



Zásady cenové regulace

pro regulační období 2021-2025

**pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství,
pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice
a plynárenství a pro povinně vykupující**

1. Obsah

1. Obsah	2
2. Úvod	7
3. Základní předpoklady	9
3.1. Právní rámec	9
3.2. Shrnutí IV. regulačního období	9
3.3. Strategický kontext	11
3.4. Veřejná konzultace návrhu Zásad cenové regulace pro V. regulační období	13
3.5. Investiční výhled pro V. regulační období	16
3.6. Cíle Zásad cenové regulace	18
4. Popis parametrů regulace pro činnosti přenos a distribuce elektřiny, přeprava a distribuce plynu	22
4.1. Popis parametrů náklady, odpisy, zisk a faktor trhu	22
4.1.1. Povolené náklady	22
4.1.2. Povolené odpisy	23
4.1.3. Fond obnovy a rozvoje	24
4.1.4. Regulační báze aktiv	25
4.1.5. Zisk	28
4.1.6. Faktor trhu	30
4.2. Společné parametry	31
4.2.1. Eskalační faktor nákladů	31
4.2.2. Faktor efektivity	31
4.2.3. Časová hodnota peněz	31
4.2.4. Míra výnosnosti	32
4.2.5. Výnosy z doplňkových služeb	32
5. Zvláštní část pro činnost přenos elektřiny	33
5.1. Zajišťování přenosu elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu přenosové soustavy	33
5.1.1. Cena za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy	33
5.1.2. Cena za použití sítí přenosové soustavy	40
5.1.3. Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě	40
5.1.4. Cena za systémové služby	43
5.1.5. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce provozovateli přenosové soustavy	44
6. Zvláštní část pro činnost distribuce elektřiny	48
6.1. Zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy	48
6.1.1. Cena za rezervovanou kapacitu	48
6.1.2. Cena za použití sítí distribuční soustavy	54
6.1.3. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce provozovateli distribuční soustavy	55
6.2. Regulace lokálních distribučních soustav	58
6.2.1. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce provozovateli lokální distribuční soustavy	59

6.3. Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v distribučních soustavách...	62
6.3.1. Zdrojová data, měnový kurz	62
6.3.2. Hodnoty cen produktů futures	63
6.3.3. Spotové ceny	66
6.3.4. Stanovení ceny silové elektřiny na ztráty	66
6.3.5. Stanovení vícenákladů ztrát (odchylky a dynamické reziduum) a nákladů obchodu na burze ...	67
6.3.6. Celková cena	69
6.4. Změna tarifního systému	69
7. Zvláštní část pro činnost povinně vykupujícího	70
7.1. Činnost povinně vykupujícího obchodníka	70
7.1.1. Základní principy	70
7.1.2. Cena za činnost povinně vykupujícího	70
7.1.3. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce držiteli licence na obchod s elektřinou, který vykonává činnost povinně vykupujícího	71
7.2. Podpora elektřiny z podporovaných zdrojů energie.....	72
7.2.1. Složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie	72
7.2.2. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce držiteli licence na činnosti operátora trhu	72
8. Zvláštní část – ceny dodávky poslední instance v elektroenergetice	74
9. Strategické směry v elektroenergetice – plány aktivovaných investic provozovatelů soustav pro V. regulační období a do konce roku 2030.....	75
9.1. ČEPS, a.s.	77
9.1.1. Vyčíslení plánovaných dopadů oblastí technologického rozvoje soustav spolu s vyčíslením běžné obnovy a rozvoje pro provozovatele přenosové soustavy ČEPS, a.s.	77
9.2. ČEZ Distribuce, a. s.	79
9.2.1. Vyčíslení plánovaných dopadů oblastí technologického rozvoje soustav spolu s vyčíslením běžné obnovy a rozvoje pro provozovatele distribuční soustavy ČEZ Distribuce, a. s.	83
9.3. E.ON Distribuce, a.s.....	84
9.3.1. Vyčíslení plánovaných dopadů oblastí technologického rozvoje soustav spolu s vyčíslením běžné obnovy a rozvoje pro provozovatele distribuční soustavy E.ON Distribuce, a.s.	86
9.4. PREDistribuce, a.s.	87
9.4.1. Vyčíslení plánovaných dopadů oblastí technologického rozvoje soustav spolu s vyčíslením běžné obnovy a rozvoje pro provozovatele distribuční soustavy PREDistribuce, a.s.	89
10. Zvláštní část pro činnost přepravy plynu	90
10.1. Alokační mechanismus.....	90
10.2. Přeprava plynu v regionu střední a severní Morava	96
10.2.1. Výstavba a využití nových infrastruktur.....	96
10.3. Stanovení ceny za mezinárodní přepravu plynu	96
10.4. Variabilní složka ceny za službu přepravy plynu	98
10.4.1. Obecné principy stanovení variabilní složky	98
10.4.2. Variabilní složka ceny za službu přepravy plynu	99
10.4.3. Korekce variabilní složky ceny	100
10.5. Alokace kapacit z přepravních kapacit na vstupních hraničních bodech	100
10.6. Stanovení cen pro existující a plánované vstupní a výstupní body přepravní soustavy	102
10.6.1. Shrnutí problematiky	102
10.6.2. Cíle metodiky	102

10.6.3. Popis metodiky	102
10.7. Harmonogram oznamování parametrů pro výpočet cen provozovateli přepravní soustavy	103
10.7.1. Vnitrostátní přeprava.....	103
10.7.2. Mezinárodní přeprava	105
10.7.3. Variabilní složka ceny pro vnitrostátní a mezinárodní přepravu plynu	106
10.7.4. Oznamování regulovaných cen a změny parametrů	106
11. Zvláštní část pro činnost distribuce plynu – regionální distribuční soustavy	108
11.1. Náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu	108
11.1.1. Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu	108
11.1.2. Maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu	108
11.2. Plánované náklady na nákup distribuce od jiných provozovatelů distribučních soustav	108
11.3. Plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení	109
11.4. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce provozovateli distribuční soustavy	109
11.4.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období.....	109
11.4.2. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulovaného roku	110
11.4.3. Oznamování regulovaných cen a změny parametrů	111
11.5. Metodika stanovení cen služby distribuční soustavy.....	111
12. Zvláštní část pro činnost distribuce plynu – lokální distribuční soustavy	113
12.1. Náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu	113
12.1.1. Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu	113
12.1.2. Maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu	114
12.2. Harmonogram postupu a oznamování cen za službu distribuční soustavy pro provozovatele lokální distribuční soustavy	114
13. Zvláštní část – ceny dodávky poslední instance v plynárenství	116
14. Strategické směry v plynárenství	117
14.1. Vize	117
14.1.1. Vnější pohled	117
14.1.2. Směry a výzvy pro regulaci plynárenství pro V. regulační období s přesahem i do následujících regulačních období	117
14.2. Plány aktivovaných investic na obnovu a rozvoj plynárenské infrastruktury.....	119
14.2.1. NET4GAS, s.r.o.	120
14.2.2. E.ON Distribuce, a.s.	122
14.2.3. GasNet, s.r.o.	124
14.2.4. Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	128
15. Principy zásad cenové regulace V. regulačního období pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství.....	131
15.1. Základní principy regulačního období.....	131
15.1.1. Náklady	131
15.1.2. Odpisy	132
15.1.3. Zisk	132
15.2. Parametry regulačního vzorce pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice....	132
15.2.1. Parametry společné všem činnostem	132

15.2.2.	Činnosti související se zúčtováním odchylek	133
15.2.3.	Činnost organizace trhu	136
15.2.4.	Činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů.....	137
15.2.5.	Činnosti související s administrací záruk původu pro podporované zdroje	138
15.3.	Parametry regulačního vzorce pro činnosti operátora trhu v plynárenství	140
15.3.1.	Hodnota povolených nákladů	140
15.3.2.	Faktor trhu	141
15.3.3.	Eskalační faktor	141
15.3.4.	Faktor efektivity	142
15.3.5.	Odpisy	142
15.3.6.	Zisk	142
15.3.7.	Časová hodnota peněz korekčních faktorů	142
15.3.8.	Korekční faktor za činnosti v plynárenství	143
15.3.9.	Plánované množství plynu dodané do odběrných míst	143
15.4.	Parametry regulačního vzorce pro činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích (REMIT) v elektroenergetice a plynárenství	143
15.4.1.	Povolené náklady	143
15.4.2.	Odpisy	143
15.4.3.	Časová hodnota peněz korekčních faktorů	144
15.4.4.	Korekční faktor pro činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích	144
15.4.5.	Počet subjektů	144
15.5.	Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce držiteli licence na činnosti operátora trhu v elektroenergetice a v plynárenství.....	144
15.5.1.	Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období.....	144
15.5.2.	Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulovaného roku	145
15.5.3.	Oznamování regulovaných cen a změny parametrů	145
16.	Přílohová část - postup stanovení cen.....	147
16.1.	Postup stanovení společných parametrů pro činnosti v elektroenergetice a plynárenství – přenos a distribuce elektřiny, přeprava a distribuce plynu.....	147
16.1.1.	Fond obnovy a rozvoje.....	147
16.1.2.	Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál	148
16.2.	Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen v elektroenergetice	152
16.2.1.	Postup stanovení ceny zajišťování přenosu elektřiny	152
16.2.2.	Postup stanovení ceny za systémové služby	160
16.2.3.	Postup stanovení cen zajištění distribuce elektřiny.....	164
16.2.4.	Postup stanovení ceny za činnost povinně vykupujícího	181
16.2.5.	Postup stanovení složky ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie.....	182
16.2.6.	Postup stanovení korekčních faktorů v elektroenergetice	187
16.3.	Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen v plynárenství.....	210
16.3.1.	Postup stanovení cen služeb přepravy plynu	210
16.3.2.	Postup stanovení ceny služby distribuční soustavy	216
16.3.3.	Postup stanovení korekčních faktorů v plynárenství.....	224
16.3.4.	Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení.....	239
16.3.5.	Postup stanovení cen při vzniku držitele licence nebo při přeměně držitele licence a postup při úplatném nabytí nebo nájmu plynárenského zařízení.....	246
16.4.	Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen za činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství	247
16.4.1.	Postup stanovení ceny za činnosti operátora trhu v elektroenergetice	247
16.4.2.	Stanovení korekčních faktorů operátorovi trhu za činnosti operátora trhu v elektroenergetice	259
16.4.3.	Postup stanovení ceny za činnosti operátora trhu v plynárenství.....	265

16.4.4.	Stanovení korekčních faktorů operátorovi trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství	269
16.4.5.	Postup stanovení ceny za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství	271
16.4.6.	Stanovení korekčních faktorů za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství	274
17.	Předpokládaný vývoj parametrů regulačního vzorce	276
17.1.	Předpokládaný vývoj povolených výnosů v elektroenergetice	276
17.2.	Předpokládaný vývoj povolených výnosů v plynárenství	277
18.	Použité zkratky	278
19.	Přílohy	282
19.1.	Parametry regulačního vzorce - elektroenergetika	282
19.2.	Parametry regulačního vzorce - plynárenství	285
19.3.	Parametry regulačního vzorce - operátor trhu - elektroenergetika	287
19.4.	Parametry regulačního vzorce - operátor trhu - plynárenství	288
19.5.	Fond obnovy a rozvoje – elektroenergetika	289
19.6.	Fond obnovy a rozvoje – plynárenství	290

2. Úvod

Energetický regulační úřad zpracovává Zásady cenové regulace pro každé regulační období tak, aby vytvořil podmínky pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní prostředí v energetice. Rada Energetického regulačního úřadu dne 9. června 2020 schválila Zásady cenové regulace pro V. regulační období, které potrvá od 1. ledna 2021 do 31. prosince 2025.

Zásady cenové regulace stanovují v souladu se zákonem č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů (dále jen „energetický zákon“) a zákonem č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů (dále jen „zákon o POZE“), postupy regulace cen souvisejících služeb v elektroenergetice a plynárenství pro provozovatele přenosové soustavy, provozovatele přepravní soustavy a provozovatele distribučních soustav. Dále stanovují pro operátora trhu postupy regulace cen za činnost organizace trhu, poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích a cen souvisejících s vydáváním záruk původu a postupy regulace cen souvisejících s činností povinně vykupujícího.

Zásady cenové regulace popisují nastavení výchozích hodnot regulačního vzorce pro V. regulační období a způsob jejich vývoje v průběhu regulačního období. Zásady cenové regulace dále obsahují zdůvodnění zvolených postupů regulace.

Cenové regulaci podléhají subjekty podnikající v té části energetických odvětví, kde z technických, organizačních, ekonomických nebo legislativních důvodů neexistuje účinná hospodářská soutěž. Provozovatelé infrastrukturních energetických soustav, dodavatelé poslední instance, operátor trhu a povinně vykupující jsou v oboru svého působení monopolními společnostmi. Regulace cen brání tomu, aby tyto subjekty vyúčtovaly nepřiměřené a z celospolečenského hlediska nevhodné ceny, zároveň však stanovené ceny musí zajistit poskytování stabilní služby požadované úrovně.

V současné době, tj. na konci IV. regulačního období, jsou regulované segmenty české elektroenergetiky i plynárenství ve velmi dobré kondici. V rámci české přenosové soustavy a distribučních soustav v elektroenergetice dlouhodobě dochází díky motivačně nastavené regulaci k významným investicím nad úroveň odpisů. Realizované investice zajišťují bezpečnost dodávky elektřiny zákazníkům, zlepšují kvalitu dodávky elektřiny a usnadňují připojování nových odběrných míst zákazníků a výrobců elektřiny. Česká plynárenská soustava, jako jedna z nejefektivnějších evropských soustav, zaručuje uživatelům dodávku velkého množství energie bezpečným a spolehlivým způsobem. Její flexibilita zaručuje jak objemové změny dodávek, tak relativně snadné připojování nových zákazníků. Stabilně provozovaná infrastruktura, která je ve velmi dobrém technickém stavu, je nezbytná k tomu, aby napomohla přechodu na nízkouhlíkovou energetiku a splnění klimatických závazků ČR.

Cílem regulace je vytvořit předvídatelné, stabilní a proinvestiční prostředí a zajistit, aby cena odpovídala službám, které zákazníci požadují a dostávají. Zároveň musí regulace

regulovaným subjektům umožnit dynamicky reagovat na transformaci energetiky a zachovat jejich finanční stabilitu. Tato úloha je v současné době, kdy se energetika nachází na prahu významných změn, obtížnější než v předcházejícím období.

3. Základní předpoklady

3.1. Právní rámec

Energetický regulační úřad reguluje ceny na základě § 2c zákona č. 265/1991 Sb., o působnosti orgánů České republiky v oblasti cen, § 17 odst. 11 energetického zákona a v případě ceny za činnost povinně vykupujícího podle § 12 odst. 7 zákona o POZE. Povinnost zpracovat Zásady cenové regulace pro regulační období ukládá Energetickému regulačnímu úřadu § 19a odst. 9 energetického zákona, který zároveň stanovuje jejich hlavní účel, tedy vytvoření podmínek pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství. Zásady cenové regulace se vydávají na celé regulační období, které podle § 19a odst. 8 energetického zákona trvá nejméně pět let.

Při stanovení postupů regulace cen musí Úřad chránit oprávněné zájmy zákazníků a spotřebitelů energií podle § 17 odst. 4 energetického zákona, především s cílem uspokojit všechny přiměřené požadavky na dodávku komodit. Úřad dále musí v Zásadách cenové regulace zohlednit svou působnost na úseku podpory hospodářské soutěže, využívání obnovitelných a druhotných zdrojů, kombinované výroby elektřiny a tepla, biometanu a decentrální výroby elektřiny. Úřad stanovenými postupy regulace chrání rovněž oprávněné zájmy držitelů licencí, jejichž činnost podléhá cenové regulaci. V neposlední řadě musí být stanovené postupy regulace v souladu s § 17 odst. 5 energetického zákona, to znamená, že musí napomáhat rozvoji vnitřního trhu s elektřinou a s plynem v rámci Evropské unie a rozvoji regionálních trhů s energií.

3.2. Shrnutí IV. regulačního období

Probíhající IV. regulační období bylo původně stanoveno jako tříleté počínaje rokem 2016, následně bylo prodlouženo do roku 2020. Postupy regulace cen jsou popsány v dokumentu Zásady cenové regulace pro IV. regulační období. V tabulkách níže je uvedeno srovnání stanovených hodnot parametrů a hodnot skutečně dosažených regulovanými subjekty za první čtyři roky IV. regulačního období. Je třeba upozornit, že předpokládané hodnoty parametrů uvedené v kapitole 9.5. Zásad cenové regulace pro IV. regulační období odpovídají skutečně stanoveným parametrům pouze pro rok 2016. Parametry pro rok 2017 a dále byly v souladu s postupy regulace ve IV. regulačním období průběžně aktualizovány.

tabulka č. 1 Přehled parametrů regulačního vzorce – provozovatel přenosové soustavy a provozovatelé regionálních distribučních soustav v rámci elektroenergetiky

Elektroenergetika celkem								
	2016		2017		2018		2019	
tis. Kč	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry *)
Náklady	15 696 518	14 388 922	15 596 255	14 101 541	15 616 776	13 827 916	15 824 853	14 634 128
Odpisy	12 467 875	12 868 233	13 060 244	13 211 439	13 874 138	13 799 239	14 417 094	14 384 112
RAB	168 324 631	167 953 509	178 020 401	177 822 909	185 351 308	187 409 903	194 506 432	196 774 196
Zisk	13 119 200	13 353 983	14 163 705	14 138 700	14 665 354	14 900 961	15 599 137	15 645 516
Faktor trhu	-39 697		23		0		7 481	
Povolené výnosy	41 243 895	40 611 139	42 820 227	41 451 680	44 156 269	42 528 116	45 848 566	44 663 756
rozdíl PV		631 243		1 369 148		1 622 370		1 180 490
Ostatní	-2 895 294		-3 542 204		-2 772 132		-2 844 215	
Upravené povolené výnosy	38 348 601		39 278 023		41 384 137		43 004 351	

*) Většina skutečných parametrů provozovatele přenosové soustavy za rok 2019 jsou předběžné hodnoty, skutečné hodnoty budou známy až po vydání Zásad cenové regulace.

tabulka č. 2 Přehled parametrů regulačního vzorce – provozovatel přepravní soustavy a provozovatelé regionálních distribučních soustav v rámci plynárenství

Plynárenství celkem								
	2016		2017		2018		2019	
tis. Kč	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	5 613 043	5 323 151	5 577 199	5 284 332	5 584 547	5 450 474	5 659 394	5 534 404
Odpisy	5 470 190	5 769 144	4 925 557	5 053 300	5 350 486	5 031 813	5 069 420	5 053 667
RAB	63 214 752	63 056 520	64 830 919	64 767 039	66 319 333	66 093 670	68 606 783	68 125 179
Zisk	4 979 888	5 006 688	5 148 100	5 142 503	5 233 523	5 247 837	5 463 294	5 409 139
Faktor trhu	0		2 334		5 301		11 688	
Povolené výnosy	16 063 122	16 098 983	15 653 190	15 480 135	16 173 857	15 730 124	16 203 796	15 997 210
rozdíl PV		-35 861		173 055		443 733		206 587
Náklady na krytí ztrát a VTS	1 083 500	1 087 900	831 113	835 142	804 965	808 427	964 809	968 254
Korekční faktor	333 491		1 012 593		777 894		-94 927	
Ostatní *)	681 310		429 509		337 089		391 851	
Upravené povolené výnosy	18 161 424		17 926 404		18 093 805		17 465 530	

*) Položka Ostatní obsahuje povolené tržby ve vstupních hraničních bodech za činnost provozovatele přepravní soustavy .

Přehled stanovených a skutečných parametrů regulačního vzorce po jednotlivých regulovaných společnostech a stav fondu obnovy a rozvoje po sektorech uvádí kapitola č. 19. Celkové vyhodnocení celého IV. regulačního období bude provedeno v samostatném dokumentu po vyhodnocení posledního roku IV. regulačního období, tj. roku 2020.

3.3. Strategický kontext

Energetický regulační úřad si je plně vědom toho, že energetika prochází obdobím velmi dynamického vývoje. Nadcházející V. regulační období bude provázeno několika hlavními trendy, kterými jsou zejména: dekarbonizace energetiky i národního hospodářství jako celku, decentralizace, nástup nových technologií (bateriová úložiště, chytré sítě a měření), elektromobilita a postupující digitalizace společnosti. Tyto trendy se budou promítat do změn evropské i české právní úpravy, na které musí Úřad reagovat i v postupech regulace cen. Nové požadavky povedou k zavádění takových technických prostředků, které budou flexibilně reagovat na vývoj na energetických trzích, včetně aktivního využívání prvků energetické infrastruktury. Následující výzvy a příležitosti jsou Úřadem vnímány pro další období jako prioritní:

- rozvoj udržitelné energetiky, zejména zvyšování podílu obnovitelných zdrojů a decentralizace výroby elektrické energie a plynu,
- změny v postavení zákazníků a jejich nové potřeby, zejména vznik a rozvoj nových konceptů jako jsou prosumer, energetická společenství, akumulace, flexibilita, dynamické tarify, smart city,
- zvyšování energetické účinnosti,
- zajištění energetické bezpečnosti,
- změna skladby zdrojů, zejména postupný odklon ČR od využívání uhlí.

V průběhu V. regulačního období budou zavedena nová pravidla přijatá v rámci balíčku Čistá energie pro všechny Evropany a celé regulační období bude výrazně ovlivněno jejich dopady. Dále bude třeba zohlednit odvážný politický program Evropské komise, která bude razantně reagovat na probíhající dvojí – digitální a dekarbonizační – transformaci společnosti a hospodářství a usměrňovat ji.

Balíček Čistá energie pro všechny Evropany stanovil ambiciózní klimaticko-energetické cíle. Do roku 2030 si Evropská unie uložila snížit emise skleníkových plynů o 40 % oproti roku 1990, dosáhnout 32% podílu obnovitelných zdrojů na spotřebě energie a zvýšit energetickou účinnost o 32,5 %. Implementace těchto cílů se v regulovaných odvětvích projeví již v průběhu V. regulačního období. Zvyšování energetické účinnosti ovlivní spotřebu energie, co do výše i struktury, s dopadem na hrazení povolených výnosů regulovanými cenami. Přechod na čistou energii, rozvoj obnovitelných zdrojů a elektrifikace celé řady sektorů bude klást jiné nároky na strukturu distribučních sítí v elektroenergetice a později pravděpodobně ovlivní také plynárenství.

Nová pravidla pro trh s elektřinou posílí roli spotřebitele a zákazníků obecně. Ti dostanou nová práva a příležitosti uplatnit svou výrobu elektřiny i její spotřebu na trhu. Tento vývoj

bude zároveň provázen rozvojem decentralizace a komunitní energetiky. Zrychlení procesu změny dodavatele a zpřehlednění trhu prostřednictvím nezávislých srovnávačů cen a srozumitelnějších účtů bude spotřebitele motivovat k hledání nejvýhodnějších nabídek. To povede ke zvýšeným nárokům na IT bezpečnost a rozvoj infrastruktury regulovaných subjektů, zejména při splnění požadavků na zajištění nastavení, vyhodnocování a účtování dynamických cen a tarifů. Nová pravidla také vytvoří podmínky pro lepší integraci obnovitelných zdrojů a podpoří přeshraniční obchodování s elektřinou. To bude vyžadovat další investice do prvků sítě a nové postupy, které zvýší flexibilitu elektrizační soustavy.

Na konci roku 2019 splnila Evropská komise první bod své klimaticko-energetické agendy, když představila Zelenou dohodu pro Evropu. Jedním z hlavních motivů Zelené dohody pro Evropu je naplnit politický cíl dosažení klimatické neutrality do roku 2050. To přinese revizi cílů pro rok 2030, což může dále posílit výše uvedené trendy. V regulovaných sektorech lze očekávat tlak na větší rozvoj chytrých řešení a intenzivnější provázání jednotlivých energetických sektorů (sektorová integrace). Podstatou sektorové integrace je využívat komplementarit zejména elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství, s cílem umožnit dekarbonizaci s co nejnižšími náklady. Společně s větším rozvojem elektromobility zůstává sektorová integrace určitou neznámou, ale Zásady cenové regulace nastavují postupy regulace tak, aby regulované subjekty mohly případně čelit i těmto doposud nejasným výzvám spojeným se zvýšenými investicemi.

Při přípravě Zásad cenové regulace Úřad vycházel z řady strategických a koncepčních dokumentů České republiky, které mají význam pro regulované sektory. Jedná se zejména o následující dokumenty:

- Státní energetická koncepce České republiky – dne 18. května 2015 schválila vláda ČR svým usnesením č. 362 aktualizovanou Státní energetickou koncepci na následujících 25 let.
- Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu – usnesením č. 31 ze dne 13. ledna 2020 schválila vláda ČR a pověřila Ministerstvo průmyslu a obchodu (MPO) oficiálním předáním dokumentu zástupcům Evropské komise. Dokument obsahuje cíle a hlavní politiky ve všech pěti dimenzích tzv. energetické unie. Skrze tento dokument mají členské státy mimo jiné povinnost informovat Evropskou komisi o vnitrostátním příspěvku ke schváleným evropským cílům v oblasti emisí skleníkových plynů, obnovitelných zdrojů energie, energetické účinnosti a interkonektivity elektrizační soustavy. Dále se dá očekávat významná aktualizace tohoto dokumentu do roku 2023 v souvislosti s novým programem Zelená dohoda pro Evropu.
- Inovační strategie České republiky 2019–2030 - dne 4. února 2019 byla schválena usnesením vlády ČR č. 104. Jedná se o strategický rámcový plán, který předurčuje vládní politiku v oblasti výzkumu, vývoje a inovací a má pomoci České republice posunout se během dvanácti let mezi nejnovativnější země Evropy. Jedním z cílů týkající se energetiky je aplikovat principy Průmyslu 4.0 v energetice, zejména v oblasti chytrých sítí a také v oblasti chytrých měst a regionů.

- Národní akční plán pro chytré sítě 2019–2030 byl vytvořen na základě usnesení vlády České republiky č. 149 ze dne 4. března 2015. Dne 16. září 2019 schválila vláda ČR usnesením č. 658 Národní akční plán pro chytré sítě 2019–2030 (Aktualizace NAP SG). Hlavní záměry aktualizovaného NAP SG:
 - Vytvořit podmínky pro vyšší penetraci decentralizovaných, zejména obnovitelných zdrojů elektřiny, akumulace a elektromobility v souladu s požadavky Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu ČR a jejich zapojení do koordinace a řízení energetické soustavy.
 - Zajistit vyšší dostupnost informací zákazníkům s cílem umožnit zvýšení energetické účinnosti spotřeby energie a jejich aktivní zapojení do trhu s elektřinou.
 - Zvýšit spolehlivost, kvalitu a bezpečnost dodávek elektrické energie. Zajistit jak nižší míru přerušování dodávek a vyšší kvalitu dodávané elektřiny definovanou zejména stabilitou frekvence a napětí, tak i vysokou míru schopnosti obnovy dodávky po výpadku a odolnost energetických sítí vůči vnějším podmínkám (terorismus, klimatické jevy a kybernetická bezpečnost).
- Národní akční plán čisté mobility (NAP CM), který připravilo Ministerstvo průmyslu a obchodu ve spolupráci s dalšími resorty, tuzemskými výrobci vozidel, poskytovateli infrastruktury a plynárenskými a energetickými společnostmi, schválila vláda ČR dne 20. listopadu 2015 usnesením č. 941.
- Národní akční plán energetické účinnosti ČR (NAP EE) popisuje plánovaná opatření zaměřená na zvýšení energetické účinnosti a očekávané nebo dosažené úspory energie, včetně úspor při dodávkách, přenosu či přepravě a distribuci energie, jakož i v konečném využití energie.

3.4. Veřejná konzultace návrhu Zásad cenové regulace pro V. regulační období

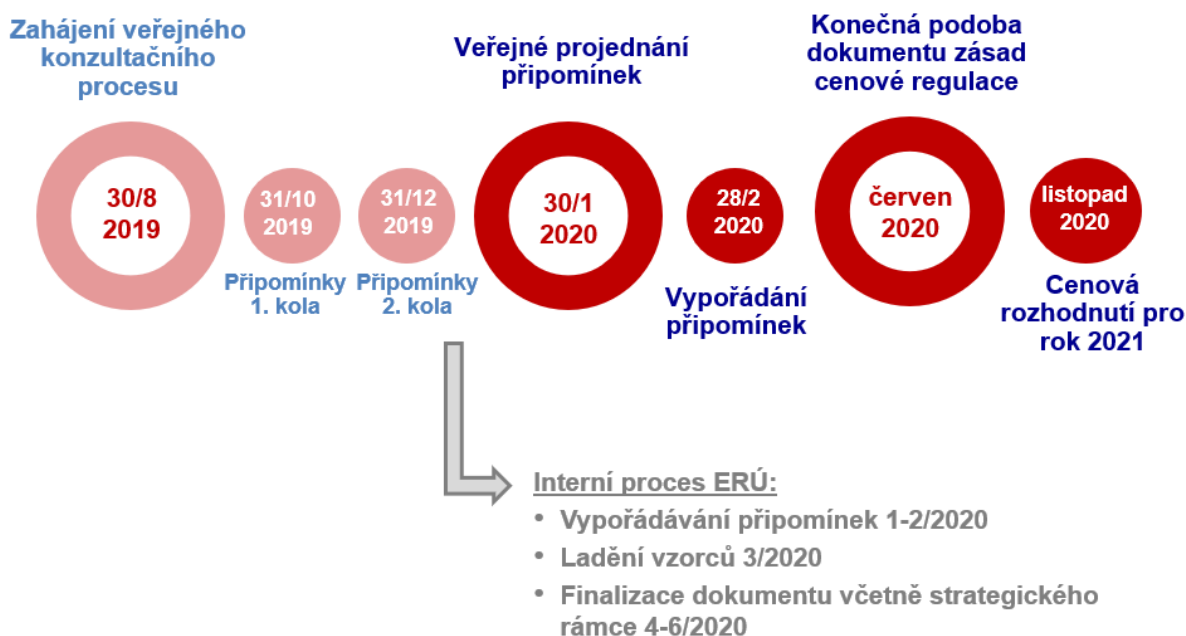
V této kapitole je popsán průběh konzultačního procesu k návrhu Zásad cenové regulace. Energetický regulační úřad se při vypracování návrhu Zásad cenové regulace řídil těmito východisky:

- stabilita a dlouhodobá udržitelnost regulačních principů,
- předvídatelnost regulace pro jednotlivé subjekty na trhu s elektřinou a plynem,
- vyváženost regulace z pohledu působení na jednotlivé účastníky trhu,
- objektivnost a transparentnost nastavení regulačních principů a vstupů,
- návaznost na platné legislativní předpisy České republiky a Evropské unie a jejich aktuální změny.

Veřejný konzultační proces byl zahájen dne 30. srpna 2019 s tím, že lhůta pro podání připomínek byla Úřadem stanovena do 31. prosince 2019, tj. dvojnásobná oproti zákonnému minimu 60 dnů. S cílem lépe zorganizovat proces podávání připomínek i jejich

vyhodnocování byla veřejná konzultace rozdělena na dvě dílčí kola. Připomínky vznesené v prvním kole (tj. do 31. října 2019) bylo možné projednat jednotlivými připomínkujícími s Radou ERÚ. Do veřejného konzultačního procesu se zapojilo celkem 25 účastníků; kromě regulovaných subjektů též zájmová sdružení, obchodníci, výrobci, jedna fyzická osoba a jeden odborový svaz. Většina připomínkujících využila možnosti osobního projednání připomínek. Celkem bylo vzneseno 184 dílčích připomínek. Celkový přehled harmonogramu zpracování Zásad cenové regulace uvádí obrázek č. 1 níže.

obrázek č. 1 Harmonogram zpracování Zásad cenové regulace



Zástupci ERÚ se při vypořádávání připomínek pravidelně setkávali se zástupci připomínkujícími subjekty. Aby byl proces vypořádání připomínek transparentní a efektivní, rozhodla Rada ERÚ, že bude řízen projektovým způsobem. Základní směry při řízení projektu dopracování Zásad cenové regulace byly následující:

- vycházet z návrhu Zásad cenové regulace zveřejněných k 30. srpnu 2019 včetně vyhodnocení připomínek a návrhu zdůvodnění jejich vypořádání,
- pojmenovat, ideově pojmut a najít shodu v klíčových zdrojích, podložit nastavení parametrů z mezinárodní praxe,
- podporovat rozvoj nových technologií a motivačních indikátorů,
- analyzovat vzešlé návrhy a vyčíslit jejich dopady,
- hledat i jiné zdroje financování, které budou pocházet z dotačních titulů, připravit metodiku posouzení dotačních titulů do regulace,
- zaznamenávat návrhy pro přípravu dalšího regulačního období, které nelze již uplatnit v rámci V. regulačního období, zejména v návaznosti na vývoj vědy a výzkumu (např. projekty Technologické agentury ČR BETA 2 a THÉTA), aby se do nastavení promítla motivace pro další investiční záměry.

Byly ustanoveny čtyři hlavní pracovní skupiny k jednotlivým okruhům témat (náklady, majetek a zisk, technická specifika v elektroenergetice, technická specifika v plynárenství). Činnost pracovních skupin řídil koordinační výbor a celý projekt zastřešoval řídicí výbor. Do pracovních skupin byli nominováni zástupci ERÚ a zástupci regulovaných subjektů. Do koordinačního výboru byli nominováni zástupci vedení ERÚ a zástupci nejvyššího vedení jednotlivých regulovaných subjektů. Řídicí výbor tvořili všichni členové Rady ERÚ, která tak na této platformě rozhodovala o konečné podobě Zásad cenové regulace a vypořádání jednotlivých připomínek.

1. Pracovní skupina 1: „Náklady v cenové regulaci v elektroenergetice a plynárenství“ (PS1)

Společná skupina pro oblast elektroenergetiky i plynárenství, jejímž zaměřením byla problematika nákladů v cenové regulaci. Dále se skupina zabývala problematikou faktoru trhu, korigování ostatních výnosů, zohlednění doplňkových činností v regulaci atd.

2. Pracovní skupina 2: „Majetek (včetně odpisů a WACC)“ (PS2)

Společná skupina pro oblast elektroenergetiky i plynárenství, jejímž zaměřením byla problematika majetku včetně odpisů a WACC.

3. Pracovní skupina 3: „Technická specifika – elektroenergetika“ (PS3)

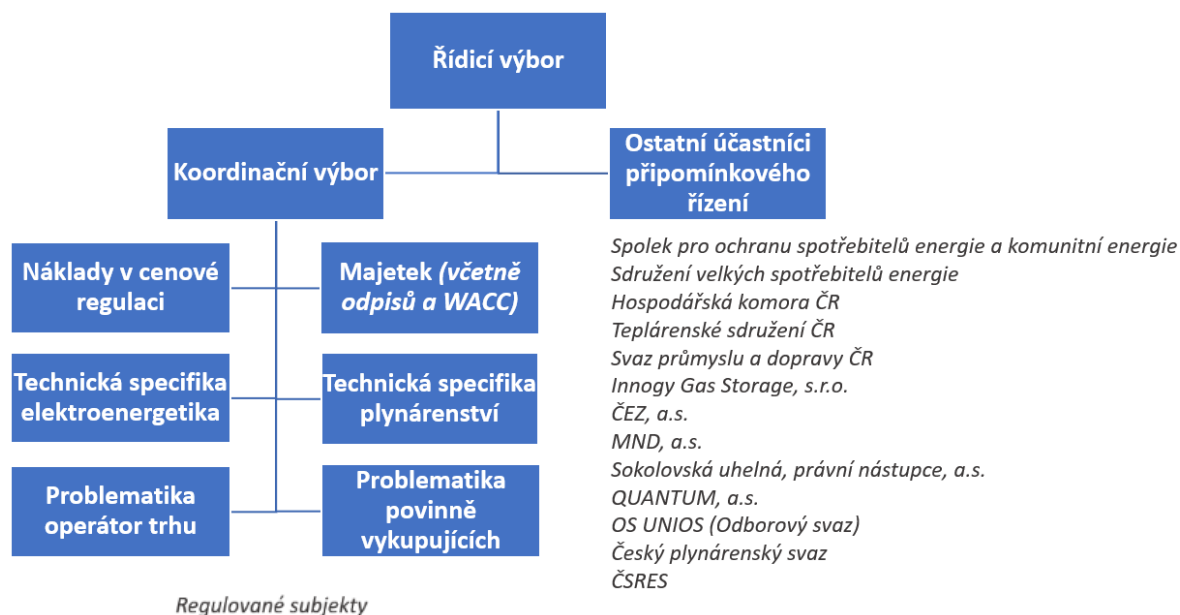
Pracovní skupina byla zaměřena na technickou stránku, konkrétně rozvoj nových technologií a motivační indikátory pro oblast regulace cen v elektroenergetice. Dále se skupina zabývala problematikou korekčních faktorů za distribuci a použití sítí, faktoru kvality, managementu jaloviny, nákladů na podpůrné služby výkonové rovnováhy, ztrát atd.

4. Pracovní skupina 4: „Technická specifika – plynárenství“ (PS4)

Pracovní skupina byla zaměřena na technickou stránku, konkrétně rozvoj nových technologií a motivační indikátory pro oblast regulace cen v plynárenství.

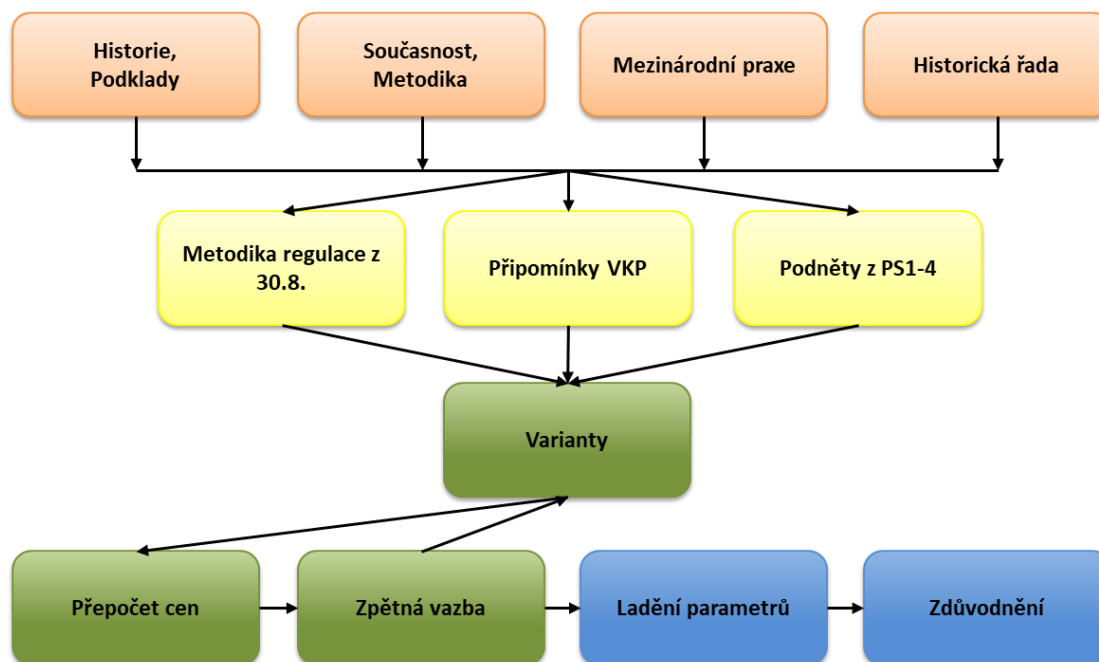
Dále byly vytvořeny dvě menší pracovní skupiny věnující se problematice operátora trhu a povinně vykupujících.

obrázek č. 2 Schéma organizace projektu



Pro plnění cílů projektu byl stanoven následující postup, kterým se pracovní skupiny řídily:

obrázek č. 3 Pracovní postupy projektu dopracování Zásad cenové regulace



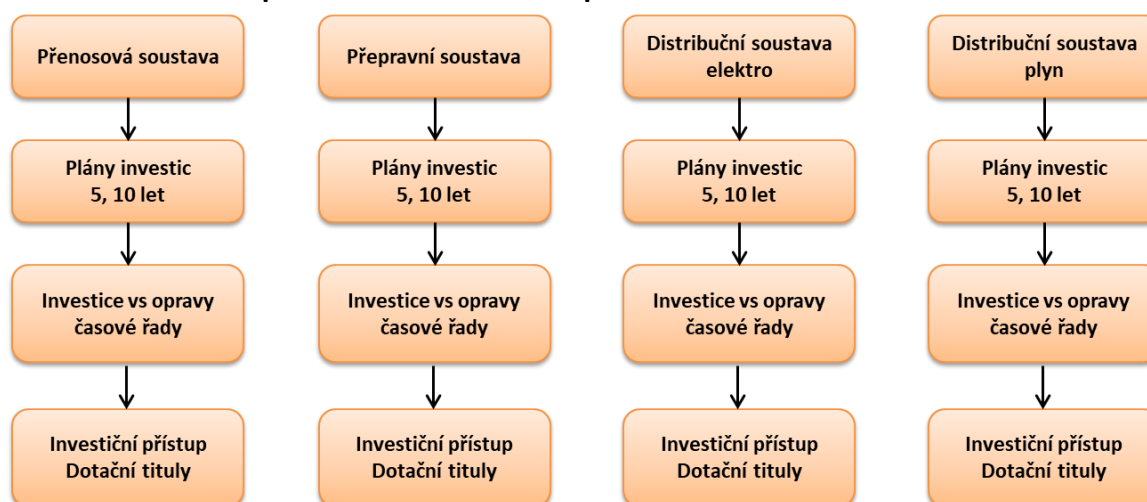
Projekt byl zahájen v prosinci 2019 a během tří měsíců velmi intenzivní práce se podařilo vypořádat většinu zásadních připomínek a dopracovat postupy regulace pro V. regulační období tak, aby byly plně v souladu s výše popsanými cíli regulace. Na správnost zvoleného postupu (projektového řízení) poukazuje například to, že na veřejném projednávání, které v souladu s § 17e odst. 10 energetického zákona Úřad uspořádal 30. ledna 2020 a kterého se mohli zúčastnit všichni připomínající, nedošlo k žádnému rozporu. Úřad dále v zákonné

Ihůtě vypořádal všechny obdržené připomínky a 28. února 2020 zveřejnil písemné vypořádaní na svých internetových stránkách¹.

3.5. Investiční výhled pro V. regulační období

Jedním z cílů, které si Úřad vytyčil pro V. regulační období, je výrazná podpora protransformační politiky rozvoje infrastruktury v souvislosti s výše uvedenou změnou energetiky v nadcházejícím období, zejména podporou decentralizace a využitím nových inovativních technologií. V rámci konzultačního procesu byly investiční plány regulovaných společností posuzovány dle následujícího diagramu:

obrázek č. 4 Schéma posuzování investičních plánů



Provozovatel přenosové soustavy společnost ČEPS, a.s., v souladu s energetickým zákonem zpracovává každé dva roky tzv. Desetiletý plán rozvoje přenosové soustavy ČR, který schvaluje ERÚ následně po vydání stanoviska MPO. Desetiletý plán rozvoje ČR je zveřejněn na webové stránce ČEPS².

Provozovatel přepravní soustavy společnost NET4GAS, s.r.o., v souladu s energetickým zákonem zpracovává každý rok Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v ČR, jehož úkolem je analyzovat vývoj maximální denní a roční spotřeby a přiměřenosti vstupní a výstupní kapacity pro Českou republiku. V plánu jsou uvedeny realizované a připravované investiční projekty, které navyšují kapacitu přepravní soustavy, a publikována je zde i analýza bezpečnosti dodávek. Desetiletý plán schvaluje ERÚ následně po vydání stanoviska MPO a je zveřejňován na webové stránce NET4GAS³.

Provozovatelé distribučních soustav v elektroenergetice i plynárenství prozatím investiční plány nepředkládali Úřadu ke schvalování. V rámci příprav na V. regulační období si Úřad tyto

¹ <http://www.eru.cz/cs/-/vyporadani-pripominek-k-navrhu-zasad-cenove-regulace-na-v-regulacni-obdobi>.

² Desetiletý plán rozvoje přenosové soustavy ČR je dostupný na následujícím odkazu:

<https://www.ceps.cz/cs/rozvoj-ps>.

³ Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy ČR je dostupný na následujícím odkazu:

<https://www.net4gas.cz/cz/projekty/rozvojove-plany/>.

plány vyžádal a bude s nimi pracovat na indikativní bázi. Plány v elektroenergetice také poslouží při přípravě na proces jejich budoucí závaznosti v důsledku transpozice čl. 32 odst. 3 směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944, a to včetně přípravy indikátorů.

Úřad nechává plně v kompetenci jednotlivých držitelů licencí, aby na základě svých podnikatelských plánů stanovili a nastavili systémy údržby, obnovy a rozvoje takovým způsobem, aby zajistili bezporuchový chod provozovaných zařízení a dostatečnou kapacitu soustav pro potřeby zákazníků či vyhověli dalším legislativním požadavkům. Zároveň však Úřad bude v průběhu V. regulačního období monitorovat, zda údržba, obnova a rozvoj jsou prováděny efektivně a nepovedou k neodůvodněnému nárůstu tarifů.

Plán aktivovaných investic na obnovu a rozvoj v sektorech elektroenergetika a plynárenství je uveden v kapitole 9 a 14.

3.6. Cíle Zásad cenové regulace

Na základě výsledků veřejné konzultace došel ERÚ k závěru, že původně definovaná východiska Zásad cenové regulace pro V. regulační období, tj.:

- stabilita a dlouhodobá udržitelnost regulačních principů,
- předvídatelnost regulace pro jednotlivé subjekty na trhu s elektřinou a plynem,
- vyváženost regulace z pohledu působení na jednotlivé účastníky trhu,
- objektivnost a transparentnost nastavení regulačních principů a vstupů,
- návaznost na platné legislativní předpisy České republiky a Evropské unie a jejich aktuální změny,

jsou správná a lze je považovat za předpoklad a záruku dobré regulační praxe. Pro konečné stanovení postupů cenové regulace ERÚ tato východiska dále specifikoval a vyvodil z nich níže uvedené implementovatelné a měřitelné cíle. Následně ERÚ rozhodl o konkrétních opatřeních, která povedou k naplnění těchto cílů, a zároveň tak umožní dostát východiskům, která stála na celém začátku procesu tvorby Zásad cenové regulace.

Cena, kterou zákazníci platí, musí odpovídat kvalitě služeb, které dostávají. Regulované společnosti musí reagovat na změny v postavení zákazníků a jejich nové potřeby. Postupy cenové regulace musí motivovat k rozvoji sítí s ohledem na budoucí potřeby, předvídatelnost prostředí, efektivitu a hospodárnost provozu. Dále musí zajistit vysoký standard bezpečnosti a spolehlivosti dodávek energií, a to i na poli kybernetické bezpečnosti a ochrany osobních údajů.

Základní charakteristiky přístupu:

1. ERÚ bude nadále využívat mechanismus motivace ke zpřesnění investičního plánování, kterým je omezován vliv korekčních faktorů. Mechanismus spočívá ve využívání dvojí časové hodnoty peněz pro případy odchylky některých plánovaných a skutečných vykazovaných hodnot odpisů a regulační báze aktiv o více než 5 %. Při přeplánování (odchylka vyšší než 5 %) je hodnota peněz navázána

na hodnotu míry výnosnosti regulační báze aktiv (WACC), v ostatních případech na časovou hodnotu peněz vyjádřenou indexem cen průmyslových výrobců (PPI).

2. V odůvodněných případech po projednání s držitelem licence nebo na jeho žádost ERÚ zachová mechanismus rozkládání korekčních faktorů, který zajišťuje cenovou stabilitu pro zákazníky.
3. Významným přínosem pro zákazníka, který se projeví poklesem cen zajišťování distribuce elektřiny a plynu bude snížení hodnoty WACC v důsledku poklesu tržních parametrů vstupujících do výpočtu regulované míry výnosnosti metodou CAPM, tedy metodou používanou pro ocenění nákladů vlastního kapitálu, podle níž jsou investoři na konkurenčním trhu ochotni držet rizikový kapitál, pokud je jeho návratnost vyšší než návratnost u bezrizikového aktiva, a to o rizikovou přírážku, více viz kapitola 16.1.2. Díky svému vyváženému nastavení však zajistí stanovená hodnota WACC i další rozvoj distribučních soustav, který zákazníkům přinese nové možnosti moderní energetiky v podobě možnosti aktivního zapojení na trhu s elektřinou.
4. ERÚ bude i nadále pokračovat v evidenci rozdílů mezi skutečnými odpisy uznanými v regulaci a skutečnými aktivovanými investicemi prostřednictvím parametru fond obnovy a rozvoje. Závěrečné vyhodnocení fondu obnovy a rozvoje po ukončení prvního 15letého referenčního období proběhne k 31. prosinci 2024 a výsledky budou promítnuty do povolených výnosů v průběhu VI. regulačního období. V průběhu V. regulačního období se bude ERÚ zabývat možnostmi další aplikace fondu obnovy a rozvoje po ukončení prvního 15letého referenčního období.
5. Pokračování v nastaveném trendu meziročního zpřísnování požadavků na nepřetržitost distribuce elektřiny zajistí zákazníkům vyšší spolehlivost dodávky elektřiny.

Regulace umožní společnostem dynamicky reagovat na transformaci energetiky proinvestičním přístupem. Regulované subjekty budou mít dostatečné prostředky na potřebné efektivní investice a zároveň nově nastavené postupy regulace sníží jejich finanční rizika. Budou tak moci reagovat na rozvoj obnovitelných a decentralizovaných zdrojů, zavádět chytrá řešení pro dálková měření a řízení soustav, zohlednit rozvoj elektromobility a rozšiřovat digitalizaci. Budou moci pružně reagovat i na jiné neočekávané jevy.

Základní charakteristiky přístupu:

1. Vzhledem k předpokládanému vývoji regulovaných sektorů stanovuje Energetický regulační úřad V. regulační období v nejkratší možné délce, tedy jako pětileté, počínaje 1. lednem 2021. To je v souladu s praxí ostatních evropských regulátorů, kteří aplikují pobídkovou regulaci. V EU zcela převažuje regulační období v délce 3-5 let a varianta 5 let je nejčastější. Výjimku představují Španělsko a Velká Británie, přičemž britský regulátor přechází na pětiletou regulační periodu, z důvodu příliš vysoké nejistoty ohledně budoucí podoby regulovaných činností.

2. Při vědomí vyšší míry nejistoty v nadcházejícím období je snížena celková rizikovitost regulačního prostředí jednak zavedením mechanismu profit/loss sharingu se symetrickým koeficientem 0,5, tak i využitím klouzavého průměru skutečných nákladů pro stanovení povolených nákladů pro regulovaný rok.
3. Bude zachován parametr faktor trhu, který bude možné použít v případech, kdy budou držitelům licence vznikat jednorázové významné náklady, které svým charakterem neodpovídají aplikaci výpočtu povolených nákladů prostřednictvím klouzavých průměrů s profit/loss sharingem. Faktor trhu může nabývat kladných i záporných hodnot.
4. ERÚ nově stanoví zvláštní korekční faktor pro zohlednění výnosů a nákladů nefrekvenčních podpůrných služeb v elektroenergetických distribučních soustavách. Toto opatření reaguje na očekávané vyšší nároky na zachování kvality napětí a zajištění řízení toků jalové energie i v podmínkách rozvoje decentralizované výroby.

Finanční stabilita regulovaných subjektů, objektivní ocenění aktiv a spravedlivé ocenění míry rizik zajistí výrazně proinvestiční prostředí, ve kterém budou společnosti motivovány realizovat potřebné projekty.

Základní charakteristiky přístupu:

1. Hodnota míry výnosnosti regulační báze aktiv bude i nadále stanovena jako vážený průměr nákladů na kapitál. Hodnota WACC je stanovena jako konstantní na celé regulační období, jednotná pro provozovatele přenosové soustavy a provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice, resp. pro provozovatele přepravní soustavy a provozovatele distribuční soustavy v plynárenství. Pro sektor elektroenergetiky a pro sektor plynárenství jsou tedy stanoveny dvě samostatné hodnoty WACC specifické pro každé odvětví. Hodnota míry výnosnosti před zdaněním byla stanovena na 6,54 % (elektroenergetika), resp. 6,43 % (plynárenství). Evropští regulátoři používají pro stanovení přiměřeného zisku různé metodiky, výpočetní modely a jejich kombinaci, případně doplňují rámcové modely o další prvky/parametry. Většina evropských států pro stanovení míry výnosnosti používá vážené průměrné náklady kapitálu – WACC. Polovina z těchto států používá podobně jako ERÚ nominální hodnotu WACC. V rámci pro evropské regulátory doporučené metodiky výpočtu WACC je používán vzorec odrážející náklady vlastního a cizího kapitálu i daňové zatížení (sazba daně z příjmu právnických osob). Rozdíly ve výši WACC mezi evropskými regulátory při stanovení Zásad cenové regulace pro konkrétní regulační období plynou zejména z odlišného přístupu ke stanovení jednotlivých parametrů, tj. sazba daně, stanovení koeficientu beta, bezriziková výnosová míra apod. Porovnatelnou výši nominálního WACC (po zdanění), jakou ERÚ stanovuje pro V. regulační období v ČR, mají v Evropě např. Řecko, Finsko, Bulharsko, Polsko, Lucembursko.
2. K roku 2025 bude postupně vyrovnávána hodnota regulační báze aktiv (RAB) a účetní zůstatková hodnota aktiv (ZHA), a to takovým způsobem, že meziroční dopady do povolených výnosů a regulovaných cen konečných zákazníků nebudou skokové.

Tímto bude posílena finanční stabilita regulovaných subjektů a zvýšena transparentnost regulačního rámce pro investory.

3. Na základě posouzení a schválení Úřadem budou moci regulované společnosti nadále zahrnovat nedokončené investice do rozsáhlých a časově náročných projektů do regulační báze aktiv. V případě, že celková investice nebude dokončena, nebo po zpětném vyhodnocení nebude splňovat parametry pro její uznání, budou takto přiznané prostředky vráceny zákazníkům se zohledněním časové hodnoty peněz.

Předvídatelnost regulatorního prostředí je posílena plynulým přechodem mezi IV. a V. regulačním obdobím a zachováním většiny dosud platných postupů cenové regulace.

Základní charakteristiky přístupu:

1. Jsou upřednostňovány shodné postupy regulace pro elektroenergetiku a plynárenství. Rozdílné postupy jsou zvoleny jen v případech, kdy z povahy těchto odvětví je nezbytné postupovat odlišně, nebo pokud je odlišný přístup požadován zákonem.
2. Je zachována pobídková regulace formou výnosového stropu se specifickými odchylkami u jednotlivých parametrů. U tranzitní přepravy plynu je zachována pobídková regulace formou regulace cenového stropu.
3. ERÚ bude pokračovat v aplikaci nominální míry výnosnosti na nominální hodnoty aktiv i v rámci V. regulačního období s tím, že nejpozději k roku 2025 dojde u provozovatelů soustav k dorovnání výše RAB na účetní ZHA. Uvedené rozhodnutí nastavuje užší vazbu na auditované účetnictví provozovatelů soustav.
4. Postupy regulace cen budou zahrnovat odpisy z části majetku pořízeného z dotací stejným způsobem jako ve IV. regulačním období. Zohlednění dotací v regulaci bude respektovat podmínky jednotlivých dotačních programů a výzev a pravidla zohlednění dotací v regulaci platná v době podání žádosti o podporu ze strany regulovaného subjektu. Úřad proto bude tuto problematiku nadále sledovat a individuálně projednávat s dotčenými orgány (zejména s ÚOHS a s Evropskou komisí) a s jednotlivými regulovanými subjekty. Úřad stanoví metodiku na základě vyhodnocení nejlepší praxe uplatňované v regulačních sektorech jiných zemí a plně v souladu s pravidly veřejné podpory.
5. Korekční faktory ze IV. regulačního období budou vypořádány v souladu se Zásadami cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do roku 2020. Korekční faktory za roky 2019 a 2020 budou vhodně rozloženy v průběhu V. regulačního období tak, aby dopad na zákazníky byl co nejpříznivější, tj. aby se předešlo meziročním skokovým cenovým výkyvům.

Úřad si vyhrazuje právo postupovat v průběhu V. regulačního období odlišným způsobem, než uvádějí principy uvedené v Zásadách cenové regulace, zejména v následujících případech:

1. změny právní úpravy bezprostředně se vztahující k licencované činnosti držitele licence, které mají podstatný dopad na parametry regulačního vzorce,
2. mimořádné změny na trhu s elektřinou a plynem nebo jiné mimořádné změny v národním hospodářství hodné zvláštního zřetele,
3. vyhlášení nouzového stavu, stavu ohrožení státu nebo válečného stavu,
4. stanovení parametrů na základě nesprávných, neúplných či nepravdivých podkladů nebo údajů,
5. podstatné změny na straně regulovaných subjektů, pokud takové změny významným způsobem ovlivní předpoklady, na jejichž základě byly stanoveny tyto Zásady cenové regulace, zejména s dopadem do struktury a výše povolených nákladů anebo zůstatkové hodnoty aktiv (např. insourcing/outsourcing, nebo přecenění majetku),
6. v případě nepředvídatelných událostí a nemožnosti korigovat cenový vývoj formou korekčních faktorů s cílem zachování cenové stability, bude možné přechod na dorovnání RAB na ZHA u jednotlivých společností přehodnotit, aby se předešlo meziročním skokovým cenovým výkyvům.

4. Popis parametrů regulace pro činnosti přenos a distribuce elektřiny, přeprava a distribuce plynu

Základní výpočetní vztah pro stanovení povolených výnosů (PV) je:

$$PV = PN + O + Z + F_T$$

kde

PN je hodnota povolených nákladů,

O je hodnota povolených odpisů,

Z je zisk držitele licence,

F_T je parametr faktor trhu.

4.1. Popis parametrů náklady, odpisy, zisk a faktor trhu

4.1.1. Povolené náklady

Hodnota povolených nákladů na V. regulační období se stanoví ze skutečně dosažených hodnot ekonomicky oprávněných nákladů upravených o hodnotu profit/loss sharingu. S ohledem na dostupnost relevantních auditovaných dat držitelů licencí se pro každý regulovaný rok základna povolených nákladů stanoví na základě skutečně dosažených nákladů posledních tří ukončených referenčních let. Náklady uznané v rámci IV. regulačního období prostřednictvím faktoru trhu, které mají trvalý charakter, nebudou snižovat ekonomicky oprávněné náklady vstupující do základny povolených nákladů pro V. regulační období.

Hodnoty skutečných ekonomicky oprávněných nákladů jednotlivých společností se upraví eskalačním faktorem (bod 4.2.1.) na časovou hodnotu roku, který předchází regulovanému roku, a faktorem efektivity (bod 4.2.2.). Základna povolených nákladů pro jednotlivé regulované roky V. regulačního období se stanoví aritmetickým průměrem upravených hodnot skutečných nákladů za poslední tři známé roky. Pro první rok V. regulačního období se použije aritmetický průměr ekonomicky oprávněných nákladů let 2017-2019 upravených eskalačním faktorem a faktorem efektivity. Ekonomicky oprávněné náklady ze IV. regulačního období (skutečně dosažené hodnoty), vstupující do hodnoty nákladů V. regulačního období, nejsou upravovány o profit/loss sharing. Pro výpočet se použijí skutečně dosažené hodnoty v tomto období, které se očistí o mimořádné náklady za IV. regulační období. Mimořádné náklady jsou takové náklady, které nesouvisí s běžnou činností regulovaného subjektu a nemají pravidelný charakter nebo vznikly jednorázově. Základna povolených nákladů při přeměně společnosti bude upravena o vyčíslené dopady vyplývající z těchto transformací.

Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady za roky V. regulačního období se aplikuje profit/loss sharing. Hodnota profit/loss sharingu se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi povolenými náklady a skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady

v předchozích letech, upravených eskalačním faktorem, faktorem efektivity a koeficientem profit/loss sharingu, jehož základní hodnota je pro roky V. regulačního období stanovena na 0,5.

Pro navazující regulační období ERÚ předpokládá pokračování v aplikaci výše uvedených principů profit/loss sharingu pro stanovení povolených nákladů z důvodu jejich dlouhodobého vyrovnaní a zajištění předvídatelného regulovaného prostředí.

Zároveň budou v průběhu V. regulačního období ze strany ERÚ prováděny kontroly ekonomické oprávněnosti nákladů, které vstoupily do základny hodnoty povolených nákladů jednotlivých společností. Prováděné kontroly budou respektovat legislativu platnou ve sledovaných letech s konkrétními dopady v průběhu V. regulačního období, případně v následujících regulačních obdobích. Takový postup považuje ERÚ za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu.

4.1.2. Povolené odpisy

Povolené odpisy se stanoví na základě plánovaných hodnot odpisů (vypočtených s použitím odpisových sazeb – minimálních dob životnosti uvedených v příloze či výkladovém stanovisku k vyhlášce o regulačním výkaznictví) v jednotlivých letech V. regulačního období.

Plánované hodnoty odpisů budou korigovány podle skutečných hodnot s dvouletým zpožděním a s využitím časové hodnoty peněz.

V souvislosti se zněním energetického zákona je nezbytné stanovit takovou hodnotu povolených odpisů, která po zahrnutí do regulované ceny bude zdrojem financování obnovy a rozvoje dlouhodobého majetku potřebného k licencované činnosti.

Aby Úřad zamezil případnému zneužívání těchto pravidel nadhodnocenými plány, stanovuje dvojí časovou hodnotu peněz pro případy nadhodnocení a podhodnocení vykázaných plánovaných hodnot odpisů. Při nadhodnocení plánů bude časová hodnota peněz pro část korekčního faktoru odpisů, jejíž hodnota bude vyšší než 5 % skutečných odpisů, navázána na hodnotu míry výnosnosti regulační báze aktiv (bod 4.2.4.) a pro část korekčního faktoru odpisů, jejíž hodnota nepřesáhne skutečné odpisy o více než 5 %, bude navázána na časovou hodnotu peněz (bod 4.2.3.). Při podhodnocení plánovaných hodnot odpisů bude indexace celého korekčního faktoru odpisů navázána pouze na časovou hodnotu peněz (bod 4.2.3.).

Pokud Úřad v průběhu regulovaného roku zjistí významný meziroční rozdíl mezi skutečnými a plánovanými hodnotami odpisů, který by výrazným způsobem ovlivnil cenovou stabilitu, má právo formou rozložení tohoto rozdílu upravit hodnotu parametru odpisů pro následující rok, případně do více po sobě jdoucích let.

V oblasti zahrnování odpisů z části majetku pořízeného formou dotace ERÚ upozorňuje, že probíhají diskuze s ÚOHS a Evropskou komisí, které mohou mít vliv na zohledňování dotací v budoucnu. Postupy regulace cen budou zahrnovat odpisy z části majetku pořízeného z dotací stejným způsobem jako ve IV. regulačním období. Zohlednění dotací v regulaci bude respektovat podmínky jednotlivých dotačních programů a výzev a pravidla zohlednění dotací v regulaci platná v době podání žádosti o podporu ze strany regulovaného subjektu.

Problematika promítnutí dotací v regulaci souvisí s vyhlášenými podmínkami jednotlivých výzev dotačních titulů. ERÚ si vyhrazuje právo tuto problematiku průběžně analyzovat a individuálně řešit s jednotlivými subjekty.

4.1.3. Fond obnovy a rozvoje

Před zahájením IV. regulačního období Úřad rozhodl o zavedení evidenčního parametru fond obnovy a rozvoje. Záměr zavést takový parametr, resp. mechanismus, Úřad deklaroval již v Závěrečné zprávě ERÚ o metodice regulace III. regulačního období ze dne 11. listopadu 2009. Tato zpráva v kapitole 5.1 uvádí: *„V průběhu roku 2006 probíhala intenzivní spolupráce Úřadu s regulovanými společnostmi na posouzení jejich dlouhodobých plánů investic, na jejichž základě mohl Úřad analyzovat výši zdrojů, které společnosti potřebují v průběhu dalších 15 let na obnovu majetku tak, aby byla zachována současná technická úroveň a kvalita dodávky. Na základě výše uvedených analýz dospěl Úřad k závěru, že potřebná výše odpisů jako zdroje peněz pro obnovu majetku odpovídá přeceněným odpisům, které mají společnosti zaúčtovány ve svém účetnictví. Pokud společnosti nebudou investovat přeceněné odpisy zpět do obnovy majetku takovým způsobem, aby zachovaly jeho úroveň a kvalitu dodávky, Úřad zavede do regulace takový mechanismus, který zaručí, že povolené odpisy budou použity pouze pro investiční účely v rámci licence.“*

Na základě výše uvedeného bylo Úřadem zavedeno evidenční sledování skutečného využití povolených odpisů držiteli licence, jako zdroje financování obnovy a rozvoje přenosové soustavy, vnitrostátní přepravní soustavy a distribučních soustav, v tzv. „fondu obnovy a rozvoje“.

Z hlediska délky investičních cyklů v energetickém sektoru považuje ERÚ za dostatečně vypovídající období v délce trvání 15 let.

Úřad bude i nadále v průběhu V. regulačního období každoročně vyhodnocovat výši proinvestovaných odpisů.

Rozhodným obdobím se pro účely evidence stavu fondu obnovy a rozvoje rozumí období počínající dnem 1. ledna 2010 a končící posledním dnem roku, ve kterém délka rozhodného období dosáhne právě 15 let, tj. posledním dnem roku 2024. Pro vypořádání neproinvestovaných skutečných odpisů uznaných v regulaci je přípustná 5% tolerance. ERÚ zohlední průměrnou životnost technologických zařízení a zajistí, aby prostředky, které zákazník ve stanovených regulovaných cenách zaplatil, byly do regulované činnosti vráceny, a byly tak zajištěny bezpečné, spolehlivé a efektivní služby dodávky energií. Rozhodné období, pokrývající 15 let, ERÚ vnímá jako optimální pro kontrolu a evidenci takto kontinuálně přiznávaných prostředků. Po vyhodnocení rozhodného období ERÚ zohlední konečný stav fondu obnovy a rozvoje a výsledky promítne do povolených výnosů pro jednotlivé roky v průběhu VI. regulačního období.

Způsob evidenčního sledování stavu fondu obnovy a rozvoje je uveden v bodě 16.1.1 těchto Zásad cenové regulace.

Fond obnovy a rozvoje byl zaveden Zásadami cenové regulace na IV. regulační období. Pokud by byl v průběhu deklarované 15leté doby z pravidel cenové regulace vypuštěn, znamenal by tento krok narušení legitimního očekávání účastníků trhu. V průběhu V. regulačního období se bude ERÚ zabývat možnostmi další aplikace fondu obnovy a rozvoje po ukončení prvního 15letého referenčního období.

4.1.4. Regulační báze aktiv

Regulační báze aktiv představuje regulatorně uznanou hodnotu aktiv držitele licence, která slouží k zajištění výkonu licencované činnosti. Parametr RAB je základem pro stanovení zisku držitele licence. Aplikací míry výnosnosti na RAB je stanoven přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti. Tento postup je uznávaným a často používaným způsobem stanovení zisku v regulační praxi v zahraničí.

Z důvodu zachování kontinuity mezi regulačními obdobími je výchozí hodnota regulační báze aktiv (RAB_0) pro V. regulační období stanovena ve výši plánované hodnoty regulační báze aktiv pro poslední rok IV. regulačního období, tj. rok 2020. U provozovatelů soustav, kteří mají plánovaný koeficient přecenění pro rok 2020 větší nebo roven 1, bude RAB_0 nastaven na skutečnou hodnotu ZHA za rok 2019 upravenou o plánovaný přírůstek na rok 2020. Pro provozovatele přepravní soustavy, z důvodu přechodu na systém přímé alokace aktiv a nákladů se stanovením dílčích alokačních klíčů pro konkrétní infrastrukturní prvky soustavy, bude RAB_0 stanoven z plánovaných zůstatkových hodnot těchto prvků k 31. 12. 2021, na něž budou aplikovány dílčí alokační klíče a koeficient přecenění vstupující do RAB ve výši 68,01 %, vycházející z poměru RAB a ZHA v roce 2020.

Na základě detailního rozboru přistupuje Úřad k vyrovnání hodnoty RAB a ZHA k roku 2025. V případě, že budou dopady do cen konečných zákazníků skokové, budou tyto změny povolených výnosů a cen vyrovnány v průběhu V. regulačního období. Přírůstek pro vyrovnání RAB na ZHA v jednotlivých letech V. regulačního období je stanoven jako rozdíl plánované hodnoty ZHA v roce 2020, plánované hodnoty RAB v roce 2020 a korekčního faktoru RAB (pro provozovatele přepravní soustavy rozdíl plánované hodnoty ZHA a plánované hodnoty RAB v roce 2021) násobený individuálně stanoveným koeficientem uvedeným v následující tabulce:

tabulka č. 3 Procentuální podíl z rozdílu RAB a ZHA v jednotlivých letech V. regulačního období

Společnost/rok	2021	2022	2023	2024	2025
Elektroenergetika					
PREdistribuce, a.s.	38 %	30 %	10 %	12 %	10 %
E.ON Distribuce, a.s.	40 %	20 %	20 %	15 %	5 %
ČEZ Distribuce, a.s.	40 %	30 %	10 %	10 %	10 %
Plynárenství					
E.ON Distribuce, a.s.	40 %	20 %	20 %	15 %	5 %
GasNet, s.r.o.	40 %	18 %	23 %	5 %	14 %
NET4GAS, s.r.o.	40 %	18 %	23 %	5 %	14 %
Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	řešena individuálně				

U společnosti Pražská plynárenská Distribuce, a.s., mimořádně přistoupil Energetický regulační úřad již od roku 2016 k úpravě hodnoty RAB. Úprava byla provedena z důvodu použitých prokazatelně nesprávných vstupních údajů v minulosti v rámci zákonem požadovaného oddělení provozovatele distribuční soustavy. Následkem nesprávného ocenění chyběly společnosti v letech 2007-2015 zdroje na provádění oprav a obnovy distribuční sítě v řádu stovek milionů Kč ročně. Při rozhodování Úřad vycházel ze zpracovaného znaleckého posudku a následně zhotoveného oponentního posudku, kdy zároveň zohlednil závažnost a potřebnost změny s ohledem na financovatelnou míru budoucích investic do obnovy a rozvoje soustavy cílenou zejména na její bezpečný a spolehlivý provoz. Tento krok nelze považovat za provedené přecenění hodnoty majetku společnosti, ale pouze za nápravu nesprávně provedeného ocenění v minulosti. S ohledem na výše uvedené bude Úřad i nadále u společnosti Pražská plynárenská Distribuce, a.s., postupovat v případě vyrovnání hodnoty RAB a ZHA individuálně tak, aby pro zákazníky připojené k této distribuční soustavě byl i nadále zachován bezpečný, spolehlivý a hospodárný provoz soustavy.

Výchozí hodnota regulační báze aktiv jednotlivých regulovaných subjektů bude kromě dopadu vyrovnání hodnoty RAB a ZHA v jednotlivých letech V. regulačního období upravována hodnotami plánovaných aktivovaných investic, plánovaného vyřazeného majetku a plánovaných odpisů. Do hodnoty RAB bude vstupovat plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti. Její zahrnutí do RAB bude provedeno na základě posouzení a schválení ze strany ERÚ. Na hodnotu plánovaných odpisů již nebude uplatněn koeficient přecenění. Tyto hodnoty vstupující do výpočtu RAB budou s dvouletým zpožděním korigovány podle skutečných hodnot bez využití časové hodnoty peněz.

Součástí hodnoty RAB může být i hodnota majetku používaného pro výkon licencované činnosti, který je poskytován do užívání za úplatu, kdy držitel licence je v průběhu užívání nebo po jeho ukončení oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku. Hodnota majetku podle věty první může vstoupit do RAB pouze na základě smluv uzavřených do 31. prosince 2020. Úplata za užívání se v takovém případě nepovažuje za ekonomicky oprávněný náklad.

Korekční faktory regulační báze aktiv dobíhající ze IV. regulačního období, tj. za roky 2019 a 2020, budou vyjma provozovatele přepravní soustavy, vyrovnány v průběhu V. regulačního období v souladu s postupy platnými pro IV. regulační období. Korekční faktory regulační báze aktiv definované v bodě 16.2.6. a v bodě 16.3.3. podle těchto Zásad cenové regulace budou poprvé uplatněny při stanovení upravených povolených výnosů pro regulovaný rok 2023. Korekční faktory z IV. i z V. regulačního období je možné rozložit do jednotlivých let.

ERÚ bude v průběhu V. regulačního období provádět kontroly majetku, které budou zaměřeny mimo jiné na majetek, který není určen k výkonu licencované činnosti, ale je zahrnován do RAB. Pokud ERÚ zjistí, že ve výchozí hodnotě RAB pro V. regulační období nebo následně do meziročních změn této hodnoty byl zahrnut majetek, který není určen k výkonu licencované činnosti, a tím ze strany držitelů licence došlo k porušení principů úplného a pravdivého poskytování informací podle energetického zákona, provede ERÚ nápravu tohoto stavu. Neoprávněný zisk, vygenerovaný zařazením majetku, který nebyl určen k výkonu licencované činnosti, ale byl přesto chybně zařazen do RAB pro V. regulační období, bude odebrán prostřednictvím proporcionálního snížení zisku pro jednotlivé roky následujícího regulačního období. Obdobným způsobem budou odebrány odpisy z takto chybně vykázaného majetku.

4.1.5. Zisk

Parametr zisk se stanoví jako součin míry výnosnosti a hodnoty regulační báze aktiv.

Energetický regulační úřad je dle § 19a odst. 1 energetického zákona povinen při regulaci ceny související služby v elektroenergetice a ceny související služby v plynárenství postupovat tak, aby stanovené ceny pokrývaly mimo jiné přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti. Přiměřenost zisku je zajištěna použitím míry výnosnosti stanovené jako vážený průměr nákladů na kapitál (WACC) podle bodu 4.2.4. Zásad cenové regulace.

Hodnota parametru zisk bude pro jednotlivé roky V. regulačního období upravována korekčním faktorem zisku. Korekční faktor zisku se vypočítá jako součin rozdílu skutečné a plánované hodnoty regulační báze aktiv (korekční faktor regulační báze aktiv) a míry výnosnosti platné v posuzovaném roce s uplatněním časové hodnoty peněz. Aby Úřad zamezil zneužívání systému nadhodnocených plánů, stanovil dvojí časovou hodnotu peněz pro případy „přeplánování“ a „podplánování“ hodnoty změny regulační báze aktiv. Při „přeplánování“ bude časová hodnota peněz pro část korekčního faktoru zisku, která přesahuje 5 % ze skutečné hodnoty změny regulační báze aktiv, navázána na hodnotu míry výnosnosti regulační báze aktiv platného regulačního období podle bodu 4.2.4. Zásad cenové regulace a pro část korekčního faktoru zisku, která nepřesahuje 5 % ze skutečné hodnoty změny regulační báze aktiv, bude navázána na časovou hodnotu peněz podle bodu 4.2.3. Zásad cenové regulace. Při „podplánování“ bude časová hodnota peněz korekčního faktoru zisku navázána pouze na časovou hodnotu peněz podle bodu 4.2.3. Zásad cenové regulace.

4.1.5.1. Zisk z nedokončených rozvojových investic

Do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice ve výši, ve které nejsou zahrnuty části investice pořízené z dotace a které mají plánovanou dobu pořízení delší než 24 měsíců (doba realizace, bez zahrnutí přípravy) a hodnotu kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice, přesahující v daném roce 0,5 mld. Kč. V případě, kdy budou dotace přiznány a vyplaceny až na základě realizovaných stavebních činností, a zpětně dojde k nesplnění podmínek pro přiznání statusu nedokončené investice, bude o hodnotu majetku pořízeného z dotace upravena skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic vstupující do korekčního faktoru zisku z hodnoty nedokončených investic.

Zahrnutí takové investice do regulace bude podléhat posouzení a následnému schválení ERÚ. Plánovanou hodnotu nedokončených rozvojových investic je možné uplatnit pouze za podmínky záporného nebo nulového stavu parametru fondu obnovy a rozvoje evidovaného ke konci posledního ukončeného regulovaného roku. Do hodnoty zisku bude vstupovat v příslušném regulovaném roce pouze plánovaná část nedokončené investice pro daný rok – počítáno kumulovaně od počátku investice a očištěno o případnou aktivaci dílčích částí investice. Tato hodnota bude s dvouletým zpožděním podléhat korekci podle skutečně proinvestovaných prostředků, podle skutečné doby pořízení investice a podle případné částečné aktivace. Po zahrnutí části investice do plánu aktivovaných investic, tedy do RAB, nebude již příslušná část investice při výpočtu zisku zahrnuta v parametru „nedokončené investice“. Dobou pořízení investice je takový časový úsek, který začíná termínem předání a převzetí staveniště (mezi stavebníkem a zhotoviteli) a končí převzetím díla stavebníkem a jeho úplnou aktivací bez ohledu na to, kdy je zhotoviteli stavebníkem uhrazena cena. Do doby pořízení investice se nezapočítávají přípravné fáze (např. projektová příprava, stavební povolení).

Držiteli licence může být přiznána nedokončená investice až pro regulovaný rok, pro který je plánována první platba za výstavbu investice objednatelem zhotoviteli. Náklady spojené s přípravou investice označené jako nedokončená investice budou započteny do parametru plánovaná kumulovaná hodnota nedokončených investic při jeho prvním přiznání k dané investici.

Pokud bude skutečná doba pořízení investice kratší než 24 měsíců, budou držitelé licence sníženy upravené povolené výnosy o hodnoty zisku, které z této investice plynuly z důvodu jejího zařazení jako nedokončené investice, se zohledněním časové hodnoty peněz. Totéž platí i v případě, kdy kumulovaná část jednotlivé nedokončené investice se statutem nedokončená investice, očištěná o případnou aktivaci dílčích částí investice, bude nižší než 0,5 mld. Kč. Příslušné snížení upravených povolených výnosů je možné provést jednorázově v jednom regulovaném roce, případně rozloženě ve více regulovaných letech.

Pokud bude část takovéto aktivované nedokončené investice pořízena formou dotace, vztahují se na tuto část majetku pravidla zohledňování dotací v regulaci podle bodu 4.1.2.

Harmonogram projednání nedokončených investic:

1. do 15. dubna držitel licence zašle ERÚ k projednání seznam investičních projektů, u kterých žádá zohlednění v cenách nadcházejícího regulovaného roku a které splňují výše uvedená pravidla,
2. do 15. května ERÚ posoudí a vyjádří se k zasláným investičním projektům navrhovaným na zohlednění v parametru „nedokončené investice“,
3. do 30. června držitel licence odevzdá výkaz nedokončených investic.

4.1.6. Faktor trhu

Faktor trhu je možné použít v případech, kdy budou držitelům licence vznikat významné mimořádné náklady, které budou odděleny od výpočtu povolených nákladů prostřednictvím klouzavých průměrů s profit/loss sharingem. Vznik těchto nákladů může souviset například se změnou legislativy české i EU, implementací evropských kodexů, vývoje situace na trhu, nákladů vzniklých při likvidaci živelních událostí apod.

