celkové kapacity v MW rezervované odběrateli – konečnými zákazníky i lokálními distribučními soustavami – pro příslušný regulovaný rok). Při stanovení cen na nižších napětíových hladinách (tj. VN a NN) se navíc zohledňují transformace na nižší napětíové hladiny (VVN/VN, VN/NN). Tímto způsobem je stanovena cena za rezervaci kapacity distribučních úrovních VVN a VN, v případě hladiny NN je postup nepatrně odlišný (princip tvorby cen za distribuci na hladině NN bude uveden dále).

5.3.2. Cena za použití sítí

Cena za použití sítí pokrývá proměnné náklady provozovatele distribuční soustavy vyvolané dopravou elektřiny distribučním systémem. Pro II. regulační období byla Úřadem zvolena regulace proměnných nákladů prostřednictvím stanovení povolené míry ztrát příslušné napěťové hladiny distribučního systému, která zahrnuje povolenou míru technických ztrát konstantní po celé regulační období a povolenou míru obchodních ztrát s definovaným degresivním charakterem ve stejném období. Povolená míra technických ztrát i povolená míra obchodních ztrát je pro jednotlivé provozovatele distribučních soustav stanovena individuálně, míra snižování obchodních ztrát v průběhu druhého regulačního období platí plošně pro všechny provozovatele distribučních soustav a činí 2,085 % ročně (tj. 10 % za celé regulační období).

Z povolené míry celkových ztrát a průměrné nákupní ceny silové elektřiny na krytí ztrát v soustavě, kterou stanoví Úřad a která je dále použita jako podklad pro stanovení cen dodávky elektřiny pro chráněné zákazníky, se určí proměnné náklady provozovatele distribuční soustavy na příslušné napěťové hladině. Tyto náklady se následně dělí celkovým plánovaným množstvím elektrické energie, která by měla být distribuována příslušnou napěťovou hladinou, a výsledkem je cena za použití sítí dané distribuční úrovně.

Vzhledem k tomu, že elektřina je odběrateli dopravována různými úrovněmi elektroenergetického dopravního systému (přenosový systém, jednotlivé napěťové úrovně distribučního systému), ceny za použití sítí na nižších napěťových úrovních proto kryjí i proměnné náklady na vyšších napěťových hladinách distribučního systému a přenosového systému.

Podrobný postup stanovení cen za distribuční služby je uveden v přílohách č. 3 a č. 4 vyhlášky č. 438/2001 Sb., ve znění pozdějších předpisů.

Pro II. regulační období Úřad nově zavedl jednosložkovou cenu za použití sítí provozovatelů regionálních distribučních soustav na hladině VN pro nepravidelné krátkodobé odběry. Cena je stanovena tak, že její použití je výhodné pro oprávněné zákazníky na hladině VN s dobou využití maxima zatížení menším než 300 hodin za rok. Pro vyšší doby využití maxima zatížení je pro konečného zákazníka vhodnější platba dvousložkové ceny za distribuci (za rezervaci kapacity a za použití sítí).

