

**Doplnění připomínek ČEPS, 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“ zaslaných dne 22. října 2019**

V následujícím textu jsou **doplněny** (žlutě podbarvený text) připomínky ČEPS, a.s., zaslané dne 22. října 2019 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. Jedná se jak o připomínky doplňující již zaslané připomínky v I. kole, tak o nové dosud neuplatněné připomínky k vybraným kapitolám. Veškeré připomínky zaslané v I. kole připomínkování jsou pro nás nadále relevantní. Zároveň všechny připomínky uplatněné v I. a II. kole považujeme za zásadní.

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

Rozšíření již v I. kole uplatněných připomínek

Popis parametrů regulace

Připomínka ke kapitole 7.1.5.1. Zisk z nedokončených rozvojových investic (doplnění připomínky)

Relevantní text:

Do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice, které nejsou pořízeny z dotace a které mají plánovanou dobu pořízení delší než 24 měsíců (doba realizace, bez zahrnutí přípravy) a hodnotu kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice, přesahující v daném roce 0,5 mld. Kč.

Pokud bude skutečná doba pořízení investice kratší než 24 měsíců, budou držitelé licence sníženy upravené povolené výnosy o hodnoty zisku, které z této investice plynuly z důvodu jejího zařazení jako nedokončené investice, se zohledněním časové hodnoty peněz. Totéž platí i v případě, kdy kumulovaná část jednotlivé nedokončené investice se statutem nedokončená

investice očištěná o případnou aktivaci dílčích částí investice bude nižší než 0,5 mld. Kč. Příslušné snížení upravených povolených výnosů je možné provést jednorázově v jednom regulovaném roce případně rozloženě ve více regulovaných letech.

Harmonogram projednání nedokončených investic:

- do 15. dubna držitel licence zašle ERÚ k projednání seznam investičních projektů, u kterých žádá zohlednění v cenách nadcházejícího regulovaného roku, a které splňují výše uvedená pravidla,
- do 15. května ERÚ posoudí a vyjádří se k zaslaným investičním projektům navrhovaným na zohlednění v parametru „nedokončené investice“,
- do 31. května držitel licence odevzdá výkaz nedokončených investic.

Připomínka a zdůvodnění (doplnění):

Souhlasíme se zachováním institutu nedokončených rozvojových investic, který pomáhá nejen zmírňovat investiční náročnost při realizaci velkých investičních celků, ale ve svém důsledku vede i ke stabilizaci a eliminaci meziročních skokových změn regulovaných cen.

Na základě praktických zkušeností s tímto prvkem regulace navrhujeme snížit minimální roční rozpracovanost na hodnotu 300 mil. Kč, která lépe odpovídá charakteru největších investičních akcí v prostředí elektroenergetiky. Tímto bude možné identifikovat nenulový počet nedokončených rozvojových investic, které nicméně nadále budou podléhat schválení ze strany ERÚ.

Mezi jeden z hlavních důvodů pro snížení limitu použití institutu nedokončených rozvojových investic považujeme samotný přístup k realizaci investičních akcí, kdy v rámci optimalizace výstavby a snížení realizačních cen dochází často u větších projektů k rozdělení zakázky/výběrových řízení na více částí (např. více úseků jednoho vedení, rozdělení rekonstrukce rozvodny na stavební práce a technologii atd.). Z hlediska finanční náročnosti akce a případného uvádění do majetku (aktivace) se prakticky nic nemění. Nicméně takováto významná investiční akce může být z důvodů etapizace/rozdělení charakterizována jako více projektů, které jednotlivě již nesplňují kritéria nedokončených rozvojových investic. Takovýto postup (optimalizace a rozdělení výstavby na více celků a dodavatelů) snižuje nejen investiční náklady, ale ve svém výsledku i konečné ceny elektřiny pro zákazníky. Provozovatel přenosové soustavy je připraven poskytnout ERÚ konkrétní podklady o připravovaných investičních akcích, které je však nutné s ohledem na jejich charakter a připravovaná výběrová řízení považovat za důvěrné.

V neposlední řadě je vhodné zmínit, že zavedení institutu nedokončené rozvojové investice pro IV. RO bylo oceněno i ze strany ratingových agentur a financujících bank jako prvek, který podporuje dlouhodobou stabilní regulaci v České republice a aktualizace prahových hodnot bude považována za potvrzení proaktivního přístupu regulátora.