U nákladů vzniklých při likvidaci živelních událostí, které nebyly kryty pojišťovnami, si ERÚ, stejně jako u ostatních typů nákladů, vyhrazuje právo posoudit oprávněnost těchto nákladů pro jejich zahrnutí do faktoru trhu. Tato problematika bude posuzována i z hlediska toho, zda náklady na pojištění majetku nepřesahují výši případného pojistného plnění jiných neočekávaných nákladů.

Faktor trhu bude kryt ekonomicky oprávněné náklady, které budou zahrnovány do povolených výnosů ex-post, tedy až po jejich skutečném vynaložení a vykázání v regulačních výkazech, nebo po jejich skutečném vynaložení, avšak před jejich vykázáním v regulačních výkazech. O uznání nákladů mohou regulované společnosti požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků. V případě odsouhlasení budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok, nebo v odůvodněných případech po projednání s regulovaným subjektem budou rozděleny do více regulovaných let tak, aby nedocházelo k významným meziročním změnám regulovaných cen.

O náklady poskytnuté formou faktoru trhu, které nemají trvalý charakter, bude upravována hodnota povolených výnosů tak, aby nedošlo ke dvojímu zohledňování nákladů.

O náklady uznané v rámci IV. regulačního období prostřednictvím faktoru trhu, které mají trvalý charakter, se nebudou snižovat ekonomicky oprávněné náklady vstupující do základny povolených nákladů pro V. regulační období.

Úpravy povolených výnosů v rámci faktoru trhu budou obsahovat časovou hodnotu peněz ve výši indexu cen průmyslových výrobců (PPI).

Z důvodu stanovení základny povolených nákladů jako tříletý klouzavý průměr s parametrizací úspor/překročení u povolených nákladů na 50 : 50 existuje předpoklad významného omezení potřeby krytí nákladů faktorem trhu.

V případě, kdy bude z oprávněných důvodů nezbytné provést změnu parametru regulačního vzorce nebo principu jeho nastavení, bude tato změna zohledněna do povolených výnosů prostřednictvím faktoru trhu. Faktor trhu může nabývat kladných i záporných hodnot.

4.2. Společné parametry

4.2.1. Eskalační faktor nákladů

Eskalace je mechanismus, kterým jsou náklady vynaložené v určitém předchozím roce upravovány do dalších let tak, aby byl zohledněn vývoj ekonomiky.

Na základě provedených analýz a vyhodnocení ekonomických vlivů rozhodl ERÚ o změně v metodice stanovení eskalačního faktoru tak, aby tento faktor pružněji reagoval na změny ekonomiky. Pro V. regulační období se proto použije eskalace složeným eskalačním faktorem, který se skládá ze mzdového indexu a z indexu cen podnikatelských služeb (sub-index indexu cen tržních služeb), které jsou vykazovány Českým statistickým úřadem. Pro každého držitele licence se váhy obou indexů stanoví individuálně zvlášť pro každý regulovaný rok. Pro stanovení hodnoty váhy mzdového indexu, vstupující do výpočtu eskalačního faktoru, se použije podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů vstupujících do základny povolených nákladů za rok, pro který je mzdový index stanoven. V případě, že hodnoty podílu nákladů nejsou známy, použijí se hodnoty posledního uzavřeného roku.

Váha indexu cen podnikatelských služeb se stanoví jako dopočet tak, aby součet vah obou indexů byl v každém roce 100 %. Eskalační faktor je nastaven klouzavě, shodně s náklady tak, aby reagoval průběžně na změny v poměru osobních a celkových ekonomicky oprávněných nákladů.

4.2.2. Faktor efektivity

Účelem faktoru efektivity je simulovat v regulovaném odvětví vliv tržních sil, protože reflektuje růst produktivity v celém odvětví. Pobídková regulace má přitom za cíl motivovat regulované společnosti k aktivnímu hledání úspor individuálních nákladů.

Roční hodnota faktoru efektivity se stanovuje ve výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016–2019) o více než 15 % bude roční hodnota faktoru efektivity stanovena na výši 0,2 %.

Faktor efektivity je pro V. regulační období aplikován při výpočtu základny povolených nákladů, při výpočtu profit/loss sharingu i samotných povolených nákladů na regulovaný rok.

4.2.3. Časová hodnota peněz

Pro korekci plánovaných hodnot vstupujících do parametrů regulace je časovou hodnotou peněz parametr míry inflace stanovený jako index cen průmyslových výrobců (PPI). Ve specifických případech (pro část korekčního faktoru odpisů, jejíž hodnota bude vyšší než 5 % skutečných odpisů, a pro část korekčního faktoru zisku, která přesahuje 5 % ze skutečné

hodnoty změny regulační báze aktiv) bude jako časová hodnota peněz použita míra výnosnosti regulační báze aktiv.

Parametr míry inflace se stanoví každoročně na základě podílu klouzavých průměrů indexu cen průmyslových výrobců vykázaných Českým statistickým úřadem za měsíc duben příslušného roku.

4.2.4. Míra výnosnosti

Míra výnosnosti je stanovena jako vážené průměrné náklady kapitálu - WACC.

Pro stanovení míry výnosnosti pro V. regulační období došlo k revizi postupu stanovení míry výnosnosti používané pro IV. regulační období s důrazem na zachování použitých principů pro IV. regulační období a znovunastavení všech vstupních parametrů výpočtu. Při nastavení míry výnosnosti jako klíčového parametru investičních podmínek v regulovaném prostředí ERÚ analyzoval změnu tržního prostředí, rizikovost jednotlivých prostředí a celkovou ekonomickou pozici obdobných společností.

ERÚ stanovil hodnoty parametru WACC jako pevné pro celé regulační období, s výjimkou případů, kdy dojde ke změně sazby daně z příjmu právnických osob, s ohledem na relevantní specifické podmínky a ukazatele pro elektroenergetiku a plynárenství. Hodnota míry výnosnosti je stanovena jednotně pro sektor elektroenergetiky a jednotně pro sektor plynárenství.

Jedním z hlavních parametrů výpočtu regulovaných výnosů elektroenergetického a plynárenského sektoru pro V. regulační období je kalkulace vážených nákladů kapitálu WACC společností podnikajících v příslušném oboru. Jako metoda pro stanovení WACC slouží vážený průměr nákladů na vlastní a cizí kapitál příslušných společností.

Detailně upravenou metodiku stanovení WACC popisuje bod 16.1.2. těchto Zásad cenové regulace.

4.2.5. Výnosy z doplňkových služeb

Provozovatelé soustav při výkonu licencované činnosti vykonávají aktivity dané zákonem, které jsou nezbytné pro bezpečný a spolehlivý provoz přenosové a distribuční soustavy. Nad rámec těchto činností jsou poptávány a v některých případech i následně realizovány provozovatelem další služby, které jsou účtovány odděleně od výkonů licencované činnosti.

Pro V. regulační období bude zachován současný model používaný ve IV. regulačním období s možnými výjimkami, které může definovat ERÚ na žádost provozovatele soustavy, a to po detailní analýze dané služby, souvisejících nákladů, odpisů a zisku plynoucího z majetku zařazeného v regulaci. Zároveň bude ERÚ posuzovat jako klíčové hledisko i riziko narušení tržního prostředí, kdy neregulované subjekty, které poskytují službu, nesou veškerá rizika se službou spojená a musí tedy tato rizika zahrnout do ceny poskytované služby.

5. Zvláštní část pro činnost přenos elektřiny

Zvláštní část Zásad cenové regulace pro činnost přenos elektřiny může být v průběhu V. regulačního období upravena nebo nahrazena v rozsahu technických jednotek určených pro alokaci upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty provozovatele přenosové soustavy. Tato změna neovlivňující výši upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty se nepovažuje za změnu Zásad cenové regulace.

5.1. Zajišťování přenosu elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu přenosové soustavy

5.1.1. Cena za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy

Při regulaci ceny za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 16.2.1. Zásad cenové regulace. Cena za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy je stanovena rozdělením upravených povolených výnosů za přenos elektřiny v poměru rezervované kapacity jednotlivých účastníků trhu s elektřinou připojených k přenosové soustavě.

Na úhradě plateb za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy se podílejí i výrobci elektřiny druhé kategorie a výrobci elektřiny první kategorie při dlouhodobé odstávce výroby elektřiny. Z tohoto důvodu je nově zaveden korekční faktor za přenos elektřiny, který upravené povolené výnosy koriguje o výnosy za rezervovanou kapacitu a její překročení i od jiných účastníků trhu, než jsou provozovatelé regionálních distribučních soustav, o výnosy za překročení rezervovaného příkonu a výkonu, a případné další výnosy a náklady vycházejících z cen stanovených v rámci cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice, pokud nejsou uznány v bázi nákladů nebo v rámci jiných korekčních faktorů, nebo další výnosy vyplývající z jiného právního předpisu⁴ vztahující se k managementu jaloviny. Výnosy jsou do korekčního faktoru zahrnuty v plné výši. Korekci formou nově zavedeného korekčního faktoru ostatních výnosů provozovatele přenosové soustavy budou podléhat i ostatní příjmy jako jsou příjmy z připojení, které budou korigovány v plné výši, 60 % kladného rozdílu z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k výkonu licencované činnosti a zůstatkové ceny.

Výše rezervované kapacity pro odběr z přenosové soustavy je pro provozovatele regionálních distribučních soustav opět stanovována jako průměr bilančních sald výkonů na rozhraní přenosové soustavy a regionálních distribučních soustav ze čtyř zimních měsíců (listopad až únor) za období posledních tří let před regulovaným rokem.

⁴ Vyhláška č. 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.

Mezi další složky ovlivňující upravené povolené výnosy za přenos elektřiny patří:

1. saldo výnosů a nákladů souvisejících s přetížením,
2. fond rozvoje soustavy,
3. investiční faktor provozovatele přenosové soustavy,
4. parametr F2,
5. management jalové energie.

5.1.1.1. Saldo nákladů a výnosů souvisejících s přetížením

Pokud budou výnosy z přetížení na přeshraničních profilech vyšší než náklady, bude se při jejich použití postupovat v souladu s článkem 19 nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou. Saldo výnosů a nákladů bude využíváno podle níže uvedené metodiky, která však může být v budoucnu upravena tak, aby byla v souladu s metodikou připravenou podle článku 19 bodu 4 nařízení o vnitřním trhu s elektřinou.

Saldo výnosů a nákladů z přetížení bude použito k úhradě nákladů spojených se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity, nebo s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření nebo k pokrytí nákladů vzniklých v souvislosti s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení. Zbývající nevyužitý výnos budou převedeny do fondu rozvoje soustavy, ze kterého budou pokryty náklady vzniklé v následujících letech v souvislosti se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity, nebo s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření. K saldu výnosů a nákladů z přetížení bude dále přičtena i část salda nákladů a výnosů z ITC⁵ mechanismu uplatněná v oblasti infrastruktury.

Změnou postupu oproti praxi ve IV. regulačním období je úprava alokace využití výnosů z aukcí včetně infrastrukturní části ITC mezi část uplatněnou na odpisy, na krytí nákladů spojených se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity, nebo s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření a část uplatněnou na investice do přenosové soustavy. Konkrétní postup bude nastaven tak, že bude limitováno využití výnosů z aukcí včetně infrastrukturní části ITC pro odpisy a náklady spojené se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity, nebo s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření do výše 25 %

⁵ The Inter-Transmission System Operator Compensation (ITC) definovaný v NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) č. 838/2010 ze dne 23. září 2010 o stanovení pokynů týkajících se vyrovnávacího mechanismu mezi provozovateli přenosových soustav a společného regulačního přístupu k poplatkům za přenos.

vyhodnocovaného roku. Zbýlých 75 % bude využito provozovatelem soustavy na investice do přenosové soustavy. Prvním vyhodnocovaným rokem je rok 2021, přičemž hodnoty odpisů a náklady spojené se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity, nebo s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření vstoupí do cen roku 2023 formou korekčních faktorů (odpisy do korekčního faktoru odpisů provozovatele přenosové soustavy a ostatní náklady do korekčního faktoru pro činnost poskytování systémových služeb). Výše odpisů vstupujících do tohoto mechanismu se pro rok 2021 stanoví jako odpisy z nově aktivovaných investic v roce 2021 krytých z výnosů z aukcí a infrastrukturní části ITC. Pro další roky se výše odpisů vstupujících do tohoto mechanismu stanoví kumulací odpisů z nově aktivovaných investic krytých z výnosů z aukcí a infrastrukturní části ITC a odpisů z investic krytých z výnosů z aukcí a infrastrukturní části ITC od začátku V. regulačního období. Pokud nebude dosahovat souhrnná hodnota odpisů vstupujících do tohoto mechanismu a nákladů na redispečink výše 25 % výnosů z aukcí a infrastrukturní části ITC, bude umožněno zbývající rozdíl v daném roce využít na investice do přenosové soustavy.

Provozovatel přenosové soustavy bude v souladu s článkem 19 (5) nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou reportovat ERÚ o výši výnosů z přetížení a způsobu jejich využití za předchozí kalendářní rok (bez složky ITC) nejpozději do 20. února následujícího roku.

5.1.1.2. Fond rozvoje soustavy

Fond rozvoje soustavy bude pro V. regulační období zachován a bude sloužit k financování nákladů spojených se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity, nebo s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření nebo k úhradě nákladů vzniklých v souvislosti s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení, a to včetně odpisů souvisejících s těmito investicemi v souladu s článkem 19 nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou.

Vyúčtování použití výnosů z přetížení pro V. regulační období (tedy poprvé za skutečnost roku 2021) bude probíhat vždy co nejdříve, nejpozději však do 30. dubna následujícího roku, a to níže uvedeným způsobem:

Skutečné saldo výnosů a nákladů z přetížení za rok $i-2$ + skutečné saldo kurzových zisků a ztrát + saldo ITC za infrastrukturu za rok $i-2 = V1_{pepi-2}$.

Pokud je $V1_{pepi-2}$ kladné, bude sloužit k financování nákladů spojených se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity za rok $i-2$, nákladů spojených s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření za rok $i-2$, provozních nákladů na řízení přetížení za rok $i-2$, nákladů vzniklých v souvislosti s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení,

a to včetně odpisů souvisejících s těmito investicemi za rok $i-2$ a ke krytí investic do přenosové soustavy podle pravidel uvedených v kapitole 5.1.1.1.

Do fondu rozvoje soustavy bude přidělena hodnota $V2_{pei-2}$ určená jako kladný zůstatek z $V1_{pepi-2}$ po provedení výše uvedených kroků.

Pokud bude $V2_{pei-2} > 0$ Kč, do fondu rozvoje soustavy bude přidělena hodnota $V2_{pei-2}$. Pokud je $V2_{pei-2} \leq 0$ Kč, do fondu rozvoje soustavy nebude přidělena žádná hodnota.

Pokud bude základní hodnota $V1_{pepi-2}$ za rok $i-2$ záporná, vstoupí do upravených povolených výnosů pro regulovaný rok.

5.1.1.3. Investiční faktor provozovatele přenosové soustavy

V rámci stanovení upravených povolených výnosů je i nadále uvažován investiční faktor provozovatele přenosové soustavy, který zajišťuje finanční prostředky nezbytné k investicím do obnovy a rozvoje přenosové soustavy podle plánu rozvoje přenosové soustavy, které nejsou pokryty vlastními a cizími zdroji. Při stanovení hodnoty investičního faktoru Úřad koriguje míru zadlužení provozovatele přenosové soustavy tak, aby celkový úročený dluh nepřesáhl trojnásobek ukazatele EBITDA; investiční faktor může nabývat kladných i záporných hodnot. Součet kladných a záporných investičních faktorů za období uplatňování investičních faktorů je roven nule.

Přístup k investičnímu faktoru provozovatele přenosové soustavy bude následující:

1. Pro účely výpočtu investičního faktoru bude jako indikátor zadlužení společnosti použit ukazatel celkový úročený dluh/EBITDA.
2. Při plánovaném překročení trojnásobku výše zadlužení bude výše kladného investičního faktoru stanovena tak, aby ukazatel celkový úročený dluh/EBITDA odpovídal hodnotě 3.
3. Při poklesu plánované výše zadlužení pod hodnotu 3 bude výše záporného investičního faktoru stanovena v takové výši, aby ukazatel celkový úročený dluh/EBITDA odpovídal hodnotě 3.
4. Kladný investiční faktor je chápán jako bezúročná půjčka, která bude společností ČEPS, a.s., splácena prostřednictvím záporného investičního faktoru.
5. Investiční faktor není součástí dluhu.
6. Záporné investiční faktory slouží pouze pro splácení sumy kladných investičních faktorů a použijí se až do úplného splacení sumy kladných investičních faktorů. Současně platí, že kumulovaný součet kladných a záporných investičních faktorů nenabývá záporné hodnoty.
7. Kladný investiční faktor se považuje za mimořádný příjem finančních prostředků. Kladný investiční faktor společnost ČEPS, a.s., převede v plné výši do zvláštního fondu ze zisku, který bude nově vytvořen s uplatněním prvního kladného investičního faktoru. Až do úplného splacení sumy kladných investičních faktorů mohou být

finanční prostředky z tohoto fondu použity pouze jako zdroj krytí investičních výdajů, tento fond nemůže být zrušen a nemohou z něj být vypláceny dividendy.

8. Po celou dobu uplatnění metodiky výpočtu investičního faktoru musí být splněna podmínka výplaty dividend ze zisku po zdanění a po přidělech do fondů a výplaty tantiém ve výši 0 %. Při porušení této podmínky bude ze strany ERÚ jednostranně zrušeno přiznávání kladných investičních faktorů a bude požadováno jejich navrácení s časovou hodnotou peněz stanovenou ve výši míry výnosnosti WACC pro V. regulační období. V tomto případě se ostatní ustanovení použijí přiměřeně.
9. V rámci regulačního výkaznictví společnost ČEPS, a.s., předkládá ERÚ každoročně skutečné a plánované hodnoty investičních výdajů pro roky $i-2$ až $i+3$. Na základě hodnot těchto investičních výdajů společnost ČEPS, a.s., předloží ERÚ údaje o výpočtu míry zadlužení společnosti na roky $i-2$ až $i+3$ podle indikátoru uvedeného v bodě 1. Pokud indikátor zadlužení podle bodu 1 překročí hodnotu 3, navrhne společnost ČEPS, a.s., vyšší hodnoty investičního faktoru pro regulovaný rok i až $i+3$ a zároveň předloží ERÚ údaj o výši zůstatkové hodnoty stanovených kladných investičních faktorů.
10. Vyšší hodnoty kladného i záporného investičního faktoru na rok i ERÚ stanoví a držitelé licence oznámí v souladu s harmonogramem oznamování parametrů regulačního vzorce provozovateli přenosové soustavy, s přihlédnutím k plánovaným hodnotám míry zadlužení na roky i až $i+3$ a k výši vyplacených dividend v roce $i-3$ (za předpokladu splnění výše uvedených podmínek) v níže uvedeném termínu.

Postup při uplatnění kladného a záporného investičního faktoru bude průběžně hodnocen, první revize proběhne v období po stanovení investičního faktoru na poslední regulovaný rok V. regulačního období a před stanovením investičního faktoru na první regulovaný rok VI. regulačního období.

5.1.1.4. Parametr F2

Parametr F2 vznikl ve III. regulačním období a obsahoval zálohově poskytnuté prostředky na investice v rámci III. regulačního období. Zbývající hodnota parametru F2, která nebyla zpětně proučtována ve III. ani ve IV. regulačním období, bude převedena do V. regulačního období, ve kterém sníží upravené povolené výnosy o neproučtovanou částku, a to včetně časové hodnoty peněz k prvnímu roku V. regulačního období.

5.1.1.5. Management jalové energie (společný text pro provozovatele přenosové soustavy i provozovatele distribučních soustav)

Vlivem významných změn probíhajících v elektroenergetice, kterými jsou integrace decentrální výroby, zejména obnovitelných zdrojů, elektromobility, akumulace, zavádění a využívání možností nových měřicích technologií, požadavky na kabelizaci a rozvoj elektrických sítí v intravilánu obcí, změna toků mezi přenosovou a distribučními soustavami, v průmyslové oblasti (nové technologie, elektromobilita) i u domácností (instalace

inteligentních spotřebičů, výroben elektřiny, akumulace) se zvyšují nároky na udržení kvality napětí a řízení změny toků jalové elektřiny. Vzhledem k tomu, že problematika kvality napětí má lokální charakter a problematika narůstajících toků jalové elektřiny má jak lokální, tak systémový charakter, je nutno nastavit systémové řešení, které bude v oblastech styku sítí různých provozovatelů oboustranně spravedlivé, jak pro samotné provozovatele, tak hlavně pro uživatele jejich soustav.

Efektivnost opatření pro zajištění kvality napětí tedy spočívá v zavedení jednotné koncepce Managementu Q a ve vyváženém nastavení:

- požadavků na uživatele soustav při připojování tak, aby tito uživatelé neovlivňovali negativně kvalitu napětí v dané lokalitě a toky jalové elektřiny;
- cenotvorby nevyžádané dodávky/odběru jalové elektřiny;
- obstarávání podpůrných služeb v oblasti jalového výkonu (regulace U/Q);
- vlastních investičních a provozních opatření k zajištění požadované kvality napětí a toků jalové elektřiny.

Základní rámec:

- Jalové výkony se stávají nedílnou součástí vztahů mezi účastníky trhu na všech úrovních. Tarif za nevyžádanou dodávku jalové energie má motivační charakter (efektivní motivování k pořízení a spolehlivému provozování vlastní kompenzace).
- Řešení Managementu Q reflektují zahraniční zkušenosti v oblasti principů regulace U/Q.
- Náklady managementu jaloviny jsou obecně ekonomicky oprávněnými náklady provozovatele příslušné soustavy. Finanční prostředky získané za překračování dohodnutých mezí jalového výkonu, resp. za nevyžádanou jalovou energii (Q) jsou součástí korekce povolených výnosů.
- Cena za nevyžádanou jalovou energii může být jednotná nebo v budoucnu diferencována pro jednotlivé napěťové hladiny.
- Část nákladů spojených s managementem jaloviny může být součástí plateb za činnou složku elektřiny (např. oblast nezpoptatného účinníku).

Pro V. regulační období budou použita tato opatření:

1. Podmínky pro připojení výroben elektřiny, odběrných zařízení zákazníků, akumulačních zařízení, distribučních soustav a podmínky pro jejich provozování.

Podmínky definující chování uživatelů soustav tak, aby negativně neovlivňovali parametry soustavy – kvalitu napětí a dodávku/odběr jalové energie, musí být ukotveny příslušným právním předpisem/smlouvou.

2. Platby za nevyžádanou dodávku/odběr jalové elektřiny.

Nevyžádanou dodávkou nebo odběrem jalové energie je dodávka nebo odběr jalové energie mimo rozsah povoleného, resp. sjednaného účinníku. Zapojení výrobní elektřiny nebo jiného zařízení do regulace napětí pomocí jalového výkonu je

uvedeno spolu s rozsahem povoleného účinníku ve smlouvě o připojení nebo v jiném smluvním ujednání s příslušným provozovatelem distribuční soustavy.

3. Velikost dodávané/odebírané jalové elektřiny je vyhodnocována v každém měřicím intervalu v místech připojení, která jsou vybavena příslušným měřením (měřen čtvrt hodinový profil činné i jalové elektřiny). V první fázi bude uplatněno pouze u účastníků trhu, jejichž zařízení je připojeno na hladině VVN a VN. O možném uplatnění na účastníky trhu, jejichž zařízení je připojeno na hladině NN, bude rozhodnuto později (souvisí s nasazováním AMM).
4. Způsob vyhodnocení a zpoplatnění uvede cenové rozhodnutí v příslušném ustanovení. Je předpokládáno ¼ hodinové vyhodnocení.
5. U zařízení, která se podílí na regulaci dodané/odebrané jalové elektřiny, se považuje za překročení pouze nedodržení příslušného regulačního schématu.
6. Za účelem využití služeb regulace napětí nebo regulace jalového výkonu pro provozovatele distribuční soustavy se předpokládá zachování pásma povolených nezpoptatných účinníků pro I., II., III. kvadrant, které je (1–0,95). Ve IV. kvadrantu (odběr činný, dodávka jalová) se předpokládá ponechání stávajícího přístupu, kdy je nevyžádanou celá dodávka Q.
7. Nákup podpůrných služeb v oblasti regulace napětí a jaloviny.

Provozovatel přenosové a distribuční soustavy nakupuje podpůrnou službu regulující napětí a jalovou elektřinu, která patří do nefrekvenčních podpůrných služeb (PpS-N). Služba je placena na základě smluvního ujednání a je hodnoceno poskytování nad rámec technické regulace, kterou je zdroj povinen poskytovat na základě podmínek připojení.

8. Vlastní opatření provozovatele přenosové a distribuční soustavy.

Provozovatel soustavy může instalovat v příslušné části sítě prvky umožňující regulovat napětí a toky jalové elektřiny (kompenzátor, tlumivka atd.). Nezbytně nutné náklady na pořízení, provoz a údržbu těchto prvků, stejně tak jako náklady na provozní opatření, budou zohledněny v povolených výnosech.

Předpokládané potřebné objemy na kompenzaci jalových výkonů PpS-N pro řízení U/Q v ES ČR do roku 2030 pro časové řezy 2020, 2025 a 2030 a předpoklad odstavení 4 000 MW uvádí následující tabulka č. 4.

tabulka č. 4 Rozsah technické potřeby dodatečného jalového výkonu v distribučních sítích

Rozsah technické potřeby dodatečného jalového výkonu v distribučních sítích v roce	2020	2025	2030
Opatření ke kompenzaci vlivů přetoků Q z DS do PS [MVar]	52	203	323
Opatření pro službu regulace napětí v DS [MVar]	210	724	917
<i>Celkem potřeba dodatečného jalového výkonu v PDS [MVar]</i>	262	927	1240

Předpokládaný harmonogram:

- zahájení prací na změně právní úpravy – 2020,
- zapracování do Kodexu PS a PPDS ve 2020,
- uplatnění systému měření Q na napěťové hladiny VVN a VN – počátkem V. regulačního období,
- rozhodnutí o změně postupu zpoplatnění nevyžádané jalové energie u zákazníků DS na hladině NN – koncem V. regulačního období,
- zavedení měření kvality v DTS do 2025.

5.1.2. Cena za použití sítí přenosové soustavy

Při regulaci ceny za použití sítí přenosové soustavy postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 16.2.1. Zásad cenové regulace. Cena za použití sítí je stanovena vydělením proměnných nákladů na ztráty odebraným množstvím elektřiny z přenosové soustavy ostatními účastníky trhu s elektřinou.

Proměnné náklady na ztráty jsou určeny cenou silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě a plánovaným množstvím ztrát v přenosové soustavě. Do proměnných nákladů na ztráty vstupuje i korekční faktor za použití sítí.

Cena silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě je stanovována Úřadem v souladu s metodikou uvedenou v kapitole 5.1.3.

Cena za použití sítí podléhá korekci a do korekčního faktoru je oproti předchozímu regulačnímu období zahrnuto i saldo výnosů a nákladů (kompenzace a příspěvku) na ztráty ze zúčtování ITC mechanismu⁵, a to včetně provozních nákladů souvisejících se zúčtováním ITC mechanismu⁵, které nebudou součástí báze nákladů pro výpočet povolených nákladů.

5.1.3. Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě

Pro V. regulační období je pro stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě vycházeno z obdobné metodiky používané pro IV. regulační období, s dílčími změnami.

Stanovení jednotkové ceny silové elektřiny probíhá podle metodiky oceněním nákladů v několika kategoriích:

1. náklady na obstarání elektrické energie na pokrytí diagramu,
2. náklady za odchylku ztrát a poplatky spojené se zajištěním ceny a obstaráváním elektřiny,
3. motivační složka zisku.

Složka nákladů na obstarání elektrické energie na pokrytí plánovaného diagramu ztrát je stanovena z nákladů za nakoupenou elektřinu v dlouhodobých produktech elektřiny a z nákladů za nakoupenou elektřinu na krátkodobých trzích s elektřinou. V dlouhodobých produktech je na pokrytí diagramu nakoupena elektřina v ročním pásmu BL CAL *i* o celkové

hodnotě podle hodiny s minimálním zatížením v roce i . Zbytek diagramu je pokryt nakoupenou elektřinou na denním trhu s elektřinou. Pro ocenění ročního pásma produktu BL CAL i v případě, že do 31. 8. roku $i-1$ nebude realizován žádný nákup ročního pásma BL CAL i , je použita hodnota aritmetického průměru známých cen ročních produktů na regulovaný rok i (pro rok 2021 EEX BL CAL 21) za sledované období 1. 10. $i-2$ až 30. 9. $i-1$. K této ceně je navíc přičten nebo odečten aritmetický průměr aukčních cen aukční kanceláře Joint Allocation Office S.A. (JAO) ročního profilu mezi německými obchodními zónami provozovatelů přenosových soustav 50Hertz Transmission GmbH a TenneT TSO GmbH a českého provozovatele přenosové soustavy ČEPS, a.s., za předcházející rok, v závislosti na cenové hladině české a německé obchodní zóny. Pro přepočítání z EUR na CZK je použit metodicky stanovený kurz následujícím způsobem:

Hodnoty v měně € (EUR) jsou přepočteny z € (EUR) na Kč (CZK) pomocí průměrného denního kurzu měnového páru EUR/CZK za sledované období. Denní kurz měnového páru EUR/CZK je dále navýšen o hodnotu:

1. bankovní marže spojené s nákupem zahraniční měny EUR ve výši 0,2 %,
2. rizikové přírážky denní volatility měnového páru EUR/CZK ve výši 0,33 %,
3. přírážky ročních forwardových bodů měnového páru EUR/CZK pro jednotlivé dny za sledované období,
4. přírážky čtyřměsíčních forwardových bodů, nad rámec ročních forwardových bodů, za sledované období.

Bankovní marže odpovídá průměrné přírážce komerčních bank, kterou si účtují při nákupu zajišťovacích instrumentů forwardových kontraktů směny EUR/CZK. Přírážka vychází z průměrného bid-ask spreadu měnového páru EUR/CZK za období od 1. 10. 2012 do 30. 9. 2017. Riziková přírážka denní volatility kryje riziko nákupu měny v libovolném okamžiku dne a je odvozena od průměrné hodnoty denní volatility kurzu měnového páru EUR/CZK za období od 1. 1. 2014 do 31. 12. 2018, kde denní volatilita je definována jako podíl rozdílu hodnot high – low na otevírací denní hodnotě. Tímto způsobem stanovená volatilita vyjadřuje skutečný interval pohybu denního kurzu, vyjádřený v procentech. Přírážky ročních a čtyřměsíčních forwardových bodů byly zvoleny s ohledem na průměrnou dobu mezi nákupem měny pro nákup elektřiny na krytí ztrát a fakturací dodané elektřiny na krytí ztrát, která je 16 měsíců. Použití ročních forwardových bodů bylo zvoleno s ohledem na relevantnost tohoto finančního produktu, který je likvidní a dostupný. Data ročních forwardových bodů za sledované období poskytuje Česká národní banka (ČNB). Jelikož šestnáctiměsíční forwardové kontrakty nejsou standardním obchodovaným produktem, aby byla respektována průměrná doba mezi nákupem elektřiny a fakturací 16 měsíců, nad rámec ročních forwardových bodů je stanovena přírážka čtyřměsíčních forwardových bodů. Dodatečné čtyřměsíční forwardové body jsou stanoveny lineární interpolací čtyřměsíčních forwardových bodů z rozdílu osmnáctiměsíčních a ročních bodů. Tento postup se použije pro tu část pásma produktu BL CAL, která doposud nebyla provozovatelem přenosové soustavy na regulovaný rok i nakoupena.

V případě, že do 31. 8. roku $i-1$ bude realizován nákup ročního pásma BL CAL i , ocenění části ročního pásma produktu BL CAL, která již byla nakoupena, probíhá podle cen skutečně realizovaných obchodů. V případě použití cen skutečně realizovaných obchodů již zakoupené energie v ročních pásmech BL CAL se pro zbývající nedokoupenou energii v ročním pásmu BL CAL mění sledované období výchozích cen pro ocenění zbývající nedokoupené energie na 1. 6. $i-1$ až 31. 8. $i-1$. Zbývající ceny elektřiny na denním trhu pro rok i jsou převzaty z denního trhu operátora trhu s elektřinou, společnosti OTE, a.s., za sledované období obchodování 1. 10. $i-2$ až 30. 9. $i-1$ v EUR a následně přepočteny výše zmíněnou metodicky stanovenou hodnotou kurzu, u kterého je sledované období totožné jako u produktů futures. Zároveň proběhne sesouhlasení kalendářů tak, aby mohly být dny za období obchodování promítnuty do celého roku i a aby byly respektovány i veškeré svátky a posun ze zimního času na letní a zpět. Jelikož meziročně dochází k posunu dnů v týdnu vůči konkrétnímu datu kalendáře, sesouhlasením kalendáře dochází k jednotlivým posunům v datech kalendáře, aby byly rovnoměrně využity hodinové ceny sledovaného období v odpovídajících dnech kalendáře regulovaného roku i .

Náklady za odchylku ztrát a poplatky související se zajištěním ceny a obstaráním elektřiny jsou stanoveny jako aritmetický průměr skutečných nákladů za roky $i-4$ až $i-2$. Stávající praxe přiznání zisku na nákup elektřiny pro krytí ztrát je změněna. Fixní hodnota zisku o hodnotě 2,5 mil. Kč je nadále přiznána provozovateli přenosové soustavy ex ante při výpočtu ceny za použití sítí.

Další část zisku o hodnotě 2,5 mil. Kč je pro V. regulační období podmíněna splněním parametrů motivační pobídky k meziročnímu snižování průměrné roční hodnoty odchylky ztrát přepočtené na jednotku MWh ztrát elektřiny v přenosové soustavě. Motivační pobídka spočívá v dosažení průměrné jednotkové absolutní odchylky ztrát (absolutní hodnota rozdílu mezi výslednou obchodní pozicí a skutečně naměřenými hodnotami ztrát (MWh)) o nižší hodnotě, než z aritmetického průměru skutečných průměrných jednotkových absolutních hodinových odchylek za roky $i-5$ až $i-3$, kdy i je následující regulovaný rok. Vyhodnocení splnění podmínky pro uznání motivační složky zisku probíhá v rámci výpočtu korekčního faktoru.

Plánovaná cena silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě je definována výše uvedenými náklady vydělenými plánovaným množstvím ztrát v přenosové soustavě pro rok i .

Náklady na obstarání silové elektřiny podléhají korekci v rámci korekčního faktoru za použití sítí. Složky nákladů na obstarání silové elektřiny na pokrytí diagramu a složka nákladů za odchylku ztrát a poplatky spojené se zajištěním ceny a obstaráváním elektřiny jsou korigovány ze 100 %, motivační složka zisku o hodnotě 2,5 mil. Kč je případně přiznána v rámci korekčního faktoru po vyhodnocení splnění podmínky uvedené v odstavci výše.

Provozovatel přenosové soustavy může obstarávat elektřinu a zajišťovat její cenu odlišně od výše uvedeného postupu pro výpočet regulované ceny vstupující do výpočtu ceny za použití sítí. Takovéto obstarávání a zajišťování ceny elektřiny je vždy prováděno za účelem minimalizace nákladů za použití sítí přenosové soustavy.

5.1.4. Cena za systémové služby

Při regulaci ceny za systémové služby postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 16.2.2. Zásad cenové regulace. Cena za systémové služby je stanovena vydělením upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb odebraným množstvím elektřiny z elektrizační soustavy zpoplatněným cenou za systémové služby.

Pro V. regulační období vychází hodnota upravených povolených výnosů z hodnoty povolených výnosů za poskytování systémových služeb tvořené shodně jako ve IV. regulačním období z povolených nákladů, odpisů a zisku. Hodnota povolených nákladů, nezbytných k zajištění obchodu se systémovými a podpůrnými službami pro regulovaný rok, je pro V. regulační období stanovena odlišně od postupů používaných ve IV. regulačním období. Povolené stálé náklady se stanoví v souladu s kapitolou 4.1.1. Zásad cenové regulace, tedy klouzavým průměrem skutečně dosažených hodnot nákladů za poslední tři známé roky, upravených eskalačním faktorem a faktorem efektivity na časovou hodnotu roku, pro který je hodnota povolených stálých nákladů stanovována. V rámci povolených nákladů bude aplikován profit/loss sharing podle výše uvedené kapitoly. Hodnota povolených odpisů bude stanovována stejným způsobem jako ve IV. regulačním období, hodnota zisku bude stanovena fixní ve výši garantovaného zisku ve IV. regulačním období.

Hlavní složku upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb však tvoří plánované náklady na nákup podpůrných služeb výkonové rovnováhy (SVR), které jsou stanoveny na základě plánovaného objemu obstaraných záloh dle roční přípravy provozu vypracované v souladu s vyhláškou č. 79/2010 Sb., o dispečerském řízení elektrizační soustavy a o předávání údajů pro dispečerské řízení, ve znění pozdějších předpisů, násobeného plánovanou cenou, která je stanovena jako aritmetický průměr z hodnot skutečně dosažených průměrných ročních cen nákladů na nákup SVR za poslední tři známé roky. Objemem záloh i průměrnou roční cenou v rámci tohoto výpočtu je míněna bodová hodnota vztažená k celému objemu záloh, tj. bez ohledu na skutečnost, zda nákup podpůrných služeb pocházel z dlouhodobých kontraktů nebo byl realizován prostřednictvím denního trhu. Provozovatel přenosové soustavy má právo s ohledem na § 24 odst. 3 písm. b) energetického zákona zohlednit nabídkové ceny a případně upravit podíl jednotlivých obstarávaných SVR při zachování provozních a spolehlivostních parametrů v souladu s nařízením Komise (EU) 2017/1485, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav.

V případě, že skutečná průměrná roční cena nákladů na nákup SVR provozovatele přenosové soustavy bude nižší, než byla plánovaná cena, bude tato úspora částečně ponechána ve prospěch provozovatele přenosové soustavy a zohledněna v regulovaných cenách formou motivační složky zisku za zajišťování SVR, která je stanovena jako 40 % z kladného rozdílu mezi plánovanou a skutečnou průměrnou roční cenou nákladů na nákup SVR násobeného skutečným ročním objemem zakoupených záloh v roce $i-2$. V případě, že skutečná průměrná roční cena nákladů na nákup SVR bude vyšší než plánovaná cena, motivační složka zisku za zajišťování SVR přiznána nebude. Skutečné náklady na nákup SVR odpovídající skutečné průměrné roční ceně nákladů na nákup SVR jsou v obou případech hrazeny provozovateli

přenosové soustavy v rámci korekčního faktoru. Úřad bude historicky vyhodnocovat vývoj plánovaných a skutečných hodnot objemu zakoupených záloh v rámci SVR a v případě výrazných neodůvodněných odchylek mezi plánovanou a skutečnou hodnotou nebo mezi jednotlivými roky může z oprávněných důvodů provést změnu parametru regulačního vzorce nebo principu jeho nastavení.

Nadále budou do regulace zohledněny další výnosy a náklady související se zajištěním systémových služeb, jako například dopady z mechanismu zúčtování odchylek, zajišťování nefrekvenčních podpůrných služeb, regulační energie, zbylé hodnoty nákladů na nápravná opatření a zajištění bezpečnosti soustavy nebo případné výměny záloh na úrovni provozovatelů přenosové soustavy a některá další opatření na zajištění výkonové bilance ES ČR. Na rozdíl od IV. regulačního období již nebude zohledněn motivační bonus pro provozovatele přenosové soustavy ve výši 30 % z celkového rozdílu výnosů a nákladů z mechanismu GCC.

V případě, kdy bude rozdíl mezi výnosy a náklady z přetížení kladný, bude tento rozdíl použit v souladu s kapitolou 5.1.1.1. na úhradu nákladů spojených se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity, nebo s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření nebo k pokrytí nákladů vzniklých v souvislosti s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení do doby, pokud nebude metodikou podle bodu 4 článku 19 nařízení o vnitřním trhu s elektřinou upraveno jinak.

5.1.5. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce provozovateli přenosové soustavy

5.1.5.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období

Nejpozději 5 měsíců před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli přenosové soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. roční hodnotu efektivity pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
2. míru výnosnosti regulační báze aktiv pro činnost přenos elektřiny,
3. výchozí hodnotu regulační báze aktiv pro činnost přenos elektřiny,
4. fixní zisk pro činnost poskytování systémových služeb.

5.1.5.2. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulovaného roku

Nejpozději 5 měsíců před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli přenosové soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. hodnotu upravených povolených výnosů pro činnost přenos elektřiny,
2. hodnotu povolených výnosů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
3. váhy mzdového indexu pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
4. hodnoty mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
5. hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
6. hodnotu indexu cen průmyslových výrobců,
7. základnu povolených nákladů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
8. hodnotu profit/loss sharingu samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
9. hodnotu povolených nákladů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
10. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
11. očekávanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pro činnost přenos elektřiny pro rok $i-1$,
12. skutečnou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pro činnost přenos elektřiny pro rok $i-2$,
13. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace pro činnost přenos elektřiny,
14. korekční faktor odpisů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
15. korekční faktor provozovatele přenosové soustavy, kterým je zohledněna alokace části výnosů z aukcí včetně infrastrukturní části ITC a fondu rozvoje soustavy do parametru odpisy,
16. plánovanou hodnotu regulační báze aktiv,
17. plánovanou hodnotu aktivovaných investic pro činnost přenos elektřiny,
18. plánovanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti pro činnost přenos elektřiny,
19. plánovanou hodnotu vyřazeného majetku pro činnost přenos elektřiny,

20. očekávanou hodnotu aktivovaných investic pro činnost přenos elektřiny,
21. očekávanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společností pro činnost přenos elektřiny,
22. očekávanou hodnotu vyřazeného majetku pro činnost přenos elektřiny,
23. skutečnou hodnotu aktivovaných investic pro činnost přenos elektřiny,
24. skutečnou hodnotu majetku nabytého přeměnou společností pro činnost přenos elektřiny,
25. skutečnou hodnotu vyřazeného majetku pro činnost přenos elektřiny,
26. plánovanou kumulovanou hodnotu nedokončených investic pro činnost přenos elektřiny,
27. skutečnou kumulovanou hodnotu nedokončených investic pro činnost přenos elektřiny,
28. hodnotu faktoru trhu samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
29. stav fondu obnovy a rozvoje,
30. plánované hodnoty odběru elektřiny pro výpočet cen regulovaného roku:
 - a. roční rezervovaná kapacita přenosové soustavy za všechny odběratele,
 - b. předpokládané množství elektřiny zpoplatněné cenou za použití sítí přenosové soustavy,
 - c. předpokládané množství elektřiny zpoplatněné cenou za systémové služby,
31. plánované množství celkových ztrát v přenosové soustavě,
32. vyrovnaní faktoru F2 ze III. regulačního období,
33. motivační složku zisku za organizování obchodu s podpůrnými službami,
34. rozdíly mezi výnosy a náklady z vypořádání rozdílů plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky, na regulační energii, na regulační energii z operativní dodávky elektřiny ze zahraničí a do zahraničí v rámci spolupráce na úrovni provozovatele přenosové soustavy, redispečink a náhrady za neodebranou elektřinu při dispečerském řízení,
35. korekční faktor zisku,
36. korekční faktor zisku z hodnoty nedokončených rozvojových investic,
37. korekční faktor za činnost přenos elektřiny,
38. korekční faktor ostatních výnosů,
39. hodnotu fondu rozvoje soustavy,
40. korekční faktor za použití přenosové sítě,
41. korekční faktor za systémové služby,

42. investiční faktor.

Nejpozději do 10. října roku předcházejícího regulovanému roku Úřad oznámí provozovateli přenosové soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. cenu silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě,
2. cenu za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy,
3. cenu za použití sítí přenosové soustavy,
4. hodnotu upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb,
5. cenu za systémové služby.

5.1.5.3. Změny parametrů regulačního vzorce

Úřad si vyhrazuje právo postupovat v průběhu V. regulačního období odlišným způsobem, než uvádějí principy uvedené v Zásadách cenové regulace, zejména v následujících případech:

1. změny právní úpravy bezprostředně se vztahující k licencované činnosti držitele licence, které mají podstatný dopad na parametry regulačního vzorce,
2. mimořádné změny na trhu s elektřinou a plynem nebo jiné mimořádné změny v národním hospodářství hodné zvláštního zřetele,
3. vyhlášení nouzového stavu, stavu ohrožení státu nebo válečného stavu,
4. stanovení parametrů na základě nesprávných, neúplných či nepravdivých podkladů nebo údajů,
5. podstatné změny na straně regulovaných subjektů, pokud takové změny významným způsobem ovlivní předpoklady, na jejichž základě byly stanoveny tyto Zásady cenové regulace, zejména s dopadem do struktury a výše povolených nákladů anebo zůstatkové hodnoty aktiv (např. insourcing/outsourcing, nebo přecenění majetku).

6. Zvláštní část pro činnost distribuce elektřiny

Zvláštní část Zásad cenové regulace pro činnost distribuce elektřiny může být v průběhu V. regulačního období upravena nebo nahrazena v rozsahu technických jednotek určených pro alokaci upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty provozovatele distribuční soustavy. Tato změna neovlivňující výši upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty se nepovažuje za změnu Zásad cenové regulace.

6.1. Zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy

6.1.1. Cena za rezervovanou kapacitu

Při regulaci ceny za rezervovanou kapacitu distribuční soustavy postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 16.2.3. Zásad cenové regulace. Základní postup výpočtu jednotkové ceny za rezervovanou kapacitu, kdy jsou upravené povolené výnosy za distribuci elektřiny vydělené celkovou průměrnou rezervovanou kapacitou připojených účastníků trhu s elektřinou včetně rezervované kapacity transformace, zůstává pro V. regulační období zachován, pokud nebude v průběhu V. regulačního období rozhodnuto o náhradě rezervované kapacity jinými technickými jednotkami.

Oproti IV. regulačnímu období jsou korekce na skutečné hodnoty překročení rezervované kapacity, rezervovaného příkonu a výkonu nově zařazený do korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny, kam jsou zařazený i výnosy za rezervovanou kapacitu od výrobce první kategorie při dlouhodobé odstávce výroby elektřiny a případné další výnosy a náklady vycházející z cen stanovených v rámci cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice, pokud nejsou uznány v bázi nákladů nebo v rámci jiných korekčních faktorů. Skutečné hodnoty salda výnosů a nákladů na rezervovanou kapacitu na přetoky mezi sítěmi jednotlivých provozovatelů distribučních soustav na hladinách VVN a VN budou také součástí korekčního faktoru. Výnosy jsou do korekčního faktoru zahrnuty v plné výši.

Korekce na skutečné hodnoty nákladů na nefrekvenční podpůrné služby včetně případných dalších výnosů vyplývajících z jiného právního předpisu⁴ vztahujících se k managementu jaloviny a včetně výnosů z ceny za nedodržení účinníku a ceny za nevyžádanou dodávku jalové energie, případně jejich alternativy při změně zpoplatnění jalové energie v průběhu V. regulačního období bude probíhat v rámci korekčního faktoru nefrekvenčních podpůrných služeb v plné výši. Korekci budou podléhat i příjmy z připojení nebo z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu formou nově zavedeného korekčního faktoru ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy. Do tohoto korekčního faktoru jsou v plné výši zohledněny skutečné výnosy z připojení, 60 % z hodnoty kladného rozdílu z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k výkonu licencované činnosti a zůstatkové ceny, 60 % výnosů z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů na jednotlivých napěťových hladinách.

Pro V. regulační období je vyhodnocován korekční faktor za distribuci elektřiny ve dvou krocích – dvou po sobě následujících letech. V prvním kroku za rok $i-2$ je korekční faktor za distribuci elektřiny vyhodnocován na základě údajů z regulačních výkazů vykázaných podle jiného právního předpisu⁶ způsobem obdobným jako v rámci IV. regulačního období. V regulačních výkazech za rok $i-2$ však může docházet díky nepřesnému odhadu nevyfakturovaného množství elektřiny k vykázaní množství ztrát na hladině nízkého napětí, které neodpovídá skutečnosti, a tím je ovlivněno díky zachování bilanční rovnice i množství elektřiny odebrané zákazníky připojenými na hladině nízkého napětí, které vstupuje do výpočtu tržeb od zákazníků připojených na hladině nízkého napětí. Zároveň může docházet z principu vyplňování regulačních výkazů za rok $i-2$ při neznalosti skutečného rozložení odebraného množství elektřiny mezi skupiny zákazníků podle distribučních sazeb a neznalosti skutečného fakturovaného počtu odběrných míst v průběhu roku k dalším nepřesnostem ve stanovení skutečných výnosů provozovatelů soustav od zákazníků připojených na hladině nízkého napětí. Proto bude v rámci druhého kroku korekce za rok $i-3$ docházet k opravě korekčního faktoru za distribuci elektřiny po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny vztahujícího se k roku $i-3$, týkajícího se i všech odběrných míst s neprůběhovým měřením, na základě množství elektřiny za rok $i-3$ skutečně vyfakturovaného zákazníků připojeným na napěťové hladině nízkého napětí. Oprava za rok $i-3$ bude vycházet i ze skutečného rozložení odebraného množství elektřiny mezi skupiny zákazníků podle distribučních sazeb a ze skutečného fakturovaného počtu odběrných míst v průběhu roku. V rámci výpočtu korekčního faktoru za rok $i-3$ budou prováděny i opravy hodnot z měření. Přesný způsob korekce bude navrhnout v závislosti na výstupech probíhajícího projektu, kterého se zainteresované strany účastní.

V rámci V. regulačního období mohou být opraveny i nepřesnosti ve stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za IV. regulační období, které vychází z výše popsaného nepřesného vyplňování regulačních výkazů. Tato korekce za IV. regulační období se týká pouze korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny, v rámci kterého se korigují skutečné výnosy a náklady s upravenými povolenými výnosy provozovatelů distribučních soustav a netýká se korekčního faktoru za použití sítí, v rámci kterého se korigují skutečné výnosy a náklady týkající se elektřiny na krytí ztrát. Při případných úpravách zasahujících do IV. regulačního období budou zachovány všechny principy a postupy pro regulaci cen stanovené a platné pro IV. regulační období.

Výsledná cena za rezervovanou kapacitu je stanovována jako kumulativní, tzn., že cena za rezervovanou kapacitu na dané napěťové hladině zahrnuje kromě jednotkové ceny za rezervovanou kapacitu rovněž část nákladů na distribuci elektřiny na vyšších napěťových hladinách včetně přenosu a nákladů na přetoky mezi provozovateli soustav.

Mezi další složky ovlivňující upravené povolené výnosy za distribuci elektřiny patří:

1. motivační regulace kvality,
2. management jalové energie.

⁶ Vyhláška č. 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví, ve znění pozdějších předpisů.

6.1.1.1. Motivační regulace kvality

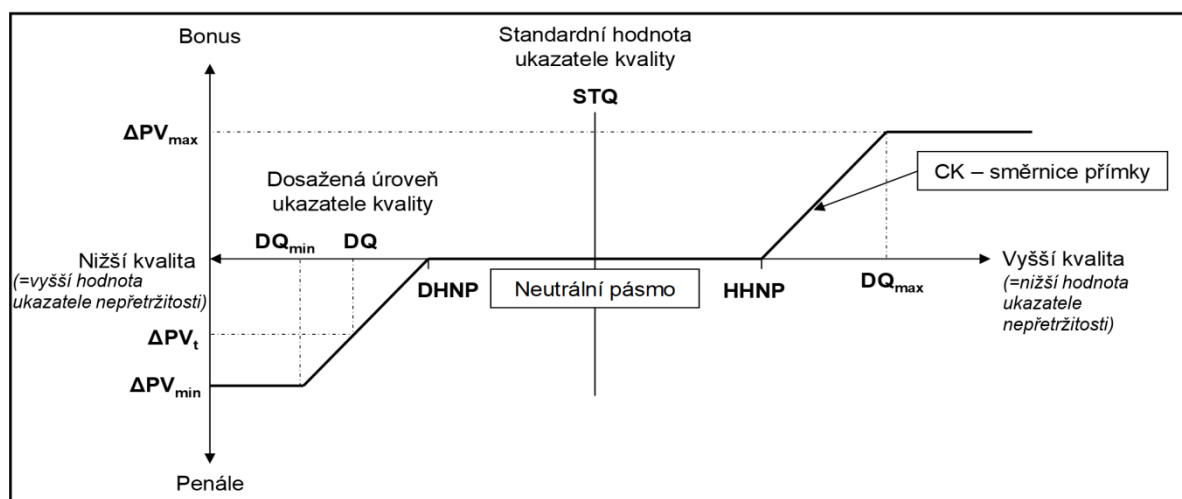
Kvalita síťových služeb bude při vyhodnocování dodržení nastavených limitů i pro V. regulační období měřena prostřednictvím kombinace ukazatelů nepřetržitosti SAIFI_Q a SAIDI_Q. Parametr SAIFI_Q vyjadřuje průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v dané soustavě za hodnocené období jednoho kalendářního roku. Parametr SAIDI_Q vyjadřuje průměrnou souhrnnou dobu trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v dané soustavě za hodnocené období jednoho kalendářního roku. Výpočet ukazatelů nepřetržitosti je uveden v příloze č. 5 vyhlášky č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice, ve znění pozdějších předpisů (dále jen vyhláška o kvalitě), případně v obdobné příloze jejího nového znění.

Pro jednotlivé držitele licence jsou stanoveny individuální parametry ukazatele kvality. V případě požadovaných hodnot ukazatelů SAIFI_Q, SAIDI_Q se jedná o celosystémové ukazatele, tj. ukazatele pro celou distribuční soustavu příslušného provozovatele soustavy bez rozlišení napěťových úrovní.

Výše penále nebo bonusu za dosaženou úroveň kvality distribuce elektřiny se stanoví v závislosti na uznaných hodnotách ukazatelů nepřetržitosti distribuce elektřiny vzhledem k Úřadem stanoveným požadovaným hodnotám.

Současně s požadovanými parametry kvality jsou stanoveny „horní a dolní meze“, od kterých je dále uplatňována maximální hodnota bonusu, respektive penále. Nadále se předpokládá využití tzv. „neutrálního pásma“, v rámci kterého nedochází k uplatňování bonusů či sankcí. Tímto prvkem je částečně možné eliminovat pravděpodobné meziroční výkyvy v dosahovaných hodnotách ukazatelů nepřetržitosti. Bližší podrobnosti mechanismu motivační regulace kvality jsou patrné z následujícího schématu:

obrázek č. 5 Schéma motivační regulace kvality



kde:

ΔPV_t finanční vyjádření bonusu nebo penále za dosaženou kvalitu,

t pořadové číslo regulovaného roku,

DQ uznaná hodnota úrovně ukazatele kvality v období rozhodném pro hodnocení kvality služeb pro příslušný rok regulačního období,

CK jednotková cena kvality,

ΔPV_{\max} maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb,

ΔPV_{\min} maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb,

DHNP dolní hranice neutrálního pásma,

HHNP horní hranice neutrálního pásma,

STQ hodnota požadované úrovně ukazatele kvality (parametry SAIFI_Q, SAIDI_Q),

DQ_{max} limitní hodnota ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb,

DQ_{min} limitní hodnota ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb.

6.1.1.2. Prvky v rámci motivační regulace kvality

a) Jasná definice vstupních ukazatelů:

V rámci motivační regulace kvality jsou do výpočtu ukazatelů nepřetržitosti SAIFI_Q, SAIDI_Q zahrnuty pouze události, na které má provozovatel dané soustavy vliv.

S ohledem na uvedenou skutečnost nejsou do výpočtu ukazatelů nepřetržitosti zahrnuty následující kategorie přerušení dle přílohy č. 4, vyhlášky o kvalitě:

1. neplánovaná poruchová přerušení přenosu nebo distribuce elektřiny způsobená poruchou mající původ v zařízení přenosové nebo distribuční soustavy provozovatele soustavy nebo jejím provozu za nepříznivých povětrnostních podmínek (kategorie č. 16),
2. neplánovaná poruchová přerušení přenosu nebo distribuce elektřiny způsobená v důsledku zásahu nebo jednání třetí osoby (kategorie č. 12),
3. neplánovaná přerušení přenosu nebo distribuce elektřiny vynucená (kategorie č. 15),
4. neplánovaná přerušení přenosu nebo distribuce elektřiny mimořádná (kategorie č. 14),
5. neplánovaná přerušení přenosu nebo distribuce elektřiny způsobená v důsledku události mimo soustavu daného provozovatele soustavy a u výrobce (kategorie č. 13),
6. plánovaná přerušení přenosu nebo distribuce elektřiny vyvolána provozovatelem distribuční soustavy z důvodu mimořádné investiční akce uznaná ERÚ (kategorie č. 213) s omezením dle schématu níže.

b) Nastavení požadovaných hodnot na celé regulační období:

Úřad si je vědom skutečnosti, že významný rozvoj a rozsáhlé rekonstrukce distribučních soustav jsou časově a finančně náročné činnosti, které je nutné dlouhodobě plánovat.

Z tohoto důvodu je pro fungování motivační regulace kvality nezbytné stanovení požadovaných cílů na delší časové období, tj. určení dosažitelné úrovně kvality dodávek elektřiny. Tento krok umožní jednotlivým společnostem provést v dostatečném předstihu potřebné přípravy pro implementování opatření, která povedou ke zlepšení kvalitativních parametrů dodávek elektřiny.

Z tohoto důvodu jsou nastaveny požadované hodnoty ukazatelů nepřetržitosti SAIFI_Q, SAIDI_Q na celé regulační období. Nastavení požadovaných hodnot vychází ze závěrů studie, jejímž cílem bylo zmapování dopadů možných opatření provedených provozovateli distribučních soustav v závěru IV. a v průběhu V. regulačního období a nastavení požadovaných ukazatelů nepřetržitosti SAIFI_Q, SAIDI_Q v závislosti na uvedené opatření.

c) Základní principy nastavení motivační regulace kvality:

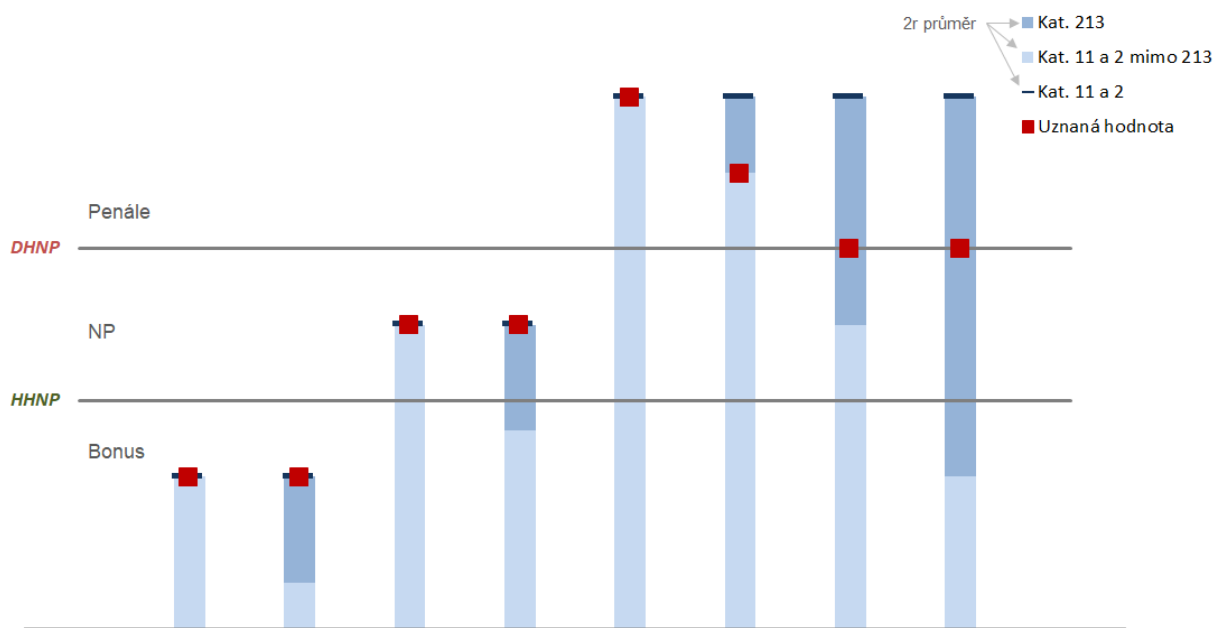
Cílem Energetického regulačního úřadu je i nadále dostatečně motivovat provozovatele distribučních soustav a zvyšovat kvalitu dodávek elektřiny konečným zákazníkům, proto zůstává i pro V. regulační období zachována hodnota maximálního bonusu a penále ve výši $\pm 4\%$ ze zisku dané společnosti. Rozdělení hodnoty maximálního bonusu a penále zůstává také zachováno, a to v poměru 50/50 na ukazatele nepřetržitosti SAIFI_Q a SAIDI_Q.

Do výpočtu faktoru kvality budou i nadále vstupovat hodnoty ukazatelů nepřetržitosti vypočítané na základě dvouletého klouzavého průměru. Tento prvek je zachován za účelem posílení eliminace meziročního kolísání ukazatelů nepřetržitosti.

Střední neutrálních pásem budou navázány na střední neutrálních pásem již vyhlášených pro rok 2020 (tj. pro rok 2021 budou odvozeny od hodnot středů pro 2020 s příslušným zpřísněním a dále bude pokračováno ve zpřísnování geometrickou řadou).

V případě kategorie plánovaných přerušení distribuce elektřiny budou vyjímány plánované přerušení kategorie č. 213 z faktoru kvality – zařazení přerušení do této kategorie bude podléhat souhlasu ERÚ a bude omezeno na snížení penalizace, nikoliv na získání nebo zvýšení bonusu, a to podle následujícího schématu.

obrázek č. 6 Schéma vyjímání plánovaných přerušení kategorie 213 z faktoru kvality



Parametry ukazatele kvality na V. regulační období:

Cílem Úřadu je dostatečně motivovat provozovatele distribučních soustav, zvyšovat kvalitu dodávek elektřiny konečným zákazníkům a dále zvýšení důrazu na kvalitu v rámci regulačního mechanismu.

Pro V. regulační období budou stanoveny parametry kvality následovně:

ČEZ Distribuce, a. s., a E.ON Distribuce, a.s.

- rozšíření neutrálního pásma oproti neutrálnímu pásmu ve IV. regulačním období na $\pm 7,5 \%$, zachování šířky pásma proporcionality 10% ($\pm 17,5 \%$ od středu neutrálního pásma),
- meziroční zpříšňování:
- pro SAIFI_Q 1% ,
- pro SAIDI_Q 1% .

PREdistribuce, a.s.

- rozšíření neutrálního pásma oproti neutrálnímu pásmu ve IV. regulačním období na $\pm 12,5 \%$, zachování šířky pásma proporcionality 15% ($\pm 27,5 \%$ od středu neutrálního pásma),
- meziroční zpříšňování:
- pro SAIFI_Q $0,75 \%$,
- pro SAIDI_Q $0,75 \%$.

6.1.1.3. Management jalové energie

Společný rámec managementu jalové energie pro provozovatele přenosové soustavy a provozovatele distribučních soustav pro V. regulační období je uveden v kapitole 5.1.1.5.

6.1.2. **Cena za použití sítí distribuční soustavy**

Při regulaci ceny za použití sítí postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 16.2.3. Zásad cenové regulace. Základní způsob výpočtu jednotkové ceny za použití sítí distribučních soustav zůstává zachován. Jednotková cena za použití sítí je tedy stanovena vydělením plánovaných proměnných nákladů na ztráty plánovaným odebraným množstvím elektřiny zpoplatněným cenou za použití sítí.

Hlavními složkami plánovaných proměnných nákladů na ztráty jsou povolené množství ztrát a cena silové elektřiny pro krytí ztrát v distribuční soustavě. Povolené množství ztrát je stanoveno na základě plánované roční výše ztrát, pokud je nižší nebo rovna hodnotě vypočtené na základě povolené míry ztrát, v opačném případě je povolené množství ztrát stanoveno z hodnoty povolené míry ztrát a plánovaného množství elektřiny vstupujícího do distribuční soustavy. Maximální povolená cena silové elektřiny na krytí ztrát v distribuční soustavě je stanovena Úřadem podle metodiky uvedené v kapitole 6.3. Na proměnné náklady na krytí ztrát bude uplatňován korekční faktor.

Korekční faktor se stanoví jako rozdíl mezi náklady souvisejícími s použitím sítí a výnosy za použití sítí. Hlavní složkou nákladů souvisejících s použitím sítí jsou skutečné proměnné náklady na ztráty. V rámci výpočtu korekčního faktoru za použití sítí je použita motivační regulace, kdy v případě nákupu silové elektřiny na krytí ztrát v distribuční soustavě za cenu nižší, než je cena stanovená Úřadem, jsou výnosy provozovatele distribuční soustavy generované rozdílem stanovené ceny silové elektřiny na krytí ztrát a skutečné ceny silové elektřiny na krytí ztrát ponechány provozovateli distribuční soustavy.

Korekční faktor je upraven o náklady na použití sítí přenosové soustavy a o saldo nákladů a výnosů za použití sítí sousedních soustav.

Oproti IV. regulačnímu období je vyhodnocován korekční faktor za použití sítí, obdobně jako korekční faktor za distribuci elektřiny, ve dvou krocích – dvou po sobě následujících letech. V prvním kroku za rok $i-2$ je korekční faktor za použití sítí vyhodnocen na základě údajů z regulačních výkazů vykázaných podle jiného právního předpisu⁶, kde může být množství ztrát na hladinách vysokého a nízkého napětí spolu s množstvím elektřiny odebraným zákazníky připojenými na hladině nízkého napětí a také množství elektřiny vstupující do hladiny nízkého napětí ovlivněno nepřesným odhadem nevyfakturovaného množství elektřiny. V druhém kroku na rok $i-3$, po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny vztahujícího se k roku $i-3$ týkajícího se i všech odběrných míst s neprůběhovým měřením, bude množství elektřiny odebrané zákazníky připojenými na hladině nízkého napětí nahrazeno množstvím elektřiny za rok $i-3$ skutečně vyfakturovaným zákazníkům připojeným na napěťové hladině nízkého napětí a dále bude upravena hodnota ztrát na hladině nízkého napětí, případně spolu s množstvím ztrát na hladině vysokého napětí a množstvím elektřiny vstupujícím do hladiny nízkého napětí a to za principu zachování

bilanční rovnice. V rámci výpočtu korekčního faktoru za rok $i-3$ budou prováděny i opravy hodnot z měření.

Tato korekce za rok $i-3$ vstoupí v následujícím roce i do výpočtu korekčního faktoru jako úprava skutečných výnosů za použití sítí a souvisejících nákladů týkající se roku $i-4$.

Povolená míra ztrát je pro V. regulační období také stanovována odlišným způsobem a má i odlišný význam. Povolená míra ztrát je v rámci V. regulačního období stanovována pro každý regulovaný rok a její význam bude pouze v omezování plánovaného množství ztrát na regulovaný rok tak, aby bylo toto plánované množství ztrát v souladu s očekávaným vývojem ztrát stanoveným na základě hodnot ztrát určených po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny týkajícího se i všech odběrných míst s neprůběhovým měřením. Povolená míra ztrát pro V. regulační období neurčuje maximální regulačně uznatelné množství ztrát v distribuční soustavě. Na základě hodnoty povolené míry ztrát provozovatele distribuční soustavy bude stanovována i míra ztrát sloužící pro vyhodnocení odchylek operátorem trhu.

Výsledná cena za použití sítí je stanovována jako kumulativní, tzn., že cena za použití sítí na dané napěťové hladině zahrnuje kromě jednotkové ceny za použití sítí rovněž část nákladů na distribuci elektřiny na vyšších napěťových hladinách včetně přenosu a nákladů na přetoky mezi provozovateli soustav.

6.1.3. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce provozovateli distribuční soustavy

6.1.3.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období

Nejpozději 5 měsíců před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. roční hodnotu faktoru efektivity,
2. míru výnosnosti regulační báze aktiv,
3. výchozí hodnotu regulační báze aktiv,
4. plánovanou hodnotu rozdílu zůstatkové hodnoty aktiv a regulační báze aktiv pro rok 2020,
5. hodnoty požadované úrovně ukazatelů kvality pro jednotlivé roky regulačního období,
6. poměrné číslo vyjadřující maximální hodnotu bonusu nebo penále ze zisku provozovatele distribuční soustavy,
7. poměrné číslo vyjadřující limitní hodnotu ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu/penále za dosaženou kvalitu,
8. poměrné číslo vyjadřující hodnotu horní a dolní hranice neutrálního pásma,
9. koeficient rozdělení faktoru kvality na jednotlivé napěťové úrovně.

6.1.3.2. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulovaného roku

Nejpozději 5 měsíců před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. hodnotu celkových upravených povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny,
2. hodnotu povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny v členění podle napěťových úrovní,
3. váhy mzdového indexu pro činnost distribuce elektřiny pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
4. hodnoty mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
5. hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
6. hodnotu indexu cen průmyslových výrobců,
7. základnu povolených nákladů v členění podle napěťových úrovní,
8. hodnotu profit/loss sharingu v členění podle napěťových úrovní,
9. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku v členění podle napěťových úrovní,
10. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace v členění podle napěťových úrovní,
11. plánovanou hodnotu regulační báze aktiv,
12. plánovanou hodnotu aktivovaných investic,
13. plánovanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti,
14. plánovanou hodnotu vyřazeného majetku,
15. plánovanou hodnotu rozvojových nedokončených investic v členění podle napěťových úrovní,
16. koeficient individuálního přiblížení regulační báze aktiv k účetní zůstatkové hodnotě aktiv,
17. korekční faktor plánované hodnoty vyjadřující roční přiblížení hodnoty regulační báze aktiv k účetní zůstatkové hodnotě aktiv,
18. hodnotu faktoru trhu v členění podle napěťových úrovní,
19. stav fondu obnovy a rozvoje,
20. plánované hodnoty odběru elektřiny pro výpočet cen regulovaného roku v členění podle napěťových úrovní:
 - a. předpokládané množství elektřiny na vstupu do napěťové úrovně,
 - b. předpokládané distribuované množství elektřiny,
 - c. předpokládané množství elektřiny odebrané konečnými zákazníky,

- d. předpokládané transformované množství elektřiny na nižší napěťovou hladinu,
21. povolené množství celkových ztrát v distribuční soustavě na jednotlivých napěťových úrovních,
 22. procentní přírážku ke koeficientu nerovnoměrnosti,
 23. korekční faktor odpisů v členění podle napěťových úrovní,
 24. korekční faktor regulační báze aktiv,
 25. korekční faktor zisku v členění podle napěťových úrovní,
 26. korekční faktor zisku z hodnoty rozvojových nedokončených investic v členění podle napěťových úrovní,
 27. korekční faktory za činnost distribuce elektřiny v členění podle napěťových úrovní,
 28. korekční faktor za použití distribuční sítě v členění podle napěťových úrovní,
 29. korekční faktor za nefrekvenční podpůrné služby na úrovni distribuční soustavy v členění podle napěťových úrovní,
 30. korekční faktor ostatních výnosů v členění podle napěťových úrovní,
 31. faktor kvality,
 32. výpočtové hodnoty rezervované kapacity transformace,
 33. předpokládanou celkovou rezervovanou kapacitu konečných zákazníků v členění podle napěťových úrovní,
 34. povolenou míru celkových ztrát na jednotlivých napěťových úrovních distribuční soustavy,
 35. hodnotu míry ztrát sloužící pro vyhodnocení odchylek operátorem trhu.

Pokud byl plánovaný koeficient přecenění k_{depl} stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 větší nebo roven hodnotě 1, potom jsou parametry vstupující do výpočtu regulační báze aktiv a korekčního faktoru zisku oznamované v obdobné sktruktuře, jako provozovateli přenosové soustavy.

Nejpozději do 25. října roku předcházejícího regulovanému roku Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. cenu silové elektřiny pro krytí ztrát v distribuční soustavě,
2. koeficienty korekce povolených výnosů mezi napěťovými úrovněmi,
3. hodnoty upravených povolených výnosů v členění podle napěťových úrovní,
4. cenu za rezervovanou kapacitu regionální distribuční soustavy pro úrovně velmi vysokého a vysokého napětí,
5. cenu za použití sítí pro úrovně velmi vysokého a vysokého napětí.

Do 5. listopadu kalendářního roku předcházejícího regulovanému roku Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. ceny zajišťování distribuce elektřiny na úrovni nízkého napětí.

6.1.3.3. Změny parametrů regulačního vzorce

Úřad si vyhrazuje právo postupovat v průběhu V. regulačního období odlišným způsobem, než uvádějí principy uvedené v Zásadách cenové regulace, zejména v následujících případech:

1. změny právní úpravy bezprostředně se vztahující k licencované činnosti držitele licence, které mají podstatný dopad na parametry regulačního vzorce,
2. mimořádné změny na trhu s elektřinou a plynem nebo jiné mimořádné změny v národním hospodářství hodné zvláštního zřetele,
3. vyhlášení nouzového stavu, stavu ohrožení státu nebo válečného stavu,
4. stanovení parametrů na základě nesprávných, neúplných či nepravdivých podkladů nebo údajů,
5. podstatné změny na straně regulovaných subjektů, pokud takové změny významným způsobem ovlivní předpoklady, na jejichž základě byly stanoveny tyto Zásady cenové regulace, zejména s dopadem do struktury a výše povolených nákladů anebo zůstatkové hodnoty aktiv (např. insourcing/outsourcing, nebo přecenění majetku),
6. v případě nepředvídatelných událostí a nemožnosti korigovat cenový vývoj formou korekčních faktorů s cílem zachování cenové stability, bude možné přechod na dorovnání RAB na ZHA u jednotlivých společností přehodnotit, aby se předešlo meziročním skokovým cenovým výkyvům.

6.2. **Regulace lokálních distribučních soustav**

Pro V. regulační období zůstává zachován princip regulace cen provozovatelů lokálních distribučních soustav shodný s regulací cen uplatňovanou v rámci IV. regulačního období. Provozovatel lokální distribuční soustavy, kterému Energetický regulační úřad nestanovuje ceny zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy podle jiného právního předpisu⁷, používá ceny zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy až do výše cen zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy provozovatele regionální distribuční soustavy, k jehož distribuční soustavě je jeho lokální distribuční soustava připojena. Pokud není lokální distribuční soustava připojena k elektrizační soustavě České republiky, používá provozovatel lokální distribuční soustavy,

⁷ § 19a odst. 7 zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů.

kterému Energetický regulační úřad nestanovuje ceny zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy podle jiného právního předpisu⁷, ceny zajišťování distribuce elektřiny až do výše cen zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy provozovatele regionální distribuční soustavy, na jehož vymezeném území se lokální distribuční soustava nachází.

V případě stanovení nižších cen zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy, než jsou ceny zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy daného provozovatele regionální distribuční soustavy, musí provozovatel lokální distribuční soustavy zachovat nediskriminační přístup k připojeným účastníkům trhu s elektřinou, tj. nabízet shodné ceny pro skupiny odběratelů se stejným či podobným charakterem odběru, který vymezují cenová rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterými se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice. Forma vyhlášení cen distribuce a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy se ponechává na dohodě mezi provozovatelem lokální distribuční soustavy a k němu připojenými účastníky trhu s elektřinou. Úprava cen zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy je možná pouze s účinností k 1. lednu roku, na který se ceny zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy stanoví.

Provozovatelům lokálních distribučních soustav, kterým Energetický regulační úřad stanovoval ceny zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy podle jiného právního předpisu⁷ v posledním roce IV. regulačního období, bude Energetický regulační úřad stanovovat ceny zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy podle jiného právního předpisu⁷ i nadále, pokud nebude rozhodnuto jinak.

Pro provozovatele lokálních distribučních soustav, v jejichž případě Energetický regulační úřad rozhodne pro V. regulační období o odlišném stanovení povolených výnosů a proměnných nákladů podle jiného právního předpisu⁷, je po dobu trvání tohoto rozhodnutí uplatňován obdobný mechanismus regulace jako pro provozovatele regionální distribuční soustavy.

6.2.1. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce provozovateli lokální distribuční soustavy

Provozovateli lokální distribuční soustavy, kterému Energetický regulační úřad stanovuje ceny zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy podle jiného právního předpisu⁷, se parametry regulačního vzorce oznámí následovně.

6.2.1.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období

Nejpozději 5 měsíců před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. roční hodnotu faktoru efektivity,
2. míru výnosnosti regulační báze aktiv,
3. výchozí hodnotu regulované báze aktiv.

6.2.1.2. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulovaného roku

Nejpozději 4 měsíce před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. hodnotu celkových upravených povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny v členění podle napěťových úrovní,
2. hodnotu povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny v členění podle napěťových úrovní,
3. váhy mzdového indexu pro činnost distribuce elektřiny pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
4. hodnoty mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
5. hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
6. hodnotu indexu cen průmyslových výrobců,
7. základnu povolených nákladů v členění podle napěťových úrovní,
8. hodnotu profit/loss sharingu v členění podle napěťových úrovní,
9. skutečnou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku v členění podle napěťových úrovní,
10. skutečnou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace v členění podle napěťových úrovní,
11. skutečnou hodnotu aktivovaných investic,
12. skutečnou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti,
13. skutečnou hodnotu vyřazeného majetku,
14. hodnotu faktoru trhu v členění podle napěťových úrovní,
15. plánované hodnoty odběru elektřiny pro výpočet cen regulovaného roku v členění podle napěťových úrovní:
 - a. předpokládané množství elektřiny na vstupu do napěťové úrovně,
 - b. předpokládané distribuované množství elektřiny,
 - c. předpokládané množství elektřiny odebrané konečnými zákazníky,

- d. předpokládané transformované množství elektřiny na nižší napětovou hladinu,
- 16. povolené množství celkových ztrát v distribuční soustavě na jednotlivých napětových úrovních,
- 17. procentní přírůstek ke koeficientu nerovnoměrnosti,
- 18. korekční faktory za činnost distribuce elektřiny v členění podle napětových úrovní,
- 19. korekční faktory za použití distribuční sítě v členění podle napětových úrovní,
- 20. korekční faktor za nefrekvenční podpůrné služby na úrovni distribuční soustavy v členění podle napětových úrovní,
- 21. korekční faktor ostatních výnosů v členění podle napětových úrovní,
- 22. výpočtové hodnoty rezervované kapacity transformace,
- 23. předpokládaná celková RK konečných zákazníků v členění podle napětových úrovní.

Nejpozději 30. října roku předcházejícího regulovanému roku Energetický regulační úřad oznámí hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. cenu za rezervovanou kapacitu lokální distribuční soustavy pro úrovně velmi vysokého a vysokého napětí,
2. cenu za použití sítí lokální distribuční soustavy pro úrovně velmi vysokého a vysokého napětí,
3. ceny zajišťování distribuce elektřiny lokální distribuční soustavy na úrovni nízkého napětí.

Úřad si vyhrazuje právo postupovat v průběhu V. regulačního období odlišným způsobem, než uvádějí principy uvedené v Zásadách cenové regulace, zejména v následujících případech:

1. změny právní úpravy bezprostředně se vztahující k licencované činnosti držitele licence, které mají podstatný dopad na parametry regulačního vzorce,
2. mimořádné změny na trhu s elektřinou a plynem nebo jiné mimořádné změny v národním hospodářství hodné zvláštního zřetele,
3. vyhlášení nouzového stavu, stavu ohrožení státu nebo válečného stavu,
4. stanovení parametrů na základě nesprávných, neúplných či nepravdivých podkladů nebo údajů,
5. podstatné změny na straně regulovaných subjektů, pokud takové změny významným způsobem ovlivní předpoklady, na jejichž základě byly stanoveny tyto Zásady cenové regulace, zejména s dopadem do struktury a výše povolených nákladů anebo zůstatkové hodnoty aktiv (např. insourcing/outsourcing, nebo přecenění majetku).

