

## **Připomínky společnosti E.ON Distribuce, a.s. k Zásadám cenové regulace pro regulační období 2021 – 2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující**

V následujícím textu jsou uvedeny připomínky k vybraným kapitolám návrhu Zásad cenové regulace pro regulační období 2021 – 2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující (dále jen „Zásady cenové regulace“) zveřejněných Energetickým regulačním úřadem (dále také „ERÚ“ nebo „Úřad“) dne 30. srpna 2019 v rámci veřejného konzultačního procesu a prvního kola podávání připomínek.

Energetika se nachází v období, kdy tempo stávajících a očekávaných změn je v porovnání s nedávným historickým vývojem naprosto bezprecedentní. Regulované sektory elektroenergetiky a plynárenství musí reagovat na nové požadavky účastníků trhu v kontextu celoevropského vývoje. Nová pravidla evropského elektroenergetického trhu, definovaná především nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou a směrnicí Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU, komplexně pokrývají fungování celého trhu a přinášejí jeho proměnu. Reagují zejména na celkovou změnu energetiky charakterizovanou přechodem na nízkouhlíkovou energetiku, decentralní zdroje, zvyšování energetické účinnosti a aktivní chování zákazníka, které se projeví ve vzniku nových subjektů na českém trhu s elektřinou. Novými subjekty, u kterých bude nutné právní vymezení rolí mezi účastníky trhu, budou zejména aktivní zákazník, (občanská) energetická společenství a agregátor či akumulace. Českou republiku čeká rozhodnutí o instalaci inteligentních měřících systémů, které jsou nezbytným předpokladem k zvládnutí řízení sítí a přechodu na dynamické tarify. Obdobné tendence vnímáme i v sektoru plynárenství. Nechceme hodnotit, jak se na nové podmínky a pravidla schválené na úrovni EU ČR legislativně připravuje. Transpozice evropských direktiv však vyvolá zásadní revizi podnikání v energetickém odvětví v ČR a nutnost provázanosti těchto změn se systémem stanovení poplatků za použití distribuční, tranzitní či přenosové soustavy. **Pouze velmi málo z těchto očekávaných změn je, zcela logicky, obsaženo v Zásadách cenové regulace, protože bez úpravy Energetického zákona a souvisejících předpisů nelze definovat odpovídající regulační rámec.**

Zveřejnění návrhu Zásad cenové regulace předcházelo téměř roční intenzivní jednání mezi regulovanými subjekty a ERÚ, na kterých obě strany vysvětlovaly své potřeby a vyjasňovaly si principy, na nichž mají být Zásady cenové regulace uplatněny. Na základě uskutečněných jednání prezentoval ERÚ regulovaným subjektům dne 17. července 2019 návrh parametrů regulace pro V. regulační období (dále jen „RO“). Zveřejněný návrh Zásad cenové regulace se od prezentovaného návrhu parametrů zcela odlišuje v neprospěch regulovaných subjektů, resp. s ohledem na jeho demotivační nastavení i v neprospěch koncových zákazníků, a to bez jakéhokoliv zdůvodnění. Chápeme sice, že se může jednat o důsledek změn, které na ERÚ v nedávné době proběhly, zároveň ale takový postup odporuje zásadě předvídatelného a transparentního jednání ERÚ a narušuje důvěru v něj jako státní instituci.

Následující konkrétní připomínky zčásti odpovídají připomínkám uplatněným i ostatními regulovanými subjekty v rámci společných připomínek a jsou rozšířeny o některé specifické připomínky za společnost E.ON Distribuce, a.s. a jsou zaměřeny na společnou část Zásad cenové regulace i části týkající se distribuce elektřiny a plynu.

## **I. Připomínka ke kapitole 7.1.1. Povolené náklady**

Relevantní text:

*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.*

*Hodnoty skutečných ekonomicky oprávněných nákladů jednotlivých společností se upraví eskalačním faktorem (bod 7.2.1) na časovou hodnotu roku, který předchází regulovanému roku, a faktorem efektivity (bod 7.2.2.). Základna povolených nákladů pro jednotlivé regulované roky V. regulačního období se stanoví aritmetickým průměrem upravených hodnot skutečných nákladů za poslední tři známé roky. Pro 1. rok V. regulačního období se použije aritmetický průměr ekonomicky oprávněných nákladů let 2017 - 2019 upravených eskalačním faktorem a faktorem efektivity.*

*Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady se aplikuje profit/loss sharing. Princip tohoto opatření spočívá v rozdělení kladného nebo záporného rozdílu mezi držitelem licence a zákazníky. V případě překročení povolených nákladů se uplatní loss sharing v poměru 75 : 25 mezi držitelem licence a zákazníky. V případě nižších skutečných nákladů, než jsou povolené náklady, použije se profit sharing v poměru 25 : 75 mezi držitelem licence a zákazníky. Hodnota profit/loss sharingu se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady a povolenými náklady v předchozích letech upravených eskalačním faktorem a faktorem efektivity.*

### **Připomínka a zdůvodnění:**

Oceňujeme snahu ERÚ o zavedení nového a moderního prvku do výpočtu povolených nákladů, kterým profit/loss sharing bezesporu je. Nespornými výhodami profit/loss sharingu jsou: motivace regulovaných subjektů k dosahování úspor, pružná reakce na aktuální vývoj nákladů regulovaných subjektů v průběhu regulačního období a omezení možností spekulativního čerpání nákladů v obdobích, ze kterých by se podle dosavadní metodiky stanovovaly povolené náklady na celé regulační období.

Na základě našich analýz jsme dospěli k závěru, že samotná metoda stanovení povolených nákladů včetně profit/loss sharingu je funkční, avšak sdílení úspor/ztráty mezi zákazníkem a regulovaným subjektem navržené ERÚ zcela jednoznačně nebude regulované subjekty motivovat k úsporám. Souhlasíme s názorem ERÚ, že „stanovení povolených nákladů jako klouzavý 3letý průměr snižuje pravděpodobnost krýt náklady faktorem trhu“, ale toto tvrzení platí pouze v případě vyváženého nastavení profit/loss sharingu v poměru 50 : 50. Úřadem navrhované asymetrické nastavení naopak pravděpodobnost potřeby využívání faktoru trhu

zvyšuje. Důkazem výše uvedených závěrů Úřadem nastaveného sdílení úspor/ztráty jsou dopady do povolených nákladů simulované v tabulkách níže. Jedná se o jednoduché příklady bez zahrnutí eskalačního faktoru, faktoru efektivity a časové hodnoty peněz.

**Příklad č. 1 – Jednorázové snížení skutečných nákladů/úspora**

	<b>Snížení nákladů/Úspora</b>
<b>Snížení skutečných nákladů v roce 2021 v mil. Kč</b>	<b>-10</b>
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2025	-8,1
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2030	-16,0

Pokud regulovaný subjekt jednorázově uspoří v roce 2021 např. 10 mil. Kč, pak je regulovanému subjektu do roku 2030 odebráno 16 mil. Kč, z toho 8,1 mil. Kč v letech 2021 až 2025.

**Příklad č. 2 – Jednorázové zvýšení skutečných nákladů/ztráta**

	<b>Zvýšení nákladů/Ztráta</b>
<b>Zvýšení skutečných nákladů v roce 2021 v mil. Kč</b>	<b>10</b>
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2025	2,6
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2030	3,2

V případě jednorázového zvýšení skutečných nákladů (nad rámec povolených nákladů), např. o 10 mil. Kč, dojde k zohlednění v povolených nákladech v období 2021–2025 pouze ve výši 2,6 mil. Kč, v období 2021–2030 pak ve výši 3,2 mil. Kč.

**Příklad č. 3 – Meziroční přesun skutečných nákladů**

	<b>Snížení/Zvýšení nákladů</b>
<b>Meziroční přesun skutečných nákladů v letech 2021 (-10) a 2022 (+10) v mil. Kč</b>	<b>0</b>
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2025	-6,0
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2030	-11,0

Dojde-li ke zpoždění čerpání nákladů, tj. např. v roce 2021 úspora ve výši 10 mil. Kč, která je však čerpána v roce 2022, tj. v roce 2022 zvýšení nákladů o 10 mil. Kč, pak tato transakce není pro regulovaný subjekt neutrální, jak by bylo žádoucí, ale dojde k odebrání 6 mil. Kč v období 2021–2025 a v období 2021–2030 dokonce k odebrání 11 mil. Kč.

Z výše uvedených příkladů vyplývá, že nastavení profit/loss sharingu dle ERÚ je paradoxně demotivující k úsporám, což bude negativně vnímáno ostatními účastníky trhu, především koncovými zákazníky, a rozhodně nebude korektně reagovat na očekávané nové společenské a technologické změny, a s tím spojené změny v nákladech.

V Zásadách cenové regulace je uvedeno: „V prvku profit/loss sharingu vidí Energetický regulační úřad možnost motivace pro dosažení určitých regulatorních cílů, proto bylo

o aplikaci profit/loss sharingu pro V. regulační období rozhodnuto v rámci povolených nákladů“ (kapitola 5., odst. 13, str. 13). Ze sdílení úspor/ztráty nastaveného Úřadem se dá usuzovat, že cílem ERÚ je demotivace k úsporám a neochota pokrytí nových oprávněných nákladů v průběhu regulačního období. Spolu s faktorem efektivity se bude jednat o restriktivní a nepřiměřené zásahy do hospodaření společností, které budou brzdit (spolu s demotivující hodnotou WACC) rozhodování regulovaných subjektů o rozvoji a modernizaci soustav.

S ohledem na výše uvedené požadujeme pro roky 2021 a dále stanovit sdílení úspor/ztráty mezi regulovaný subjekt a zákazníka v poměru 50 : 50. Je to vyvážený a spravedlivý poměr, který zajistí motivaci k dosahování úspor a dostatečné pokrytí skutečných nákladů v průběhu regulačního období. Zároveň tento poměr přispěje i k omezení využívání faktoru trhu a v případě nepříliš významných částek ho může zcela eliminovat. Nastavení sdílení úspor/ztráty v poměru 50 : 50 bylo ze strany zástupců ERÚ prezentováno i na jednání Rady ERÚ a ČSRES dne 17. července 2019, kde zástupci ERÚ představovali „Rámcový návrh zásad cenové regulace na období 2021–2025“.

Jsme si vědomi toho, že je také nutné korektně navrhnout přechod mezi periodami při změně metody stanovení povolených nákladů. Nebylo by správné automaticky požadovat aplikaci profit/loss sharingu v poměru 50 : 50 také na skutečné a povolené náklady za roky 2017 až 2020. Nicméně se domníváme, že by ERÚ měl vzít v potaz také úspory ze IV. regulačního období, ze kterých budou v V.RO profitovat všichni koncoví zákazníci, s cílem zachování motivace regulovaných subjektů možné úspory dále hledat. Současný návrh nastavuje nerovné podmínky a je metodicky nesprávný.

Jsme přesvědčeni, že profit/loss sharing při motivačním nastavení parametrů v sobě již obsahuje motivační prvek k optimalizaci nákladů, a proto odmítáme aplikaci faktoru efektivity. Konkrétní připomínky k faktoru efektivity jsou uvedeny níže, viz připomínka ke kapitole 7.2.2.

#### **Návrh na úpravu textu:**

*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.*

*Hodnoty skutečných ekonomicky oprávněných nákladů jednotlivých společností se upraví eskalačním faktorem (bod 7.2.1) na časovou hodnotu roku, který předchází regulovanému roku, ~~a faktorem efektivity (bod 7.2.2).~~ Základna povolených nákladů pro jednotlivé regulované roky V. regulačního období se stanoví aritmetickým průměrem upravených hodnot skutečných nákladů za poslední tři známé roky. Pro 1. rok V. regulačního období se použije aritmetický průměr ekonomicky oprávněných nákladů let 2017 - 2019 upravených eskalačním faktorem ~~a faktorem efektivity.~~*

*Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady, **které budou vstupovat do výpočtu povolených nákladů regulovaného období,** se aplikuje profit/loss sharing. Princip tohoto*

opatření spočívá v rozdělení kladného nebo záporného rozdílu mezi držitele licence a zákazníky. V případě překročení povolených nákladů se uplatní loss sharing v poměru **750 : 250** mezi držitele licence a zákazníky. V případě nižších skutečných nákladů, než jsou povolené náklady, použije se profit sharing v poměru **250 : 750** mezi držitele licence a zákazníky. Hodnota profit/loss sharingu se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady a povolenými náklady v předchozích letech upravených eskalačním faktorem ~~a faktorem efektivit~~.