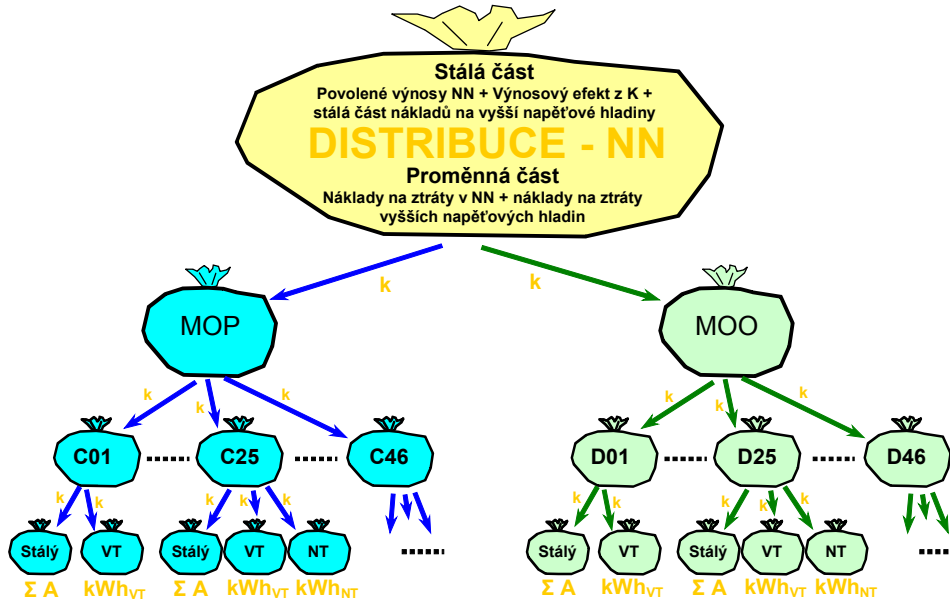
5.3.3. Ceny za distribuci na distribuční úrovni NN

S postupující liberalizací trhu s elektřinou, kdy se od 1. 1. 2005 stávají oprávněnými zákazníky všichni koneční zákazníci kromě domácností, musela být řešena otázka distribučních sazeb na hladině nízkého napětí. Možné řešení distribučních sazeb na hladině NN spočívalo buď ve volbě stejného principu tvorby cen jako na distribučních úrovních VVN a VN (tj. jedna dvousložková známka pro danou hladinu – systém ceny za rezervaci kapacity a ceny za použití sítí), nebo v diferenciaci cen za distribuční služby na hladině NN v závislosti na charakteru odběru a zachovat podobnou strukturu tarifů jako doposud. V prvním regulačním období, kdy všichni koneční zákazníci připojení na hladinu NN byli chráněni, vstupovala do výpočtů výsledných tarifů pro chráněné zákazníky kumulativní jednosložková cena za distribuci elektřiny.

Vzhledem k tomu, že při systému jedné dvousložkové ceny by zanikla motivace pro zákazníky umožnit provozovateli distribučního systému operativní řízení spotřeby pro účely vyrovnávání stability distribučního systému a že by současně došlo k vytvoření zcela odlišných relací ve srovnání se stávajícími tarifními cenami na hladině NN, přistoupil Úřad ke stanovení cen za distribuční služby rozlišené dle nároků odběrů na využití sítí.

Tvorba cen za distribuci na hladině NN ve II. regulačním období spočívá v postupné alokaci celkových nákladů na distribuci (jak stálé složky – povolených výnosů, tak proměnné složky – proměnných nákladů), které musí být pokryty prostřednictvím distribučních sazeb. Princip alokace je uveden na obr. 1.

Obr. 1 – Princip rozdělení výnosů distribuční společnosti do jednotlivých distribučních tarifů



Pro alokaci celkových nákladů na segment MOP a MOO je použit princip zachování současných relací cen obou kategorií. Rozdělení nákladů, přiřazených již na jednotlivé kategorie zákazníků na hladině NN, do jednotlivých distribučních sazeb se provádí podle hraničních bodů spotřeby¹⁾, přičemž se při alokaci zohledňují současné relace mezi tarifními sazbami. Dále bylo provedeno rozdělení nákladů, přiřazených na příslušnou distribuční sazbu, na stálou složku (platba za jistič) a proměnnou složku (platba za distribuované množství elektřiny) a z nich jsou dělením souhrnem odpovídajících technických jednotek (A, MWh) stanoveny jednotkové ceny za příkon a jednotkové ceny za distribuované množství (u dvoutarifů rozdělené na vysoký tarif VT a nízký tarif VT).

Základním výchozím podkladem pro postupné rozdělování celkových nákladů dle schématu na obr. 1 jsou tarifní statistiky za poslední účetně ukončený kalendářní rok²⁾. Výsledné ceny pro regulovaný rok jsou pak tvořeny na základě upravených tarifních statistik úměrně přepočtených na předpokládanou spotřebu konečných zákazníků v regulovaném roce (tj. v roce, pro nějž jsou ceny stanovovány).