6.3. Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v distribučních soustavách

6.3.1. Zdrojová data, měnový kurz

Po akvizici Pražské energetické burzy PXE Lipskou energetickou burzou EEX rozhodl ERÚ pro V. regulační období o použití burzy EEX jako hlavního zdroje dat pro stanovení ceny silové elektřiny na krytí ztrát. Burza EEX je platformou pro nákup dlouhodobých i spotových produktů elektrické energie, a to pro široké portfolio obchodních zón, včetně české obchodní zóny. I přes existenci české obchodní zóny na platformě EEX byla pro stanovení cen produktů zvolena německá obchodní zóna German Power Futures, pomocí které je simulována cena českých dlouhodobých produktů. Důvodem je existence násobně vyšší likvidity německé obchodní zóny German Power Futures oproti české obchodní zóně, která naopak není dlouhodobě dostatečně likvidní pro potřeby stanovení cen silové elektřiny pro krytí ztrát.

Celková likvidita německé obchodní zóny je ve srovnání s českou obchodní zónou dlouhodobě přibližně 100krát vyšší. Pokud sledujeme likviditu obchodu s jednotlivými produkty, likvidita české obchodní zóny se v určitých případech jeví jako nedostatečná. Likvidita obchodu s produktem ročního pásma v základním zatížení (BL CAL) řádově odpovídá podílu obchodu s BL CAL na celkové likviditě německé obchodní zóny, problém představuje likvidita obchodu s dalšími sledovanými produkty. U produktů čtvrtletního pásma v základním zatížení (BL Q) na rok 2019 byla likvidita cca 180krát vyšší z pohledu německé obchodní zóny, u měsíčních a čtvrtletních produktů ve špičkovém pásmu zatížení likvidita na české obchodní zóně chybí zcela.

Cenové rozdíly české a německé obchodní zóny jsou eliminovány přičtením ceny přeshraničního profilu, jehož cena dlouhodobě odpovídá právě cenovému rozdílu mezi českou a německou obchodní zónou.

Jako základní hodnota stanovení cen produktů je použita hodnota aritmetického průměru cen ročních produktů na regulovaný rok i (pro rok 2021 EEX BL CAL 21 a EEX PL CAL 21) za období obchodování 1. 10. $i-2$ až 30. 9. $i-1$ (dále jen „sledované období“). Od těchto cen se následně odvíjí ocenění čtvrtletních a měsíčních cen pro rok 2021.

Tyto hodnoty jsou následně přepočteny z € (EUR) na Kč (CZK) pomocí průměrného denního kurzu měnového páru EUR/CZK za sledované období. Denní kurz měnového páru EUR/CZK je dále navýšen o hodnotu:

1. bankovní marže spojené s nákupem zahraniční měny EUR ve výši 0,2 %,
2. rizikové přírážky denní volatility měnového páru EUR/CZK ve výši 0,33 %,
3. přírážky ročních forwardových bodů měnového páru EUR/CZK pro jednotlivé dny za sledované období,
4. přírážky čtyřměsíčních forwardových bodů, nad rámec ročních forwardových bodů, za sledované období.

Bankovní marže odpovídá průměrné přírážce komerčních bank, kterou si účtují při nákupu zajišťovacích instrumentů forwardových kontraktů směny EUR/CZK. Přírážka vychází z průměrného bid-ask spreadu měnového páru EUR/CZK za období od 1. 10. 2012

do 30. 9. 2017. Riziková přírážka denní volatility kryje riziko nákupu měny v libovolný okamžik dne a je odvozena od průměrné hodnoty denní volatility kurzu měnového páru EUR/CZK za období od 1. 1. 2014 do 31. 12. 2018, kde denní volatilita je definována jako podíl rozdílu hodnot high – low na otevírací denní hodnotě. Tímto způsobem stanovená volatilita vyjadřuje skutečný interval pohybu denního kurzu, vyjádřený v procentech. Přírážky ročních a čtyřměsíčních forwardových bodů byly zvoleny s ohledem na průměrnou dobu mezi nákupem měny pro nákup elektřiny na krytí ztrát a fakturací dodané elektřiny na krytí ztrát, která je 16 měsíců. Použití ročních forwardových bodů bylo zvoleno s ohledem na relevantnost tohoto finančního produktu, který je likvidní a dostupný. Data ročních forwardových bodů za sledované období poskytuje ČNB. Jelikož šestnáctiměsíční forwardové kontrakty nejsou standardním obchodovaným produktem, aby byla respektována průměrná doba mezi nákupem elektřiny a fakturací 16 měsíců, nad rámec ročních forwardových bodů je stanovena přírážka čtyřměsíčních forwardových bodů. Dodatečné čtyřměsíční forwardové body jsou stanoveny lineární interpolací čtyřměsíčních forwardových bodů z rozdílu osmnáctiměsíčních a ročních bodů.

tabulka č. 5 Hodnoty aritmetických průměrů cen ročních produktů za období 1. 10. 2017 - 30. 9. 2018 - příklad pro regulovaný rok 2019

Produkt	Cena [€/MWh]	Průměrný roční přepočtový kurz za sledované období [€/Kč]	Cena na rok 2019 [Kč/MWh]	Cena na rok 2018 [Kč/MWh]	Změna ceny produktu 2019/2018 [%]
EEX BL CAL 19	39,60	25,78	1 020,83	803,72	27,01 %
EEX PL CAL 19	49,06	25,78	1 264,80	1 014,06	24,73 %

6.3.2. Hodnoty cen produktů futures

Roční objem ztrát představuje u každé ze společností značné objemy stovek GWh až několik TWh. Je tedy logické, že tyto společnosti nemohou ponechat nákup silové elektřiny jen na nákupy na denním trhu, ale musí provést nákup silové elektřiny předem také formou dlouhodobých produktů v ročních, čtvrtletních a měsíčních pásmech. Kromě těchto nákladů vznikají také vícenáklady způsobené rozdíly mezi predikcemi a skutečnými objemy ztrát.

Referenční hodnotou pro stanovení cen pro rok i je cena ročního produktu (CAL) pro rok i . Ale vzhledem k tomu, že některé produkty pro rok i se dosud neobchodují nebo objem uskutečněných obchodů není dostatečný pro účely stanovení relevantní ceny příslušného produktu, jsou ceny čtvrtletních (Q) a měsíčních (M) produktů na rok i stanoveny pomocí relativních poměrů cen čtvrtletních a měsíčních produktů futures vůči ročním produktům základního (BASELOAD) a špičkového (PEAKLOAD) pásma z posledních 3 let (tj. z hodnot poměrů cen produktů pro roky $i-3$ až $i-1$).

Použití tohoto postupu je možné vzhledem ke stabilitě poměru cen produktů CAL a Q a také Q a M v průběhu obchodování, a to jak pro produkty BL, tak i pro produkty PL. K určitému odchýlení těchto poměrů dochází ve sledovaných obdobích v časech těsně před expirací prvního kratšího produktu, což zřejmě souvisí s tendencí změny ceny produktu v souvislosti s počasím, případně s vlivem dlouhodobého trendu změny ceny elektřiny, respektive poměru

mezi cenami SPOT a cenami dlouhodobých produktů. Toto odchýlení je podle názoru Úřadu alespoň částečně eliminováno vypuštěním hodnot poměrů cen produktů posledního měsíce ve společném sledovaném období těchto produktů.

Použitá metoda stanovení cen produktů Q i produktů M v následujícím postupu spočívá ve stanovení poměrů aritmetických průměrů cen čtvrtletních produktů vůči ročnímu produktu za co nejdelší společné období obchodování ročního produktu a všech čtyř čtvrtletních produktů, obsažených v období uvažovaného ročního produktu. Veškeré relační koeficienty mezi jednotlivými produkty jsou zjišťovány pomocí cen produktů v €, nedeformují tedy poměry jednotlivých roků mezi sebou vlivem kurzu EUR/CZK. Vzorové schéma stanovení relací mezi produkty (zde pro produkty na rok 2018) zachycuje následující obrázek č. 7.

obrázek č. 7 Stanovení společných období obchodování pro produkty na rok 2018

Respektované období společného obchodování produktů																								
Hodnoty v posledním měsíci, kdy mohou být zkreslené vývojem počasí, nejsou zahrnuty																								
BASELOAD	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	leden 17	únor 17	březen 17	duben 17	květen 17	červen 17	červenec 17	srpen 17	září 17	říjen 17	listopad 17	prosinec 17	leden 18	únor 18	březen 18	duben 18	květen 18	červen 18	červenec 18	srpen 18	září 18	říjen 18	listopad 18	prosinec 18
CAL	1																							
Q1	1																							
Q2	1,138																							
Q3													0,903											
Q4													0,912											
													1,0492											
Q1													1											
M1													1,061											
M2													1,0545											
M3													0,89											
Q2													1											
M4													1,033											
M5													0,943											
M6													1,025											
Q3													1											
M7													1,007											
M8													0,955											
M9													1,058											
Q4													1											
M10													0,994											
M11													1,0567											
M12													0,951											

Po stanovení koeficientů Q ku CAL a M ku Q jsou stanoveny koeficienty M ku CAL vynásobením příslušných hodnot dvou výše zmíněných poměrů a pro nadcházející regulovaný rok použity ve formě tříletých klouzavých průměrů s cílem eliminace případných extrémních hodnot posledního roku.

Střední roční hodnoty relativních průběhů kratších produktů v základním zatížení jsou nastaveny na hodnotu příslušných ročních nebo čtvrtletních produktů zvýšených o 20 Kč (roční průměr BL Q 1-4 na hodnotu BL CAL a roční průměr BL M 1-12 na hodnotu BL Q), kvůli dodatečnému nákladu na hedging produktů, které ještě nejsou obchodovány. Obdobně je

to provedeno u produktů ve špičkovém zatížení čtvrtletí vůči ročnímu pásmu a měsíců vůči příslušnému čtvrtletí, kde se střední hodnoty navyšují o 80 Kč. Dodatečné náklady na hedging byly stanoveny analýzou bid-ask spreadů pro jednotlivé produkty které vyjadřují dodatečné náklady nad rámec stanovených nákupních cen. Rostoucí rozpětí bid-ask spreadů bylo identifikováno již u čtvrtletních produktů v základním zatížení s rostoucím trendem směrem k nejkratším produktům ve špičkovém zatížení. Náklady na hedging jsou proto stanoveny odlišně, dle platnosti produktu v základním nebo špičkovém zatížení.

Příklad výpočtu hodnoty BL Q:

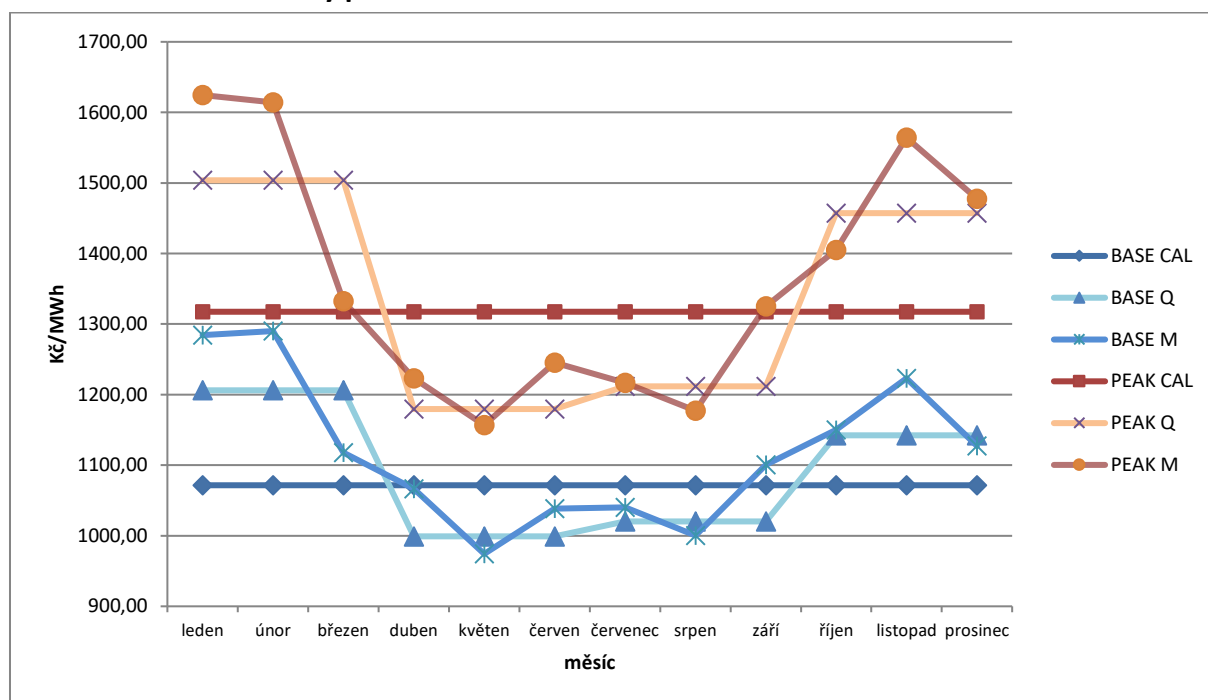
$$\text{finální cena BL } Q_i = \frac{C^{BL CAL} + 20}{\frac{\sum_1^4 (C_{neadj}^{BL Q_i} \times \sum_1^4 \text{hod BL } Q_i)}{\sum \text{hod BL CAL}}} \times C_{neadj}^{BL Q_i}$$

Ve výsledné verzi jsou použity přepočty hodin pásem PEAK a OFFPEAK (hodiny PEAK 8-20 h od pondělí do pátku) podle skutečného rozložení hodin v kalendářním roce.

Vzhledem k tomu, že výše uvedené relační koeficienty jsou následně aplikovány na aritmetické průměry cen ročních produktů přepočtené metodikou stanoveným kurzem na Kč/MWh, lze konstatovat, že všechny stanovené (finální) ceny jednotlivých produktů v sobě zahrnují ceny i průměrný kurz sledovaného období.

Po uvedených úpravách je možné ceny produktů futures popsat následujícím obrázkem.

obrázek č. 8 Finální ceny produktů futures na rok 2019



6.3.3. Spotové ceny

Na základě dlouhodobé analýzy vývoje cenové hladiny denního trhu a vzájemné závislosti spíše na cenové hladině aktuálně obchodovaných dlouhodobých produktů, než na cenové hladině dlouhodobých produktů na rok i , byl zvolen způsob predikce spotových cen pomocí prostého převzetí cen denního trhu za sledované období. Spotové ceny na rok i jsou převzaty z denního trhu operátora trhu s elektřinou, společnosti OTE, a.s., za sledované období v EUR a následně přepočteny výše zmíněnou metodicky stanovenou hodnotou kurzu, u kterého je sledované období totožné jako u produktů futures. Poté proběhne sesouhlasení kalendářů tak, aby mohly být dny sledovaného období nasazeny do celého roku a aby byly respektovány i veškeré svátky a posun ze zimního času na letní a zpět. Jelikož meziročně dochází k posunu dnů v týdnu vůči konkrétnímu datu kalendáře, sesouhlasením kalendáře dochází k jednotlivým posunům v datech kalendáře, aby byly rovnoměrně využity hodinové ceny sledovaného období v odpovídajících dnech kalendáře regulovaného roku i .

Spotové ceny slouží jako vstup do výpočtu ceny SWAP, což je zbytkový diagram po vyplnění diagramu ztrát produkty futures.

6.3.4. Stanovení ceny silové elektřiny na ztráty

Ocenění diagramu ztrát spočívá v pokrývání diagramu jednotlivými produkty futures od nejdelšího (CAL) po nejkratší (M). Produkty se vrství na sebe ve výši minim měsíčních průměrů v roce (pro CAL) nebo minim měsíčních průměrů měsíce ve čtvrtletí (pro Q) a residua v jednotlivých měsících z měsíčního průměru (pro M) a vždy nejprve pro BL a následně pro PL.

K produktům futures je přičten nebo odečten aritmetický průměr aukčních cen aukční kanceláře Joint Allocation Office S.A. (JAO) ročního profilu mezi německými obchodními zónami provozovatelů přenosových soustav 50Hertz Transmission GmbH a TenneT TSO GmbH a českého provozovatele přenosové soustavy ČEPS, a.s., za předcházející rok, v závislosti na cenové hladině české a německé obchodní zóny. V případě, kdy cenová hladina české obchodní zóny převyšuje cenovou hladinu německé obchodní zóny, přičte se hodnota aritmetického průměru aukčních cen ročního profilu ve směru ze zón 50Hertz a TenneT do zóny ČEPS, v případě vyšší cenové hladiny na německé obchodní zóně se odečte hodnota aritmetického průměru aukčních cen ročního profilu ve směru ze zóny ČEPS do zón 50Hertz a TenneT.

K použití aukčních cen předcházejícího roku bylo přistoupeno z důvodu data konání aukce ročních přeshraničních profilů na platformě JAO, která se koná zpravidla v druhé polovině listopadu, tedy v době, kdy Energetický regulační úřad již stanovil parametry ceny silové elektřiny pro krytí ztrát provozovatelům soustav. Tento postup tak dorovná subjektům realizujícím nákup elektřiny pro krytí ztrát skutečný rozdíl mezi cenou českých a německých produktů s ročním posunem.

V souvislosti s aukční cenou ročního profilu byla zvažována situace, kdy by tato cena vybočila ze svého logického vývoje a její součet s cenou produktů futures by modeloval cenu českého trhu nepřesně. Pro zamezení takových situací byl zaveden kontrolní mechanismus.

Kontrolní mechanismus spočívá v porovnání výše uvedeného průměru aukčních cen přeshraničních profilů s rozdílem průměrných cen ročních produktů BL CAL pro českou a německou obchodní zónu za období kalendářního roku, mimo data posledního měsíce roku. Průměrná cena ročního produktu BL CAL pro českou zónu bude navíc navýšena o 2 %, nahrazující chybějící likviditu české obchodní zóny na burze EEX. Pokud by za pomoci tohoto kontrolního mechanismu byla identifikována nižší cena než průměr aukčních cen ročních profilů, použije se tento rozdíl, namísto aritmetického průměru aukčních cen přeshraničních profilů.

Zbytkový diagram je oceněn spotovými cenami denního trhu OTE a tvoří cenu SWAP, která se následně přičte k ceně silové elektřiny.

6.3.5. Stanovení vícenákladů ztrát (odchylky a dynamické reziduum) a nákladů obchodu na burze

Vícenáklady ztrát jsou tvořeny tzv. dynamickým reziduem a odchylkami ztrát. V prvním kroku byly stanoveny ceny odchylek ztrát. V případě stanovení odchylek postupoval Energetický regulační úřad kontinuálně s metodikou z roku 2013, pouze v případě ztrát v distribučních oblastech se braly v úvahu rozdíly energií diagramů *D-1* a diagramu celkových ztrát v distribučních oblastech, které poskytl operátor trhu s elektřinou, OTE, a.s. Rozdíly diagramů byly oceněny cenou odchylky/protiodchylky sníženou o marginální cenu denního trhu v dané hodině. To bylo provedeno za použití diagramů predikce ztrát za období let 2014 až 2018 ze dne *D-1* na území provozovatele distribuční soustavy ČEZ Distribuce, a. s., které ERÚ poskytl obchodník s elektřinou ČEZ Prodej, a.s. Diagramy predikce ztrát ze dne *D-1* v ostatních distribučních oblastech nebyly k dispozici. Proto, aby mohla být použita pro stanovení hodnoty odchylek ztrát pro ostatní provozovatele soustav data provozovatele ČEZ Distribuce, a. s., musela být respektována nepřesnost diagramů predikce ztrát *R-1* a diagramu ztrát OTE, velikost distribučních území a zákaznická portfolia ostatních provozovatelů distribučních soustav.

Pro zachycení trendu zákaznického portfolia a velikosti distribučního území byla jednotková cena odchylek ztrát vynásobena poměrem směrodatné odchylky koeficientů zbytkových diagramů zatížení příslušného provozovatele distribuční soustavy na směrodatné odchylce koeficientů zbytkových diagramů zatížení provozovatele ČEZ Distribuce, a. s., a to průměrem za roky 2014 až 2018. Nepřesnost diagramů predikce *R-1* a diagramů OTE byla zachycena součinem průměru hodnoty odchylek ztrát u subjektu ČEZ Distribuce, a. s., za roky 2014 až 2018, s podílem průměru hodnot nepřesnosti diagramů predikce *R-1* a diagramů OTE příslušného provozovatele distribuční soustavy za roky 2014 až 2018 na průměru nepřesnosti diagramů *R-1* a diagramů OTE provozovatele distribuční soustavy ČEZ Distribuce, a. s., za roky 2014 až 2018. Výsledkem je složka ceny za odchylku ztrát.

U společnosti UCED Chomutov s.r.o. neměl ERÚ k dispozici ani relevantní data (diagramy ztrát) ze dne *R-1* a s výše uvedený postup stanovení vícenákladů ztrát distribuce jako u ostatních provozovatelů regionálních distribučních soustav nebyl možný. Z tohoto důvodu přistoupil ERÚ k zjednodušenému řešení, kdy bylo zhodnoceno zákaznické portfolio

a velikost distribučního území tohoto subjektu. Z provedeného hodnocení se lze domnívat, že zákaznické portfolio a velikost distribučního území jsou nejvíce podobné těm u provozovatele distribuční soustavy PREDistribuce, a.s., proto byly stanoveny hodnoty vícenákladů ztrát distribuce provozovatele UCED Chomutov s.r.o., totožné jako u PREDistribuce, a.s.

V druhém kroku byla stanovena cena dynamického rezidua. Složka dynamického rezidua odpovídá vlivům, které se vyskytují jednorázově a v delší časové periodě, než bylo možné identifikovat v období analyzovaných dat za roky 2014 až 2018. Výpočet dynamického rezidua za toto referenční období nebylo možné považovat za vypovídající, data za delší období však nebyla k dispozici. Ač tento výpočet za roky 2014 až 2018 neprokázal existenci nákladů na dynamické reziduum, obchodníci s elektřinou v rámci kontinuálního řízení rizik s těmito vlivy kalkulují a toto riziko je oceněno. Z tohoto důvodu byla složka dynamického rezidua oceněna jednotkovou rizikovou přírůžkou v Kč/MWh, odpovídající hodnotě odchylek ztrát, stanovenou pro jednotlivé provozovatele soustav s úvahou, že míra nejistoty ode dne $R-1$ do dne $D-1$ je minimálně stejně velká, jako mezi dnem $D-1$ a D a riziková přírůžka na dynamické reziduum je tedy stanovena na dolní hranici jejího odhadu.

Další z přiznaných položek celkové ceny vícenákladů je položka nákladů obchodu na burze těchto subjektů, které realizují nákup elektřiny na krytí ztrát v soustavách. Tato položka vyjadřuje fixní i variabilní administrativní náklady subjektu, související s nákupem elektřiny na krytí ztrát v soustavách. Jde o náklady související s obchodem na burze, osobní náklady, náklady na přístup na trhy, náklady na informační systémy nebo náklady na měření a predikci meteorologických veličin. Naopak zde nejsou zahrnuty samotné náklady na nakoupenou elektřinu na krytí ztrát ani náklady na odchylky subjektu, rovněž jsou tyto náklady poníženy o náklady na činnost povinně vykupujícího obchodníka.

Hodnota vícenákladů pro V. regulační období byla stanovena na základě aritmetického průměru skutečně vynaložených nákladů za období let 2014 až 2018, které poskytli obchodníci s elektřinou, zajišťující nákup elektřiny na krytí ztrát v distribučních soustavách v období let 2014 až 2018.

Poslední položkou vícenákladů je položka marže na nákup elektřiny na ztráty. Přiznání této položky vícenákladů k ceně silové elektřiny kontinuálně navazuje na metodiku použitou ve IV. regulačním období. Hodnota marže je stanovena na konstantní hodnotě 17 Kč/MWh a je přiznána v případě přenesení odpovědnosti za odchylku ztrát provozovatele distribuční soustavy na obchodníka s elektřinou.

Tato částka dalších nákladů, která je složena ze složek odchylek ztrát, dynamického rezidua, nákladů obchodu na burze a marží na nákup energie na ztráty, je následně přičtena k průměrné ceně silové elektřiny pro krytí ztrát. Přehled fixních hodnot vícenákladů na V. regulační období znázorňuje následující tabulka.

tabulka č. 6 Přehled vícenákladů na V. regulační období

Společnost	Vícenáklad na dynamické reziduum a odchylku (Kč/MWh)	Náklady obchodu na burze (Kč/MWh)	Marže na nákup energie na ztráty (Kč/MWh)
ČEZ Distribuce, a. s.	33,32	9,31	17
E.ON Distribuce, a.s.	34,57	8,60	17
PREdistribuce, a.s.	70,37	12,96	17
UCED Chomutov s.r.o.	70,37	12,96	17

6.3.6. Celková cena

Výsledné ceny silové elektřiny na krytí ztrát obsahují i další vícenáklady jako SWAP, dynamické reziduum, odchylky, náklady obchodu na burze a marži na nákup energie na ztráty.

6.4. Změna tarifního systému

Energetický regulační úřad připravuje změnu tarifního systému, který může přinést úpravy postupů pro stanovení cen za související službu v elektroenergetice a postupů pro stanovení ostatních regulovaných cen v elektroenergetice. Případné změny postupů stanovení regulovaných cen v elektroenergetice budou zachyceny v aktualizovaných přílohách k těmto Zásadám cenové regulace, nebo v podzákoných právních předpisech, nebo v rámci cenových rozhodnutí Energetického regulačního úřadu.

7. Zvláštní část pro činnost povinně vykupujícího

7.1. Činnost povinně vykupujícího obchodníka

7.1.1. Základní principy

1. Níže uvedený postup se uplatní pro V. regulační období začínající dnem 1. ledna 2021 a končící dnem 31. prosince 2025.
2. Korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 1. ledna 2016 a končícího dnem 31. prosince 2020 jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují cena za činnost povinně vykupujícího a ceny spojené se zárukami původu pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny.
3. Úřad si vyhrazuje právo postupovat v průběhu V. regulačního období odlišným způsobem, než uvádějí principy uvedené v Zásadách cenové regulace tak, aby byl výkon jeho pravomocí v souladu s účinnou legislativou.

7.1.2. Cena za činnost povinně vykupujícího

Při regulaci ceny za činnost povinně vykupujícího postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 16.2.4. Zásad cenové regulace. Cena za činnost povinně vykupujícího je stanovena vydělením upravených povolených výnosů povinně vykupujícího plánovaným množstvím elektřiny podporovaným formou výkupních cen a vykoupeným povinně vykupujícím.

Upravené povolené výnosy povinně vykupujícího vychází ze součtu plánovaných administrativních nákladů, plánovaných odpisů, plánovaných vícenákladů na odchylky, plánovaných finančních nákladů a korekčního faktoru.

Při stanovení plánovaných administrativních nákladů není postupováno shodně s postupem stanovování povolených nákladů pro provozovatele soustav nebo pro operátora trhu, ale je ponechána metodika stanovování plánovaných administrativních nákladů jako ve IV. regulačním období. Povinně vykupující obchodník je v současnosti stále určen zákonem o POZE, ale mohl by být v souladu s § 10 uvedeného zákona vybrán v průběhu V. regulačního období Ministerstvem průmyslu a obchodu jiný povinně vykupující obchodník. Neexistuje zde tedy jistota kontinuity tak, jako je tomu například u provozovatelů soustav nebo operátora trhu.

Plánované odpisy se stanoví na základě plánovaných hodnot pro jednotlivé roky V. regulačního období a jsou spolu s ostatními plánovanými hodnotami korigovány na skutečnost v korekčním faktoru za činnost povinně vykupujícího s využitím časové hodnoty peněz.

Skutečné vícenáklady na odchylky jsou vypočítány stejně jako ve IV. regulačním období, a to pro každou ze tří skupin obnovitelných zdrojů – fotovoltaických elektráren, větrných elektráren a ostatních obnovitelných zdrojů energie. Takto vypočítané skutečné vícenáklady

povinně vykupujícího obchodníka budou nově porovnány s cenovým stropem jednotkových vícenákladů na odchylku, který však nebude stanoven pro skupinu větrných elektráren. U tohoto typu zdrojů není v rámci povinného výkupu dostatečný počet výroben, což neumožňuje objektivní statistické vyhodnocení skutečných dat. Strop jednotkových vícenákladů na odchylku bude stanoven jako aritmetický průměr 2 nejnižších hodnot za uplynulé období let 2013 až 2018. Pokud budou skutečné vícenáklady na odchylku nižší než vícenáklady stanovené ze stropu jednotkových vícenákladů na odchylku, bude rozdíl mezi vícenáklady stanovenými ze stropu jednotkových vícenákladů a skutečnými vícenáklady násobený 50 % započítán povinně vykupujícímu v rámci profit sharingu u vícenákladů na odchylky. Pokud budou skutečné vícenáklady na odchylku vyšší než vícenáklady stanovené ze stropu jednotkových vícenákladů na odchylku, bude rozdíl mezi vícenáklady stanovenými ze stropu jednotkových vícenákladů a skutečnými vícenáklady násobený 50 % započítán povinně vykupujícímu v rámci loss sharingu u vícenákladů na odchylky. Pro fotovoltaické elektrárny bude navíc zaveden mechanismus přepočtení stanoveného stropu jednotkových vícenákladů. V případě, že by se jednotkové vícenáklady celého systému oproti referenční hodnotě stanovené jako aritmetický průměr jednotkových vícenákladů celého systému z let 2017 a 2018 změnilo o více než 10 %, a to oběma směry, bude o stejné % upraven strop jednotkových vícenákladů na odchylku.

Cena za činnost povinně vykupujícího bude nově pro V. regulační období obsahovat také položku faktoru trhu z důvodu vzniku možných mimořádných nákladů povinně vykupujícího. Faktor trhu bude podléhat schválení ze strany ERÚ a není nárokový. Faktor trhu může nabývat kladných i záporných hodnot.

7.1.3. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce držitelů licence na obchod s elektřinou, který vykonává činnost povinně vykupujícího

Nejpozději 15. července roku předcházejícího regulovanému roku Úřad oznámí držitelům licence na obchod s elektřinou, který vykonává činnost povinně vykupujícího podle zákona o POZE, hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. plánované administrativní náklady spojené s výkupem elektřiny,
2. plánované finanční náklady za činnost povinně vykupujícího,
3. plánované odpisy za činnost povinně vykupujícího,
4. korekční faktor za činnost povinně vykupujícího spolu s následujícími parametry:
 - skutečné náklady na odchylky v souvislosti s výkupem elektřiny,
 - hodnotu profit/loss sharingu vícenákladů povinně vykupujícího,
 - skutečné administrativní náklady spojené s výkupem elektřiny,
 - skutečné finanční náklady spojené s výkupem elektřiny formou výkupních cen,

- skutečné vícenáklady podle jiného právního předpisu⁸,
 - faktor trhu za činnost povinně vykupujícího,
 - skutečné odpisy spojené s činností povinně vykupujícího,
5. hodnoty indexu cen podnikatelských služeb za předmětné roky,
 6. skutečné množství vykoupené elektřiny v režimu výkupních cen,
 7. plánované množství vykoupené elektřiny v režimu výkupních cen,
 8. plánované náklady na odchylky v souvislosti s výkupem elektřiny,
 9. hodnotu faktoru trhu povinně vykupujícího,
 10. cenu za činnost povinně vykupujícího.

7.2. Podpora elektřiny z podporovaných zdrojů energie

7.2.1. Složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie

Regulace složky ceny na podporu elektřiny je určena zákonem o POZE a je tedy nezávislá na regulačním období. Od roku 2016 se změnil způsob výběru složky ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie v návaznosti na novelu zákona o POZE, kdy se složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů nově platí na základě sjednaného rezervovaného příkonu nebo na základě jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem.

Ceny jsou stanoveny v souladu s bodem 16.2.5. Zásad cenové regulace.

7.2.2. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce držiteli licence na činnosti operátora trhu

Nejpozději 15. července roku předcházejícího regulovanému roku Úřad oznámí držiteli licence na činnosti operátora trhu hodnoty korekčních faktorů v tomto rozsahu:

1. korekční faktor operátora trhu související s úhradou podpory elektřiny,
2. korekční faktor prostředků státního rozpočtu na podporu tepla z obnovitelných zdrojů a na kompenzaci na spotřebovanou elektřinu.

Nejpozději 30. září roku předcházejícího regulovanému roku Úřad oznámí držiteli licence operátora trhu hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. plánované výše kompenzace podle § 28a zákona o POZE pro regulovaný rok,
2. plánované náklady spojené s úhradou podpory elektřiny formou výkupních cen,

⁸ §11 odst. 7 zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů

3. plánované náklady spojené s úhradou podpory elektřiny formou zelených bonusů (bez KF),
4. plánované náklady na činnost povinně vykupujících,
5. plánované prostředky státního rozpočtu na provozní podporu tepla z obnovitelných zdrojů,
6. složku ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie pro jednotlivé napěťové hladiny.

8. Zvláštní část – ceny dodávky poslední instance v elektroenergetice

V souladu s § 19a odst. 5 energetického zákona jsou ceny dodavatele poslední instance regulovány formou věcně usměrňovaných cen. V případě, že o to dodavatel poslední instance požádá, Energetický regulační úřad rozhodne o cenách dodavatele poslední instance jako o cenách maximálních.

V případě regulace cen způsobem věcného usměrňování cen stanoví Úřad podmínky pro sjednání cen cenovým rozhodnutím do 30. listopadu kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok, pro který jsou podmínky pro sjednání cen stanoveny, a to s účinností od 1. ledna regulovaného roku.

Pokud Úřad reguluje ceny s jinou účinností než od 1. ledna regulovaného roku, stanoví ceny nebo podmínky pro sjednávání cen cenovým rozhodnutím nejméně 30 kalendářních dnů přede dnem jejich účinnosti.

9. Strategické směry v elektroenergetice – plány aktivovaných investic provozovatelů soustav pro V. regulační období a do konce roku 2030

Tato kapitola popisuje opatření, která budou muset provozovatelé soustav realizovat a která souvisí s probíhajícími nebo plánovanými změnami v elektroenergetice.

Smyslem těchto opatření je zejména podpora dosažení cílů stanovených v dokumentu Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG) a tím i nadále zajistit spolehlivou, bezpečnou a kvalitní dodávku elektřiny všem zákazníkům.

tabulka č. 7 Strategické cíle NAP SG

Strategické cíle NAP SG	Požadavky na technologický rozvoj vycházející ze strategických cílů - Oblasti technologického rozvoje
Vytvořit podmínky pro vyšší penetraci decentrálních zdrojů, akumulace a elektromobility	Příprava ES ČR na integraci DECE dle SEK
	Příprava ES ČR na integraci elektromobility dle NAP čistá mobilita
	Vytvoření podmínek pro integraci akumulace
Zvýšit spolehlivost, kvalitu a bezpečnost dodávek elektrické energie	Inovace řízení a automatizace ES ČR ve vazbě na nové podmínky dle SEK
	Inovace chránění elektrizační sítě v nových podmínkách
	Zajištění bezpečného provozu ES ČR v měnícím se prostředí
	Zavedení odpovídající úrovně fyzické a kybernetické bezpečnosti ES ČR
Zajistit vyšší dostupnost informací zákazníkům a umožnit jejich aktivní zapojení	Zajištění efektivní implementace Smart Meteringu
	Vytvoření podmínek pro zvýšení flexibility ES ČR umožněním aktivního zapojení zákazníků na trhu s elektrickou energií

Jednotlivá opatření jsou mezi sebou provázána, což je typickým rysem nové podoby energetiky. Rámcovou ukázkou jednotlivých vazeb uvádí tabulka č. 8.

tabulka č. 8 Podporované oblasti technologického rozvoje soustav

		Podporované oblasti technologického rozvoje soustav								
		Vytvořit podmínky pro vyšší penetraci DECE, akumulace a elektromobility			Zvýšit spolehlivost, kvalitu a bezpečnost dodávek elektrické energie				Zajištění vyšší dostupnosti informací zákazníkům a umožnění jejich aktivního zapojení	
		Příprava ES ČR na integraci DECE dle SEK	Příprava ES ČR na integraci elektromobility dle MAP čistá mobilita	Vytvoření podmínek pro integraci akumulace	Inovace řízení a automatizace ES ČR ve vazbě na nové podmínky dle SEK	Inovace chránění elektrizační sítě v nových podmínkách	Zajištění bezpečného provozu ES ČR v měnícím se prostředí	Zavedení odpovídající úrovně fyzické a kybernetické bezpečnosti ES ČR	Zajištění efektivní implementace Smart Meteringu	Vytvoření podmínek pro zvýšení flexibility ES ČR umožněním aktivního zapojení zákazníků na trhu s elektrickou energií
Projekty pro navýšení chybějících parametrů soustavy										
Standardní projekty	Posilování venkovních a kabelových vedení VVN, VN, NN	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Posilování a zahušťování stanic (TR, dTS,...)	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Obnova venkovních a kabelových vedení VVN, VN, NN	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Obnova stanic (TR, dTS,...)	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Stávající struktura PDS	AMM	(X)	(X)	(X)	X		(X)		X	X
	Kompence jalového výkonu Q						X			
	Pochytření dTS	(X)	(X)	(X)	X	X	X		(X)	(X)
	Paralelní provozy 110kV, 22kV	(X)					X			
	Automatické záskoky 110kV, 22kV						X			
	ASDŘ	X	(X)	(X)	X	X	X			
	Opatření na předcházení a řešení Blackout						X			
	Kybernetická a fyzická bezpečnost						(X)	X	X	X
	Rozvoj TELCO infrastruktury	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Nové funkcionality SCADA	X	X	X			X		X	X
Specifické projekty ČEPS	Obnova a výstavba infrastruktury umožňující maximalizaci jejího využití ve spojení s nástroji dispečerského řízení	X	X	X			X			
	Instalace variabilních kompenzačních zařízení jalového výkonu	X					X			
	Implementace nástrojů pro využívání platforem přeshraničního obchodování elektrické energie a služeb výkonové rovnováhy - pouze ČEPS						X			
	Upgrade obchodního měření pro zajištění on-line přenosu naměřených dat - pouze ČEPS	X							X	

V souladu se svou dlouhodobou koncepcí rozvoje soustav připravují a realizují jednotliví provozovatelé svoji investiční politiku především ve čtyřech základních oblastech:

- a. rozšířená obnova soustav,
- b. investice v oblasti připojování nových zákazníků a výrobců včetně přeložek,
- c. standardní rozvoj založený na dlouhodobých trendech a potřebách soustav,
- d. strategický rozvoj reagující na předpokládané trendy založené na nových legislativních požadavcích a strategických cílech ČR a EU v oblasti dekarbonizace, digitalizace, implementace DECE, elektromobility, implementace nových systémů řízení a monitorování DS a v neposlední řadě projekty zvyšující fyzickou a kybernetickou bezpečnost DS a spolehlivost a kvalitu dodávek elektřiny.

Společným znakem všech těchto investičních aktivit je naplnění základního zákonného rámce, který dává provozovateli soustav právo, ale i povinnost provozovat a zřizovat soustavy ve veřejném zájmu, tzn. v zájmu každého koncového zákazníka.

9.1. ČEPS, a.s.

Z pohledu provozovatele přenosové soustavy je předpokládaný plán investičních opatření zpracován na základě posouzení jednotlivých předpokládaných scénářů, a to jak národních, tak i evropských. Ve smyslu Desetiletého plánu rozvoje přenosové soustavy České republiky jsou investiční plány skupinou investičních opatření, které se projevují ve všech uvažovaných scénářích. Významná investiční opatření v přenosové soustavě nejsou jednoúčelová, ale vždy synergicky plní několik účelů. Např. cílený rozvoj transformačních kapacit mezi přenosovou a distribuční soustavou naplňuje předpoklady rozvoje v několika oblastech, růst spotřeby domácností a rozvoj průmyslu, očekávaný rozvoj elektromobility, rozšiřování decentrálních zdrojů v distribuční soustavě, odstavování fosilních zdrojů v distribuční soustavě, apod. Tyto vlivy se projevují s různou intenzitou v různých částech přenosové soustavy dle místních podmínek (např. uhelné regiony odstavování zdrojů, aglomerace rozvoje spotřeby a elektromobility, regiony s vhodnými podmínkami pro obnovitelné zdroje, apod.). Ve spojitosti s oblastí decentrálních zdrojů a spotřeby budou připravovány a realizovány pilotní projekty umožňující celosystémový způsob využití prvků soustavy pro efektivní řízení a provoz soustavy. Bližší informace jsou uvedeny v plánu rozvoje přenosové soustavy České republiky², který je schvalován Úřadem, jehož rámec byl uveden v kapitole 3.5.

9.1.1. Vyčíslení plánovaných dopadů oblastí technologického rozvoje soustav spolu s vyčíslením běžné obnovy a rozvoje pro provozovatele přenosové soustavy ČEPS, a.s.

Dále jsou uvedeny dlouhodobé indikativní predikce aktivovaných investic za společnost ČEPS, a.s., do roku 2030, které se však mohou změnit např. na základě plnění stávajících nebo nových legislativních povinností provozovatele soustavy.

tabulka č. 9 Indikativní predikce aktivovaných investic

<i>Vyčíslení plánovaných dopadů na provozovatele přenosové soustavy v mil. Kč</i>	2021	2022	2023	2024	2025
Aktivované investice celkem z oblastí technologického rozvoje soustav definovaných v kapitole 9 nad rámec běžného rozvoje a obnovy					
Aktivované investice celkem v rámci běžného rozvoje a obnovy	4 178,03	3 701,60	4 598,35	5 563,72	4 249,30
Vedení 400 kV	1 759,83	1 931,72	1 318,20	2 569,87	2 728,60
Vedení 220 kV	0,00	0,00	30,95	0,00	0,00
Vedení 110 kV	0,00	0,00	7,39	0,00	0,00
Dispečink	208,57	15,99	101,98	152,81	76,00
Transformovny	2 201,58	1 753,88	3 011,25	2 629,38	1 201,18
Obchodní měření	8,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ostatní	0,00	0,00	128,59	211,66	243,51
<i>Vyčíslení plánovaných dopadů na provozovatele přenosové soustavy v mil. Kč</i>	2026	2027	2028	2029	2030
Aktivované investice celkem v rámci běžného rozvoje a obnovy	4 305,20	4 481,81	5 152,75	4 667,52	4 667,52

9.2. ČEZ Distribuce, a. s.

1. ČEZ Distribuce, a. s., předpokládá zrealizovat během V. regulačního období výstavbu nových rozvodů v níže uvedeném rozsahu:

tabulka č. 10 Nové a rozšiřované transformovny a rozvodny VVN/VN

Nové a rozšiřované transformovny a rozvodny VVN/VN
R 110 kV Vítkov - úprava R 110 kV pro připojení T 402 (nové pole č. 7)
TR 110/VN Česká Lípa Dubice - doplnění T 104 (22 kV) a rekonstrukce R 22 kV
TR 110/22 kV Dolní Benešov - nová R 110 kV
TR 110/10 kV Varnsdorf - rozšíření a rekonstrukce R 110 kV
TR 110/22 kV Uničov - nová transformovna
R 110 kV Stěblová - zasmyčkování nové R 110 kV
TR 110/22 kV Rakovník - rozšíření R 110 kV o nový transformátor T102
TR 110/22 kV Bavoryně - rozšíření R 110 kV o nový transformátor T102
TR 110/22 kV Pečky - nová transformace 110/22 kV
TR 110/35 kV Týniště nad Orlicí
TR 110/22 kV Nejdek - nová transformovna
R 110 kV Štětí papírna - nová distribuční rozvodna
TR 110/22 kV Most Sever - rozšíření a rekonstrukce R 110 kV
TR 110/22 kV Černá Louka – rekonstrukce
TR 110/22 kV Studénka
TR 110/22 kV Tachov - rekonstrukce a rozšíření R110 kV
TR 110/22 kV Dětmárovice - nová R 110 kV
TR 110/35 kV Pardubice Sever – rekonstrukce a nový transformátor T103
R 110 kV Nový Bydžov - rekonstrukce a rozšíření
R 110 kV Unipetrol Litvínov - nová distribuční R 110 kV
TR 110/22 kV Pyšely - nová R 110 kV
TR 110/22 kV Průhonice - nová R 110 kV
TR 110/22 kV Králíky - nová transformovna
TR 110/22 kV Lovosice - nová transformovna
R 110 kV Chotějovice - zaústění nového transformátoru T401
R 110 kV Výškov - zaústění nového T401
R 110 kV Podhájí - rozšíření a rekonstrukce
TR 110/22 kV Cheb (Dvory) - nová transformovna
TR 110/22 kV Bor (Vysočany) - nová transformovna

2. Kruhování sítí VN

Úprava sítě VN pro zálohované napájení distribučních stanic neboli „kruhování sítí VN“, což primárně přispívá ke zvýšení spolehlivosti dodávky elektrické energie konečným zákazníkům. Dalším důvodem je, že výrobní výkon se přesouvá z přenosové do distribuční sítě, zkrhování i paprsků s výrazně aktivní bilancí zajistí optimální rozložení výroby směrem k zákazníkům. Opatření předpokládá realizaci propojení částí vedení VN, které doposud byly provozovány výhradně paprskově. Díky tomu bude možné v těchto případech zálohovat dodávku energie, a to jak v poruchových stavech, tak i při plánovaných aktivitách.

V současné době je pro skupinu DTS 20+ (skupina více jak 20 kusů distribučních stanic na odbočce) provedena kompletní detailní analýza stavu a možností technického řešení. V této skupině bylo identifikováno 23 propojení sítí s 674 distribučními stanicemi. Pro všechny identifikované případy bylo navrženo technické řešení propojení a vyčísleny investiční náklady. Realizace opatření se předpokládá v letech 2020–2025, a to dle možnosti přípravy a proveditelnosti. Náklady na realizaci propojení paprsků byly odhadnuty na více než 300 mil. Kč.

3. Dálkově ovládané prvky - DOP

Pro rychlejší a efektivnější provedení manipulačních a automatizačních činností v distribuční soustavě na hladině VN je vhodné na venkovní vedení instalovat dálkově ovládané úsekové odpínače a reclosery vybavené měřením a ochrannými funkcemi. Hlavním cílem je proto nahrazení vybraných spínacích prvků v distribuční soustavě za dálkově ovládané s vyššími funkcemi a s možností částečné automatizace, které umožní zlepšování (snížování hodnot) ukazatelů nepřetržitosti distribuce elektrické energie SAIDI a SAIFI. Realizace projektu také napomůže snížení nákladů a času potřebného k odstranění poruchy. Očekávané je i snížení objemu nedodané elektrické energie díky snížení času řešení poruchy a snížení počtu zákazníků s přerušením distribuce. Současně se předpokládá doplnění 1049 ks DOP do sítě VN do roku 2020 na celkový počet 4500 ks dálkově ovládaných prvků na hladině vysokého napětí.

Navazující aktivity od roku 2021 souvisí s požadavky na změnu topologie sítí VN – zejména kruhování dlouhých odboček, paralelní provoz sítí na úrovni VN a NN a rozšíření dálkového ovládání do uzlových distribučních stanic. Odhadovaný počet nových DOP je 1500–2500 ks do roku 2030.

4. MDTSI – osazení měření v koncových distribučních stanicích

Hlavními cíli této oblasti jsou snížení parametrů SAIFI, SAIDI (dopad poruchových událostí), snížení provozních nákladů na nákup elektřiny na krytí ztrát a efektivnější dimenzování a provozování distribuční soustavy (optimální využití kapitálových nákladů na přirozený rozvoj). Dalšími cíli jsou využití měření pro monitoring kvality elektrické energie a pro regulaci napětí a jalového výkonu, čímž dojde k zpřesnění výpočtů pro optimální nastavení napětí decentralních zdrojů elektrické energie připojovaných do distribuční soustavy.

K dalším cílům patří vybavení koncových distribučních trafostanic měřením P, Q, U, I a monitory sítí, jejichž hodnoty budou dálkově přenášeny do navazujících systémů. To pomůže v oblastech dispečerského řízení, rozvoje sítí a zajistí optimální provoz decentralních zdrojů v distribuční soustavě a umožní provozovateli distribuční soustavy zvýšit spolehlivost a kvalitu dodávky elektrické energie.

5. Automatizace sítí distribuční soustavy je jedním z nejrozsáhlejších programů ČEZ Distribuce, a. s., který byl započat v roce 2015 a jeho ukončení se plánuje na samém konci V. regulačního období. Skládá se z níže uvedených projektů:

a. Indikace přerušeného vodiče VN

Funkce přispívá ke zvýšení kvality dodávky elektrické energie a zvýšení bezpečnosti v provozované distribuční soustavě. Jedná se o automatické vyhodnocení měření fázových napětí NN, které jsou v případě přerušeni vodiče VN, či přepájení VN pojistky, nesymetrické. Pro zprovoznění této funkce je třeba instalovat v distribuční stanici měření na hladině NN s dálkovým přenosem do DŘS a definování logiky pro její vyhodnocení. Zahájení možného využití této funkce je podmíněno realizací oblasti MDTSI.

b. Indikace poruch a zemních spojení na VN

Funkce přispívá ke zvýšení spolehlivosti (snížení SAIFI, SAIDI) a ke zvýšení bezpečnosti v provozované DS. Jedná se o indikaci fázových poruch či zemních spojení na definovaných místech vedení VN, což umožní dispečerovi lokalizovat místo poruchy v distribuční soustavě s větší přesností.

Pro zprovoznění této funkce je třeba instalovat měření proudů a napětí u dálkově ovládaných úsečků, dálkově ovládaných vypínačů a na vývodech VN v DTS s dálkovým přenosem indikace této funkce do dispečerského řídicího systému. Tato funkce je již ve stávající distribuční soustavě využívána, vyšší přínosy jejího využití v rámci automatizace distribuční soustavy jsou podmíněny realizací oblastí dálkově ovládaných prvků a MDTSII.

c. U/Q regulace

Funkce přispívá ke zvýšení připojitelnosti na hladině VN a VVN a ke zvýšení kvality dodávky elektrické energie prostřednictvím stabilizace napětí. Jedná se o regulaci napětí v místě připojení do distribuční soustavy na hladině VN a VVN díky cílené změně dodávky/odběru Q při dodržení bezpečnosti technologie výroby. Měření napětí na vývodech VN a VVN může přispět ke spolehlivějšímu řízení napětí pomocí optimalizační funkce v dispečerském řídicím systému. Pro zprovoznění této funkce je třeba instalovat měření proudů a napětí na vývodech VN a VVN v elektrických stanicích s dálkovým přenosem měřených hodnot do dispečerského řídicího systému a zprovoznění optimalizační funkce řízení napětí na hladinách VN a VVN v dispečerském řídicím systému u výroben, které jsou touto regulací vybavovány (nové výroby mají definováno jako podmínku připojení, některé ze stávajících výroben jsou také dovybavovány). Tato funkce je již ve stávající distribuční soustavě na hladině VVN využívána, plně automatizované zprovoznění i na hladině VN je podmíněno realizací plánovaných rekonstrukcí elektrických stanic dohlížených v rámci U/Q regulace a zprovozněním funkce řízení napětí na hladině VN v dispečerském řídicím systému u výroben, které jsou touto regulací vybavovány.

d. Automatizace VN sítí

Funkce přispívá ke zvýšení spolehlivosti (snížení SAIFI, SAIDI) a ke zvýšení bezpečnosti v provozované distribuční soustavě. Jde o vhodné vybavení vedení

VN prvky typu dálkově ovládaných úsečníků, dálkově ovládaných vypínačů a dálkově ovládaných vývodů distribučních stanic, aby na této hladině napětí mohlo být v případě poruchy realizované automatizované odepnutí co nejmenší části distribuční soustavy s poruchou a zbytek poruchou nepostižené distribuční soustavy mohl zůstat v provozu.

6. ČEZ Distribuce, a. s., v souladu s doporučením studie NTM II (Nové technologie měření II.) požadavku EK na implementaci inteligentních měřicích systémů AMM v členských zemích EU a novelizací vyhlášky č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny předpokládá, že v průběhu V. regulačního období budou zahájeny konkrétní procesní kroky směřující k implementaci a zahájení selektivního zavedení AMM do odběrných míst se spotřebou ≥ 6 MWh/ročně, což představuje přibližně 80 % celkové spotřeby elektřiny. Předpokládané investice na tento projekt a přípravu na selektivní zavedení AMM jsou odhadovány za V. regulační období ve výši cca 950 mil. Kč.

7. Rozvoj optické infrastruktury

Cílem oblasti je rozvoj optické infrastruktury zejména na hladině vysokého napětí s ohledem na požadavky dispečerského řízení distribuční soustavy, integraci decentrálních zdrojů a budoucích potřeb inteligentních sítí. Záměrem je mít zajištěnou optickou konektivitu do všech transformačních stanic 110 kV/VN, VN/VN, spínacích stanic VN, uzlových distribučních stanic a vybraných smyčkových distribučních stanic. Nová optická síť umožní zvládnout technologické změny související s nárůstem decentralizované výroby, rozvojem elektromobility, zvyšujícími se nároky na spolehlivost distribuční sítě či očekávaný nárůst objemu měřených a přenášených dat z inteligentních měřicích systémů AMM. Díky optické infrastruktuře bude možné rychleji zavádět nové technologie a přístupy, jakými jsou např. řízení toku jalové energie, dynamické zatěžování vodičů, nebo využití tzv. internetu věcí pro potřeby distributora. Cílem ČEZ Distribuce, a. s., je vybudovat 4 000 km nových optických sítí do roku 2025 a dalších 3 000 km do roku 2030 v těchto krocích:

- pokrytí všech transformoven 110 kV/VN alespoň jednou optickou trasou do roku 2025 – předpokládaná délka nových optických sítí přibližně 600 km,
- zajištění záložní optické trasy primárně po vedeních VVN do všech transformoven 110 kV/VN nejpozději do roku 2025 (dokončení tzv. zokruhování optické sítě) – předpokládaná délka nových optických sítí přibližně 450 km,
- pokrytí všech transformoven VN/VN a spínacích stanic optikou do roku 2025 - předpokládaná délka nových optických sítí přibližně 1 100 km,
- pokrytí přibližně 1 000 vybraných uzlových distribučních stanic, kritických pro řízení sítí optikou do roku 2025 - předpokládaná délka nových optických sítí přibližně 1 850 km,
- zajištění optické konektivity do všech uzlových a vybraných smyčkových distribučních stanic v obcích a městech s počtem obyvatel typicky nad 1 000

do konce roku 2030 - předpokládaná délka nových optických sítí přibližně 3 000 km.

9.2.1. Vyčíslení plánovaných dopadů oblastí technologického rozvoje soustav spolu s vyčíslením běžné obnovy a rozvoje pro provozovatele distribuční soustavy ČEZ Distribuce, a. s.

Níže jsou uvedeny dlouhodobé indikativní predikce aktivovaných investic za společnost ČEZ Distribuce, a. s., do roku 2030, které se však můžou změnit např. na základě plnění stávajících nebo nových legislativních povinností provozovatele soustavy.

tabulka č. 11 Indikativní predikce aktivovaných investic

<i>Vyčíslení plánovaných dopadů na provozovatele distribuční soustavy v mil. Kč</i>	2021	2022	2023	2024	2025
Aktivované investice celkem z oblastí technologického rozvoje soustav definovaných v kapitole 9 nad rámec běžného rozvoje a obnovy	1 636	2 169	2 240	2 328	2 446
Aktivované investice celkem v rámci běžného rozvoje a obnovy	11 609	12 081	12 260	12 172	12 054
Hladina VVN	2 201	1 881	1 945	1 719	1 348
Venkovní vedení	1 753	1 458	1 581	1 400	1 040
Kabelová vedení	86	7	7	7	7
Rozvodny PS/VVN	360	414	355	310	299
Elektroměrová služba	2	2	2	2	2
Hladina VN	4 102	4 897	4 997	5 081	5 229
Venkovní vedení	1 279	1 487	1 521	1 589	1 734
Kabelová vedení	940	1 294	1 341	1 365	1 355
Transformovny VVN/VN a VN/VN	1 647	1 880	1 927	1 919	1 905
Transformátory VVN/VN a VN/VN	210	210	183	183	210
Elektroměrová služba	26	26	25	25	25
Hladina NN	5 832	6 559	6 818	6 941	7 157
Venkovní vedení	977	1 268	1 311	1 331	1 320
Kabelová vedení	2 693	3 006	3 143	3 170	3 422
Transformátory VN/NN	550	550	550	550	545
Distribuční stanice	880	1 086	1 229	1 232	1 195
Elektroměrová služba	732	649	585	658	675
Ostatní	1 110	913	740	759	766
<i>Vyčíslení plánovaných dopadů na provozovatele distribuční soustavy v mil. Kč</i>	2026	2027	2028	2029	2030
Celkové aktivované investice	14 500	14 500	14 500	14 500	14 500

9.3. E.ON Distribuce, a.s.

1. E.ON Distribuce, a.s., předpokládá zrealizovat během V. regulačního období výstavbu nových rozvodů v níže uvedeném rozsahu:

- Výstavba nových rozvodů 110/22 kV ve dvou největších městech na jeho zásobovacím území, a to v Brně rozvodnu R 110/22 kV Brno – Sever a v Českých Budějovicích R 110/22 kV Budějovice střed. Jedním z hlavních důvodů výstavby obou rozvodů je zajistit dostatečný transformační výkon pro pokrytí předpokládaného výkonového nárůstu v těchto aglomeracích z hlediska případného rozvoje elektromobility. E.ON Distribuce, a.s., předpokládá v první vlně zvýšenou poptávku po zajištění rezervovaného výkonu ve velkých aglomeracích a v příměstských částech, proto je situována konkrétní výstavba do těchto dvou lokalit. Další příprava je zaměřena na další strategické lokality typu krajská města, dálniční uzly apod. Předpokládaný investiční náklad na výstavbu obou rozvodů je odhadován na přibližně 550 mil. Kč.
2. Kompletní modernizace venkovních vedení VVN typu Sedlák. Vedení typu Sedlák je jednoduché lehké vedení o průřezu fázových vodičů 3 x 185 mm² konstrukčně využívající nosné prvky vedení 22 kV s přenosovou schopností max. 80 MW. Tato vedení byla stavěna na přelomu 70. a 80. let minulého století a v současnosti jsou na hraně své životnosti. E.ON Distribuce, a.s., předpokládá během V. regulačního období dokončit komplexní rekonstrukce cca 10 těchto vedení za standardní vedení typu Soudek 2 x 3 x 240 mm². Předpokládaný celkový rozsah je cca 180 km tras vedení v hodnotě přibližně 1,8 mld. Kč. Tímto opatřením bude zvýšena přenosová schopnost rekonstruovaných tras vedení 110 kV více než dvojnásobně z 80 MW na 200 MW a vytvořen předpoklad pro další rozvoj DS. Jelikož rekonstrukce budou probíhat především na vedení dislokovaných v jižní části zásobovacího území lze toto opatření hodnotit jako velice přínosná z hlediska vytvoření základních předpokladů pro další implementaci DECE, pro které je právě v těchto oblastech ještě dostatečný potenciál především v oblasti FVE.
 3. Dalšími významnými investičními projekty, které E.ON Distribuce, a.s., plánuje realizovat během V. regulačního období, které významnou měrou přispějí ke zkvalitnění dodávky elektřiny koncovým zákazníkům, jsou cílené investice do modernizace a automatizace sítí VN, které se významnou měrou podílí na kvalitě dodávek elektřiny koncovým zákazníkům nejen v normálním provozu za běžných klimatických podmínek, ale hlavně podstatně ovlivňují celkovou odolnost distribuční soustavy při mimořádných klimatických podmínkách, které se začínají vyskytovat s čím dál větší intenzitou. Mezi významné projekty v této oblasti lze zařadit především:
 - Cílené nasazování dálkově spínaných prvků typu recloser ve venkovních sítích. Během V. regulačního období je předpokládáno nasazení přibližně 250-300 ks těchto přístrojů, předpokládaný objem investičních prostředků je přibližně 175-200 mil. Kč
 Cílená kabelizace venkovních vedení:
 - v intravilánech sídelních útvarů,
 - v lesních průsecích,

- v nejporuchovějších úsecích.

Dalším investičním opatřením, které významně přispěje ke zkvalitnění dodávky elektřiny koncovým zákazníkům, je cílená kabelizace venkovních vedení VN. E.ON Distribuce, a.s., předpokládá, že v rámci střednědobého plánu by mělo být každoročně nad rámec běžné obnovy a rozvoje nahrazeno dalších cca 100 km venkovních vedení kabelovými vedeními, především v oblastech s častým výskytem poruch při mimořádných povětrnostních podmínkách (vichřice, námraza a sněhové kalamity). Toto opatření reprezentuje investice v řádu cca 250–300 mil. Kč ročně.

- Výstavba a rozvoj sítě SMART DTS

V souladu s cílenou kabelizací a se změnou celkového konceptu napájení sídelních útvarů bude E.ON Distribuce, a.s., realizovat výstavbu nových chytrých distribučních stanic, které umožní realizaci požadavků na vyšší stupeň automatizace sítí VN, monitoring a měření základních elektrických veličin (P, Q, U, I) a parametrů kvality.

Hlavním přínosem je umožnění optimalizace provozu a zatížení sítí VN a s tím související minimalizace nákladů na další připojování DECE a elektromobility, dále zvýšení spolehlivosti provozu soustavy a zajištění měření pro kontrolu kvality dodávek elektrické energie.

Implementace chytrých stanic se z prvních pilotních staveb realizovaných v roce 2019 a 2020 posune k plošným instalacím navázaným na běžnou obnovu a rozvoj sítě v těchto dvou základních úrovních:

- Osazování provozních měření (univerzálních monitorů UM NN s komunikací) do všech distribučních stanic, jak v rámci rozšířené obnovy stávajících, tak postupným doplňováním UM NN do distribučních stanic mimo obnovu (v rozsahu cca 1500 ks ročně).
- Výstavba distribučních stanic s dálkově ovládanými VN rozváděči pro větší možnosti manipulací ve VN kabelových sítí, především však pro rychlejší vymanipulování úseku v poruše (cca 50–100 stanic ročně s ohledem na obnovu sítí a kabelizaci).

4. Příprava na implementaci inteligentních měřicích systémů AMM

E.ON Distribuce, a.s., v souladu s doporučením studie NTM II požadavku EK na implementaci AMM v členských zemích EU a připravovanou novelizací vyhlášky č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny, zahájila již v roce 2017 realizační fázi pilotního projektu „Smart metering pilotní projekt Smaragd“. V roce 2020 vstupuje tento

projekt do realizační fáze, tzn. fyzické osazení cca 30 000 odběrných míst inteligentním měřením a implementací kompletní smart metering infrastruktury zahrnující smartmetry, datové koncentrátoři a nadřazený systém pro správu zařízení, sběr, validaci a vyhodnocení naměřených dat. Data pro účely fakturace zákazníků budou dále integrována do stávajícího interního systému SAP IS-U.

Cílem projektu je získání reálných zkušeností s provozem rozsáhlého segmentu koncových odběrných míst využívajících technologii chytrého měření pro sběr dat a řízení spotřeby. V průběhu V. regulačního období se předpokládá, že budou na základě zkušeností získaných v rámci pilotního projektu zahájeny konkrétní procesní kroky směřující k implementaci a zahájení selektivního zavedení AMM do odběrných míst se spotřebou ≥ 6 MWh/ročně, což v podmínkách E.ON Distribuce, a.s., představuje zajištění odečtů přibližně 80 % celkové spotřeby elektřiny. Předpokládané investice na tento projekt a přípravu na selektivní zavedení AMM jsou odhadovány na V. regulační období ve výši cca 500 mil. Kč.

9.3.1. Vyčíslení plánovaných dopadů oblastí technologického rozvoje soustav spolu s vyčíslením běžné obnovy a rozvoje pro provozovatele distribuční soustavy E.ON Distribuce, a.s.

Níže jsou uvedeny dlouhodobé indikativní predikce aktivovaných investic za společnost E.ON Distribuce, a.s., do roku 2030, které se však mohou změnit např. na základě plnění stávajících nebo nových legislativních povinností provozovatele soustavy.

tabulka č. 12 Indikativní predikce aktivovaných investic

<i>Vyčíslení plánovaných dopadů na provozovatele distribuční soustavy v mil. Kč</i>	2021	2022	2023	2024	2025
Aktivované investice celkem z oblastí technologického rozvoje soustav definovaných v kapitole 9 nad rámec běžného rozvoje a obnovy	100	450	600	700	900
Aktivované investice celkem v rámci běžného rozvoje a obnovy	4 753	4 798	4 937	5 065	5 190
Hladina VVN	494	699	563	590	616
Venkovní vedení	455	640	453	474	495
Kabelová vedení	0	19	69	72	76
Rozvodny PS/VVN	39	40	41	43	46
Elektroměrová služba	0	0	0	0	0
Hladina VN	1 121	1 235	1 332	1 383	1 496
Venkovní vedení	240	268	280	293	306
Kabelová vedení	480	535	560	585	612
Transformovny VVN/VN a VN/VN	338	357	358	376	394
Transformátory VVN/VN a VN/VN	26	29	28	29	30
Elektroměrová služba	38	46	107	100	154
Hladina NN	2 521	2 790	2 862	2 991	3 149
Venkovní vedení	150	167	175	183	191
Kabelová vedení	1 889	2 109	2 205	2 306	2 412
Transformátory VN/NN	55	53	53	53	53
Distribuční stanice	210	234	245	256	268
Elektroměrová služba	218	226	185	193	226
Ostatní	718	525	779	802	827
<i>Vyčíslení plánovaných dopadů na provozovatele distribuční soustavy v mil. Kč</i>	2026	2027	2028	2029	2030
Celkové aktivované investice	6 354	6 517	6 693	6 865	7 004

9.4. PREdistribuce, a.s.

1. PREdistribuce, a.s., předpokládá zrealizovat během V. regulačního období výstavbu nových rozveden a transformoven v níže uvedeném rozsahu:
 - Výstavba nových TR 110/22 kV (Slivenec, Písnice, Ruzyně). Požadavky na výstavbu nových transformoven 110/22 kV vychází z modelů rozvoje zatížení hlavního města Prahy. V těchto modelech jsou zohledňovány aktuální žádosti, plánovaný rozvoj metropole dle dat a modelů Institutu plánování a rozvoje hlavního města Prahy, dále pak strategické stavby jako např. nová linie metra D, rychlodráha Praha – Kladno, rozšíření Letiště Václava Havla. Modely zatížení rovněž zohledňují časový rámec jednotlivých vstupních dat. Posílení transformačního výkonu a s tím související zvýšení zkratových poměrů také povede ke zvýšení potenciálu připojitelnosti decentrální výroby a dobíjecích stanic pro elektromobilitu. V rámci výstavby budou nasazeny řídicí systémy a prvky sekundární techniky s dálkovou správou, aby byl zajištěn přechod na plně bezobslužný standard TR.

2. Zvýšení zkratové odolnosti a zapouzdření vybraných TR 110/22 kV (Praha – Jih, Měcholupy, Jinonice, Praha – Východ).
3. Zvyšující se požadavky na spolehlivost dodávky elektrické energie a předcházení vzniku rozsáhlých bezproudí vyvolávají potřebu na provozování propojených uzlových oblastí přes sítě VVN. S tím souvisí zvyšování úrovně zkratových výkonů v distribuční soustavě. U části TR 110/22 kV je nutné provést obnovu těchto rozveden pro přizpůsobení jejich parametrů novým podmínkám. Zároveň je třeba obnovou reflektovat zvyšující se požadavky na zajištění úrovně fyzické bezpečnosti energetické infrastruktury. Zvýšení zkratových poměrů a transformačních výkonů v distribuční soustavě rovněž zvyšuje potenciál připojitelnosti decentrálních zdrojů a dobíjecích stanic pro elektromobilitu. V rámci rekonstrukce budou nasazeny řídicí systémy a prvky sekundární techniky s dálkovou správou, aby byl zajištěn přechod na plně bezobslužný standard TR.
4. Rekonstrukce a výstavba nových vedení 110 kV (Praha Sever – Holešovice, Praha Sever – Praha Východ, Chodov – Uhřetěves, Malešice – Běchovice, Uhřetěves – Běchovice, Praha Jih – Malešice).

Rekonstrukce a výstavba nových vedení 110 kV povede ke zvýšení robustnosti sítě 110 kV. To je základní předpoklad pro možnost paralelního provozu uzlových oblastí přes sítě 110 kV. Tento provoz povede k posílení spolehlivosti napájení metropole a bude předcházet rozsáhlým výpadkům v distribuční soustavě při případných problémech v nadřazené soustavě. Rekonstrukce a výstavba nových vedení 110 kV rovněž přispěje ke zvýšení zkratových poměrů v distribuční soustavě a obecně k navýšení přenosové schopnosti vedení. Tím zvýší potenciál připojitelnosti decentrálních zdrojů a dobíjecích stanic pro elektromobilitu.

5. Implementace chytrých distribučních stanic VN/NN ve stanovených uzlech distribuční soustavy.

Hlavní funkcionality chytré distribuční stanice jsou řízení, monitorování, dálkové ovládání a příprava na automatizaci na hladině vysokého napětí, které významně přispějí k dalšímu posílení spolehlivosti provozu soustavy a kvality dodávek elektrické energie. Mezi další přínosy lze zařadit vazbu na budoucí smart grid technologie (inteligentní měřicí systémy AMM, řízení dobíjecí infrastruktury, apod.), vzdálenou správu a diagnostiku zařízení, sběr dat pro Asset Management a podporu řešení nouzových stavů v soustavě. Hromadné nasazování chytrých distribučních stanic do sítě PREDistribuce, a.s., bylo započato v roce 2019 a další implementace je předpokládána postupným tempem přibližně 100 stanic ročně. Rozšiřování funkcionalit distribučních stanic probíhá na základě optimálního scénáře, ve kterém byl modelován vliv rozšiřování funkcionalit distribučních stanic na zvyšování úrovně spolehlivosti distribuční soustavy.

6. Koordinovaný rozvoj optické komunikační infrastruktury.

Rozvoj optické komunikační infrastruktury PREdistribuce, a.s., je navrhován v souladu s plánem, který v maximální možné míře uplatňuje synergie rozvoje komunikační infrastruktury s obnovou kabelové sítě PREdistribuce, a.s. V rámci rozvoje a obnovy jsou pokládány kombinované kabely VN a NN, dále je také realizována pokládka HDPE trubek. Tím budou s minimálními vícenáklady vytvořeny vhodné podmínky pro zafouknutí optických vláken v okamžiku potřeby komunikačního napojení zařízení sekundární techniky.

7. Inteligentní měřicí systémy AMM.

PREdistribuce, a.s., provádí přípravy na implementaci AMM, jejíž rozsah bude ukotven aktualizací vyhlášky č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny. Důraz je kladen na testování takových architektur a technologických řešení, které respektují vysokou hustotu zástavby a větší agregaci odběrných míst. Základním požadavkem je vysoký standard zabezpečení řešení. Konkrétní implementační plán se bude odvíjet od požadavků stanovených legislativou.

9.4.1. Vyčíslení plánovaných dopadů oblastí technologického rozvoje soustav spolu s vyčíslením běžné obnovy a rozvoje pro provozovatele distribuční soustavy PREdistribuce, a.s.

Níže jsou uvedeny dlouhodobé indikativní predikce aktivovaných investic za společnost PREdistribuce, a.s., do roku 2030, které se však můžou změnit např. na základě plnění stávajících nebo nových legislativních povinností provozovatele soustavy.

tabulka č. 13 Indikativní proces aktivovaných investic

<i>Vyčíslení plánovaných dopadů na provozovatele distribuční soustavy v mil. Kč</i>	2021	2022	2023	2024	2025
Aktivované investice celkem z oblastí technologického rozvoje soustav definovaných v kapitole 9 nad rámec běžného rozvoje a obnovy	276	291	359	371	429
Aktivované investice celkem v rámci běžného rozvoje a obnovy	1 564	1 663	1 698	1 724	1 780
Hladina VVN	123	295	264	172	170
Venkovní vedení	12	188	164	104	116
Kabelová vedení	111	107	100	68	55
Rozvodny PS/VVN	0	0	0	0	0
Elektroměrová služba	0	0	0	0	0
Hladina VN	832	805	873	975	1 102
Venkovní vedení	0	0	0	0	0
Kabelová vedení	428	368	327	317	432
Transformovny VVN/VN a VN/VN	377	393	466	617	652
Transformátory VVN/VN a VN/VN	18	36	72	33	11
Elektroměrová služba	9	9	9	9	7
Hladina NN	767	736	772	805	741
Venkovní vedení	0	0	0	0	0
Kabelová vedení	452	429	463	481	454
Transformátory VN/NN	9	9	9	10	10
Distribuční stanice	120	119	120	134	135
Elektroměrová služba	187	180	180	180	143
Ostatní	118	119	148	143	195
<i>Vyčíslení plánovaných dopadů na provozovatele distribuční soustavy v mil. Kč</i>	2026	2027	2028	2029	2030
Celkové aktivované investice	2 395	2 477	2 770	2 886	3 253

10. Zvláštní část pro činnost přepravy plynu

10.1. Alokační mechanismus

Jelikož je podstatná část aktiv provozovatele přepravní soustavy využívána jak pro potřeby vnitrostátních, tak pro potřeby tranzitních uživatelů soustavy, je nezbytné stanovit spravedlivý mechanismus pro rozdělení využití těchto sdílených aktiv pro obě skupiny zákazníků, tzv. alokační mechanismus, který slouží pro spravedlivé rozdělení nákladů, odpisů a hodnoty majetku vstupujících do povolených výnosů pro vnitrostátní přepravu a do cílových výnosů pro tranzitní přepravu tak, aby mezi nimi nedocházelo ke křížovým dotacím.

Ceny za vnitrostátní přepravu plynu jsou následně tvořeny na základě součtu výnosů souvisejících s pořízením a provozem části tranzitních aktiv přiřazených alokačním mechanismem a výnosů z aktiv a nákladů určených pouze pro potřeby vnitrostátní přepravy.

Ve všech předcházejících regulačních obdobích spočíval alokační mechanismus ve stanovení jednotného alokačního klíče pro celou tranzitní část přepravní soustavy na celé regulační období. Pro V. regulační období se tento princip ukázal jako nevyhovující, a to nejen vzhledem k předpokládané aktivaci velkých investic do rozvoje infrastruktury značně zvyšujících hodnotu aktiv provozovatele přepravní soustavy na začátku, případně v průběhu V. regulačního období (zejména projekt Capacity4Gas (TRA-F-752, TRA-F-918) a projekt Moravia Capacity Extension (DZ-3-005)), ale i vzhledem ke skutečnosti, že změna skutečné hodnoty výše investic a rovněž rozdíl mezi plánovaným a skutečným rokem aktivace investice by měla v případě stanovení jednotného alokačního klíče zásadní vliv na výsledek alokace pro daný rok. Z tohoto důvodu bylo rozhodnuto, že dílčí části infrastruktury (plynovody, kompresní stanice, hraniční předávací stanice) budou mít svůj individuální alokační klíč, a výsledná alokace bude vypočtena každý rok, a to jak v plánované hodnotě, tak následně i ve skutečné hodnotě. Tento způsob určení alokačního klíče považuje Energetický regulační úřad za spravedlivý.

Po uskutečnění řady analýz a výpočtů na základě dodatečných informací od provozovatele přepravní soustavy dospěl ERÚ k tomu, že byl opuštěn původně analyzovaný scénář pro výpočet dílčích alokačních klíčů obsažený v původním konzultovaném návrhu Zásad cenové regulace ze dne 30. srpna 2019, kde bylo uvedeno:

„Hodnota alokačního klíče se stanoví na základě hydraulického modelování chování přepravní soustavy podle zvoleného scénáře toku a odběru plynu ze dne 1. března 2018. Pro určení infrastruktury potřebné pro zajištění přepravy pro vnitrostátní účely se určí jednotlivé části infrastruktury, které jsou potřeba pro zajištění nesoudobého maximálního denního toku plynu na předávacích stanicích mezi přepravní a distribuční soustavou. Není uvažováno, že by část této spotřeby byla pokryta těžbou ze zásobníků plynu.“

Tento scénář, jak bylo zjištěno, neumožňoval zároveň zachovat plné tranzitní toky při pokrytí vnitrostátní spotřeby bez využití zásobníků plynu. Jako náhrada byly pro stanovení alokačního klíče vypočteny následující scénáře, které vycházejí z reálných možností (kapacit)

a převládajících očekávaných scénářů využití přepravní soustavy. Každý z nich vystihuje určitý typický stav a potřebu aktiv tranzitního systému pro vnitrostátní a tranzitní zákazníky (kapacity uvedené ve scénářích níže jsou uvedeny při vztažných podmínkách při teplotě 20 °C):

Letní scénář A – je založen na maximalizaci tranzitních toků ve směru VIP Brandov na Lanžhot (119,6 mil. m³/den), Český Těšín (0,4 mil. m³/den) a na VIP Waidhaus (91,3 mil. m³/den) a obsluhu letní domácí spotřeby ve výši 6,65 mil. m³/den. Zbývající část možné vstupní kapacity ve výši 25,4 mil. m³/den je využita ke vtláčení do zásobníků plynu připojených k přepravní soustavě (Innogy Gas Storage, s.r.o.; MND Gas Storage a.s. a Moravia Gas Storage a.s.). Tento scénář odráží skutečnost, že v letních měsících je dominantní využití přepravní soustavy pro tranzit ve směru sever jihovýchod a sever jihozápad, vtláčení do zásobníků plynu pak využívá zbývající kapacitu. Scénář rovněž simuluje přechodový stav (jarní a podzimní měsíce), kdy vtláčení plynu do zásobníků a pokrytí domácí spotřeby dosahuje dohromady až cca 32 mil. m³/den. Z tohoto důvodu byl opuštěn scénář vyjadřující využití přepravní soustavy v přechodovém stavu.

Letní scénář B – je založen na skutečnosti, že pokud bude požadavek na vtláčení do zásobníků plynu ve větší výši, než je uvedeno ve scénáři A při obsluhu letní domácí spotřeby ve výši 6,65 mil. m³/den, je nezbytné omezit tranzitní toky. V tomto scénáři je uvažováno vtláčení do zásobníků plynu připojených k přepravní soustavě (Innogy Gas Storage, s.r.o.; MND Gas Storage a.s. a Moravia Gas Storage a.s.) ve výši 47,5 mil. m³/den, což vede k omezení maximálního možného toku z VIP Brandov na Lanžhot (110,2 mil. m³/den), Český Těšín (0,4 mil. m³/den) a na VIP Waidhaus (76,5 mil. m³/den). Je zřejmé, že vzhledem k fyzickému umístění zásobníků plynu oproti dominantnímu zdroji plynu na VIP Brandov, vyžaduje tento scénář nejvíce aktiv pro vnitrostátní přepravu, a to zejména kvůli vtláčení do zásobníků plynu. Tento scénář rovněž simuluje přechodový stav (jarní a podzimní měsíce), kdy vtláčení do zásobníků a domácí spotřeba dosahuje dohromady až cca do 54 mil. m³/den. Z tohoto důvodu byl opuštěn scénář vyjadřující využití přepravní soustavy v přechodovém stavu.