Pro vyloučení jakýchkoliv nejasností je nutné v první větě vypustit větu „*kte*ré nejsou pořízeny z dotace“, neboť takto navržený text eliminuje i veškeré investiční akce, u kterých mohla být získána dotace či jiná forma veřejné podpory například pouze na analýzy, studie proveditelnosti či projektové přípravy, které jsou svým rozsahem vůči celkovým nákladům

projektu zanedbatelné a mohou být na základě evropských dotačních titulů poměrně rozšířené. Zároveň je vhodné zmínit, že některé dotace jsou přiznány a vyplaceny až na základě realizovaných stavebních činností, a tak až zpětně dojde k nesplnění kvalifikačního předpokladu. Vypuštěním zmíněného textu nedojde k praktickým změnám v regulačních principech, majetek pořízený z dotací nadále nebude generovat jakýkoliv zisk.

Poslední část připomínky se týká harmonogramu, kde by mělo být odevzdání výkazu nedokončených investic v souladu s termíny dle vyhlášky o regulačním výkaznictví.

Návrh na úpravu textu (finální):

*Do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice, ~~kte~~**ř**~~é nejsou pořízeny z dotace a~~ které mají plánovanou dobu pořízení delší než 24 měsíců (doba realizace, bez zahrnutí přípravy) a hodnotu kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice, přesahující v daném roce 0,53 mld. Kč.*

Pokud bude skutečná doba pořízení investice kratší než 24 měsíců, budou držitelé licence sníženy upravené povolené výnosy o hodnoty zisku, které z této investice plynuly z důvodu jejího zařazení jako nedokončené investice, se zohledněním časové hodnoty peněz. Totéž platí i v případě, kdy kumulovaná část jednotlivé nedokončené investice se statutem nedokončená investice očištěná o případnou aktivaci dílčích částí investice bude nižší než 0,53 mld. Kč. Příslušné snížení upravených povolených výnosů je možné provést jednorázově v jednom regulovaném roce případně rozloženě ve více regulovaných letech.

Harmonogram projednání nedokončených investic:

- *do 15. dubna držitel licence zašle ERÚ k projednání seznam investičních projektů, u kterých žádá zohlednění v cenách nadcházejícího regulovaného roku, a které splňují výše uvedená pravidla,*
- *do 15. května ERÚ posoudí a vyjádří se k zaslaným investičním projektům navrhovaným na zohlednění v parametru „nedokončené investice“,*
- *do ~~31. května~~ 15. června držitel licence odevzdá výkaz nedokončených investic.*

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

Připomínka ke kapitole 7.1.6 Faktor trhu (doplnění připomínky)

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 kryt 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 kryt náklady faktorem trhu.

Připomínka a zdůvodnění (doplnění):

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 živelných 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,
- pilotní projekty a inovativní řešení (např. v rámci NAP SG),
- 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 (finální):

*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 vzniklé při likvidaci živelních událostí, likvidací velkých celků majetku, **pilotními projekty a inovativním řešením, transformací společností atd.*****

*Faktor trhu bude kryt 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 kryt náklady faktorem trhu.*

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

Technická část – specifika provozovatele přenosové soustavy

Připomínka ke kapitole 8.1.3. Cena za systémové služby (doplnění připomínky)

Relevantní text:

Hlavní složku upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb však tvoří plánované náklady na nákup podpůrných služeb výkonové rovnováhy (SVR), které jsou

stanoveny na základě plánovaného objemu zakoupených záloh násobeného plánovanou cenou, která je stanovena jako nejmenší z hodnot skutečně dosažených průměrných ročních cen nákladů na nákup SVR za poslední tři známé roky. Objemem záloh i průměrnou roční cenou v rámci tohoto výpočtu je míněna bodová hodnota vztahená k celému objemu záloh, tj. bez ohledu na skutečnost, zda nákup podpůrných služeb pocházel z dlouhodobých kontraktů nebo byl realizován prostřednictvím denního trhu.