Za účetně ukončený kalendářní rok provádí Úřad vyhodnocení výsledků regulace a na jeho základě příslušné korekce. V případě činnosti distribuce elektřiny se provádí korekce u stálé složky ceny – v tomto případě se korigují celkové dosažené výnosy distribuční společnosti nad rámec povolených výnosů stanovený Úřadem pro daný kalendářní rok a tento rozdíl je započítáván do povolených výnosů v následujícím regulovaném roce se zohledněním časové hodnoty peněz. Proměnné náklady provozovatele distribuční soustavy (resp. výnosy z cen za

¹⁾ Hraničními body se rozumí hodnoty roční spotřeby, při níž je pro spotřebitele ekonomicky výhodné přejít z jedné distribuční sazby do nejbližší navazující distribuční sazby.

²⁾ Tarifní statistikou se rozumí přehled (statistika) spotřeby elektřiny konečných zákazníků v příslušné tarifní sazbě s rozlišením na nízký, vysoký případně špičkový tarif; tarifní statistiky dále obsahují informace o počtu odběrných míst a o fakturovaných tržbách v příslušné tarifní sazbě. Tarifní statistiky jsou sledovány v členění podle velikosti jističích prvků.

použití sítí) nejsou předmětem regulačních korekcí, neboť povolená míra ztrát je definována jako normativ. Případné odchylky od tohoto normativu jdou na vrub či ve prospěch provozovatele distribuční soustavy.

5.4. Činnosti Operátora trhu s elektřinou, a. s.

Výchozí cena za činnost operátora trhu pro rok 2005 byla stanovena na základě povolených výnosů (sestavajících z povolených nákladů, odpisů a zisku) a spotřeby elektrické energie konečných zákazníků v České republice, včetně lokální spotřeby výrobců. Takto stanovená cena bude v jednotlivých letech druhého regulačního období měněna v závislosti na vývoji indexu cen průmyslových výrobců.

Kromě ceny za zúčtování (v Kč/MWh) dále patří mezi regulované ceny za činnost operátora trhu:

- cena za registraci subjektu zúčtování,
- roční cena za činnost zúčtování,
- cena za poskytování skutečných hodnot účastníkům trhu s elektřinou,
- cena za zobchodované množství elektřiny na denním trhu organizovaném operátorem trhu.

Pro II. regulační období byla zrušena cena za vstupní registraci účastníka trhu pro držitele licence na výrobu, distribuci a obchod s elektřinou.

5.5. Výroba elektřiny ze zdrojů nepřípojených do přenosové soustavy (decentrální výroba)

Výrobní zdroje, které nejsou připojeny do přenosové soustavy, ale do některé z úrovní distribučního systému (tzv. „decentrální zdroje“), šetří proměnné náklady provozovatele přenosové soustavy příp. proměnné náklady provozovatele distribuční soustavy na vyšších napěťových hladinách, dané dopravou elektřiny příslušnou částí elektroenergetického systému (přenosového, či určitou napěťovou úrovní distribučního systému).

Pevné ceny, které byly stanoveny pro decentrální zdroje jako forma příspěvku k tržní ceně elektřiny sjednávané mezi výrobcem a odběratelem resp. obchodníkem, byly vyčísleny na základě filozofie úspory nákladů na vyšších napěťových hladinách v důsledku dodávky elektřiny do nižší distribuční úrovně. Tyto ceny hradí výrobcům příslušní provozovatelé regionálních distribučních soustav, k jejichž zařízení jsou výrobní zdroje připojeny.