Zimní scénář D – je založen na očekávaném zimním maximálním dnu vnitrostátní spotřeby ve výši 70 mil. m³/den stanoveném na základě historických skutečných toků. Vzhledem k očekávaným požadavkům maximalizace tranzitních toků v takové situaci, platí i v tomto scénáři maximalizace toku z VIP Brandov na Lanžhot (119,6 mil. m³/den), Český Těšín (2,7 mil. m³/den) a na VIP Waidhaus (91,3 mil. m³/den). V tomto scénáři je nezbytné těžít 40 mil. m³/den z připojených zásobníků plynu k přepravní soustavě (Innogy Gas Storage, s.r.o.; MND Gas Storage a.s. a Moravia Gas Storage a.s.), aby bylo možné zajistit vnitrostátní spotřebu. Tento scénář je díky těžbě ze zásobníků plynu nejméně náročný na aktiva tranzitní části přepravní soustavy pro vnitrostátní spotřebu (naopak jsou zde využita čistě vnitrostátní aktiva), přesto však tento přínos plně nevyrovná náročnost na jejich vtláčení v letních scénářích. V tomto scénáři je tak uvažována role zásobníků plynu pro tranzitní přepravu plynu.

V průběhu zpracování výsledků a vytváření jednotlivých scénářů bylo dále nezbytné zohlednit tyto aspekty:

- a) V případě souběhu více potrubí na severní a jižní větvi přepravní soustavy je možné vnitrostátní tok uvažovat buď ve vybraném potrubí, nebo tzv. virtuálně spojit dostupnou kapacitu linií paralelně jdoucích a určit jednotný alokační klíč pro všechna potrubí v daném úseku. Vzhledem ke snaze o nalezení dlouhodobého řešení, k optimalizaci budoucí podoby přepravní soustavy (optimalizace obnovy soustavy) a i omezené možnosti vždy správně definovat, kterým potrubím je zásobován vnitrostátní tok, bylo rozhodnuto o využití virtualizace pro úsek: HR SR - HR SRN DN 900/1, HR SR - HR SRN DN 900/2 a RU01 Malešovice - PS002 Hora Sv. Kateřiny DN 1000HR SR - RU02 Rozvadov DN 800/TPK, KS Břeclav - HR SRN DN 1000/TPK a HR SR - RU02 Rozvadov DN 1400.
- b) Pokud v nějakém scénáři docházelo k nízkému využití daného tranzitního aktiva, a to zejména vlivem změny tranzitních toků a výstavby nové infrastruktury, byla tato skutečnost zohledněna alokací do vnitrostátní přepravy na základě technické kapacity daného úseku, a nikoliv na základě kapacity reálně využívané vnitrostátní a tranzitní přepravy, jako je tomu u dostatečně využívané infrastruktury.
- c) Data ve scénářích o využití jednotlivých částí infrastruktury a urychlení výstavby projektu Capacity4Gas (kdy k 1. lednu 2021 je očekáváno plné využití této kapacity) umožnila nahradit paušální zahrnutí dílčích částí nové infrastruktury projektu Capacity4Gas alokačním klíčem ve výši 10 % použitého v Rozhodnutí TAR stanovením reálných alokačních klíčů pro dílčí součásti tohoto projektu. Zároveň byly postupem podle písm. b) této části z alokačních klíčů pro vnitrostátní zákazníky vypuštěny úseky, jejichž využití snížila implementace tohoto projektu.
- d) Projekt „Moravia Capacity Extension, DZ-3-005“ v dimenzi DN 1000 byl alokován alokačním koeficientem ve výši 95 % pro využití vnitrostátními uživateli vzhledem k nutnému posílení a budoucí náhradě plynovodu DN 700 v úseku Tvrdonice – Bezměrov. Zbýlých 5 % zohledňuje využití této infrastruktury pro export plynovodem STORK.

Výsledkem výpočtu výše uvedených scénářů je určení dílčích alokačních klíčů, které stanovují, jakým podílem je daná část tranzitní infrastruktury alokována na vnitrostátní přepravu. Jelikož každý ze scénářů vyjadřuje pohled na určitou část roku, bylo rozhodnuto, že výsledná hodnota dílčího alokačního klíče pro každou infrastrukturu bude aritmetickým průměrem hodnot ze scénářů A, B a D. Alokační klíč tak odráží využití tranzitní části přepravní soustavy, která je nezbytná pro dodávku plynu vnitrostátním zákazníkům v rozsahu odpovídajícímu použitým scénářům.

Postup pro použití dílčích alokačních klíčů pro stanovení podílu vnitrostátní přepravy na tranzitní infrastrukturu, které uvádí tabulka č. 14, je následující:

1. Výpočty RAB a odpisů vstupujících do povolených výnosů budou uskutečněny na základě plánovaných hodnot pro účely stanovení regulovaných cen na dané roky, a následně na základě skutečných dat budou stanoveny korekční faktory.
2. Pro alokaci odpisů přímo přiřaditelného majetku bude plánovaná/skutečná hodnota těchto odpisů násobena dílčím alokačním klíčem dané infrastruktury.
3. Pro alokaci aktivací a zůstatkových hodnot přímo přiřaditelného majetku bude plánovaná/skutečná hodnota aktivací/zůstatkových hodnot násobena dílčím alokačním klíčem dané infrastruktury.
4. Pro alokaci přímo přiřaditelných nákladů bude skutečná výše těchto nákladů u dané infrastruktury násobena dílčím alokačním klíčem.
5. Pro alokaci provozní režie mezi vnitrostátní a tranzitní částí přepravní soustavy bude využit poměr přímo přiřaditelných nákladů na těchto jednotlivých částech infrastruktury bez zahrnutí nákladů na obsluhu kompresních stanic, s výjimkou částí provozní režie, u které ERÚ před začátkem daného roku stanoví jiný alokační klíč vycházející z řádně odůvodněného návrhu provozovatele přepravní soustavy. Náklady tranzitních částí budou do vnitrostátní přepravy dále alokovány dílčími alokačními klíči.
6. Pro alokaci správní režie mezi vnitrostátní a tranzitní částí přepravní soustavy bude využit poměr přímo přiřaditelných nákladů na těchto jednotlivých částech infrastruktury s výjimkou částí správní režie, u které ERÚ před začátkem daného roku stanoví jiný alokační klíč vycházející z řádně odůvodněného návrhu provozovatele přepravní soustavy. Náklady tranzitních částí budou do vnitrostátní přepravy dále alokovány dílčími alokačními klíči.
7. Součástí nákladů jsou odpisy podpůrného majetku, a z tohoto důvodu nejsou součástí povolených odpisů a je k nim přistupováno stejně jako k alokaci provozních nákladů.
8. Pro alokaci odpisů (pouze pro účely meziroční změny hodnoty regulační báze aktiv), aktivací nebo zůstatkových hodnot podpůrného majetku bude plánovaná/skutečná hodnota těchto odpisů, aktivací a zůstatkových hodnot rozdělena na základě poměru zůstatkové hodnoty přímo přiřaditelných aktiv mezi vnitrostátní a tranzitní část v příslušném roce, a následně bude tranzitní část do vnitrostátní alokována na základě průměrného alokačního klíče, který je výsledkem průměru z dílčích alokačních klíčů vážených zůstatkovými hodnotami jim příslušné infrastruktury v příslušném roce.
9. Pro účely plánu nákladů bude použit průměrný alokační klíč daného plánovaného roku, nejvýše však klíč roku předcházejícího aktivaci projektu Moravia Capacity Extension, který je výsledkem průměru z dílčích alokačních klíčů vážených zůstatkovými hodnotami jim příslušné infrastruktury. Cílem tohoto opatření je

skutečnost, že nárůst průměrného alokačního klíče by neodpovídal reálnému nárůstu podílu nákladů tranzitní infrastruktury pro vnitrostátní potřeby. Současně je pro účely zjednodušení plánování nákladů použit jiný systém, než systém pro alokaci skutečných nákladů uvedený v bodech 4) až 7). Plánované náklady tak budou zjednodušením využívaným pro účely ex-ante projekcí (plánů) povolených výnosů, ale nebudou mít vliv na povolené výnosy stanovované pro každý regulovaný rok, neboť do nich vstoupí až ex-post určené skutečné náklady prostřednictvím systému profit/loss sharingu.

V případě dalších změn, které mají zásadní vliv na výpočet hodnoty alokačního klíče, budou hodnoty dílčích alokačních klíčů upraveny a určeny na základě nových skutečností. Jde zejména o stav, kdy se prokáže, že uvedené změny představují významnou systémovou a dlouhodobou úpravu ve využívání přepravní soustavy oproti předpokladům známým při výpočtu dílčích alokačních klíčů, které uvádí tabulka č. 14.

Přehled dílčích alokačních klíčů určujících podíl vnitrostátních uživatelů na dané tranzitní infrastruktuře pro V. regulační období uvádí následující tabulka č. 14.

tabulka č. 14 Přehled dílčích alokačních klíčů na tranzitní infrastrukturu pro V. regulační období

Označení infrastruktury	Dílčí alokační koeficient
HR SR - HR SRN DN 900/1	48,11 %
HR SR - HR SRN DN 900/2	48,11 %
PS002 Hora Sv. Kateřiny - HR SRN (Olbernhau) DN 1000	82,32 %
PS002 Hora Sv. Kateřiny - HR SRN DN 1000	82,32 %
HR SR - RU02 Rozvadov DN 800/TPK	1,95 %
RU03 Hospozín - HR SRN DN 900/západ	5,77 %
RU13 Libhošť - TU243 Třanovice PZP	48,85 %
PS010 Hrušky - TU167 Kyselovice	82,71 % *
TU167 Kyselovice - RU13 Libhošť	82,71 % *
PS010 Hrušky - TU167 Kyselovice	100 % **
TU167 Kyselovice - RU13 Libhošť	77,96 % **
RU01 Malešovice - PS002 H.Sv.Kateřiny DN 1000	47,41 %
TU157 Tvrdonice - TU166 Bezměrov DN 1000	95,00 %
RU02 Rozvadov - HR SRN DN 900	0 %
PS002 H.Sv.Kateřiny - HR SRN (Olbernhau) DN 900	0 %
KS Břeclav - HR SRN DN 1000/TPK	1,95 %
HR SR - KS Břeclav DN 1200/TPK	0 %
RU02 Rozvadov - HR SRN DN 1200	0 %
HR SR - RU02 Rozvadov DN 1400	1,95 %
HR SRN - RU05 Přimda DN 1400	5,42 %
STORK DN 500	0 %
KS Břeclav	6,00 %
KS Kouřim	37,51 %
KS Veselí nad Lužnicí	3,06 %
KS Kralice nad Oslavou	32,85 %
KS Otvice	47,41 %
Hora Sv. Kateřiny PS 002	26,46 %
Lanžhot PS 001	0 %
Brandov PS 003	0 %
RU 02 Rozvadov	0 %
Ostatní tranzitní infrastruktura	0 %

* hodnota platná do zprovoznění projektu DZ-3-005 (TU157 Tvrdonice - TU166 Bezměrov DN 1000)

** hodnota platná po zprovoznění projektu DZ-3-005 (TU157 Tvrdonice - TU166 Bezměrov DN 1000)

10.2. Přeprava plynu v regionu střední a severní Morava

Region střední a severní Morava je z pohledu zásobování plynem specifický z důvodu historického vývoje výstavby a konfigurace plynárenské infrastruktury v této oblasti. Provozovatel přepravní soustavy dlouhodobě (od Desetiletého plánu rozvoje přepravní soustavy v České republice 2011 – 2020) indikuje, že stávající technická výstupní kapacita přepravní soustavy daná plynovodem DN 700 v koridoru Hrušky – Mutěnice – Kyselovice – Libhošť – Děhylov, který částečně zásobuje i region jižní Moravy, není při určitých odběrových situacích (velká poptávka z důvodu velmi chladného počasí) pro region dostačující, proto je k jejímu pokrytí nutná souběžná těžba ze zásobníků plynu v oblasti, aby bylo minimalizováno riziko a snížena pravděpodobnost přerušení kontinuální přepravy plynu. Stejně tak není možné, při určitých odběrových situacích, plně uspokojit poptávanou kapacitu pro vtlačení plynu v letním období do zásobníků plynu situovaných v tomto regionu. Zároveň toto úzké místo v přepravní kapacitě neumožňuje připojování dalších významnějších odběrných míst.

V případě realizace výstavby nové přepravní infrastruktury pro zásobování regionu střední a severní Morava bude do povolených nákladů uznána pouze taková část investičních a provozních nákladů, která odpovídá potřebám zásobování České republiky plynem, viz tabulka č. 14.

10.2.1. Výstavba a využití nových infrastruktur

V případě realizace jakékoli nové přepravní infrastruktury na území České republiky (mimo infrastruktury, kterou uvádí tabulka č. 14), bude pro účely výpočtu regulovaných cen za přepravu plynu do předávacích míst mezi přepravní a distribuční soustavou uznána pouze taková část investičních a provozních nákladů, která odpovídá potřebám zásobování České republiky plynem. Zbývající podíl bude považován za infrastrukturu využívanou pro tranzitní účely.

10.3. Stanovení ceny za mezinárodní přepravu plynu

Cena za mezinárodní přepravu plynu je vzhledem ke značně vyšší nejistotě tranzitních toků historicky regulována na principu cenového stropu. Na základě TAR NC změnil Energetický regulační úřad způsob regulace výnosů provozovatele přepravní soustavy za tranzitní přepravu plynu. Z historického způsobu stanovení cen na základě benchmarkingu srovnatelných přepravních tras se od roku 2020 přešlo na nákladově orientovanou metodologii na základě nákladů, odpisů a přiměřeného zisku.

Způsob cenové regulace formou cenového stropu zůstává pro činnost mezinárodní přepravy plynu zachován a vyšší riziko mezinárodní přepravy plynu je provozovateli přepravní soustavy kompenzováno rizikovou přírážkou k základní hodnotě WACC. Rozdělení infrastruktury potřebné pro vnitrostátní a mezinárodní přepravu plynu je určeno podle kapitoly 10.1.

Metodika regulace a stanovení cen za mezinárodní přepravu je podrobně stanovena v Rozhodnutí TAR.

Po vydání těchto Zásad cenové regulace bude do výpočtů a postupů uvedených v Rozhodnutí TAR promítnuta nová výše alokačních koeficientů a nová výše míry výnosnosti WACC pro V. regulační období pro vnitrostátní přepravu, která bude pro účely stanovení výnosů pro tranzitní část přepravy v souladu s Rozhodnutím TAR navýšena o rizikovou přírážku. Dále bude při přepočtu zohledněno riziko využití vstupních hraničních kapacit, původně předpokládaných pro tranzitní účely, pro účely vnitrostátní. Na základě takto upravených hodnot bude stanovena cena mezinárodní přepravy pro roky 2021-2025.

Stanovení cen za rezervovanou přepravní kapacitu pro vstupní a výstupní hraniční a vstupní a výstupní virtuální hraniční body v režimu regulace cenového stropu (price cap) bude v průběhu regulačního období podléhat cenové eskalaci podle následujícího postupu:

$$C_{Fi} = \left(C_{r0} \times \prod_{t=j}^i \frac{I_{t-1}}{100} \right) + AP + RP,$$

kde

C_{r0} [Kč/MWh/den] je cena za rezervovanou pevnou přepravní kapacitu stanovená pro první rok regulačního období,

AP [Kč/MWh/den] je u aukce standardní koordinované přepravní kapacity podíl aukční prémie připadající na provozovatele přepravní soustavy dosažené v aukci na aukční rezervační platformě; u aukce standardní nekoordinované přepravní kapacity aukční prémie stanovena v aukci na aukční rezervační platformě,

RP [Kč/MWh/den] je riziková prémie pro případ uplatnění fixní ceny,

i je regulovaný rok, pro který je cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu stanovována,

j je první regulovaný rok regulačního období,

t je regulovaný rok v intervalu $\langle j, i \rangle$,

I_{t-1} [%] je hodnota eskalačního faktoru cen, která je pro rok $j-1$ a j rovna 100 a pro rok $j+1$ a následující roky stanovena vzorcem

$$I_{t-1} = 0,7 \times IPS_{t-1} + 0,3 \times (CPI_{t-1} + 1),$$

IPS_{t-1} [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb stanovena jako vážený průměr indexů cen

62-Služby v oblasti programování a poradenství a související služby,

63-Infračenní služby,

68-Služby v oblasti nemovitostí,

69-Právní a účetnické služby,

71-Architektonické a inženýrské služby; technické zkoušky a analýzy,

73-Reklamní služby a průzkum trhu,

74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby,

77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu,

78-Služby v oblasti zaměstnání,

80-Bezpečnostní a pátrací služby,

81-Služby související se stavbami a úpravou krajiny,

82-Administrativní, kancelářské a jiné podpůrné služby pro podnikání

vykázaných Českým statistickým úřadem ve Veřejné databázi v tabulce „Indexy cen v tržních službách - podíl klouzavých průměrů“ (kód CEN06B2) za měsíc březen roku $t-1$ na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za služby poskytované v roce 2015,

CPI_{t-1} [%] je hodnota indexu spotřebitelských cen stanovená na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů spotřebitelských cen za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, vykázaný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index spotřebitelských cen“ (kód 012018) za měsíc březen roku $t-1$.

Možnost použití fixní ceny za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu se dále bude řídit podmínkami stanovenými v příslušném cenovém rozhodnutí ERÚ.

10.4. Variabilní složka ceny za službu přepravy plynu

10.4.1. Obecné principy stanovení variabilní složky

Základním principem pro stanovení variabilní složky ceny pokrývající náklady na nákup elektřiny a plynu pro pohon kompresních stanic a náklady na nákup plynu pro krytí ztrát v přepravní soustavě, a s tím související poplatky, na daně a dále na emisní povolenky nad bezplatně přidělené množství, je princip nákladové neutrality provozovatele přepravní soustavy, a to jak pro vnitrostátní, tak i tranzitní službu přepravy plynu.

Základním modelem pro stanovení variabilní složky ceny je model schválený v kapitole 17.1. Rozhodnutí TAR. Množství plynu a elektřiny pro pohon kompresních stanic bude vzhledem k zásadní změně tohoto množství pro V. regulační období odvozeno od plánovaného množství energie přepraveného soustavou, a z toho vyplývajícího množství elektřiny a plynu na pohon na základě hydraulické simulace. Plánované množství ztrát pro regulovaný rok se stanoví jako klouzavý aritmetický průměr pětileté řady vykázaných skutečných hodnot ztrát v přepravní soustavě. Pro první rok V. regulačního období bude hodnota stanovena na základě skutečných hodnot ztrát v letech 2015-2019. Pro komoditní složku ceny bude podobně jako v případě alokačního mechanismu přepravních kapacit zajištěno, že bude minimalizováno křížové pokrývání nákladů na pohon kompresních stanic a nákladů na ztráty ze strany jednotlivých skupin uživatelů přepravní soustavy, kterými jsou uživatelé využívající výstupní hraniční body, výstupní bod do virtuálního zásobníku plynu, výstupní bod do domácí zóny, který je reprezentován souhrnem předávacích míst mezi přepravní a distribuční soustavou, a zákazníky přímo připojenými k přepravní soustavě. Platí tak princip, že každá skupina zákazníků hradí náklady na plyn/elektřinu na pohon kompresních stanic a náklady na ztráty podle jimi vyvolaných potřeb na základě využití přepravní soustavy touto skupinou.

Dalším předpokladem je efektivní a hospodárné provozování přepravní soustavy, tedy postupné nahrazování méně účinných kompresorů za nové s vyšší účinností.

Předpokladem pro dlouhodobé plné uznávání nákladů na pohon kompresních stanic, včetně nákladů na nákup emisních povolenek nad bezplatný přiděl provozovatele přepravní soustavy, je efektivní a hospodárné provozování přepravní soustavy.

Tato složka ceny je společná pro vnitrostátní a tranzitní přepravu plynu a je nezávislá na ostatních nákladech na přepravu plynu, které jsou alokovány do pevné složky ceny za rezervovanou kapacitu. V praxi je tedy tato složka nezávislá na nákladech, odpisech a zisku spojených s vlastní technologií na kompresních stanicích, a to zejména na nákladech na pořízení efektivnějších kompresorů. Výše uvedený postup by tak mohl znamenat, že by regulované prostředí nemuselo za určitých okolností vytvářet dostatečný tlak na optimalizaci celkových investičních a provozních nákladů, včetně nákladů na plyn na pohon, spotřební daň a emisní povolenky. Další investice do výměny či modernizace starých kompresorů za nové a efektivnější proto budou voleny tak, aby byly provozní a investiční náklady pro provozovatele přepravní soustavy návratné a zároveň pro zákazníky výhodné (akceptovatelné) z pohledu výše celkové ceny, kterou hradí za přepravu plynu.

Vzhledem ke skutečnosti, že do doby reálného plného provozu projektu Capacity4Gas jsou veškeré předpoklady o provozu kompresních stanic založeny pouze na očekáváních, není v současné době možné v těchto Zásadách cenové regulace vypočítat a následně závazně stanovit plán k výměně z dnešního pohledu málo efektivních kompresorů. To bude možné až po získání dat ze skutečného provozu, jejich vyhodnocení a výpočtu ekonomicky optimální varianty z hlediska poměru fixních a variabilních nákladů a jejich dopadu do cen za přepravu plynu.

V rámci zajištění efektivního a hospodárného provozování přepravní soustavy předloží provozovatel přepravní soustavy do konce roku 2023 (za předpokladu dostatečného využití projektu Capacity4Gas alespoň po dobu 18 měsíců, při nesplnění této podmínky se termín přiměřeně posune) Úřadu ke schválení plán budoucí obnovy kompresorů s návrhem optimální varianty jak z pohledu investičních, tak i provozních nákladů. Na základě schváleného plánu bude pro následující regulační období stanoven závazný plán obnovy navázaný na uznatelné náklady na provoz kompresních stanic.

10.4.2. Variabilní složka ceny za službu přepravy plynu

Pro stanovení plánované roční ceny plynu pro účely výpočtu variabilní složky ceny na základě modelu uvedeného v Rozhodnutí TAR se použije průměr denních cen forwardového produktu dodávky plynu „Calendar + 1“ pro následující rok na virtuálním obchodním bodě ČR za měsíc září roku, ve kterém je cena stanovována, v případě nedostupnosti této hodnoty bude použita hodnota pro německou obchodní zónu (jednotnou zónu, do doby sjednocení zónu NCG). Roční cena v EUR/MWh je převedena na CZK/MWh kurzem predikovaným Českou národní bankou v měsíci září pro následující regulovaný rok v EUR/CZK uveřejněným v sekci „Inflační očekávání finančního trhu“ ve sloupci „1 rok“ řádek „průměr“. Pro účely stanovení parametrů podle kapitoly 10.7. jsou v případě nedostupnosti hodnot využity hodnoty posledního známého měsíce s tím, že pro účely stanovení cen jsou následně nahrazeny hodnotou za měsíc září.

Pro výstupní hraniční body bude cena stanovena jako koeficient násobený indexem operátora trhu pro daný den přepravy. Výsledná denní cena v EUR/MWh se převádí na Kč/MWh denním kurzem vyhlášeným ČNB v aktuálním plynárenském dni D . Pokud není kurz k dispozici, použije se hodnota denního kurzu v nejbližším bezprostředně předcházejícím dni $D-n$, kdy byla hodnota denního kurzu publikována.

Pro výstupní bod do virtuálního zásobníku plynu, zákazníkovi přímo připojené k přepravní soustavě a výstupní bod přes souhrn předávacích míst mezi přepravní a distribuční soustavou bude cena stanovena pro daný rok v Kč/MWh.

10.4.3. Korekce variabilní složky ceny

Vzhledem k doposud nejistému termínu plného využití výstupních hraničních bodů (zejména ve vazbě na plné zprovoznění projektu NORDSTREAM II) a vzhledem ke značné volatilitě ceny plynu a emisních povolenek lze očekávat značné rozdíly mezi skutečnými výnosy provozovatele přepravní soustavy založenými na plánovaných vstupních parametrech zahrnutých do variabilní složky ceny a skutečnými uznanými náklady na nákup elektrické energie, plynu, emisních povolenek včetně souvisejících daní a poplatků. Z tohoto důvodu bude existovat mechanismus korekce pro zajištění nákladové neutrality provozovatele přepravní soustavy, který bude založen na standardní roční korekci aplikované na všechny body s variabilní složkou ceny a na mimořádné korekci aplikované na výstupní hraniční body, jelikož právě tok na výstupních hraničních bodech je klíčovou veličinou celkových nákladů na variabilní složku ceny.

Mimořádná korekce bude přípustná v případě, že v průběhu období, pro které byl tento koeficient stanoven, dojde ke značné divergenci hodnot plánovaných v době stanovení cen od hodnot a s nimi souvisejících výnosů vycházejících z aktuálního využití přepravní soustavy a aktualizované predikce objemu přepravy přes předemné výstupní body přepravní soustavy. V takovém případě rozhodne Úřad, na základě komplexní analýzy, o změně dotčeného koeficientu pro výstupní hraniční body.

V rámci nastavení ceny na následující rok bude k této ceně přičten korekční faktor vyčíslený jako rozdíl mezi skutečně vybranými výnosy za variabilní složku ceny a skutečnými uznanými náklady na daný typ bodu. Pro stanovení skutečně uznaných nákladů na daný typ bodu se skutečné uznané náklady rozdělí na základě skutečného toku plynu podle modelu uvedeného v kapitole 17.1. Rozhodnutí TAR.

Korekční faktor na skutečné náklady roku 2020 bude vypočten podle principů V. regulačního období a stanoven jako roční s tím, že pro účely stanovení nákladů na emisní povolenky bude porovnán rozdíl mezi skutečně spotřebovanými povolenkami na kompresních stanicích a bezplatně alokovanými povolenkami za celé IV. regulační období.

10.5. Alokace kapacit z přepravních kapacit na vstupních hraničních bodech

Model trhu s plynem v ČR je založen na implementaci tzv. třetího liberalizačního balíčku prostřednictvím úplného vstupně-výstupního modelu. Uživatelé soustavy (smluvní partneři provozovatele přepravní soustavy) rezervují přepravní kapacitu samostatně pro každý

vstupní a výstupní bod přepravní soustavy (entry/exit). Plyn tak vstupuje do přepravní soustavy na vstupních hraničních bodech nebo na výstupních bodech virtuálních zásobníků plynu. Plyn přepravní soustavu opouští na výstupních hraničních bodech, výstupních bodech zákazníků přímo připojených k přepravní soustavě, vstupních bodech do virtuálních zásobníků plynu nebo prostřednictvím předávacích míst do distribučních soustav.

V praxi toto řešení v souladu s požadavky třetího liberalizačního balíčku znamená, že plyn přivedený do soustavy v jakémkoli vstupním bodě je k dispozici na jakémkoli výstupním bodě. Analogicky tak platí, že každý výstupní bod může být považován za zásobovaný z libovolného vstupního bodu.

Vstupní a výstupní systém umožňuje uživatelům sítě rezervovat přepravní kapacitu nezávisle na vstupních a výstupních místech. Tato nezávislost vstupních a výstupních kapacit je dále podpořena virtuálním obchodním bodem, kde uživatelé sítě mohou prodávat nebo kupovat plyn. V této konfiguraci může plyn snadno změnit svého vlastníka, což usnadňuje obchodování s plynem a zvyšuje likviditu trhu s plynem v České republice.

Výnosy za rezervaci kapacity na vstupních hraničních bodech jsou tedy společné za činnost vnitrostátní přepravy plynu a mezinárodní přepravy plynu. Vzhledem k odlišnému systému regulace obou činností je zapotřebí dané výnosy rozčlenit na vnitrostátní a mezinárodní. To však není vzhledem k systému rezervace kapacit zcela jednoduché.

Systém aplikovaný ve IV. regulačním období se vzhledem ke změně chování uživatelů stal neudržitelným. Jde zejména o využití původně tranzitních kapacit pro účely dodávky plynu vnitrostátním zákazníkům, a to v zásadní míře.

S ohledem na výše uvedené skutečnosti Energetický regulační úřad navrhuje jak pro účely plánování, tak i pro účely korekce určit pro daný rok (a to i pro roky 2019 a 2020) velikost přepravních kapacit na vstupních hraničních bodech, které jsou nezbytné pro zajištění dodávky plynu do odběrných míst zákazníků v rámci vstupně-výstupního systému České republiky na základě plánované, resp. skutečné spotřeby v daném roce a koeficientu využití kapacity.

Skutečná spotřeba plynu v ČR je každoročně zveřejňována Energetickým regulačním úřadem v jeho Roční zprávě o provozu plynárenské soustavy.

Předpokladem pro stanovení koeficientu využití kapacity je dovoz plynu pro potřeby tuzemských zákazníků rovnoměrně 300 dní v roce, který odpovídá využití kapacity přepravní soustavy z cca 82,19 %. Z pohledu ERÚ se jedná o reálný pohled na využití kapacity pro importní zemi s vysokou kapacitou zásobníků plynu.

Pro stanovení výše výnosů se použije pevná cena za přepravu na vstupním hraničním bodě, přes který s největší pravděpodobností bude realizována dodávka plynu do ČR. Tento scénář odpovídá použitým scénářům pro určení infrastruktury provozovatele přepravní soustavy potřebného pro zásobování ČR plynem uvedeným v kapitole 10.1.

V případě přepravy plynu přes vstupní hraniční body tak nebude docházet k vypořádání rozdílu výnosů vyplývajícího z difference mezi plánovaným a skutečným množstvím rezervací

přepavních kapacit na těchto bodech, pouze bude korigována odchylka mezi plánovanou a skutečnou výší spotřeby.

Riziko spojené s využitím tranzitní kapacity pro vnitrostátní účely bude řešeno úpravou cen pro mezinárodní přepravu plynu na základě kapitoly 10.3.

10.6. Stanovení cen pro existující a plánované vstupní a výstupní body přepravní soustavy

10.6.1. Shrnutí problematiky

V souladu s TAR NC bude pro vstupní a výstupní body přepravní soustavy, na základě uplatnění metodiky stanovení referenčních cen, vypočítána referenční cena, sloužící ke stanovení přepravních sazeb na základě kapacity.

1. Pro existující a plánované body byl stanoven způsob stanovení referenčních cen, který byl včetně jejich indikativní výše zveřejněn v rozhodnutí podle čl. 27 odst. 4 TAR NC. Stanovení konečných cen bude vycházet z uplatnění téže metodiky a z principů aplikovaných pro V. regulační období.
2. Pro zvažované body soustavy související s přírůstkovou kapacitou, kterou zavedlo nařízení Komise (EU) 2017/459, nebyly dosud stanoveny ceny, ani nebyl stanoven způsob stanovení referenčních cen. Stejně jako v případě ostatních parametrů a cen považuje Úřad za nezbytné, aby byl dodržen požadavek na konzistentnost a transparentnost struktur přepravních sazeb a postupů při jejich stanovování a dále aby byly naplněny požadavky čl. 7 TAR NC.

Na základě výše uvedeného Úřad určuje postup pro stanovení referenční ceny pro vstupní a výstupní body přepravní soustavy, na nichž je nabízena přírůstková kapacita podle nařízení Komise (EU) 2017/459 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách a kterým se zrušuje nařízení (EU) č. 984/2013. Pro všechny potenciální projekty s přírůstkovou kapacitou platí, že v každoroční aukci ročních kapacit, kdy bude přírůstková kapacita poprvé nabízena, bude nabízena za pevnou použitelnou cenu.

10.6.2. Cíle metodiky

Přístup ke stanovení referenční ceny musí zajistit, že se výnosy z přírůstkové kapacity ve výši plánovaných rezervovaných kapacit budou proporcionálně podílet na úhradě nákladů celé soustavy a zároveň na úhradě nákladů souvisejících s realizací přírůstkového projektu. Proto se referenční cena pro přírůstkovou kapacitu stanoví jako dvousložková.

10.6.3. Popis metodiky

První složka referenční ceny odpovídá podílu nově zvažovaného bodu na úhradě nákladů celé soustavy při zohlednění plánovaných kapacit a cílových výnosů nezahrnujících náklady

na přírůstkovou kapacitu. Tím je naplněn požadavek, aby předpoklady týkající se nabídky přírůstkové kapacity byly zahrnuty do metodiky stanovení referenčních cen.

Druhá složka představuje specifickou část pevné použitelné ceny, kdy je nutné vycházet z předpokládaných investičních a provozních nákladů, které vyvolá daný projekt při zohlednění jeho plánovaných přírůstkových kapacit. Tyto náklady a ostatní parametry pro stanovení ceny budou posuzovány a stanoveny samostatně. Po uvedení přírůstkové kapacity do provozu se tato část ceny upraví podle rozdílu mezi předpokládanými a skutečnými investičními náklady bez ohledu na to, zda je kladný nebo záporný, jak předepisuje čl. 33, odst. 2 TAR NC.

Pro dodatečné kapacitní produkty související s vyčleněnou kapacitou podle článku 8 CAM NC platí, že mohou být nabízeny za pohyblivou nebo pevnou použitelnou cenu, která bude stanovena v příslušném cenovém rozhodnutí Energetického regulačního úřadu o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu a která bude vycházet z použitelné pevné ceny, za kterou byla prodána přírůstková kapacita daného přírůstkového projektu v aukci podle článku 29 CAM NC, a na ní bude uplatněna příslušná eskalace v čase.

10.7. Harmonogram oznamování parametrů pro výpočet cen provozovateli přepravní soustavy

Úřad oznamuje provozovateli přepravní soustavy hodnoty parametrů pro výpočet cen za službu přepravy plynu s výjimkou cen pro hraniční body (tzv. vnitrostátní přeprava) dle kapitoly 10.7.1. a hodnoty parametrů za službu přepravy plynu pro výpočet cen pro hraniční body (tzv. mezinárodní přeprava) dle kapitoly 10.7.2.

Hodnoty parametrů Úřad oznamuje před začátkem regulačního období a před začátkem regulovaného roku.

10.7.1. Vnitrostátní přeprava

10.7.1.1. Parametry pro výpočet cen oznamované před začátkem regulačního období

Nejpozději 8 měsíců před začátkem regulačního období, nebo 10 dní po vydání těchto Zásad, Úřad oznámí provozovateli přepravní soustavy hodnoty parametrů regulačního vzorce v tomto rozsahu:

1. výchozí hodnotu regulační báze aktiv,
2. míru výnosnosti regulační báze aktiv,
3. roční hodnotu faktoru efektivity pro vnitrostátní přepravu plynu,
4. hodnoty dílčích alokačních koeficientů pro alokaci tranzitní infrastruktury do vnitrostátní přepravy plynu.

10.7.1.2. Parametry pro výpočet cen oznamované před začátkem regulovaného roku

Do 30. září kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok Úřad oznámí provozovateli přepravní soustavy vypočtené ceny za službu přepravy plynu s výjimkou cen pro hraniční body, u kterých se postupuje podle bodu 10.7.2. a s výjimkou cen dle bodu 10.7.3.

Nejpozději 4 měsíce před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli přepravní soustavy hodnoty parametrů regulačního vzorce v tomto rozsahu:

1. plánovanou výši ročního průměrného alokačního klíče vycházejícího z plánovaných zůstatkových hodnot majetku, na které jsou u tranzitního majetku aplikovány dílčí alokační klíče podle bodu 10.7.1.1.,
2. skutečnou výši ročního průměrného alokačního klíče roku $i-2$, vycházejícího ze skutečných zůstatkových hodnot majetku, na které jsou u tranzitního majetku aplikovány dílčí alokační klíče podle bodu 10.7.1.1.,
3. základnu povolených nákladů,
4. hodnotu profit/loss sharingu,
5. váhy mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
6. váhy indexu cen podnikatelských služeb,
7. hodnoty mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
8. hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
9. hodnotu indexu cen průmyslových výrobců,
10. plánovanou hodnotu přímo přiřaditelných odpisů dlouhodobého majetku,
11. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku,
12. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace,
13. korekční faktor odpisů,
14. plánovanou hodnotu aktivovaných investic,
15. plánovanou hodnotu vyřazeného majetku,
16. plánovanou zůstatkovou hodnotu aktiv k 31. 12. roku i ,
17. plánovanou hodnotu nedokončených rozvojových investic,
18. koeficient individuálního přiblížení regulační báze aktiv k účetní zůstatkové hodnotě aktiv,
19. korekční faktor plánované hodnoty vyjadřující roční přiblížení hodnoty regulační báze aktiv k účetní zůstatkové hodnotě aktiv,
20. korekční faktor regulační báze aktiv,
21. korekční faktor zisku,
22. korekční faktor nedokončených rozvojových investic,

23. hodnotu faktoru trhu,
24. stav fondu obnovy a rozvoje,
25. plánované rezervované pevné přepravní kapacity ve vstupních a výstupních bodech,
26. korekční faktor pro službu přepravy plynu.

10.7.2. Mezinárodní přeprava

10.7.2.1. Parametry pro výpočet cen oznamované před začátkem regulačního období

Nejpozději 8 měsíců před začátkem regulačního období, nebo 10 dní po vydání těchto Zásad cenové regulace, Úřad oznámí provozovateli přepravní soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. plánovanou hodnotu regulační báze aktiv pro jednotlivé roky regulačního období,
2. hodnotu rizikové prémie k základní míře výnosnosti regulační báze aktiv pro mezinárodní přepravu,
3. poměr rozdělení mezi výnosy z přepravních sazeb založených na kapacitě ve všech vstupních bodech a výnosy z přepravních sazeb založených na kapacitě ve všech výstupních bodech, který je vstupem v metodice stanovování referenčních cen,
4. plánovanou výši průměrného alokačního klíče vycházející z plánovaných zůstatkových hodnot majetku, na které jsou u tranzitního majetku aplikovány dílčí alokační klíče podle bodu 10.1. pro alokaci plánu provozních nákladů,
5. váhu indexu spotřebitelských cen pro tranzitní přepravu,
6. váhu indexu cen podnikatelských služeb pro tranzitní přepravu,
7. hodnoty cílových výnosů bez rizikové přírážky pro jednotlivé roky regulačního období,
8. hodnoty výnosů z rizikové přírážky pro jednotlivé roky regulačního období,
9. hodnoty plánovaných investic pro tranzitní přepravu pro jednotlivé roky regulačního období,
10. hodnoty plánovaných provozních nákladů pro tranzitní přepravu pro jednotlivé roky regulačního období,
11. plánovanou hodnotu přímo přiřaditelných odpisů dlouhodobého majetku,
12. hodnoty plánovaných odpisů pro tranzitní přepravu pro jednotlivé roky regulačního období,
13. plánované rezervované pevné přepravní kapacity ve vstupních a výstupních bodech pro jednotlivé roky regulačního období.

10.7.2.2. Parametry pro výpočet cen oznamované před začátkem regulovaného roku

Pro zveřejňované informace, formu a lhůty se Úřad řídí evropskou legislativou⁹. Nejpozději 30 dnů před každoroční aukcí roční kapacity, která je zahájena, není-li v aukčním kalendáři¹⁰ uvedeno jinak, v první pondělí měsíce července každého roku, oznámí Úřad provozovateli přepravní soustavy vypočtené ceny za služby přepravy pro hraniční body přepravní soustavy.

10.7.3. **Variabilní složka ceny pro vnitrostátní a mezinárodní přepravu plynu**

Do 30. září kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok Úřad oznámí provozovateli přepravní soustavy vypočtené variabilní složky ceny pro vnitrostátní a mezinárodní přepravu plynu a hodnoty parametrů použitých pro výpočet těchto cen v tomto rozsahu:

1. plánovanou nákupní cenu energie plynu pro krytí ztrát a pro ocenění plynu na pohon kompresních stanic v přepravní soustavě,
2. plánované množství ztrát v přepravní soustavě,
3. plánované množství energie elektřiny a plynu pro pohon kompresních stanic v přepravní soustavě,
4. plánovanou daň ze spotřeby plynu,
5. plánované náklady na pořízení povolenek nad bezplatně přidělené množství,
6. korekční faktor variabilní složky ceny za službu přepravy plynu za vnitrostátní přepravu,
7. korekční faktor variabilní složky ceny za službu přepravy plynu za mezinárodní přepravu,
8. plánované množství přepraveného plynu pro každý ze tří typů výstupních bodů.

10.7.4. **Oznamování regulovaných cen a změny parametrů**

Úřad si vyhrazuje právo postupovat v průběhu V. regulačního období odlišným způsobem, než uvádějí principy uvedené v Zásadách cenové regulace, zejména v následujících případech:

1. změny právní úpravy bezprostředně se vztahující k licencované činnosti držitele licence, které mají podstatný dopad na parametry regulačního vzorce,

⁹ Nařízením Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn

¹⁰ Dle nařízení Komise (EU) 2017/459 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách a kterým se zrušuje nařízení (EU) č. 984/2013, se „aukčním kalendářem“ rozumí tabulka s informacemi o konkrétních aukcích, kterou zveřejňuje síť ENTSOG do ledna každého kalendářního roku k aukcím konaným v období od března do února následujícího kalendářního roku a která obsahuje časový plán všech aukcí, včetně data jejich zahájení a identifikace standardních kapacitních produktů, na které se vztahují.

2. mimořádné změny na trhu s elektřinou a plynem nebo jiné mimořádné změny v národním hospodářství hodné zvláštního zřetele,
3. vyhlášení nouzového stavu, stavu ohrožení státu nebo válečného stavu,
4. stanovení parametrů na základě nesprávných, neúplných či nepravdivých podkladů nebo údajů,
5. podstatné změny na straně regulovaných subjektů, pokud takové změny významným způsobem ovlivní předpoklady, na jejichž základě byly stanoveny tyto Zásady cenové regulace, zejména s dopadem do struktury a výše povolených nákladů anebo zůstatkové hodnoty aktiv (např. insourcing/outsourcing, nebo přecenění majetku),
6. v případě nepředvídatelných událostí a nemožnosti korigovat cenový vývoj formou korekčních faktorů s cílem zachování cenové stability, bude možné přechod na dorovnání RAB na ZHA u jednotlivých společností přehodnotit, aby se předešlo meziročním skokovým cenovým výkyvům,
7. pro rok 2025 na základě výsledků pravidelně se opakující konečné konzultace o metodice stanovování referenčních cen v souladu s požadavky evropské legislativy¹¹.

¹¹ Článek 27, bod 5 nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn

11. Zvláštní část pro činnost distribuce plynu – regionální distribuční soustavy

Regionální distribuční soustavou se rozumí taková distribuční soustava, která je přímo připojená k přepravní soustavě.

11.1. Náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu

Náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu se pro jednotlivé roky V. regulačního období stanoví ve výši součinu povoleného množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu a roční jednotkové maximální ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu.

11.1.1. Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu

Pro jednotlivé roky V. regulačního období se povolené množství plynu na krytí ztrát stanoví pro každého provozovatele regionální distribuční soustavy individuálně jako aritmetický průměr skutečně dosažených hodnot ztrát za roky 2014–2018. V případě, že průměrná výše ztrát stanovená z let 2014–2018 přesáhne 2 % průměrného množství plynu v letech 2014–2018, které vstoupilo do dané distribuční soustavy, použije se pro výpočet povoleného množství plynu na krytí ztrát hodnota ve výši právě 2 % průměrného množství plynu, které vstoupilo do dané distribuční soustavy.

Pro jednotlivé roky V. regulačního období se množství plynu na krytí vlastní technologické spotřeby stanoví pro každého provozovatele regionální distribuční soustavy individuálně jako aritmetický průměr skutečně dosažených hodnot vlastní technologické spotřeby za roky 2014–2018.

11.1.2. Maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu

Cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu se stanoví shodně pro všechny provozovatele regionálních distribučních soustav na každý jednotlivý regulovaný rok podle vývoje příslušné referenční ceny na energetické burze NCG. Zohledněn bude aktuální směnný kurz CZK/EUR.

11.2. Plánované náklady na nákup distribuce od jiných provozovatelů distribučních soustav

V plynárenské soustavě České republiky existují situace, kdy část distribuční soustavy, kterou provozuje konkrétní provozovatel regionální distribuční soustavy, není přímo připojena k jeho soustavě. Plyn je do těchto částí distribuován sousední regionální distribuční soustavou provozovanou jiným subjektem, případně prostřednictvím předávacího místa přeshraničního plynovodu. Distribuci do předávacího místa, ve kterém plyn vstupuje do izolované části soustavy, hradí provozovatel izolované části soustavy subjektu,

který provozuje sousední regionální distribuční soustavu, nebo subjektu, který zabezpečuje distribuci plynu prostřednictvím předávacího místa přeshraničního plynovodu. Za ekonomicky oprávněné náklady jsou v takovém případě považovány náklady stanovené postupem podle následujícího odstavce a další související náklady v odůvodněné výši zajišťující nákladovou neutralitu.

Ve II. až IV. regulačním období se pro nákup služby distribuční soustavy od jiných provozovatelů regionálních soustav používaly ceny stanovené platným cenovým rozhodnutím ERÚ pro provozovatele distribuční soustavy, kterou je plyn do izolované části distribuován, a platba byla stanovena na základě množství distribuovaných technických jednotek (MWh a tis. m³). Pro V. regulační období ERÚ použije pravidla, která jsou uvedena v části 16.3.2. těchto Zásad cenové regulace.

11.3. Plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení

Tento parametr byl zaveden v průběhu III. regulačního období s tím, že poprvé byl uplatněn při výpočtu upravených povolených výnosů na regulovaný rok 2015. Princip stanovení tohoto parametru zůstal zachován i pro V. regulační období, včetně stanovení vyrovnávacího faktoru regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení, avšak došlo k aktualizaci některých parametrů. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení je uveden v části 16.3.4. Zásad cenové regulace.

Ustanovení části 16.3.4. týkající se nájmu se použijí obdobně pro pacht nebo jiné užívací právo k plynárenskému zařízení, k němuž držitel licence nemá vlastnické právo.

11.4. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce provozovateli distribuční soustavy

11.4.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období

Nejpozději 4 měsíce před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů regulačního vzorce v tomto rozsahu:

1. roční hodnotu faktoru efektivity,
2. míru výnosnosti regulační báze aktiv,
3. výchozí hodnotu regulační báze aktiv,
4. plánovanou hodnotu rozdílu zůstatkové hodnoty aktiv a regulační báze aktiv pro rok 2020,
5. povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu.

11.4.2. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulovaného roku

Nejpozději 4 měsíce před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů regulačního vzorce v tomto rozsahu:

1. váhy mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
2. váhy indexu cen podnikatelských služeb,
3. hodnoty mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
4. hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
5. hodnotu indexu cen průmyslových výrobců,
6. základnu povolených nákladů,
7. hodnotu profit/loss sharingu,
8. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku,
9. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace,
10. korekční faktor odpisů,
11. plánovanou hodnotu aktivovaných investic,
12. plánovanou hodnotu vyřazeného majetku,
13. plánovanou hodnotu nedokončených rozvojových investic,
14. koeficient individuálního přiblížení regulační báze aktiv k účetní zůstatkové hodnotě aktiv,
15. korekční faktor plánované hodnoty vyjadřující roční přiblížení hodnoty regulační báze aktiv k účetní zůstatkové hodnotě aktiv,
16. korekční faktor regulační báze aktiv,
17. korekční faktor zisku,
18. korekční faktor nedokončených rozvojových investic,
19. hodnotu faktoru trhu,
20. stav fondu obnovy a rozvoje,
21. roční jednotkovou maximální cenu dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu,
22. náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu,
23. plánované náklady na nákup distribuce od jiných provozovatelů distribučních soustav,
24. korekční faktor pro službu distribuční soustavy uplatněný pro daný regulovaný rok,

25. plánovanou hodnotu regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení,
26. vyrovnávací faktor regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení.

11.4.3. Oznamování regulovaných cen a změny parametrů

Do 30. září kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok oznámí Úřad provozovateli distribuční soustavy vypočtené ceny služby distribuční soustavy.

Úřad si vyhrazuje právo postupovat v průběhu V. regulačního období odlišným způsobem, než jsou principy uvedené v Zásadách cenové regulace, zejména v následujících případech:

1. změny právní úpravy bezprostředně se vztahující k licencované činnosti držitele licence, které mají podstatný dopad na parametry regulačního vzorce,
2. mimořádné změny na trhu s elektřinou a plynem nebo jiné mimořádné změny v národním hospodářství hodné zvláštního zřetele,
3. vyhlášení nouzového stavu, stavu ohrožení státu nebo válečného stavu,
4. stanovení parametrů na základě nesprávných, neúplných či nepravdivých podkladů nebo údajů,
5. podstatné změny na straně regulovaných subjektů, pokud takové změny významným způsobem ovlivní předpoklady, na jejichž základě byly stanoveny tyto Zásady cenové regulace, zejména s dopadem do struktury a výše povolených nákladů anebo zůstatkové hodnoty aktiv (např. insourcing/outsourcing, nebo přecenění majetku),
6. v případě nepředvídatelných událostí a nemožnosti korigovat cenový vývoj formou korekčních faktorů s cílem zachování cenové stability, bude možné přechod na dorovnání RAB na ZHA u jednotlivých společností přehodnotit, aby se předešlo meziročním skokovým cenovým výkyvům.

11.5. Metodika stanovení cen služby distribuční soustavy

Metodika stanovení cen za službu distribuční soustavy pro V. regulačního období je obdobou metodiky IV. regulačního období. Ceny za službu distribuční soustavy pro provozovatele distribuční soustavy jsou stanoveny na základě upravených povolených výnosů, které představují povolené výnosy navýšené o náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu, o plánované náklady na nákup distribuce od jiných provozovatelů distribučních soustav, o korekční faktor pro službu distribuční soustavy a o plánovanou hodnotu regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení.

Ceny pro kategorii zákazníků domácnost a maloodběratel budou pro každý regulovaný rok V. regulačního období vycházet z tarifního modelu stanoveného na poměru mezi spotřebovaným množstvím plynu a rezervovanými kapacitami v rámci odběrových pásem

a pro kategorii zákazníků střední odběratel a velkoodběratel budou stanoveny na základě velikosti rezervovaných kapacit.

12. Zvláštní část pro činnost distribuce plynu – lokální distribuční soustavy

Lokální distribuční soustavou se rozumí taková distribuční soustava, která není přímo připojená k přepravní soustavě.

Pro V. regulační období zůstane zachován princip a pravidla regulace shodné s dosavadní praxí používanou v předchozím regulovaném období. Provozovatelé lokálních distribučních soustav tedy mohou buď převzít ceny za službu distribuční soustavy až do výše cen za službu distribuční soustavy platné pro nadřazenou distribuční soustavu, nebo mohou požádat ERÚ o stanovení individuálních cen.

Pokud provozovatel lokální distribuční soustavy požádá o stanovení odlišných cen a pokud Energetický regulační úřad rozhodne o odlišném stanovení povolených výnosů a proměnných nákladů daného provozovatele lokální distribuční soustavy podle energetického zákona, jsou povolené výnosy pro konkrétní lokální distribuční soustavu stanovovány obdobným postupem, který je používán ke stanovení povolených výnosů pro provozovatele regionální distribuční soustavy podle bodu 16.3.2., pokud je to možné.

Hodnoty povolených nákladů a odpisů, vycházející z vykázaných skutečností, jsou limitovány k délce soustavy a k distribuovanému množství. Tyto limity jsou stanoveny na základě porovnání hodnot regionálních distribučních soustav a jsou aktualizovány pro V. regulační období. Hodnota zisku je limitována aktualizovaným poměrem k celkovým povoleným výnosům.

12.1. Náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu

Náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu se pro jednotlivé roky V. regulačního období stanoví ve výši součinu povoleného množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu a roční jednotkové maximální ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu.

12.1.1. Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu

Pro jednotlivé roky V. regulačního období se povolené množství plynu na krytí ztrát stanoví pro každého provozovatele lokální distribuční soustavy individuálně jako aritmetický průměr skutečně dosažených hodnot ztrát za roky 2014–2018. V případě, že průměrná výše ztrát stanovená z let 2014–2018 přesáhne 2 % množství plynu v letech 2014-2018, které vstoupilo do dané distribuční soustavy, použije se pro výpočet povoleného množství plynu na krytí ztrát hodnota ve výši právě 2 % průměrného množství plynu, které vstoupilo do dané distribuční soustavy. V případě, že bilance mezi množstvím plynu vstupujícím do soustavy a vystupujícím ze soustavy dosáhne v některém z referenčních roků záporné hodnoty, použije se pro tento rok pro výpočet povoleného množství ztrát nulová hodnota.

Pokud dojde během V. regulačního období k významné změně rozsahu nebo stavu provozované distribuční soustavy, může Energetický regulační úřad stanovit povolené množství plynu na krytí ztrát odlišným způsobem.

12.1.2. Maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu

Cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu pro provozovatele lokálních distribučních soustav se stanoví jako součet ceny za dodávku plynu a ceny za službu příslušné nadřazené (regionální) distribuční soustavy.

Cena za dodávku plynu se stanoví shodně pro všechny provozovatele lokálních distribučních soustav na každý jednotlivý regulovaný rok podle vývoje příslušné referenční ceny na energetické burze NCG se zohledněním cen pro maloodběratele a aktuálního směnného kurzu CZK/EUR.

Cena za službu distribuční soustavy se stanoví individuálně pro každého provozovatele lokální distribuční soustavy na základě plánovaného distribuovaného množství plynu a plánované rezervované distribuční kapacity v předávacích místech dané lokální distribuční soustavy.

12.2. Harmonogram postupu a oznamování cen za službu distribuční soustavy pro provozovatele lokální distribuční soustavy

1. Úřad oznámí provozovateli lokální distribuční soustavy, kterému již byly v předchozím roce stanoveny odlišné ceny za službu distribuční soustavy, do 31. října kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok vypočtené ceny za službu distribuční soustavy pro jím provozovanou lokální distribuční soustavu.
2. Úřad vyzve provozovatele lokální distribuční soustavy, který požádal v průběhu kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok o stanovení odlišných cen za službu distribuční soustavy, aby do 15 kalendářních dnů od doručení žádosti předložil ekonomické a technické údaje nezbytné pro stanovení odlišných cen. Předložené podklady Úřad do 30 kalendářních dnů od jejich doručení vyhodnotí z hlediska rozsahu a obsahu údajů potřebných pro stanovení odlišných cen pro konkrétní podmínky lokální distribuční soustavy. Úřad žádosti zcela nebo zčásti vyhově, prokáže-li provozovatel lokální distribuční soustavy, že stanovený způsob regulace cen mu neumožňuje pokrytí účelně vynaložených nákladů na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti alespoň ve třech po sobě následujících letech předcházejících regulovaný rok.
3. Provozovateli lokální distribuční soustavy, který o stanovení odlišných cen požádal do 15. září kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok, oznámí Úřad vypočtené ceny za službu distribuční soustavy v období od 1. října do 30. listopadu kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok.
4. V případě, že provozovatel lokální distribuční soustavy požádá o stanovení cen za službu distribuční soustavy v období od 16. září kalendářního roku do konce

kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok, stanoví Úřad tomuto provozovateli lokální distribuční soustavy ceny za službu distribuční soustavy do 30. listopadu regulovaného roku, a to s účinností od 1. ledna roku následujícího po regulovaném roce.

5. Úřad stanoví ceny (s výjimkou cen podle odstavce 4.) cenovým rozhodnutím do 30. listopadu kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok, a to s účinností od 1. ledna regulovaného roku.

13. Zvláštní část – ceny dodávky poslední instance v plynárenství

V souladu s § 19a odst. 5 energetického zákona jsou ceny dodavatele poslední instance regulovány formou věcně usměrňovaných cen. V případě, že o to dodavatel poslední instance požádá, Energetický regulační úřad rozhodne o cenách dodavatele poslední instance jako o cenách maximálních.

V případě regulace cen způsobem věcného usměrňování cen stanoví Úřad podmínky pro sjednání cen cenovým rozhodnutím do 30. listopadu kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok, pro který jsou podmínky pro sjednání cen stanoveny, a to s účinností od 1. ledna regulovaného roku.

Pokud Úřad reguluje ceny s jinou účinností než od 1. ledna regulovaného roku, stanoví ceny nebo podmínky pro sjednávání cen cenovým rozhodnutím nejméně 30 kalendářních dnů přede dnem jejich účinnosti.

14. Strategické směry v plynárenství

Česká plynárenská soustava jako jedna z nejefektivnějších evropských soustav zaručuje uživatelům dodávku velkého množství energie bezpečným a spolehlivým způsobem. Její flexibilita zaručuje jak objemové změny dodávek, tak relativně snadné připojování nových zákazníků. Stabilně a zaběhlým způsobem provozovaná infrastruktura ve velmi dobrém technickém stavu se, ve spojení s transportem emisně méně zatěžujícího zemního plynu, či v pozdějším časovém horizontu i obnovitelných druhů plynu (biometan, vodík), přirozeně nabízí jako vhodný prostředek pro dosažení přechodu na nízkouhlíkovou energetiku a splnění národních klimatických závazků, které budou největšími výzvami sektoru v blízké budoucnosti.

Formulované strategické směry sektoru plynárenství pro V. regulační období a pro období následující navazují na vize a strategické cíle prezentované ERÚ v minulosti a na dokumenty a cíle Agentury pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER) a Rady evropských energetických regulátorů (CEER).

14.1. Vize

14.1.1. Vnější pohled

Energetický regulační úřad musí zůstat nezávislým orgánem, který bude schopen nestranně, transparentně a předvídatelně zajišťovat výkon kompetencí stanovených energetickým zákonem. V duchu směřování evropského rámce přístupu k energetice bude disponovat nástroji pro to, aby energetický sektor, který se čím dál více digitalizuje, je flexibilnější a plný inovací, byl schopen dynamicky reagovat na technický, ekonomický a legislativní vývoj. Tento regulatorní přístup bude zároveň považovat za prioritu ochranu oprávněných zájmů zákazníků a jejich právo na cenově přijatelnou dodávku energie spolu s ochranou oprávněných zájmů regulovaných držitelů licencí.

14.1.2. Směry a výzvy pro regulaci plynárenství pro V. regulační období s přesahem i do následujících regulačních období

14.1.2.1. Evropská úroveň

Budoucí výzvy sektoru energetiky/plynárenství v České republice jsou očekávány zejména v návaznosti na probíhající implementaci evropské legislativy do legislativy národní, a taktéž v souvislosti se začínajícím vyjednáváním rozsáhlého legislativního klimatického balíčku Evropské komise (EU Green Deal), který má potenciál předefinovat regulatorní rámec, jak jej doposud známe.

Mezi hlavní panevropské strategické směry a výzvy v oblasti energetické regulace lze zahrnout:

- zkrácení investičních cyklů v energetice a dynamickou regulaci reagující na vývoj na energetických trzích, včetně rizik souvisejících s očekávanými rolemi a provozem energetické/plynárenské infrastruktury,
- přechod na nízkoemisní energetiku a rozvoj obnovitelných zdrojů, včetně obnovitelných druhů plynu,
- změny v postavení a nové potřeby zákazníků, prohlubování mezinárodní integrace energetických trhů i jejich propojování na komoditní bázi (elektřina, plyn, teplo),
- zachování a využití přirozených výhod stávající energetické/plynárenské infrastruktury, zejména její flexibility a schopnosti akumulace energie, včetně přínosů z budoucího propojování energetických sektorů (sector coupling) a konverze energií,
- vytváření legislativně regulatorního prostředí pro zavádění nových technologií,
- zajištění dostupného financování obnovy a rozvoje energetických soustav, s přiměřeným dopadem do konečných cen pro spotřebitele.

14.1.2.2. Národní úroveň

Na národní úrovni lze mezi budoucí regulatorní výzvy pro oblast plynárenství zahrnout:

- zajištění vysokých standardů bezpečnosti, spolehlivosti a kvality transportu a dodávek energií, včetně adaptace příslušných technických předpisů a norem, mj. na náhradu lidské práce a nástup nových technologií,
- vyhodnocení plánů a investic v plynárenství související se strategií postupného odklonu ČR od uhlí do odpovídajícího modelu cenové regulace, při udržení přiměřeného cenového dopadu na spotřebitele,
- optimalizaci postupů pro stanovení cen za související službu v plynárenství a postupů pro stanovení ostatních regulovaných cen v plynárenství tak, aby došlo k harmonizaci s případnými novými požadavky evropské legislativy a k omezení závislosti regulovaných výnosů na vývoji teplot u distribuce plynu,
- implementaci modelu cenové regulace reflektujícího spravedlivé ocenění aktiv (reálný model) a spravedlivého ocenění míry rizik podstupovaných provozovateli soustav,
- optimalizaci využití kapacit v plynárenských soustavách z hlediska jejich hospodárného provozu, obnovy a rozvoje s cílem zabránit hromadění/blokování nevyužívaných kapacit a zefektivnit náklady na připojení k plynárenské soustavě,
- kontinuální přizpůsobování sekundární legislativy v kompetenci Energetického regulačního úřadu budoucímu vývoji na trhu s plynem jak na národní, tak na evropské úrovni,

- přípravu nového energetického zákona, přípravu legislativy na přítomnost obnovitelných druhů plynů jak po stránce infrastrukturní, tak po stránce jejich integrace do systému obchodování na energetických trzích,
- pokračování spolupráce s jinými státními orgány (zejm. MPO, ÚOHS) a akademickou obcí na analýzách nákladů a přínosů a souvisejících dopadů očekávaných změn v energetice a při přijímání odpovídajících regulačních pravidel.

14.2. Plány aktivovaných investic na obnovu a rozvoj plynárenské infrastruktury

Plynulá a bezproblémová dodávka energií občanům a celému národnímu hospodářství patří ke strategickým prioritám České republiky. Provozovatelé přepravní soustavy a distribučních soustav musí proto splňovat přísná kritéria týkající se provozování, obnovy a rozvoje plynárenských zařízení. Skrze efektivně nastavený proces údržby, obnovy a rozvoje je možné zajistit bezpečný, spolehlivý a hospodárny provoz všech komponent plynárenské infrastruktury a dostatek kapacity pro transport plynu k zákazníkům.

Vzhledem k rozsahu plynárenské infrastruktury a objemu vynaložených prostředků na údržbu, obnovu a rozvoj plynárenských zařízení je nutné neustále hledat cesty k vyšší ekonomické efektivitě při zachování či zvýšení bezpečnosti dodávek a provozu zařízení. Cílem procesu údržby, obnovy a rozvoje je dlouhodobě spolehlivý a bezporuchový chod zařízení, který bude mít pozitivní dopad na nákladovou strukturu držitele licence.

Provozovatel přepravní soustavy a provozovatelé distribučních soustav, které jsou přímo připojené k přepravní soustavě, předkládají v dále uvedených tabulkách objem plánovaných aktivovaných investic spojených s obnovou a rozvojem soustavy. Tyto údaje vycházejí z plánů jednotlivých společností, které jsou k dispozici k datu vydání těchto Zásad cenové regulace. Plány respektují vlastní pohled a odhad na vývoj makroekonomických ukazatelů v České republice v předmětném horizontu. Na jedné straně reflektují nutnou obnovu stárnoucí sítě, hlavně té části, která vznikla během mohutné plynofikace v 90. letech. Na straně druhé odráží rostoucí sociální a politický tlak na snižování emisí CO₂, který učinil z dekarbonizace hlavní cíl pro všechny energetické společnosti. Řešení problému dekarbonizace však samo o sobě nestačí. Do současného energetického trilema je nezbytné zahrnout dva další faktory: digitalizaci a decentralizaci. Digitální technologie tak budou nezbytně transformovat i licencované činnosti v plynárenství do té míry, aby byl i tento energetický sektor schopen obstát v podmínkách Průmyslu 4.0.

Důležitým parametrem je i kapacita specifického trhu infrastrukturních dodavatelů, která není neomezená. Publikované plány by proto měly umožnit vést kvalifikovanou diskusi mezi Úřadem a regulovanými společnostmi nad budoucími investicemi.

S ohledem na dynamiku vývoje těchto ukazatelů, charakterizujících vývoj ekonomiky, které jsou v případě predikce zatíženy určitou mírou pravděpodobnosti a na potenciální očekávané i neočekávané změny v energetickém sektoru v příštích 10 letech, považuje Úřad údaje uvedené v následujících tabulkách za indikativní. Klíčové a závazné údaje budou regulovanými subjekty předávány Úřadu v rámci regulačního výkaznictví či v rámci

desetiletého plánu rozvoje provozovatele přepravní soustavy podle požadavků energetického zákona.

Pro účely údajů uvedených v následujících tabulkách se obnovou a rozvojem plynárenské infrastruktury rozumí:

Rozvoj - výstavba nových či rozšiřování stávajících zařízení distribuční a přepravní soustavy realizovaná na základě rozhodnutí držitele licence, kdy nutnost rozšíření sítě vyplývá z požadavků zákazníků a postupného růstu zatížení. Do této kategorie patří také pořízení nových zařízení z titulu plnění povinností držitele licence stanovených právními předpisy. Rozsah zařízení se rozvojem obvykle zvětšuje.

Obnova – vše, co není rozvojem, například náhrada stávajících zařízení za nové, i když technicky dokonalejší tak, aby byla zachována jejich funkce z hlediska bezpečnosti, spolehlivosti, dodržení standardů, optimalizace provozních nákladů.

14.2.1. NET4GAS, s.r.o.

14.2.1.1. Rozvoj

Investice do rozvoje zahrnují projekty z TYNDP – specifikaci desetiletého plánu lze nalézt na stránkách společnosti pod tímto odkazem: https://www.net4gas.cz/files/rozvojove-plany/ntyndp20-29_cz_191209.pdf.

14.2.1.2. Obnova

Investice v rámci položky obnova zejména zahrnují:

- a. investice do tranzitních plynovodů na základě výsledků z pravidelných inspekcí,
- b. investice do kompresních stanic směřující k zachování jejich provozuschopnosti,
- c. investice do potenciálního nahrazení strojů po skončení jejich životnosti nebo pro splnění emisních limitů (zejména v letech 2028-2030),
- d. investice do vnitrostátních plynovodů na základě výsledků z pravidelných inspekcí,
- e. rekonstrukce vrchních přechodů řek,
- f. investice do podpůrného majetku, sloužícího k zachování provozuschopnosti a obslužnosti jednotlivých technologií.

14.2.1.3. Plán investic 2021-2030

tabulka č. 15 Plán aktivovaných investic - obnova

Plán aktivovaných investic - obnova (výhled na roky 2021 - 2025) mil. Kč

Rok	2021	2022	2023	2024	2025
Přeprava plynu celkem	874	834	505	528	530
Tranzitní přeprava	772	657	251	341	332
Přímo přiřaditelný majetek	742	556	210	340	305
Tranzitní plynovody	741	556	46	303	252
Hraniční předávací stanice	0	0	26	0	0
Kompresní stanice	0	0	138	38	52
Podpůrný, společný majetek	30	101	41	1	28
Vnitrostátní přeprava	103	177	253	187	198
Přímo přiřaditelný majetek	93	132	235	187	185
Plynovody VVTL	43	19	133	57	63
Vnitrostátní předávací stanice	0	15	45	0	0
Tranzitní plynovody	50	97	28	123	112
Hraniční předávací stanice	0	0	4	0	0
Kompresní stanice	0	0	25	7	10
Podpůrný, společný majetek	10	45	18	0	13

Plán aktivovaných investic - obnova (výhled na roky 2026 - 2030) mil. Kč

Rok	2026	2027	2028	2029	2030
Přeprava plynu celkem	472	553	1 215	1 047	674

Zdroj: NET4GAS, s.r.o.

tabulka č. 16 Plán aktivovaných investic – rozvoj

Plán aktivovaných investic - rozvoj (výhled na roky 2021 - 2025)

mil. Kč

Rok	2021	2022	2023	2024	2025
Přeprava plynu celkem	830	4 476	138	361	210
Tranzitní přeprava	788	227	93	93	130
Přímo přiřaditelný majetek	788	227	93	93	130
Tranzitní plynovody	662	220	0	0	0
Hraniční předávací stanice	0	3	64	65	90
Kompresní stanice	125	3	29	29	40
Podpůrný, společný majetek	0	0	0	0	0
Vnitrostátní přeprava	42	4 249	45	268	81
Přímo přiřaditelný majetek	42	4 249	45	268	81
Plynovody VVTL	0	0	0	0	0
Vnitrostátní předávací stanice	0	0	22	245	48
Tranzitní plynovody	38	4 183	0	0	0
Hraniční předávací stanice	0	1	16	16	23
Kompresní stanice	4	65	7	7	10
Podpůrný, společný majetek	0	0	0	0	0

Plán aktivovaných investic - rozvoj (výhled na roky 2026 - 2030)

mil. Kč

Rok	2026	2027	2028	2029	2030
Přeprava plynu celkem	73	78	786	677	236

Zdroj: NET4GAS, s.r.o.

14.2.2. E.ON Distribuce, a.s.

14.2.2.1. Rozvoj

Do kategorie rozvoj jsou v rámci plánu zahrnuty především tři oblasti pořízení nového majetku:

- a. výstavba nových či rozšiřování stávajících zařízení distribuční soustavy plynu především VTL bezpečnostních propojů zajišťujících napájení větších oblastí, které neplní bezpečnostní kritérium N-1, tzn. v případě poruchy VTL nelze zajistit napájení z druhého směru,
- b. rozšíření místních sítí STL pro zajištění odběrů v rámci sídelních útvarů, jedná se především o páteřní sítě,
- c. odkupy zařízení umožňujících distribuci plynu.

14.2.2.2. Obnova

Obnovou je myšleno vše, co není rozvojem, například náhrada stávajících zařízení za nové, i když technicky dokonalejší tak, aby byla zachována jejich funkce z hlediska bezpečnosti, spolehlivosti, dodržení standardů, optimalizace provozních nákladů. Jedná se o veškerý

majetek a to plynovody, regulační stanice, měření, stanice katodových ochran, dispečerské řízení apod.

Lze očekávat, že objem obnovy se bude zvyšovat z důvodu dožívání zařízení pořizovaných před cca 30–40 roky v období poměrně intenzivní plynofikace.

14.2.2.3. Plán investic 2021-2030

tabulka č. 17 Plán aktivovaných investic - obnova

Plán aktivovaných investic - obnova (výhled na roky 2021 - 2025)						mil. Kč
Rok	2021	2022	2023	2024	2025	
Distribuce celkem	229	310	321	285	294	
Dálkovody	72	121	125	105	105	
Přímo přiřaditelný majetek	70	118	122	102	103	
Plynovody	38	85	90	70	70	
Regulační stanice	30	30	30	30	30	
Měření						
Ostatní	2	3	2	2	3	
Podpůrný, společný majetek	2	3	2	3	3	
Místní sítě	157	190	197	180	188	
Přímo přiřaditelný majetek	151	181	190	172	181	
Plynovody	125	150	160	142	150	
Regulační stanice	4	7	7	7	7	
Měření	17	17	17	17	17	
Ostatní	5	8	6	7	7	
Podpůrný, společný majetek	6	8	7	8	8	

Plán aktivovaných investic - obnova (výhled na roky 2026 - 2030)						mil. Kč
Rok	2026	2027	2028	2029	2030	
Distribuce celkem	298	301	304	307	310	

Zdroj: E.ON Distribuce, a.s.

tabulka č. 18 Plán aktivovaných investic – rozvoj

Plán aktivovaných investic - rozvoj (výhled na roky 2021 - 2025)					mil. Kč
Rok	2021	2022	2023	2024	2025
Distribuce celkem	122	42	35	75	70
Dálkovody	60	0	0	45	50
Přímo přiřaditelný majetek	60	0	0	45	50
Plynovody	60			45	50
Regulační stanice					
Měření					
Ostatní					
Podpůrný, společný majetek					
Místní síť	62	42	35	30	20
Přímo přiřaditelný majetek	62	42	35	30	20
Plynovody	62	42	35	30	20
Regulační stanice					
Měření					
Ostatní					
Podpůrný, společný majetek					

Plán aktivovaných investic - rozvoj (výhled na roky 2026 - 2030)					mil. Kč
Rok	2026	2027	2028	2029	2030
Distribuce celkem	70	71	71	72	73

Zdroj: E.ON Distribuce, a.s.

14.2.3. GasNet, s.r.o.

14.2.3.1. Popis základních podmínek tvorby plánu investic

Předkládaný indikativní desetiletý investiční plán je založen na řadě předpokladů a predikcí v oblasti technického stavu soustavy a jejích jednotlivých komponent včetně vývoje jejich stárnutí či technické degradace a nových používaných technologií. Vychází také z předpokládaného vývoje společensko-ekonomického, jako je například regulační rámec, poptávka po zemním plynu nebo vývoj cen používaných technologií a rekonstrukčních činností. Desetiletý horizont plánu tak vzhledem k dynamickému vývoji v technické i společensko-ekonomické oblasti může přinést řadu změn, které společnost GasNet, s.r.o. (dále jen „GasNet“), není schopna v tuto chvíli predikovat. Proto bude tento indikativní investiční plán periodicky aktualizován tak, aby zohledňoval vývoj v plánovacích předpokladech, na kterých je založen.

14.2.3.2. Obnova

Vzhledem k úrovni plynofikace České republiky a specificky distribuční oblasti společnosti GasNet je zásadním těžištěm investic obnova plynárenských zařízení. Navržený plán obnovy vychází z dlouhodobých modelů predikce stárnutí sítě. Další sledovanou podmínkou je

rovnoměrné rozložení investic v následujících letech a snížení rizika vzniku investiční vlny. Rozvojové investice tvoří jen velmi malou část investičního plánu.

14.2.3.3. Obnova ocelových plynovodů z 80.-90. let 20. století je stěžejní pro příští roky

Objem obnovy rok od roku narůstá, protože do obnovy začínají vstupovat ocelové plynovody postavené v období největší plynofikace v 80.-90. letech minulého století. Uvedený plán navrhuje rozložení obnovy těchto plynárenských zařízení tak, aby se vliv investiční vlny rozložil do několika období. Kromě dalších důvodů je toto motivováno i potřebou zohlednit kapacitní možnosti nejen společnosti GasNet, ale i dodavatelů rekonstrukčních a projekčních prací.

14.2.3.4. Vyšší důraz na obnovu ve městech

Cílem obnovy plynárenských zařízení je zachování stabilního vývoje počtu podzemních úniků a prevence mimořádných událostí s dopadem na zdraví a majetek osob. Z tohoto důvodu bude pokračovat obnova hlavně městských sítí, neboť ty patří právě k těm starším, a dopady problémů na síti by byly v hustě obydlených oblastech nejvyšší.

14.2.3.5. Rozvoj

Investiční plány, předložené společností GasNet v uvedeném časovém horizontu, předpokládají náklady na rozvoj pouze okrajově, neboť vzhledem k vysoké míře plynofikace dochází pouze k omezenému organickému růstu v této oblasti.

Očekávané významné rozvojové programy uvedené v odstavcích níže, způsobené dekarbonizací a decentralizací, jsou v tuto chvíli v raných fázích a v době zpracování tohoto plánu nebylo možné je dostatečně přesně kvantifikovat. V případě jejich rychlejšího prosazování nebo objevení jakéhokoliv jiného programu, kterým by mohly být dotčeny současné investiční plány, může dojít k budoucí změně předložených plánů.

14.2.3.6. Očekávaný přechod CZT z uhlí na zemní plyn

Společnost GasNet očekává, že v souvislosti s plněním klimatických cílů v nadcházejícím desetiletí dojde k programovému přechodu výroby CZT z uhlí na zemní plyn. Toto přinese potřebu zvýšených investic do rozvoje soustavy z hlediska lokálního posílení kapacity a připojování těchto zdrojů (na systémové úrovni je soustava na tento přechod kapacitně připravena). Společnost GasNet předpokládá, že tyto investice budou vždy spojeny s nárůstem distribuovaného objemu, zvýšením celkového využití soustavy, a tudíž budou pro zákazníky ekonomicky efektivní.

14.2.3.7. Příprava na distribuci „zelených plynů“

V souvislosti s celosvětovou ekologizací přichází éra ozeleňování zemního plynu. Plynárenská soustava bude muset postupně umožňovat vtlačení „zelených“ plynů, jako je např. biometan, vodík a syntetický zemní plyn. Společnost GasNet již nyní připojila do své

sítě první bio-metanovou stanici a je předpoklad, že další budou následovat. Zajištění bezpečného provozu v těchto nových podmínkách bude předpokládat technologické změny, které začnou postupně ovlivňovat způsob projektování a realizace obnovy i rozvoje soustavy. Jedním z prvních kroků je postupný přechod z ocelových na polyetylenové plynovody, který již probíhá a který zvyšuje připravenost soustavy na budoucí mix plynů.

14.2.3.8. Digitalizace a rozvoj informačních technologií

Vzhledem k charakteru distribuce zemního plynu nepředpokládá společnost GasNet masivní nárůst potřeby budování „chytrých sítí“ srovnatelný se situací v elektroenergetice. Přesto společnost GasNet očekává, že i v oblasti plynárenství bude docházet k dalšímu rozvoji digitalizace s cílem zvýšit bezpečnost a spolehlivost provozu při současném zvyšování efektivity, a to zejména v následujících oblastech:

- Nahrazování lidské činnosti využitím sensorů a dálkovým přenosem dat včetně využití „internetu věcí - IoT“ – například v oblasti nahrazení inspekci dálkovým sledováním stavu zařízení, monitorování sítě s využitím dronů a satelitního obrazu terénu.
- Podpora činnosti v terénu mobilními zařízeními spojená se zvýšenou kvalitou zjišťování stavu provozovaných zařízení (Mobile Workforce) včetně podpory optimalizace řízení výkonu těchto činností.
- Digitalizace zákaznické komunikace zaměřená na její zjednodušení, zrychlení a samoobslužné procesy.
- Využití analýz dat pro zpřesnění zacílení rekonstrukčních aktivit a preventivní údržby.
- Rozvoj digitalizace je nerozlučně spojen s nutností zajistit adekvátní úroveň kybernetické bezpečnosti a ochrany osobních dat.

Společnost GasNet předpokládá, že investice do digitalizace budou vyváženy jak dosaženými přínosy v oblasti bezpečnosti, spolehlivosti a efektivity, tak zajistí postupnou náhradu tradičních plynárenských profesí, jejichž nedostatek bude na trhu práce v následujícím desetiletí zesilovat.

14.2.3.9. Plán investic 2021-2030

tabulka č. 19 Plán aktivovaných investic – obnova

Plán aktivovaných investic - obnova (výhled na roky 2021 - 2025) mil. Kč

Rok	2021	2022	2023	2024	2025
Distribuce celkem	3 951	4 001	4 197	4 398	4 489
Dálkovody	957	1 095	1 190	1 313	1 238
Přímo přiřaditelný majetek	921	1 054	1 148	1 268	1 204
Plynovody	785	986	1 055	1 129	1 107
Regulační stanice	114	46	70	116	75
Měření	21	21	22	22	21
Ostatní	1	1	1	1	1
Podpůrný, společný majetek	36	41	43	45	34
Místní sítě	2 994	2 906	3 007	3 085	3 251
Přímo přiřaditelný majetek	2 881	2 797	2 900	2 980	3 163
Plynovody	2 411	2 299	2 325	2 470	2 673
Regulační stanice	280	304	380	308	297
Měření	189	193	194	201	193
Ostatní	1	1	1	1	1
Podpůrný, společný majetek	113	109	107	105	88

Plán aktivovaných investic - obnova (výhled na roky 2026 - 2030) mil. Kč

Rok	2026	2027	2028	2029	2030
Distribuce celkem	4 554	4 722	4 874	5 103	5 326

Zdroj: GasNet, s.r.o.

tabulka č. 20 Plán aktivovaných investic – rozvoj

Plán aktivovaných investic - rozvoj (výhled na roky 2021 - 2025)					mil. Kč
Rok	2021	2022	2023	2024	2025
Distribuce celkem	101	93	93	94	93
Dálkovody	2	2	2	2	2
Přímo přiřaditelný majetek	2	2	2	2	2
Plynovody	0	0	0	0	0
Regulační stanice	0	0	0	0	0
Měření	1	1	1	1	1
Ostatní	1	1	1	1	1
Podpůrný, společný majetek	0	0	0	0	0
Místní síť	98	91	91	91	91
Přímo přiřaditelný majetek	98	91	91	91	91
Plynovody	86	78	78	78	78
Regulační stanice	0	0	0	0	0
Měření	11	12	12	12	12
Ostatní	1	1	1	1	1
Podpůrný, společný majetek	0	0	0	0	0

Plán aktivovaných investic - rozvoj (výhled na roky 2026 - 2030)					mil. Kč
Rok	2026	2027	2028	2029	2030
Distribuce celkem	93	94	94	94	94

Zdroj: GasNet, s.r.o.