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

## **II. Připomínka ke kapitole 7.1.1. Povolené náklady**

Relevantní text:

„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. Při kontrole nákladů vstupujících do povolených výnosů V. regulačního období bude ERÚ postupovat v souladu s metodikou ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti. Takový postup považuje ERÚ za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu.“

**a) Připomínka a zdůvodnění:**

**Výše zmiňovaná Metodika ekonomicky oprávněných nákladů sice nedávno prošla samostatným veřejným konzultačním procesem (dále jen „VKP“), nicméně připomínky byly převážně odmítnuty, většinou se zcela nedostatečným a tendenčním odůvodněním a zároveň nebyly dodrženy legislativou stanovené lhůty pro jejich vypořádání.**

Dne 10. 5. 2019 byl v rámci VKP na internetových stránkách ERÚ zveřejněn návrh Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství (dále jen „Metodika“). K tomuto návrhu jsme podali ve stanoveném termínu připomínky, námítky a také konstruktivní návrhy. ERÚ tyto připomínky vypořádal a jejich vypořádání zveřejnil zcela určitě po 15. 7., tedy více než 15 dnů po zákonem stanoveném termínu. Následně ERÚ přiznal, že některé dotčené osoby nemohly podat své připomínky k Metodice v rámci VKP z důvodu technických problémů e-mailové adresy pro zaslání připomínek. K opětovnému zveřejnění VKP došlo dne 26.7. a ke dni 17.10. stále nebyly připomínky vypořádány, což je již měsíc po zákonem stanoveném termínu (do 30 dnů od termínu stanoveného pro připomínky, kterým bylo 16.8.). Nedodržení zákonem stanovených termínů ale rozhodně nepovažujeme za zásadní závadu celého procesu. Tou je podle našeho názoru způsob vypořádání připomínek, z nichž převážná většina byla paušálně odmítnuta bez dostatečně kvalifikovaného zdůvodnění a s využitím tendenčních a účelových konstrukcí a vysvětlení. V řadě případů se toto odmítnutí ani nezabývalo komplexností podaných připomínek, nebo byly bez bližšího vysvětlení či konzultace označeny jako nedůvodné, a tedy se jimi vypořádání vůbec nezabývalo. Pro názornost si dovoluujeme uvést konkrétní případy:

Ve zveřejněném vypořádání se jedná o připomínku skutečnosti, že navrhovaná metodika není právně začleněna v systému obecně závazných předpisů a že existují vážné pochybnosti, zda ji lze jako obecně závazný předpis vydat. Tato připomínka byla v různém znění, ale se stejným významem, podána všemi regulovanými subjekty a lze ji ve zveřejněném vypořádání najít např. pod č. 1, 39 a 55 a jejich vypořádání je provedeno prakticky stejným textem:

*„NEAKCEPTOVÁNO*

*ERÚ vydává tuto Metodiku v souladu s ustanovením § 17 odst. 6 písm. d) ve spojení s §19a energetického zákona. Jedná se o metodický výklad ve smyslu ustanovení § 17e odst. 2 písm. e), týkají se vykazování ekonomicky oprávněných nákladů ze strany držitelů licencí podléhající regulaci cen. Vydání Metodiky dále vychází ze 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. ERÚ konstatuje, že obsah Metodiky je v souladu se zákonem č. 526/1990 Sb., o cenách. Zásady doložitelnosti, obvyklosti a účelnosti popsané v dokumentu Metodiky nejsou v rozporu s definicí ekonomicky oprávněných nákladů a ceny obvyklé dle zákona č. 526/1990 Sb., o cenách. Dále je třeba uvést, že v samotné připomínce není namítáno, v čem konkrétně navržená Metodika uváděným požadavkům či zákonné úpravě neodpovídá, resp. v čem je nepředvídatelná či se odlišuje od postupu v obdobných případech. Z výše uvedených důvodů považuje ERÚ námítku za nedůvodnou a nelze ji ani konkrétněji vypořádat.“*

Musíme konstatovat, že odmítnutí připomínky je pro nás nepochopitelné, bez zdůvodnění, dostatečných argumentů a lze ho považovat za účelové. Konstatování, že metodika je vydávána v souladu s § 17 odst. 6 písm. d) ve spojení s §19a energetického zákona nelze akceptovat, neboť jak ustanovení § 17 odst. 6 písm. d), které v podstatě zní, „Energetický regulační úřad rozhoduje o e) regulaci cen podle zvláštních právních předpisů“, tak i ustanovení §19a, které detailněji popisuje regulaci cen, neobsahují žádné zmocnění ani oprávnění ERÚ určovat obsah pojmu „ekonomicky oprávněné náklady“. Tento pojem poměrně jednoznačně stanovuje zákon č. 526/1990 Sb. o cenách a ani tento zákon neobsahuje možnost či zmocnění k určování obsahu ekonomicky oprávněných nákladů. Takovou možnost neobsahují ani související předpisy jako např. vyhláška č. 195/2015 Sb. o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství, vyhláška č. 262/2015 Sb. o regulačním výkaznictví, ani příslušná příloha cenového rozhodnutí, která podrobně popisuje způsob výpočtu regulovaný cen. V odůvodnění odmítnutí je zcela nepravdivé konstatování „Dále je třeba uvést, že v samotné připomínce není namítáno, v čem konkrétně navržená Metodika uváděným požadavkům či zákonné úpravě neodpovídá, resp. v čem je nepředvídatelná či se odlišuje od postupu v obdobných případech.“ Minimálně v jedné z připomínek je uvedeno, že vydání metodiky je v rozporu se základním právním principem, že stát, v tomto případě reprezentovaný ERÚ, nesmí vůči ostatním subjektům činit nic, co by mu nenařizoval či výslovně neumožňoval zákon. Další účelovou konstrukcí je tvrzení, že se jedná „o metodický výklad ve smyslu ustanovení § 17e odst. 2 písm. e),“. Je totiž zcela zřejmé, že toto ustanovení určuje, jaké dokumenty má ERÚ povinnost konzultovat a neobsahuje ani náznakem oprávnění či zmocnění nějaké dokumenty či výklady vydávat.

Dalším příkladem je způsob vypořádání připomínek uvedených pod č. 10, 31, 45, 64. Jde o to, že Energetický zákon ukládá ustanovením §25 odst. (11) písm. h) a §59 odst. (8) písm. y) provozovatelům distribučních soustav, povinnost „zajišťovat propagaci energetických služeb a jejich nabídky zákazníkům za konkurenceschopné ceny energetických služeb,“ a podle návrhu metodiky nemají být náklady na zajištění této povinnosti oprávněnými náklady. V rámci odůvodnění neakceptování ERÚ např. spekuluje, že se nejedná o služby distribuční soustavy, ale „službu, která má za cíl zvýšit energetickou účinnost. Jedná se o služby jako je např. instalace a výměna kotle, úsporné žárovky, zateplení budov apod.“ S takovou konstrukcí nelze v žádném případě souhlasit, protože by v důsledku znamenala, že provozovatelé distribučních soustav mají za povinnost propagovat poskytování služeb, které poskytovat nemusí a v rámci licencované činnosti ani nemohou. Samotná představa, že stát nařizuje regulovaným subjektům nějakou povinnost a nechce uznat náklady na zajištění této povinnosti v regulovaných cenách, je absurdní. Přitom existuje závazek ČR vůči EU v oblasti energetické účinnosti definovaný na základě požadavku směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU o energetické účinnosti (EED). Krom toho požadavek na marketingovou podporu zvyšování energetické účinnosti byl regulovaným subjektům sdělen přímo ministrem průmyslu a obchodu. Chápeme samozřejmě, že povinnost propagace služeb v rámci činnosti podléhající regulaci může být diskutabilní, ale jsme přesvědčeni, že by platná zákonná úprava měla být respektována, nebo změněna.

Za důkaz netransparentního a nepředvídatelného jednání ze strany navrhovatelů Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů považujeme i zamítnutí našeho požadavku na transparentní odůvodnění jednotlivých položek ekonomicky neoprávněných nákladů. V rámci cenové regulace samozřejmě lze určité náklady považovat za ekonomicky

neoprávněné, ale je nutné tuto klasifikaci řádně odůvodnit a doložit v souladu se zákonem č. 526/1990 Sb. o cenách, což v příloze č. 1, ani jinde v návrhu Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů provedeno není a ERÚ se zamítnutím této připomínky patřičnému zdůvodnění vyhýbá.

Naším zájmem je, mít pro vynakládání a posuzování nákladů z hlediska regulace jasná a jednoznačná pravidla, musíme ale odmítnout návrh, který podle našeho názoru může závažným způsobem negativně ovlivnit plnění povinností regulovaných subjektů a který v řadě detailů neodpovídá běžné praxi v podnikání ani srovnatelným zahraničním přístupům. **Několikrát jsme předložili návrh na posuzování oprávněnosti nákladů do regulovaných cen, jehož základem byla uznatelnost z hlediska snižování základu daně z příjmu** tak, jak tomu bylo v minulosti. Je to naprosto logické, protože tyto náklady popisuje zákon o dani z příjmu jako náklady nezbytné pro zajištění a udržení příjmů, a tedy by měly být v těchto příjmech, resp. cenách zahrnuty. Tento základ by mohl být rozšířen o některé specifické přesně definované druhy nákladů, které nejsou potřebné pro výkon licencované činnosti. Podle našeho názoru je takový postup daleko lepší a zejména efektivnější z hlediska klasifikace, evidence, vykazování a kontroly. Náš návrh je bohužel soustavně ze strany ERÚ odmítán z pro nás nepochopitelných důvodů, a přitom negeneruje významně odlišné výsledky. Jsme přesvědčeni, že tímto postupem by mohlo dojít ke shodě na jasných pravidlech, které by do budoucna eliminovaly potenciální spory.

#### **b) Připomínka a odůvodnění:**

**Připomínka se týká reálné praxe ERÚ, který posledních letech namísto nákladových kontrol dle kontrolního řádu provádí tzv. nákladové analýzy,** které zaštiťuje ustanovením § 15a odst. 4 energetického zákona, ale již bez dostatečně konkrétního upřesnění důvodů a účelu vyžádání podkladů a dále odkazuje na působnost ERÚ v oblasti cenové regulace. Je nezbytné, aby účel a odůvodnění bylo více specifické a konkrétní s ohledem na nutnost plnohodnotného posouzení oprávněnosti požadavku, resp. rozsahu zákonné povinnosti regulovaného subjektu, aby nebylo žádných pochyb o tom, že ERÚ jedná v rámci zákonem svěřených pravomocí a v rámci své působnosti. Při současné praxi nákladových analýz by také nebyla možnost odvolání, což je v právním státě nepřípustné a zejména pak nemožnost soudního přezkumu byla kritizována Evropskou komisí. Jako regulovaný subjekt jsme také prozatím nikdy nebyli o výsledcích těchto analýz nijak informováni a to i přes naše opakované výslovné požadavky. Logicky tedy máme pochybnosti o nezbytnosti, potřebnosti a smysluplnosti těchto nákladových analýz, které nás věcně i časově zatěžují a ve výsledku nám způsobují zbytečné vícenáklady. Tímto samozřejmě nezpochybňujeme právo ERÚ kontrolovat správnost a pravdivost údajů a informací, které jsou využívány pro regulaci cen, tedy zejména regulačních výkazů. V této připomínce jde především o to, aby se praxe této činnosti neodchylovala od popsaných pravidel.

Navrhujeme odložit řešení problematiky „Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti“ na novelu energetického zákona, kde se v bodě 49 navrhuje úprava § 19b: „(3) Energetický regulační úřad v metodice cenové regulace alespoň g) stanoví a odůvodní druhy nákladů, které nelze vzhledem k charakteru činností vykonávaných příslušnými držiteli licencí zahrnout do ekonomicky oprávněných nákladů“, resp. nový energetický zákon. Dále navrhujeme upravit vyhlášku o regulačním výkaznictví tak, aby regulační výkazy nákladů nezahrnovaly stanovené a odůvodněné druhy nákladů, které nelze vzhledem k charakteru činností vykonávaných příslušnými držiteli licencí zahrnout do ekonomicky oprávněných nákladů.