Platby za decentrální výrobu vyvolávají u provozovatelů distribučních soustav vícenáklady. Tyto vícenáklady jsou promítány do cen konečných zákazníků formou příspěvku pro decentrální zdroje, který se stanoví tak, že celkové vícenáklady provozovatele distribuční soustavy jsou děleny celkovou spotřebou odběratelů připojených k této distribuční soustavě. Příspěvek pro decentrální zdroje je regionální (stanoven Úřadem individuálně pro jednotlivé provozovatele regionálních distribučních soustav). Na rozdíl od I. regulačního období, kdy byl příspěvek pro decentrální zdroje diferencován podle distribuční úrovně, ve II. regulačním období je příspěvek stanoven jednotně bez rozlišení napěťové úrovně. Příspěvek je hrazen konečnými zákazníky jako součást ceny za distribuci elektřiny.

Výsledky podpory decentrální výroby podléhají regulační korekci za skutečnost dosaženou v posledním účetně ukončeném kalendářním roce, přičemž se zohledňuje časová hodnota peněz.

5.6. Výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů a kogenerace

5.6.1. Podpora výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů

Česká republika se zavázala v přístupové smlouvě o vstupu do Evropské unie dosáhnout indikativního cíle podílu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny ve výši 8 % v roce 2010. K dosažení tohoto cíle je vzhledem k nižší konkurenceschopnosti těchto zdrojů ve srovnání s uhelnými či plynovými zdroji nezbytná jejich ekonomická podpora.

Schéma podpory je zakotveno v návrhu zákona o podpoře obnovitelných zdrojů energie. Výrobce bude mít možnost zvolit systém povinného výkupu elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie za minimální výkupní ceny (výkup zajišťují provozovatelé distribučních soustav a provozovatel přenosové soustavy), nebo systém zelených bonusů (příspěvků k tržní ceně).

Do doby úplného otevření trhu s elektřinou (tj. do 31. 12. 2005) zůstává zachována podpora obnovitelných zdrojů energie formou minimálních výkupních cen, vyjma výroby elektřiny vyrobené společným spalováním palivových směsí bílé, hnědé a cíleně pěstované biomasy a fosilních paliv. Pro tyto zdroje jsou v souladu s návrhem zákona o podpoře obnovitelných zdrojů energie stanoveny pevné výkupní ceny elektřiny (v Kč/MWh) jako forma příspěvku k tržní ceně, kterou si příslušný výrobce sjednává s odběratelem resp. obchodníkem.

Minimální výkupní ceny elektřiny z jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů jsou stanoveny v závislosti na výši investičních a provozních nákladů jednotlivých kategorií zdrojů. Při výpočtu byla použita metodika čisté současné hodnoty generovaných hotovostních toků projektů (NPV CF) za dobu životnosti dané technologie rovné nule při diskontní sazbě 7 %. Při tvorbě cen je ze strany Úřadu zachovávána výnosnost jednotlivých kategorií zdrojů, projevující se v diferenciaci cen v závislosti na uvedení zdroje do provozu. Diferenciace cen je důsledkem změn úrovně investičních i provozních nákladů v důsledku rozvoje používaných technologií.

Podpora obnovitelných zdrojů energie vyvolává u distribučních společností vícenáklady, které vznikají v důsledku rozdílu mezi cenou elektřiny pro tyto zdroje a cenou elektřiny pro ostatní neobnovitelné (nepodporované) technologie. Tyto vícenáklady se promítají do cen pro konečné zákazníky ve formě příspěvku na výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů. Výsledný příspěvek je ovlivněn množstvím a strukturou výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, výší podpory těchto zdrojů (výkupními cenami, cenami příspěvků) a cenou silové elektřiny na trhu s elektřinou, které v souhrnu definují celkové vícenáklady na tyto zdroje, a dále celkovou spotřebou elektřiny všech zákazníků (včetně lokální spotřeby výrobců), na kterou se celkové vícenáklady rozdělují. Příspěvek je celostátně jednotný.