14.2.4. Pražská plynárenská Distribuce, a.s.

14.2.4.1. Obnova a rozvoj

Investiční plán v oblasti obnovy plynárenských zařízení na území hl. města Prahy je zpracováván primárně na základě podkladů o technické degradaci zařízení a sekundárně v rámci koordinačních požadavků města. Městské strategické projekty se v příštích letech budou týkat zejména revitalizací veřejných prostranství, a to včetně zmírnění oteplování města výsadbou zeleně. Dále se bude jednat o výstavbu kolektorů, opravy mostů přes vodní toky (plynovody bude nutno v rámci platných technických normativů umísťovat pod vodoteče), rekonstrukce významných komunikací s páteřními plynovody atp. Potřeba investiční obnovy plynárenských zařízení v každém roce je ve finančním limitu přes miliardu Kč, ale možnosti uzavírek komunikací pro zachování celkové dopravní obslužnosti města včetně finančních možností společnosti, z posledních let dovolují čerpat limity kolem 800 mil. Kč. Zároveň se bude v příštích letech provádět pilotní projekt vnitřní inspekce VTL plynovodů v intravilánu města, jelikož je potřeba po vyhodnocení identifikovaných defektů provádět pouze cílené lokální opravy na místo obnovy VTL plynovodů v délkách desítek kilometrů. Takováto řešení jsou v souladu s naplňováním „Koncepte Smart Prague“ s pozitivními dopady do života Pražanů – snížení množství odpadu, hlučnosti, prašnosti

a uzavírek komunikací. Do této koncepce zapadá i investiční projekt na osazení chytrých měřidel pro on-line odečet u všech velkých a středních odběratelů.

14.2.4.2. Plán investic 2021-2030

U společnosti Pražská plynárenská Distribuce, a.s., mimořádně přistoupil Energetický regulační úřad již od roku 2016 k úpravě hodnoty RAB. I pro V. regulačním období bude v případě vyrovnání hodnoty RAB a ZHA postupováno individuálně tak, aby pro zákazníky připojené k této distribuční soustavě byl i nadále zachován bezpečný, spolehlivý a hospodárný provoz soustavy. Prostředky generované takto nastavenou regulací budou použity na opravy a obnovu zejména té části distribuční sítě, která od výstavby v sedmdesátých a osmdesátých letech zestárla až ke hranici své životnosti. Jedním z důvodů rychlejšího stárnutí distribuční sítě v intravilánu hlavního města Prahy je velká hustota staveb a infrastruktury a intenzivní stavební činnost ve městě. Následkem je pak vyšší četnost poruch. Jejich stále rostoucí počet je důkazem podfinancování společnosti v letech 2007-2015 a významným důvodem potřeby zdrojů pro léta nadcházející. Ačkoliv investiční výdaje společnosti za posledních deset let vzrostly postupně až na dvojnásobek z 390 mil. Kč v roce 2010 na 796 mil. Kč v roce 2019, a podobně je tomu i v případě obnovy soustavy, stále se nepodařilo zvrátit růstový trend počtu úniků plynu na pražské distribuční síti, když za stejné období narostla roční bilance podzemních úniků o více než 35 %. V minulých letech dokonce přesáhl jejich počet 1 600 úniků za rok. Poruchy a úniky na síti jsou v první řadě důsledkem progresivně se zhoršující kvality ocelových plynovodů ze 70. a 80. let. Do této skupiny patří i páteřní středotlaké síť o velkém průměru DN 500, specifické pouze pro Prahu, jejichž obnova bude podstatnou položkou rozpočtů následujících let.

Investiční plán společnosti Pražská plynárenská Distribuce, a.s., pro obnovu plynárenských zařízení na území hl. města Prahy je zpracováván primárně na základě podkladů o technické degradaci zařízení a sekundárně v rámci koordinačních požadavků města. Rozpočtová hodnota aktuálních projektových záměrů připravených k realizaci v příštích třech letech na základě diagnostických zjištění činí téměř 3 miliardy Kč. V příštím období čeká tuto plynárenskou soustavu i řada modernizačních projektů – soustředění podzemních sítí do kolektorů, překládání plynovodů z konstrukcí mostů, obnova plynovodů v rámci rekonstrukcí významných komunikací atp. V příštích letech proběhne pilotní projekt vnitřní inspekce vysokotlakých plynovodů v intravilánu města, který po vyhodnocení identifikovaných defektů umožní provádět na vysokotlaké síti jen cílené lokální opravy. Dalším pilotním projektem je osazování chytrých měřidel pro dálkové odečty u koncových zákazníků.

Jakékoliv zanedbání či odklad potřebné obnovy plynovodů na území hlavního města Prahy představuje velké bezpečnostní a provozní riziko. Investiční výdaje společnosti Pražská plynárenská Distribuce, a.s., v tomto kontextu v posledních letech pravidelně přesahovaly rámec odpisů v řádu stovek milionů Kč. Dlouhodobě je takový přístup z pohledu cenové regulace a provozování distribuce neúnosný. Podle zkušeností z posledních let je organizačně, technicky a administrativně schůdné prostavět na území hlavního města Prahy

zhruba 700 - 800 mil. Kč ročně. Právě na takové hodnoty investičních výdajů jsou nastaveny regulační parametry pro tuto společnost pro nadcházející V. regulační období.

tabulka č. 21 Plán aktivovaných investic – obnova

Plán aktivovaných investic - obnova (výhled na roky 2021 - 2025) mil. Kč

Rok	2021	2022	2023	2024	2025
Distribuce celkem	700	718	715	716	711
Dálkovody	89	93	105	106	108
Přímo přiřaditelný majetek	87	92	104	105	107
Plynovody	84	88	100	102	104
Regulační stanice	4	4	4	4	4
Měření	0	0	0	0	0
Ostatní	0	0	0	0	0
Podpůrný, společný majetek	1	1	1	1	1
Místní sítě	611	624	610	609	602
Přímo přiřaditelný majetek	609	623	608	608	601
Plynovody	540	558	542	541	532
Regulační stanice	18	18	18	18	18
Měření	51	48	49	50	51
Ostatní	0	0	0	0	0
Podpůrný, společný majetek	2	1	1	2	1

Plán aktivovaných investic - obnova (výhled na roky 2026 - 2030) mil. Kč

Rok	2026	2027	2028	2029	2030
Distribuce celkem	725	725	725	725	725

Zdroj: Pražská plynárenská Distribuce, a.s.

tabulka č. 22 Plán aktivovaných investic – rozvoj

Plán aktivovaných investic - rozvoj (výhled na roky 2021 - 2025)

mil. Kč

Rok	2021	2022	2023	2024	2025
Distribuce celkem	50	32	35	35	40
Dálkovody	0	0	0	0	0
Přímo přiřaditelný majetek	0	0	0	0	0
Plynovody	0	0	0	0	0
Regulační stanice	0	0	0	0	0
Měření	0	0	0	0	0
Ostatní	0	0	0	0	0
Podpůrný, společný majetek	0	0	0	0	0
Místní síť	50	32	35	35	40
Přímo přiřaditelný majetek	43	25	28	27	32
Plynovody	43	25	28	25	32
Regulační stanice	0	0	0	0	0
Měření	0	0	0	2	0
Ostatní	0	0	0	0	0
Podpůrný, společný majetek	7	7	7	8	8

Plán aktivovaných investic - rozvoj (výhled na roky 2026 - 2030)

mil. Kč

Rok	2026	2027	2028	2029	2030
Distribuce celkem	25	25	25	25	25

Zdroj: Pražská plynárenská Distribuce, a.s.

15. Principy zásad cenové regulace V. regulačního období pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství

15.1. Základní principy regulačního období

Úřad stanovil Zásady cenové regulace pro V. regulační období pro držitele licence na činnosti operátora trhu, které jsou založeny na následujících základních principech pro jednotlivé parametry regulačního vzorce.

Zveřejněné Zásady cenové regulace jsou stanoveny pro V. regulační období počínající 1. ledna 2021 a končící 31. prosince 2025.

Pro regulaci činností operátora trhu Úřad pokračuje v aplikaci metody revenue cap. Na určené parametry regulačního vzorce budou každoročně aplikovány níže popsané principy.

Regulace činností operátora trhu je oddělena na odvětví elektroenergetiky a plynárenství. V oblasti elektroenergetiky jsou samostatně regulovány činnosti související se zúčtováním odchylek, činnost organizace trhu, činnosti související s výplatou a administrací podpory obnovitelných zdrojů elektřiny (POZE) a činnosti související s administrací záruk původu.

V případě plynárenství, především s ohledem na nízké objemy zobchodovaného množství plynu (v porovnání se zobchodovaným množstvím elektřiny), nedochází k oddělení regulace činností spojených se zúčtováním odchylek a s organizací trhu.

Operátor trhu dále vykonává činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích pro sektor elektroenergetiky i plynárenství.

V průběhu V. regulačního období je přípustné, že bude vzhledem k dynamickému prostředí, ve kterém operátor trhu působí, zahájena regulace dalších výše nespecifikovaných činností.

V návaznosti na výše uvedené oddělení regulace jednotlivých činností v oblasti elektroenergetiky bylo upraveno také regulační výkaznictví a údaje za jednotlivé činnosti jsou tak vykazovány odděleně. V rámci regulačního výkaznictví pro oblast plynárenství jsou činnosti zúčtování odchylek a činnosti spojené s organizací trhu vykazovány také odděleně.

15.1.1. Náklady

Z hlediska fungování operátora trhu v V. regulačním období je otázka stanovení povolených nákladů naprosto klíčová a specifická, a to zejména s ohledem na jejich strukturu a druh včetně změn v portfoliu činností operátora trhu v průběhu III. a IV. regulačního období (např. výplata podpory obnovitelných zdrojů) a zapojení společnosti do evropských mezinárodních projektů spojování (integrace) trhů (např. market coupling denního a vnitrodenního trhu, PCR – price coupling of regions, SIDC – Single Intraday Coupling – vytvoření jednotného vnitrodenního trhu s elektřinou, vliv evropských síťových kodexů).

15.1.2. Odpisy

V souvislosti se zněním energetického zákona je nezbytné stanovit takovou hodnotu povolených odpisů, která po zahrnutí do regulované ceny bude zdrojem financování obnovy a rozvoje dlouhodobého majetku potřebného k licencované činnosti.

15.1.3. Zisk

Ustanovení § 19a odst. 6 energetického zákona ukládá ERÚ povinnost postupovat tak, aby stanovené ceny byly alespoň nákladové. Úřad zastává názor, s ohledem na charakter společnosti zajišťující činnosti operátora trhu, že by zisk neměl být hlavním cílem činnosti operátora trhu. Nicméně přiměřený zisk, který je zdrojem pro rozvoj zařízení potřebného k výkonu licencované činnosti (nikoliv pro výplatu dividend), je Úřadem přiznán. Proto je zisk stanoven způsobem reflektujícím specifika operátora trhu, zároveň však respektujícím míru výnosnosti stanovenou ostatním regulovaným subjektům v relevantních oborech – elektroenergetice a plynárenství.

15.2. Parametry regulačního vzorce pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice

15.2.1. Parametry společné všem činnostem

15.2.1.1. Eskalační faktor

Eskalační faktor je index, kterým jsou náklady vynaložené v určitém předchozím roce upravovány do dalších let tak, aby byl zohledněn vývoj ekonomiky.

V případě regulace činností operátora trhu stanovil Úřad meziroční eskalaci pouze u parametru povolených nákladů. U tohoto parametru ERÚ rozhodl o aplikaci eskalace složeným eskalačním faktorem, který se skládá z indexu růstu cen služeb poskytovaných v oblasti programování a poradenství s váhou 50 %, mzdového indexu s váhou 20 % a indexu cen podnikatelských služeb s váhou 30 %.

15.2.1.2. Faktor efektivity

Účelem faktoru efektivity je simulovat v regulovaném odvětví vliv tržních sil, protože reflektuje růst produktivity v celém odvětví. Pobídková regulace má za cíl motivovat regulované společnosti k aktivnímu hledání úspor individuálních nákladů.

Roční hodnota faktoru efektivity se stanovuje ve výši 0,511 %. V případě úspory provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016–2019) o více než 15 % bude roční hodnota stanovena na výši 0,2 %.

Faktor efektivity pro V. regulační období je aplikován při výpočtu základny povolených nákladů, při výpočtu profit/loss sharingu i samotných povolených nákladů na regulovaný rok.

Hodnota tohoto faktoru je stejná pro všechny regulované činnosti operátora trhu a je v průběhu regulačního období neměnná.

15.2.1.3. Časová hodnota peněz korekčních faktorů

Veškeré uvedené korekční faktory budou indexovány o vliv časové hodnoty peněz, pomocí součinu hodnot PPI (Index cen průmyslových výrobců) za roky $i-2$ a $i-1$. Index cen průmyslových výrobců je stanoven každoročně na základě podílu klouzavých průměrů indexu cen průmyslových výrobců vykázaných Českým statistickým úřadem za měsíc duben příslušného roku.

15.2.2. **Činnosti související se zúčtováním odchylek**

Při regulaci ceny za činnosti související se zúčtováním odchylek postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 16.4.1 odstavce 1. Cena za činnosti související se zúčtováním odchylek je stanovena podílem upravených povolených výnosů pro činnost související se zúčtováním odchylek a celkového počtu odběrných míst zákazníků odebírajících elektřinu k 31. 12. a vynásobeným dvanácti měsíci.

Pro V. regulační období vychází hodnota upravených povolených výnosů z hodnoty povolených výnosů za činnosti související se zúčtováním odchylek, která je tvořena povolenými náklady, odpisy a ziskem. Další složky upravených povolených výnosů pro činnosti související se zúčtováním odchylek tvoří faktor trhu a korekční faktor související se zúčtováním odchylek stanovený podle kapitoly 16.4.2. odstavce 2. Odečteny jsou pak plánované výnosy z ostatních činností operátora trhu související se zúčtováním odchylek.

15.2.2.1. Povolené náklady

Hodnota povolených nákladů na V. regulační období se stanoví ze skutečně dosažených hodnot ekonomicky oprávněných nákladů upravených o hodnotu profit/loss sharingu. S ohledem na dostupnost relevantních auditovaných dat operátora trhu Úřad rozhodl stanovit pro každý regulovaný rok základnu povolených nákladů na základě skutečně dosažených nákladů tří referenčních let. Náklady uznané v rámci IV. regulačního období prostřednictvím faktoru trhu, které mají trvalý charakter, nebudou snižovat ekonomicky oprávněné náklady vstupující do základny povolených nákladů pro V. regulační období.

Hodnoty skutečných ekonomicky oprávněných nákladů alokovaných na činnost zúčtování odchylek se upraví eskalačním faktorem na časovou hodnotu roku, který předchází regulovanému roku, a faktorem efektivity. Pro první rok V. regulačního období se použije aritmetický průměr ekonomicky oprávněných nákladů let 2017–2019 upravených eskalačním faktorem a faktorem efektivity. Ekonomicky oprávněné náklady ze IV. regulačního období (skutečně dosažené hodnoty), vstupující do hodnoty nákladů V. regulačního období, nejsou upravovány o profit/loss sharing. Pro výpočet se použijí skutečně dosažené hodnoty v tomto období, které se očistí o mimořádné náklady za IV. regulační období. Mimořádné náklady jsou takové náklady, které nesouvisí s běžnou činností regulovaného subjektu a nemají pravidelný charakter nebo vznikly jednorázově.

Hodnota povolených nákladů pro jednotlivé regulované roky V. regulačního období se stanoví aritmetickým průměrem upravených hodnot skutečných nákladů za poslední tři známé roky, ke kterému je přičtena hodnota profit/loss sharingu.

Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady za roky V. regulačního období se aplikuje profit/loss sharing. Hodnota profit/loss sharingu se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi povolenými náklady a skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady v předchozích letech, upravených eskalačním faktorem, faktorem efektivity a koeficientem profit/loss sharingu, jehož základní hodnota je pro roky V. regulačního období stanovena na 0,5.

Pro navazující regulační období ERÚ předpokládá pokračování v aplikaci výše uvedených principů profit/loss sharingu pro stanovení povolených nákladů z důvodu jejich dlouhodobého vyrovnaní a zajištění předvídatelného regulovaného prostředí.

15.2.2.2. Faktor trhu

V jednotlivých letech V. regulačního období může být hodnota upravených povolených výnosů případně na žádost operátora trhu navýšena o významné mimořádné náklady, které nevstoupily do výpočtu povolených nákladů. V případě operátora trhu lze předpokládat především náklady nově vzniklé např. v souvislosti s přicházejícími projekty nebo povinnostmi operátora trhu (integrace denního a vnitrodenního trhu, evropská legislativa).

Faktor trhu bude krýt ekonomicky oprávněné náklady, které budou zahrnovány do povolených výnosů ex-post, tedy až po jejich skutečném vynaložení a vykázání v regulačních výkazech, nebo po jejich skutečném vynaložení, avšak před jejich vykázáním v regulačních výkazech. O uznání nákladů může operátor trhu požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků. V případě odsouhlasení budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok nebo v odůvodněných případech po projednání s operátorem trhu do více regulovaných let v případě rozdělení nákladů uznaných v rámci faktoru trhu tak, aby nedocházelo k významným meziročním změnám regulovaných cen.

O náklady poskytnuté formou faktoru trhu bude upravována hodnota povolených výnosů tak, aby nedošlo ke dvojímu zohledňování nákladů. Stanovení povolených nákladů jako klouzavý tříletý průměr s profit/loss sharingem snižuje pravděpodobnost krytí nákladů faktorem trhu.

V případě, kdy bude z oprávněných důvodů nezbytné provést změnu parametru regulačního vzorce nebo principu jeho nastavení, bude tato změna zohledněna do povolených výnosů prostřednictvím faktoru trhu. Faktor trhu může nabývat kladných i záporných hodnot.

Úpravy povolených výnosů v rámci faktoru trhu budou obsahovat časovou hodnotu peněz ve výši indexu cen průmyslových výrobců (PPI).

15.2.2.3. Odpisy

Povolené odpisy pro jednotlivé roky V. regulačního období jsou stanoveny na základě plánované hodnoty odpisů společnosti alokované na danou činnost pro daný rok.

Rozdíly skutečných a plánovaných hodnot budou následně zohledněny prostřednictvím korekčního faktoru, který bude úročen časovou hodnotou peněz.

15.2.2.4. Zisk

Hodnota povoleného zisku bude pro V. regulační období každoročně přepočítávána a je stanovena následujícím způsobem:

$$Zisk_{OTE\text{elektroenergetika}} = \text{základní kapitál}_{i-2} \times 0,7 \times WACC_{\text{elektroenergetika}}$$

$$Zisk_{OTE\text{plynárenství}} = \text{základní kapitál}_{i-2} \times 0,3 \times WACC_{\text{plynárenství}}$$

$WACC_{\text{elektroenergetika}}$ je hodnota WACC stanovaná pro sektor elektroenergetiky podle bodu 16.1.2.9.

$WACC_{\text{plynárenství}}$ je hodnota WACC stanovaná pro sektor plynárenství podle bodu 16.1.2.9.

Takto vypočtený zisk se v oblasti elektroenergetiky rozdělí mezi činnosti zúčtování odchylek a činnost organizace trhu tak, aby bylo minimálně 30 % zisku pro oblast elektroenergetiky alokováno do ceny za činnosti zúčtování odchylek. Nesymetrické jednostranné omezení pro rozdělení zisku v oblasti elektroenergetiky mezi cenu za zúčtování odchylek a cenu za činnost organizace trhu souvisí s propojováním evropských trhů s elektřinou, které významně zvyšuje riziko poklesu zobchodovaného množství elektřiny na krátkodobých trzích s elektřinou zpoplatněného cenou za činnosti organizace trhu účtovanou operátorem trhu.

Alokace zisku do ceny za činnost organizace trhu bude probíhat na základě benchmarkového nastavení poplatku za zobchodovanou MWh na krátkodobých trzích s elektřinou vycházejícího z poplatků účtovaných burzami a obdobnými subjekty, jako je operátor trhu, v rámci Evropské unie tak, aby se cena za činnost organizace trhu pohybovala na úrovni obvyklé v rámci Evropské unie. Zisk přiřazený do činnosti zúčtování odchylek je následně určen rozdílem zisku alokovaného pro oblast elektroenergetiky a zisku alokovaného do ceny za činnost organizace trhu.

Pokud držitel licence na činnosti operátora trhu v roce $i-2$ vyplatí dividendy přesahující 10 % hospodářského výsledku po zdanění, bude pro rok i stanoven zisk jako součin bezrizikové míry výnosnosti navýšené o daň z příjmů a základního kapitálu v roce $i-2$ při zachovaném poměru dělení mezi elektroenergetiku a plynárenství. Jako bezriziková míra výnosnosti bude použita bezriziková míra výnosu (R_f) jakožto jeden z parametrů vstupující do výpočtu WACC (fixní hodnota na celé regulační období).

15.2.2.5. Korekční faktor pro činnost zúčtování odchylek v elektroenergetice

Korekční faktor pro činnost zúčtování odchylek v elektroenergetice zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a povolenými hodnotami parametrů vstupujících do výpočtu ceny za zúčtování odchylek. Korekční faktor je úročen časovou hodnotou peněz.

15.2.2.6. Počet odběrných míst

Jedná se o celkový počet odběrných míst zákazníků k 31. 12. roku $i-2$.

15.2.3. Činnost organizace trhu

Při regulaci ceny za činnost organizace trhu postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 16.4.1. odstavce 2. Cena za činnost organizace trhu je stanovena jako podíl upravených povolených výnosů pro činnost organizace trhu a plánovaného množství zobchodované elektřiny.

Pro V. regulační období vychází hodnota upravených povolených výnosů z hodnot povolených nákladů, odpisů, zisku, faktoru trhu a korekčního faktoru souvisejícího s činností organizace trhu stanoveného podle kapitoly 16.4.2. odstavce 4. Odečteny jsou pak plánované výnosy z ostatních činností operátora trhu související s organizací trhu.

15.2.3.1. Povolené náklady

Hodnota povolených nákladů na V. regulační období pro činnost organizace trhu se stanoví obdobně jako u činnosti související se zúčtováním odchylek, tedy v souladu s bodem 15.2.2.1.

15.2.3.2. Faktor trhu

Faktor trhu zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu v souvislosti s činností organizace trhu v elektroenergetice je stanoven v souladu s bodem 15.2.2.2.

15.2.3.3. Odpisy

Povolené odpisy pro jednotlivé roky V. regulačního období jsou stanoveny na základě plánované hodnoty odpisů společnosti alokované na danou činnost pro daný rok.

Rozdíly skutečných a plánovaných hodnot budou následně zohledněny prostřednictvím korekčního faktoru, který bude úročen časovou hodnotou peněz.

15.2.3.4. Zisk

Hodnota povoleného zisku bude pro V. regulační období každoročně přepočítávána a je stanovena následujícím způsobem:

$$Zisk_{OTE\text{elektroenergetika}} = \text{základní kapitál}_{i-2} \times 0,7 \times WACC_{\text{elektroenergetika}}$$

$$Zisk_{OTE\text{plynárenství}} = \text{základní kapitál}_{i-2} \times 0,3 \times WACC_{\text{plynárenství}}$$

$WACC_{\text{elektroenergetika}}$ je hodnota WACC stanovaná pro sektor elektroenergetiky podle bodu 16.1.2.9.

$WACC_{\text{plynárenství}}$ je hodnota WACC stanovaná pro sektor plynárenství podle bodu 16.1.2.9.

Takto vypočtený zisk se v oblasti elektroenergetiky rozdělí mezi činnosti zúčtování odchylek a činnost organizace trhu tak, aby bylo minimálně 30 % zisku pro oblast elektroenergetiky alokováno do ceny za činnosti zúčtování odchylek. Nesymetrické jednostranné omezení pro rozdělení zisku v oblasti elektroenergetiky mezi cenu za zúčtování odchylek a cenu za činnost organizace trhu souvisí s propojováním evropských trhů s elektřinou, které významně zvyšuje riziko poklesu zobchodovaného množství elektřiny na krátkodobých trzích s elektřinou zpoplatněného cenou za činnosti organizace trhu účtovanou operátorem trhu.

Alokace zisku do ceny za činnost organizace trhu bude probíhat na základě benchmarkového nastavení poplatku za zobchodovanou MWh na krátkodobých trzích s elektřinou vycházejícího z poplatků účtovaných burzami a obdobnými subjekty, jako je operátor trhu, v rámci Evropské unie tak, aby se cena za činnost organizace trhu pohybovala na úrovni obvyklé v rámci Evropské unie. Zisk přiřazený do činnosti zúčtování odchylek je následně určen rozdílem zisku alokovaného pro oblast elektroenergetiky a zisku alokovaného do ceny za činnost organizace trhu.

Pokud držitel licence na činnosti operátora trhu v roce $i-2$ vyplatí dividendy přesahující 10 % hospodářského výsledku po zdanění, bude pro rok i stanoven zisk jako součin bezrizikové míry výnosnosti navýšené o daň z příjmů a základního kapitálu v roce $i-2$ při zachovaném poměru dělení mezi elektroenergetiku a plynárenství. Jako bezriziková míra výnosnosti bude použita bezriziková míra výnosu (R_f) jakožto jeden z parametrů vstupující do výpočtu WACC (fixní hodnota na celé regulační období).

15.2.3.5. Korekční faktor pro činnost organizace trhu

Korekční faktor pro činnost organizace trhu v elektroenergetice zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a povolenými hodnotami parametrů vstupujících do výpočtu ceny za činnost organizace trhu. Korekční faktor je úročen časovou hodnotou peněz. Do korekčního faktoru vstupují i „mimořádné“ výnosy (saldo výnosů a nákladů) plynoucí např. z vypořádání odchylek a ostatních výnosů a nákladů.

15.2.4. **Činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů**

Při regulaci ceny za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 16.4.1. odstavce 3. Cena za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů je stanovena podílem upravených povolených výnosů pro činnost související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů a celkovým počtem odběrných míst zákazníků odebírajících elektřinu k 31. 12. za kalendářní rok a vynásobením dvanácti měsíci.

Pro V. regulační období vychází hodnota upravených povolených výnosů z povolených nákladů operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů, odpisů, finančních nákladů, parametru zohledňujícího ceny záruk původu pro podporované zdroje, faktoru trhu a korekčního faktoru souvisejícího s výplatou

a administrací podpory z podporovaných zdrojů stanoveného podle kapitoly 16.4.2. odstavce 6.

15.2.4.1. Povolené náklady

Hodnota povolených nákladů na V. regulační období pro činnost související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů se stanoví obdobně jako u činnosti související se zúčtováním odchylek, tedy v souladu s bodem 15.2.2.1.

15.2.4.2. Parametr zohledňující ceny záruk původu pro podporované zdroje

Vzhledem k obtížné předvídatelnosti množství vydávaných záruk původu a jejich relativní nákladnosti v rámci zavádění IT systému je stejně jako ve IV. regulační období pro účely V. regulačního období zaveden parametr zohledňující ceny záruk původu, který umožní krýt část nákladů na činnosti spojené s administrací záruk původu nekrytých cenami za záruky původu. Tento parametr je opačný k parametru „parametr zohledňující ceny záruk původu pro podporované zdroje ostatních členských států EU“ použitému v ceně za činnosti související s administrací záruk původu pro podporované zdroje.

15.2.4.3. Odpisy

Povolené odpisy pro jednotlivé roky V. regulačního období jsou stanoveny na základě plánované hodnoty odpisů společnosti alokované na danou činnost pro daný rok.

Rozdíly skutečných a plánovaných hodnot budou následně zohledněny prostřednictvím korekčního faktoru, který bude úročen časovou hodnotou peněz.

15.2.4.4. Korekční faktor pro činnosti související s výplatou a administrací podpory pro podporované zdroje

Korekční faktor pro činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a povolenými hodnotami parametrů vstupujících do výpočtu ceny za činnosti související s výplatou a administrací podpory z obnovitelných zdrojů. Korekční faktor bude úročen časovou hodnotou peněz.

15.2.4.5. Počet odběrných míst

Jedná se o celkový počet odběrných míst zákazníků k 31. 12. roku $i-2$.

15.2.5. **Činnosti související s administrací záruk původu pro podporované zdroje**

Při regulaci ceny související s administrací záruk původu pro podporované zdroje postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 16.4.1. odstavce 4. Cena související s administrací záruk původu pro podporované zdroje je stanovena podílem upravených povolených výnosů pro činnost související s administrací záruk původu pro podporované zdroje a plánovaným množstvím vydaných záruk původu.

Pro V. regulační období vychází hodnota upravených povolených výnosů z povolených nákladů souvisejících s administrací záruk původu pro podporované zdroje, odpisů, parametru zohledňujícího ceny záruk původu ostatních členských států EU a korekčního faktoru souvisejícího s administrací záruk původu pro podporované zdroje stanoveného podle kapitoly 16.4.2. odstavce 8.

15.2.5.1. Činnosti podle energetického zákona

Operátor trhu podle ustanovení § 45 odst. 4 zákona o POZE provozuje evidenci záruk původu, která umožňuje vydání, převod, uplatnění, uznání a vyřazení záruky původu. Dle odst. 10 je držitel účtu povinen hradit cenu za vydání, převody záruky původu v rámci České republiky, převod záruky původu vydané v jiném členském státě spojený s uznáním záruky původu a za vedení účtu v evidenci záruk původu a Úřad tyto ceny stanoví.

15.2.5.2. Povolené náklady

Hodnota povolených nákladů na V. regulační období pro činnost související s vydáváním záruk původu se stanoví obdobně jako u činnosti související se zúčtováním odchylek, tedy v souladu s bodem 15.2.2.1.

15.2.5.3. Parametr zohledňující ceny záruk původu pro podporované zdroje

Vzhledem k obtížné předvídatelnosti množství vydávaných záruk původu a jejich relativní nákladnosti v rámci IT systému je stejně jako ve IV. regulačním období pro účely V. regulačního období zaveden parametr zohledňující ceny záruk původu ostatních členských států EU, který umožní krýt část nákladů na činnosti spojené s administrací záruk původu, které nejsou kryty cenami za záruky původu. Tento parametr je opačný k parametru „parametr zohledňující ceny záruk původu pro podporované zdroje“ v ceně za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů. Výše ceny za vydání záruky původu bude stanovena na základě porovnání cen záruk původu vydávaných v ostatních členských státech EU.

15.2.5.4. Odpisy

Povolené odpisy pro jednotlivé roky V. regulačního období jsou stanoveny na základě plánované hodnoty odpisů společnosti alokované na danou činnost pro daný rok.

Rozdíly skutečných a plánovaných hodnot budou následně zohledněny prostřednictvím korekčního faktoru, který bude úročen časovou hodnotou peněz.

15.2.5.5. Korekční faktor pro činnosti spojené s administrací záruk původu pro podporované zdroje

Korekční faktor pro činnosti související s administrací záruk původu pro podporované zdroje zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a povolenými hodnotami parametrů souvisejících s administrací záruk původu. Korekční faktor bude úročen časovou hodnotou peněz.

15.2.5.6. Plánované množství vydaných záruk původu

Náklady spojené s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje jsou rozpuštěny do plánovaného množství vydaných záruk původu.

15.3. Parametry regulačního vzorce pro činnosti operátora trhu v plynárenství

S ohledem na fakt, že administrace obchodování s plynem není v současnosti vzhledem k nízkým objemům obchodovaného množství pro operátora trhu samofinancovatelná, bude cena za činnosti operátora trhu v plynárenství nadále pokrývat současně náklady spojené s činností zúčtování odchylek a náklady spojené s organizováním trhu v oblasti plynárenství.

Činnosti související s organizováním trhu jsou však vykazovány samostatně, aby měl Úřad k dispozici informace o možnostech případné změny systému regulace.

15.3.1. Hodnota povolených nákladů

Hodnota povolených nákladů na V. regulační období se stanoví ze skutečně dosažených hodnot ekonomicky oprávněných nákladů upravených o hodnotu profit/loss sharingu. S ohledem na dostupnost relevantních auditovaných dat operátora trhu Úřad rozhodl stanovit pro každý regulovaný rok základnu povolených nákladů na základě skutečně dosažených nákladů tří referenčních let. Náklady uznané v rámci IV. regulačního období prostřednictvím faktoru trhu, které mají trvalý charakter, nebudou snižovat ekonomicky oprávněné náklady vstupující do základny povolených nákladů pro V. regulační období.

Hodnoty skutečných ekonomicky oprávněných nákladů se upraví eskalačním faktorem na časovou hodnotu roku, který předchází regulovanému roku, a faktorem efektivity. Pro první rok V. regulačního období se použije aritmetický průměr ekonomicky oprávněných nákladů let 2017–2019 upravených eskalačním faktorem a faktorem efektivity. Ekonomicky oprávněné náklady ze IV. regulačního období (skutečně dosažené hodnoty), vstupující do hodnoty nákladů V. regulačního období, nejsou upravovány o profit/loss sharing. Pro výpočet se použijí skutečně dosažené hodnoty v tomto období, které se očistí o mimořádné náklady za IV. regulační období. Mimořádné náklady jsou takové náklady, které nesouvisí s běžnou činností regulovaného subjektu a nemají pravidelný charakter nebo vznikly jednorázově.

Hodnota povolených nákladů pro jednotlivé regulované roky V. regulačního období se stanoví aritmetickým průměrem upravených hodnot skutečných nákladů za poslední tři známé roky, ke kterému je přičtena hodnota profit/loss sharingu.

Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady za roky V. regulačního období se aplikuje profit/loss sharing. Hodnota profit/loss sharingu se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi povolenými náklady a skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady v předchozích letech, upravených eskalačním faktorem, faktorem efektivity a koeficientem profit/loss sharingu, jehož základní hodnota je pro roky V. regulačního období stanovena na 0,5.

Pro navazující regulační období ERÚ předpokládá pokračování v aplikaci výše uvedených principů profit/loss sharingu pro stanovení povolených nákladů z důvodu jejich dlouhodobého vyrovnání a zajištění předvídatelného regulovaného prostředí.

15.3.2. Faktor trhu

V jednotlivých letech V. regulačního období může být hodnota upravených povolených výnosů případně na žádost operátora trhu navýšena o významné mimořádné náklady, které nevstoupily do výpočtu povolených nákladů prostřednictvím klouzavých průměrů s profit/loss sharingem. V případě operátora trhu lze předpokládat především náklady nově vzniklé např. v souvislosti s přicházejícími projekty nebo povinnostmi operátora trhu.

Faktor trhu bude krýt ekonomicky oprávněné náklady, které budou zahrnovány do povolených výnosů ex-post, tedy až po jejich skutečném vynaložení a vykázání v regulačních výkazech, nebo po jejich skutečném vynaložení, avšak před jejich vykázáním v regulačních výkazech. O uznání nákladů může operátor trhu požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků. V případě odsouhlasení budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok nebo v odůvodněných případech po projednání s operátorem trhu do více regulovaných let v případě rozdělení nákladů uznaných v rámci faktoru trhu tak, aby nedocházelo k významným meziročním změnám regulovaných cen.

O náklady poskytnuté formou faktoru trhu bude upravována hodnota povolených výnosů tak, aby nedošlo ke dvojímu zohlednění nákladů. Stanovení povolených nákladů jako klouzavý tříletý průměr s profit/loss sharingem snižuje pravděpodobnost krytí nákladů faktorem trhu.

V případě, kdy bude z oprávněných důvodů nezbytné provést změnu parametru regulačního vzorce nebo principu jeho nastavení, bude tato změna zohledněna do povolených výnosů prostřednictvím faktoru trhu. Faktor trhu může nabývat kladných i záporných hodnot.

Úpravy povolených výnosů v rámci faktoru trhu budou obsahovat časovou hodnotu peněz ve výši indexu cen průmyslových výrobců (PPI).

15.3.3. Eskalační faktor

Eskalační faktor je index, kterým jsou náklady vynaložené v určitém předchozím roce upravovány do dalších let tak, aby byl zohledněn vývoj ekonomiky.

V případě regulace činností operátora trhu stanovil Úřad meziroční eskalaci pouze u parametru povolených nákladů. U tohoto parametru ERÚ rozhodl o aplikaci eskalace složeným eskalačním faktorem, který se skládá z indexu růstu cen služeb poskytovaných v oblasti programování a poradenství s váhou 50 %, mzdového indexu s váhou 20 % a indexu cen podnikatelských služeb s váhou 30 %.

15.3.4. Faktor efektivity

Účelem faktoru efektivity je simulovat v regulovaném odvětví vliv tržních sil, protože reflektuje růst produktivity v celém odvětví. Pobídková regulace má za cíl motivovat regulované společnosti k aktivnímu hledání úspor individuálních nákladů.

Roční hodnota faktoru efektivity se stanovuje ve výši 0,511 %. V případě úspory provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016–2019) o více než 15 % bude roční hodnota faktoru efektivity stanovena na výši 0,2 %.

Faktor efektivity pro V. regulační období je aplikován při výpočtu základny povolených nákladů, při výpočtu profit/loss sharingu i samotných povolených nákladů na regulovaný rok.

Hodnota tohoto faktoru je v průběhu regulačního období neměnná.

15.3.5. Odpisy

Povolené odpisy pro jednotlivé roky V. regulačního období jsou stanoveny na základě plánované hodnoty odpisů společnosti alokované na danou činnost pro daný rok.

Rozdíly skutečných a plánovaných hodnot budou následně zohledněny prostřednictvím korekčního faktoru, který bude úročen časovou hodnotou peněz.

15.3.6. Zisk

Hodnota povoleného zisku bude pro V. regulační období každoročně přepočítávána a je stanovena následujícím způsobem:

$$Zisk_{OTE_{plyn\acute{a}renstv\acute{i}}} = \text{základní kapitál}_{i-2} \times 0,3 \times WACC_{plyn\acute{a}renstv\acute{i}}$$

$WACC_{plyn\acute{a}renstv\acute{i}}$ je hodnota WACC stanovená pro sektor plynárenství podle bodu 16.1.2.9.

Pokud držitel licence na činnosti operátora trhu v roce $i-2$ vyplatí dividendy přesahující 10 % hospodářského výsledku po zdanění, bude pro rok i stanoven zisk jako součin bezrizikové míry výnosnosti navýšené o daň z příjmů a základního kapitálu v roce $i-2$ při zachovaném poměru dělení mezi elektroenergetiku a plynárenství. Jako bezriziková míra výnosnosti bude použita bezriziková míra výnosu (R_f) jakožto jeden z parametrů vstupující do výpočtu WACC (fixní hodnota na celé regulační období).

15.3.7. Časová hodnota peněz korekčních faktorů

Veškeré uvedené korekční faktory budou indexovány o vliv časové hodnoty peněz, pomocí součinu hodnot PPI (Index cen průmyslových výrobců) za roky $i-2$ a $i-1$. Index cen průmyslových výrobců je stanoven každoročně na základě podílu klouzavých průměrů indexu cen průmyslových výrobců vykázaných Českým statistickým úřadem za měsíc duben příslušného roku.

15.3.8. Korekční faktor za činnosti v plynárenství

Korekční faktor za činnosti operátora trhu v plynárenství zohledňuje rozdíl mezi povolenými a skutečnými výnosy za činnosti operátora trhu v plynárenství. Korekční faktor je úročen časovou hodnotou peněz.

15.3.9. Plánované množství plynu dodané do odběrných míst

Jedná se o plánované množství energie plynu distribuované zákazníkům připojeným ke všem regionálním distribučním soustavám, dodané všem zákazníkům připojeným přímo k přepravní soustavě, množství energie plynu na pohon kompresních stanic, množství energie plynu k pokrytí ztrát v přepravní soustavě a množství energie plynu k pokrytí ztrát a plynu pro vlastní technologickou spotřebu pro všechny držitele licence na distribuci plynu.

15.4. Parametry regulačního vzorce pro činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích (REMIT) v elektroenergetice a plynárenství

Na základě nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 1227/2011 Evropského parlamentu a Rady, resp. prováděcího nařízení Komise (EU) č. 1348/2014 a § 20a odst. 4 písm. z) energetického zákona má operátor trhu povinnost na žádost účastníka trhu uzavřít s tímto účastníkem smlouvu o oznamování údajů a poskytovat údaje z evidence o jejich obchodních transakcích včetně příkazů z obchodování.

Při regulaci ceny za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a v plynárenství postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 16.4.5. Cena za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a v plynárenství je stanovena podílem povolených výnosů za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a v plynárenství a plánovaným počtem subjektů, kteří mají povinnost tuto cenu hradit, a vynásobením dvanácti měsíci.

Pro V. regulační období vychází hodnota povolených výnosů z hodnoty povolených nákladů za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a v plynárenství, povolených odpisů a korekčního faktoru za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a v plynárenství stanoveného podle kapitoly 16.4.6.

15.4.1. Povolené náklady

Hodnota povolených nákladů na V. regulační období související s činností poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích se stanoví obdobně jako u činnosti související se zúčtováním odchylek, tedy v souladu s bodem 15.2.2.1.

15.4.2. Odpisy

Povolené odpisy pro jednotlivé roky V. regulačního období jsou stanoveny na základě plánované hodnoty odpisů společnosti alokované na činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích pro daný rok.

Rozdíly skutečných a plánovaných hodnot budou následně zohledněny prostřednictvím korekčního faktoru, který je úročen časovou hodnotou peněz korekčních faktorů.

15.4.3. Časová hodnota peněz korekčních faktorů

Veškeré uvedené korekční faktory budou indexovány o vliv časové hodnoty peněz, pomocí součinu hodnot PPI (Index cen průmyslových výrobců) za roky $i-2$ a $i-1$. Index cen průmyslových výrobců je stanoven každoročně na základě podílu klouzavých průměrů indexu cen průmyslových výrobců vykázaných Českým statistickým úřadem za měsíc duben příslušného roku.

15.4.4. Korekční faktor pro činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích

Korekční faktor pro činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích zohledňuje rozdíl mezi povolenými náklady, odpisy, korekčním faktorem a skutečně dosaženými výnosy z činnosti poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích. Korekční faktor je úročen časovou hodnotou peněz korekčních faktorů.

15.4.5. Počet subjektů

Jedná se o celkový počet subjektů aktivních na krátkodobých trzích operátora trhu, na které se vztahuje povinnost dle výše uvedeného nařízení oznamovat údaje Agentuře pro spolupráci energetických regulačních orgánů.

15.5. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce držiteli licence na činnosti operátora trhu v elektroenergetice a v plynárenství

15.5.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období

Nejpozději 4 měsíce před začátkem regulačního období Úřad oznámí držiteli licence na činnosti operátora trhu hodnoty parametrů regulačního vzorce v tomto rozsahu:

1. roční hodnotu faktoru efektivity,
2. váhu indexu cen podnikatelských služeb,
3. váhu indexu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství,
4. váhu mzdového indexu,
5. hodnotu míry výnosnosti,
6. hodnotu bezrizikové míry výnosnosti.

15.5.2. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulovaného roku

Nejpozději 4 měsíce před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí držiteli licence na činnosti operátora trhu hodnoty parametrů regulačního vzorce v tomto rozsahu:

1. základnu povolených nákladů pro jednotlivé činnosti,
2. hodnotu profit/loss sharingu,
3. hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
4. hodnotu indexu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství,
5. hodnotu mzdového indexu,
6. hodnotu indexu cen průmyslových výrobců pro roky $i-2$ a $i-1$,
7. hodnoty plánovaných odpisů dlouhodobého majetku samostatně pro jednotlivé činnosti,
8. korekční faktory odpisů samostatně pro jednotlivé činnosti,
9. ostatní korekční faktory samostatně pro jednotlivé činnosti,
10. hodnoty povoleného zisku pro jednotlivé relevantní činnosti,
11. plánovaný počet odběrných míst zákazníků odebírajících elektřinu a plánované hodnoty odběru a spotřeby plynu pro výpočet cen za činnosti operátora trhu,
12. plánované hodnoty výnosů z ostatních činností operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství,
13. faktory trhu samostatně pro jednotlivé relevantní činnosti,
14. plánované zobchodované množství elektřiny a plynu na krátkodobém trhu organizovaném operátorem trhu,
15. plánované množství vydaných záruk původu,
16. plánovaný počet subjektů, které mají povinnost hradit cenu za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích.

15.5.3. Oznamování regulovaných cen a změny parametrů

Do 30. září kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok oznámí Úřad držiteli licence na činnosti operátora trhu vypočtené ceny za činnosti operátora trhu.

Úřad si vyhrazuje právo postupovat v průběhu V. regulačního období odlišným způsobem, než jsou principy uvedené v Zásadách cenové regulace, zejména v následujících případech:

1. změny právní úpravy bezprostředně se vztahující k licencované činnosti držitele licence, které mají podstatný dopad na parametry regulačního vzorce,
2. mimořádné změny na trhu s elektřinou a plynem nebo jiné mimořádné změny v národním hospodářství hodné zvláštního zřetele,
3. vyhlášení nouzového stavu, stavu ohrožení státu nebo válečného stavu,

4. stanovení parametrů na základě nesprávných, neúplných či nepravdivých podkladů nebo údajů,
5. podstatné změny na straně regulovaných subjektů, pokud takové změny významným způsobem ovlivní předpoklady, na jejichž základě byly stanoveny tyto Zásady cenové regulace, zejména s dopadem do struktury a výše povolených nákladů anebo zůstatkové hodnoty aktiv (např. insourcing/outsourcing, nebo přecenění majetku).

16. Přílohová část - postup stanovení cen

V této kapitole je podrobně popsána metodika stanovení vybraných parametrů a způsob stanovení upravených povolených výnosů a cen jednotlivých licencovaných činností.

16.1. Postup stanovení společných parametrů pro činnosti v elektroenergetice a plynárenství – přenos a distribuce elektřiny, přeprava a distribuce plynu

16.1.1. Fond obnovy a rozvoje

Po uplynutí rozhodného období bude vyhodnocen stav fondu obnovy a rozvoje (FOR) a jeho výsledek bude promítnut do hodnoty upravených odpisů pro regulované roky regulačního období bezprostředně následujícího po uplynutí rozhodného období dle následujícího postupu:

$$FOR = \sum_{2010}^R O_{sk} - \sum_{2010}^R IA_{sk},$$

pokud je

$$FOR > 0 \wedge \frac{\sum_{2010}^R IA_{sk}}{\sum_{2010}^R O_{sk}} < 0,95,$$

platí

$$O_{RROusk} = O_{ski} \times p_{uznat},$$

kde

$$p_{uznat} = \frac{\sum_{2010}^R IA_{sk}}{\sum_{2010}^R O_{sk}},$$

přítom platí, že $p_{uznat} < 0,95$,

pokud je

$$FOR \leq 0 \text{ nebo } \frac{\sum_{2010}^R IA_{sk}}{\sum_{2010}^R O_{sk}} \geq 0,95,$$

platí

$$O_{RROusk} = O_{ski} \times p_{uznat},$$

kde

$$p_{uznat} = 1.$$

R je poslední rok rozhodného období,

O_{sk} je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku,

IA_{sk} je skutečná hodnota aktivovaných investic,

p_{uznat} je procento uznatelnosti,

O_{RRROusk} jsou skutečné upravené odpisy v příslušném regulovaném roce regulačního období, které bude bezprostředně následovat po skončení rozhodného období,

O_{ski} jsou skutečné odpisy v příslušném regulovaném roce regulačního období, které bude následovat po skončení rozhodného období.

Rozhodným obdobím je pro účely evidence stanoveno období trvající 15 let, počínající dnem 1. ledna 2010 a končící dnem 31. prosince 2024. Výsledek hodnocení bude promítnut do relevantního snížení povolených odpisů v případě, že investice nebudou dosahovat hodnoty přeceněných odpisů s tolerancí 5 %. Po vyhodnocení rozhodného období ERÚ zohlední konečný stav fondu obnovy a rozvoje do povolených výnosů pro jednotlivé roky VI. regulačního období.

16.1.2. Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál

Za účelem stanovení WACC byla použita forma výpočtu dle následujícího vzorce:

$$WACC = \left(k_e \times \frac{E}{D+E} \right) + \left[\left(k_d \times \frac{D}{D+E} \right) \times (1-T) \right],$$

kde

k_e jsou náklady vlastního kapitálu (Cost of equity),

$\frac{E}{D+E}$ je podíl vlastního kapitálu na celkovém kapitálu,

k_d jsou náklady dluhového financování (Cost of debt),

$\frac{D}{D+E}$ je podíl dluhového kapitálu na celkovém kapitálu,

T je sazba daně z příjmu právnických osob (19 %).

16.1.2.1. Náklady vlastního kapitálu (Cost of equity) - k_e

Za účelem stanovení nákladů vlastního kapitálu byla použita forma výpočtu dle následujícího vzorce:

$$k_e = R_f + \beta_{\text{levered}} \times MRP,$$

kde

R_f je bezriziková výnosová míra,

β_{levered} je parametr systémového rizika,

MRP je přirážka za tržní riziko.

16.1.2.2. Bezriziková výnosová míra (Risk-free rate) – R_f

Jedná se o bezrizikovou úrokovou míru stanovenou jako výnos dluhopisového koše státních dluhopisů České republiky denominovaných v CZK s průměrnou zbytkovou splatností 10 let.

Za účelem stanovení R_f bylo zvoleno období 10 let, kde ze sazeb zveřejňovaných ČNB byl stanoven medián (střední hodnota celého sledovaného období).

16.1.2.3. Nezadlužená beta srovnatelných společností ($\beta_{unlevered}$)

Na základě srovnatelných společností (peer group) k 28. únoru 2019 byl stanoven medián ukazatele nezadlužená beta odpovídající citlivosti pohybu „nezadluženého“ energetického sektoru vzhledem k pohybu kapitálového trhu, na kterém vybrané společnosti podnikají, za období 1. března 2009 - 28. února 2019.

Peer group byla sestavena tak, aby zahrnovala veřejně obchodované společnosti z energetického sektoru v EU.

16.1.2.4. Zadlužená beta dle tržního podílu D/E ($\beta_{levered}$)

Za účelem výpočtu nákladů vlastního kapitálu je třeba ukazatel beta zadlužit na úroveň sektorového zadlužení.

Za tímto účelem byl použit medián zadlužení Debt/Equity za posledních 10 let společností z peer group. Pro výpočet byl použit následující vzorec:

$$\beta_{levered} = \beta_{unlevered} \times \left[1 + (1 - T) \times \left(\frac{D}{E} \right) \right],$$

kde

$\beta_{levered}$	je zadlužená beta použitá pro výpočet nákladů vlastního kapitálu,
$\beta_{unlevered}$	je nezadlužená beta dle peer group,
T	je sazba daně z příjmu právnických osob,
D/E	je podíl dluhu k vlastnímu kapitálu (medián posledních 10 let dle peer group).

16.1.2.5. Tržní riziková přírážka (Market risk premium) – MRP

Jedná se o přírážku investorů za investici do kapitálového (akciového) trhu vypočítanou jako rozdíl očekávaného výnosu kapitálového trhu a výnosu z bezrizikového aktiva.

Stanovení MRP vychází z nejlepší praxe a je proto odvozeno z největšího a nejrozvinutějšího kapitálového trhu světa, USA, výzkumu a pravidelně aktualizovaných dat uznávané autority, prof. Damodarana.

Za účelem stanovení MRP bylo zvoleno období 10 let. Implikované MRP bylo stanoveno mediánem (střední hodnotou celého sledovaného období).

Vzhledem k tomu, že riziková přírážka dat prof. Damodarana je konstruována pro použití bezrizikové výnosnosti na úrovni státních dluhopisů USA, je riziková přírážka ČR adekvátně přepočtena zahrnutím rizikové prémie ČR, rovněž mediánem (střední hodnotou celého sledovaného období) z téhož zdroje.

MRP je přírážka za investice vložené do vlastního kapitálu (formou nákupu akcií) společnosti.

16.1.2.6. Náklady cizího kapitálu (Cost of debt) – k_d

Za účelem stanovení nákladů dluhového financování byla použita forma výpočtu dle následujícího vzorce:

$$k_d = R_f + \text{credit risk margin (CRM)},$$

kde

k_d je Cost of debt (náklady dluhového financování),

R_f je bezriziková úroková míra,

CRM je riziková prémie sektoru.

16.1.2.7. Credit risk margin (riziková prémie sektoru) - CRM

Způsob výpočtu je dán vztahem:

$$\text{credit risk margin} = 10Y \text{ EUR Corporate BBB} - 10Y \text{ Euro Sovereign},$$

kde

10Y EUR Corporate BBB je výnos FTSE Euro Corporate Bonds BBB + 10Y Premium,

10Y Premium je prémie za desetiletou splatnost dluhopisů,

10Y Euro Sovereign je výnos 10Y Euro area Government bond s ratingem AAA.

Riziková prémie sektoru je založena na ratingu sektoru (medián ratingu srovnatelných společností spadá do rozpětí BBB+ až BBB-) a odpovídá mediánu rozdílů výnosů desetiletých Euro dluhopisů dle ratingu sektoru a bezrizikové úrokové míry denominované ve stejné měně. Za tímto účelem byly zvoleny následující indexy:

1. Bezriziková úroková míra: výnosová křivka souboru desetiletých evropských státních dluhopisů, které emitovaly státy s ratingem AAA, publikovaná Evropskou centrální bankou.
2. Výnosová míra daného sektoru: FTSE Euro Corporate Bonds BBB (Average yield) odpovídá výnosu dluhopisů společností s ratingem BBB. K této křivce byla následně aplikována prémie za splatnost počítaná jako spread mezi výnosností křivky Europe Industrials BBB+, BBB, BBB-, BVAL a FTSE Euro Corporate Bonds BBB (Average yield).

Za účelem stanovení CRM bylo zvoleno období 10 let, kde z měsíčních sazeb FTSE Euro Corporate Bonds BBB (+ 10Y Premium) a 10Y Euro Sovereign byl stanoven medián spreadu (rozpětí) mezi hodnotami indexů.

16.1.2.8. WACC před zdaněním (WACC pre-tax)

Za účelem stanovení hodnoty WACC před zdaněním byl zvolen následující postup:

$$WACC_{pre-tax} = \frac{WACC_{post-tax}}{1 - T},$$

kde

WACC_{pre-tax} je WACC před zdaněním,

WACC_{post-tax} je WACC po zdanění,

T je sazba daně z příjmu právnických osob.

16.1.2.9. Parametry pro stanovení hodnoty WACC na V. regulační období

tabulka č. 23 Parametry pro stanovení hodnoty WACC

Parametry vzorce		
	Elektroenergetika distribuce a přenos	Plynárenství distribuce a přeprava
Bezriziková míra výnosu (R _f)	2,04 %	2,04 %
Koeficient beta nevážený (β _{unlevered})	0,51	0,49
Koeficient beta vážený (β _{levered})	0,90	0,87
Tržní riziková přírážka (MRP)	6,54 %	6,54 %
Objem cizího kapitálu (D)	48,92 %	48,89 %
Objem vlastního kapitálu (E)	51,08 %	51,11 %
Credit risk margin (CRM)	1,09 %	1,09 %
Daňová sazba (T)	19,00 %	19,00 %
Náklady cizího kapitálu po zdanění	2,54 %	2,54 %
Náklady vlastního kapitálu (k _e)	7,94 %	7,76 %
WACC - nominální hodnota (po zdanění)	5,30 %	5,21 %
WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	6,54 %	6,43 %

Jako míra výnosnosti regulační báze aktiv pro V. regulační období se použije nominální hodnota WACC upravená o vliv daně (před zdaněním), tj. hodnota 6,54 % pro elektroenergetiku a 6,43 % pro plynárenství.

16.2. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen v elektroenergetice

Postup stanovení cen v elektroenergetice pro V. regulační období může být v průběhu V. regulačního období upraven nebo nahrazen v rozsahu technických jednotek určených pro alokaci upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty provozovatelů soustav. Tato změna neovlivňující výši upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty se nepovažuje za změnu Zásad cenové regulace pro V. regulační období.

Dále může být postup stanovení cen v elektroenergetice pro V. regulační období a konkrétní regulovaný rok upravován podzákonými právními předpisy případně cenovými rozhodnutími Energetického regulačního úřadu např. v případě, že budou změny reagovat na změny legislativy.

Korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 1. ledna 2016 a končícího dnem 31. prosince 2020 jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny. Korekčními faktory podle předchozí věty jsou myšleny i korekce hodnot, které nejsou označeny jako korekční faktory, ale svojí povahou korekčním faktorům odpovídají (např. korekce o výnosy z připojení, překročení rezervované kapacity, rezervovaného příkonu a výkonu a podobně).

16.2.1. Postup stanovení ceny zajišťování přenosu elektřiny

Jednotková cena za roční rezervovanou kapacitu c_{perci} v Kč/MW je stanovena regulačním vzorcem

$$c_{perci} = \frac{UPV_{pei}}{\sum_{k=1}^n RRR_{(PS-VVN)ki}},$$

kde

i je pořadové číslo regulovaného roku,

UPV_{pei} [Kč] je hodnota upravených povolených výnosů provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$UPV_{pei} = PV_{pei} + KF_{pei} - KF_{peosti} + IF_{pei} - F2_i,$$

kde

PV_{pei} [Kč] je hodnota povolených výnosů provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$PV_{pei} = PN_{pei} + O_{pei} + Z_{pei} + F_{pei},$$

kde

PN_{pei} [Kč] jsou povolené náklady provozovatele přenosové soustavy nezbytné k zajištění přenosu elektřiny pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$PN_{pei} = (PN_{pevi-1} + PS_{pevi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i),$$

kde

PN_{pevi-1} [Kč] je základna povolených nákladů provozovatele přenosové soustavy stanovená vztahem

$$PN_{pevi-1} = \frac{\left(N_{peski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i)^3 \right) + \left(N_{peski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i)^2 \right) + \left(N_{peski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i) \right)}{3},$$

kde

t je letopočet roku v rámci regulačního období,

L je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

N_{peski} [Kč] jsou skutečné náklady provozovatele přenosové soustavy nezbytné k zajištění přenosu elektřiny,

X_i [-] je roční hodnota faktoru efektivity pro činnost přenos elektřiny,

I_{pet} [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů provozovatele přenosové soustavy příslušného roku t stanovená vztahem

$$I_{pet} = (1 - p_{peIMt}) \times IPS_t + p_{peIMt} \times IM_t,$$

kde

p_{peIMt} [-] je váha mzdového indexu provozovatele přenosové soustavy stanovená jako podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů pro činnost přenos elektřiny v roce $t-1$; v případě, že hodnoty za rok $t-1$ nejsou známy, použijí se hodnoty za rok $t-2$,

IPS_t [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb, stanovená jako vážený průměr indexů cen 62-Služby v oblasti programování a poradenství, 63-Informační služby, 68-Služby v oblasti nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 70-Vedení podniků, poradenství v oblasti řízení, 71-Architektonické a inženýrské služby, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, 77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Služby související se stavbami, úpravami krajiny, 82-Administrativní a jiné podpůrné služby, zveřejněných Českým statistickým úřadem v tabulce „Indexy cen v tržních službách - podíl klouzavých průměrů“ (kód CEN06B2) za měsíc duben roku $t-1$ na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za služby poskytované v roce 2015,

IM_t [%] je hodnota mzdového indexu stanovena jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných Českým statistickým úřadem v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“, počínaje druhým čtvrtletím roku $t-2$ a konče prvním čtvrtletím roku $t-1$, zveřejněných v termínu 30. června roku $i-1$,

PS_{pei-1} [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů provozovatele přenosové soustavy, která je stanovena vztahem

$$PS_{pei-1} = \frac{(PS_{pei-4} + PS_{pei-3} + PS_{pei-2})}{3},$$

$$PS_{pei-4} = (PN_{pei-4} - N_{peski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i)^3 \times k_{psi-4},$$

$$PS_{pei-3} = (PN_{pei-3} - N_{peski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i)^2 \times k_{psi-3},$$

$$PS_{pei-2} = (PN_{pei-2} - N_{peski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i) \times k_{psi-2},$$

kde

k_{psi} [-] je koeficient profit/loss sharingu, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. regulačního období roven 0,5; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,

O_{pei} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$O_{pei} = O_{pepli} + KF_{peoi},$$

kde

O_{pepli} [Kč] je celková plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy a majetku pořízeného z dotace sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok i , stanovena vztahem

$$O_{pepli} = O_{pempli} + O_{pedmpli},$$

kde

O_{pempli} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku a provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok i ,

$O_{pedmpli}$ [Kč] je plánovaná hodnota regulačních odpisů majetku pořízeného z dotace pro provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok i , plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace

pro provozovatele přenosové soustavy může být Úřadem ponížena tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

KF_{pei} [Kč] je korekční faktor odpisů provozovatele přenosové soustavy, zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně majetku pořízeného formou dotace v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.2.6., který může dále obsahovat i zpětné korekce odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace, pokud by došlo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

Z_{pei} [Kč] je zisk provozovatele přenosové soustavy pro regulovaný rok, stanovený vztahem

$$Z_{pei} = \frac{MV_{pei}}{100} \times (RAB_{pei} + NI_{pepli}) + KF_{pezi} + KF_{penii} ,$$

kde

MV_{pei} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro činnost přenos elektřiny stanovená Úřadem pro regulovaný rok i podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním,

RAB_{pei} [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy pro regulovaný rok, stanovená vztahem

$$RAB_{pei} = RAB_{pe0} + \sum_{t=L}^{L+i-2} \Delta RAB_{peskt-2} + \Delta RAB_{pepli-1} + \Delta RAB_{pepli}$$

kde

RAB_{pe0} [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv stanovená jako skutečná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny vykázaná podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶ pro rok $L-1$,

$\Delta RAB_{peskt-2}$ [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny v roce $t-2$, která pro první rok regulačního období nabývá nulové hodnoty, stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{peskt-2} = IA_{peskt-2} + MP_{peskt-2} - VM_{peskt-2} - O_{pemskt-2} ,$$

kde

$IA_{peskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{peskt-2}$ [Kč] skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{peskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přenosové soustavy pro rok $t-2$,

$O_{pemskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok $t-2$,

$\Delta RAB_{pepli-1}$ [Kč] je očekávaná změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny v roce $i-1$, stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{pepli-1} = IA_{pepli-1} + MP_{pepli-1} - VM_{pepli-1} - O_{pempli-1},$$

kde

$IA_{pepli-1}$ [Kč] je očekávaná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok $i-1$,

$MP_{pepli-1}$ [Kč] očekávaná hodnota majetku nabytého přeměnou společností schválená Úřadem pro rok $i-1$,

$VM_{pepli-1}$ [Kč] je očekávaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přenosové soustavy pro rok $i-1$,

$O_{pempli-1}$ [Kč] je očekávaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok $i-1$,

ΔRAB_{pepli} [Kč] je plánovaná změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny v roce i , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{pepli} = IA_{pepli} + MP_{pepli} - VM_{pepli} - O_{pempli},$$

kde

IA_{pepli} [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok i ,

MP_{pepli} [Kč] plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společností schválená Úřadem pro rok i ,

VM_{pepli} [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přenosové soustavy pro rok i ,

O_{pempli} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok i ,

NI_{pepli} [Kč] je plánovaná souhrnná hodnota nedokončených investic provozovatele přenosové soustavy, kterými se rozumí jednotlivé nedokončené investice s plánovanou dobou pořízení bez zahrnutí doby příprav delší než 2 roky (24 měsíců) a hodnotou kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice, přesahující v daném roce 0,5 mld. Kč, za podmínky záporného stavu parametru fond obnovy a rozvoje, schválená Úřadem pro rok i po předchozí žádosti provozovatele přenosové soustavy,

KF_{pezi} [Kč] je korekční faktor zisku provozovatele přenosové soustavy, zohledňující rozdíl zisku stanovený v roce $i-2$ postupem podle bodu 16.2.6.,

KF_{peni} [Kč] je korekční faktor zisku z hodnoty povolených nedokončených investic provozovatele přenosové soustavy, zohledňující kumulovaný rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou nedokončených investic v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.2.6.,

F_{pei} [Kč] je hodnota faktoru trhu provozovatele přenosové soustavy, stanovená Úřadem pro rok i ,

KF_{pei} [Kč] je korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost přenos elektřiny stanovený postupem podle bodu 16.2.6.,

KF_{peosti} [Kč] je korekční faktor ostatních výnosů stanovený postupem podle bodu 16.2.6.,

IF_{pei} [Kč] je investiční faktor provozovatele přenosové soustavy stanovující výši finančních prostředků nezbytných k investicím do obnovy a rozvoje přenosové soustavy podle plánu rozvoje přenosové soustavy, které nejsou pokryty vlastními a cizími zdroji; při stanovení hodnoty investičního faktoru bude Úřad korigovat míru zadlužení provozovatele přenosové soustavy tak, aby celkový úročený dluh odpovídal trojnásobku ukazatele EBITDA; investiční faktor může nabývat kladných i záporných hodnot,

- a) kladný investiční faktor bude uplatněn na základě žádosti provozovatele přenosové soustavy poprvé v roce a ve všech dalších letech, kdy plánovaná míra zadlužení překročí trojnásobek ukazatele EBITDA,
- b) záporný investiční faktor bude uplatněn poprvé v roce, kdy plánovaná míra zadlužení klesne pod trojnásobek ukazatele EBITDA, a poté v každém následujícím roce až do úplného splacení sumy kladných investičních faktorů, tj. investiční faktor bude aplikován i v následujících regulačních obdobích,

$F2_i$ [Kč] je parametr zřízený ve III. regulačním období v souvislosti s řešením nezbytného navýšení investic vyplývajících z připojení nových výroben, který může nabývat pouze kladných hodnot.

n [-] je počet účastníků trhu s elektřinou připojených k přenosové soustavě hradících cenu za rezervovanou kapacitu,

$RRK_{(ps-vvn)ki}$ [MW] je roční rezervovaná kapacita přenosové soustavy k -tého účastníka trhu s elektřinou připojeného k přenosové soustavě pro regulovaný rok; kapacita zařízení přenosové soustavy je rezervována pro účastníky trhu s elektřinou připojené k přenosové soustavě (bez exportu, bez tranzitu, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren z přenosové soustavy v čerpadlovém provozu a bez odběru výrobců, kromě výrobců druhé kategorie, pro krytí spotřeby v areálu výroby) včetně provozovatelů regionálních distribučních soustav; rezervovaná kapacita je pro provozovatele regionální distribuční soustavy, určena průměrem bilančních sald hodinových maxim výkonů čtyř zimních měsíců (listopad až únor) za poslední tři ukončená zimní období před regulovaným rokem na rozhraní přenosové a distribuční soustavy.

Jednotková cena za použití sítí přenosové soustavy c_{pepsi} v Kč/MWh je stanovena vztahem

$$c_{pepsi} = \frac{PRN_{pei}}{RPME2_{peoi}},$$

kde

PRN_{pei} [Kč] jsou proměnné náklady provozovatele přenosové soustavy pro regulovaný rok, stanovené vztahem

$$PRN_{pei} = CE_{pei} \times PZT_{pei} + KF_{pepsi},$$

kde

CE_{pei} [Kč/MWh] je cena silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě pro regulovaný rok stanovena Úřadem,

PZT_{pei} [MWh] je plánované množství ztrát v přenosové soustavě pro regulovaný rok,

KF_{pepsi} [Kč] je korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za použití přenosových sítí v roce $i-2$, přepočtený na úroveň roku i s uplatněním časové hodnoty peněz, stanovený podle bodu 16.2.6.,

$RPME2_{peoi}$ [MWh] je plánované přenesené množství elektřiny (odběr elektřiny z přenosové soustavy pro regulovaný rok, na který se vztahuje cena za použití přenosové soustavy); skládá se z přímého odběru z přenosové soustavy (bez tranzitu, bez exportu), z odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu a odběru výrobců včetně jejich odběru na výrobu elektřiny nebo na výrobu elektřiny a tepla a z bilančního salda transformace na rozhraní přenosové soustavy a regionálních distribučních soustav.

Roční platba za rezervovanou kapacitu přenosové sítě k -tého odběratele $RPRK_{(PS-VVN)ki}$ v Kč je vypočtena regulačním vzorcem

$$RPRK_{(PS-VVN)ki} = c_{perci} \times RRK_{(PS-VVN)ki}.$$

Jako informativní je určena výpočtová průměrná jednosložková cena za přenos elektřiny c_{pei} v Kč/MWh, včetně korekčního faktoru, stanovena vztahem

$$c_{pei} = \frac{UPV_{pei}}{RPME1_{peoi}} + c_{pepsi},$$

kde

$RPME1_{peoi}$ [MWh] je plánované přenesené množství elektřiny (odběr elektřiny z přenosové soustavy) pro regulovaný rok, které se skládá z přímého odběru z přenosové soustavy (bez exportu, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu, bez tranzitu a bez odběru výrobců, kromě výrobců druhé kategorie, pro krytí spotřeby v areálu výrobní) a z bilančního salda transformace na rozhraní přenosové soustavy a regionálních distribučních soustav.

Stav fondu obnovy a rozvoje FOR_{pei} provozovatele přenosové soustavy pro regulovaný rok i je stanoven vztahem

$$FOR_{pei} = \sum_{t=2012}^{L+i} O_{pemskt-2} - \sum_{t=2012}^{L+i} IA_{peskt-2},$$

kde

$O_{pemskt-2}$ [Kč] je v regulaci uznaná skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy,

$IA_{peskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy vykázaná v souladu s jiným právním předpisem⁶ pro rok $t-2$.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MW a MWh na 3 desetinná místa,
- c) Kč/MWh na 2 desetinná místa,
- d) procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- e) poměrná míra na 5 desetinných míst.

Konečná měsíční cena za roční rezervovanou kapacitu v Kč/MW/měsíc je zaokrouhlena na celé koruny.

Konečná cena za použití sítí přenosové soustavy v Kč/MWh je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

16.2.2. Postup stanovení ceny za systémové služby

Cena za systémové služby c_{ssi} v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem

$$c_{ssi} = \frac{UPV_{ssi}}{RMESS1_i},$$

kde

i je pořadové číslo regulovaného roku,

UPV_{ssi} [Kč] je hodnota upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$UPV_{ssi} = PV_{ssi} + PNC_{psi} - PV_{zucti} + KF_{ssi} + F_{ssi},$$

kde

PV_{ssi} [Kč] je hodnota povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$PV_{ssi} = PN_{ssi} + O_{ssi} + Z_{ssi},$$

kde

PN_{ssi} [Kč] je hodnota povolených stálých nákladů, nezbytných k zajištění obchodu se systémovými službami pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$PN_{ssi} = (PN_{ssvi-1} + PS_{ssi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i),$$

kde

PN_{ssvi-1} [Kč] je základna povolených nákladů provozovatele stanovena vztahem

$$PN_{ssvi-1} = \frac{\begin{aligned} & (N_{ssski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i)^3) + \\ & (N_{ssski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i)^2) + \\ & (N_{ssski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i)) \end{aligned}}{3},$$

kde

t je letopočet roku v rámci regulačního období,

L je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

N_{ssski} [Kč] jsou skutečné náklady provozovatele přenosové soustavy nezbytné k zajištění poskytování systémových služeb,

X_i [-] je roční hodnota faktoru efektivity pro činnost poskytování systémových služeb,

I_{sst} [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku t provozovatele přenosové soustavy pro činnost systémových služeb stanovena vztahem

$$I_{sst} = (1 - p_{ssIMt}) \times IPS_t + p_{ssIMt} \times IM_t,$$

kde

PS_{ssi-t} [-] je váha mzdového indexu provozovatele přenosové soustavy pro činnost poskytování systémových služeb stanovená jako podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů pro činnost poskytování systémových služeb v roce $t-1$; v případě, že hodnoty za rok $t-1$ nejsou známy, použijí se hodnoty nákladů za rok $t-2$,

IPS_t [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb, stanovená jako vážený průměr indexů cen 62-Služby v oblasti programování a poradenství, 63-Informační služby, 68-Služby v oblasti nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 70-Vedení podniků, poradenství v oblasti řízení, 71-Architektonické a inženýrské služby, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, 77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Služby související se stavbami, úpravami krajiny, 82-Administrativní a jiné podpůrné služby, zveřejněných Českým statistickým úřadem v tabulce „Indexy cen tržních služeb“ (kód CEN06B2) za měsíc duben roku $t-1$ na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za služby poskytované v roce 2015,

IM_t [%] je hodnota mzdového indexu stanovena jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných Českým statistickým úřadem v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“, počínaje druhým čtvrtletím roku $t-2$ a konče prvním čtvrtletím roku $t-1$, zveřejněných v termínu 30. června roku $i-1$,

PS_{ssi-1} [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů provozovatele přenosové soustavy, která je stanovena vztahem

$$PS_{ssi-1} = \frac{(PS_{ssi-4} + PS_{ssi-3} + PS_{ssi-2})}{3},$$

$$PS_{ssi-4} = (PN_{ssi-4} - N_{ssski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i)^3 \times k_{ssi-4},$$

$$PS_{ssi-3} = (PN_{ssi-3} - N_{ssski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i)^2 \times k_{ssi-3},$$

$$PS_{ssi-2} = (PN_{ssi-2} - N_{ssski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i) \times k_{ssi-2},$$

kde

k_{ssi} [-] je koeficient profit/loss sharingu, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. regulačního období roven 0,5; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,

O_{ssi} [Kč] je povolená hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok, stanovená vztahem

$$O_{ssi} = O_{sspli} + KF_{ssoi} ,$$

kde

O_{sspli} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku, sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb v roce i ,

KF_{ssoi} [Kč] je korekční faktor odpisů, stanovený jako rozdíl mezi skutečně dosaženou a plánovanou hodnotou odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pro činnost poskytování systémových služeb v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.2.6., který může dále obsahovat i zpětné korekce odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace, pokud by došlo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

Z_{ssi} [Kč] je povolený zisk provozovatele přenosové soustavy za činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok daný vztahem

$$Z_{ssi} = Z_{ssro} + Z_{ssBi-2} ,$$

kde

Z_{ssro} [Kč] je povolený zisk za činnost poskytování systémových služeb, konstantní pro celé regulační období, stanovený Úřadem na základě fixní hodnoty zisku stanovené pro IV. regulační období,

Z_{ssBi-2} [Kč] je motivační složka zisku, stanovená jako 40 % z kladného rozdílu mezi plánovanou a skutečnou průměrnou roční cenou nákladů na nákup SVR násobeného skutečným ročním objemem zakoupených záloh v roce $i-2$,

F_{ssi} [Kč] je hodnota faktoru trhu pro činnost poskytování systémových služeb, stanovená Úřadem pro rok i ,

PNC_{psi} [Kč] je celková hodnota plánovaných nákladů na nákup podpůrných služeb pro regulovaný rok, stanovená vztahem

$$PNC_{psi} = PMS_{ssi} \times PCS_{ssi} ,$$

kde

PMS_{ssi} [MW.h] je plánovaný roční objem obstaraných služeb výkonové rovnováhy stanovený provozovatelem přenosové soustavy bez ohledu na skutečnost, zda nákup pochází z dlouhodobých kontraktů nebo má být realizován prostřednictvím denního trhu,

PCS_{ssi} [Kč/MW.h] je plánovaná průměrná roční cena na nákup SVR stanovená jako aritmetický průměr z hodnot skutečně dosažených průměrných ročních cen nákladů na nákup SVR za poslední tři známé kalendářní roky,

PV_{zucti} [Kč] je plánovaný součet rozdílů výnosů z vypořádání rozdílů plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky podle vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou a souvisejících nákladů a rozdílů výnosů a nákladů na regulační energii,

zajišťování nefrekvenčních podpůrných služeb, na operativní dodávky elektřiny ze zahraničí a do zahraničí v rámci spolupráce na úrovni provozovatele přenosové soustavy, na nápravná opatření a plánované náhrady za neodebranou elektřinu při dispečerském řízení podle jiného právního předpisu¹²,

KF_{ssi} [Kč] je korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost poskytování systémových služeb v roce *i-2* vypočtený podle bodu 16.2.6.,

RMES*S*₁ [MWh] je plánované množství elektřiny odebrané zákazníky, výrobci elektřiny a provozovateli přenosové nebo distribučních soustav pro ostatní spotřebu těchto provozovatelů soustav pro regulovaný rok, bez odběru pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny, bez elektřiny odebrané pro čerpání přečerpávacích vodních elektráren, bez elektřiny dodané do zahraničí s výjimkou dodávky elektřiny do vymezeného ostrovního provozu v zahraničí napojeného na elektrizační soustavu České republiky a bez elektřiny na krytí ztrát v přenosové a distribuční soustavě.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MW a MWh na 3 desetinná místa,
- c) Kč/MWh na 2 desetinná místa,
- d) procenta na 3 desetinná místa,
- e) poměrná míra na 5 desetinných míst.

Konečná cena v Kč/MWh je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

¹² § 26 odst. 6 zákona 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů.

16.2.3. Postup stanovení cen zajištění distribuce elektřiny

Pro účely regulace cen zajišťování distribuce elektřiny je distribuční soustava rozčleněna na tyto části:

- napěťová hladina VVN,
- napěťová hladina VN spolu s transformací VVN/VN,
- napěťová hladina NN spolu s transformací VN/NN.