### Návrh na úpravu textu:

*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. **Kontrola nákladů vstupujících do povolených výnosů V. regulačního období bude probíhat podle kontrolního řádu.** ~~Při kontrole nákladů vstupujících do povolených výnosů V. regulačního období bude ERÚ postupovat v souladu s obecně platnou legislativou (např. kontrolní řád, energetický zákon) a metodikou ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti, která projde řádným připomínkovým řízením s objektivním a transparentním vypořádáním připomínek. Takový postup považuje ERÚ za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu.~~*

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 6.1.1. Zásad cenové regulace.

### III. Připomínka ke kapitole 7.1.3. Fond obnovy a rozvoje

#### Připomínka a zdůvodnění:

Navrhujeme tuto kapitolu zcela zrušit bez náhrady.

Chápeme snahu ERÚ zajistit po stránce investiční požadovanou kvalitu a bezpečnost dodávek elektřiny a plynu a rozhodně nezpochybňujeme legitimitu hodnocení investiční činnosti regulovaných subjektů ze strany ERÚ jako takového. Zvolený způsob, konkrétně vyhodnocování fondu obnovy a rozvoje, nepovažujeme za vhodný a může být z pohledu regulace i škodlivý, a to z následujících důvodů:

- Vůbec nepředpokládá nutnost reflektovat do investičního plánu případnou snižující se objektivní očekávanou kapacitní / rozsahovou potřebu sítě.
- Motivuje regulované subjekty k nadbytečným investicím (obnova neperspektivních částí sítě, obnova ve větším než nezbytném rozsahu, obnova ne zcela technicky degradovaného majetku).
- Kritérium „dostatečnosti“ investiční činnosti je generováno jakožto rozdíl aktuální výše investic (v cenách daného roku) s hodnotou napříč regulovanými subjekty ne zcela shodně kalkulovanými odpisy v historické hodnotě (tj. v cenách pořízení předešlých investic).
- Nerespektuje fakt, že v aktuální situaci je v českém plynárenství a elektroenergetice významně rozdílný podíl obnovujících investic. V této situaci mají i standardně investující plynárenské subjekty problém dané kritérium naplnit.

- Regulované subjekty jsou motivovány nevyužívat alternativních způsobů pořízování provozních aktiv (operativní pronájmy, dotační financování apod.). Tím pádem dochází opět k tlaku na neefektivitu, což je v rozporu se základními regulačními principy.

Navíc, investiční činnost může být do určité míry substituovatelná vynakládáním zvýšených provozních nákladů. Regulovanému subjektu by tedy měla být ponechána svobodná volba, zda požadavky kladené na jeho energetickou síť (dostatečná kapacita, kvalita distribuce, bezpečnost provozu) dosáhne prostřednictvím investic (CAPEX) či provozních nákladů (OPEX).

#### **IV. Připomínka ke kapitole 7.1.4. Regulační báze aktiv**

Relevantní text:

*Z důvodu zachování kontinuity mezi regulačními obdobími je výchozí hodnota regulační báze aktiv („RAB<sub>0</sub>“) pro V. regulační období stanovena ve výši plánované hodnoty regulační báze aktiv pro poslední rok IV. regulačního období, tj. rok 2020.*

*Výchozí hodnota regulační báze aktiv bude v jednotlivých letech V. regulačního období upravována hodnotami plánovaných aktivovaných investic, plánovaného vyřazeného majetku a plánovaných odpisů. Na hodnotu plánovaných odpisů bude uplatněn koeficient přecenění stanovený jako podíl plánované hodnoty regulační báze aktiv v roce předcházejícím regulovanému roku a plánované zůstatkové hodnoty aktiv v roce předcházejícím regulovanému roku. Jedná se o shodný postup, jaký byl uplatněn ve IV. regulačním období. Tyto hodnoty budou s dvouletým zpožděním korigovány podle skutečných hodnot bez využití časové hodnoty peněz.*

#### **Připomínka a zdůvodnění:**

Energetický regulační úřad dle Zásad cenové regulace považuje za jeden z hlavních principů regulace „stabilitu a dlouhodobou udržitelnost regulačních principů“ (kapitola 6.1.1., první odrážka, str. 21). Jsme přesvědčeni, že návrh ERÚ, tj. zachování metodiky IV. regulačního období dále pro V. regulační období, v případě komponenty RAB tomuto principu odporuje a ve výsledku povede ke znehodnocení investic vynaložených distribučními společnostmi v minulosti.

Z důvodu plnění legislativních povinností týkajících se unbundlingu byly distribuční společnosti nuceny ocenit veškerý majetek na reálnou hodnotu, která zohledňovala inflační vývoj i z období před rokem 1989 do roku 2005. Z tohoto důvodu nabytý majetek vyšších hodnot, které byly zaúčtovány do účetnictví nově vzniklých společností. Toto zvýšení účetní hodnoty provozního majetku nebylo však promítnuto do hodnoty RAB. Výchozí hodnota RAB pro III. regulační období (2010 až 2015) byla stanovena ERÚ analyticky tak, aby byla zachována ziskovost z II. regulačního období, min. však ve výši 55 % zůstatkové hodnoty aktiv. Ve vazbě na velký rozdíl mezi hodnotou RABu a zůstatkovou hodnotou aktiv byl od III. regulačního období zaveden do výpočtu RAB tzv. koeficient přecenění, který měl zajistit nedegradování RAB, resp. postupné přibližování analyticky stanoveného RABu k zůstatkové hodnotě aktiv.

Tento koeficient sice částečně plní svoji roli, ale není plně schopen zohlednit v RAB skutečnost, že od doby přecenění byly provozovateli soustav realizovány významné objemy investic (kapitola 5., tabulka č. 15 Přehled parametrů regulačního vzorce – Fond obnovy a rozvoje - elektroenergetika, str. 19) a provozovatelé soustav plánují v tom pokračovat s ohledem na plnění národních cílů a očekávané změny na energetickém trhu. Na základě výše uvedených skutečností je jednoznačné, že za posledních deset a více let došlo k výrazné eliminaci přeceněných hodnot ze zůstatkové hodnoty aktiv. Regulační báze aktiv však i nadále zůstává u distribučních společností významně pod zůstatkovou hodnotou aktiv, přestože majetek pořízený po přecenění již většinou významně převyšuje hodnotu majetku pořízeného před přeceněním, nebo ho zcela nahradil. Také doba, která uplynula od posledního přecenění, je natolik dlouhá, že již nelze hovořit o reálné hodnotě majetku, protože hodnota majetku nebyla pravidelně zreálnována, ale naopak byla znehodnocována inflací s větší hodnotou, než jaká byla zohledněna v dílčích vstupech pro kalkulaci parametru WACC.

Další podstatnou skutečností je, že různé regulované subjekty dosáhly v hodnotě RAB různého podílu zůstatkové hodnoty aktiv při aplikaci stejné hodnoty WACC. Tento stav představuje zvýhodnění subjektů s vysokým podílem zůstatkové hodnoty aktiv v RAB, aniž by toho bylo dosaženo prostřednictvím investic, a je možné jej považovat za nerovný přístup. Za účelem nápravy tohoto stavu by bylo vhodné přijmout určitý postup, který zajistí promítnutí zůstatkové hodnoty aktiv plně do hodnoty RAB, třeba v průběhu několika roků.

Z dlouhodobého hlediska je třeba připomenout, že ERÚ v zásadách regulace pro IV. regulační období počítal se zpracováním jednotné metodiky ocenění a nastavením korektního RAB: „...Zpracovat prostřednictvím nezávislého subjektu jednotnou metodiku pro ocenění dlouhodobého majetku společností působících v sektoru elektroenergetiky a plynárenství, vstupujícího do hodnoty regulační báze aktiv od V. RO...; ...Zabezpečit během IV. RO pro využití v V. RO nové ocenění aktiv všech regulovaných subjektů v elektroenergetice a plynárenství podle jednotné metodiky za účelem korektního a dlouhodobě akceptovatelného nastavení regulační báze aktiv a odpisů. Metodika ocenění bude před vlastním oceněním projednána se všemi regulovanými subjekty.“

Aby došlo k naplnění Úřadem deklarovaných principů jako je stabilita a dlouhodobá udržitelnost, aby nedošlo ke znehodnocení investic a byly ochráněny oprávněné zájmy držitelů licencí (dle ustanovení § 17 odst. 4 energetického zákona), je potřeba se při nastavování pravidel a parametrů pro V. RO vypořádat s výše uvedenými problémy a skutečnostmi. Řešením pro V.RO je nastavit výchozí hodnotu RAB pro V. RO na úrovni plánované zůstatkové hodnoty aktiv pro rok 2020 (minimálně pro distribuční společnosti, které v minulosti významně investovaly/naplnily výše uvedené skutečnosti), což zajistí naplnění deklarovaných principů a zamezí znehodnocení již realizovaných investic. V průběhu regulačního období pak navrhujeme upravovat výchozí hodnotu RAB o plánované aktivované investice, plánované hodnoty vyřazeného majetku a plánované hodnoty odpisů. Plánované hodnoty budou s dvouletým zpožděním korigovány na skutečnost. Námi navrhovaný přístup k RAB má oporu v zahraniční praxi a je běžně používaným přístupem v regionu střední a západní Evropy. V průběhu V.RO bude dostatečný časový prostor zabezpečit, pro využití v VI. RO, nové ocenění aktiv všech regulovaných subjektů v

elektroenergetice a plynárenství podle jednotné metodiky za účelem korektního a dlouhodobě akceptovatelného nastavení regulační báze aktiv a odpisů. Metodika ocenění bude před vlastním oceněním projednána se všemi regulovanými subjekty.

#### **Návrh na úpravu textu:**

*Z důvodu ~~zachování kontinuity mezi regulačními obdobími~~ naplnění deklarovaných principů jako je stabilita a dlouhodobá udržitelnost je výchozí hodnota regulační báze aktiv („RAB<sub>0</sub>“) pro V. regulační období stanovena ve výši plánované ~~zůstatkové~~ hodnoty ~~regulační báze~~ aktiv pro poslední rok IV. regulačního období, tj. rok 2020.*

***U subjektů, které ocenily aktiva před zahájením I. regulačního období, je výchozí hodnota regulační báze aktiv („RAB<sub>0</sub>“) stanovena ve výši plánované hodnoty regulační báze aktiv pro poslední rok IV. regulačního období, tj. rok 2020.***

*Výchozí hodnota regulační báze aktiv bude v jednotlivých letech V. regulačního období upravována hodnotami plánovaných aktivovaných investic, plánovaného vyřazeného majetku a plánovaných odpisů. ~~Na hodnotu plánovaných odpisů bude uplatněn koeficient přecenění stanovený jako podíl plánované hodnoty regulační báze aktiv v roce předcházejícím regulovanému roku a plánované zůstatkové hodnoty aktiv v roce předcházejícím regulovanému roku. Jedná se o shodný postup, jaký byl uplatněn ve IV. regulačním období.~~ Tyto hodnoty budou s dvouletým zpožděním korigovány podle skutečných hodnot bez využití časové hodnoty peněz.*

*V průběhu V.RO zabezpečit pro využití v VI. RO nové ocenění aktiv všech regulovaných subjektů v elektroenergetice a plynárenství podle jednotné metodiky za účelem korektního a dlouhodobě akceptovatelného nastavení regulační báze aktiv a odpisů. Metodika ocenění bude před vlastním oceněním projednána se všemi regulovanými subjekty.*

**Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.**

#### **V. Připomínka ke kapitole 7.1.4. Regulační báze aktiv**

Relevantní text:

*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, po dobu jeho životnosti v souladu s Mezinárodními účetními standardy, podle přímo použitelného předpisu Evropské unie.*

#### **Připomínka a zdůvodnění:**

Z textu navrhujeme vypustit odkaz na Mezinárodní účetní standardy. Důvodem je, že v případě Mezinárodních účetních standardů došlo od 1. 1. 2019 ke změně v oblasti vykazování leasingu a standard IFRS 16 již nerozlišuje finanční a operativní leasing. Dalším důvodem je, že by mohlo v průběhu V. regulačního období dojít k dalším nepředvídatelným změnám v oblasti Mezinárodních účetních standardů. Aby byl zachován přístup použitý ve IV. regulačním období (tj., že v regulační bázi aktiv je zohledněn majetek pořízený formou

finančního leasingu), je důležité, aby v souvisejícím textu bodu 7.1.4. bylo uvedeno, že držitel licence je oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku.