Skutečná výše tržeb z příspěvku na krytí vícenákladů spojených s výkupem elektřiny z obnovitelných zdrojů je za účetně ukončený kalendářní rok ověřována se skutečnými náklady spojenými s výkupem elektřiny z uvedených zdrojů a následně korigována. Korekce se promítá do cen v následujícím regulovaném roce se zohledněním časové hodnoty peněz.

5.6.2. Podpora výroby elektřiny z kogenerace

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla je důležitou součástí ochrany životního prostředí. Při využívání tepla primárně určeného pro výrobu elektrické energie dochází k významné úspoře paliva v porovnání s čistě elektrárenskými a teplárenskými provozovny. Proto je důležité tuto oblast ochrany životního prostředí také ekonomicky zvýhodnit.

V oblasti kogenerace byla v prvním regulačním období zavedena podpora jak formou minimálních výkupních cen, tak formou pevných příspěvků k tržní ceně, kterou si výrobce sjednává s odběratelem. V obou případech má provozovatel distribuční soustavy povinnost vykoupit elektřinu vyrobenou z kogeneračních zdrojů.

Pro první rok druhého regulačního období byly podporované zdroje rozděleny do tří kategorií:

- zdroje do 1 MW_e včetně – u těchto zdrojů se uplatňují minimální výkupní ceny, případně pevné ceny,
- zdroje od 1 MW_e do 5 MW_e včetně – provozovatelé těchto zdrojů mohou uplatnit buď minimální výkupní ceny, nebo pevné příspěvky k tržní ceně,
- zdroje nad 5 MW_e – u těchto zdrojů je zavedena podpora formou pevných příspěvků.

Obdobně jako v případě výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů i výroba elektřiny z kogenerace vyvolává u distribučních společností vícenáklady, které se následně promítají do cen konečných zákazníků formou příspěvku na krytí vícenákladů z kogeneračních zdrojů. Příspěvek je celostátně jednotný.

Ekonomické výsledky z této činnosti jsou každoročně ověřovány a korigovány a promítána do regulovaných cen v následujícím regulovaném roce se zohledněním časové hodnoty peněz.

5.7. Dodávka elektřiny chráněnému zákazníkovi

Cena dodávky elektřiny pro chráněného zákazníka v Kč/MWh se skládá z:

- ceny za systémové služby,
- ceny za přenos elektřiny,
- ceny za distribuci, zahrnující příspěvek na decentrální výrobu a cenu provozovatele distribuční soustavy za zprostředkování plateb;
- ceny příspěvku na krytí vícenákladů souvisejících s povinným výkupem elektřiny z obnovitelných zdrojů a kogenerace,
- celostátně jednotné pevné ceny za činnost zúčtování OTE vztažené k odběru konečných zákazníků,
- ceny obchodu s elektřinou pro chráněné zákazníky zahrnující rovněž ziskovou marži pro činnost dodávky elektřiny chráněným zákazníkům,
- nákupní ceny silové elektřiny stanovené Úřadem individuálně pro jednotlivé držitele licence.

Nákupní cena silové elektřiny byla vždy do výpočtu tarifů pro chráněné zákazníky uplatňována jako průměrná cena stanovená individuálně pro jednotlivé provozovatele regionálních distribučních soustav na základě ocenění odběrového diagramu chráněných zákazníků.

Při tvorbě cen pro chráněné zákazníky pro rok 2005 byly stanovené průměrné ceny silové elektřiny rozděleny na proměnné složky ve vysokém tarifu VT a nízkém tarifu NT se zohledněním charakteru odběru. K takto stanoveným cenám silové elektřiny byly připočteny ceny za distribuci (v členění na stálý plat a proměnnou složku, případně na proměnnou složku ve VT a v NT) a všechny ostatní výše uvedené složky ceny. Podíl jednotlivých složek ceny dodávky elektřiny pro chráněné zákazníky v roce 2005 je uveden v grafu 1.

Graf 1 – Podíl jednotlivých složek ceny dodávky elektřiny pro chráněné zákazníky v roce 2005