Jednotková cena za roční rezervovanou kapacitu na napěťových hladinách VVN a VN S_{dxerci} v Kč/MW/rok je stanovena regulačním vzorcem

$$S_{dxerci} = \frac{UPV_{dxei}}{RK_{KZxei-2} + KTR_{xi}},$$

kde

i je pořadové číslo regulovaného roku,

x je pořadové číslo napěťové hladiny (VVN, VN, NN),

UPV_{dxei} [Kč] je hodnota upravených povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok stanovena vztahem

$$UPV_{dxei} = PV_{dxei} \times k_{pvxi} + PV_{d(x+1)ei} \times (1 - k_{pv(x+1)i}) + KF_{dxei} + KF_{dxei} - KF_{dxeosti} - KF_{dxepps_i} + Q_{dxei},$$

kde

PV_{dxei} [Kč] je hodnota povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok stanovena vztahem

$$PV_{dxei} = PN_{dxei} + O_{dxei} + Z_{dxei} + F_{dxei},$$

kde

PN_{dxei} [Kč] jsou povolené náklady provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách nezbytné k zajištění distribuce elektřiny pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$PN_{dxei} = (PN_{dxei-1} + PS_{dxei-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i),$$

kde

PN_{dxei-1} [Kč] je základna povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy stanovena vztahem

$$PN_{dxevi-1} = \frac{\left(N_{dxeski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i)^3 \right) + \left(N_{dxeski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i)^2 \right) + \left(N_{dxeski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i) \right)}{3},$$

kde

t je letopočet roku v rámci regulačního období,

L je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

N_{dxeski} [Kč] jsou skutečné náklady provozovatele distribuční soustavy nezbytné k zajištění distribuce elektřiny na jednotlivých napěťových hladinách,

X_i [-] je roční hodnota faktoru efektivity pro činnost distribuce elektřiny,

I_{det} [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů provozovatele distribuční soustavy příslušného roku *t* stanovená vztahem

$$I_{det} = (1 - p_{deIMt}) \times IPS_t + p_{deIMt} \times IM_t,$$

kde

p_{deIMt} [-] je individuální váha mzdového indexu provozovatele distribuční soustavy stanovená jako podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů pro činnost distribuce elektřiny v roce *t-1*; v případě, že hodnoty za rok *t-1* nejsou známy, použijí se hodnoty za rok *t-2*,

IPS_t [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb, stanovená jako vážený průměr indexů cen 62-Služby v oblasti programování a poradenství, 63-Informační služby, 68-Služby v oblasti nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 70-Vedení podniků, poradenství v oblasti řízení, 71-Architektonické a inženýrské služby, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, 77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Služby související se stavbami, úpravami krajiny, 82-Administrativní a jiné podpůrné služby, zveřejněných Českým statistickým úřadem v tabulce „Indexy cen tržních služeb“ (kód CEN06B2) za měsíc duben roku *t-1* na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za služby poskytované v roce 2015,

IM_t [%] je hodnota mzdového indexu stanovena jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných Českým statistickým úřadem v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“, počínaje druhým čtvrtletím roku *t-2* a konče prvním čtvrtletím roku *t-1*, zveřejněných v termínu 30. června roku *i-1*,

PS_{dxei-1} [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách stanovená vztahem

$$PS_{dxei-1} = k_{dxeNi-1} \times PS_{dei-1},$$

kde

$k_{dxeNi-1}$ [-] váha jednotlivých napěťových hladin profit/loss sharingu vypočtená jako podíl základny povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách pro rok $i-1$ a celkové základny povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy pro rok $i-1$,

PS_{dei-1} [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů provozovatele distribuční soustavy, která je stanovena vztahem

$$PS_{dei-1} = \frac{(PS_{dei-4} + PS_{dei-3} + PS_{dei-2})}{3},$$

$$PS_{dei-4} = (PN_{dei-4} - N_{deski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i)^3 \times k_{dsi-4},$$

$$PS_{dei-3} = (PN_{dei-3} - N_{deski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i)^2 \times k_{dsi-3},$$

$$PS_{dei-2} = (PN_{dei-2} - N_{deski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i) \times k_{dsi-2},$$

kde

k_{dsi} [-] je koeficient profit/loss sharingu, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. regulačního období roven 0,5; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,

O_{dxei} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$O_{dxei} = O_{dxepli} + KF_{dxeoi},$$

kde

O_{dxepli} [Kč] je celková plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy a majetku pořízeného z dotace na jednotlivých napěťových hladinách sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro regulovaný rok i , stanovena vztahem

$$O_{dxepli} = O_{dxempli} + O_{dxdempli},$$

kde

$O_{dxempli}$ [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku a provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách sloužícího k zajištění distribuce pro regulovaný rok i ,

$O_{dxdempli}$ [Kč] je plánovaná hodnota regulačních odpisů majetku pořízeného z dotace pro provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách sloužícího k zajištění distribuce pro regulovaný rok i , plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného

z dotace pro provozovatele distribuční soustavy může být Úřadem ponížena tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

KF_{dxeoi} [Kč] je korekční faktor odpisů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.2.6., který může dále obsahovat i zpětné korekce odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace, pokud by došlo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

Z_{dxei} [Kč] je zisk provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok, stanovený vztahem

$$Z_{dxei} = \frac{MV_{dei}}{100} \times (RAB_{dxei} + NI_{dxepli}) + KF_{dxezi} + KF_{dxeii},$$

kde

MV_{dei} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na distribuci elektřiny stanovená Úřadem pro regulovaný rok i podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním,

RAB_{dxei} [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok stanovená vztahem

$$RAB_{dxei} = RAB_{dei} \times k_{dxei-2},$$

Pokud byl plánovaný koeficient přecenění k_{depl} stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 menší než 1, potom

$$RAB_{dei} = RAB_{de0} + \sum_{t=L+1}^{L+i} \Delta RAB_{depl t} + \sum_{t=L+1}^{L+i} KF_{deRAB t},$$

kde

RAB_{de0} [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny stanovená Úřadem,

$\Delta RAB_{depl t}$ [Kč] je plánovaná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy v roce t , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{depl t} = IA_{depl t} + MP_{depl t} - VM_{depl t} - O_{depl t} + PriblZHA_{det},$$

kde

$IA_{depl t}$ [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok t ,

$MP_{depl t}$ [Kč] plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok t ,

$VM_{depl t}$ [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok t ,

O_{dempt} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro regulovaný rok t ,

$PriblZHA_{det}$ [Kč] je hodnota vyjadřující roční přiblížení hodnoty regulační báze aktiv k zůstatkové hodnotě aktiv vycházející z rozdílu plánovaných hodnot zůstatkové hodnoty aktiv a regulační báze aktiv pro rok 2020, který je vynásobený koeficientem, který zohledňuje procento přiznané v roce t , která bude korigovaná na později známou skutečnost, platná pro rok t a stanovená vztahem

$$PriblZHA_{det} = PriblZHA_{de0t} + KF_{PriblZHA_t},$$

kde

$PriblZHA_{de0t}$ [Kč] je plánovaná hodnota vyjadřující roční přiblížení hodnoty regulační báze aktiv k účetní zůstatkové hodnotě aktiv, stanovená vztahem

$$PriblZHA_{de0t} = (ZHA_{depl} - RAB_{deL} - KF_{deRABL+1}) \times k_{deindt},$$

kde

ZHA_{depl} [Kč] je plánovaná hodnota zůstatkové hodnoty aktiv na rok 2020 z předchozího roku,

RAB_{deL} [Kč] je plánovaná hodnota regulační báze aktiv pro rok 2020,

$KF_{deRABL+1}$ [Kč] je korekční faktor regulační báze za rok 2019 stanovený podle bodu 9.2.6. Zásad cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do 31. prosince 2020,

k_{deindt} [%] je koeficient individuálního přiblížení stanovený podle bodu 4.1.4.,

$KF_{PriblZHA_t}$ [Kč] je korekční faktor plánované hodnoty vyjadřující roční přiblížení hodnoty regulační báze aktiv k účetní zůstatkové hodnotě aktiv, stanovený vztahem

$$KF_{PriblZHA_t} = (ZHA_{deskL} - ZHA_{depl} - KF_{deRABL+2}) \times (k_{deindt-1} + k_{deindt}),$$

přičemž platí, že

pro rok $t = 2021$ je $KF_{PriblZHA_t}$ roven 0,

pro rok $t > 2022$ je koeficient $k_{deindt-1}$ roven 0,

kde

ZHA_{deskL} [Kč] je skutečná hodnota zůstatkové hodnoty aktiv roku 2020,

$KF_{deRABL+2}$ [Kč] je korekční faktor regulační báze za rok 2020 stanovený podle bodu 9.2.6. Zásad cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do 31. prosince 2020,

KF_{deRABt} [Kč] je korekční faktor regulační báze aktiv zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy v roce $t-2$ aplikovaný od roku $t=L+i$, stanovený postupem podle bodu 16.2.6.,

Pokud byl plánovaný koeficient přecenění k_{depl} stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 větší nebo roven hodnotě 1, potom

$$RAB_{dei} = RAB_{de0} + \sum_{t=L}^{L+i-2} \Delta RAB_{deskt-2} + \Delta RAB_{depli-1} + \Delta RAB_{depli}$$

kde

RAB_{de0} [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv stanovená jako skutečná zůstatková hodnota aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny vykázaná podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶ pro rok $L-1$,

$\Delta RAB_{deskt-2}$ [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce $t-2$, která pro první rok regulačního období nabývá nulové hodnoty, stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{deskt-2} = IA_{deskt-2} + MP_{deskt-2} - VM_{deskt-2} - O_{demskt-2},$$

kde

$IA_{deskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{deskt-2}$ [Kč] skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společností schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{deskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

$O_{demskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribučních služeb pro regulovaný rok $t-2$,

$\Delta RAB_{depli-1}$ [Kč] je očekávaná změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce $i-1$, stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{depli-1} = IA_{depli-1} + MP_{depli-1} - VM_{depli-1} - O_{dempli-1},$$

kde

$IA_{depli-1}$ [Kč] je očekávaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $i-1$,

$MP_{depli-1}$ [Kč] očekávaná hodnota majetku nabytého přeměnou společností schválená Úřadem pro rok $i-1$,

$VM_{depli-1}$ [Kč] je očekávaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok $i-1$,

$O_{dempli-1}$ [Kč] je očekávaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribučních služeb pro regulovaný rok $i-1$,

ΔRAB_{depli} [Kč] je plánovaná změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce i , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{depli} = IA_{depli} + MP_{depli} - VM_{depli} - O_{dempli},$$

kde

IA_{depli} [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok i ,

MP_{depli} [Kč] plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společností schválená Úřadem pro rok i ,

VM_{depli} [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok i ,

O_{dempli} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribučních služeb pro regulovaný rok i ,

NI_{dxepli} [Kč] je plánovaná souhrnná hodnota nedokončených investic provozovatele distribuční soustavy, kterými se rozumí jednotlivé nedokončené investice s plánovanou dobou pořízení delší než 2 roky (24 měsíců) a hodnotou kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice, přesahující v daném roce 0,5 mld. Kč, za podmínky záporného stavu parametru fond obnovy a rozvoje, schválená Úřadem pro rok i po předchozí žádosti provozovatele distribuční soustavy,

k_{dxei-2} [-] je váha jednotlivých napěťových hladin skutečných zůstatkových hodnot aktiv roku $i-2$, vypočtená jako podíl skutečných zůstatkových hodnot aktiv na jednotlivých napěťových hladinách na celkové skutečné zůstatkové hodnotě aktiv v roce $i-2$,

KF_{dxezi} [Kč] je korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, zohledňující rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou hodnoty regulační báze aktiv v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.2.6.,

KF_{dxezii} [Kč] je korekční faktor zisku z hodnoty povolených nedokončených investic provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, zohledňující kumulovaný rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou nedokončených investic v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.2.6.,

F_{dxei} [Kč] je hodnota faktoru trhu provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, stanovená Úřadem pro rok i ,

k_{pvxi} [-] je koeficient korekce povolených výnosů x -té napěťové hladiny pro regulovaný rok stanovený Úřadem za účelem stabilizace cen v regulačním období, přičemž pro napěťovou hladinu NN je roven jedné,

$PV_{d(x+1)ei}$ [Kč] je hodnota povolených výnosů za činnost distribuce elektřiny pro napětovou hladinu o jednu vyšší než je x -tá napětová hladina, kromě napětové hladiny VVN,

$k_{pv(x+1)i}$ [-] je koeficient korekce povolených výnosů pro o jednu napětovou hladinu vyšší než je x -tá napětová hladina, kromě napětové hladiny VVN, pro regulovaný rok,

KF_{dxei} [Kč] je korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za činnost distribuce elektřiny přiřazený k napětové hladině vypočtený podle bodu 16.2.6. stanovený za rok $i-2$,

KF_{dxeHi} [Kč] je korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za činnost distribuce elektřiny přiřazený k napětové hladině vypočtený podle bodu 16.2.6. obsahující korekci za rok $i-3$ a starší roky,

$KF_{dxeosti}$ [Kč] je korekční faktor ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy přiřazený k příslušné napětové hladině vypočtený podle bodu 16.2.6.,

KF_{dxePsi} [Kč] je korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za nefrekvenční podpůrné služby poskytované na úrovni distribuční soustavy, přiřazený k příslušné napětové hladině vypočtený podle bodu 16.2.6.,

Q_{dxei} [Kč] je faktor kvality na jednotlivých napětových hladinách, zohledňující dosaženou úroveň kvality služeb distribuce elektřiny v letech $i-2$ a $i-3$ ve vztahu k požadovaným úrovním ukazatelů kvality pro rok $i-2$, stanovený vztahem

$$Q_{dxei} = Q_{dei} \times q_{dxe},$$

kde

Q_{dei} [Kč] je faktor kvality, zohledňující dosaženou úroveň kvality služeb distribuce elektřiny v letech $i-2$ a $i-3$ ve vztahu k definovaným standardům za celou distribuční soustavu pro rok $i-2$, stanovený vztahem

$$Q_{dei} = Q_{de1i} + Q_{de2i},$$

kde

Q_{de1i} [Kč] je faktor kvality zohledňující počet přerušení distribuce elektřiny v odběrných místech zákazníků distribuční soustavy,

Q_{de2i} [Kč] je faktor kvality zohledňující doby přerušení distribuce elektřiny v odběrných místech zákazníků distribuční soustavy,

Každý z uvedených faktorů kvality je stanoven vztahy

$$Q_{de1,2i} = \frac{Z_{dei-2}}{2} \times \frac{MAX_{i-2}}{DQ_{maxi-2} - HHNP_{i-2}} \times (DQ_u - HHNP_{i-2}),$$

pro $HHNP_{i-2} > DQ_u > DQ_{maxi-2}$

$$Q_{de1,2i} = \frac{Z_{dei-2}}{2} \times \frac{MAX_{i-2}}{DHNP_{i-2} - DQ_{mini-2}} \times (DQ_u - DHNP_{i-2}),$$

pro $DHNP_{i-2} < DQ_u < DQ_{mini-2}$

$$Q_{de1,2i} = \frac{Z_{dei-2}}{2} \times MAX_{i-2},$$

pro $DQ_u \leq DQ_{\max i-2}$

$$Q_{de1,2i} = \frac{-Z_{dei-2}}{2} \times MAX_{i-2},$$

pro $DQ_u \geq DQ_{\min i-2}$

$$Q_{de1,2i} = 0,$$

pro $DHNP_{i-2} \geq DQ_u \geq HHNP_{i-2}$

kde

Z_{dei-2} [Kč] je plánovaný zisk provozovatele distribuční soustavy pro rok $i-2$,

MAX_{i-2} [-] je poměrné číslo, vyjadřující maximální hodnotu bonusu nebo penále ze zisku provozovatele distribuční soustavy pro rok $i-2$ Z_{dei-2} ,

$DQ_{\max i-2}$ je limitní hodnota ukazatele kvality pro rok $i-2$, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb,

$DQ_{\min i-2}$ je limitní hodnota ukazatele kvality pro rok $i-2$, do níž je uplatňována maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb,

$HHNP_{i-2}$, $DHNP_{i-2}$ jsou horní a dolní hranice neutrálního pásma pro rok $i-2$, v jejichž rozmezí se bonus ani penále pro ukazatel kvality neuplatňují,

DQ_u je uznaná hodnota úrovně ukazatele kvality stanovená vztahy

$$DQ_u = DQ_v \text{ pro } DQ_v \leq DHNP_{i-2},$$

$$DQ_u = DQ_v \text{ pro } DQ_v > DHNP_{i-2} \text{ a současně } DQ_{kat213} = 0,$$

$$DQ_u = DQ_v - DQ_{kat213}$$

$$\text{pro } DQ_v > DHNP_{i-2} \text{ a současně } DQ_{kat213} > 0$$

$$\text{a současně } DQ_{kat213} < DQ_v - DHNP_{i-2},$$

$$DQ_u = DHNP_{i-2}$$

$$\text{pro } DQ_v > DHNP_{i-2} \text{ a současně } DQ_{kat213} > 0$$

$$\text{a současně } DQ_{kat213} \geq DQ_v - DHNP_{i-2},$$

kde

DQ_{kat213} je průměrná dílčí hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality za přerušení kategorie č. 213 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice stanovená vztahem

$$DQ_{kat213} = \frac{DQ_{kat213i-2} + DQ_{kat213i-3}}{2},$$

kde

$DQ_{kat213i-2}$ je dílčí hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce $i-2$, přičemž pro výpočet Q_{de1i} je jí průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIFI_s v roce $i-2$ vypočítaný z přerušení kategorie č. 213 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb

v elektroenergetice a pro výpočet Q_{de2i} je jí průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIDI_s v roce $i-2$ vypočítaná z přerušení kategorie č. 213 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice,

$DQ_{kat213i-3}$ je dílčí hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce $i-3$, přičemž pro výpočet Q_{de1i} je jí průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIFI_s v roce $i-3$ vypočítaný z přerušení kategorie č. 213 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice a pro výpočet Q_{de2i} je jí průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIDI_s v roce $i-3$ vypočítaná z přerušení kategorie č. 213 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice,

DQ_v je průměrná hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality za přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice, stanovená vztahem

$$DQ_v = \frac{DQ_{i-2} + DQ_{i-3}}{2},$$

kde

DQ_{i-2} je hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce $i-2$, přičemž pro výpočet Q_{de1i} je jí průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIFI_s v roce $i-2$ vypočítaný z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice a pro výpočet Q_{de2i} je jí průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIDI_s v roce $i-2$ vypočítaná z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice,

DQ_{i-3} je hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce $i-3$, přičemž pro výpočet Q_{de1i} je jí průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIFI_s v roce $i-3$ vypočítaný z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice a pro výpočet Q_{de2i} je jí průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIDI_s v roce $i-3$ vypočítaná z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice,

q_{dxe} [-] je koeficient rozdělení faktoru kvality na jednotlivé napěťové hladiny stanovený Úřadem,

$$DQ_{maxi-2} = STQ_{i-2} \times \left(1 - \frac{q_{max}}{100}\right),$$

$$DQ_{mini-2} = STQ_{i-2} \times \left(1 + \frac{q_{max}}{100}\right),$$

$$HHNP_{i-2} = STQ_{i-2} \times \left(1 - \frac{q_{NP}}{100}\right),$$

$$DHNP_{i-2} = STQ_{i-2} \times \left(1 + \frac{q_{NP}}{100}\right),$$

kde

STQ_{i-2} je hodnota požadované úrovně ukazatele kvality pro rok $i-2$, přičemž pro výpočet Q_{de1i} je jí průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIFI_s z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice, a pro výpočet Q_{de2i} je jí průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIDI_s z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice,

,

q_{max} [%] je poměrné číslo vyjadřující limitní hodnotu ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu/penále za dosaženou kvalitu,

q_{NP} [%] je poměrné číslo vyjadřující hodnotu horní a dolní hranice neutrálního pásma,

$RK_{KZxei-2}$ [MW] je celková průměrná rezervovaná kapacita zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav (bez exportu s výjimkou odběrů elektřiny vymezených ostrovních provozů v zahraničí napojených na elektrizační soustavu České republiky, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu, bez tranzitu a bez odběru výrobců, kromě výrobců druhé kategorie, pro krytí spotřeby v areálu výroby) pro napěťovou hladinu VVN nebo VN vykázaná provozovatelem distribuční soustavy v roce $i-2$; v odůvodněných případech je možné pro stanovení celkové průměrné rezervované kapacity zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav a výrobců elektřiny druhé kategorie vyjít z plánů rezervované kapacity vykázaných provozovatelem distribuční soustavy pro rok i ,

KTR_{xi} [MW] jsou výpočtové hodnoty rezervované kapacity transformace z napěťové hladiny VVN a VN na nižší napěťovou hladinu pro regulovaný rok, které se stanoví podle vztahů

$$KTR_{VVNi} = \frac{RK_{KZVNei-2} \times TE_{TRVVNei}}{RME_{KZVNei}},$$

$$KTR_{VNi} = \frac{RK_{KZVNei-2} \times TE_{TRVNei}}{RME_{KZVNei}},$$

kde

$TE_{TRVVNei}$, TE_{TRVNei} [MWh] jsou roční množství elektřiny transformovaná z napěťové hladiny VVN a VN na nižší napěťovou hladinu plánovaná provozovatelem distribuční soustavy pro regulovaný rok,

RME_{KZVNei} [MWh] je roční množství elektřiny odebírané zákazníky na napěťové hladině VN plánované provozovatelem distribuční soustavy pro regulovaný rok.

Jednotková cena za měsíční rezervovanou kapacitu sm_{dxerci} v Kč/MW/měsíc na napěťových hladinách VVN a VN, včetně korekčního faktoru za distribuci elektřiny, je stanovena podle regulačního vzorce

$$sm_{dxerci} = \frac{S_{dxerci} \times k_{zni}}{12},$$

kde

k_{zni} [-] je koeficient znevýhodnění měsíční rezervované kapacity na napěťových hladinách VVN a VN pro regulovaný rok stanovený vztahem

$$k_{zni} = k_{nri} + \frac{k_{pri}}{100},$$

kde

k_{nri} [-] je koeficient nerovnoměrnosti určený jako podíl součtu maximální roční a maximální měsíční rezervované kapacity a součtu průměrné roční a průměrné měsíční rezervované kapacity, skutečně rezervované zákazníky na napěťových hladinách VVN a VN v roce $i-2$,

k_{pri} [%] je procentní přírůžka ke koeficientu nerovnoměrnosti pro regulovaný rok stanovená Úřadem na základě zkušeností a hodnot stanovených pro IV. regulační období.

Jednotková cena za použití sítě na napěťových hladinách S_{dxepzi} v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem

$$S_{dxepzi} = \frac{PRN_{dxei}}{RDME_{2xi}},$$

kde

PRN_{dxei} [Kč] jsou proměnné náklady na distribuci elektřiny provozovatele distribuční soustavy pro napěťovou hladinu x pro regulovaný rok i stanovené vztahem

$$PRN_{dxei} = CE_{dei} \times PZT_{dxei} + KF_{dxeipsi},$$

kde

CE_{dei} [Kč/MWh] je cena elektřiny pro krytí ztrát v distribuční soustavě pro regulovaný rok, stanovená pro provozovatele distribuční soustavy Úřadem na základě vývoje cen elektřiny na velkoobchodním trhu,

PZT_{dxei} [MWh] je povolené množství ztrát v napěťové hladině pro regulovaný rok stanovené Úřadem na základě plánovaných hodnot společnosti, přičemž platí, že

$$PZT_{dxei} \leq PZT_{dxeimax} = \frac{k_{zdxei} \times RDME_{pzdxi}}{100},$$

kde

k_{zdxei} [%] je povolená míra celkových ztrát v x -té napěťové hladině distribuční soustavy pro regulovaný rok, stanovená Úřadem na základě skutečně dosažených hodnot příslušného provozovatele distribuční soustavy

s přihlédnutím k plánovanému vývoji ztrát, vztažená ke vstupujícímu toku elektřiny do této napěťové hladiny distribuční soustavy,

$RDME_{pzdx_i}$ [MWh] je plánované množství elektřiny pro regulovaný rok na vstupu do x -té napěťové hladiny distribuční soustavy provozovatele distribuční soustavy (dodávka z výroben elektřiny připojených k distribuční soustavě, dodávka z přenosové soustavy a dodávka ze sousedních distribučních soustav včetně dovozu ze zahraničí, s výjimkou dodávky zdrojů nezpoptatné cenou za použití sítě vzhledem k vlivu umístění měření),

KF_{dxepsi} [Kč] je korekční faktor za použití distribučních sítí v roce $i-2$ pro x -tou napěťovou hladinu distribuční soustavy, přepočtený na úroveň roku i s uplatněním časové hodnoty peněz, stanovený podle bodu 16.2.6.,

$RDME_{2_xi}$ [MWh] je plánované množství elektřiny pro regulovaný rok distribuované x -tou napěťovou hladinou; jedná se o množství elektřiny odebrané všemi zákazníky včetně odběrů provozovatelů lokálních distribučních soustav, množství elektřiny transformované do nižších napěťových hladin (kromě NN) množství elektřiny odebrané pro ostatní spotřebu provozovatele distribuční soustavy, množství elektřiny odebrané do vymezeného ostrovního provozu v zahraničí napojeného na elektrizační soustavu České republiky, za odběr přečerpávacích vodních elektráren v režimu čerpání a za odběr výrobců včetně jejich technologické vlastní spotřeby, s výjimkou odběrů nezpoptatných cenou za použití distribuční sítě vzhledem k vlivu umístění měření.

Jako informativní je určena výpočtová průměrná jednosložková cena zajišťování distribuce elektřiny pro samostatné napěťové hladiny VVN a VN S_{dxei} v Kč/MWh, včetně korekčního faktoru za distribuci elektřiny, podle vztahu

$$S_{dxei} = \frac{S_{dxerci} \times RK_{KZxei}}{RME_{KZxei}} + S_{dxepzi},$$

pro napěťovou hladinu NN S_{dNNei} v Kč/MWh, včetně korekčního faktoru za distribuci elektřiny, podle vztahu

$$S_{dNNei} = \frac{UPV_{dNNei}}{RDME_{KZNNei}} + S_{dNNeppi},$$

kde

RME_{KZxei} [MWh] je plánované množství elektřiny odebírané zákazníky na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok.

Cena zajišťování distribuce elektřiny se rozděluje na část za rezervovanou kapacitu v Kč/MW/měsíc, která se stanoví jako cena za roční rezervovanou kapacitu vydělená 12, a na část za použití sítí distribuční soustavy na dané napěťové hladině v Kč/MWh.

Cena za rezervovanou kapacitu v Kč/MW/rok a za použití sítí distribuční soustavy v Kč/MWh na napěťové hladině VVN jsou stanoveny regulačními vzorci

$$c_{dVVNerci} = S_{dVVNerci} + c_{perci} \times \frac{RRK_{(PS-VVN)ei} + \sum_{k=1}^n RRK_{(VVNk-VVN)ei-2}}{RK_{KZVVNei-2} + KTR_{VVNi}},$$

$$c_{dVVNepzi} = s_{dVVNepzi} + c_{pepsi} \times \frac{TE_{(PS-VVN)ei} + \sum_{k=1}^n TE_{(VVNk-VVN)ei}}{RDME2_{VVNi}}$$

Cena za rezervovanou kapacitu v Kč/MW/rok a za použití sítě distribuční soustavy v Kč/MWh na napěťové hladině VN jsou stanoveny regulačními vzorci

$$c_{dVNerci} = s_{dVNerci} + c_{dVVNerci} \times \frac{KTR_{VVNi}}{RK_{KZVNei-2} + KTR_{VNi}},$$

$$c_{dVNepzi} = s_{dVNepzi} + c_{dVVNepzi} \times \frac{TE_{TRVVNei}}{RDME2_{VNi}},$$

kde

i je pořadové číslo regulovaného roku,

$s_{dVVNerci}$, $s_{dVNerci}$ [Kč/MW] jsou jednotkové ceny za roční rezervovanou kapacitu napěťové hladiny VVN a VN pro regulovaný rok,

c_{perci} [Kč/MW] cena za roční rezervovanou kapacitu přenosové soustavy stanovená podle bodu 16.2.1.,

$RRK_{(PS-VVN)ei}$ [MW] je rezervovaná kapacita přenosové soustavy pro příslušnou distribuční soustavu připojenou k přenosové soustavě pro regulovaný rok stanovená podle bodu 16.2.1.,

n je počet sousedních distribučních soustav,

$RRK_{(VVNk-VVN)ei-2}$ [MW] je bilanční saldo rezervované kapacity mezi napěťovou hladinou VVN k -tého provozovatele sousední distribuční soustavy a příslušným držitelem licence na distribuci elektřiny, kteří jsou připojeni k přenosové soustavě, stanovené jako průměr skutečně naměřených měsíčních hodinových maxim výkonů 4 zimních měsíců na přelomu roků $i-2$ a $i-1$,

$RRK_{KZVNei-2}$, $RK_{KZVNei-2}$ [MW] je celková průměrná rezervovaná kapacita zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav (bez exportu s výjimkou odběrů elektřiny vymezených ostrovních provozů v zahraničí napojených na elektrizační soustavu České republiky, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu, bez tranzitu a bez odběru výrobců, kromě výrobců druhé kategorie, pro krytí spotřeby v areálu výroby) napěťové hladiny VVN a VN, vykázaná provozovatelem distribuční soustavy v roce $i-2$; v odůvodněných případech je možné pro stanovení celkové průměrné rezervované kapacity zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav a výrobců elektřiny druhé kategorie vyjít z plánů rezervované kapacity vykázaných provozovatelem distribuční soustavy pro rok i ,

KTR_{VVNi} , KTR_{VNi} [MW] jsou výpočtové hodnoty rezervované kapacity transformace z hladiny VVN a VN na nižší napěťovou hladinu pro regulovaný rok,

$s_{dVVNepzi}$, $s_{dVNepzi}$, $s_{dNNepzi}$ [Kč/MWh] jsou jednotkové ceny za použití napěťových hladin pro regulovaný rok,

C_{pepsi} [Kč/MWh] je cena za použití sítí přenosové soustavy stanovená podle bodu 16.2.1.,

$TE_{(PS-VVN)ei}$, $TE_{TRVVNei}$, TE_{TRVNei} [MWh] jsou předpokládané toky elektřiny pro regulovaný rok mezi přenosovou soustavou a napěťovou hladinou VVN distribuční soustavy, popřípadě předpokládané toky elektřiny transformací z napěťové hladiny VVN a VN na nižší napěťovou hladinu; je uvažován tok v transformaci mezi hladinami (na vstupu do transformace, tedy se započtením ztrát v transformaci mezi napěťovými hladinami); ztráty v transformaci z přenosové soustavy na napěťovou hladinu VVN distribuční soustavy jsou započteny do ztrát přenosové soustavy,

$TE_{(VVNK-VVN)ei}$ [MWh] je předpokládané bilanční saldo elektřiny pro regulovaný rok mezi napěťovou hladinou VVN *k-tého* provozovatele sousední distribuční soustavy a příslušným provozovatelem distribuční soustavy, jejichž distribuční soustavy jsou připojeny k přenosové soustavě,

$RDME2_{VVNi}$, $RDME2_{VNi}$, $RDME2_{NNi}$ [MWh] jsou předpokládané toky elektřiny pro regulovaný rok na výstupu z napěťové hladiny distribuční soustavy; jedná se o odběry zákazníků na dané napěťové hladině, toky do transformace elektřiny do nižších napěťových hladin (kromě NN), odběr provozovatelů lokálních distribučních soustav, odběry elektřiny vymezených ostrovních provozů v zahraničí napojených na elektrizační soustavu České republiky a odběry přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu a odběr výrobců včetně jejich odběru na výrobu elektřiny nebo na výrobu elektřiny a tepla na dané napěťové hladině.

Průměrná cena jednotkového množství elektřiny za použití sítí na napěťové hladině NN v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem

$$C_{dNNepzi} = S_{dNNepzi} + C_{dVNepzi} \times \frac{TE_{TRVNei}}{RDME2_{NNi}}.$$

Na napěťové hladině NN jsou stanoveny ceny zajišťování distribuce elektřiny pro zákazníky přímo z upravených povolených výnosů a proměnných nákladů připadajících na napěťovou hladinu NN včetně části nákladů vyšších napěťových hladin. Fixní složka ceny v Kč je vztažena k plánované roční rezervované kapacitě v A vyjádřené jmenovitou proudovou hodnotou hlavního jističe před elektroměrem (technické maximum) zákazníků pro regulovaný rok, proměnná složka ceny v Kč/MWh je vztažena k odebranému množství elektřiny v MWh pro regulovaný rok, přičemž může být rozdělena na cenu vysokého a nízkého tarifu.

Jednosložková průměrná cena zajišťování distribuce elektřiny jednotkového množství elektřiny na napěťové hladině VVN v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem

$$C_{dVVNei} = \frac{C_{dVVNerci} \times RK_{KZVVNei-2}}{RME_{KZVVNei}} + C_{dVVNepzi}.$$

Jednosložková průměrná cena zajišťování distribuce elektřiny jednotkového množství elektřiny na napěťové hladině VN v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem

$$C_{dVNei} = \frac{C_{dVNerci} \times RK_{KZVNei-2}}{RME_{KZVNei}} + C_{dVNepzi},$$

kde

$RME_{KZVVNei}$, RME_{KZVNei} [MWh] jsou předpokládaná roční množství elektřiny odebraná zákazníky na napěťové hladině VVN a VN pro regulovaný rok.

Jednosložková průměrná cena zajišťování distribuce elektřiny jednotkového množství elektřiny na napěťové hladině NN v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem

$$c_{dNNei} = s_{dNNei} + (c_{dVNei} - c_{dVNepzi}) \times \frac{TE_{TRVNei}}{RDME1_{NNi}} + c_{dVNepzi} \times \frac{TE_{TRVNei}}{RDME2_{NNi}},$$

kde

s_{dNNei} [Kč/MWh] je cena zajišťování distribuce elektřiny na napěťové hladině NN,

$RDME1_{NNi}$ [MWh] je předpokládané množství elektřiny pro regulovaný rok odebrané z napěťové hladiny NN zákazníky, výrobci elektřiny, provozovateli distribučních soustav a množství elektřiny odebrané vymezenými ostrovními provozy v zahraničí napojenými na elektrizační soustavu České republiky.

Stav fondu obnovy a rozvoje FOR_{dei} provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok i je stanoven vztahem

$$FOR_{dei} = \sum_{t=2012}^{L+i} O_{demskt-2} - \sum_{t=2012}^{L+i} IA_{deskt-2},$$

kde

$O_{demskt-2}$ [Kč] je v regulaci uznaná skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy,

$IA_{deskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy vykázaná v souladu s jiným právním předpisem⁶ pro rok $t-2$.

Přetoky mezi sítěmi VVN jednotlivých provozovatelů regionálních distribučních soustav jsou hrazeny cenou za přenos elektřiny. Přetoky mezi sítěmi VN a NN jednotlivých provozovatelů regionálních distribučních soustav jsou hrazeny cenami zajišťování distribuce elektřiny provozovatele regionální distribuční soustavy. Při stanovení ceny zajišťování distribuce elektřiny jsou tyto náklady a výnosy za rezervovanou kapacitu na přetoky elektřiny započítávány do ceny za rezervovanou kapacitu, náklady a výnosy za použití sítí na přetoky elektřiny jsou započítány do ceny za použití sítí.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- Kč na celé koruny,
- MW a MWh na tři desetinná místa,
- Kč/MWh na dvě desetinná místa,
- procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- poměrná míra na 5 desetinných míst.

Konečná cena za rezervovanou kapacitu v Kč/MW/měsíc je zaokrouhlena na celé koruny, konečná cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v Kč/měsíc je zaokrouhlena na celé koruny, konečná cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v Kč/A/měsíc je zaokrouhlena na dvě desetinná místa.

Konečná cena za použití sítí distribuční soustavy v Kč/MWh nebo konečná cena za distribuované množství elektřiny v Kč/MWh je zaokrouhlena na dvě desetinná místa.

16.2.4. Postup stanovení ceny za činnost povinně vykupujícího

Cena za činnost povinně vykupujícího c_{pvi} v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem

$$c_{pvi} = \frac{UPV_{pvi}}{PME_{pvi}},$$

kde

i je pořadové číslo regulovaného roku,

UPV_{pvi} [Kč] jsou upravené povolené výnosy za činnost povinně vykupujícího, stanovené vztahem

$$UPV_{pvi} = NA_{pvi} + O_{pvpli} + NODCH_{pvi} + NF_{pvi} + KF_{pvi} + F_{pvi},$$

kde

NA_{pvi} [Kč] jsou plánované administrativní náklady povinně vykupujícího spojené s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, stanovené Úřadem,

O_{pvpli} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku povinně vykupujícího sloužícího k zajištění činnosti povinně vykupujícího stanovená Úřadem pro regulovaný rok i ,

$NODCH_{pvi}$ [Kč] jsou plánované vícenáklady povinně vykupujícího na odchylky spojené s výkupem elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen v regulovaném roce i , stanovené Úřadem na základě skutečných vícenákladů na odchylky v posledním účetně ukončeném kalendářním roce předcházejícím regulovanému roku přepočtených na základě plánovaného vývoje instalovaného výkonu jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů s podporou formou výkupních cen a plánovaného vyrobeného množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykopeného povinně vykupujícím,

NF_{pvi} [Kč] jsou plánované náklady povinně vykupujícího spojené s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, stanovené Úřadem jako součin průměrného skutečného finančního nákladu na 1 MWh vykopené elektřiny povinně vykupujícím za rok $i-2$ a plánovaného vyrobeného množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykopeného povinně vykupujícím v regulovaném roce i ,

KF_{pvi} [Kč] je korekční faktor za činnost povinně vykupujícího stanovený postupem podle bodu 16.2.6.,

F_{pvi} [Kč] je faktor trhu za činnost povinně vykupujícího, stanovený Úřadem,

PME_{pvi} [MWh] je plánované množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykopené povinně vykupujícím v regulovaném roce i , stanovené Úřadem.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování. Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MWh na 3 desetinná místa.

Konečná cena za činnost povinně vykupujícího v Kč/MWh je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

16.2.5. Postup stanovení složky ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie

Složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie c_{vozki} v Kč/MW/měsíc a v Kč/A/měsíc je stanovena regulačním vzorcem

$$c_{vozki} = \frac{\sum_{j=1}^n NC_{pvij} + NC_{otzbei} - (P_{fiski} - P_{fiskti} + KFP_{fiskti})}{RP_i},$$

kde

i je pořadové číslo regulovaného roku,

n je počet povinně vykupujících,

j je pořadové číslo povinně vykupujícího,

NC_{pvij} [Kč] jsou celkové plánované náklady j -tého povinně vykupujícího v roce i stanoveny vztahem

$$NC_{pvij} = N_{pvij} + N_{pvozij},$$

kde

N_{pvij} [Kč] jsou plánované náklady za činnost j -tého povinně vykupujícího stanovené postupem podle bodu 16.2.4.,

N_{pvozij} [Kč] jsou plánované náklady spojené s úhradou podpory elektřiny z obnovitelných zdrojů j -tým povinně vykupujícím formou výkupních cen, které mají být tímto povinně vykupujícím přeúčtovány operátorovi trhu; náklady jsou stanoveny vztahem

$$N_{pvozij} = \sum_{s=1}^m (c_{vcozis} - c_i) \times PME_{pvozijs},$$

kde

m je počet druhů obnovitelných zdrojů s podporou formou výkupních cen,

s je druh obnovitelného zdroje,

c_{vcozis} [Kč/MWh] je výkupní cena elektřiny z s -tého druhu obnovitelného zdroje pro regulovaný rok i , stanovená Úřadem,

c_i [Kč/MWh] je předpokládaná průměrná cena elektřiny na denním trhu v roce i , stanovená Úřadem na základě průměru hodinových cen silové elektřiny dosažených na denním trhu organizovaných operátorem trhu. Při predikci se postupuje rozdílně pro výrobní elektřiny ze sluneční energie a výrobní elektřiny z ostatních druhů OZE. Výchozími daty pro predikci ceny silové elektřiny na regulovaný rok i jsou data z obchodování na denním trhu organizovaném operátorem trhu, společností OTE, a.s., za období měsíce října roku $i-2$ až září roku $i-1$ (tzv. sledované období). Pro stanovení ceny silové elektřiny pro výrobní

elektřiny ze sluneční energie je stanovena cena aritmetickým průměrem hodinových cen v tzv. slunečných hodinách dne. Slunečné hodiny dne jsou definovány jako hodiny, kdy dochází k nejvyššímu osvětlení území České republiky a tento typ výroby vyrábí většinu jimi vyrobené elektřiny. Pro stanovení cen silové elektřiny pro výrobu elektřiny z ostatních druhů OZE se používá prostý aritmetický průměr cen za veškeré obchodní hodiny za sledované období z toho důvodu, že výroba elektřiny v těchto výrobních elektřiny není závislá na denní době,

$PME_{pvozijs}$ [MWh] je plánované množství podporované elektřiny *s-tého* druhu obnovitelného zdroje, vykoupené *j-tým* povinně vykupujícím formou výkupních cen pro regulovaný rok *i*, stanovené Úřadem.

U dvoutarifní podpory se vypočte samostatně hodnota nákladů pro nízký tarif a samostatně pro vysoký tarif, celkové náklady jsou pak dány součtem obou vypočtených hodnot.

NC_{otzbei} [Kč] jsou celkové plánované náklady operátora trhu spojené s podporou elektřiny v regulovaném roce *i*, které mohou obsahovat i náklady na podporu elektřiny u výroby elektřiny bez udělení kladného notificačního rozhodnutí ze strany Evropské komise, pokud lze očekávat, že bude notificační rozhodnutí ze strany Evropské komise uděleno. Tyto náklady jsou stanoveny vztahem

$$NC_{otzbei} = N_{otzbei} + KF_{otzbei} ,$$

kde

N_{otzbei} [Kč] jsou plánované náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory elektřiny vyrobené v regulovaném roce *i*, které jsou stanoveny vztahem

$$N_{otzbei} = N_{hzbi} + N_{rzbi} + N_{ki} + N_{dzi} ,$$

kde

N_{hzbi} [Kč] jsou plánované náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů v režimu hodinových zelených bonusů, stanovené vztahem

$$N_{hzbi} = \sum_{s=1}^{mp} \sum_{h=1}^p c_{ppzbhis} \times PME_{pzbhis} ,$$

kde

mp je počet druhů obnovitelných zdrojů s podporou v režimu hodinového zeleného bonusu,

$c_{ppzbhis}$ [Kč/MWh] je předpokládaná výše hodinového zeleného bonusu na elektřinu vyrobenou *s-tým* druhem obnovitelného zdroje v hodině *h* pro regulovaný rok *i*, stanovená vztahem

$$c_{ppzbhis} = (c_{vcozis} - c_{predhi}) + c_{podchis} ,$$

kde

C_{vcozis} [Kč/MWh] je výkupní cena elektřiny z *s-tého* druhu obnovitelného zdroje, stanovená Úřadem,

C_{predhi} [Kč/MWh] je předpokládaná hodinová cena elektřiny na denním trhu v hodině *h* v regulovaném roce *i*, stanovená Úřadem,

$C_{podchis}$ [Kč/MWh] je průměrná předpokládaná cena odchylky *s-tého* druhu obnovitelného zdroje, stanovená Úřadem,

PME_{pzbhis} [MWh] je plánované podporované množství elektřiny v režimu hodinových zelených bonusů z *s-tého* druhu obnovitelného zdroje v hodině *h* pro regulovaný rok *i*, stanovené Úřadem,

N_{rzi} [Kč] jsou plánované náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů v režimu ročních zelených bonusů, stanovené vztahem

$$N_{rzi} = \sum_{s=1}^o c_{rzbis} \times PME_{rzbis} ,$$

kde

o je počet druhů obnovitelných zdrojů v režimu podpory ročního zeleného bonusu,

c_{rzbis} [Kč/MWh] je roční zelený bonus na elektřinu vyrobenou *s-tým* druhem obnovitelného zdroje pro regulovaný rok *i*, stanovený Úřadem,

PME_{rzbis} [MWh] je plánované podporované množství elektřiny v režimu ročních zelených bonusů z *s-tého* druhu obnovitelného zdroje pro regulovaný rok *i*, stanovené Úřadem,

U dvoutarifní podpory se vypočte samostatně hodnota nákladů pro nízký tarif a samostatně pro vysoký tarif, celkové náklady jsou pak dány součtem obou vypočtených hodnot.

N_{ki} [Kč] jsou plánované náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, stanovené vztahem

$$N_{ki} = \sum_{r=1}^u c_{pKir} \times PME_{Kir} ,$$

kde

u je počet kategorií vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla,

r je kategorie vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla,

c_{pKir} [Kč/MWh] je zelený bonus na elektřinu vyrobenou *r-tou* kategorií vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla pro regulovaný rok *i*, stanovený Úřadem,

PME_{Kir} [MWh] je plánované podporované množství elektřiny z r -té kategorie vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla pro regulovaný rok i , stanovené Úřadem,

N_{dzi} [Kč] jsou plánované náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z druhotných zdrojů, stanovené vztahem

$$N_{dzi} = \sum_{q=1}^v c_{pDziq} \times PME_{Diq} ,$$

kde

v je počet kategorií druhotných zdrojů,

q je kategorie druhotného zdroje,

c_{pDziq} [Kč/MWh] je zelený bonus na elektřinu vyrobenou q -tou kategorií druhotného zdroje pro regulovaný rok i , stanovený Úřadem,

PME_{Diq} [MWh] je plánované podporované množství elektřiny z q -té kategorie druhotného zdroje pro regulovaný rok i , stanovené Úřadem,

KF_{otzbei} [Kč] je korekční faktor operátora trhu související s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů a druhotných zdrojů a vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla stanovený podle bodu 16.2.6,

P_{fiski} [Kč] jsou prostředky státního rozpočtu pro poskytnutí dotace operátorovi trhu na úhradu složky ceny služby distribuční soustavy a složky ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny, na úhradu provozní podpory tepla a na kompenzaci na elektřinu spotřebovanou zákazníkem v České republice vyrobenou z obnovitelných zdrojů energie v jiném členském státě Evropské unie, smluvním státě Dohody o Evropském hospodářském prostoru nebo Švýcarské konfederaci pro rok i , stanovené nařízením vlády,

P_{fiskti} [Kč] jsou plánované prostředky státního rozpočtu pro poskytnutí dotace operátorovi trhu na úhradu nákladů spojených s provozní podporou tepla pro rok i , dále pro kompenzaci na elektřinu spotřebovanou zákazníkem v České republice vyrobenou z obnovitelných zdrojů energie v jiném členském státě Evropské unie, smluvním státě Dohody o Evropském hospodářském prostoru nebo Švýcarské konfederaci podle jiného právního předpisu¹³, stanovené Úřadem, a na úhradu nákladů spojených s plánovanou podporou tepla z bioplynu,

KFP_{fiskti} [Kč] je korekční faktor prostředků státního rozpočtu pro poskytnutí dotace operátorovi trhu na úhradu provozní podpory tepla včetně tepla z bioplynu a na kompenzaci na elektřinu spotřebovanou zákazníkem v České republice vyrobenou z obnovitelných zdrojů energie v jiném členském státě Evropské unie, smluvním státě Dohody o Evropském hospodářském prostoru

¹³ § 28a zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů.

nebo Švýcarské konfederaci podle jiného právního předpisu¹³, stanovený Úřadem jako rozdíl mezi plánovanými prostředky státního rozpočtu pro poskytnutí dotace na úhradu nákladů spojených s provozní podporou tepla včetně tepla z bioplynu a kompenzace na elektřinu a součtem skutečně vyplacené výše provozní podpory tepla včetně tepla z bioplynu a kompenzace na elektřinu v roce $i-2$ a skutečných nákladů operátora trhu souvisejících s úhradou provozní podpory tepla včetně tepla z bioplynu v roce $i-2$,

RP_i [MW] je plánovaný rezervovaný příkon pro regulovaný rok zpoplatněný složkou ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů.

Vypočtená cena podle výše uvedeného postupu je dále iteračním způsobem upravována tak, aby plánované výnosy z této ceny včetně započítání limitu platby zákazníka a provozovatele distribuční soustavy podle jiného právního předpisu¹⁴ odpovídaly plánovaným nákladům.

Složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie v Kč/MW/měsíc je následně přepočítána na cenu v Kč/A/měsíc vztahem

$$c_{vozkiA} = \frac{c_{vozkiMW} \times 230}{1\,000\,000},$$

kde

c_{vozkiA} [Kč/A/měsíc] je složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie pro odběrná a předávací místa připojená k distribuční soustavě na napěťové hladině nízkého napětí a pro regulovaný rok i ,

$c_{vozkiMW}$ [Kč/MW/měsíc] je složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie pro odběrná a předávací místa připojená k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě na napěťové hladině velmi vysokého napětí a vysokého napětí a pro regulovaný rok i .

Pokud vyjde složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie záporná, je výsledná složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie rovna nule.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MW a MWh na 3 desetinná místa,
- c) Kč/MWh na 2 desetinná místa.

Konečná cena v Kč/MW/měsíc a konečná cena v Kč/A/měsíc je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

¹⁴ § 28, odst. 5 a 6 zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů.

16.2.6. Postup stanovení korekčních faktorů v elektroenergetice

Korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 1. ledna 2016 a končícího dnem 31. prosince 2020 jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny. Korekčními faktory podle předchozí věty jsou myšleny i korekce hodnot, které nejsou označeny jako korekční faktory, ale svojí povahou korekčním faktorům odpovídají (např. korekce o výnosy z připojení, překročení rezervované kapacity, rezervovaného příkonu a výkonu a podobně).

A) Korekční faktor za přenos elektřiny

(1) Korekční faktor odpisů provozovatele přenosové soustavy KF_{peoi} v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně odpisů majetku pořízeného z dotace v roce $i-2$, stanovený vztahem

pokud

$$\frac{O_{pepli-2}}{O_{peski-2}} > 1,05,$$

platí, že

$$KF_{peoi} = KF_{peoPPIi} + KF_{peoMVi} - KF_{peoVAi} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}$$

pro $i \geq 3$,

kde

$KF_{peoPPIi}$ [Kč] je část korekčního faktoru plánovaných odpisů provozovatele přenosové soustavy, které nepřesahují o více než 5 % hodnotu skutečných odpisů dlouhodobého hmotného majetku včetně majetku pořízeného z dotace provozovatele přenosové soustavy stanovená vztahem

$$KF_{peoPPIi} = (O_{peski-2} - 1,05 \times O_{peski-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}$$

pro $i \geq 3$,

kde

$O_{peski-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy včetně odpisů majetku pořízeného z dotace sloužícího k zajištění přenosových služeb pro rok $i-2$, hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele přenosové soustavy může být Úřadem ponížena tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

PPI_{i-2} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem

v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-2$,

PPI_{i-1} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-1$,

KF_{peoMVi} [Kč] je část korekčního faktoru odpisů provozovatele přenosové soustavy, která přesahuje o více než 5 % hodnotu skutečných odpisů dlouhodobého hmotného majetku včetně majetku pořízeného z dotace provozovatele přenosové soustavy stanovená vztahem

$$KF_{peoMVi} = (1,05 \times O_{peski-2} - O_{pepli-2}) \times \frac{100+MV_{pei-2}}{100} \times \frac{100+MV_{pei-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$O_{pepli-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy včetně odpisů majetku pořízeného z dotace sloužícího k zajištění přenosových služeb pro rok $i-2$, hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele přenosové soustavy může být ponížena Úřadem tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

MV_{pei-2} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na přenos elektřiny pro regulovaný rok stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok $i-2$,

MV_{pei-1} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na přenos elektřiny pro regulovaný rok stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok $i-1$,

KF_{peoVAi} [Kč] je korekční faktor provozovatele přenosové soustavy, kterým je zohledněna alokace části výnosů z aukcí včetně infrastrukturní části ITC a fondu rozvoje soustavy do parametru odpisy,

pokud

$$\frac{O_{pepli-2}}{O_{peski-2}} \leq 1,05,$$

platí, že

$$KF_{peoi} = (O_{peski-2} - O_{pepli-2} - KF_{peoVAi}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$.

(2) Korekční faktor zisku provozovatele přenosové soustavy KF_{pezi} v Kč zohledňující rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou hodnotou regulační báze aktiv a plánovanou

hodnotou regulační báze aktiv v roce $t-2$, aplikovaný od roku $i \geq 3$, stanovený následujícím způsobem

$RAB_{pepl-t-2}$ [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny vstupující do výpočtu parametru zisk v roce $t-2$,

$RAB_{peskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny v roce $t-2$, stanovená vztahem

$$RAB_{peskt-2} = RAB_{pe0} + \sum_{t=L}^{L+i-2} \Delta RAB_{peskt-2},$$

kde

RAB_{pe0} [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv stanovená jako skutečná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny vykázaná podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶ pro rok $L-1$,

$\Delta RAB_{peskt-2}$ [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny v roce $t-2$, stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{peskt-2} = IA_{peskt-2} + MP_{peskt-2} - VM_{peskt-2} - O_{pemskt-2},$$

kde

$IA_{peskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{peskt-2}$ [Kč] skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{peskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přenosové soustavy pro rok $t-2$,

$O_{pemskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok $t-2$,

$$\Delta RAB_{peplt-2} = IA_{peplt-2} + MP_{peplt-2} - VM_{peplt-2} - O_{pemplt-2},$$

kde

$IA_{peplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{peplt-2}$ [Kč] plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{peplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přenosové soustavy pro rok $t-2$,

$O_{pempt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok $t-2$,

a) pokud

$$\Delta RAB_{peskt-2} \leq 0 \text{ a současně } \Delta RAB_{peplt-2} > 0,95 \times \Delta RAB_{peskt-2}$$

platí, že

$$KF_{pezi} = KF_{pezPPI} + KF_{pezMVi} ,$$

kde

KF_{pezPPI} [Kč] je část korekčního faktoru zisku provozovatele přenosové soustavy, pro část plánované hodnoty regulační báze aktiv, která nepřesahuje o více než 5 % skutečnou hodnotu regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy stanovená vztahem

$$KF_{pezPPI} = 0,05 \times \Delta RAB_{peskt-2} \times \frac{RAB_{peskt-2} - RAB_{peplt-2}}{\Delta RAB_{peskt-2} - \Delta RAB_{peplt-2}} \times \frac{MV_{pei-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} ,$$

KF_{pezMVi} [Kč] je část korekčního faktoru zisku provozovatele přenosové soustavy, pro část plánované hodnoty regulační báze aktiv, která přesahuje o více než 5 % skutečnou hodnotu regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy stanovená vztahem

$$KF_{pezMVi} = (0,95 \times \Delta RAB_{peskt-2} - \Delta RAB_{peplt-2}) \times \frac{RAB_{peskt-2} - RAB_{peplt-2}}{\Delta RAB_{peskt-2} - \Delta RAB_{peplt-2}} \times \frac{MV_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{pei-1}}{100} ,$$

b) pokud

$$\Delta RAB_{peskt-2} > 0 \text{ a současně } \Delta RAB_{peplt-2} > 1,05 \times \Delta RAB_{peskt-2}$$

platí že

$$KF_{pezi} = KF_{pezPPI} + KF_{pezMVi} ,$$

$$KF_{pezPPI} = -0,05 \times \Delta RAB_{peskt-2} \times \frac{RAB_{peskt-2} - RAB_{peplt-2}}{\Delta RAB_{peskt-2} - \Delta RAB_{peplt-2}} \times \frac{MV_{pei-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} ,$$

$$KF_{pezMVi} = (1,05 \times \Delta RAB_{peskt-2} - \Delta RAB_{peplt-2}) \times \frac{RAB_{peskt-2} - RAB_{peplt-2}}{\Delta RAB_{peskt-2} - \Delta RAB_{peplt-2}} \times \frac{MV_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{pei-1}}{100} ,$$

c) v ostatních případech

$$KF_{pezi} = (RAB_{peskt-2} - RAB_{peplt-2}) \times \frac{MV_{pei-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}$$

pro $i \geq 3$.

(3) Korekční faktor zisku z nedokončených investic provozovatele přenosové soustavy KF_{penii} v Kč zohledňující kumulovaný rozdíl zisku mezi skutečnou a plánovanou kumulovanou hodnotou nedokončených investic v roce $i-2$, aplikovaný od roku $i \geq 3$.

$$KF_{penii} = (NI_{peski-2} - NI_{pepli-2}) \times \frac{MV_{pei-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}$$

pro $i \geq 3$,

kde

$NI_{peski-2}$ [Kč] je skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic provozovatele přenosové soustavy, které byly schválené Úřadem v roce $i-2$,

$NI_{pepli-2}$ [Kč] je plánovaná kumulovaná hodnota nedokončených investic provozovatele přenosové soustavy, které byly schválené Úřadem v roce $i-2$.

(4) Korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost přenos elektřiny KF_{pei}

- a) korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost přenos elektřiny KF_{pei} je dán součinem indexů cen průmyslových výrobců stanovených pro rok $i-2$ a $i-1$ a rozdílu upravených povolených výnosů za rok $i-2$ a skutečných výnosů za přenos elektřiny. Skutečné výnosy za přenos elektřiny se stanoví jako součet výnosů za rezervovanou kapacitu, překročení rezervované kapacity, překročení rezervovaného příkonu a výkonu od provozovatelů regionálních distribučních soustav, zákazníků, výrobců elektřiny druhé kategorie nebo výrobců elektřiny první kategorie při dlouhodobé odstávce výroby elektřiny. Korekční faktor obsahuje i a případné další náklady a výnosy vycházející z cen stanovených v rámci cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice, pokud nejsou uznány v bázi nákladů nebo v rámci jiných korekčních faktorů, nebo další výnosy vyplývající z jiného právního předpisu¹⁵ vztahující se k managementu jaloviny,
- b) korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost přenos elektřiny podle písmene a) je přičítán k upraveným povoleným výnosům provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny.

(5) Korekční faktor ostatních výnosů KF_{peosti}

- a) korekční faktor ostatních výnosů provozovatele přenosové soustavy je stanovený jako součin indexů cen průmyslových výrobců stanovených pro rok $i-2$ a $i-1$ a součtu účetní hodnoty účtu časově rozlišených výnosů z připojení provozovatele přenosové soustavy k 31. 12. v roce $i-2$, výnosů z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k výkonu licencované

¹⁵ Vyhláška č. 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.

činnosti, stanovených jako 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu, vykázaných provozovatelem přenosové soustavy v roce $i-2$ a základní hodnoty $V1_{pepi-2}$ za rok $i-2$, v případě, kdy je jeho hodnota záporná,

- b) korekční faktor ostatních výnosů podle písmene a) je odečítán od upravených povolených výnosů provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny.
- (6) Korekční faktor za použití přenosové sítě KF_{pepsi} v Kč se stanoví tímto postupem:
- a) korekční faktor za použití sítí přenosové soustavy KF_{pepsi} je dán součinem indexů cen průmyslových výrobců stanovených pro rok $i-2$ a $i-1$ a součtem
1. rozdílu nákladů na nákup silové elektřiny na krytí ztrát v přenosové soustavě včetně souvisejících nákladů uvedených v kapitole 5.1.3. Zásad cenové regulace a skutečných výnosů za použití sítí přenosové soustavy upravených o korekční faktor za použití PS za rok $i-4$,
 2. motivační složky zisku, v případě splnění podmínek pro její získání stanovených v kapitole 5.1.3. Zásad cenové regulace věnující se metodice stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě,
 3. salda nákladů a výnosů (kompenzace a příspěvku) na ztráty ze zúčtování ITC mechanismu⁵, a to včetně provozních nákladů souvisejících se zúčtováním ITC mechanismu⁵,
- b) korekční faktor za použití přenosové sítě podle písmene a) je přičítán k proměnným povoleným nákladům na nákup elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě pro regulovaný rok.

B) Korekční faktory za systémové služby

- (1) Korekční faktor odpisů pro činnost poskytování systémových služeb KF_{ssoi} v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{ssoi} = (O_{ssski-2} - O_{sspli-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$O_{ssski-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku, sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb v roce $i-2$; hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele přenosové soustavy může být Úřadem ponížena tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

$O_{sspli-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku, sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb v roce $i-2$; hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele přenosové soustavy může být Úřadem

ponížena tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

PPI_{i-2} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-2$,

PPI_{i-1} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-1$.

(2) Korekční faktor pro činnost poskytování systémových služeb KF_{ssi} v Kč je stanoven jako součin indexů cen průmyslových výrobců stanovených pro rok $i-2$ a $i-1$ a rozdílu celkových skutečných nákladů a celkových skutečných výnosů za systémové služby v roce $i-2$.

Celkové skutečné náklady se stanoví jako součet

- a) skutečných nákladů na nákup podpůrných služeb (SVR i nefrekvenční služby),
- b) skutečných nákladů na nápravná opatření, které nebyly pokryty ze salda nákladů a výnosů z přetížení či z fondu rozvoje soustavy,
- c) skutečných nákladů na regulační energii ze zahraničí,
- d) skutečných nákladů na odchylky provozovatele přenosové soustavy placených operátorovi trhu,
- e) skutečných nákladů z vypořádání rozdílů plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky,
- f) skutečných nákladů na operativní dodávky ze zahraničí a do zahraničí v rámci spolupráce na úrovni provozovatele přenosové soustavy,
- g) skutečné náhrady za neodebranou elektřinu při dispečerském řízení podle jiného právního předpisu¹²,
- h) Energetickým regulačním úřadem povolených nákladů a odpisů souvisejících s organizováním obchodu s podpůrnými a systémovými službami v roce $i-2$,
- i) Energetickým regulačním úřadem povoleného zisku v roce $i-2$,
- j) korekčního faktoru pro činnost poskytování systémových služeb z roku $i-4$.

Celkové skutečné výnosy za systémové služby se stanoví jako součet

- a) celkových výnosů za systémové služby v roce $i-2$,
- b) výnosů z nápravných opatření,
- c) výnosů z regulační energie do zahraničí,
- d) výnosů z odchylek provozovatele přenosové soustavy placených operátorovi trhu,
- e) výnosů z vypořádání rozdílů plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky,
- f) výnosů z operativní dodávky ze zahraničí a do zahraničí v rámci spolupráce na úrovni provozovatele přenosové soustavy,
- g) ostatních výnosů souvisejících se zajišťováním systémových služeb, např. pokuty a penále udělené při organizování trhu s podpůrnými službami.

Korekční faktor KF_{ssi} je přičítán do upravených povolených výnosů provozovatele přenosové soustavy pro činnost poskytování systémových služeb Úřadem pro regulovaný rok.

C) Korekční faktor za distribuci elektřiny

(1) Korekční faktor odpisů KF_{dxeoi} v Kč provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně odpisů majetku pořízeného z dotace v roce $i-2$, stanovený vztahem

$$KF_{dxeoi} = KF_{deoi} \times k_{dxei-2},$$

kde

pokud

$$\frac{O_{depli-2}}{O_{deski-2}} > 1,05$$

platí, že

$$KF_{deoi} = KF_{deoPPIi} + KF_{deoMVi},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$KF_{deoPPIi}$ [Kč] je část korekčního faktoru plánovaných odpisů provozovatele distribuční soustavy, které nepřesahují o více než 5 % hodnotu skutečných odpisů dlouhodobého hmotného majetku provozovatele distribuční soustavy včetně odpisů majetku pořízeného z dotace stanovená vztahem

$$KF_{deoPPIi} = (O_{deski-2} - 1,05 \times O_{deski-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$O_{deski-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy včetně odpisů majetku pořízeného z dotace sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro rok $i-2$, hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele distribuční soustavy může být Úřadem upravena tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

PPI_{i-2} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-2$,

PPI_{i-1} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem

v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-1$,

KF_{deoMVi} [Kč] je část korekčního faktoru odpisů provozovatele distribuční soustavy, které přesahují o více než 5 % hodnotu skutečných odpisů dlouhodobého hmotného majetku provozovatele distribuční soustavy včetně odpisů majetku pořízeného z dotace stanovená vztahem

$$KF_{deoMVi} = (1,05 \times O_{deski-2} - O_{depli-2}) \times \frac{100 + MV_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{dei-1}}{100}$$

pro $i \geq 3$,

kde

$O_{depli-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy včetně odpisů majetku pořízeného z dotace sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro rok $i-2$, hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele distribuční soustavy může být ponížena Úřadem tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

MV_{dei-2} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na distribuci elektřiny stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok $i-2$,

MV_{dei-1} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na distribuci elektřiny stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok $i-1$,

pokud

$$\frac{O_{depli-2}}{O_{deski-2}} \leq 1,05$$

platí, že

$$KF_{deoi} = (O_{deski-2} - O_{depli-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

k_{dxei-2} [-] je váha jednotlivých napěťových hladin skutečných zůstatkových hodnot aktiv roku $i-2$, vypočtená jako podíl skutečných zůstatkových hodnot aktiv na jednotlivých napěťových hladinách na celkové skutečné zůstatkové hodnotě aktiv v roce $i-2$.

(2) Korekční faktor regulační báze aktiv KF_{deRABt} v Kč, zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy v roce $t-2$ je v případě, kdy byl plánovaný koeficient přecenění $k_{depl,t}$ stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 menší než 1, aplikovaný od roku $t = L + i$, $i \geq 3$ vztahem

$$KF_{deRABt} = (IA_{deskt-2} + MP_{deskt-2} - VM_{deskt-2} - O_{demskt-2}) - (IA_{deplt-2} + MP_{deplt-2} - VM_{deplt-2} - O_{demplt-2}),$$

kde

IA_{deskt-2} [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

MP_{deskt-2} [Kč] skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společností schválená Úřadem pro rok $t-2$,

VM_{deskt-2} [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

O_{demskt-2} [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro rok $t-2$,

IA_{deplt-2} [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

MP_{deplt-2} [Kč] plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společností schválená Úřadem pro rok $t-2$,

VM_{deplt-2} [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

O_{demplt-2} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro rok $t-2$.

(3) Korekční faktor zisku **KF_{dxezi}** v Kč provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách zohledňující rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou hodnoty regulační báze aktiv v roce $i-2$, je v případě, kdy byl plánovaný koeficient přecenění k_{deplt} stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 menší než 1, aplikovaný od roku $i \geq 3$ vztahem

$$KF_{dxezi} = KF_{dezi} \times k_{dxei-2},$$

kde

KF_{dezi} [Kč] je korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy zohledňující rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou hodnoty regulační báze aktiv v roce $i-2$, aplikovaný od roku $i \geq 3$,

k_{dxei-2} [-] je váha jednotlivých napěťových hladin skutečných zůstatkových hodnot aktiv roku $i-2$, vypočtená jako podíl skutečných zůstatkových hodnot aktiv na jednotlivých napěťových hladinách na celkové skutečné zůstatkové hodnotě aktiv v roce $i-2$,

ΔRAB_{deplt-2} [Kč] je plánovaná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce $t-2$ stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{deplt-2} = IA_{deplt-2} + MP_{deplt-2} - VM_{deplt-2} - O_{demplt-2},$$

$\Delta RAB_{peskt-2}$ [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce $t-2$, stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{deskt-2} = IA_{deskt-2} + MP_{deskt-2} - VM_{deskt-2} - O_{demskt-2},$$

a) pokud

$$\Delta RAB_{deskt-2} < 0 \text{ a současně } \Delta RAB_{deplt-2} > 0,95 \times \Delta RAB_{deskt-2}$$

platí, že

$$KF_{dezi} = KF_{dezPPIi} + KF_{dezMVi},$$

kde

$KF_{dezPPIi}$ [Kč] je část korekčního faktoru zisku provozovatele distribuční soustavy, pro část plánované hodnoty regulační báze aktiv, která nepřesahuje o více než 5 % skutečnou hodnotu regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy stanovená vztahem

$$KF_{dezPPIi} = 0,05 \times \Delta RAB_{deskt-2} \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} + 0,05 \times \Delta RAB_{deskt-2} \times \frac{MV_{dei-1}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

KF_{dezMVi} [Kč] je část korekčního faktoru zisku provozovatele distribuční soustavy, pro část plánované hodnoty regulační báze aktiv, která přesahuje o více než 5 % skutečnou hodnotu regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy, stanovená vztahem

$$KF_{dezMVi} = (0,95 \times \Delta RAB_{deskt-2} - \Delta RAB_{deplt-2}) \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{dei-1}}{100} + (0,95 \times \Delta RAB_{deskt-2} - \Delta RAB_{deplt-2}) \times \frac{MV_{dei-1}}{100} \times \frac{100 + MV_{dei-1}}{100},$$

b) pokud

$$\Delta RAB_{deskt-2} > 0 \text{ a současně } \Delta RAB_{deplt-2} > 1,05 \times \Delta RAB_{deskt-2},$$

platí že

$$KF_{dezi} = KF_{dezPPIi} + KF_{dezMVi},$$

$$KF_{dezPPIi} = (\Delta RAB_{deskt-2} - 1,05 \times \Delta RAB_{deskt-2}) \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} + (\Delta RAB_{deskt-2} - 1,05 \times \Delta RAB_{deskt-2}) \times \frac{MV_{dei-1}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

$$KF_{dezMVi} = (1,05 \times \Delta RAB_{deskt-2} - \Delta RAB_{deplt-2}) \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{dei-1}}{100} + (1,05 \times \Delta RAB_{deskt-2} - \Delta RAB_{deplt-2}) \times \frac{MV_{dei-1}}{100} \times \frac{100 + MV_{dei-1}}{100},$$

c) v ostatních případech

platí, že

$$KF_{dezi} = KF_{deRABt} \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} + KF_{deRABt} \times \frac{MV_{dei-1}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}.$$

V případě, kdy byl plánovaný koeficient přecenění k_{depl} stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 větší nebo roven hodnotě 1, je korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy KF_{dxezi} v Kč zohledňující rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou hodnotou regulační báze aktiv a plánovanou hodnotou regulační báze aktiv v roce $t-2$ aplikovaný od roku $i \geq 3$ stanovený následujícím způsobem

$$KF_{dxezi} = KF_{dezi} \times k_{dxei-2},$$

kde

KF_{dezi} [Kč] je korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy,

k_{dxei-2} [-] je váha jednotlivých napěťových hladin skutečných zůstatkových hodnot aktiv roku $i-2$, vypočtená jako podíl skutečných zůstatkových hodnot aktiv na jednotlivých napěťových hladinách na celkové skutečné zůstatkové hodnotě aktiv v roce $i-2$,

RAB_{depl-2} [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny vstupující do výpočtu parametru zisk v roce $t-2$,

$RAB_{deskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce $t-2$, stanovená vztahem

$$RAB_{deskt-2} = RAB_{de0} + \sum_{t=L}^{L+i-2} \Delta RAB_{deskt-2},$$

kde

RAB_{de0} [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv stanovená jako skutečná zůstatková hodnota aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny vykázaná v souladu s jiným právním předpisem pro rok $L-1$,

$\Delta RAB_{deskt-2}$ [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce $t-2$, stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{deskt-2} = IA_{deskt-2} + MP_{deskt-2} - VM_{deskt-2} - O_{demskt-2},$$

kde

$IA_{deskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{deskt-2}$ [Kč] skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{deskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

$O_{demskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro regulovaný rok $t-2$,

ΔRAB_{depl-2} [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce $t-2$, stanovená vztahem,

$$\Delta RAB_{depl-2} = IA_{depl-2} + MP_{depl-2} - VM_{depl-2} - O_{depl-2},$$

kde

IA_{depl-2} [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

MP_{depl-2} [Kč] plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

VM_{depl-2} [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

O_{depl-2} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro regulovaný rok $t-2$,

a) pokud

$$\Delta RAB_{deskt-2} \leq 0 \text{ a současně } \Delta RAB_{depl-2} > 0,95 \times \Delta RAB_{deskt-2}$$

platí, že

$$KF_{dezi} = KF_{dezPPI} + KF_{dezMVi},$$

kde

KF_{dezPPI} [Kč] je část korekčního faktoru zisku provozovatele distribuční soustavy, pro část plánované hodnoty regulační báze aktiv, která nepřesahuje o více než 5 % skutečnou hodnotu regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy stanovená vztahem

$$KF_{dezPPI} = 0,05 \times \Delta RAB_{deskt-2} \times \frac{RAB_{deskt-2} - RAB_{depl-2}}{\Delta RAB_{deskt-2} - \Delta RAB_{depl-2}} \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \\ \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

KF_{dezMVi} [Kč] je část korekčního faktoru zisku provozovatele distribuční soustavy, pro část plánované hodnoty regulační báze aktiv, která přesahuje o více než 5 % skutečnou hodnotu regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy stanovená vztahem

$$KF_{dezMVi} = (0,95 \times \Delta RAB_{deskt-2} - \Delta RAB_{depl-2}) \times \frac{RAB_{deskt-2} - RAB_{depl-2}}{\Delta RAB_{deskt-2} - \Delta RAB_{depl-2}} \times \\ \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{dei-1}}{100},$$

b) pokud

$$\Delta RAB_{deskt-2} > 0 \text{ a současně } \Delta RAB_{deplt-2} > 1,05 \times \Delta RAB_{deskt-2}$$

platí, že

$$KF_{dezi} = KF_{dezPPIi} + KF_{dezMVi},$$

$$KF_{dezPPIi} = -0,05 \times \Delta RAB_{deskt-2} \times \frac{RAB_{deskt-2} - RAB_{deplt-2}}{\Delta RAB_{deskt-2} - \Delta RAB_{deplt-2}} \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \\ \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

$$KF_{dezMVi} = (1,05 \times \Delta RAB_{deskt-2} - \Delta RAB_{deplt-2}) \times \frac{RAB_{deskt-2} - RAB_{deplt-2}}{\Delta RAB_{deskt-2} - \Delta RAB_{deplt-2}} \\ \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{dei-1}}{100},$$

c) v ostatních případech

$$KF_{dezi} = (RAB_{deskt-2} - RAB_{deplt-2}) \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}$$

pro $i \geq 3$.

(4) Korekční faktor zisku z hodnoty nedokončených investic provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách KF_{dxeni} v Kč zohledňující rozdíl zisku mezi skutečnou a plánovanou kumulovanou hodnotou nedokončených investic v roce $i-2$, aplikovaný od roku $i \geq 3$.

$$KF_{dxeni} = (NI_{dxeski-2} - NI_{dxepli-2}) \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}$$

pro $i \geq 3$,

kde

$NI_{dxeski-2}$ [Kč] je skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, které byly schválené Úřadem v roce $i-2$,

$NI_{dxepli-2}$ [Kč] je plánovaná kumulovaná hodnota nedokončených investic provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, které byly schválené Úřadem v roce $i-2$.

(5) Korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za činnost distribuce elektřiny přiřazený k napěťové hladině KF_{dxei} a KF_{dxeHi} v Kč je stanoven tímto postupem:

a) pro činnost distribuce elektřiny jsou stanoveny výpočtové výnosy na jednotlivých napěťových hladinách a celkové výpočtové výnosy v součtu za všechny napěťové hladiny v roce $i-2$; výpočtové výnosy jsou stanoveny pomocí stanovených cen za roční a měsíční rezervovanou kapacitu a skutečných hodnot rezervovaných kapacit zákazníků, výrobců elektřiny druhé kategorie, provozovatelů lokálních distribučních soustav a provozovatelů ostrovních provozů v zahraničí připojených na napěťových hladinách VVN a VN, z tržeb za jednosložkovou cenu za službu sítí na napěťové hladině VVN a VN od kterých jsou

odečteny tržby stanovené z ceny za použití sítí distribuční soustavy a z tržeb za činnost distribuce elektřiny na napěťové hladině NN vypočtených pomocí skutečných hodnot příslušných technických jednotek z tarifní statistiky přepočtené na roční odběr elektřiny vykázaný pro rok $i-2$ podle jiného právního předpisu⁶ a cen za distribuci elektřiny na napěťové hladině NN stanovených Úřadem pro rok $i-2$, od kterých jsou odečteny tržby stanovené z ceny za použití sítí distribuční soustavy; při stanovení výpočtových výnosů jednotlivých napěťových hladin pro rok $i-2$ jsou zohledněny toky elektřiny transformacemi mezi napěťovými hladinami; do výpočtových výnosů na jednotlivých napěťových hladinách se zahrnují platby od sousedních distribučních soustav za rezervovanou kapacitu, výnosy z plateb od výrobců elektřiny první kategorie při dlouhodobé odstávce výroby elektřiny; hodnota výpočtových výnosů na jednotlivých napěťových hladinách dále zahrnuje výnosy z ceny za překročení rezervované kapacity, ceny za překročení rezervovaného příkonu a ceny za překročení rezervovaného výkonu; ve výpočtových výnosech je dále obsaženo případné saldo dalších výnosů a nákladů vycházejících z cen stanovených v rámci cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice, pokud nejsou uznány v bázi nákladů nebo v rámci jiných korekčních faktorů,

- b) z výpočtových výnosů na jednotlivých napěťových hladinách stanovených podle písmene a) jsou vypočteny kontrolní výnosy tak, že jsou od výpočtových výnosů na napěťové hladině VVN odečteny platby za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy a platby sousedním distribučním soustavám za rezervovanou kapacitu na napěťových hladinách VVN a VN,
- c) celkové kontrolní výnosy za všechny napěťové hladiny jsou dány součtem kontrolních výnosů na jednotlivých napěťových hladinách,
- d) korekční faktor za činnost distribuce elektřiny KF_{dei-2} se stanoví jako rozdíl mezi Úřadem stanovenými upravenými povolenými výnosy a celkovými kontrolními výnosy v roce $i-2$,
- e) korekční faktor za distribuci elektřiny podle písmene d) je rozdělen v poměru velikosti rozdílu upravených povolených výnosů jednotlivých napěťových hladin stanovených Úřadem pro rok $i-2$ a kontrolních výnosů jednotlivých napěťových hladin podle písmene b) a následně je vynásoben indexy cen průmyslových výrobců (PPI) stanovených pro rok $i-2$ a $i-1$; takto stanovené korekční faktory KF_{dxei} v Kč jsou přičteny k povoleným výnosům napěťových hladin pro regulovaný rok.

V rámci V. regulačního období bude docházet k opravě korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny stanoveného za rok $i-2$ v roce $i-3$ po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny vztahujícího se k roku $i-3$, týkajícího se i všech odběrných míst s neprůběhovým měřením, na základě množství elektřiny za rok $i-3$ skutečně vyfakturovaného zákazníků připojeným na napěťové hladině nízkého napětí. Oprava za rok $i-3$ bude vycházet i ze skutečného rozložení odebraného množství elektřiny mezi skupiny zákazníků podle distribučních sazeb a ze skutečného fakturovaného počtu odběrných míst v průběhu roku. V rámci výpočtu korekčního faktoru za rok $i-3$ budou prováděny i opravy hodnot z měření. Přesný způsob korekce bude navrhnout v závislosti na výstupech probíhajícího projektu, kterého se zainteresované strany účastní.

Dále mohou být rámci V. regulačního období opraveny i nepřesnosti ve stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za IV. regulační období, které vychází z nepřesného vyplňování regulačních výkazů. Při případných úpravách zasahujících do IV. regulačního

období budou zachovány všechny principy a postupy pro regulaci cen stanovené a platné pro IV. regulační období.

(6) Korekční faktor ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy přiřazený k napěťové hladině $KF_{dx\epsilon o s t i}$ je stanoven tímto postupem:

- a) korekční faktor ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy je stanovený jako součin indexů cen průmyslových výrobců stanovených pro rok $i-2$ a $i-1$ a součtu skutečných výnosů z připojení, výnosů z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k výkonu licencované činnosti, stanovených jako 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu vykázaných provozovatelem distribuční soustavy v roce $i-2$, a 60 % výnosů z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů na jednotlivých napěťových hladinách,
- b) korekční faktor ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy podle písmene a) je odečítán od povolených výnosů napěťových hladin pro regulovaný rok.

(7) Korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za nefrekvenční podpůrné služby poskytované na úrovni distribuční soustavy přiřazený k napěťové hladině $KF_{dx\epsilon p p s i}$ je stanoven tímto postupem:

- a) korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za nefrekvenční podpůrné služby poskytované na úrovni distribuční soustavy je stanovený jako součin indexů cen průmyslových výrobců stanovených pro rok $i-2$ a $i-1$ a součtu
 1. rozdílu skutečných výnosů z ceny za nedodržení účinníku a ceny za nevyžádanou dodávku jalové energie, případně jejich alternativy při změně zpoplatnění jalové energie v průběhu V. regulačního období, a skutečných nákladů na nefrekvenční podpůrné služby,
 2. případných výnosů vyplývajících z jiného právního předpisu⁴ vztahujících se k managementu jaloviny,
- b) korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za nefrekvenční podpůrné služby poskytované na úrovni distribuční soustavy podle písmene a) je odečítán od povolených výnosů napěťových hladin pro regulovaný rok v rozdělení podle poměru povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých hladinách k celkovým povoleným výnosům pro regulovaný rok.