#### **Návrh na úpravu textu:**

*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. ~~— po dobu jeho životnosti v souladu s Mezinárodními účetními standardy, podle přímo použitelného předpisu Evropské unie.~~*

#### **VI. Připomínka ke kapitole 7.1.6 Faktor trhu**

Relevantní text:

*Faktor trhu je možné použít v případech, kdy budou držitelům licence vznikat jednorázové významné náklady, které nelze s péčí řádného hospodáře předpokládat a které nevstoupily do výpočtu povolených nákladů. 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.*

*U nákladů vzniklých při likvidaci živelních událostí, které nebyly kryty pojišťovnami, si ERÚ 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 krýt ekonomicky oprávněné náklady, které budou zahrnovány do povolených výnosů ex-post, tedy až po jejich skutečném vynaložení. O uznání nákladů mohou regulované společnosti požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků. V případě odsouhlasení ERÚ budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok.*

*O náklady poskytnuté formou faktoru trhu bude upravována hodnota povolených nákladů tak, aby nedošlo k dvojímu zohledňování nákladů. Stanovení povolených nákladů jako klouzavý 3letý průměr snižuje pravděpodobnost krýt náklady faktorem trhu.*

#### **Připomínka a zdůvodnění:**

Souhlasíme se zachováním faktoru trhu jako regulačního prvku zohledňujícího skutečnosti/náklady, které svým charakterem neodpovídají aplikaci klouzavých průměrů s profit/loss sharingem. Nicméně navrženou definici považujeme za výrazně limitující, kdy při jejím striktním výkladu mohou být do faktoru trhu zahrnuty pouze náklady charakteru například nenadálých živelních událostí. Všechny ostatní skutečnosti lze s určitou pravděpodobností buď předpokládat (např. změna legislativy v průběhu regulačního období), anebo nejsou svým charakterem jednoznačně jednorázové (implementační projekty atd.), i když je lze pro potřeby faktoru trhu jednoznačně vyčíslit. Pokud subjekt očekává výraznější odchylku v nákladech s dopadem do účetnictví, pak na ni s péčí řádného

hospodáře vytváří rezervu. Tyto rezervy však ERÚ nepovoluje zahrnout do povolených nákladů.

Zároveň požadujeme základní výčet aplikace faktoru trhu rozšířit o další skutečnosti, které svojí povahou jednoznačně odpovídají tomuto nástroji. Jedná se zejména o:

- finanční ztráty (popř. příjmy) regulovaného subjektu plynoucí z výběru a následného transferu finančních prostředků za související služby v elektroenergetice, resp. výběru a transferu POZE, OTE a SyS z důvodu nejasné, sporné nebo nekorektní legislativy,
- pokrytí nezaplacených pohledávek obchodníků při využití institutu dodavatele poslední instance,
- likvidace velkých celků majetku,
- transformace společnosti a další.

Pokud předmětem faktoru trhu mají být i škody nad rámec plnění z pojistných smluv a ERÚ chce tato pojištění analyzovat, je třeba tuto analýzu provést předem a nevystavovat společnosti nejistotám v průběhu regulačního období. Pro některé typy majetku je sjednání pojištění neefektivní.

S ohledem na praktické použití tohoto instrumentu a zejména zamezení budoucích meziročních skokových změn v rámci povolených výnosů navrhujeme použití faktoru trhu nejen ex-post (s využitím časové hodnoty peněz), ale také v rámci plánovaných hodnot, tj. ex-ante s následnou korekcí na skutečné hodnoty. Takováto praktická aplikace faktoru trhu na základě plánovaných hodnot může vycházet např. z návrhu faktoru trhu pro operátora trhu popsaného v kapitole 16.2.2.2. Zásad cenové regulace.

V neposlední řadě je nutné jednoznačně vydefinovat použití faktoru trhu na přechodu regulačních období a odlišných principů výpočtu povolených nákladů. S ohledem na skutečnost, kdy použití faktoru trhu v průběhu IV. RO pouze „dorovnávalo“ oprávněné náklady, nemělo by být stanovení povolených nákladů pro V. RO vycházející z oprávněných nákladů předchozích let nikterak zkresleno aplikací faktoru trhu během IV. RO. Náklady vzniklé v průběhu V. RO pokryté formou faktoru trhu již samozřejmě budou plně zohledněny při výpočtu.

#### **Návrh na úpravu textu:**

*Faktor trhu je možné použít v případech, kdy budou držitelům licence vznikat **jednorázové** významné náklady, které ~~nelze s péčí řádného hospodáře předpokládat a které svým charakterem neodpovídají aplikaci nevstoupily do~~ výpočtu povolených nákladů **prostřednictvím klouzavých průměru s profit/loss sharingem**. Vznik těchto nákladů může souviset například se změnou legislativy české i EU, implementací evropských kodexů, vývojem situace na trhu, **finanční ztrátou (popř. příjmem) regulovaného subjektu plynoucí z výběru a následného transferu finančních prostředků za související služby v elektroenergetice z důvodu nejasné, sporné nebo nekorektní legislativy, pokrytím nezaplacených pohledávek obchodníků při využití institutu dodavatele poslední instance, náklady vzniklémi při likvidaci živelních událostí, likvidací velkých celků majetku, transformací společností atd.***

*Faktor trhu bude krýt ekonomicky oprávněné náklady, které budou zahrnovány do povolených výnosů ex-post (včetně využití časové hodnoty peněz), tedy až po jejich skutečném vynaložení, popř. v odůvodněných případech také ex-ante s korekcí na skutečné hodnoty. O uznání nákladů mohou regulované společnosti požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků. V případě odsouhlasení ERÚ budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok.*

*O náklady vzniklé od 1. roku V. regulačního období poskytnuté formou faktoru trhu bude upravována hodnota povolených nákladů tak, aby nedošlo k dvojímu zohledňování nákladů. Stanovení povolených nákladů jako klouzavý 3letý průměr snižuje pravděpodobnost krýt náklady faktorem trhu.*

## **VII. Připomínka ke kapitole 7.2.2. Faktor efektivity**

Relevantní text:

*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.*

*Pro V. regulační období ERÚ pokračuje v dříve nastavené metodice a faktor efektivity stanovuje ve výši 5 % na dobu 5 let, což představuje meziroční hodnotu faktoru efektivity ve výši 1,021 %. Faktor efektivity v V. regulačním období je aplikován i na výpočet základny povolených nákladů. Výpočetní vztah roční hodnoty faktoru efektivity (X) je následující:*

$$X = 1 - {}^5\sqrt{0,95} = 1,021 \%$$

### **Připomínka a zdůvodnění:**

Navrhovaný způsob aplikace i navrhovanou výši faktoru efektivity považujeme za naprosto neodůvodněné. Faktor efektivity vyjadřuje požadovanou úsporu z nákladů, kterou by měl daný regulovaný subjekt dosáhnout při výkonu svých činností v budoucnu. Jsme přesvědčeni, že profit-sharing při motivačním nastavení parametrů v sobě již obsahuje motivační prvek k optimalizaci nákladů a aplikace faktoru efektivity je nadbytečným restriktivním zásahem.

Dalším faktem je, že regulované subjekty jsou schopné ovlivnit pouze část nákladů. Mzdy jsou prakticky neovlivnitelné, což je dáno vývojem trhu práce, potřebou kvalifikovaných zaměstnanců a kolektivními smlouvami. Velká část zakázek je soutěžena v režimu zákona o zadávání veřejných zakázek (např. opravy a údržba), a výsledné ceny, resp. náklady není možné ovlivnit, obzvláště pokud je vysoutěžená cena platná pro více let. Aplikací faktoru efektivity i na neovlivnitelné náklady dojde k tomu, že regulované společnosti nebudou mít tyto náklady v plné výši pokryty. V souvislosti s tím je nutné také dodat, že v celé řadě evropských regulačních rámců je faktor efektivity aplikován pouze na ovlivnitelné náklady.

Faktor efektivity je aplikován v regulačním rámci prakticky od zrodu regulace (téměř 20 let) a jeho setrvání v regulaci nemůže být dlouhodobě udržitelné. Mnoho společností provedlo v minulosti výrazné organizační a procesní změny, čímž došlo k významnému snížení nákladů v čase a přeplnění cílů definovaných Úřadem pro oblast efektivity. Tyto společnosti jsou

plošným faktorem efektivity poškozovány a jeho aplikaci lze klasifikovat jako nerovný přístup. Potenciál dalších úspor se pro tyto společnosti výrazně snížil a aplikace faktoru efektivity je zásadně poškozuje.

Návrh ERÚ navíc počítá s aplikací faktoru efektivity v mnohem přísnější podobě oproti IV. regulačnímu období, což není obhajitelné s ohledem na dobu existence faktoru efektivity v regulačním rámci ČR a provedené úspory. Úřadem požadované snížení nákladů ve výši 5 % za období 2021 až 2025 je díky aplikaci faktoru efektivity při eskalaci nákladů na rok předcházející regulovanému roku ve skutečnosti vyšší, a to 6,29 %. Zahraniční regulátoři přitom jdou naopak cestou postupného snižování faktoru efektivity v čase, pokud společnosti plní cíle regulátora. Nad rámec toho zpřísnění přístupu k použití faktoru efektivity postrádá jakékoliv vysvětlení či zdůvodnění.

Další skutečností, kterou je nutné reflektovat, je fakt, že index cen podnikatelských služeb je odvozen z vývoje tržních cen jednotlivých služeb zahrnutých do tohoto indexu, tím pádem je již efektivita v cenách zohledněna, což lze snadno doložit. V případě aplikace faktoru efektivity by se jednalo o vícenásobné uplatnění.

Hodnota faktoru efektivity navíc není podložena ani zdůvodněná, je navrhována v roční výši 1,021 %, aniž by byla uvedena jakákoli její kalkulace nebo konkrétně zjištěná a prokázaná neefektivnost.

Aplikace faktoru efektivity při výpočtu základny povolených nákladů je nesmyslná, protože se jedná o hodnoty, které již jsou nebo mohou být zkontrolovány a výpočet je konstruován, pomocí mocniny faktoru efektivity, což vlastně znamená, že případná neefektivita v minulosti se do povolených nákladů na regulovaný rok projevuje podstatně větší měrou. Taktéž aplikace faktoru efektivity při výpočtu hodnoty profit/loss sharingu je zcela nesmyslná a za určitých podmínek působí opačně, než se pravděpodobně zamýšlelo.

Z výše uvedených důvodů požadujeme faktor efektivity při stanovování povolených nákladů neuplatňovat a regulované subjekty motivovat korektně nastaveným mechanismem profit/loss sharingu, který ve svém důsledku ocení všichni účastníci trhu, především koncoví zákazníci.

#### **Návrh na úpravu textu:**

*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*

*Pro V. regulační období ERÚ ~~pokračuje v dříve nastavené metodice a faktor efektivity stanovuje ve výši 5 % na dobu 5 let, což představuje meziroční hodnotu faktoru efektivity ve výši 1,021 %. Faktor efektivity v V. regulačním období je aplikován i na výpočet základny povolených nákladů. Výpočetní vztah roční hodnoty faktoru efektivity (X) je následující:~~  
 ~~$X = 1 - \sqrt[5]{0,95} = 1,021 \%$~~  působení faktoru efektivity nahradil moderním mechanismem profit/loss sharingu, který motivuje regulované společnosti k aktivnímu hledání úspor individuálních nákladů při zachování požadované kvality a rozsahu služeb.*



Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

## **VIII. Připomínka ke kapitole 7.2.4.1. Míra výnosnosti – varianta A**

### **Připomínka a zdůvodnění:**

Jsme přesvědčeni, že metodika stanovení WACC dle varianty A nenaplňuje Úřadem deklarované základní principy regulace a poškozuje regulované subjekty. Metodika stanovení WACC dle varianty A je postavena na hodnotách za 12 měsíců (květen – duben). Takový přístup je naprosto v rozporu se zajištěním stability a dlouhodobé udržitelnosti regulačních principů a předvídatelnosti regulace pro jednotlivé subjekty na trhu s elektřinou a plynem, jak je uvedeno v Zásadách cenové regulace (kapitola 6.1.1., první a druhá odrážka, str. 21).

Hodnoty za takto krátké období se mohou používat pro ocenění podniků, nikoliv pro stanovení přiměřené regulované míry výnosnosti pro investičně náročné odvětví s dlouhou dobou životnosti aktiv na následujících minimálně 5 let, během kterých může dojít k různým výkyvům na kapitálových a peněžních trzích. Navíc takto navržená metodika vůbec nerespektuje to, že regulované subjekty mají ve stávajícím RAB i majetek, který financovali investoři v minulosti na základě tehdejších podmínek a očekávání. Stejně tak není naplněna předvídatelnost, protože při přípravě Zásad cenové regulace na VI. RO se může stát, že hodnoty za 12 měsíců (květen – duben) budou dotčeny krátkodobým výkyvem finančních trhů a ERÚ opětovně přistoupí ke změně metodiky stanovení WACC.

Použitím metodiky dle varianty A tak, jak je navržena, také dochází k významnému poklesu regulované míry výnosnosti, a to v případě elektroenergetiky z nominální hodnoty před zdaněním 7,951 % (v případě plynárenství 7,940 %) použité pro IV. RO na hodnotu 5,965 % (návrh ERÚ dle varianty A pro V. RO), což představuje pokles mezi regulačními periodami o téměř 25 %. Další skutečností je, že hodnota 5,965 % se nachází rapidně pod dlouhodobým průměrem regulovaných měr výnosnosti použitých ve II., III. a IV. regulačním období. Hodnota této průměrné regulované míry je 7,487 %. Z toho jednoznačně vyplývá, že aplikací varianty A dojde ke znehodnocení investic realizovaných v minulosti. Zároveň je aplikací této hodnoty prakticky nemožné, aby ERÚ připravil motivační investiční prostředí, jak deklaruje v návrhu Zásad cenové regulace (kapitola 6.1.1., poslední odrážka, str. 21) a dojde tak k ohrožení plnění národních cílů nejen v oblasti elektroenergetiky.

Navíc k výše uvedenému, tato metodika vykazuje zásadní nedostatky, nekonzistentnosti a nelogičnosti, které jsou uvedeny v dílčích připomínkách níže.

Na závěr je potřeba dodat, že v rámci jednání mezi ERÚ a regulovanými subjekty k nastavení pravidel V. RO byl ze strany ERÚ představen pouze výpočet WACC vycházející z metodiky IV. RO (varianta B) a tento přístup byl potvrzen i ze strany konzultanta ERÚ. Důkazem toho je prezentace ERÚ z jednání Rady ERÚ a ČSRES, které se konalo dne 17. července 2019 a dále zápis z pracovního jednání mezi ERÚ a regulovanými subjekty z 25. července 2019.

### **Návrh na úpravu textu:**

S ohledem na výše uvedené a s ohledem na dílčí připomínky k variantě A uvedené níže v textu požadujeme vypuštění varianty A z textu Zásad cenové regulace.

### **IX. Připomínka ke kapitole 7.2.4.2. Míra výnosnosti – varianta B**

Jsme názoru, že metodika použitá pro stanovení WACC pro IV. regulační období je ve svém základu správná a použitelná i pro V. RO, avšak je potřeba upravit nastavení některých dílčích parametrů.

Základní charakteristikou metodiky IV. regulačního období, resp. varianty B je, že pracuje s hodnotami vstupních parametrů za posledních 10 let a umožňuje tak pokrýt různé vývojové cykly kapitálových a peněžních trhů. De facto tak metodika ve svém důsledku eliminuje extrémní dopady finančních trhů, které mohou během následujícího regulačního období v trvání min. 5 let nastat, a přispívá tak i k naplnění jednoho ze základních principů ERÚ uvedeného v Zásadách cenové regulace, kterým je dlouhodobě stabilní prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství (kapitola 3., první odstavec, str. 7). Časový snímek hodnot za min. 10 let také mnohem více odpovídá charakteru regulovaného odvětví:

- investičně velmi náročné odvětví (investice v řádech mld. Kč/rok);
- odvětví pracující s majetkem s dlouhodobou životností a velmi dlouhou dobou návratnosti (v průměru více jak 30 let);
- pro odvětví je také charakteristická velmi nízká likvidita aktiv.

Je potřeba uvést, že i použitím metodiky dle varianty B, dochází k významnému poklesu regulované míry výnosnosti, a to v elektroenergetice z nominální hodnoty před zdaněním 7,951 %, v plynárenství 7,940 %, (použité pro IV. RO) na hodnoty 6,540 % a 6,430 % (návrh ERÚ dle varianty B pro V. RO), což představuje poklesy mezi regulačními obdobími o 18 a 19%. Další skutečností je, že obě navrhované hodnoty se také nachází pod dlouhodobým průměrem regulovaných měr použitých ve II., III. a IV. regulačním období a jsou znatelně nižší, než hodnoty těchto parametrů pro podobná odvětví jako jsou telekomunikace nebo vodárenství.

S ohledem na výše uvedené a s ohledem na cíle ERÚ definované v Zásadách cenové regulace (kapitola 3.1., druhý odstavec, str. 7 a 8), kterými jsou mimo jiné podpořit budoucí investice a zajistit zdroje pro obnovu a sítě a jejich trvale udržitelné fungování, navrhuje aplikovat k WACC investiční bonus. V regulovaném prostředí představuje investiční atraktivnost regulovaná míra výnosnosti, která byla donedávna chápána pouze jako ukazatel určující přiměřený zisk, tzn., kolik si mohou provozovatelé soustav a investoři vydělat. V poslední době je však tato regulační komponenta také stále více vnímána a regulátory využívána jako nástroj motivující regulované subjekty k dosažení předem vytyčených cílů. Informace zjištěné z veřejně dostupných zdrojů (např. CEER Report on Investment Conditions in European Countries z 11. prosince 2017) jsou důkazem toho, že v evropských zemích je bonus k WACC nebo využití dvojího WACC často používaným nástrojem. Příkladem může být Itálie, Polsko, Francie, Portugalsko, Slovinsko, Velká Británie, Maďarsko, Německo, Řecko a další.

V odvětví elektroenergetiky ČR byly, jsou a budou nutné významné investice, proto musí být investiční prostředí v tomto sektoru pro investory atraktivní. Provozovatelé soustav musí reagovat na nové trendy v oblasti energetiky a telekomunikací. Významným aspektem tohoto vývoje jsou i změny v chování zákazníků jak z řad firem, tak z řad domácností, a jejich požadavky na dodržování kvality a spolehlivosti a poskytování nových služeb. Přichází elektromobilita, decentralizace, akumulace, řízení spotřeby a výroby, důraz na energetickou účinnost, tlak na fyzické zabezpečení našich objektů, které mají charakter kritické infrastruktury, a to vše doplněné rozvojem digitalizace a požadavky na kyberbezpečnost.

Při pohledu do budoucnosti je tedy na místě motivace a odměňování regulovaných subjektů za investice a úpravy sítě, které přispějí k naplnění výše uvedených trendů, požadavků a povinností. Stejně tak je na místě motivace regulovaných subjektů k inovativním investicím a realizaci pilotních projektů, jejichž výsledkem je získání cenných zkušeností, které mohou vést k úsporám budoucích nákladů na celonárodní úrovni a ke změnám některých cílů.

#### **Návrh na úpravu textu:**

S ohledem na výše uvedené požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace a preferujeme využít pro stanovení WACC na V. regulační období variantu B. K variantě B máme dílčí připomínku, která je uvedena níže v textu.

### **X. Připomínka - doplnění nové kapitoly 7.2.5. Výnosy z doplňkových služeb**

#### **Připomínka a zdůvodnění:**

Provozovatelé při výkonu licencované činnosti vykonávají aktivity dané zákonem, které jsou nezbytné pro bezpečný a spolehlivý provoz přenosové a distribuční soustavy. Nad rámec těchto činností účastníci trhu, především koncoví zákazníci, poptávají/vyžadují od regulovaných subjektů i další služby, pomocí nichž mohou provozovatelé soustav optimalizovat svoje činnosti (využití synergií), zlepšovat využití zdrojů a majetku. Typicky se může jednat o úkony vykonávané zaměstnanci regulovaného subjektu nad rámec zákonných povinností (např. provozování, údržba a opravy energetických zařízení cizích vlastníků, odstranění poruch na odběrném zařízení zákazníka, ověření elektroměrů, diagnostika zařízení, zkoušky OOPP, revize a další), služby ve prospěch zákazníka nebo obchodníka zlepšující podmínky zákazníků (např. faktura na požádání, prodej/dodávka materiálu a zboží např. jistič apod.), doplňkový pronájem (např. plošiny, náhradní zdroje, mobilní transformátory) a v neposlední řadě i nové činnosti provozovatele přenosové nebo distribuční soustavy vyplývající ze Zimního balíčku (např. podpora aktivního zákazníka, energetických komunit, práce s daty, a jiné).

Vzhledem k tomu, že veškeré výnosy z neregulovaných služeb jsou nyní odečítány z povolených nákladů, postrádá aktuální regulační rámec jakoukoliv motivaci takovéto služby nabízet a poskytovat; regulované subjekty totiž automaticky přijdou o veškeré výnosy včetně zisku. A ještě k tomu si zvyšují podnikatelské riziko a svou odpovědnost. Naopak při správně nastaveném motivačním rámci v regulaci (sdílení výnosů mezi regulované subjekty a zákazníky) může dojít k rozvoji těchto služeb, kdy na jedné straně regulované subjekty získají za realizaci neregulovaných služeb dodatečný benefit, ale současně dojde i ke snížení ceny za přenos a distribuci elektřiny pro odběratele, což by měl ERÚ bezesporu podporovat.

### **Návrh na úpravu textu:**

Navrhujeme doplnit novou kapitolu 7.2.5. popisující přístup k doplňkovým službám. Uvítali bychom diskuzi nad níže uvedeným návrhem.

#### **7.2.5. Výnosy z doplňkových služeb**

***V případě vzniku výnosů z doplňkových služeb poskytovaných regulovaným subjektem nad rámec výkonu licencované činnosti budou tyto výnosy rozděleny v poměru 50 : 50 mezi držitele licence a zákazníky. Polovina těchto výnosů bude vstupovat do upravených povolených výnosů regulovaného subjektu prostřednictvím korekčního faktoru bez zohlednění časové hodnoty peněz.***

***Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.***

### **XI. Připomínka ke kapitole 9.1.1. Cena za rezervovanou kapacitu**

Relevantní text:

*Při regulaci ceny za rezervovanou kapacitu distribuční soustavy postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 17.2.3. 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.*

#### **Připomínka a zdůvodnění:**

Požadujeme doplnit do prvního odstavce kapitoly 9.1.1. text, ze kterého bude zřejmé, že rezervovanou kapacitu je možné již v průběhu V. regulačního období nahradit naměřeným maximem anebo rezervovaným příkonem v důsledku změny tarifní struktury.

### **Návrh na úpravu textu:**

*Při regulaci ceny za rezervovanou kapacitu distribuční soustavy postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 17.2.3. 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. ***V případě změny tarifní struktury může být celková průměrná rezervovaná kapacita připojených účastníků trhu s elektřinou nahrazena v průběhu V. regulačního období celkovým průměrným rezervovaným příkonem, celkovým průměrným maximálním měsíčním naměřeným výkonem připojených účastníků trhu s elektřinou, nebo jejich kombinací.****

### **XII. Připomínka ke kapitole 9.1.1. Cena za rezervovanou kapacitu**

Relevantní text:

*Oproti IV. regulačnímu období jsou korekce na skutečné hodnoty překročení rezervované kapacity, rezervovaného příkonu a výkonu nově zařazeny do korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny, kam jsou zařazeny i výnosy za rezervovanou kapacitu od výrobce první kategorie při dlouhodobé odstávce výroby elektřiny 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. 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. Korekce na skutečné hodnoty nákladů na nefrekvenční podpůrné služby včetně případných dalších výnosů vyplývajících z jiného právního předpisu<sup>3)</sup> 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. Korekci budou podléhat i příjmy z připojení nebo z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu.*

#### **Připomínka a zdůvodnění:**

V textu druhého odstavce kapitoly 9.1.1. je uvedeno, že korigování ostatních výnosů a nákladů provozovatele distribuční soustavy bude nově zařazeno do korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny. To však neodpovídá postupu stanovení cen zajištění distribuce elektřiny, který je uveden v kapitole 17.2.3. a postupu stanovení korekčních faktorů v případě distribuce elektřiny, který je uveden v kapitole 17.2.6., písm. C), body (5), (6) a (7).