(8) Korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za použití distribučních sítí $KF_{dx\epsilon p s i}$ v Kč je stanoven jako součin indexů cen průmyslových výrobců stanovených pro rok $i-2$ a $i-1$ rozdílu výpočtových nákladů na nákup elektřiny na pokrytí ztrát v distribuční soustavě, stanovených podle písmene a) a kontrolních výnosů za použití sítí provozovatele distribuční soustavy, vypočtených postupem podle písmene b):

- a) výpočtové náklady jsou pro účely výpočtu korekčního faktoru určeny z ceny silové elektřiny na krytí ztrát stanovené Úřadem pro rok $i-2$ a skutečného množství ztrát vykázaného za rok $i-2$; skutečné náklady zahrnují i náklady za cenu za použití sítí přenosové soustavy a dále náklady na cenu za použití sítí sousedních distribučních soustav,
- b) kontrolní výnosy za použití sítí jsou stanoveny upravením skutečných výnosů za použití sítí o korekční faktor za použití sítí za rok $i-4$; skutečné výnosy za použití sítí

provozovatele distribuční soustavy se stanoví jako součet součinů cen za použití sítí a množství elektřiny odebrané z distribuční soustavy účastníky trhu s elektřinou na jednotlivých napěťových hladinách vykázaného pro rok $i-2$; skutečné výnosy za použití sítí obsahují i výnosy za použití sítí sousedních distribučních soustav,

- c) vypočtený korekční faktor se rozdělí na jednotlivé napěťové hladiny v poměru rozdílů skutečných a plánovaných ztrát pro rok $i-2$ na jednotlivých napěťových hladinách a takto stanovený korekční faktor KF_{dxepsi} je přičítán k proměnným povoleným nákladům na nákup elektřiny pro krytí ztrát v distribuční soustavě pro regulovaný rok i .

V rámci V. regulačního období bude probíhat oprava korekčního faktoru za použití distribučních sítí v roce $i-3$. Po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny vztahujícího se k roku $i-3$ týkajícího se i všech odběrných míst s neprůběhovým měřením, bude množství elektřiny odebrané zákazníky připojenými na hladině nízkého napětí nahrazeno množstvím elektřiny za rok $i-3$ skutečně vyfakturovaným zákazníků připojeným na napěťové hladině nízkého napětí a dále bude upravena hodnota ztrát na hladině nízkého napětí, případně spolu s množstvím ztrát na hladině vysokého napětí a množstvím elektřiny vstupujícím do hladiny nízkého napětí a to za principu zachování bilanční rovnice. V rámci výpočtu korekčního faktoru za rok $i-3$ budou prováděny i opravy hodnot z měření.

Tato korekce za rok $i-3$ vstoupí v následujícím roce i do výpočtu korekčního faktoru jako úprava skutečných výnosů za použití sítí a souvisejících nákladů týkající se roku $i-4$.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- Kč na celé koruny,
- MW a MWh na tři desetinná místa,
- Kč/MWh na dvě desetinná místa,
- procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- poměrná míra na 5 desetinných míst.

Korekční faktory jsou zaokrouhleny na celé koruny.

D) Korekční faktor za činnost povinně vykupujícího

- (1) Korekční faktor za činnost povinně vykupujícího KF_{pvi} v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{pvi} = (N_{pvski-2} - V_{pvski-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$N_{pvski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady za činnost povinně vykupujícího v roce $i-2$, stanovené vztahem

$$N_{pvski-2} = NA_{pvski-2} + O_{pvski-2} + NODCH_{pvi-2} + NF_{pvski-2} + NOST_{pvski-2} + KF_{pvi-2} + F_{pvi-2},$$

kde

NA_{pvski-2} [Kč] jsou skutečné administrativní náklady povinně vykupujícího spojené s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen a s podporou elektřiny⁸, posouzené a stanovené Úřadem,

O_{pvski-2} [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku povinně vykupujícího sloužícího k zajištění činností povinně vykupujícího pro regulovaný rok *i-2*,

NODCH_{pvi-2} [Kč] jsou vícenáklady povinně vykupujícího na odchylky spojené s výkupem elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen a s výkupem elektřiny⁸ v roce *i-2*, stanovené vztahem

$$NODCH_{pvi-2} = NODCH_{pvski-2} + PS_{pvi-2} ,$$

NODCH_{pvski-2} [Kč] jsou skutečné vícenáklady povinně vykupujícího na odchylky spojené s výkupem elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen a s výkupem elektřiny⁸ v roce *i-2*,

PS_{pvi-2} [Kč] je hodnota profit/loss sharingu vícenákladů povinně vykupujícího, která je stanovena vztahem

$$PS_{pvi-2} = \sum_{s=1}^2 (-NODCH_{pvsksi-2} + NODCH_{pvlmsi-2} \times k_{pvs-2}) \times k_{pvpsi-2} ,$$

s [-] jsou skupiny obnovitelných zdrojů, pro které je stanoven limit jednotkového vícenákladu na odchylky pro V. regulační období; jedná se o fotovoltaické zdroje a o ostatní obnovitelné zdroje kromě větrných elektráren,

NODCH_{pvsksi-2} [Kč] je hodnota skutečných vícenákladů povinně vykupujícího na odchylky *s-té* skupiny obnovitelných zdrojů spojených s výkupem elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen a s výkupem elektřiny⁸ v roce *i-2*,

NODCH_{pvlmsi-2} [Kč] je limit skutečných vícenákladů povinně vykupujícího na odchylky *s-té* skupiny obnovitelných zdrojů spojených s výkupem elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen a s výkupem elektřiny⁸ v roce *i-2*, který je vypočítán na základě průměru dvou nejnižších hodnot jednotkových vícenákladů *s-té* skupiny obnovitelných zdrojů za období let 2013 až 2018 vynásobeného skutečným množstvím elektřiny z *s-té* skupiny obnovitelných zdrojů vykoupeným povinně vykupujícím formou výkupních cen v roce *i-2*,

k_{pvs-2} [-] je koeficient změny jednotkového vícenákladu odchylky celého systému, tedy suma násobků hodnoty systémové odchylky a rozdílu ceny odchylky a ceny denního trhu dělena sumou absolutních hodnot systémové odchylky v roce *i-2* oproti aritmetickému průměru jednotkových vícenákladů odchylek celého systému z let 2017 a 2018; pro vícenáklady z fotovoltaických elektráren platí, že pokud je vypočítaná hodnota koeficientu změny větší nebo rovna 0,9 a menší nebo rovna 1,1, je uplatněná hodnota koeficientu změny rovna 1, v ostatních případech je uplatněna vypočítaná hodnota; pro vícenáklady z ostatních obnovitelných zdrojů energie kromě větrných

elektráren, u kterých se systém profit/loss sharing neuplatňuje, nabývá tento koeficient hodnoty 1,

$K_{pvpsi-2}$ [-] je koeficient profit/loss sharingu ve výši 0,5,

$NF_{pvski-2}$ [Kč] jsou skutečné finanční náklady povinně vykupujícího spojené s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen a s podporou elektřiny podle § 11 odst. 7 zákona o podporovaných zdrojích energie v roce $i-2$, stanovené Úřadem jako úrok z kumulovaného rozdílu skutečných příjmů a výdajů spojených s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen a s podporou elektřiny⁸. Záporné hodnoty kumulovaného rozdílu jsou v jednotlivých měsících úročeny průměrnou měsíční hodnotou sazby PRIBOR se splatností 1 rok za rok $i-2 + 1$ p. b. V případě, že skutečná výše úrokových sazeb na úvěry doložená povinně vykupujícím přesáhne v příslušných měsících průměrnou měsíční hodnotu sazby PRIBOR se splatností 1 rok za rok $i-2 + 1$ p. b., posoudí Energetický regulační úřad skutečnou výši úrokových sazeb na úvěry a může rozhodnout o akceptaci skutečných výší úrokových sazeb. Kladné hodnoty kumulovaného rozdílu jsou v jednotlivých měsících úročeny skutečně dosaženou sazbou z vkladu doloženou povinně vykupujícím,

$NOST_{pvski-2}$ [Kč] jsou skutečně dosažené náklady povinně vykupujícího v roce $i-2$ podle § 11 odst. 7 zákona o podporovaných zdrojích energie, vyplývající z úhrady rozdílu mezi výkupní cenou a zeleným bonusem výrobcí elektřiny s podporou formou zelených bonusů, který vyrobenou elektřinu nabídl povinně vykupujícímu, ponížené o související výnosy za vykoupěnou elektřinu,

KF_{pvi-2} [Kč] je korekční faktor za činnost povinně vykupujícího stanovený za rok $i-4$ a započítaný do ceny za činnost povinně vykupujícího pro rok $i-2$,

F_{pvi-2} [Kč] je faktor trhu za činnost povinně vykupujícího stanovený pro rok $i-2$,

$K_{pvpsi-2}$ [-] je koeficient profit/loss sharingu,

$V_{pvski-2}$ [Kč] jsou skutečné výnosy za činnost povinně vykupujícího v roce $i-2$, stanovené vztahem

$$V_{pvski-2} = c_{pvi-2} \times PME_{pvski-2} + \sum_{j=2013}^{i-3} c_{pvj} \times PME_{pvskj},$$

kde

c_{pvi-2} [Kč/MWh] je cena za činnost povinně vykupujícího pro rok $i-2$,

$PME_{pvski-2}$ [MWh] je skutečné množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykoupěné povinně vykupujícím formou výkupních cen v roce $i-2$,

c_{pvj} [Kč/MWh] je cena za činnost povinně vykupujícího pro rok j ,

PME_{pvskj} [MWh] je úprava skutečného množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykoupěného povinně vykupujícím formou výkupních cen v roce j ,

PPI_{i-2} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem

v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-2$,

PPI_{i-1} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-1$.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MWh na 3 desetinná místa,
- c) Kč/MWh na 2 desetinná místa,
- d) procenta na 3 desetinná místa.

Korekční faktor za činnost povinně vykupujícího je zaokrouhlen na celé koruny.

E) Korekční faktory související s podporou elektřiny z podporovaných zdrojů

(1) Korekční faktor operátora trhu související s podporou elektřiny KF_{otzbei} je stanoven vztahem

$$KF_{otzbei} = CSN_{otski-2} - V_{oteski-2},$$

kde

$CSN_{otski-2}$ jsou celkové skutečné náklady operátora trhu spojené s podporou elektřiny v roce $i-2$, stanovené vztahem

$$CSN_{otski-2} = \sum_{j=1}^n N_{pvoszskji-2} + \sum_{j=1}^n N_{pvskji-2} + NC_{otzbeski-2} + N_{otprechi-2} + KF_{vdvi} + P_{oteozi-2},$$

kde

n [-] je počet povinně vykupujících obchodníků,

j [-] je pořadové číslo povinně vykupujícího,

$N_{pvoszskji-2}$ [Kč] jsou celkové skutečné náklady spojené s úhradou podpory elektřiny z obnovitelných zdrojů j -tým povinně vykupujícím formou výkupních cen, vyrobené v roce $i-2$, které jsou tímto povinně vykupujícím přeúčtovány operátorovi trhu; náklady jsou stanoveny vztahem

$$N_{pvoszskji-2} = \sum_{s=1}^m \sum_{h=1}^p (c_{vcsi-2} - c_{skhi-2}) \times PME_{pvskhjsi-2},$$

kde

c_{vcsi-2} [Kč/MWh] je výkupní cena elektřiny z *s-tého* druhu obnovitelného zdroje pro rok *i-2* stanovená Úřadem,

c_{skhi-2} [Kč/MWh] je hodinová cena elektřiny dosažená na denním trhu v hodině *h* v roce *i-2*, zveřejněná operátorem trhu způsobem umožňujícím dálkový přístup,

$PME_{pvskhjsi-2}$ [MW] je skutečné podporované množství elektřiny *s-tého* druhu obnovitelného zdroje vykoupené *j-tým* povinně vykupujícím formou výkupních cen v hodině *h* v roce *i-2*,

$N_{pvskji-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady za činnost *j-tého* povinně vykupujícího, které operátor trhu uhradil povinně vykupujícímu prostřednictvím ceny za činnost povinně vykupujícího,

$NC_{otzbeski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s podporou elektřiny formou zelených bonusů v roce *i-2*, stanovené vztahem

$$NC_{otzbeski-2} = N_{otzbeski-2} + KF_{otzbei-2},$$

kde

$N_{otzbeski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory elektřiny formou zelených bonusů, vyrobené v roce *i-2*, stanovené vztahem

$$N_{otzbeski-2} = N_{zbpski-2} + N_{zbrski-2} + N_{kvski-2} + N_{dzski-2},$$

kde

$N_{zbpski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů v režimu hodinových zelených bonusů, stanovené vztahem

$$N_{zbpski-2} = \sum_{s=1}^{mp} \sum_{h=1}^t c_{zbpshsi-2} \times PME_{zbpshsi-2},$$

kde

$c_{zbpshsi-2}$ [Kč/MWh] je skutečná výše hodinového zeleného bonusu na elektřinu vyrobenou *s-tým* druhem obnovitelného zdroje v hodině *h* pro regulovaný rok *i-2*,

$PME_{zbpshsi-2}$ [MWh] je skutečné podporované množství elektřiny v režimu hodinových zelených bonusů z *s-tého* druhu obnovitelného zdroje v hodině *h* pro regulovaný rok *i-2*,

$N_{zbrski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů v režimu ročních zelených bonusů, stanovené vztahem

$$N_{zbrski-2} = \sum_{s=1}^o c_{zbrsi-2} \times PME_{zbrski-2},$$

kde

$C_{zbrsi-2}$ [Kč/MWh] je roční zelený bonus na elektřinu vyrobenou s -tým druhem obnovitelného zdroje stanovený Úřadem pro regulovaný rok $i-2$,

$PME_{zbrsksi-2}$ [MWh] je skutečné roční podporované množství elektřiny v režimu ročních zelených bonusů z s -tého druhu zdroje pro regulovaný rok $i-2$,

$N_{kvski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, stanovené vztahem

$$N_{kvski-2} = \sum_{r=1}^u c_{kvrri-2} \times PME_{kvsrkri-2},$$

kde

$c_{kvrri-2}$ [Kč/MWh] je zelený bonus na elektřinu vyrobenou z r -té kategorie vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla pro regulovaný rok $i-2$, stanovený Úřadem,

$PME_{kvsrkri-2}$ [MWh] je skutečné podporované množství elektřiny vyrobené z r -té kategorie vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla pro rok $i-2$,

$N_{dzski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z druhotných zdrojů, stanovené vztahem

$$N_{dzski-2} = \sum_{q=1}^v c_{dzsqi-2} \times PME_{dzskqi-2},$$

kde

$c_{dzsqi-2}$ [Kč/MWh] je zelený bonusu na elektřinu vyrobenou q -tým druhem druhotného zdroje v roce $i-2$, stanovený Úřadem,

$PME_{dzskqi-2}$ [MWh] je skutečné podporované množství elektřiny z q -tého druhu druhotného zdroje pro rok $i-2$,

$KF_{otzbei-2}$ [Kč] je korekční faktor operátora trhu související s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, druhotných zdrojů a vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, stanovený za rok $i-4$ a započítaný do regulovaných cen roku $i-2$,

$N_{otprechi-2}$ [Kč] jsou náklady operátora trhu, vyplývající z povinnosti převzít závazek o úhradě podpory v souladu s jiným právním předpisem¹⁶,

KF_{vdvi} [Kč] je korekční faktor nákladů operátora trhu související s podporou decentrální výroby elektřiny,

$P_{oteozi-2}$ [Kč] je vratka přebytku prostředků do státního rozpočtu podle jiného právního předpisu¹⁷,

¹⁶ § 54 odst. 12 a 13 zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů.

¹⁷ Zákon č. 218/2000 Sb., o rozpočtových pravidlech a o změně některých souvisejících zákonů (rozpočtová pravidla), ve znění pozdějších předpisů.

$V_{oteski-2}$ [Kč] jsou skutečné výnosy operátora trhu na podporu elektřiny v roce $i-2$, stanovené vztahem

$$V_{oteski-2} = V_{oteozski-2} + (P_{fiski-2} - P_{fiskti-2} + KFP_{fiskti-2}) + V_{npi-2},$$

kde

$V_{oteozski-2}$ [Kč] jsou skutečné výnosy operátora trhu za výběr složky ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie vykázané operátorem trhu za rok $i-2$,

$P_{fiski-2}$ [Kč] je limit prostředků státního rozpočtu pro poskytnutí dotace operátorovi trhu na úhradu složky ceny služby distribuční soustavy a složky ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny, na úhradu provozní podpory tepla a na kompenzaci na elektřinu spotřebovanou zákazníkem v České republice vyrobenou z obnovitelných zdrojů energie v jiném členském státě Evropské unie, smluvním státě Dohody o Evropském hospodářském prostoru nebo Švýcarské konfederaci pro rok $i-2$, stanovený nařízením vlády,

$P_{fiskti-2}$ [Kč] jsou plánované prostředky státního rozpočtu pro poskytnutí dotace operátorovi trhu na úhradu provozní podpory tepla, na kompenzaci na elektřinu spotřebovanou zákazníkem v České republice vyrobenou z obnovitelných zdrojů energie v jiném členském státě Evropské unie, smluvním státě Dohody o Evropském hospodářském prostoru nebo Švýcarské konfederaci pro rok $i-2$, stanovené Úřadem, a na úhradu nákladů spojených s plánovanou podporou tepla z bioplynu,

$KFP_{fiskti-2}$ [Kč] je korekční faktor prostředků státního rozpočtu pro poskytnutí dotace operátorovi trhu na úhradu provozní podpory tepla včetně tepla z bioplynu a na kompenzaci na elektřinu spotřebovanou zákazníkem v České republice vyrobenou z obnovitelných zdrojů energie v jiném členském státě Evropské unie, smluvním státě Dohody o Evropském hospodářském prostoru nebo Švýcarské konfederaci stanovený za rok $i-4$ a započítaný do regulovaných cen pro rok $i-2$,

V_{npi-2} [Kč] je neoprávněně čerpaná podpora a uhrazené penále operátorovi trhu v roce $i-2$.

Korekční faktor operátora trhu související s podporou elektřiny může být rozdělen do více regulovaných roků, korekční faktor bude zahrnovat zohlednění prostředků, které operátor trhu vrátil do státního rozpočtu podle jiného právního předpisu¹⁷. Dále může korekční faktor obsahovat doúčtování a opravy hodnot vykázaných v minulých letech.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MW a MWh na 3 desetinná místa,
- c) Kč/MWh na 2 desetinná místa,
- d) procenta na 3 desetinná místa,
- e) poměrná míra na 5 desetinných míst.

Korekční faktory jsou zaokrouhleny na celé koruny.

16.3. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen v plynárenství

Postupy stanovení cen v plynárenství pro V. regulační období a konkrétní regulovaný rok mohou být upravovány podzákonnými právními předpisy případně cenovými rozhodnutími Energetického regulačního úřadu např. v případě, že budou tyto změny reagovat na změny legislativy.

16.3.1. Postup stanovení cen služeb přepravy plynu

Níže uvedené vzorce a postupy pro stanovení cen přepravy plynu (upravené povolené výnosy a korekční faktory) se vztahují k vnitrostátní přepravě plynu. Cena pro mezinárodní přepravu plynu je vzhledem ke značně vyšší nejistotě tranzitních toků historicky regulována na principu cenového stropu, a to postupem podle kapitoly 10.3. a Rozhodnutí TAR.

Alokace nákladů, odpisů, aktivovaných investic, vyřazeného majetku a zůstatkové hodnoty aktiv u majetku, který je využíván jak pro účely mezinárodní, tak i vnitrostátní přepravy, je založena na postupech uvedených v kapitole 10.1.

A) Upravené povolené výnosy pro vnitrostátní přepravu plynu

Pokud není uvedeno jinak, jednotlivé parametry v této části se týkají pouze vnitrostátní přepravy plynu.

Upravené povolené výnosy pro vnitrostátní přepravu plynu UPV_{ppi} v Kč provozovatele přepravní soustavy jsou pro kalendářní rok, pro který jsou Úřadem regulovány ceny (dále jen „regulovaný rok“), stanoveny vztahem

$$UPV_{ppi} = PV_{ppi} + KF_{ppi},$$

kde

i [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

PV_{ppi} [Kč] je hodnota povolených výnosů provozovatele přepravní soustavy pro službu přepravy plynu pro regulovaný rok i stanovená vztahem

$$PV_{ppi} = PN_{ppi} + O_{ppi} + Z_{ppi} + FT_{ppi},$$

kde

PN_{ppi} [Kč] jsou povolené náklady provozovatele přepravní soustavy nezbytné k zajištění služby přepravy plynu pro regulovaný rok i . Povolenými náklady se rozumí ekonomicky oprávněné náklady, stanovené vztahem

$$PN_{ppi} = (N_{ppkli} + N_{ppplsi}) \times \prod_{t=L+1}^{L+i} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp}),$$

kde

N_{ppkli} [Kč] je základna povolených nákladů provozovatele přepravní soustavy nezbytných k zajištění služby přepravy plynu, stanovená vztahem

$$N_{ppkli} = \frac{\left(N_{ppski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp})^3 \right) + \left(N_{ppski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp})^2 \right) + \left(N_{ppski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp}) \right)}{3}$$

kde

N_{ppski} [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady provozovatele přepravní soustavy nezbytné k zajištění přepravy plynu v roce i po aplikaci dílčích alokačních klíčů příslušného roku i ,

t [-] je letopočet roku v rámci regulačního období,

L [-] je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

I_{ppt} [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku, stanovená vztahem

$$I_{ppt} = p_{ppIMt} \times IM_t + (1 - p_{ppIMt}) \times IPS_t,$$

kde

p_{ppIMt} [-] je váha mzdového indexu provozovatele přepravní soustavy stanovená jako podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů pro činnost vnitrostátní i mezinárodní přeprava plynu v roce $t-1$; v případě, že hodnoty za rok $t-1$ nejsou známy, použijí se hodnoty za rok $t-2$,

IM_t [%] je hodnota mzdového indexu stanovená jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných ve veřejné databázi Českého statistického úřadu v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“ počínaje druhým čtvrtletím roku $t-2$ a konče prvním čtvrtletím roku $t-1$, zveřejněných v termínu 30. června roku $i-1$,

IPS_t [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb stanovená jako vážený průměr indexů cen 62-Služby v oblasti programování a poradenství, 63-Informační služby, 68-Služby v oblasti nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 70-Vedení podniků, poradenství v oblasti řízení, 71-Architektonické a inženýrské služby, technické zkoušky a analýzy, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, 77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Služby související se stavbami a úpravou krajiny, 82-Administrativní, kancelářské a jiné podpůrné služby pro podnikání vykázaných ve Veřejné databázi Českého statistického úřadu v tabulce „Indexy cen tržních služeb“ (kód CEN06B2) za měsíc duben roku $t-1$ na základě podílu

klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za služby poskytované v roce 2015,

X_{pp} [-] je roční hodnota faktoru efektivity pro službu přepravy plynu,

N_{ppplsi} [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů provozovatele přepravní soustavy stanovená vztahem

$$N_{ppplsi} = \frac{(N_{ppplsi-4} + N_{ppplsi-3} + N_{ppplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{ppplsi-4} = (PN_{ppi-4} - N_{ppski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp})^3 \times k_{ppplsi-4},$$

$$N_{ppplsi-3} = (PN_{ppi-3} - N_{ppski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp})^2 \times k_{ppplsi-3},$$

$$N_{ppplsi-2} = (PN_{ppi-2} - N_{ppski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp}) \times k_{ppplsi-2},$$

k_{ppplsi} [-] je koeficient profit/loss sharingu, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. regulačního období roven 0,5; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období je roven nule,

O_{ppi} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy sloužícího k zajištění služeb přepravy plynu pro regulovaný rok i stanovená vztahem

$$O_{ppi} = O_{ppppmpli} + KF_{ppoi},$$

kde

$O_{ppppmpli}$ [Kč] je plánovaná hodnota přímo přiřaditelných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy, včetně plánovaných odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace, sloužícího k zajištění služby přepravy plynu pro regulovaný rok i ; plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele přepravní soustavy může být Úřadem ponížena tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

KF_{ppoi} [Kč] je korekční faktor odpisů provozovatele přepravní soustavy, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a plánovanými přímo přiřaditelnými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně majetku pořízeného formou dotace v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.3.3., který může dále obsahovat i zpětné korekce odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace, pokud by došlo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

Z_{ppi} [Kč] je zisk provozovatele přepravní soustavy pro regulovaný rok i stanovený vztahem

$$Z_{ppi} = \frac{MV_{ppi}}{100} \times (RAB_{ppi} + NI_{pppli}) + KF_{ppzi} + KF_{ppNli},$$

kde

MV_{ppi} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro službu přepravy plynu stanovená Úřadem pro regulovaný rok i ,

RAB_{ppi} [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele přepravní soustavy sloužících k zajištění služby přepravy plynu pro regulovaný rok $i=1$ až $i=4$ stanovená vztahem

$$RAB_{ppi} = RAB_{pp0} + \sum_{t=L+1}^{L+i} \Delta RAB_{ppt} + \sum_{t=L+3}^{L+i} KF_{ppRABt},$$

a pro regulovaný rok $i=5$ stanovená vztahem

$$RAB_{ppi} = ZHA_{pppli},$$

kde

ZHA_{pppli} [Kč] je plánovaná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přepravní soustavy pro činnost vnitrostátní přepravy plynu ke konci roku i ,

RAB_{pp0} [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv provozovatele přepravní soustavy sloužících k zajištění služby přepravy plynu, z důvodu přechodu na systém přímé alokace se stanovením dílčích alokačních klíčů pro konkrétní infrastrukturní prvky soustavy, bude RAB_0 Úřadem stanoven z plánovaných zůstatkových hodnot těchto prvků sloužících pro vnitrostátní přepravu plynu k 31. 12. 2021, na něž bude aplikován koeficient přecenění ve výši 68,01 %, vycházející z poměru RAB a ZHA v roce 2020, podle následujícího vzorce:

$$RAB_{pp0} = ZHA_{pppL+1} \times 0,6801,$$

ZHA_{pppL+1} [Kč] je plánovaná zůstatková hodnota majetku k 31. 12. 2021,

ΔRAB_{ppt} [Kč] je plánovaná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přepravní soustavy sloužících k zajištění služby přepravy plynu stanovená

pro rok $t=L+1$ vztahem

$$\Delta RAB_{ppt} = PriblZHA_{ppt},$$

pro rok $t>L+1$ vztahem

$$\Delta RAB_{ppt} = IA_{ppplt} + MP_{ppplt} - VM_{ppplt} - O_{ppplt} + PriblZHA_{ppt},$$

kde

IA_{ppplt} [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele přepravní soustavy pro rok t ,

MP_{ppplt} [Kč] je plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok t ,

VM_{ppplt} [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přepravní soustavy pro rok t podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶,

O_{pplt} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy sloužícího k zajištění služby přepravy pro rok t ,

$PriblZHA_{ppt}$ [Kč] je hodnota vyjadřující roční přiblížení hodnoty regulační báze aktiv k zůstatkové hodnotě aktiv vycházející z rozdílu plánovaných hodnot zůstatkové hodnoty aktiv pro rok 2021 a hodnoty RAB_{pp0} , který je vynásobený koeficientem, který zohledňuje procento přiznané v roce t , která bude korigovaná na později známou skutečnost, stanovená

pro rok $t=L+1$ a $t=L+2$ vztahem

$$PriblZHA_{ppt} = ZHA_{ppplL+1} \times (1 - 0,6801) \times k_{ppindt},$$

pro rok $t=L+3$ vztahem

$$PriblZHA_{ppt} = \left((ZHA_{ppskL+1} - RAB_{pp0} - KF_{RABL+3}) \times k_{ppindt} \right) + \left((ZHA_{ppskL+1} - ZHA_{ppplL+1} - KF_{RABL+3}) \times (k_{ppindL+1} + k_{ppindL+2}) \right),$$

pro rok $t=L+4$ vztahem

$$PriblZHA_{ppt} = \left((ZHA_{ppskL+1} - RAB_{pp0} - KF_{RABL+3}) \times k_{ppindt} \right),$$

kde

$ZHA_{ppskL+1}$ [Kč] je skutečná hodnota zůstatkové hodnoty aktiv k 31. 12. 2021,

k_{ppindt} [%] je koeficient individuálního přiblížení pro daný rok stanovený podle bodu 4.1.4.,

KF_{ppRABt} [Kč] je korekční faktor regulační báze aktiv, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele přepravní soustavy v roce $t-2$ aplikovaný od roku $t=L+i$, $i \geq 1$ stanovený postupem podle 16.3.3.,

NI_{pppli} [Kč] je plánovaná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele přepravní soustavy v roce i . Do této hodnoty lze zahrnout po předchozí žádosti provozovatele přepravní soustavy jednotlivé nedokončené rozvojové investice schválené Úřadem s plánovanou dobou realizace delší než 2 roky a celkovou plánovanou hodnotou investice vyšší než 500 milionů Kč. Plánovanou hodnotu nedokončených rozvojových investic je možné uplatnit pouze za podmínky záporného stavu parametru fond obnovy a rozvoje provozovatele přepravní soustavy,

KF_{ppzi} [Kč] je korekční faktor zisku provozovatele přepravní soustavy, který zohledňuje rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv v roce $i-2$, aplikovaný od regulovaného roku $i \geq 1$ stanovený postupem podle bodu 16.3.3.,

KF_{ppNii} [Kč] je korekční faktor nedokončených rozvojových investic provozovatele přepravní soustavy, který zohledňuje rozdíl zisku způsobený

rozdílem mezi skutečnou a plánovanou hodnotou nedokončených rozvojových investic v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.3.3.,

FT_{ppi} [Kč] je hodnota faktoru trhu provozovatele přepravní soustavy pro regulovaný rok i stanovená Úřadem,

KF_{ppi} [Kč] je korekční faktor pro službu přepravy plynu pro regulovaný rok i stanovený podle bodu 16.3.3. Úřad na základě žádosti provozovatele přepravní soustavy nebo v odůvodněných případech po dohodě s provozovatelem přepravní soustavy může uplatnění korekčního faktoru rozložit do více regulovaných let, nejvýše však do pěti po sobě následujících regulovaných let, s uplatněním principu časové hodnoty peněz na základě hodnoty indexu cen průmyslových výrobců PPI pro příslušné roky.

B) Fond obnovy a rozvoje

Stav fondu obnovy a rozvoje FOR_{ppi} provozovatele přepravní soustavy pro regulovaný rok i regulačního období začínajícího dne 1. ledna 2021 je stanoven vztahem

$$FOR_{ppi} = \sum_{t=2012}^{L+i} O_{ppskt-2} - \sum_{t=2012}^{L+i} IA_{ppskt-2},$$

kde

$O_{ppskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy sloužícího k zajištění služby přepravy plynu pro rok $t-2$,

$IA_{ppskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele přepravní soustavy pro rok $t-2$.

C) Pravidla zaokrouhlování

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- Kč na celé koruny,
- tis. m³ v celých hodnotách,
- MWh na tři desetinná místa,
- procenta na tři desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa, a rovněž kromě průměrného alokačního klíče, který je zaokrouhlen na 2 desetinná místa,
- poměrná míra na pět desetinných míst,
- Kč/MWh na dvě desetinná místa,
- Kč/tis. m³ na dvě desetinná místa.

Konečná cena je zaokrouhlena na dvě desetinná místa.

16.3.2. Postup stanovení ceny služby distribuční soustavy

A) Upravené povolené výnosy

Upravené povolené výnosy UPV_{dpi} v Kč provozovatele distribuční soustavy za službu distribuční soustavy pro regulovaný rok i jsou stanoveny vztahem

$$UPV_{dpi} = PV_{dpi} + NZ_{dpi} + ND_{dppli} + KF_{dpi} + N_{dppnpli},$$

kde

i [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

PV_{dpi} [Kč] je hodnota povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy pro službu distribuční soustavy pro regulovaný rok i stanovená vztahem

$$PV_{dpi} = PN_{dpi} + O_{dpi} + Z_{dpi} + FT_{dpi},$$

kde

PN_{dpi} [Kč] jsou povolené náklady provozovatele distribuční soustavy nezbytné k zajištění služby distribuční soustavy pro regulovaný rok i . Povolenými náklady se rozumí ekonomicky oprávněné náklady, stanovené vztahem

$$PN_{dpi} = (N_{dpkli} + N_{dpplsi}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp}),$$

kde

N_{dpkli} [Kč] je základna povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy nezbytných k zajištění služby distribuce plynu, stanovená vztahem

$$N_{dpkli} = \frac{\left(N_{dpski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp})^3 \right) + \left(N_{dpski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp})^2 \right) + \left(N_{dpski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp}) \right)}{3},$$

kde

N_{dpski} [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady provozovatele distribuční soustavy nezbytné k zajištění distribuce plynu v roce i ,

t [-] je letopočet roku v rámci regulačního období,

L [-] je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

I_{dpt} [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku, stanovená vztahem

$$I_{dpt} = p_{dpIMt} \times IM_t + (1 - p_{dpIMt}) \times IPS_t,$$

kde

p_{dpIMt} [-] je individuální váha mzdového indexu provozovatele distribuční soustavy stanovená jako podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů pro činnost distribuce plynu v roce $t-1$; v případě, že hodnoty za rok $t-1$ nejsou známy, použijí se hodnoty za rok $t-2$,

IM_t [%] je hodnota mzdového indexu stanovená jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných ve Veřejné databázi Českého statistického úřadu v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“ počínaje druhým čtvrtletím roku $t-2$ a konče prvním čtvrtletím roku $t-1$, zveřejněných v termínu 30. června roku $i-1$,

IPS_t [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb stanovená jako vážený průměr indexů cen 62-Služby v oblasti programování a poradenství, 63-Infomační služby, 68-Služby v oblasti nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 70-Vedení podniků, poradenství v oblasti řízení, 71-Architektonické a inženýrské služby, technické zkoušky a analýzy, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, 77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Služby související se stavbami a úpravou krajiny, 82-Administrativní, kancelářské a jiné podpůrné služby pro podnikání vykázaných ve Veřejné databázi Českého statistického úřadu v tabulce „Indexy cen tržních služeb“ (kód CEN06B2) za měsíc duben roku $t-1$ na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za služby poskytované v roce 2015,

X_{dp} [-] je roční hodnota faktoru efektivity pro službu distribuční soustavy,

N_{dpplsi} [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů provozovatele distribuční soustavy stanovená vztahem

$$N_{dpplsi} = \frac{(N_{dpplsi-4} + N_{dpplsi-3} + N_{dpplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{dpplsi-4} = (PN_{dpi-4} - N_{dpski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp})^3 \times k_{dpplsi-4},$$

$$N_{dpplsi-3} = (PN_{dpi-3} - N_{dpski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp})^2 \times k_{dpplsi-3},$$

$$N_{dpplsi-2} = (PN_{dpi-2} - N_{dpski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp}) \times k_{dpplsi-2},$$

k_{dpplsi} [-] je koeficient profit/loss sharingu, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. regulačního období roven 0,5; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období je roven nule,

O_{dpi} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro regulovaný rok i stanovená vztahem

$$O_{dpi} = O_{dppli} + KF_{dpoi},$$

kde

O_{dppli} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy, včetně plánovaných odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace, sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro regulovaný rok i ; plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele distribuční soustavy může být Úřadem ponížena tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

KF_{dpoi} [Kč] je korekční faktor odpisů provozovatele distribuční soustavy, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně majetku pořízeného formou dotace v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.3.3., který může dále obsahovat i zpětné korekce odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace, pokud by došlo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

Z_{dpi} [Kč] je zisk provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok i stanovený vztahem

$$Z_{dpi} = \frac{MV_{dpi}}{100} \times (RAB_{dpi} + NI_{dppli}) + KF_{dpzi} + KF_{dpNi},$$

kde

MV_{dpi} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro službu distribuční soustavy pro regulovaný rok i stanovená Úřadem,

RAB_{dpi} [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy pro regulovaný rok i stanovená vztahem

$$RAB_{dpi} = RAB_{dp0} + \sum_{t=L+1}^{L+i} \Delta RAB_{dpplt} + \sum_{t=L+1}^{L+i} KF_{dpRABt},$$

kde

RAB_{dp0} [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy stanovená Úřadem ve výši hodnoty regulační báze aktiv pro rok 2020,

ΔRAB_{dpplt} [Kč] je plánovaná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy v roce t stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{dpplt} = IA_{dpplt} + MP_{dpplt} - VM_{dpplt} - O_{dpplt} + PriblZHA_{dpt},$$

kde

IA_{dpplt} [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok t ,

MP_{dpplt} [Kč] je plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok t ,

VM_{dpplt} [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok t podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶,

O_{dpplt} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro rok t ,

PriblZHA_{dpt} [Kč] je hodnota vyjadřující roční přiblížení hodnoty regulační báze aktiv k zůstatkové hodnotě aktiv vycházející z rozdílu plánovaných hodnot zůstatkové hodnoty aktiv a regulační báze aktiv pro rok 2020, který je vynásobený koeficientem, který zohledňuje procento přiznané v roce t , která bude korigovaná na později známou skutečnost, platná pro rok t a stanovená vztahem

$$PriblZHA_{dpt} = PriblZHA_{dp0t} + KF_{PriblZHA_t},$$

kde

PriblZHA_{dp0t} [Kč] je plánovaná hodnota vyjadřující roční přiblížení hodnoty regulační báze aktiv k účetní zůstatkové hodnotě aktiv, stanovená vztahem

$$PriblZHA_{dp0t} = (ZHA_{dppLL} - RAB_{dpL} - KF_{dpRABL+1}) \times k_{dpindt},$$

kde

ZHA_{dppLL} [Kč] je plánovaná hodnota zůstatkové hodnoty aktiv na rok 2020 z předchozího roku,

RAB_{dpL} [Kč] je plánovaná hodnota regulační báze aktiv pro rok 2020,

KF_{dpRABL+1} [Kč] je korekční faktor regulační báze za rok 2019 stanovený podle bodu 9.3.3. Zásad cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do 31. prosince 2020,

k_{dpindt} [%] je koeficient individuálního přiblížení stanovený podle bodu 4.1.4.,

KF_{PriblZHA_t} [Kč] je korekční faktor plánované hodnoty vyjadřující roční přiblížení hodnoty regulační báze aktiv k účetní zůstatkové hodnotě aktiv, stanovený vztahem

$$KF_{PriblZHA_t} = (ZHA_{dpsKL} - ZHA_{dppLL} - KF_{dpRABL+2}) \times (k_{dpindt-1} + k_{dpindt}),$$

přičemž platí, že

pro rok $t = 2021$ je $KF_{PribZHAt}$ roven 0,

pro rok $t > 2022$ je koeficient $k_{dpindt-1}$ roven 0,

kde

ZHA_{dpskl} [Kč] je skutečná hodnota zůstatkové hodnoty aktiv roku 2020,

$KF_{dpRABL+2}$ [Kč] je korekční faktor regulační báze za rok 2020 stanovený podle bodu 9.3.3. Zásad cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do 31. prosince 2020,

KF_{dpRABt} [Kč] je korekční faktor regulační báze aktiv, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele distribuční soustavy v roce $t-2$ aplikovaný od roku $t=L+i$, $i \geq 1$ stanovený postupem podle bodu 16.3.3.,

NI_{dppli} [Kč] je plánovaná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele distribuční soustavy v roce i . Do této hodnoty lze zahrnout po předchozí žádosti provozovatele distribuční soustavy jednotlivé nedokončené rozvojové investice schválené Úřadem s plánovanou dobou realizace delší než 2 roky a celkovou plánovanou hodnotou investice vyšší než 500 milionů Kč. Plánovanou hodnotu nedokončených rozvojových investic je možné uplatnit pouze za podmínky záporného stavu parametru fond obnovy a rozvoje provozovatele distribuční soustavy,

KF_{dpzi} [Kč] je korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy, který zohledňuje rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv v roce $i-2$ aplikovaný od regulovaného roku $i \geq 1$, stanovený postupem podle bodu 16.3.3.,

KF_{dpNii} [Kč] je korekční faktor nedokončených rozvojových investic provozovatele distribuční soustavy, který zohledňuje rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou hodnotou nedokončených rozvojových investic v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.3.3.,

FT_{dpi} [Kč] je hodnota faktoru trhu provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok i stanovená Úřadem,

NZ_{dpi} [Kč] jsou náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu v distribuční soustavě pro regulovaný rok i , stanovené vztahem

$$NZ_{dpi} = PZ_{dpi} \times NCP_{dpi} ,$$

kde

PZ_{dpi} [MWh] je povolené množství energie plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný

rok i , stanovené jako aritmetický průměr součtů skutečně dosažených hodnot množství ztrát a vlastní technologické spotřeby za roky 2014-2018; v případě, že průměrná výše ztrát stanovená z let 2014–2018 přesáhne 2 % průměrného množství plynu v letech 2014-2018, které vstoupilo do dané distribuční soustavy, použije se pro výpočet povoleného množství plynu na krytí ztrát hodnota ve výši právě 2 % průměrného množství plynu, které vstoupilo do dané distribuční soustavy,

NCP_{dpi} [Kč/MWh] je roční jednotková maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu pro regulovaný rok i , stanovená vztahem

$$NCP_{dpi} = (NCG_{cali} + N) \times ER ,$$

kde

NCG_{cali} [EUR/MWh] je základní cena energie plynu na regulovaný rok i stanovená jako aritmetický průměr vypořádacích cen (Settlement price) produktu $Cal-i$ za 10 obchodních dní předcházejících třetí středě v červnu roku $i-1$ zveřejněná na webových stránkách energetické burzy European Energy Exchange AG,

N [EUR/MWh] jsou náklady zahrnující pořízení a dopravu plynu do České republiky a přiměřenou marži. Náklady N jsou stanovené ve výši 2 EUR/MWh,

ER [CZK/EUR] je aritmetický průměr směnných kurzů za období 10 obchodních dní předcházejících třetí středě v červnu roku $i-1$ vyhlášených Českou národní bankou,

ND_{dppli} [Kč] jsou plánované náklady na nákup distribuce pro regulovaný rok i od jiných provozovatelů distribučních soustav stanovené jako parametr pro výpočet průměrné ceny služby distribuční soustavy na základě objemu nakupovaných distribučních služeb v předchozích letech,

KF_{dpi} [Kč] je korekční faktor pro službu distribuční soustavy pro regulovaný rok i vypočtený podle bodu 16.3.3. Úřad na základě žádosti provozovatele distribuční soustavy nebo v odůvodněných případech po dohodě s provozovatelem distribuční soustavy může uplatnění korekčního faktoru rozložit do více regulovaných let, nejvýše však do pěti po sobě následujících regulovaných let s uplatněním principu časové hodnoty peněz na základě hodnoty indexu cen průmyslových výrobců PPI pro příslušné roky,

N_{dpnpli} [Kč] je plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení podle smluv o nájmu pro regulovaný rok i stanovená vztahem

$$N_{dpnpli} = N_{dpnpli-1} + VF_{dpni} ,$$

kde

$N_{dpnpli-1}$ [Kč] je plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení v roce $i-1$ stanovená podle aktuálně platných smluv o nájmu k 15. srpnu roku, který předchází regulovanému roku i , stanovená podle bodu 16.3.4.,

VF_{dpi} [Kč] je vyrovnávací faktor regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení zohledňující rozdíl mezi skutečně vynaloženými regulovanými náklady na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení za rok $i-2$ a hodnotou regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení uplatněnou v cenách služeb distribuční soustavy v roce $i-2$ včetně nákladů na zřizování věcných břemen u plynárenských zařízení pronajatých od třetích osob v roce $i-2$, stanovený vztahem

$$VF_{dpi} = N_{dpnski-2} - N_{dpnpli-2} + (NVB_{dpi-2} - VVB_{dpi-2}),$$

kde

$N_{dpnski-2}$ [Kč] je skutečná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení podle smluv o nájmu stanovená podle bodu 16.3.4. pro rok $i-2$,

$N_{dpnpli-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení podle smluv o nájmu stanovená podle bodu 16.3.4. pro rok $i-2$,

NVB_{dpi-2} [Kč] jsou skutečné náklady nájemce v roce $i-2$ vynaložené v obvyklé výši za činnosti spojené s dodatečným zřizováním věcného břemene k pozemkům dotčeným pronajatým plynárenským zařízením v případě, že předmětné věcné břemeno nebylo zřízeno pronajímatelem,

VVB_{dpi-2} [Kč] jsou skutečné výnosy nájemce uhrazené pronajímatelem v roce $i-2$ a sloužící k pokrytí předchozích nákladů nájemce spojených s dodatečným zřizováním věcného břemene k pozemkům dotčeným pronajatým plynárenským zařízením.

B) Fond obnovy a rozvoje

Stav fondu obnovy a rozvoje FOR_{dpi} provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok i regulačního období začínajícího dne 1. ledna 2021 je stanoven vztahem

$$FOR_{dpi} = \sum_{t=2012}^{L+i} O_{dpskt-2} - \sum_{t=2012}^{L+i} IA_{dpskt-2},$$

kde

$O_{\text{dpskt-2}}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro rok $t-2$,

$IA_{\text{dpskt-2}}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$.

C) Pravidla zaokrouhlování

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MWh na tři desetinná místa,
- c) procenta na tři desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- d) poměrná míra na pět desetinných míst,
- e) Kč/MWh na dvě desetinná místa.

Konečná cena je zaokrouhlena na dvě desetinná místa.

16.3.3. Postup stanovení korekčních faktorů v plynárenství

Korekční faktory za roky 2019 a 2020 se stanoví podle bodu 9.3.3. Zásad cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do 31. prosince 2020, a vyrovnají se v průběhu regulačního období, které začíná dnem 1. ledna 2021.

Korekční faktor regulační báze aktiv u provozovatele přepravní soustavy nebude z posledních dvou let IV. regulačního období stanoven. Korekce zisku a odpisů vycházející z rozdílu skutečných a plánovaných odpisů a investic v letech 2019 a 2020 bude stanovena na základě alokačních klíčů přijatých pro účely Rozhodnutí TAR.

A) Korekční faktory pro provozovatele přepravní soustavy

(1) Korekční faktor odpisů provozovatele přepravní soustavy KF_{ppoi} v Kč, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a plánovanými přímo přiřaditelnými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně odpisů majetku pořízeného z dotace v roce $i-2$, je aplikovaný od roku $i \geq 3$.

- a) V případě, že platí $(O_{ppppmski-2} - O_{ppppmpli-2}) \leq 0$ a zároveň $\frac{O_{ppppmpli-2}}{O_{ppppmski-2}} > 1,05$, je korekční faktor odpisů provozovatele přepravní soustavy KF_{ppoi} stanoven vztahem

$$KF_{ppoi} = KF_{ppoPPIi} + KF_{ppoMVi},$$

i [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

$KF_{ppoPPIi}$ [Kč] je část korekčního faktoru odpisů, která je eskalována časovou hodnotou peněz, stanovená vztahem

$$KF_{ppoPPIi} = (O_{ppppmski-2} - 1,05 \times O_{ppppmski-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

kde

$O_{ppppmski-2}$ [Kč] je skutečná hodnota přímo přiřaditelných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy včetně odpisů majetku pořízeného z dotace sloužícího k zajištění služby přepravy plynu pro rok $i-2$; hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele přepravní soustavy může být Úřadem ponížena tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

PPI_{i-2} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-2$,

PPI_{i-1} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem

v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-1$,

KF_{ppoMV_i} [Kč] je část korekčního faktoru odpisů, která je eskalována hodnotou míry výnosnosti aktiv, stanovená vztahem

$$KF_{ppoMV_i} = (1,05 \times O_{ppppmski-2} - O_{ppppmpli-2}) \times \frac{(100+MV_{ppi-2})}{100} \times \frac{(100+MV_{ppi-1})}{100},$$

kde

$O_{ppppmpli-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota přímo přiřaditelných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy včetně odpisů majetku pořízeného z dotace sloužícího k zajištění služby přepravy plynu pro rok $i-2$; hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele přepravní soustavy může být ponížena Úřadem tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

MV_{ppi-2} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro službu přepravy plynu pro regulovaný rok $i-2$,

MV_{ppi-1} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro službu přepravy plynu pro regulovaný rok $i-1$.

- b) V případě, že platí $(O_{ppppmski-2} - O_{ppppmpli-2}) > 0$ nebo $\frac{O_{ppppmpli-2}}{O_{ppppmski-2}} \leq 1,05$, je korekční faktor odpisů provozovatele přepravní soustavy KF_{ppoi} stanoven vztahem

$$KF_{ppoi} = (O_{ppppmski-2} - O_{ppppmpli-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}.$$

- (2) Korekční faktor regulační báze aktiv KF_{ppRABt} v Kč, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele přepravní soustavy v roce $t-2$, aplikovaný od roku $t=L+i$, $i \geq 3$, je stanovený vztahem

$$KF_{ppRABt} = (IA_{ppskt-2} + MP_{ppskt-2} - VM_{ppskt-2} - O_{ppskt-2}) - (IA_{ppplt-2} + MP_{ppplt-2} - VM_{ppplt-2} - O_{ppplt-2}),$$

kde

L [-] je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

$IA_{ppskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele přepravní soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{ppskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{ppskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přepravní soustavy pro rok $t-2$ podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶,

$O_{ppskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy sloužícího k zajištění služby přepravy plynu pro rok $t-2$,

$IA_{ppplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele přepravní soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{ppplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{ppplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přepravní soustavy pro rok $t-2$ podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶,

$O_{ppplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy sloužícího k zajištění služby přepravy plynu pro rok $t-2$.

- (3) Korekční faktor zisku provozovatele přepravní soustavy KF_{ppzi} v Kč zohledňuje rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv v roce $i-2$. KF_{ppzi} je aplikovaný od roku $i \geq 3$. Vzhledem ke změně postupu stanovení RAB v průběhu regulačního období platí pro jednotlivé roky regulačního období různé vzorce:

Pro $i=3$ až $i=5$ platí

- a) V případě, že

$$\Delta RAB_{ppskt} < 0 \text{ a zároveň platí, že } \Delta RAB_{ppplt} > 0,95 \times \Delta RAB_{ppskt},$$

kde

ΔRAB_{ppskt} [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přepravní soustavy pro rok $t=L+i$ stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{ppskt} = IA_{ppskt-2} + MP_{ppskt-2} - VM_{ppskt-2} - O_{ppskt-2},$$

kde

$IA_{ppskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele přepravní soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{ppskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{ppskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přepravní soustavy pro rok $t-2$ podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶,

$O_{ppskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy sloužícího k zajištění služby přepravy plynu pro rok $t-2$,

ΔRAB_{ppplt} [Kč] je plánovaná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přepravní soustavy pro rok $t=L+i$ stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{ppplt} = IA_{ppplt-2} + MP_{ppplt-2} - VM_{ppplt-2} - O_{ppplt-2},$$

kde

$IA_{ppplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele přepravní soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{ppplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{ppplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přepravní soustavy pro rok $t-2$ podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶,

$O_{ppplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy sloužícího k zajištění služby přepravy plynu pro rok $t-2$,

je korekční faktor zisku provozovatele přepravní soustavy KF_{ppzi} stanoven vztahem

$$KF_{ppzi} = KF_{ppzPPIi} + KF_{ppzMVi},$$

kde

$KF_{ppzPPIi}$ [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována časovou hodnotou peněz, stanovená vztahem

$$KF_{ppzPPIi} = 0,05 \times \Delta RAB_{ppskt} \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} + 0,05 \times \Delta RAB_{ppskt} \times \frac{MV_{ppi-1}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

KF_{ppzMVi} [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována hodnotou míry výnosnosti aktiv, stanovená vztahem

$$KF_{ppzMVi} = (0,95 \times \Delta RAB_{ppskt} - \Delta RAB_{ppplt}) \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{ppi-1}}{100} + (0,95 \times \Delta RAB_{ppskt} - \Delta RAB_{ppplt}) \times \frac{MV_{ppi-1}}{100} \times \frac{100+MV_{ppi-1}}{100}.$$

b) V případě, že

$$\Delta RAB_{ppskt} > 0 \text{ a zároveň platí, že } \Delta RAB_{ppplt} > 1,05 \times \Delta RAB_{ppskt},$$

je korekční faktor zisku provozovatele přepravní soustavy KF_{ppzi} stanoven vztahem

$$KF_{ppzi} = KF_{ppzPPIi} + KF_{ppzMVi},$$

kde

$KF_{ppzPPIi}$ [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována časovou hodnotou peněz, stanovená vztahem

$$KF_{ppzPPIi} = (\Delta RAB_{ppskt} - 1,05 \times \Delta RAB_{ppskt}) \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} + (\Delta RAB_{ppskt} - 1,05 \times \Delta RAB_{ppskt}) \times \frac{MV_{ppi-1}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

KF_{ppzMVi} [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována hodnotou míry výnosnosti aktiv, stanovená vztahem

$$KF_{ppzMVi} = (1,05 \times \Delta RAB_{ppskt} - \Delta RAB_{ppplt}) \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{ppi-1}}{100} + (1,05 \times \Delta RAB_{ppskt} - \Delta RAB_{ppplt}) \times \frac{MV_{ppi-1}}{100} \times \frac{100+MV_{ppi-1}}{100}.$$

c) V ostatních případech platí, že

je korekční faktor zisku KF_{ppzi} provozovatele přepravní soustavy stanoven vztahem

$$KF_{ppzi} = KF_{ppRABt} \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} + KF_{ppRABt} \times \frac{MV_{ppi-1}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}.$$

Pro $i=6$ platí

a) V případě, že

$$\Delta RAB_{ppskt} < 0 \text{ a zároveň platí, že } \Delta RAB_{ppplt} > 0,95 \times \Delta RAB_{ppskt},$$

je korekční faktor zisku provozovatele přepravní soustavy KF_{ppzi} stanoven vztahem

$$KF_{ppzi} = KF_{ppzPPIi} + KF_{ppzMVi},$$

kde

$KF_{ppzPPIi}$ [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována časovou hodnotou peněz, stanovená vztahem

$$KF_{ppzPPIi} = 0,05 \times \Delta RAB_{ppskt} \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

KF_{ppzMVi} [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována hodnotou míry výnosnosti aktiv, stanovená vztahem

$$KF_{ppzMVi} = (0,95 \times \Delta RAB_{ppskt} - \Delta RAB_{ppplt}) \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{ppi-1}}{100}.$$

b) V případě, že

$$\Delta RAB_{ppskt} > 0 \text{ a zároveň platí, že } \Delta RAB_{ppplt} > 1,05 \times \Delta RAB_{ppskt},$$

je korekční faktor zisku provozovatele přepravní soustavy KF_{ppzi} stanoven vztahem

$$KF_{ppzi} = KF_{ppzPPIi} + KF_{ppzMVi},$$

kde

$KF_{ppzPPIi}$ [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována časovou hodnotou peněz, stanovená vztahem

$$KF_{ppzPPIi} = (\Delta RAB_{ppskt} - 1,05 \times \Delta RAB_{ppskt}) \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

KF_{ppzMVi} [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována hodnotou míry výnosnosti aktiv, stanovená vztahem

$$KF_{ppzMV_i} = \left(1,05 \times \Delta RAB_{ppskt} - \Delta RAB_{ppplt}\right) \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{ppi-1}}{100}$$

c) V ostatních případech platí, že

je korekční faktor zisku KF_{ppzi} provozovatele přepravní soustavy stanoven vztahem

$$KF_{ppzi} = KF_{ppRABt} \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}$$

Pro $i=7$ platí

a) V případě, že je

$$\Delta ZHA_{ppskt} < 0,$$

kde

ΔZHA_{ppskt} [Kč] je skutečná roční změna hodnoty zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele přepravní soustavy pro rok $t=L+i$ stanovená vztahem

$$\Delta ZHA_{ppskt} = ZHA_{ppskt-2} - ZHA_{ppplt-2},$$

kde

$ZHA_{ppskt-2}$ [Kč] je skutečná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přepravní soustavy pro činnost vnitrostátní přepravy plynu ke konci roku $t-2$,

$ZHA_{ppplt-2}$ [Kč] je plánovaná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přepravní soustavy pro činnost vnitrostátní přepravy plynu ke konci roku $t-2$,

ΔZHA_{ppplt} [Kč] je plánovaná roční změna hodnoty zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele přepravní soustavy pro rok $t=L+i$ stanovená vztahem

$$\Delta ZHA_{ppplt} = ZHA_{ppplt-2} - ZHA_{ppplt-3},$$

kde

$ZHA_{ppplt-3}$ [Kč] je plánovaná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přepravní soustavy pro činnost vnitrostátní přepravy plynu ke konci roku $t-3$,

je korekční faktor zisku provozovatele přepravní soustavy KF_{ppzi} [Kč] stanoven vztahem

$$KF_{ppzi} = KF_{ppzPPI_i} + KF_{ppzMV_i},$$

kde

KF_{ppzPPI_i} [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována časovou hodnotou peněz, stanovená vztahem

$$KF_{ppzPPI_i} = \max[\Delta ZHA_{ppskt}; -|0,05 \times \Delta ZHA_{ppplt}|] \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

KF_{ppzMV_i} [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována hodnotou míry výnosnosti aktiv, stanovená vztahem

$$KF_{ppzMV_i} = \min[\Delta ZHA_{ppskt} + |0,05 \times \Delta ZHA_{ppplt}|; 0] \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100 + MV_{ppi-1}}{100}$$

b) V případě, že $\Delta ZHA_{ppskt} > 0$ je korekční faktor zisku KF_{ppzi} provozovatele přepravní soustavy stanoven vztahem

$$KF_{ppzi} = \Delta ZHA_{ppskt} \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}$$

Vzhledem ke skutečnosti, že korekční faktory KF_{ppzi} za roky $i=6$ a $i=7$ budou závislé na postupu stanovení RAB a nastavení případných dalších parametrů následujícího regulačního období, do kterého svou účinností zasahují, bude při tvorbě pravidel pro toto období nezbytné vyhodnotit, zda vlivem těchto změn výše uvedený postup stanovení korekce zisku bude nadále spravedlivě stanovovat rozdíl mezi plánovaným a oprávněným ziskem provozovatele přepravní soustavy.

(4) Korekční faktor nedokončených rozvojových investic provozovatele přepravní soustavy KF_{ppNi} , který zohledňuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou nedokončených rozvojových investic v roce $i-2$, je aplikovaný od roku $i \geq 3$ a stanovený vztahem

$$KF_{ppNi} = (NI_{ppski-2} - NI_{pppli-2}) \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

kde

$NI_{ppski-2}$ [Kč] je skutečná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele přepravní soustavy schválená Úřadem v roce $i-2$,

$NI_{pppli-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele přepravní soustavy schválená Úřadem v roce $i-2$.

(5) Korekční faktor KF_{ppi} v Kč pro službu vnitrostátní přepravy plynu je aplikovaný od roku $i \geq 2$ a stanovený vztahem

$$KF_{ppi} = (PV_{ppi-2} + KF_{ppi-2} - CT_{ppi-2} + ODN_{ppski-2} - ODV_{ppski-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

kde

PV_{ppi-2} [Kč] je hodnota povolených výnosů pro rok $i-2$,

KF_{ppi-2} [Kč] je hodnota korekčního faktoru vnitrostátní přepravy plynu stanovená pro rok $i-2$,

CT_{ppi-2} [Kč] jsou celkové dosažené výnosy za službu vnitrostátní přepravy plynu bez plateb za variabilní složku ceny a bez výnosů souvisejících s obchodním a fyzickým vyrovnáváním odchylek zahrnující i výnosy za využití kapacity na vstupních hraničních bodech pro zajištění dodávky plynu do odběrných míst

zákazníků v rámci vstupně-výstupního systému v České republice na základě skutečné spotřeby za rok $i-2$ a koeficientu využití kapacity podle kapitoly 10.5.,

$ODN_{ppski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady související s obchodním a fyzickým vyrovnáváním odchylek v roce $i-2$,

$ODV_{ppski-2}$ [Kč] jsou skutečné výnosy související s obchodním a fyzickým vyrovnáváním odchylek v roce $i-2$.

- (6) Korekční faktor variabilních nákladů pro činnost vnitrostátní přepravy plynu KF_{ppvi} v Kč je aplikovaný od roku $i \geq 2$ a stanovený vztahem

$$KF_{ppvi} = (NZ_{ppvski-2} + NFG_{ppvski-2} - VS_{ppvski-2})$$

kde

$NZ_{ppvski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady na nákup plynu pro krytí ztrát v přepravní soustavě pro regulovaný rok $i-2$, alokované do vnitrostátní přepravy podle modelu schváleného v kapitole 17.1. Rozhodnutí TAR,

$NFG_{ppvski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady na nákup elektřiny a plynu pro pohon kompresních stanic a s tím související poplatky, na daně a na emisní povolenky nad bezplatně přidělené množství pro daný rok (pro rok $i=1$ rozdíl za celou IV. regulační periodu) pro regulovaný rok $i-2$, alokované do vnitrostátní přepravy podle modelu schváleného v kapitole 17.1. Rozhodnutí TAR,

$VS_{ppvski-2}$ [Kč] jsou skutečné výnosy z variabilní složky ceny za výstupní body do virtuálního zásobníku plynu, zákazníky přímo připojené k přepravní soustavě a výstupní bod přes souhrn předávacích míst mezi přepravní a distribuční soustavou pro regulovaný rok $i-2$.

- (7) Korekční faktor variabilních nákladů pro činnost mezinárodní přepravy plynu KF_{ppmi} v Kč je aplikovaný od roku $i \geq 2$ a stanovený vztahem

$$KF_{ppmi} = (NZ_{ppmski-2} + NFG_{ppmski-2} - VS_{ppmski-2}),$$

kde

$NZ_{ppmski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady na nákup plynu pro krytí ztrát v přepravní soustavě pro regulovaný rok $i-2$, alokované do mezinárodní přepravy podle modelu schváleného v kapitole 17.1. Rozhodnutí TAR,

$NFG_{ppmski-2}$ [Kč] jsou skutečné náklady na nákup elektřiny a plynu pro pohon kompresních stanic a s tím související poplatky, na daně a na emisní povolenky nad bezplatně přidělené množství pro daný rok (pro rok $i=1$ rozdíl za celé IV. regulační období) pro regulovaný rok $i-2$, alokované do mezinárodní přepravy podle modelu schváleného v kapitole 17.1. Rozhodnutí TAR,

$VS_{ppmski-2}$ [Kč] jsou skutečné výnosy z variabilní složky ceny na výstupních hraničních bodech pro regulovaný rok $i-2$.

B) Korekční faktory pro provozovatele distribuční soustavy

(1) Korekční faktor odpisů provozovatele distribuční soustavy KF_{dpoi} v Kč, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně odpisů majetku pořízeného z dotace v roce $i-2$, je aplikovaný od roku $i \geq 3$.

a) V případě, že platí $(O_{dpski-2} - O_{dppli-2}) \leq 0$ a zároveň $\frac{O_{dppli-2}}{O_{dpski-2}} > 1,05$, je korekční faktor odpisů provozovatele distribuční soustavy KF_{dpoi} stanoven vztahem

$$KF_{dpoi} = KF_{dpoPPIi} + KF_{dpoMVi} ,$$

kde

i [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

$KF_{dpoPPIi}$ [Kč] je část korekčního faktoru odpisů, která je eskalována časovou hodnotou peněz, stanovená vztahem

$$KF_{dpoPPIi} = (O_{dpski-2} - 1,05 \times O_{dpski-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} ,$$

kde

$O_{dpski-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy včetně odpisů majetku pořízeného z dotace sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro rok $i-2$; hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele distribuční soustavy může být ponížena Úřadem tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

PPI_{i-2} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-2$,

PPI_{i-1} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-1$,

KF_{dpoMVi} [Kč] je část korekčního faktoru odpisů, která je eskalována hodnotou míry výnosnosti aktiv, stanovená vztahem

$$KF_{dpoMVi} = (1,05 \times O_{dpski-2} - O_{dppli-2}) \times \frac{(100+MV_{dpi-2})}{100} \times \frac{(100+MV_{dpi-1})}{100} ,$$

kde

O_{dppi-2} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy včetně odpisů majetku pořízeného z dotace sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro rok $i-2$; hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pořízeného z dotace pro provozovatele distribuční soustavy může být ponížena Úřadem tak, aby nedocházelo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

MV_{dpi-2} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro službu distribuční soustavy pro regulovaný rok $i-2$,

MV_{dpi-1} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro službu distribuční soustavy pro regulovaný rok $i-1$.

- b) V případě, že platí $(O_{dpski-2} - O_{dppi-2}) > 0$ nebo $\frac{O_{dppi-2}}{O_{dpski-2}} \leq 1,05$, je korekční faktor odpisů provozovatele distribuční soustavy KF_{dpoi} stanoven vztahem

$$KF_{dpoi} = (O_{dpski-2} - O_{dppi-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}.$$

- (2) Korekční faktor regulační báze aktiv KF_{dpRABt} v Kč, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele distribuční soustavy v roce $t-2$, je aplikovaný od roku $t=L+i$, $i \geq 3$ a stanovený vztahem

$$KF_{dpRABt} = (IA_{dpskt-2} + MP_{dpskt-2} - VM_{dpskt-2} - O_{dpskt-2}) - (IA_{dpplt-2} + MP_{dpplt-2} - VM_{dpplt-2} - O_{dpplt-2}),$$

kde

$IA_{dpskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{dpskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{dpskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$ podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶,

$O_{dpskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro rok $t-2$,

$IA_{dpplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{dpplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{dpplt-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$ podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶,

O_{dppl-2} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro rok $t-2$.

- (3) Korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy KF_{dpzi} v Kč, který zohledňuje rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv v roce $i-2$, je aplikovaný od roku $i \geq 3$.

a) V případě, že

$$\Delta RAB_{dpskt} < 0 \text{ a zároveň platí, že } \Delta RAB_{dppl} > 0,95 \times \Delta RAB_{dpskt},$$

kde

ΔRAB_{dpskt} [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{dpskt} = IA_{dpskt-2} + MP_{dpskt-2} - VM_{dpskt-2} - O_{dpskt-2},$$

kde

$IA_{dpskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

$MP_{dpskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

$VM_{dpskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$ podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶,

$O_{dpskt-2}$ [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služby přepravy plynu pro rok $t-2$,

ΔRAB_{dppl} [Kč] je plánovaná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{dppl} = IA_{dppl-2} + MP_{dppl-2} - VM_{dppl-2} - O_{dppl-2},$$

kde

IA_{dppl-2} [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$,

MP_{dppl-2} [Kč] je plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok $t-2$,

VM_{dppl-2} [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok $t-2$ podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶,

O_{dppl-2} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služby distribuce plynu pro rok $t-2$,

je korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy \mathbf{KF}_{dpzi} stanoven vztahem

$$KF_{dpzi} = KF_{dpzPPIi} + KF_{dpzMVi},$$

kde

$\mathbf{KF}_{dpzPPIi}$ [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována časovou hodnotou peněz, stanovená vztahem

$$KF_{dpzPPIi} = 0,05 \times \Delta RAB_{dpskt} \times \frac{MV_{dpi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} + 0,05 \times \Delta RAB_{dpskt} \times \frac{MV_{dpi-1}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

\mathbf{KF}_{dpzMVi} [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována hodnotou míry výnosnosti aktiv, stanovená vztahem

$$KF_{dpzMVi} = (0,95 \times \Delta RAB_{dpskt} - \Delta RAB_{dpplt}) \times \frac{MV_{dpi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{dpi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{dpi-1}}{100} + (0,95 \times \Delta RAB_{dpskt} - \Delta RAB_{dpplt}) \times \frac{MV_{dpi-1}}{100} \times \frac{100+MV_{dpi-1}}{100}.$$

b) V případě, že

$$\Delta RAB_{dpskt} > 0 \text{ a zároveň platí, že } \Delta RAB_{dpplt} > 1,05 \times \Delta RAB_{dpskt},$$

je korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy \mathbf{KF}_{dpzi} stanoven vztahem

$$KF_{dpzi} = KF_{dpzPPIi} + KF_{dpzMVi},$$

kde

$\mathbf{KF}_{dpzPPIi}$ [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována časovou hodnotou peněz, stanovená vztahem

$$KF_{dpzPPIi} = (\Delta RAB_{dpskt} - 1,05 \times \Delta RAB_{dpskt}) \times \frac{MV_{dpi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} + (\Delta RAB_{dpskt} - 1,05 \times \Delta RAB_{dpskt}) \times \frac{MV_{dpi-1}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

\mathbf{KF}_{dpzMVi} [Kč] je část korekčního faktoru zisku, která je eskalována hodnotou míry výnosnosti aktiv, stanovená vztahem

$$KF_{dpzMVi} = (1,05 \times \Delta RAB_{dpskt} - \Delta RAB_{dpplt}) \times \frac{MV_{dpi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{dpi-2}}{100} \times \frac{100+MV_{dpi-1}}{100} + (1,05 \times \Delta RAB_{dpskt} - \Delta RAB_{dpplt}) \times \frac{MV_{dpi-1}}{100} \times \frac{100+MV_{dpi-1}}{100}.$$

c) V ostatních případech platí, že

je korekční faktor zisku \mathbf{KF}_{dpzi} provozovatele distribuční soustavy stanoven vztahem

$$KF_{dpzi} = KF_{dpRABt} \times \frac{MV_{dpi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100} + KF_{dpRABt} \times \frac{MV_{dpi-1}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100}.$$

(4) Korekční faktor nedokončených rozvojových investic provozovatele distribuční soustavy \mathbf{KF}_{dpNii} v Kč, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou

nedokončených rozvojových investic v roce $i-2$, je aplikovaný od roku $i \geq 3$ a stanovený vztahem

$$KF_{dpNIi} = (NI_{dpSKI-2} - NI_{dppli-2}) \times \frac{MV_{dpi-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

kde

$NI_{dpSKI-2}$ [Kč] je skutečná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele distribuční soustavy v roce $i-2$,

$NI_{dppli-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele distribuční soustavy schválená Úřadem v roce $i-2$.

(5) Korekční faktor pro službu distribuční soustavy KF_{dpi} v Kč je aplikovaný od roku $i \geq 3$ a stanovený vztahem

$$KF_{dpi} = (PV_{dpi-2} + KF_{dpi-2} + NZ_{dpi-2} + ND_{dpi-2} + NP_{dpi-2} + N_{dpnpli-2} - CT_{dpi-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

kde

PV_{dpi-2} [Kč] je hodnota stanovených povolených výnosů pro rok $i-2$,

KF_{dpi-2} [Kč] je hodnota korekčního faktoru stanovená pro rok $i-2$,

NZ_{dpi-2} [Kč] jsou náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu v distribuční soustavě pro regulovaný rok $i-2$, stanovené vztahem

$$NZ_{dpi-2} = PZ_{dpi-2} \times (NCP_{dpi-2} + S_{oti-2}),$$

kde

PZ_{dpi-2} [Kč] je povolené množství energie plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok $i-2$,

NCP_{dpi-2} [Kč/MWh] je roční jednotková maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu pro regulovaný rok $i-2$,

S_{oti-2} [Kč/MWh] cena za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok $i-2$,

ND_{dpi-2} [Kč] je skutečná hodnota nákladů na nákup služeb distribučních soustav od jiných provozovatelů distribuční soustavy v roce $i-2$,

NP_{dpi-2} [Kč] jsou náklady na službu přepravy plynu hrazené provozovatelem distribuční soustavy pro rok $i-2$ vztahené k množství plynu do odběrných míst připojených k distribuční soustavě, předávacích míst jiných provozovatelů regionálních a lokálních distribučních soustav, do předávacích míst přeshraničních plynovodů a povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu provozovatele distribuční soustavy s vyloučením

množství plynu vstupujícího do distribuční soustavy z výroben, stanovené vztahem

$$NP_{dpi-2} = P_{pkapi-2} + s_{ppi-2} \times MP_{dpski-2},$$

kde

$P_{pkapi-2}$ [Kč] jsou náklady na rezervovanou pevnou přepravní kapacitu, které uhradil provozovatel distribuční soustavy za službu přepravy do předávacích míst z přepravní soustavy za rok $i-2$,

s_{ppi-2} [Kč/MWh] je komoditní složka ceny stanovená za službu přepravy plynu do domácího bodu pro rok $i-2$ stanovená analyticky Úřadem,

$MP_{dpski-2}$ [MWh] je skutečné množství energie plynu distribuované příslušným držitelem licence v roce $i-2$ zahrnující celkové množství energie plynu distribuované do odběrných míst zákazníků, předávacích míst jiných provozovatelů regionálních a lokálních distribučních soustav, do předávacích míst přeshraničních plynovodů a povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu provozovatele distribuční soustavy s vyloučením množství plynu vstupujícího do distribuční soustavy z výroben,

$N_{dnppli-2}$ [Kč] je plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení podle smluv o nájmu pro regulovaný rok $i-2$,

CT_{dpi-2} [Kč] jsou celkové dosažené výnosy za službu distribuční soustavy včetně výnosů za službu přepravy plynu do domácího bodu za rok $i-2$ bez hodnoty výnosů za činnosti operátora trhu vykázané podle vyhlášky o regulačním výkaznictví⁶.

C) Pravidla zaokrouhlování

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MWh na tři desetinná místa,
- c) procenta na tři desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- d) poměrná míra na pět desetinných míst,
- e) tis. m³ v celých hodnotách,
- f) Kč/MWh na dvě desetinná místa.

Konečná hodnota korekčního faktoru je zaokrouhlena na celé Kč.

16.3.4. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení

A. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení

Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je hodnota, kterou lze přičíst k regulační bázi aktiv držitele licence v případě nabytí tohoto zařízení. Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je stanovena pro plynárenská zařízení nabývaná provozovatelem distribuční soustavy od třetích stran a zákazníků provozovatele distribuční soustavy. Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je stanovena pro plynárenská zařízení nabývaná vlastní investiční činností v případě, že se jedná o kvantitativní rozvoj distribuční soustavy. Netýká se investic do kvalitativního rozvoje a obnovy distribuční soustavy. Kvantitativním rozvojem distribuční soustavy se pro účely stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení rozumí výstavba nových či rozšiřování stávajících zařízení distribuční soustavy, která ani zčásti nenahrazuje existující zařízení a která souvisí s nárůstem počtu odběrných míst. Kvalitativním rozvojem distribuční soustavy se rozumí výstavba nových či rozšiřování stávajících zařízení distribuční soustavy, která ani zčásti nenahrazuje existující zařízení a která je realizována z titulu plnění povinností držitele licence stanovených právními předpisy. Obnovou distribuční soustavy se rozumí investice do distribuční soustavy, které nejsou ani kvantitativním, ani kvalitativním rozvojem distribuční soustavy, například náhrada stávajících zařízení za nové, i když technicky dokonalejší, tak, aby byla zachována jejich funkce z hlediska bezpečnosti, spolehlivosti, dodržení standardů, optimalizace provozních nákladů.

1. Způsob výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení

Pro výpočet regulované hodnoty plynárenských zařízení je použita metoda diskontovaných peněžních toků. Tato metoda je založena na výpočtu kladného a záporného peněžního toku, který je vytvářen provozováním hodnoceného plynárenského zařízení. Peněžní toky jsou diskontovány a z jejich rozdílu je vypočtena čistá současná hodnota.

Pro výpočet regulované hodnoty plynárenského zařízení je určen parametr doby návratnosti. Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je vypočtena tak, aby čistá současná hodnota rozdílu kladného a záporného peněžního toku, který je vytvářen provozováním hodnoceného plynárenského zařízení, byla za určenou dobu návratnosti rovna nule.

Peněžní toky a čistá současná hodnota plynárenského zařízení

	rok 1	rok 2	rok 3	další rok...	rok dosažení požadované návratnosti
<i>Kladný tok</i>					
	H	H	H		H
+	X	X	X		X
<hr/>					
=	V	V	V		V
X	H	H	H		H
<hr/>					
1	V	V	V		V
 <i>Záporný tok</i>					
	X				
<hr/>					
=	V				
X	H				
<hr/>					
2	V				
1-2	V	V	V		V

Kde

H je hodnota

V je výpočet

X je výsledek iteračního výpočtu

Výpočet zisku

	Tržby za služby distribuční soustavy
-	Provozní náklady
-	Náklady na bilanční rozdíl
-	Účetní odpisy z regulované hodnoty plynárenského zařízení
<hr/>	
=	Hrubý zisk
-	Rozdíl účetních a daňových odpisů z regulované hodnoty plynárenského zařízení
<hr/>	
	Základ daně z příjmů
x	Sazba daně z příjmů
<hr/>	
=	Daň z příjmů
	Hrubý zisk
-	Daň z příjmů
<hr/>	
	Čistý zisk

Do kladného peněžního toku je započten čistý zisk vytvořený provozováním hodnoceného plynárenského zařízení a účetní odpisy z regulované hodnoty plynárenského zařízení ve stejné výši, ve které byly použity pro výpočet zisku.

Záporný peněžní tok tvoří dopočtená regulovaná hodnota plynárenského zařízení.

2. Vstupy výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení

a) Tržby za služby distribuční soustavy

Tržby za služby distribuční soustavy z hodnoceného plynárenského zařízení jsou do výpočtu zahrnuty v ročním členění na období 30 let od zahájení prodeje.

U plynárenských zařízení, jejichž životnost je kratší než rozhodné období pro výpočet regulované hodnoty souboru plynárenských zařízení, se do výpočtu zahrne předpoklad o investici do obnovy tohoto zařízení po ukončení jeho životnosti a předpoklad o jeho provozu do konce rozhodného období.

Tržby za služby distribuční soustavy se stanoví na základě velikosti odběru plynu z hodnoceného plynárenského zařízení. Jsou-li důvodné předpoklady o změně počtu připojených zákazníků a množství odebíraného plynu, zohlední se ve výpočtu tržeb za služby distribuční soustavy.

Tržby za služby distribuční soustavy se stanoví na základě velikosti odběru plynu z hodnoceného plynárenského zařízení. Jsou-li důvodné předpoklady o změně počtu připojených zákazníků a množství odebíraného plynu, zohlední se ve výpočtu tržeb za služby distribuční soustavy.

Tržby za služby distribuční soustavy pro zákazníky kategorie velkoodběratel, střední odběratel a maloodběratel se vypočítají z předpokládaného množství distribuovaného plynu a průměrné ceny služby distribuční soustavy. Tržby za služby distribuční soustavy pro zákazníky kategorie domácnost se vypočítají podle počtu zákazníků a charakteru jejich odběrných míst. K odběrným místům podle jejich typu se přiřazují měrné spotřeby a průměrné ceny služby distribuční soustavy uplatňované provozovatelem distribuční soustavy.

Použité průměrné ceny služby distribuční soustavy jsou v dalších letech navyšovány podle určené výše inflace. Ceny za služby distribuční soustavy se upravují o případné korekční faktory stanovené pro provozovatele distribuční soustavy.