Text druhého odstavce kapitoly 9.1.1. je také nejednoznačný a není z něho úplně zřejmé, jak bude ERÚ přistupovat k jednotlivým položkám ostatních výnosů. Proto požadujeme v textu kapitoly 9.1.1. Zásad cenové regulace jednoznačně rozdělit ostatní výnosy do příslušných kategorií – korigování 100 % skutečné hodnoty výnosů a částečné korigování skutečné hodnoty výnosů.

V textu kapitoly 9.1.1. nejsou také vůbec zmíněny výnosy z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů. Úprava těchto výnosů je uvedena až v kapitole 17.2.6., v písm. C), v bodu (6), kde je uvedeno, že ERÚ bude zpětně odečítat z povolených výnosů 80 % výnosů z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů na jednotlivých napěťových hladinách. S touto úpravou, resp. s tímto zpřísněním podmínek oproti podmínkám nastaveným pro IV. RO, zásadně nesouhlasíme. Důvodem je, že je třeba zachovat dostatečnou motivaci provozovatelů distribučních soustav k monitoringu a odhalování neoprávněných odběrů, které mají významný dopad na skutečné hodnoty ztrát i cenu za zajištění distribuce elektřiny. Z tohoto důvodu navrhuje odečítat tyto výnosy z povolených výnosů pouze ve výši 50 %.

Dále je v kapitole 9.1.1. uvedeno, že budou korekci podléhat i příjmy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu. Bližší přístup je uveden až v kapitole 17.2.6., v písm. C), v bodu (6), kde je stanoveno, že z povolených výnosů bude odečítáno 80 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu. S tímto postupem

nesouhlasíme, protože se jedná o nevyvážený přístup. Riziko ztráty spojené s prodejem majetku nese provozovatel soustavy a případná ztráta není v regulaci pokryta, naopak v případě dosažení zisku je regulovanému subjektu odejmuto 80 % zisku a zbylých 20 % slouží de facto k pokrytí daně. V neposlední řadě lze vznést argument, že se koncoví zákazníci na generování výše uvedené kladné hodnoty nijak finančně nepodíleli. Výsledkem takto nastaveného přístupu může být, že regulované subjekty raději nebudou majetek prodávat a formálně ho ponechají v majetku (v RABu) společnosti.

Dále požadujeme upravit text týkající se nákladů na nefrekvenční podpůrné služby tak, aby bylo možné náklady na nefrekvenční podpůrné služby zohlednit v cenách jak ex-ante (plán s následnou korekcí na skutečnost), tak ex-post. Za účelem výpočtu ceny za rezervovanou kapacitu (případně jiných cen při změně tarifní struktury) požadujeme doplnit položku plánovaná hodnota nákladů na nefrekvenční podpůrné služby. Tím bude také zajištěna provázanost s návrhem vyhlášky, kterou se mění vyhláška č. 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví, konkrétně s výkazem 12-HV-N. Plánované hodnoty nákladů na nefrekvenční podpůrné služby budou aktivovány v případě, že překročí ERÚ stanovenou limitní hodnotu. Náklady na podpůrné služby jsou regulovaným subjektem placeny předem a nemohou se promítnout do cen s dvouletým zpožděním, zvláště pokud překročí významnou hranici. Ex-ante přístup může zároveň v případě významné změny nákladů přispět ke zmírnění volatility cen distribuce.

Ve druhém odstavci kapitoly 9.1.1. jsou také zmíněny příjmy z připojení. Měrný podíl žadatele o připojení na oprávněných nákladech spojených s připojením a zajištěním požadovaného příkonu a výkonu byl stanoven vyhláškou č. 51/2006 Sb., od té doby nebyla hodnota nastavených podílů za připojení příkonu/výkonu změněna. Domníváme se, že je třeba zanalyzovat, zda jsou naplňovány předpoklady, za kterých byly tyto částky stanoveny, a zda dostatečně plní svou roli v systému celkových plateb.

Na závěr upozorňujeme, že změna přístupu ke stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny bude vyžadovat i významné úpravy regulačních výkazů, resp. vyhlášky o výkaznictví a souvisejícího výkladového stanoviska ERÚ k regulačním výkazům.

#### **Návrh na úpravu textu:**

**Zohlednění výše uvedených úprav v textu kapitoly 9.1.1. a v textu kapitoly 17.2.6., v písm. C), v bodech (5), (6) a (7).**

### **XIII. Připomínka ke kapitole 9.1.1.2. část 3 Základní principy nastavení motivační regulace kvality**

Relevantní text:

*„Středy neutrálních pásem budou navázány na středy 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 zpříšňování geometrickou řadou).“*

#### **Připomínka a zdůvodnění:**

Prodloužením stávající regulační periody o 2 roky došlo i k přenesení požadavku na zpřísňování parametru SAIDI<sub>q</sub> pro roky 2019 a 2020, přičemž tyto analýzy pro nastavení IV. regulační periody to nepředpokládaly. U parametru SAIDI tak během let 2019 a 2020 došlo k požadovanému snížení o dalších 10%, přičemž se předpokládalo, že V. regulační perioda začne již od roku 2019 a uvažovalo se v ní s nižším tempem zpřísňování cílových hodnot SAIDI<sub>q</sub>. Z důvodu nespravedlivého požadavku na snížení SAIDI<sub>q</sub> o 10% během let 2019-2020 požadujeme respektování této skutečnosti a navrhuje nenavazovat střed neutrálního pásma na střed vyhlášený pro rok 2020, ale na hodnotu o 8% vyšší, která by odpovídala rozdílu mezi nastaveným (5%) a předpokládaným (1%) snižováním cílových hodnot pro SAIDI<sub>q</sub> během let 2019 - 2020. Přípomínka se týká pouze parametru SAIDI<sub>q</sub>, kdy 5% roční zpřísňování cílové hodnoty je neúměrné technicko - ekonomických možnostem provozovatele DS a nebylo pro takovou délku skutečného trvání zpřísňování 5%/rok žádnou analýzou podloženo.

#### **Návrh na úpravu textu:**

*„Střed neutrálního pásma pro SAIDI<sub>q</sub> bude navázán na hodnotu středu neutrálního pásma již vyhlášenou pro rok 2020 zvýšenou o 8% (tj. pro rok 2021 bude střed neutrálního pásma odvozen od úrovně 108% hodnoty středu pro rok 2020 s příslušným zpřísňením a dále bude pokračováno ve zpřísňování geometrickou řadou).*

*Střed neutrálního pásma pro SAIFI<sub>q</sub> bude navázán na střed neutrálního pásma již vyhlášeného pro rok 2020 (tj. pro rok 2021 bude odvozen od hodnoty středu pro rok 2020 s příslušným zpřísňením a dále bude pokračováno ve zpřísňování geometrickou řadou).“*

#### **XIV. Přípomínka ke kapitole 9.1.2.Cena za použití sítí distribuční soustavy**

##### **Přípomínka a zdůvodnění:**

Z textu, který se týká návrhu výše povolených ztrát včetně navazujícího korekčního faktoru za použití sítí a s tím souvisejícího korekčního faktoru za distribuci nejsme schopni analyzovat konkrétní výpočet a prostředky (data, jejich sběr a použití) potřebné k tomuto konkrétnímu výpočtu, stejně tak jako dopad na regulovaný subjekt. Stejně tak nám není jasný cíl, který tímto návrhem ERÚ sleduje.

Stanovení korekčního faktoru s využitím dodatečně zjišťovaného množství elektřiny vyfakturované za rok  $i-3$  je podle našeho názoru zcela zbytečné, protože proti množství vykázaného v regulačních výkazech v roce  $i-2$  za rok  $i-3$  nepředstavuje žádné významné zpřesnění a znamená jen zvýšení pracnosti a nákladů. Je totiž nutné si uvědomit, že pro určení obou množství se budou využívat typové diagramy dodávky, jejichž přesnost ovlivní i přesnost zjišťovaných množství v obou případech. Jinými slovy: nahradíme přijatelně nepřesnou hodnotu jinou hodnotou, o níž s jistotou nevíme, zda je přesnější. Při správném postupu vykazování nevyfakturované dodávky a ztrát se případná nepřesnost za delší období stává naprosto nevýznamnou. Zavádět tento způsob úpravy ztrát zcela postrádá smysl v souvislosti s očekávaným nasazením AMM, jehož důsledkem bude, že objem nevyfakturované (nezměřené) elektřiny se ve vykazovaném roce výrazně zmenší, hrubým odhadem o 2/3, což umožní podstatně přesnější stanovení ztrát.

### **Návrh řešení:**

Důkladné objasnění záměrů ERÚ a možných postupů v této oblasti, k čemuž je nutná diskuze s regulovanými subjekty a následné doladění textu.

## **XV. Připomínka ke kapitole 9.1.3. Harmonogram oznamování parametrů regulačního vzorce provozovateli distribuční soustavy**

Relevantní text:

*9.1.3.1. 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. základní míru výnosnosti regulační báze aktiv pro regulační období,*
- 3. hodnoty požadované úrovně ukazatelů kvality pro jednotlivé roky regulačního období,*
- 4. poměrné číslo vyjadřující maximální hodnotu bonusu nebo penále ze zisku provozovatele distribuční soustavy,*
- 5. poměrné číslo vyjadřující limitní hodnotu ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu/penále za dosaženou kvalitu,*
- 6. poměrné číslo vyjadřující hodnotu horní a dolní hranice neutrálního pásma,*
- 7. koeficient rozdělení faktoru kvality na jednotlivé napěťové úrovně.*

### **Připomínka a zdůvodnění:**

V parametrech regulačního vzorce oznamovaných před začátkem regulačního období chybí základní parametr Výchozí hodnota regulační báze aktiv, která je pro regulované subjekty klíčová. Tento parametr požadujeme doplnit. Ve vazbě na připomínku k faktoru efektivity, zde naopak tento parametr přebývá.

### **Návrh na úpravu textu:**

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

## **XVI. Připomínka ke kapitole 10.1.2. Cena za činnost povinně vykupujícího**



#### Relevantní text:

*Při regulaci ceny za činnost povinně vykupujícího postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 17.2.4. 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 administrativních nákladů, plánovaných odpisů, plánovaných vícenákladů na odchylky, plánovaných finančních nákladů a korekčního faktoru.*

*Při stanovení 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 pro povinně vykupujícího obchodníka, který je zároveň subjektem zúčtování za ztráty v distribuční soustavě a subjektem zúčtování v rámci povinného výkupu, případně pro kterého tyto činnosti zajišťuje jiný subjekt v rámci vertikálně integrované skupiny, vypočítány jako rozdíl vícenákladů stanovených na základě vícenákladů subjektu zúčtování dle dat od operátora trhu s elektřinou a vícenákladů subjektu zúčtování stanovených na základě odchylek subjektu zúčtování po odečtení agregace odchylek za činnost povinně vykupujícího obchodníka a za činnost krytí ztrát v distribuční soustavě. Pro výpočet vícenákladů na odchylky povinného výkupu jsou od vícenákladů na odchylky dle věty první odečteny vícenáklady na odchylky krytí ztrát v distribuční soustavě stanovené dle metodiky uvedené v kapitole 9.3.5. Výsledkem jsou tedy skutečné vícenáklady na odchylky, které činnost povinně vykupujícího vyvolala. V rámci IV. regulačního období byly počítány vícenáklady na odchylky povinně vykupujícího pouze za činnost povinného výkupu, bez ohledu na náklady, které povinně vykupujícímu nebo jeho subjektu zúčtování jako celku vznikly.*

*Například pokud je odchylka subjektu zúčtování v dané hodině +10 MWh, odchylka za činnost povinně vykupujícího -2 MWh a odchylka za činnost krytí ztrát v distribuční soustavě +5 MWh, vypočítají se vícenáklady na odchylky následovně. V prvním kroku jsou vypočítány vícenáklady za subjekt zúčtování, tedy pro odchylku +10 MWh. V druhém kroku jsou vypočítány vícenáklady na odchylku subjektu zúčtování po odečtení agregace diagramů ztrát a povinného výkupu ze dne d a ze dne d-1, tedy od +10 MWh je odečteno (s opačným znaménkem oproti reálné odchylce) -5 MWh za činnost krytí ztrát a přičteno +2 MWh za činnost povinně vykupujícího, tedy ve výsledku +7 MWh. Vícenáklady na odchylky jsou tedy dány rozdílem vícenákladů v dané hodině pro +10 MWh a +7 MWh. Odečtením vícenákladů na odchylky krytí ztrát v distribuční soustavě od výsledné částky obdržíme vícenáklady na činnost povinně vykupujícího.*

#### Připomínka a zdůvodnění:

Tento návrh Zásad oproti současné praxi způsob výpočtu kalkulace vícenákladů mění a z textace vyplývá, že aby vícenáklady na odchylky povinně vykupujícího mohly být spočítány, předpokládá se tvorba predikce hodinových profilů technických ztrát na následující den. V současné době naše společnost smluvně předává záležitosti související s nákupem energie technických ztrát na obchodníka a ani námi pověřený obchodník nakupující elektřinu na pokrytí technických ztrát, hodinovou predikci diagramu technických ztrát na následující den nepřipravuje a nepřipravoval ani v minulosti. Tuto skutečnost konstatuje i část 9.3.5. návrhu Zásad. Pověřený obchodník jako dodavatel naší společnosti vytváří predikci a její následná zpřesnění pouze pro celkové portfolio se zahrnutím všech informací a vlivů ohledně spotřeby, technických ztrát, výroby a výkupu elektřiny z obnovitelných zdrojů vcelku. V případě, že bude mít naše společnost povinnost hodinovou predikci diagramu technických ztrát připravovat, bude možné D-1 predikci vytvářet za vynaložení nových nákladů na zajištění dodatečných personálních kapacit a na podporu této predikce příslušnými IT systémy včetně jejich vývoje a rozvoje. Tato skutečnost bude znamenat navýšení nákladů na zajištění pořízení energie na krytí technických ztrát a bude nutné poskytnout dostatečný čas se na novou situaci připravit. Pokud smluvně přeneseme povinnost hodinové predikce na pověřeného obchodníka, je reálné očekávat, že i tomuto subjektu vzniknou dodatečné personální a systémové náklady na zajištění této predikce. V současné době je v odborných skupinách připravována implementace úpravy zúčtovací periody ze 60 na 15 minut, která by měla proběhnout během platnosti V. regulačního období. V současné době nejsou známy konečné technické detaily celého procesu včetně způsobu vyhodnocování odchylek nicméně z logiky celého procesu vyplývá reálný přechod ze 60 na 15 minut i v oblasti predikcí, a to včetně dodatečných nákladů ať na adaptaci této změny nebo i plynoucích ze změny bilanční periody a jejího zpoplatnění. Tyto dodatečné náklady na tento přechod by měly být dle našeho názoru zohledněny v souvislosti s úvahami při zavedení predikcí diagramů technických ztrát na následující den.

#### **Návrh na úpravu textu:**

Požadujeme objasnění záměrů ERÚ a možných postupů v této oblasti i do budoucnosti, k čemuž je nutná diskuze s regulovanými subjekty a následné doladění textu.

### **XVII. Přípomínka ke kapitole 17.1.2. Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál – varianta A**

#### **Přípomínka a zdůvodnění:**

Základní připomínka, zdůvodnění a návrh na úpravu textu Zásad cenové regulace jsou uvedeny výše u bodu 7.2.4.1.

Dílní připomínky, zdůvodnění a návrhy na úpravu textu jsou uvedeny níže u jednotlivých komponent WACC.

#### **a) Přípomínka ke kapitole 17.1.2.3. Nezádlužená beta srovnatelných společností ( $\beta_{unlevered}$ )**

Relevantní text:

*Na základě srovnatelných společností byl stanoven ukazatel nezadlužená beta odpovídající citlivosti pohybu „nezadluženého“ energetického sektoru vzhledem k pohybu kapitálového trhu, na kterém vybrané společnosti podnikají.*

*Koeficient beta vyjadřuje rizikovost investic do určitého segmentu trhu (např. distribuce, přepravy a přenosu) v poměru k rizikovosti investic do trhu jako celku.*

*Hodnota nezadlužené bety byla stanovena jako aritmetický průměr hodnot unlevered beta pro odvětví „Utility (General)“ v podskupině „Europe“ za roky 2017 - 2019 uvedených ve veřejně dostupné databázi „Damodaran Online“ tak, aby zahrnovala veřejně obchodované společnosti z energetického sektoru a dalších síťových provozovatelů v Evropě. ERÚ pro V. regulační období stanovil koeficient beta pro všechny regulované činnosti ve výši 0,510.*

#### **Připomínka a zdůvodnění:**

Jsme přesvědčeni, že použité hodnoty pro stanovení nezadluženého koeficientu beta nejsou správné. Tyto hodnoty byly převzaty z příslušných tabulek z databáze prof. Damodarana za vybrané roky, konkrétně byly použity hodnoty ze sloupce F „Unlevered beta“. Korektní je však použít hodnoty ze sloupce H „Unlevered beta corrected for cash“. Důvodem je, že hodnoty koeficientu beta ve sloupci F jsou podhodnocené, protože při přepočtu z koeficientu beta zadluženého na koeficient beta nezadlužený byly použity hodnoty celkového dluhu, tzn. dlouhodobého i krátkodobého. Použití celkového dluhu bez jakékoliv korekce není však správné a v praxi se celkový dluh standardně očišťuje o cash/hotovost. Důvodem je, že cash mohou společnosti použít pro snížení celkového dluhu a samotná rizikovost společnosti vyplývající z jejího zadlužení (finanční riziko) je nižší. Tím musí zákonitě dojít ke zvýšení tzv. systémového rizika (provozní riziko), které představuje právě nezadlužený koeficient beta uvedený ve sloupci H. Tuto úpravu komentuje a vysvětluje sám prof. Damodaran na svých webových stránkách.

V případě varianty A by tedy měly být použity tyto nezadlužené koeficienty beta, které byly získány ze souboru „betaEurope“ z 5. ledna 2019 (konkrétně oblast „Western Europe“, sektor „Utility (General)“:

**Zveřejněné koeficienty beta nezadlužené:**

2017	2018	2019	Průměr
0,54	0,64	0,46	0,55

Z tabulky je zřejmé, že z důvodu kolísavosti hodnot v čase nelze použít hodnoty za jeden rok. Použití hodnot za jeden rok je principiálně nesprávné, protože může dojít k významnému zkreslení regulované míry výnosnosti, která je stanovována na následujících min. 5 let.

#### **Návrh na úpravu textu:**

Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.

#### **b) Připomínka ke kapitole 17.1.2.5 Poměr cizího a vlastního kapitálu (D/E)**

Relevantní text:

*ERÚ stanovil poměr cizího a vlastního kapitálu pro V. regulační období pro činnosti přenos elektřiny, distribuce elektřiny, přeprava plynu a distribuce plynu na 40 % ve prospěch cizího kapitálu.*

**Připomínka a zdůvodnění:**

V příslušných kapitolách týkajících se popisu způsobu stanovení WACC dle varianty A není nikde zdůvodněno nastavení vlastního a cizího kapitálu v poměru 60 : 40. Není zřejmé, na základě jakých zdrojů a úvah ERÚ takový poměr vlastního a cizího kapitálu stanovil a jaký je jeho záměr.

**Návrh na úpravu textu:**

Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.

**c) 17.1.2.6. Tržní riziková přírážka (Market risk premium) - MRP**

Relevantní text:

*ERÚ se shodně jako v III. regulačním období rozhodl při stanovení tržní rizikové přírážky řídit historickými daty podle databáze „Damodaran Online“, která při výpočtu tohoto parametru zohledňuje jak historické řady, tak i očekávaná rizika investorů do budoucna a stanovil MRP kombinací zmíněných dvou pohledů na hodnotu 5 %. Úřad s ohledem na stanovisko prof. Damodarana a velmi nejistou predikovatelnost vývoje tohoto ukazatele se pro V. regulační období rozhodl respektovat základní hodnotu MRP ve výši 5 % jako fixní. Hodnota MRP pro V. regulační období je pak stanovena jako součet základní hodnoty parametru MRP (5 %) a rizikové přírážky České republiky dle zveřejněných údajů hodnoty bazických bodů základního spreadu databáze „Damodaran Online“ a ve vazbě na aktuální rating České republiky (0,79 %).*

**Připomínka a zdůvodnění:**

V pasáži k tržní rizikové přírážce je uvedeno, že se ERÚ rozhodl při stanovení tržní rizikové přírážky řídit historickými daty podle databáze „Damodaran Online“. Na základě toho ERÚ stanovil MRP ve výši 5 %.

Dohledali jsme v databázi prof. Damodarana aktuální hodnotu market risk premium pro vyspělý kapitálový trh (dle Damodarana se jedná o trh US), která je 5,96 %. Tato hodnota byla zveřejněna v databázi prof. Damodarana v lednu 2019 a de facto představuje hodnotu market risk premium pro US za rok 2018. Není nám tedy zřejmé, na základě jakých dat a zdrojů ERÚ stanovil hodnotu market risk premium ve výši 5 %.

V souvislosti s tím upozorňujeme, že market risk premium není možné stanovit na hodnotě 5 %, která byla použita pro III. regulační období. Došlo by tím k ignorování vzájemné věcné provázanosti parametrů bezriziková míra výnosnosti a market risk premium. Parametr market risk premium je potřeba aktualizovat zejména s ohledem na výrazný pokles výnosnosti státních dluhopisů za posledních 10 let. Vzájemnou závislost těchto dvou

komponent je možné doložit celou řadou teoretických i praktických podkladů a ve výsledku i přístupy zahraničních regulátorů. V první řadě je třeba vycházet z tzv. konstrukční závislosti bezrizikové míry výnosnosti a market risk premium (ilustrováno níže):

$$\text{Náklady na vlastní kapitál} = \overbrace{\text{výnos z dluhopisů}}^{\text{risk-free rate}} + \beta \times \overbrace{(\text{výnos z akcií} - \text{výnos z dluhopisů})}^{\text{market risk premium}}$$

Výše popsaná závislost mezi bezrizikovou mírou výnosnosti a market risk premium je zřejmá i z reportů světoznámých bank a poradenských společností. Koneckonců mnohem vyšší hodnoty market risk premium než 5 % jsou doložitelné z celé řady zdrojů (zpráva Deutsche Bundesbank, studie KPMG, studie E&Y, report ValueTrust, Duff & Phelps, atd.) i přímo z tržních dat (výpočet přes evropské burzovní indexy).

Další skutečností je, že pokud porovnáme hodnotu nákladů na vlastní kapitál ( $r_f + \text{MRP}$ , bez aplikace koeficientu beta) stanovenou pro ČR na základě návrhu ERÚ a stanovenou pro US na základě dat z Damodarana, dospějeme k další nelogičnosti návrhu ERÚ. Hodnota pro ČR vychází dle metodiky ERÚ 7,78 %, hodnota pro US vychází dle dat z Damodarana ve výši 8,64 %, což je téměř o 1 % více. Návrh ERÚ se dá interpretovat tak, že český kapitálový trh je vyspělejší a více likvidní než americký. Tento závěr je naprosto špatný a není možné ho akceptovat.

Dále není z návrhu ERÚ vůbec zřejmé, jak ERÚ pracuje ve variantě A se zohledněním rozdílné volatility výnosů akciového a dluhopisového trhu. Prof. Damodaran odvozuje hodnoty country risk premium na základě ratingu společností, následně tyto základní rizikové přírážky země násobí příslušným koeficientem zohledňujícím rozdílnou volatilitu, pro hodnoty publikované v roce 2019 navrhl prof. Damodaran koeficient 1,23. Tzn., že v případě ČR je celková country risk premium ve výši 0,97 % (ERÚ použitá country risk premium ve výši 0,79 % vynásobená koeficientem 1,23).

#### **Návrh na úpravu textu:**

Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.