Minimální členění domácností podle typu odběru

- a) pouze vaření,
- b) vaření a ohřev vody,
- c) jednogenerační rodinný dům,
- d) dvougenerační rodinný dům,
- e) bytová jednotka,

- f) řadový rodinný dům,
- g) rekreační objekt.

b) Náklady na bilanční rozdíl

Tržby za služby distribuční soustavy se snižují o náklady na ztráty příslušné distribuční soustavy.

c) Obvyklá cena pořízení

Obvyklá cena pořízení plynárenského zařízení uplatňovaná provozovatelem distribuční soustavy představuje maximální možnou výši regulované hodnoty plynárenského zařízení.

Do obvyklé ceny pořízení se zahrnují náklady na pořízení projektové dokumentace, geodetické zaměření, věcná břemena a ostatní investiční náklady a poplatky na výstavbu, úpravu nebo pořízení plynárenského zařízení. Cenou pořízení plynárenského zařízení při připojení odběrného místa se rozumí náklady spojené s připojením a se zajištěním dodávky plynu. Zahrnované investiční náklady jsou ve výši obvyklé pro provozovatele distribuční soustavy. Obvyklá výše investičních nákladů je provozovatelem distribuční soustavy dokládána investičním ceníkem v předepsaném členění.

d) Provozní náklady

Provozní náklady provozovatele distribuční soustavy související s hodnoceným plynárenským zařízením jsou stanoveny procentem z obvyklé ceny pořízení hodnoceného plynárenského zařízení.

e) Účetní a daňové odpisy

Pro stanovení výše odpisů se vychází z obvyklé ceny pořízení plynárenského zařízení a platných regulačních a daňových odpisových sazeb. Výše odpisů vypočtených z obvyklé ceny pořízení plynárenského zařízení je přepočtena podle výsledné regulované hodnoty plynárenského zařízení.

3. Parametry výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení

Parametry výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení jsou

- a) diskontní míra je stanovena ve stejné výši jako míra výnosnosti regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy po zdanění,
- b) výše provozních nákladů je rovna 1,2 % z ceny pořízení hodnoceného plynárenského zařízení, přičemž se vychází z obvyklé ceny pořízení,
- c) míra inflace 2,3 %, stanovena jako aritmetický průměr měsíčních hodnot míry inflace vyjádřené přírůstkem průměrného ročního indexu spotřebitelských cen, zveřejněných Českým statistickým úřadem, za období srpen 2018 až červenec 2019,
- d) doba návratnosti investice je 30 let od roku zahájení prodeje z hodnoceného plynárenského zařízení, pokud lze oprávněně předpokládat, že minimálně po tuto dobu hodnocené plynárenské zařízení zaručí bezpečné a spolehlivé poskytování služby distribuční soustavy.

4. Zjednodušený způsob výpočtu regulované hodnoty samostatné plynovodní přípojky

Pro stanovení regulované hodnoty samostatné středotlaké a nízkotlaké plynovodní přípojky vybudované na stávající distribuční soustavě je možné využít zjednodušený způsob výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení.

Regulovaná hodnota plynovodní přípojky je v tomto případě vypočtena jako procentuální podíl z obvyklé ceny pořízení hodnocené plynovodní přípojky.

Procento podílu je určeno na základě plánovaného nebo skutečného odběru plynu a délky hodnocené plynovodní přípojky. V případě, že se jedná o kategorii domácnost, je odběr plynu stanoven podle měrné spotřeby určené pro daný typ zákazníka.

Parametry zjednodušeného výpočtu regulované hodnoty plynovodní přípojky jsou intervalová určení zatížení plynovodní přípojky v m³/m za rok a k těmto intervalům příslušná procenta pro výpočet podílu z obvyklé ceny pořízení. Základem pro stanovení parametrů zjednodušeného výpočtu regulované hodnoty plynovodní přípojky jsou výpočty pro jednotlivé intervaly zatížení provedené výše popsanou metodou diskontovaných peněžních toků v plném rozsahu při použití všech stanovených parametrů.

Zjednodušený způsob výpočtu regulované hodnoty samostatné plynovodní přípojky nelze použít v případě, kdy je plynovodní přípojka budována současně s plynovodní sítí.

5. Rozdíl mezi cenou pořízení a regulovanou hodnotou plynárenského zařízení

V případě nabytí plynárenského zařízení od třetích stran a zákazníků provozovatele distribuční soustavy není možné rozdíl mezi regulovanou hodnotou plynárenského zařízení a cenou uhrazenou provozovatelem distribuční soustavy přesahující regulovanou hodnotu zahrnout do hodnoty provozních aktiv provozovatele distribuční soustavy.

V případě nabytí plynárenského zařízení vlastní investiční činností není možné rozdíl mezi regulovanou hodnotou plynárenského zařízení a cenou pořízení uhrazenou provozovatelem distribuční soustavy zahrnout do hodnoty provozních aktiv provozovatele distribuční soustavy.

6. Úprava regulované hodnoty plynárenského zařízení o zaplacené regulované náklady na úhradu nájemného

V případě nabytí plynárenského zařízení provozovatelem distribuční soustavy od třetích stran a zákazníků se regulovaná hodnota plynárenského zařízení snižuje o úhrn regulovaných nákladů na úhradu nájemného plynárenského zařízení, které byly stanoveny podle bodu 16.3.4. a byly třetí straně či zákazníkům vyplaceny v obdobích před prodejem plynárenského zařízení provozovateli distribuční soustavy.

B. Postup stanovení regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení ve vlastnictví třetích osob

Regulované náklady na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení jsou stanoveny pro plynárenská zařízení ve vlastnictví třetích osob provozovaná na základě smlouvy

provozovatelem distribuční soustavy jako maximální výše nákladů na nájemné, kterou lze započítat do povolených výnosů. Regulované náklady na úhradu nájemného jsou stanoveny jen v případě, že regulovaná hodnota plynárenského zařízení je větší než nula.

Roční regulované náklady na úhradu nájemného se stanovují na celé následující regulační období dopředu, a to výpočtem podle bodu 16.3.4. provedeným v posledním roce předcházejícího regulačního období na základě znalosti parametrů regulace a podmínek distribuce na daném plynárenském zařízení v následujícím regulačním období. V případě, že k uzavření nájemní smlouvy dojde v průběhu regulačního období, stanoví se regulované náklady na úhradu nájemného do konce tohoto regulačního období na základě aktuálních parametrů regulace platných pro provozovatele distribuční soustavy. Pokud k uzavření smlouvy dojde v posledních dvou letech regulačního období, zůstává stanovené nájemné v platnosti i pro následující regulační období.

1. Způsob výpočtu regulovaných nákladů na úhradu nájemného za plynárenské zařízení

Hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného je stanovena na základě regulované hodnoty plynárenského zařízení vypočtené podle bodu 16.3.4. Hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného je stanovena jako součet ročního odpisu regulované hodnoty plynárenského zařízení a ročního průměrného zisku ze zůstatkové regulované hodnoty plynárenského zařízení tímto postupem

roční odpis je vypočten jako podíl regulované hodnoty plynárenského zařízení a doby životnosti, která je pro účely výpočtu výše regulovaných nákladů na úhradu nájemného stanovena na 30 let; doba životnosti 30 let je pro výpočet odpisů použita při každém stanovení regulovaných nákladů na úhradu nájemného bez ohledu na dobu trvání nájemního vztahu,

zůstatková regulovaná hodnota plynárenského zařízení je v příslušném roce vypočtena odečtením kumulovaných odpisů od regulované hodnoty plynárenského zařízení; kumulované odpisy jsou vypočteny jako násobek počtu let trvání nájmu a ročního odpisu; počtem let trvání nájmu se rozumí všechny roky, pro které byly regulované náklady na úhradu nájemného stanoveny podle bodu 16.3.4.,

hodnota zisku na příslušný rok regulačního období se stanoví jako součin vypočtené zůstatkové regulované hodnoty plynárenského zařízení v příslušném roce a úrokové míry stanovené pro účely výpočtu regulovaných nákladů na úhradu nájemného; hodnota ročního průměrného zisku je průměrem hodnot zisků jednotlivých let regulačního období,

výše úrokové míry je 1,1 %, hodnota je stanovena jako aritmetický průměr úrokových sazeb korunových vkladů nefinančních podniků přijatých bankami za období červenec 2006 až červen 2011.

2. Provoz a údržba pronajatých plynárenských zařízení

Náklady na provoz a údržbu pronajatých plynárenských zařízení jsou součástí celkových povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy určovaných Úřadem.

16.3.5. Postup stanovení cen při vzniku držitele licence nebo při přeměně držitele licence a postup při úplatném nabytí nebo nájmu plynárenského zařízení

1. Je-li udělena licence právnické osobě bez právního předchůdce nebo je-li udělena licence fyzické osobě v průběhu regulovaného roku a nevykonával-li tento držitel licence licencovanou činnost v předchozím regulovaném roce, použije Úřad při stanovení regulovaných cen přiměřeně ustanovení kapitoly 11.
2. Dojde-li v průběhu regulovaného roku k přeměně provozovatele plynárenského zařízení¹⁸, platí pro nového provozovatele plynárenského zařízení ceny stanovené jeho právnímu předchůdci pro jeho jednotlivá vymezená území, a to do konce regulovaného roku.
3. Dojde-li v průběhu regulovaného roku k převodu nebo pachtu závodu či jeho části, který zahrnuje plynárenské zařízení sloužící k výkonu licencované činnosti, nebo k převodu nebo nájmu plynárenského zařízení sloužícího k výkonu licencované činnosti, platí pro nabyvatele, nájemce, pachtýře nebo osobu jinak oprávněnou k užívání plynárenského zařízení k výkonu licencované činnosti do konce regulovaného roku ceny regulovaných činností uplatňované převodcem, pronajímatelem, propachtovatelem nebo jinou osobou, která přenechává plynárenské zařízení k užívání na vymezeném území.
4. Nastane-li situace uvedená v odstavci 2 nebo 3 po 30. listopadu regulovaného roku, platí pro nového provozovatele plynárenského zařízení ceny stanovené jeho právnímu předchůdci pro jeho jednotlivá vymezená území i po celý následující regulovaný rok, pokud Energetický regulační úřad v odůvodněných případech nestanoví jinak.
5. Nabude-li provozovatel plynárenského zařízení úplatně plynárenské zařízení v jeho vymezeném území, Energetický regulační úřad zohlední v regulační bázi aktiv uhrazenou cenu takto nabytého majetku, nejvýše však ve výši regulované hodnoty plynárenského zařízení stanovené podle bodu 16.3.4. Z takto stanovené výše regulační báze aktiv budou vypočteny povolené odpisy.
6. Uzavře-li provozovatel plynárenského zařízení v průběhu regulovaného roku smlouvu o nájmu plynárenského zařízení, zohlední Úřad v povolených nákladech uhrazené nájemné, nejvýše však ve výši regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení stanovené podle bodu 16.3.4.

¹⁸ Zákon č. 125/2008 Sb., o přeměnách obchodních společností a družstev, ve znění pozdějších předpisů

16.4. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen za činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství

Postup stanovení cen za činnosti operátora trhu může být pro V. regulační období a konkrétní regulovaný rok upraven podzákonnými právními předpisy případně cenovými rozhodnutími Energetického regulačního úřadu např. v případě, že budou úpravy reagovat na změny legislativy.

16.4.1. Postup stanovení ceny za činnosti operátora trhu v elektroenergetice

(1) Cena za činnosti související se zúčtováním odchylek v elektroenergetice C_{otzui} v Kč/odběrné místo/měsíc je stanovena regulačním vzorcem

$$C_{otzi} = \frac{UPV_{otzui}}{OM \times 12},$$

kde

index **ot** značí operátora trhu,

index **zu** značí činnost související se zúčtováním odchylek,

index **pl** značí plánovanou hodnotu,

i je pořadové číslo regulovaného roku,

UPV_{otzui} [Kč] jsou upravené povolené výnosy operátora trhu spojené s činnostmi souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice pro regulovaný rok *i* stanovené vztahem

$$UPV_{otzui} = PV_{otzui} + F_{otzui} + KF_{otzui} - V_{otzupli},$$

kde

PV_{otzui} [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu spojené s činnostmi souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice pro regulovaný rok *i* stanovené vztahem

$$PV_{otzui} = PN_{otzui} + O_{otzui} + Z_{otzui},$$

kde

PN_{otzui} [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu spojené s činnostmi souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice pro regulovaný rok *i* stanovené vztahem

$$PN_{otzui} = (N_{otzuzi-1} + N_{otzuplsi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu}),$$

kde

t je letopočet roku v rámci regulačního období,

L je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

$N_{otzuzi-1}$ [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu spojených s činnostmi souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice stanovená vztahem

$$N_{otzuzi-1} = \frac{\left(N_{otzuzki-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu})^3 \right) + \left(N_{otzuzki-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu})^2 \right) + \left(N_{otzuzki-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu}) \right)}{3},$$

kde

$N_{otzuzki}$ [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu spojené s činnostmi souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice,

X_{otzu} [-] je roční hodnota faktoru efektivity pro činnosti operátora trhu souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice stanovená Úřadem,

I_t [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku t ; hodnota eskalačního faktoru (s podmínkou, že suma vah je rovna jedné) je stanovena vztahem

$$I_t = p_{IIT} \times IIT_t + p_{IPS} \times IPS_t + p_{IM} \times IM_t,$$

kde

p_{IIT} [-] je váha indexu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství,

p_{IPS} [-] je váha indexu cen podnikatelských služeb,

p_{IM} [-] je váha mzdového indexu,

IIT_t [%] je index růstu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství (položka 62 Programování a poradenství) stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen tržních služeb za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců vykázaný ve Veřejné databázi Českého statistického úřadu v tabulce CEN06B2 „Indexy cen v tržních službách – podíl klouzavých průměrů bazických indexů“, kód J62, za měsíc duben roku $t-1$,

IPS_t [%] je index cen podnikatelských služeb stanovený jako aritmetický průměr indexů cen vykázaných ve Veřejné databázi Českého statistického úřadu v tabulce CEN06B2 „Indexy cen tržních službách – podíl klouzavých průměrů bazických indexů“, kód J63, K64, M69, M74, N78 a N82 za měsíc duben roku $t-1$,

IM_t [%] je mzdový index, stanoven jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných ve Veřejné databázi Českého statistického úřadu v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba

a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“, počínaje druhým čtvrtletím roku $t-2$ a konče prvním čtvrtletím roku $t-1$, zveřejněných v termínu 30. června roku $i-1$,

$N_{otzuplsi-1}$ [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů držitele licence pro činnosti související se zúčtováním odchylek v elektroenergetice stanovená vztahem

$$N_{otzuplsi-1} = \frac{(N_{otzuplsi-4} + N_{otzuplsi-3} + N_{otzuplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{otzuplsi-4} = (PN_{otzui-4} - N_{otzuski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu})^3 \times k_{otzuplsi-4},$$

$$N_{otzuplsi-3} = (PN_{otzui-3} - N_{otzuski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu})^2 \times k_{otzuplsi-3},$$

$$N_{otzuplsi-2} = (PN_{otzui-2} - N_{otzuski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu}) \times k_{otzuplsi-2},$$

$k_{otzuplsi}$ [-] je poměr rozdělení rozdílu nákladů mezi držitele licence a zákazníka, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. regulačního období roven 0,5; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule.

O_{otzui} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností souvisejících se zúčtováním odchylek pro regulovaný rok i , stanovená vztahem

$$O_{otzui} = O_{otzupli} + KF_{otzui},$$

kde

$O_{otzupli}$ [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností souvisejících se zúčtováním odchylek stanovená Úřadem pro regulovaný rok i ,

KF_{otzui} [Kč] je korekční faktor odpisů operátora trhu zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku sloužícího k zajištění činností souvisejících se zúčtováním odchylek v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.4.2. odstavce 1,

Z_{otzui} [Kč] je povolený zisk operátora trhu související s činností zúčtování odchylek operátora trhu v elektroenergetice pro regulovaný rok i v případě, že nedošlo k vyplacení dividendy v roce $i-2$ přesahující 10 % hospodářského výsledku po zdanění, stanovený vztahem

$$Z_{otzui} = (ZK_{oti-2} \times 0,7) \times \frac{MV_{otzui}}{100} - Z_{otori},$$

kde

MV_{otzui} [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice stanovená podle bodu 15.2.2.4,

ZK_{oti-2} [Kč] je hodnota základního kapitálu operátora trhu v roce $i-2$,

Z_{otori} [Kč] je povolený zisk operátora trhu související s činností organizace trhu operátora trhu v elektroenergetice pro regulovaný rok i .

V případě vyplacení dividendy v roce $i-2$ přesahující 10 % hospodářského výsledku po zdanění, bude zisk pro regulovaný rok i stanovený vztahem

$$Z_{otzui} = (ZK_{oti-2} \times 0,7) \times \frac{\frac{R_f}{100}}{\left(1 - \frac{T}{100}\right)} - Z_{otori},$$

kde

R_f [%] je bezriziková výnosová míra,

T [%] je sazba daně z příjmu právnických osob,

Z_{otori} [Kč] je povolený zisk operátora trhu související s činností organizace trhu operátora trhu v elektroenergetice pro regulovaný rok i ,

F_{otzui} [Kč] je faktor trhu, zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu v souvislosti s činností zúčtování odchylek nebo integračních evropských projektů v elektroenergetice stanovený Úřadem pro regulovaný rok i ,

KF_{otzui} [Kč] je korekční faktor operátora trhu související se zúčtováním odchylek stanovený podle bodu 16.4.2. odstavce 2,

$V_{otzupli}$ [Kč] jsou plánované výnosy z ostatních činností operátora trhu související se zúčtováním odchylek jako registrace subjektu zúčtování a roční platba za činnost zúčtování v regulovaném roce i ,

OM [-] je celkový počet odběrných míst zákazníků odebírajících elektřinu podle údajů k 31. 12. předaných provozovateli soustav operátorovi trhu v České republice za kalendářní rok, který předchází kalendářnímu roku, ve kterém se sestavuje návrh rozpočtové kapitoly Energetický regulační úřad pro následující rozpočtový rok, v případě, že byla k 31. 12. u operátora trhu registrována všechna odběrná místa; pokud nebyla k 31. 12. u operátora trhu registrována všechna odběrná místa, může být počet odběrných míst stanoven na základě údajů vyplývajících z regulačních výkazů.

(2) Cena za činnost organizace trhu v elektroenergetice c_{otori} v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem

$$c_{otori} = \frac{UPV_{otori}}{ZME_{pli}},$$

kde

index **or** značí činnosti související s organizací trhu,

UPV_{otori} [Kč] jsou upravené povolené výnosy operátora trhu související s činností organizace trhu pro regulovaný rok *i* stanovené vztahem

$$UPV_{otori} = PV_{otori} - V_{otorpli} + F_{otori} + KF_{otori},$$

kde

PV_{otori} [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu spojené s činností organizace trhu pro regulovaný rok *i* stanovené vztahem

$$PV_{otori} = PN_{otori} + O_{otori} + Z_{otori},$$

kde

PN_{otori} [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu související s činností organizace trhu pro regulovaný rok *i* stanovené vztahem

$$PN_{otori} = (N_{otorzi-1} + N_{otorplsi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor}),$$

kde

N_{otorzi-1} [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu souvisejících s činností organizace trhu, tedy s provozováním systému OTE, mzdovými náklady, pronájemem a dalšími provozními náklady stanovená vztahem

$$N_{otorzi-1} = \frac{\left(N_{otorski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor})^3 \right) + \left(N_{otorski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor})^2 \right) + \left(N_{otorski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor}) \right)}{3},$$

kde

N_{otorski} [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu související s činností organizace trhu,

X_{otor} [-] je roční hodnota faktoru efektivity pro činnosti související s činností organizace trhu stanovená Úřadem,

I_t [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku *t*, stanovena podle odstavce 1 tohoto bodu,

N_{otorplsi-1} [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů držitele licence pro činnosti související s organizací trhu v elektroenergetice stanovená vztahem

$$N_{otorplsi-1} = \frac{(N_{otorplsi-4} + N_{otorplsi-3} + N_{otorplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{otorplsi-4} = (PN_{otori-4} - N_{otorski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor})^3 \times k_{otorplsi-4},$$

$$N_{otorplsi-3} = (PN_{otori-3} - N_{otorski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor})^2 \times k_{otorplsi-3},$$

$$N_{otorplsi-2} = (PN_{otori-2} - N_{otorski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor}) \times k_{otorplsi-2},$$

$k_{otorplsi}$ [-] je poměr rozdělení rozdílu nákladů mezi držitele licence a zákazníka, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. regulačního období roven 0,5; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,

O_{otori} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti organizace trhu pro regulovaný rok i , stanovená vztahem

$$O_{otori} = O_{otorpli} + KF_{otoroi},$$

kde

$O_{otorpli}$ [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti organizace trhu stanovená Úřadem pro regulovaný rok i ,

KF_{otoroi} [Kč] je korekční faktor odpisů operátora trhu zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku sloužícího k zajištění činnosti organizace trhu v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.4.2. odstavce 3,

Z_{otori} [Kč] je povolený zisk operátora trhu související s činností organizace trhu v elektroenergetice pro regulovaný rok i stanovený na základě benchmarkového nastavení poplatku za zobchodovanou MWh na krátkodobých trzích s elektřinou vycházejícího z poplatků účtovaných burzami a obdobnými subjekty, jako je operátor trhu, v rámci Evropské unie tak, aby se cena za činnost organizace trhu pohybovala na úrovni obvyklé v rámci Evropské unie a jehož maximální hodnota je v případě, že nedošlo k vyplacení dividendy v roce $i-2$ přesahující 10 % hospodářského výsledku po zdanění stanovena vztahem

$$Z_{otoriMAX} = (ZK_{oti-2} \times 0,7) \times \frac{MV_{otori}}{100} \times 0,7,$$

kde

ZK_{oti-2} [Kč] je hodnota základního kapitálu operátora trhu v roce $i-2$,

MV_{otori} [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu související s činností organizace trhu v elektroenergetice stanovená podle bodu 15.2.3.4.,

V případě vyplacení dividendy v roce $i-2$ přesahující 10 % hospodářského výsledku po zdanění, bude maximální zisk pro regulovaný rok i stanovený vztahem

$$Z_{otoriMAX} = (ZK_{oti-2} \times 0,7) \times \frac{\frac{R_f}{100}}{\left(1 - \frac{T}{100}\right)} \times 0,7,$$

kde

R_f [%] je bezriziková výnosová míra,

T [%] je sazba daně z příjmu právnických osob,

$V_{otorpli}$ [Kč] jsou plánované výnosy z ostatních souvisejících činností operátora trhu, zahrnující další výnosy za organizaci krátkodobého trhu s elektřinou vyplývající z plateb za poskytování skutečných hodnot účastníkům na trhu s elektřinou podle jiného právního předpisu¹⁹ a jiné např. přednáškové činnosti pro regulovaný rok i ,

F_{otori} [Kč] je faktor trhu zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu v souvislosti s činností organizace trhu v elektroenergetice stanovený Úřadem pro regulovaný rok i ,

KF_{otori} [Kč/MWh] je korekční faktor operátora trhu za činnosti související s organizací trhu stanovený podle bodu 16.4.2. odstavce 4,

ZME_{pli} [MWh] je plánované množství zobchodované elektřiny držiteli licencí na obchod v roce i stanovené Úřadem.

(3) Cena za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice c_{otpozi} v Kč/odběrné místo/měsíc je stanovena regulačním vzorcem

$$c_{otpozi} = \frac{UPV_{otpozi}}{OM \times 12},$$

kde

index **poz** značí činnost související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů,

UPV_{otpozi} [Kč] jsou upravené povolené výnosy operátora trhu související s výplatou administrací podpory z podporovaných zdrojů pro regulovaný rok i stanovené vztahem

$$UPV_{otpozi} = PV_{otpozi} + FN_{otpozpli} + P_{otpozi} + F_{otpozi} + KF_{otpozi},$$

kde

¹⁹ § 20a odst. 4 písm. i) zákona č. 458/2000 Sb., ve znění pozdějších předpisů.

PV_{otpozi} [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice pro regulovaný rok i stanovené vztahem

$$PV_{otpozi} = PN_{otpozi} + O_{otpozi},$$

kde

PN_{otpozi} [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice pro regulovaný rok i , které nezahrnují finanční náklady, stanovené vztahem

$$PN_{otpozi} = (N_{otpozzi-1} + N_{otpozplsi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz}),$$

kde

$N_{otpozzi-1}$ [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu souvisejících s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice stanovená vztahem

$$N_{otpozzi-1} = \frac{\left(N_{otpozski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz})^3 \right) + \left(N_{otpozski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz})^2 \right) + \left(N_{otpozski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz}) \right)}{3},$$

kde

$N_{otpozski}$ [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice, které nezahrnují finanční náklady,

X_{otpoz} [-] je roční hodnota faktoru efektivity pro činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice stanovená Úřadem,

I_t [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku t , stanovena podle odstavce 1 tohoto bodu,

$N_{otpozplsi-1}$ [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů držitele licence pro činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice stanovená vztahem

$$N_{otpozplsi-1} = \frac{(N_{otpozplsi-4} + N_{otpozplsi-3} + N_{otpozplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{otpozplsi-4} = (PN_{otpozi-4} - N_{otpozski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz})^3 \times k_{otpozplsi-4} ,$$

$$N_{otpozplsi-3} = (PN_{otpozi-3} - N_{otpozski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz})^2 \times k_{otpozplsi-3} ,$$

$$N_{otpozplsi-2} = (PN_{otpozi-2} - N_{otpozski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz}) \times k_{otpozplsi-2} ,$$

$k_{otpozplsi}$ [-] je poměr rozdělení rozdílu nákladů mezi držitele licence a zákazníka, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. regulačního období roven 0,5; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,

O_{otpozi} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností spojených s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice na regulovaný rok i , stanovená vztahem

$$O_{otpozi} = O_{otpozpli} + KF_{otpozoi} ,$$

kde

$O_{otpozpli}$ [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice stanovená Úřadem pro regulovaný rok i ,

$KF_{otpozoi}$ [Kč] je korekční faktor odpisů související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů stanovený podle bodu 16.4.2. odstavce 5,

$FN_{otpozpli}$ [Kč] jsou plánované finanční náklady operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice stanovené Úřadem na regulovaný rok i jako úrok z kumulovaného rozdílu plánovaných příjmů a výdajů, včetně souvisejících poplatků uhrazených bankám nebo jiným peněžním ústavům,

P_{otpozi} [Kč] je parametr zohledňující ceny záruk původu pro podporované zdroje, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu v souvislosti s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice, stanovený Úřadem pro regulovaný rok i ,

F_{otpozi} [Kč] je faktor trhu zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na hospodaření operátora trhu a souvisejí s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice, stanovený Úřadem pro regulovaný rok i ,

KF_{otzpi} [Kč] je korekční faktor související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů stanovený podle bodu 16.4.2. odstavce 6,

OM [-] je celkový počet odběrných míst zákazníků v České republice odebírajících elektřinu podle údajů k 31. 12. předaných provozovateli soustav operátorovi trhu za kalendářní rok, který předchází kalendářnímu roku, ve kterém se sestavuje návrh rozpočtové kapitoly Energetický regulační úřad pro následující rozpočtový rok, v případě, že byla k 31. 12. u operátora trhu registrována všechna odběrná místa; pokud nebyla k 31. 12. u operátora trhu registrována všechna odběrná místa, může být počet odběrných míst stanoven na základě údajů vyplývajících z regulačních výkazů.

(4) Cena za činnosti související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice c_{otzpi} v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem

$$c_{otzpi} = \frac{UPV_{otzpi}}{PZP_{pli}},$$

kde

index **zp** značí činnost související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje elektřiny,

UPV_{otzpi} [Kč] je hodnota upravených povolených výnosů operátora trhu spojených s vydáváním záruk původu pro regulovaný rok stanovená vztahem

$$UPV_{otzpi} = PV_{otzpi} + P_{otzpi} + KF_{otzpi},$$

kde

PV_{otzpi} [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu spojené s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice pro regulovaný rok i stanovené vztahem

$$PV_{otzpi} = PN_{otzpi} + O_{otzpi},$$

kde

PN_{otzpi} [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice pro regulovaný rok i stanovené vztahem

$$PN_{otzpi} = (N_{otzpi-1} + N_{otzppi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzpi}),$$

kde

$N_{otzpi-1}$ [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu souvisejících s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice stanovená vztahem

$$N_{otzpz i-1} = \frac{\left(N_{otzpski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otz p})^3 \right) + \left(N_{otzpski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otz p})^2 \right) + \left(N_{otzpski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otz p}) \right)}{3},$$

kde

$N_{otzpski}$ [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice,

$X_{otz p}$ [-] je roční hodnota faktoru efektivity pro činnosti související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice stanovená Úřadem,

I_t [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku t , stanovena podle odstavce 1 tohoto bodu,

$N_{otzpplsi-1}$ [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů držitele licence pro činnosti související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice stanovená vztahem

$$N_{otzpplsi-1} = \frac{(N_{otzpplsi-4} + N_{otzpplsi-3} + N_{otzpplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{otzpplsi-4} = (PN_{otzpi-4} - N_{otzpski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otz p})^3 \times k_{otzpplsi-4},$$

$$N_{otzpplsi-3} = (PN_{otzpi-3} - N_{otzpski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otz p})^2 \times k_{otzpplsi-3},$$

$$N_{otzpplsi-2} = (PN_{otzpi-2} - N_{otzpski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otz p}) \times k_{otzpplsi-2},$$

$k_{otzpplsi}$ [-] je poměr rozdělení rozdílu nákladů mezi držitele licence a zákazníka, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. regulačního období roven 0,5; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,

O_{otzpi} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností souvisejících s vydáváním záruk původu pro regulovaný rok i , stanovena vztahem

$$O_{otzpi} = O_{otzppi} + KF_{otzpoi},$$

kde

O_{otzppi} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností souvisejících s vydáváním záruk původu stanovená Úřadem pro regulovaný rok i ,

KF_{otzpoi} [Kč] je korekční faktor odpisů související s vydáváním záruk původu stanovený podle bodu 16.4.2. odstavce 7,

P_{otzpi} [Kč] je parametr zohledňující ceny záruk původu ostatních členských států EU, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu v souvislosti s jejich vydáváním, stanovený Úřadem pro regulovaný rok i ,

KF_{otzpi} [Kč] je korekční faktor související s vydáváním záruk původu stanovený podle bodu 16.4.2. odstavce 8,

PZP_{pli} [MWh] je plánované množství vydaných záruk původu pro regulovaný rok i stanovené Úřadem.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MWh na 3 desetinná místa,
- c) procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- d) poměrná míra na 5 desetinných míst,
- e) Kč/MWh na 2 desetinná místa.

Konečné ceny za činnosti související se zúčtováním odchylek Kč/odběrné místo/měsíc a za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice v Kč/odběrné místo/měsíc jsou zaokrouhleny na 2 desetinná místa.

Konečné ceny za činnost organizace trhu v elektroenergetice v Kč/MWh a za činnosti související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice v Kč/MWh jsou zaokrouhleny na 2 desetinná místa.

16.4.2. Stanovení korekčních faktorů operátorovi trhu za činnosti operátora trhu v elektroenergetice

Korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 1. ledna 2016 a končícího dnem 31. prosince 2020 jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny za související služby v elektroenergetice pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny.

(1) Korekční faktor odpisů operátora trhu souvisejících se zúčtováním odchylek v elektroenergetice KF_{otzuo_i} v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otzuo_i} = (O_{otzusk_{i-2}} - O_{otzupl_{i-2}}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

index **sk** značí skutečné hodnoty,

index **O** značí odpisy,

$O_{otzusk_{i-2}}$ [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností operátora trhu souvisejících se zúčtováním odchylek v elektroenergetice pro regulovaný rok $i-2$,

$O_{otzupl_{i-2}}$ [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností souvisejících se zúčtováním odchylek pro regulovaný rok $i-2$,

PPI_{i-2} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-2$,

PPI_{i-1} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-1$.

(2) Korekční faktor operátora trhu za činnosti související se zúčtováním odchylek KF_{otzui} v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{otzui} = (PV_{otzui-2} + F_{otzui-2} + KF_{otzui-2} + OSR_{otzui-2} - V_{otzusk_{i-2}}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$PV_{otzui-2}$ [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti související se zúčtováním odchylek pro regulovaný rok $i-2$, stanovené vztahem

$$PV_{otzui-2} = PN_{otzui-2} + O_{otzui-2} + Z_{otzui-2},$$

kde

$PN_{otzui-2}$ [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnosti související se zúčtováním odchylek pro regulovaný rok $i-2$,

$O_{otzui-2}$ [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností operátora trhu souvisejících se zúčtováním odchylek pro regulovaný rok $i-2$,

$Z_{otzui-2}$ [Kč] je povolený zisk operátora trhu související s činností zúčtování odchylek operátora trhu v elektroenergetice pro regulovaný rok $i-2$,

$F_{otzui-2}$ [Kč] je skutečný náklad faktoru trhu, zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu a činnosti související se zúčtováním odchylek, v roce $i-2$,

$KF_{otzui-2}$ [Kč] je korekční faktor operátora trhu za činnosti související se zúčtováním odchylek stanovený za rok $i-4$ a započítaný do regulovaných cen pro rok $i-2$,

OSR_{oti-2} [Kč] je skutečná výše odvodu do státního rozpočtu podle § 17d odst. 4 energetického zákona, za regulovaný rok $i-2$,

$V_{otzusi-2}$ [Kč] jsou celkové skutečně dosažené výnosy za činnosti operátora trhu související se zúčtováním odchylek za regulovaný rok $i-2$, včetně salda položek "Tržby za zboží - vypořádání odchylek" a "Prodané zboží - vypořádání odchylek" a položek "Ostatní provozní výnosy" a "Ostatní provozní náklady". Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

(3) Korekční faktor odpisů operátora trhu souvisejících s organizací trhu KF_{otoroi} v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otoroi} = (O_{otorski-2} - O_{otorpli-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$O_{otorski-2}$ [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností operátora trhu souvisejících s organizací trhu v elektroenergetice pro regulovaný rok $i-2$,

$O_{otorpli-2}$ [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti souvisejících s organizací trhu pro regulovaný rok $i-2$.

(4) Korekční faktor operátora trhu za činnosti organizace trhu KF_{otori} v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{otori} = (PV_{otori-2} + F_{otori-2} + KF_{otori-2} - V_{otorski-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$PV_{otori-2}$ [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti organizace trhu pro regulovaný rok $i-2$, stanovené vztahem

$$PV_{otori-2} = PN_{otori-2} + O_{otori-2} + Z_{otori-2},$$

kde

$PN_{otori-2}$ [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnost organizace trhu pro regulovaný rok $i-2$,

$O_{otori-2}$ [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu související s organizací trhu pro regulovaný rok $i-2$,

$Z_{otori-2}$ [Kč] je povolený zisk operátora trhu související s činností organizace trhu v elektroenergetice pro regulovaný rok $i-2$,

$F_{otori-2}$ [Kč] je faktor trhu, zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu a činnosti organizace trhu, v roce $i-2$,

$KF_{otori-2}$ [Kč] je korekční faktor operátora trhu za činnost organizace trhu stanovený za rok $i-4$ a započítaný do regulovaných cen pro rok $i-2$,

$V_{otorski-2}$ [Kč] jsou celkové skutečně dosažené výnosy za činnosti operátora trhu související s organizací trhu pro regulovaný rok $i-2$, včetně salda položek "Tržby za zboží - vypořádání krátkodobého trhu" a "Prodané zboží - vypořádání krátkodobého trhu". Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

(5) Korekční faktor odpisů operátora trhu za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů $KF_{otpozoi}$ v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{otpozoi} = (O_{otpozski-2} - O_{otpozpli-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$O_{otpozski-2}$ [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu souvisejícího s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů pro regulovaný rok $i-2$,

$O_{otpozpli-2}$ [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu souvisejícího s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů pro regulovaný rok $i-2$.

(6) Korekční faktor operátora trhu za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů KF_{otpozi} v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{otpozi} = (PV_{otpozi-2} + FN_{otpozski-2} + F_{otpozi-2} + KF_{otpozi-2} - V_{otpozski-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$PV_{otpozi-2}$ [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice pro regulovaný rok $i-2$, stanovené vztahem

$$PV_{otpozi-2} = PN_{otpozi-2} + O_{otpozi-2},$$

kde

$PN_{otpozi-2}$ [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice pro regulovaný rok $i-2$,

$O_{otpozi-2}$ [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu spojeného s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice pro regulovaný rok $i-2$,

$FN_{otpozski-2}$ [Kč] jsou skutečné finanční náklady operátora trhu související s podporou elektřiny stanovené jako kumulovaný depozitní a kreditní úrok v regulovaném roce $i-2$ případně jiné související náklady, včetně souvisejících poplatků uhrazených bankám nebo jiným peněžním ústavům, které nezahrnují náklady uznané ve faktoru trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice,

$F_{otpozi-2}$ [Kč] je faktor trhu zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na hospodaření operátora trhu v rámci činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice za rok $i-2$,

$KF_{otpozi-2}$ [Kč] je korekční faktor operátora trhu za činnosti spojené s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů stanovený za rok $i-4$ a započítaný do regulovaných cen pro rok $i-2$,

$V_{otzpski-2}$ [Kč] jsou celkové skutečně dosažené výnosy za činnosti operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů pro regulovaný rok $i-2$. Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

- (7) **Korekční faktor odpisů operátora trhu za činnosti spojené s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje KF_{otzpoi} v Kč je stanovený vztahem**

$$KF_{otzpoi} = (O_{otzpski-2} - O_{otzppli-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$O_{otzpski-2}$ [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností spojených s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje pro regulovaný rok $i-2$,

$O_{otzppli-2}$ [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností spojených s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje pro regulovaný rok $i-2$.

- (8) **Korekční faktor operátora trhu za činnosti spojené s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje KF_{otzpi} v Kč je stanoven vztahem**

$$KF_{otzpi} = (PV_{otzpi-2} + KF_{otzpi-2} - V_{otzpski-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$PV_{otzpi-2}$ [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje pro regulovaný rok $i-2$, stanovené vztahem

$$PV_{otzpi-2} = PN_{otzpi-2} + O_{otzpi-2},$$

$PN_{otzpi-2}$ [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu spojené s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje pro regulovaný rok $i-2$,

$O_{otzpi-2}$ [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností spojených s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje pro regulovaný rok $i-2$,

$KF_{otzpi-2}$ [Kč] je korekční faktor operátora trhu za činnosti spojené s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje stanovený za rok $i-4$ a započítaný do ceny za vydání záruky původu pro $i-2$,

$V_{otzpski-2}$ [Kč] jsou celkové skutečně dosažené výnosy za činnosti operátora trhu související s vydáváním záruk původu z podporovaných zdrojů za regulovaný rok $i-2$, včetně výnosů z převodů záruk původu a výnosů z vedení účtů evidence záruk původu. Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) procenta na 3 desetinná místa.

Korekční faktory jsou zaokrouhleny na celé koruny.

16.4.3. Postup stanovení ceny za činnosti operátora trhu v plynárenství

Cena za činnosti operátora trhu v plynárenství s_{oti} v Kč/MWh je stanovena vztahem

$$s_{oti} = \frac{UPV_{oti}}{RMDP_{otpi}} + s_{osrpi},$$

kde

i je pořadové číslo regulovaného roku,

UPV_{oti} [Kč] jsou upravené povolené výnosy operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok i stanovené vztahem

$$UPV_{oti} = PV_{oti} + F_{oti} - V_{otosti} + KF_{oti},$$

kde

PV_{oti} [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok i stanovené vztahem

$$PV_{oti} = PN_{oti} + O_{oti} + Z_{oti},$$

kde

PN_{oti} [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok i stanovené vztahem

$$PN_{oti} = (N_{otzi} + N_{otplsi}) \times (1 - X_{ot}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_t}{100},$$

kde

t je letopočet roku v rámci regulačního období,

L je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

N_{otzi} [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství stanovená vztahem

$$N_{otzi} = \frac{\left(N_{otski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot})^3 \right) + \left(N_{otski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot})^2 \right) + \left(N_{otski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot}) \right)}{3},$$

kde

N_{otski} [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství,

I_t [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku t ; hodnota eskalačního faktoru (s podmínkou, že suma vah je rovna jedné) je stanovena vztahem

$$I_t = p_{IIT} \times IIT_t + p_{IPS} \times IPS_t + p_{IM} \times IM_t ,$$

kde

p_{IIT} [-] je váha indexu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství,

p_{IPS} [-] je váha indexu cen podnikatelských služeb,

p_{IM} [-] je váha mzdového indexu,

IIT_t [%] je index růstu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství (položka 62 Programování a poradenství) stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen tržních služeb za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců vykázaný ve Veřejné databázi Českého statistického úřadu v tabulce CEN06B2 „Indexy cen v tržních službách - podíl klouzavých průměrů bazických indexů“ za měsíc duben roku $t-1$,

IPS_t [%] je index cen podnikatelských služeb stanovený jako aritmetický průměr indexů cen vykázaných ve Veřejné databázi Českého statistického úřadu v tabulce CEN06B2 „Indexy cen v tržních službách – podíl klouzavých průměrů bazických indexů“ kód J63, K64, M69, M74, N78 a N82 za měsíc duben roku $t-1$,

IM_t [%] je mzdový index, stanoven jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných ve Veřejné databázi Českého statistického úřadu v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“, počínaje druhým čtvrtletím roku $t-2$ a konče prvním čtvrtletím roku $t-1$, zveřejněných v termínu 30. června roku $i-1$,

X_{ot} [-] je roční hodnota faktoru efektivity pro činnosti operátora trhu v plynárenství stanovená Úřadem,

N_{otplsi} [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů držitele licence stanovená vztahem

$$N_{otplsi} = \frac{(N_{otplsi-4} + N_{otplsi-3} + N_{otplsi-2})}{3} ,$$

$$N_{otplsi-4} = (PN_{oti-4} - N_{otski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot})^3 \times k_{otplsi-4} ,$$

$$N_{otplsi-3} = (PN_{oti-3} - N_{otski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot})^2 \times k_{otplsi-3} ,$$

$$N_{otplsi-2} = (PN_{oti-2} - N_{otski-2}) \times \prod_{t=L+1-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot}) \times k_{otplsi-2},$$

k_{otplsi} [-] je poměr rozdělení rozdílu nákladů mezi držitele licence a zákazníka, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. regulačního období roven 0,5; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,

O_{oti} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok i , stanovená vztahem

$$O_{oti} = O_{otpli} + KF_{otoi},$$

kde

O_{otpli} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok i ,

KF_{otoi} [Kč] je korekční faktor odpisů operátora trhu, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství v roce $i-2$, stanovený postupem podle bodu 16.4.4.,

Z_{oti} [Kč] je povolený zisk operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok i , stanovený vztahem

$$Z_{oti} = (ZK_{oti-2} \times 0,3) \times \frac{MV_{oti}}{100},$$

MV_{oti} [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu stanovená podle bodu 15.3.6.,

ZK_{oti-2} [Kč] je hodnota základního kapitálu operátora trhu v roce $i-2$,

V případě vyplacení dividendy v roce $i-2$ přesahující 10 % hospodářského výsledku po zdanění, bude zisk pro regulovaný rok i stanovený vztahem

$$Z_{oti} = (ZK_{oti-2} \times 0,3) \times \frac{\frac{R_f}{100}}{\left(1 - \frac{T}{100}\right)},$$

kde

R_f [%] je bezriziková výnosová míra,

T [%] je sazba daně z příjmu právnických osob,

F_{oti} [Kč] je faktor trhu zohledňující změny na trhu s plynem, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu v plynárenství, stanovený Úřadem pro regulovaný rok i ,

V_{otosti} [Kč] jsou plánované výnosy z ostatních činností operátora trhu zahrnující výnosy za organizaci krátkodobého trhu s plynem, výnosy vyplývající z registrace subjektu zúčtování, ročních plateb za činnost zúčtování a plateb za poskytování skutečných hodnot účastníkům na trhu s plynem pro regulovaný rok i ,

KF_{oti} [Kč] je korekční faktor za činnosti operátora trhu v plynárenství stanovený podle bodu 16.4.4.,

$RMDP_{otpi}$ [MWh] je plánované množství energie plynu, distribuované zákazníkům připojeným ke všem regionálním distribučním soustavám, dodané všem zákazníkům připojeným přímo k přepravní soustavě, množství energie plynu k pokrytí ztrát v přepravní soustavě a množství energie plynu k pokrytí ztrát a plynu pro vlastní technologickou spotřebu pro všechny držitele licence na distribuci plynu, kteří provozují regionální distribuční soustavy, pro regulovaný rok i ,

s_{osrpi} [Kč/MWh] je zvláštní poplatek dle § 17d zákona č. 458/2000 Sb., ve znění pozdějších předpisů.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MWh na 3 desetinná místa,
- c) procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- d) poměrná míra na 5 desetinných míst,
- e) Kč/MWh na 2 desetinná místa.

Konečná cena je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

16.4.4. Stanovení korekčních faktorů operátorovi trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství

Korekční faktory za roky 2019 a 2020 se stanoví podle bodů 9.4.4. a 9.4.6. Zásad cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do 31. prosince 2020, a vyrovnají se v průběhu regulačního období, které začíná dnem 1. ledna 2021.

(1) Korekční faktor odpisů operátora trhu v plynárenství KF_{otoi} v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otoi} = (O_{otski-2} - O_{otpli-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$O_{otski-2}$ [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství v roce $i-2$,

$O_{otpli-2}$ [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství v roce $i-2$,

PPI_{i-2} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-2$,

PPI_{i-1} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-1$.

(2) Korekční faktor za činnosti operátora trhu v plynárenství KF_{oti} v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{oti} = (PV_{oti-2} + F_{oti-2} + KF_{oti-2} + OSR_{oti-2} - CT_{oti-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

PV_{oti-2} [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství v roce $i-2$, stanovené vztahem

$$PV_{oti-2} = PN_{oti-2} + O_{oti-2} + Z_{oti-2},$$

kde

PN_{oti-2} [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok *i-2*, stanovené postupem podle bodu 16.4.3.,

O_{oti-2} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok *i-2*, stanovené postupem podle bodu 16.4.3.,

Z_{oti-2} [Kč] je povolený zisk operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok *i-2*, stanovený postupem podle bodu 16.4.3.,

F_{oti-2} [Kč] je faktor trhu, zohledňující aktuální změny na trhu s plynem, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu v plynárenství, v roce *i-2*,

KF_{oti-2} [Kč] je korekční faktor za činnosti operátora trhu v plynárenství v roce *i-2*,

OSR_{OTi-2} [Kč] je skutečná výše odvodu do státního rozpočtu podle § 17d odst. 4 zákona č. 458/2000 Sb., ve znění pozdějších předpisů, za rok *i-2*,

CT_{oti-2} [Kč] jsou celkové skutečně dosažené výnosy za regulované činnosti operátora trhu v plynárenství za rok *i-2*. Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) procenta na 3 desetinná místa.

Konečná hodnota korekčního faktoru je zaokrouhlena na celé Kč.

16.4.5. Postup stanovení ceny za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství

Cena za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích operátorem trhu na trhu s elektřinou a plynem r_{oti} v Kč/měsíc je stanovena vztahem

$$r_{oti} = \frac{PV_{otri}}{(PPS_{otrpi} \times 12)},$$

kde

i je pořadové číslo regulovaného roku,

r značí činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích (REMIT),

PV_{otri} [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnost operátora trhu poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství pro regulovaný rok i stanovené vztahem

$$PV_{otri} = PN_{otri} + O_{otri} + KF_{otri},$$

kde

PN_{otri} [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích pro regulovaný rok i stanovené vztahem

$$PN_{otri} = (N_{otrzi-1} + N_{otrplsi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr}),$$

kde

$N_{otrzi-1}$ [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu souvisejících s činností poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích stanovená vztahem

$$N_{otrzi-1} = \frac{\begin{aligned} & (N_{otrski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr})^3) + \\ & (N_{otrski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr})^2) + \\ & (N_{otrski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr})) \end{aligned}}{3},$$

kde

N_{otrski} [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu související s činností poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích,

X_{otr} [-] je roční hodnota faktoru efektivity související s činností poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích stanovená Úřadem,

I_t [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku t , stanovená podle kapitoly 16.4.1. odst. (1),

$N_{otrplsi-1}$ [Kč] je hodnota profit/loss sharingu nákladů držitele licence pro činnosti související s poskytováním údajů z evidence o obchodních transakcích stanovená vztahem

$$N_{otrplsi-1} = \frac{(N_{otrplsi-4} + N_{otrplsi-3} + N_{otrplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{otrplsi-4} = (PN_{otri-4} - N_{otrski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr})^3 \times k_{otrplsi-4},$$

$$N_{otrplsi-3} = (PN_{otri-3} - N_{otrski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr})^2 \times k_{otrplsi-3},$$

$$N_{otrplsi-2} = (PN_{otri-2} - N_{otrski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr}) \times k_{otrplsi-2},$$

$k_{otrplsi}$ [-] je poměr rozdělení rozdílu nákladů mezi držitele licence a zákazníka, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. regulačního období roven 0,5; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,

O_{otri} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích pro regulovaný rok i ,

$$O_{otri} = O_{otrpli} + KF_{otroi},$$

kde

O_{otrpli} [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství v roce i ,

KF_{otroi} [Kč] je korekční faktor odpisů za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství pro regulovaný rok i stanovený podle bodu 16.4.6. odstavce 1,

KF_{otri} [Kč] je korekční faktor za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství pro regulovaný rok i stanovený podle bodu 16.4.6. odstavce 2,

PPS_{otri} [-] je plánovaný počet subjektů, kteří mají povinnost tuto cenu hradit, pro regulovaný rok i .

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

a) Kč na celé koruny,

- b) MWh na 3 desetinná místa,
- c) procenta na 3 desetinná místa,
- d) poměrná míra na 5 desetinných míst,
- e) Kč/MWh na 2 desetinná místa.

Konečná cena za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v Kč/měsíc je zaokrouhlena na celé koruny.

16.4.6. Stanovení korekčních faktorů za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství

- (1) Korekční faktor odpisů za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství KF_{otroi} v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otroi} = (O_{otrski-2} - O_{otrpli-2}) \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

$O_{otrski-2}$ [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství v roce $i-2$,

$O_{otrpli-2}$ [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství v roce $i-2$,

PPI_{i-2} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-2$,

PPI_{i-1} [%] je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-1$,

- (2) Korekční faktor za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství KF_{otri} v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otri} = [PN_{otri-2} + O_{otri-2} + KF_{otri-2} - V_{otri-2}] \times \frac{PPI_{i-2}}{100} \times \frac{PPI_{i-1}}{100},$$

pro $i \geq 3$,

kde

PN_{otri-2} [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích pro regulovaný rok $i-2$,

O_{otri-2} [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v roce $i-2$,

KF_{otri-2} [Kč] je korekční faktor za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství v roce $i-2$,

$V_{otri-2}[Kč]$ jsou skutečně dosažené výnosy za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství za rok $i-2$. Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti,

$PPI_{i-2}[\%]$ je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-2$,

$PPI_{i-1}[\%]$ je index cen průmyslových výrobců stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen průmyslových výrobců za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, zveřejněný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index cen průmyslových výrobců“ (kód 011044) za měsíc duben roku $i-1$.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) procenta na 3 desetinná místa.

Konečná hodnota korekčního faktoru je zaokrouhlena na celé Kč.

17. Předpokládaný vývoj parametrů regulačního vzorce

Předpokládaný vývoj povolených výnosů jednotlivých provozovatelů soustav a operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství na základě metodiky popsané v těchto Zásadách cenové regulace pro V. regulační období a plánovaných hodnot předaných držiteli licence je uveden v následujících tabulkách a grafech.

17.1. Předpokládaný vývoj povolených výnosů v elektroenergetice

tabulka č. 24 Předpokládané povolené výnosy na V. regulační období - elektroenergetika

Elektroenergetika Povolené výnosy (tis. Kč)	IV. regulační období			V. regulační období					
	2019	2020	Suma IV. RO	2021	2022	2023	2024	2025	Suma V. RO
ČEZ Distribuce, a.s.	24 786 416	25 821 856	120 925 483	24 433 931	25 542 363	26 466 563	27 308 080	28 168 359	131 919 296
E.ON Distribuce, a.s.	9 605 220	10 153 139	45 846 373	10 243 625	10 545 170	10 686 240	11 076 428	11 469 532	54 020 996
PREdistribuce, a.s.	4 906 015	5 034 611	24 064 268	4 991 174	5 238 987	5 382 422	5 569 427	5 738 343	26 920 354
UCED Chomutov s.r.o.	52 615	44 046	236 808	46 089	44 861	46 423	46 591	46 801	230 766
ČEPS, a.s. *)	6 490 820	6 674 747	30 716 943	6 517 699	6 877 591	7 149 851	7 554 382	7 955 879	36 055 402
OTE, a.s. **)	316 485	257 960	1 556 115	257 464	309 482	313 503	318 868	329 028	1 528 345
Celkem	46 157 570	47 986 358	223 345 989	46 489 982	48 558 455	50 045 002	51 873 777	53 707 944	250 675 159
ČEZ Distribuce, a.s.				-5,4 %	4,5 %	3,6 %	3,2 %	3,2 %	9,1 %
E.ON Distribuce, a.s.				0,9 %	2,9 %	1,3 %	3,7 %	3,5 %	17,8 %
PREdistribuce, a.s.				-0,9 %	5,0 %	2,7 %	3,5 %	3,0 %	11,9 %
UCED Chomutov s.r.o.				4,6 %	-2,7 %	3,5 %	0,4 %	0,5 %	-2,6 %
ČEPS, a.s. *)				-2,4 %	5,5 %	4,0 %	5,7 %	5,3 %	17,4 %
OTE, a.s. **)				-0,2 %	20,2 %	1,3 %	1,7 %	3,2 %	-1,8 %
Celkem				-3,1 %	4,4 %	3,1 %	3,7 %	3,5 %	12,2 %

*) Hodnoty pro provozovatele přenosové soustavy neobsahují povolené výnosy pro činnost poskytování systémových služeb.

**) Hodnoty pro operátora trhu v elektroenergetice obsahují údaje pouze za činnosti související se zúčtováním odchylek, činnost organizace trhu a činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů včetně faktoru trhu.

17.2. Předpokládaný vývoj povolených výnosů v plynárenství

tabulka č. 25 Předpokládané povolené výnosy na V. regulační období - plynárenství

Plynárenství Povolené výnosy (tis. Kč)	IV. regulační období			V. regulační období					
	2019	2020	Suma IV. RO	2021	2022	2023	2024	2025	Suma V. RO
E.ON Distribuce, a.s.	983 484	1 022 235	4 786 778	973 773	969 254	995 739	1 021 093	1 032 320	4 992 179
Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	1 913 422	2 003 408	9 574 528	2 139 161	2 146 437	2 250 622	2 375 638	2 480 442	11 392 301
GasNet, s.r.o.	11 638 342	11 930 879	58 195 186	11 548 547	11 916 314	12 277 518	12 442 951	12 723 716	60 909 047
NET4GAS, s.r.o.	1 656 860	1 670 896	8 145 567	1 517 148	2 103 821	2 158 459	2 181 691	2 223 474	10 184 593
OTE, a.s.	82 771	94 660	430 804	96 358	92 731	94 228	96 196	97 279	476 792
Celkem	16 274 879	16 722 078	81 132 863	16 274 987	17 228 557	17 776 566	18 117 568	18 557 233	87 954 911
E.ON Distribuce, a.s.				-4,7 %	-0,5 %	2,7 %	2,5 %	1,1 %	4,3 %
Pražská plynárenská Distribuce, a.s.				6,8 %	0,3 %	4,9 %	5,6 %	4,4 %	19,0 %
GasNet, s.r.o.				-3,2 %	3,2 %	3,0 %	1,3 %	2,3 %	4,7 %
NET4GAS, s.r.o.				-9,2 %	38,7 %	2,6 %	1,1 %	1,9 %	25,0 %
OTE, a.s.				1,8 %	-3,8 %	1,6 %	2,1 %	1,1 %	10,7 %
Celkem				-2,7 %	5,9 %	3,2 %	1,9 %	2,4 %	8,4 %

18. Použité zkratky

ACER

Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů

AMM

Inteligentní měření (Automated Meter Management)

CAPM

Model oceňování kapitálových aktiv (Capital Asset Pricing Model)

CEER

Rada evropských energetických regulátorů

ČNB

Česká národní banka

ČR

Česká republika

DECE

decentrální zdroje

držitel/é licence, regulovaný subjekt

držitel licence na přenos elektřiny, přepravu plynu, distribuci elektřiny, distribuci plynu a činnosti operátora trhu, povinně vykupující

DOP

dálkově ovládané prvky

DŘS

dispečerský řídicí systém

DS

distribuční soustava

DTS

distribuční trafostanice

EBITDA

zkratka z anglického názvu Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization – (zisk před odečtením úroků, daní, odpisů a amortizace) je indikátor, který ukazuje provozní výkonnost společnosti. Finanční ukazatel rentability, není zatížen daněmi.

EEX

The European Energy Exchange

EK

Evropská komise

energetický zákon, EZ

zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů

ERÚ, Úřad

Energetický regulační úřad

EU, Unie

Evropská unie

€, EUR

evropská měna

ES ČR

elektrizační soustava České republiky

FVE

fotovoltaická elektrárna

GCC

Grid Control Cooperation (projekty přeshraniční výměny regulační energie na úrovni provozovatelů přenosových soustav)

III. regulační období

období vymezené po sobě následujícími regulovanými roky 2010 - 2015

IV. regulační období

období vymezené po sobě následujícími regulovanými roky 2016 - 2020

ITC

Inter-Transmission System Operator Compensation

Kč, CZK

koruna česká (měna)

KF

korekční faktor

MPO

Ministerstvo průmyslu a obchodu

NAP CM

Národní akční plán čisté mobility

NAP EE

Národní akční plán energetické účinnosti ČR

NAP SG

Národní akční plán pro chytré sítě

NCG

NetConnect Germany, obchodní zóna v Německu

NN

nízké napětí

OM

odběrné místo

operátor trhu

společnost OTE, a. s.

OZE

obnovitelné zdroje energie

POZE

podpora obnovitelných zdrojů elektřiny

PCR

projekt Price coupling of regions

PDS

provozovatel distribuční soustavy

PPDS

pravidla provozování distribuční soustavy

PS

přenosová soustava

RAB

regulační báze aktiv

REMIT

nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 1227/2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií. Nařízení bylo zveřejněno dne 8. prosince 2011 v Úředním věstníku Evropské unie a vstoupilo v platnost 20 dní po vyhlášení, tj. dne 28. prosince 2011.

RO

regulační období

Rozhodnutí TAR

rozhodnutí Energetického regulačního úřadu podle článku 27 odst. 4 nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn (publikované v Energetickém regulačním věstníku ERÚ 3/2019 ze dne 27. 5. 2019)

SAIDI

zkratka z anglického System Average Interruption Duration Index, představuje průměrnou souhrnnou dobu trvání přerušení distribuce elektřiny

SAIFI

zkratka z anglického System Average Interruption Frequency Index, představuje průměrný počet přerušení distribuce elektřiny

SEK

Státní energetická koncepce

SIDC

Single Intraday Coupling

SVR

služby výkonové rovnováhy

TAR NC

nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn TAR

TYNDP

Desetiletý plán rozvoje provozovatele soustavy

U/Q

napětí/jalová energie

ÚOHS

Úřad pro ochranu hospodářské soutěže

V. regulační období

regulační období vymezené nejméně pěti po sobě následujícími regulovanými roky počínající rokem 2021 (1. 1. 2021 – 31. 12. 2025).

VN

vysoké napětí

VVN

velmi vysoké napětí

WACC

míra výnosnosti regulační báze aktiv

Zákon o POZE

zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů

Zásady cenové regulace

Zásady cenové regulace pro období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující

Zásady cenové regulace pro IV. regulační období

Zásady cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do 31. prosince 2020

ZHA

zůstatková hodnota aktiv

19. Přílohy

19.1. Parametry regulačního vzorce - elektroenergetika

tabulka č. 26 Přehled parametrů regulačního vzorce – ČEZ Distribuce, a. s.

ČEZ Distribuce, a. s.	2016		2017		2018		2019	
tis. Kč	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	9 079 921	7 502 213	9 021 922	7 371 886	9 033 793	6 927 348	9 158 391	7 512 501
Odpisy	6 885 064	6 847 109	6 958 453	7 004 419	7 305 655	7 334 018	7 613 178	7 690 444
RAB	88 654 789	87 945 258	92 749 694	91 806 828	97 134 194	96 928 304	101 579 678	101 911 145
Zisk	7 053 456	6 992 527	7 355 680	7 299 561	7 623 268	7 706 769	8 014 847	8 102 955
Faktor trhu	0		0		0		0	
Povolené výnosy	23 018 441	21 341 850	23 336 055	21 675 866	23 962 716	21 968 135	24 786 416	23 305 900
rozdíl PV		1 676 591		1 660 189		1 994 581		1 480 516
Ostatní	-1 608 611		-2 369 781		-1 976 532		-1 861 456	
Upravené povolené výnosy	21 409 830		20 966 274		21 986 184		22 924 960	

tabulka č. 27 Přehled parametrů regulačního vzorce – E.ON Distribuce, a.s.

E.ON Distribuce, a.s.	2016		2017		2018		2019	
tis. Kč	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	3 190 667	3 259 302	3 170 287	3 150 290	3 174 458	3 117 079	3 218 242	3 253 487
Odpisy	2 452 827	2 617 684	2 593 501	2 695 896	2 882 165	2 871 078	3 026 832	3 039 740
RAB	35 511 139	35 263 283	36 551 064	37 086 830	38 102 451	39 769 831	41 246 122	42 723 829
Zisk	2 762 822	2 803 784	2 866 675	2 948 774	3 034 286	3 162 099	3 360 146	3 396 972
Faktor trhu	-39 697		23		0		0	
Povolené výnosy	8 366 619	8 680 770	8 630 486	8 794 960	9 090 909	9 150 257	9 605 220	9 690 198
rozdíl PV		-314 151		-164 474		-59 348		-84 979
Ostatní	-726 789		-443 137		-425 443		-651 169	
Upravené povolené výnosy	7 639 830		8 187 349		8 665 466		8 954 051	

tabulka č. 28 Přehled parametrů regulačního vzorce – PREdistribuce, a.s.

PREdistribuce, a.s.	2016		2017		2018		2019	
tis. Kč	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	1 903 453	1 892 794	1 891 295	1 905 188	1 893 784	1 947 664	1 919 903	1 949 854
Odpisy	1 126 464	1 373 716	1 277 010	1 327 815	1 482 989	1 340 247	1 416 771	1 331 137
RAB	18 474 300	18 408 008	19 190 114	18 959 392	19 815 843	19 625 555	20 229 305	20 265 921
Zisk	1 456 798	1 463 621	1 517 656	1 507 461	1 574 194	1 560 428	1 569 340	1 611 343
Faktor trhu	0		0		0		0	
Povolené výnosy	4 486 715	4 730 131	4 685 960	4 740 465	4 950 966	4 848 339	4 906 015	4 892 334
rozdíl PV		-243 416		-54 505		102 627		13 681
Ostatní	-227 652		-200 104		-229 503		-298 342	
Upravené povolené výnosy	4 259 063		4 485 856		4 721 463		4 607 673	

tabulka č. 29 Přehled parametrů regulačního vzorce – LDS Sever, spol. s r.o./UCED Chomutov s.r.o.

LDS Sever spol. s r.o.	2016		2017		2018		2019	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
tis. Kč								
Náklady	21 463	24 223	21 325	22 979	21 354	21 060	21 648	23 019
Odpisy	11 209	7 330	6 932	8 005	8 514	8 424	8 873	8 602
RAB	136 607	126 200	196 300	199 777	209 095	195 111	222 463	209 697
Zisk	10 429	10 034	18 010	15 884	20 912	15 513	22 094	16 673
Faktor trhu	0		0		0		0	
Povolené výnosy	43 100	41 587	46 267	46 867	50 780	44 997	52 615	48 294
rozdíl PV		1 513		-600		5 783		4 320
Ostatní	-3 555		-2 761		-3 905		-7 432	
Upravené povolené výnosy	39 546		43 506		46 874		45 183	

tabulka č. 30 Přehled parametrů regulačního vzorce stanovených pro činnost přenos elektřiny – ČEPS, a.s.

ČEPS, a.s. přenos elektřiny	2016		2017		2018		2019	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry *)
tis. Kč								
Náklady	1 501 013	1 710 390	1 491 426	1 651 198	1 493 388	1 814 764	1 506 669	1 895 266
Odpisy	1 992 311	2 022 394	2 224 349	2 175 305	2 194 815	2 245 473	2 351 440	2 314 189
RAB	25 547 796	26 210 759	29 333 228	29 770 082	30 089 725	30 891 103	31 228 864	31 663 603
Zisk	1 835 695	2 084 017	2 405 684	2 367 019	2 412 695	2 456 152	2 632 710	2 517 573
Faktor trhu	0		0		0		7 481	
Povolené výnosy	5 329 020	5 816 801	6 121 459	6 193 522	6 100 898	6 516 388	6 498 301	6 727 029
rozdíl PV		-487 782		-72 063		-415 490		-228 728
Ostatní	-328 688		-526 421		-136 748		-25 817	
Upravené povolené výnosy	5 000 332		5 595 038		5 964 150		6 472 484	

*) Většina skutečných parametrů provozovatele přenosové soustavy za rok 2019 jsou předběžné hodnoty, skutečné hodnoty budou známy až po vydání Zásad cenové regulace.

19.2. Parametry regulačního vzorce - plynárenství

tabulka č. 31 Přehled parametrů regulačního vzorce – GasNet, s.r.o.

GasNet, s.r.o.	2016		2017		2018		2019	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
tis. Kč								
Náklady	4 043 613	3 760 440	4 017 791	3 772 131	4 023 085	3 890 238	4 076 392	3 979 574
Odpisy	4 114 277	4 421 229	3 621 175	3 718 491	4 062 133	3 692 127	3 748 205	3 733 150
RAB	44 193 981	43 877 891	45 571 599	45 347 995	46 491 074	46 454 068	47 800 519	47 609 842
Zisk	3 490 185	3 483 905	3 621 612	3 600 631	3 632 096	3 688 453	3 813 745	3 780 221
Faktor trhu	0		0		0		572	
Povolené výnosy	11 648 075	11 665 574	11 260 577	11 091 254	11 717 313	11 270 818	11 638 914	11 492 945
rozdíl PV		-17 499		169 324		446 495		145 968
Náklady na krytí ztrát a VTS	862 886	866 390	661 888	665 097	640 492	643 247	767 676	770 417
Korekční faktor	176 253		831 139		830 768		-40 079	
Ostatní	73 612		77 425		53 656		57 166	
Upravené povolené výnosy	12 760 826		12 831 028		13 242 230		12 423 677	

tabulka č. 32 Přehled parametrů regulačního vzorce – Pražská plynárenská Distribuce, a.s.

Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	2016		2017		2018		2019	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
tis. Kč								
Náklady	765 227	818 161	760 340	855 756	761 342	893 793	771 844	876 546
Odpisy	487 733	486 833	463 950	466 551	423 666	459 586	437 786	454 840
RAB	8 004 663	8 084 181	8 212 077	8 326 679	8 623 279	8 595 749	8 915 481	8 970 530
Zisk	645 269	641 884	643 439	661 138	706 732	682 502	703 792	712 260
Faktor trhu	0		0		0		1 221	
Povolené výnosy	1 898 228	1 946 878	1 867 729	1 983 445	1 891 740	2 035 882	1 914 643	2 043 646
rozdíl PV		-48 649		-115 716		-144 141		-129 003
Náklady na krytí ztrát a VTS	176 432	177 149	135 335	135 991	131 678	132 245	157 826	158 390
Korekční faktor	-39 897	0	85 000		48 410		-49 059	
Ostatní	0		-21 905		-22 190		-22 700	
Upravené povolené výnosy	2 034 764		2 066 159		2 049 639		2 000 709	

tabulka č. 33 Přehled parametrů regulačního vzorce – E.ON Distribuce, a.s.

E.ON Distribuce, a.s.	2016		2017		2018		2019	
tis. Kč	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	292 724	283 664	290 855	257 163	291 238	245 446	295 255	245 015
Odpisy	292 813	296 397	298 067	299 104	319 256	314 926	330 969	322 899
RAB	4 280 993	4 190 461	4 249 985	4 258 565	4 286 105	4 393 880	4 422 801	4 565 364
Zisk	332 407	332 723	328 587	338 130	335 113	348 874	357 260	362 490
Faktor trhu	0		0		0		0	
Povolené výnosy	917 944	912 784	917 508	894 398	945 607	909 246	983 484	930 404
rozdíl PV		5 160		23 111		36 361		53 080
Náklady na krytí ztrát a VTS	44 182	44 361	33 890	34 054	32 795	32 936	39 307	39 447
Korekční faktor	7 000		30 471		69 544		-42 903	
Ostatní	7 743		8 472		7 765		9 138	
Upravené povolené výnosy	976 869		990 341		1 055 711		989 025	

tabulka č. 34 Přehled parametrů regulačního vzorce – NET4GAS, s.r.o.

NET4GAS, s.r.o.	2016		2017		2018		2019	
tis. Kč	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	511 479	460 885	508 213	399 281	508 883	420 996	515 902	433 269
Odpisy	575 367	564 686	542 365	569 154	545 431	565 174	552 461	542 778
RAB	6 735 116	6 903 987	6 797 258	6 833 800	6 918 874	6 649 973	7 467 983	6 979 443
Zisk	512 027	548 177	554 462	542 604	559 582	528 008	588 497	554 168
Faktor trhu	0		2 334		5 301		9 896	
Povolené výnosy	1 598 874	1 573 747	1 607 375	1 511 038	1 619 197	1 514 178	1 666 756	1 530 215
rozdíl PV		25 127		96 337		105 019		136 542
Korekční faktor	190 136		65 983		-170 829		37 114	
Ostatní *)	599 955		365 518		297 858		348 248	
Upravené povolené výnosy	2 388 964		2 038 876		1 746 226		2 052 118	

*) Položka Ostatní obsahuje povolené tržby ve vstupních hraničních bodech

19.3. Parametry regulačního vzorce - operátor trhu - elektroenergetika

tabulka č. 35 Přehled parametrů regulačního vzorce – OTE, a.s. (zúčtování odchylek)

OTE, a.s. zúčtování odchylek	2016		2017		2018		2019	
tis. Kč	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	143 521	115 151	143 257	118 217	144 143	124 441	146 910	127 480
Odpisy	62 942	33 366	31 360	17 840	45 610	22 387	60 605	37 203
Zisk	10 961	10 961	10 961	10 961	10 961	10 961	10 961	10 961
Faktor trhu	33 334	588	1 755	804	5 003	1 163	3 753	4 926
Povolené výnosy	250 757	160 066	187 333	147 822	205 717	158 952	222 229	180 570
rozdíl PV		90 691		39 511		46 765		41 659
Ostatní	-44 269		-72 210		-53 557		-36 147	
Upravené povolené výnosy	206 488		115 123		152 160		186 082	

tabulka č. 36 Přehled parametrů regulačního vzorce – OTE, a.s. (administrace POZE)

OTE, a.s. administrace POZE	2016		2017		2018		2019	
tis. Kč	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Plánované náklady	46 848	40 299	46 079	39 654	49 421	40 009	45 084	44 019
Odpisy	26 770	23 739	12 119	12 297	14 088	8 980	9 517	8 180
Zisk	0	0	0	0	0	0	0	0
Faktor trhu	0	0	0	0	0	0	60 336	0
Povolené výnosy	73 617	64 037	58 198	51 950	63 509	48 989	114 936	52 200
rozdíl		9 580		6 247		14 520		62 737
Ostatní	18 176		5 110		-288		25 222	
Upravené povolené výnosy	91 793		63 308		63 221		140 158	

tabulka č. 37 Přehled parametrů regulačního vzorce – OTE, a.s. (organizace trhu)

OTE, a.s. organizace trhu	2016		2017		2018		2019	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
tis. Kč								
Náklady	36 243	39 275	36 177	39 852	36 400	40 856	37 099	43 543
Odpisy	28 266	23 922	27 253	14 258	14 292	6 373	660	4 239
Zisk	0	0	0	0	0	0	0	0
Faktor trhu	0	0	722	722	725	725	725	725
Povolené výnosy	64 509	63 197	64 151	54 831	51 416	47 954	38 484	48 506
rozdíl		1 312		9 321		3 463		-10 022
Ostatní	-6 965		-16 628		-21 002		-5 748	
Upravené povolené výnosy	57 544		47 524		30 415		32 735	

19.4. Parametry regulačního vzorce - operátor trhu - plynárenství

tabulka č. 38 Přehled parametrů regulačního vzorce – OTE, a.s. (činnost zúčtování v plynárenství)

OTE, a.s.	2016		2017		2018		2019	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
tis. Kč								
Náklady	64 562	62 040	64 444	59 656	64 842	63 508	66 087	66 294
Odpisy	21 675	25 065	10 840	10 777	12 852	13 885	11 964	25 525
Zisk	4 720	4 720	4 720	4 720	4 720	4 720	4 720	4 720
Faktor trhu	0	0	0	0	565	565	1 203	1 203
Povolené výnosy	90 956	91 824	80 003	75 153	82 979	82 678	83 975	97 742
rozdíl PV		-868		4 850		301		-13 767
Ostatní	20 912		12 196		-20 666		-23 619	
Upravené povolené výnosy	111 868		92 199		62 313		60 356	

19.5. Fond obnovy a rozvoje – elektroenergetika

tabulka č. 39 Přehled parametrů regulačního vzorce - fond obnovy a rozvoje - elektroenergetika

v mil. Kč	III. RO						III. RO	IV. RO				Porovnání 2010-2019
	2010	2011	2012	2013	2014	2015		2016	2017	2018	2019	
ČEZ Distribuce, a. s.												
Odpisy	5 885	6 131	6 312	6 526	6 729	6 781	38 363	6 847	7 004	7 334	7 690	67 239
Aktivované investice	12 176	10 735	9 354	8 623	8 301	8 111	57 301	8 136	9 402	11 125	11 444	97 409
Neproinvestováno (+)	-6 292	-4 604	-3 042	-2 097	-1 572	-1 331	-18 938	-1 289	-2 398	-3 791	-3 754	-30 170
% proinvestovanosti	207 %	175 %	148 %	132 %	123 %	120 %	149 %	119 %	134 %	152 %	149 %	145 %
E.ON Distribuce, a.s.												
Odpisy	2 026	2 266	2 315	2 386	2 465	2 551	14 008	2 618	2 696	2 871	3 040	25 233
Aktivované investice	3 264	3 427	3 375	3 132	3 462	3 678	20 338	3 513	4 042	5 012	5 452	38 357
Neproinvestováno (+)	-1 238	-1 161	-1 060	-746	-997	-1 126	-6 330	-895	-1 346	-2 141	-2 412	-13 124
% proinvestovanosti	161 %	151 %	146 %	131 %	140 %	144 %	145 %	134 %	150 %	175 %	179 %	152 %
PREdistribuce, a.s.												
Odpisy	1 300	1 321	1 372	1 439	1 442	1 481	8 355	1 374	1 328	1 340	1 331	13 728
Aktivované investice	1 660	1 724	1 656	1 522	1 657	1 508	9 727	1 635	1 503	1 654	1 660	16 179
Neproinvestováno (+)	-360	-403	-284	-83	-215	-27	-1 372	-261	-175	-313	-328	-2 450
% proinvestovanosti	128 %	130 %	121 %	106 %	115 %	102 %	116 %	119 %	113 %	123 %	125 %	118 %
LDS Sever, spol. s r.o./UCED Chomutov s.r.o.												
Odpisy				4	7	7	19	7	8	8	9	51
Aktivované investice				60	0	0	60	14	20	4	23	121
Neproinvestováno (+)				-56	7	7	-42	-7	-12	5	-15	-70
% proinvestovanosti				1531 %	0 %	0 %	325 %	192 %	247 %	45 %	270 %	238 %
ČEPS, a.s.												
Odpisy	1 787	1 685	1 612	1 714	1 739	1 751	10 289	2 022	2 175	2 245	2 314	19 045
Aktivované investice	1 934	2 097	3 941	3 027	2 849	3 920	17 767	4 986	5 654	3 297	3 006	34 710
Neproinvestováno (+)	-146	-412	-2 329	-1 313	-1 110	-2 169	-7 479	-2 964	-3 479	-1 051	-692	-15 665
% proinvestovanosti	108 %	124 %	244 %	177 %	164 %	224 %	173 %	247 %	260 %	147 %	130 %	182 %

*) U parametrů provozovatele přenosové soustavy za rok 2019 byly vyplněny předběžné hodnoty, skutečné hodnoty budou známy až po vydání Zásad cenové regulace.

19.6. Fond obnovy a rozvoje – plynárenství

tabulka č. 40 Přehled parametrů regulačního vzorce – fond obnovy a rozvoje – plynárenství

v mil. Kč	III. RO						IV. RO				Porovnání 2010-2019	
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	III. RO	2016	2017	2018		2019
	GasNet, s.r.o. (fúzející VČP Net, s.r.o., JMP Net, s.r.o., SMP Net, s.r.o., RWE GasNet, s.r.o.)											
Odpisy	3 433	3 463	3 543	3 777	3 843	3 956	22 014	4 421	3 718	3 692	3 733	37 578
Aktivované investice	2 923	2 987	3 445	3 692	3 514	3 799	20 360	3 908	3 968	3 666	3 790	35 692
Neproinvestováno (+)	509	476	98	85	329	157	1 654	513	-250	26	-57	1 886
% proinvestovanosti	85 %	86 %	97 %	98 %	91 %	96 %	92 %	88 %	107 %	99 %	102 %	95 %
	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.											
Odpisy	380	388	403	424	441	457	2 492	487	467	460	455	4 361
Aktivované investice	363	590	499	467	617	583	3 119	846	743	755	853	6 316
Neproinvestováno (+)	17	-202	-96	-43	-176	-126	-626	-359	-276	-295	-398	-1 954
% proinvestovanosti	96 %	152 %	124 %	110 %	140 %	128 %	125 %	174 %	159 %	164 %	187 %	145 %
	E.ON Distribuce, a.s.											
Odpisy	261	268	272	278	281	287	1 647	296	299	315	323	2 880
Aktivované investice	318	350	357	340	238	230	1 833	268	303	381	440	3 225
Neproinvestováno (+)	-58	-82	-85	-62	43	57	-186	28	-4	-66	-117	-345
% proinvestovanosti	122 %	130 %	131 %	122 %	85 %	80 %	111 %	91 %	101 %	121 %	136 %	112 %
	NET4GAS, s.r.o.											
Odpisy	649	672	689	710	675	655	4 051	600	599	565	566	6 381
Aktivované investice	197	124	585	287	161	204	1 558	302	262	144	673	2 939
Neproinvestováno (+)	452	548	104	423	515	451	2 493	298	337	421	-107	3 442
% proinvestovanosti	30 %	18 %	85 %	40 %	24 %	31 %	38 %	50 %	44 %	25 %	119 %	46 %