#### **d) Připomínka ke kapitole 17.1.2.7. Náklady cizího kapitálu (Cost of debt) - kd**

Relevantní text:

*Za účelem stanovení nákladů cizího kapitálu byl zvolen dvanáctiměsíční průměr aktuálních úrokových sazeb nově poskytnutých úvěrů nefinančním podnikům (S.11) nad objem 30 mil. CZK s fixací sazby nad 1 rok včetně za období květen 2018 až duben 2019 z veřejně dostupné databáze ARAD ČNB. V níže uvedené tabulce je vyčíslen průměr za období 31. květen 2018 – 30. duben 2019.*

### **Připomínka a zdůvodnění:**

Ve veřejně dostupné databázi ARAD ČNB se nám nepodařilo nalézt výše uvedenou časovou řadu. Nejblíže tomu je časová řada Nefinanční podniky (S.11) – úvěry s obj. nad 30 mil. CZK - celkem, u které vychází průměrná úroková sazba za květen 2018 až duben 2019 ve výši 2,82 %. Tady je však potřeba důrazně upozornit, že podstatnou část této kategorie tvoří úvěry s plovoucí sazbou a fixní sazbou do 1 roku včetně. Za období květen 2018 až duben 2019 představuje podíl těchto úvěrů téměř 87 %. Úvěry s delší dobou fixace úrokové sazby představují pouhých 13 %, v absolutní hodnotě je to objem sjednaných úvěrů v průměrné výši 4,3 mld. Kč/měsíc. Na základě těchto zjištění není možné z této časové řady vycházet.

Důvody:

- Celkové úrokové sazby v této časové řadě jsou významně zkresleny úvěry s plovoucími úrokovými sazbami a s fixními sazbami do 1 roku (představují 83 %). Plovoucí úrokové sazby a sazby s fixací do 1 roku jsou výrazně nižší oproti fixním sazbám nad 1 rok. Úvěry s plovoucími úrokovými sazbami a se sazbami s fixací do 1 roku budou spíše provozního charakteru, nikoliv investičního. Regulované subjekty sjednávají úvěry s dlouhou dobou splatnosti i delší dobou fixace úrokové sazby než 1 rok.
- Objem úvěrů s fixními sazbami nad 1 rok je velmi malý, de facto nelikvidní.

### **Návrh na úpravu textu:**

Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.

## **e) Připomínka ke kapitole 17.1.3. Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál – varianta B**

### **Připomínka a zdůvodnění:**

Základní připomínka, zdůvodnění a návrh na úpravu textu Zásad cenové regulace jsou uvedeny výše u bodu 7.2.4.2.

Dílčí připomínka, zdůvodnění a návrh na úpravu textu jsou uvedeny níže u jednotlivých komponent WACC.

## **f) Připomínka ke kapitole 17.1.3.6 Náklady cizího kapitálu (Cost of debt) - kd**

Relevantní text:

*Za účelem stanovení nákladů dluhového financování byla použita forma výpočtu dle následujícího vzorce:*

$$k_d = R_f + \text{credit risk margin (CRM)},$$

<i>kd</i>	<i>Cost of debt (náklady dluhového financování),</i>
<i>Rf</i>	<i>bezriziková úroková míra,</i>

**Připomínka a zdůvodnění:**

Za možné problematické místo varianty B považujeme způsob stanovení nákladů na cizí kapitál. Ve variantě B je navrženo převzít a lehce modifikovat metodiku IV. regulačního období, ve které je základem použití risk-free rate (rf) ČR a tzv. dluhové prémie (Dp). Možný problém vidíme u parametru Dp, který se odvozuje na základě časových řad tří nástrojů, konkrétně EUR Europe Industrial BBB 10Y, FTSE Euro Corporate Bonds BBB a 10Y Euro Sovereign. Stávající konstrukci pro odvození parametru Dp považujeme za složitou a náročnou na množství použitých dat (celkem jsou potřebné 3 zdroje – ČNB ARAD, Bloomberg a databáze ECB).

Jako jednoduché řešení se nabízí využití databáze časových řad ARAD, konkrétně „*Databáze časových řad ARAD >> Statistická data >> Měnová a finanční statistika >> Měnová statistika >> B. Úrokové sazby MFI >> Stavby obchodů >> Úrokové sazby*“, kategorie „*Nefinanční podniky (S.11) - splatnost nad 5 let*“. Je vhodné vycházet z časových řad „*Stavby obchodů*“, kde jsou zahrnuty jak úvěry realizované v daleké, tak v blízké minulosti a objem úvěrů v této kategorii je v řádech stovek mld. Kč, tzn., že se jedná o kategorii s odpovídající likviditou. Tento způsob stanovení nákladů na cizí kapitál a výsledná hodnota (medián z hodnot za březen 2009 až únor 2019) odpovídají reálným schopnostem regulovaných subjektů v oblasti financování.

**Návrh na úpravu textu:**

*Za účelem stanovení nákladů dluhového financování byla ~~použita forma výpočtu dle následujícího vzorce:~~*

$$\text{kd} = R_f + \text{credit risk margin (CRM)},$$

~~kd~~ *Cost of debt (náklady dluhového financování),*

~~Rf~~ *bezriziková úroková míra,*

~~CRM~~ *riziková prémie sektoru.*

*využita „Databáze časových řad ARAD >> Statistická data >> Měnová a finanční statistika >> Měnová statistika >> B. Úrokové sazby MFI >> Stavby obchodů >> Úrokové sazby“, kategorie „Nefinanční podniky (S.11) - splatnost nad 5 let“. Pro stanovení nákladů na cizí kapitál bylo zvoleno období 10 let, kdy z měsíčních sazeb za období březen 2009 až únor 2019 byl stanoven medián.*

**g) Připomínka ke kapitole 17.1.3.9. Parametry pro stanovení hodnoty WACC na V. regulační období**

Relevantní text:

Parametry vzorce		
	Elektroenergetika distribuce a přenos	Plynárenství distribuce a přeprava
Bezriziková míra výnosu ( $R_f$ )	2,04%	2,04%
Koeficient beta nevážený ( $\beta_{unlevered}$ )	0,51	0,49
Koeficient beta vážený ( $\beta_{levered}$ )	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 ( $R_D$ )	2,54%	2,54%
Náklady vlastního kapitálu ( $R_E$ )	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%

tabulka č. 22 Parametry pro stanovení hodnoty WACC - varianta B

### Připomínka a zdůvodnění:

Jedná se o úpravu navazující na výše uvedenou připomínku.

### Návrh na úpravu textu:

Parametry vzorce		
	Elektroenergetika distribuce a přenos	Plynárenství distribuce a přeprava
Bezriziková míra výnosu ( $R_f$ )	2,04 %	2,04 %
Koeficient beta nevážený ( $\beta_{unlevered}$ )	0,51	0,49
Koeficient beta vážený ( $\beta_{levered}$ )	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 %
<b>Credit risk margin (CRM)</b>	<b>1,09 %</b>	<b>1,09 %</b>
Daňová sazba (T)	19,00 %	19,00 %
Náklady cizího kapitálu po zdanění ( $R_D$ )	<del>2,54 %</del> 2,73 %	<del>2,54 %</del> 2,73 %
Náklady vlastního kapitálu ( $R_E$ )	7,94 %	7,76 %
WACC - nominální hodnota (po zdanění)	<del>5,30 %</del> 5,39 %	<del>5,21 %</del> 5,30 %
WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	<del>6,54 %</del> 6,66 %	<del>6,43 %</del> 6,55 %

tabulka č. 22 Parametry pro stanovení hodnoty WACC—varianta B

## **XVIII. Připomínka ke kapitole 17.3.4. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení**

Relevantní text:

*“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 rozvoj distribuční soustavy.“*

#### **Připomínka a zdůvodnění:**

**Navrhujeme přehodnotit přístup k rozvoji DS s ohledem na zákonnou povinnost regulovaného subjektu zajistit bezpečný a spolehlivý provoz DS.**

Provozovatel DS má ze zákona povinnost zajistit bezpečný a spolehlivý provoz DS. Naše DS byla budována, resp. Jižní Čechy byly plynofikovány, jako jedna z posledních. I to je důvodem skutečnosti, že v určitých oblastech zbývá např. dobudovat určité propoje, aby bylo splněno kritérium n-1 a zajištěn stejný standard bezpečnosti a spolehlivosti dodávky, resp. aby bylo možné provést nezbytné odstávky za účelem obnovy plynárenské soustavy. Je logické, že tyto propoje se nebudují pro nové zákazníky, ale pro zákazníky stávající. Regulovaná hodnota plynárenského majetku spočtená dle metodiky uvedené v Zásadách by tedy zcela nepochybně nepokryla náklady nezbytně nutné pro tuto investici, což je mimochodem i v rozporu s EZ. Nicméně chápeme potřebu ERÚ regulovat rozvoj plynárenské DS a proto navrhujeme aplikovat metodiku skutečně jen na rozvoj a odkupy související se zvýšením počtu odběrných míst nebo množství distribuovaného plynu, nikoliv investice charakteru n-1, resp. k zajištění standardní bezpečnosti a spolehlivosti všem koncovým zákazníkům.

#### **Návrh na úpravu textu:**

*“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 rozvoj distribuční soustavy. **Netýká se investic k zajištění bezpečnosti a spolehlivosti, resp. n-1.**“*

### **XIX. Připomínka ke kapitole 17.3.4. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení**

Relevantní text:

Celá kapitola 17.3.4.

#### **Připomínka a zdůvodnění:**

**Navrhujeme aktualizovat způsob výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení.**

Navrhovaný způsob výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení je poplatný době předchozích regulačních period, kdy regulované subjekty odkupovaly od měst a obcí jimi budované plynofikace, na které mnohdy byly čerpány investiční dotace. V horizontu cca 2 let budou většinou tyto odkupy vyřešeny a nově se budou odkupovat především nedávno budované plynofikace, resp. přípojky. Regulovaná, resp. maximální cena, za kterou může regulovaný subjekt plynofikaci odkoupit představuje i určitou výhodu ve vyjednávání a předchází sporům mezi koncovým zákazníkem a regulovaným subjektem. Nicméně u těchto

nově budovaných zařízení nedává smysl kalkulovat výnosy pouze za 15 let, když životnost těchto zařízení je min. 40 let. Dále nedává smysl přepočít budoucích toků generovaných tímto majetkem, resp. distribucí přes tento majetek, na dnešní hodnotu pomocí diskontu ve výši WACCu, když v jiných oblastech, např. v případě povolených nákladů, přepočítává ERÚ pomocí indexu cen průmyslových výrobců (PPI). Dále je nutno zohlednit, že připojováním nové spotřeby dochází k vyššímu využití stávajícího regulovaného majetku, což je cíl nejen ERÚ, ale i regulovaného subjektu, a ve svém výsledku přináší snížení cen za distribuci pro všechny koncové zákazníky. S ohledem na plnění závazných energo-klimatických cílů EU nabízí zemní plyn efektivní řešení. Zemní plyn, na rozdíl od elektřiny, má ale více konkurentů, kteří na rozdíl od něj, nejsou regulováni, ba naopak jsou státem významně podporováni formou dotací – např. kotlíkové dotace. V návaznosti na výše popsané je třeba zajistit, aby regulovaná hodnota majetku odpovídala realitě a tím byla zajištěna adekvátní konkurenceschopnost plynárenství a především se snížily ceny za distribuci pro koncové zákazníky.

Z dlouhodobého pohledu navrhujeme v průběhu V.RO zavést, obdobně jako v oblasti distribuce elektřiny, poplatek za připojení a platbu za rezervovanou kapacitu s ohledem na efektivnější využití DS, resp. spravedlivou alokaci nákladů.

#### **Návrh na úpravu textu:**

##### *Kapitola 17.3.4.*

##### *Odstavec 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 pro období ~~15~~ 40 let od zahájení prodeje.*

##### *Odstavec 3. Parametry výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení*

*Parametry výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení jsou*

*a) diskontní míra je stanovena jako index cen průmyslových výrobců (PPI) ~~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 roky období srpen 2018 až červenec 2019,*

*d) doba návratnosti investice je ~~15~~ 40 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.*

**Jsme přesvědčeni, že naše připomínky jsou objektivní a odůvodněné a že povedou k naplnění obecných principů regulace deklarovaných ERÚ v Zásadách cenové regulace. Jsme připraveni jak návrhy ERÚ, tak naše připomínky s ERÚ prodiskutovat a pevně doufáme, že naše připomínky a náměty ERÚ zohlední při finalizaci Zásad cenové regulace.**

V Brně dne 18. 10. 2019

Zpracoval: Ing. Petr Koláček, Ing. Jaroslav Strejček