V případě, že skutečná průměrná roční cena nákladů na nákup SVR provozovatele přenosové soustavy bude nižší, než byla plánovaná cena, bude tato úspora částečně ponechána ve prospěch provozovatele přenosové soustavy a zohledněna v regulovaných cenách formou motivační složky zisku za zajišťování SVR, která je stanovena jako 50 % z kladného rozdílu mezi plánovanou a skutečnou průměrnou roční cenou nákladů na nákup SVR násobeného skutečným ročním objemem zakoupených záloh v roce i-2. V případě, že skutečná průměrná roční cena nákladů na nákup SVR bude vyšší než plánovaná cena, budou skutečné náklady na nákup SVR s touto skutečnou vyšší cenou hrazeny provozovateli přenosové soustavy v rámci korekčního faktoru. Úřad bude historicky vyhodnocovat vývoj plánovaných a skutečných hodnot objemu zakoupených záloh v rámci SVR a v případě výrazných neodůvodněných odchylek mezi plánovanou a skutečnou hodnotou nebo mezi jednotlivými roky může z oprávněných důvodů provést změnu parametru regulačního vzorce nebo principu jeho nastavení.

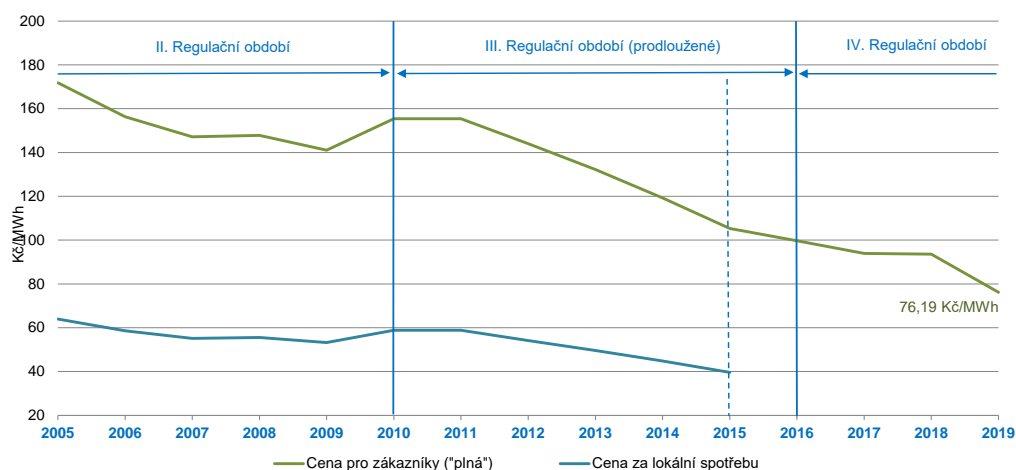
Nadále budou do regulace zohledněny další výnosy a náklady související se zajištěním systémových služeb, jako například dopady z mechanismu zúčtování odchylek, zajišťování nefrekvenčních podpůrných služeb, regulační energie, zbylé hodnoty nákladů na nápravná opatření nebo případné výměny záloh na úrovni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

Připomínka a zdůvodnění (doplnění):

Souhlasíme se zachováním motivačního mechanismu v případě nákupu služeb výkonové rovnováhy (SVR). Pro dosažení těchto motivačních úspor je nutné stanovit korektní výši nákladů, pod jejíž hodnotu bude možné dlouhodobě cílit. Domníváme se, že navržený princip vycházející z nejnižších nákladů SVR za poslední 3 roky tuto podmínky nesplňuje. V prostředí volatilních cen elektřiny a legislativně upravených poměrů délek kontraktů na SVR nelze každoročně (donekonečna) realizovat úspory. Z tohoto důvodu navrhuje stanovit povolené náklady na SVR na základě průměrných hodnot posledních tří známých let. Touto úpravou bude možné na jedné straně zaručit minimální atraktivitu motivačního mechanismu, na druhou stranu lze očekávat pokračující stabilizaci nákladů SVR s pozitivním dopadem do ceny za systémové služby.

Nadále požadujeme zachování minimálního motivačního prvku u současné platformy na výměnu regulační energie (GCC) do doby, dokud nebude plně nahrazena platformou Imbalance netting (IN) v souladu s Nařízením Komise (EU) 2017/2195, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice.

Dovolujeme si připomenout, že správně nastavená motivační regulace, vytváření konkurenčního trhu s podpůrnými službami spolu s aktivním zaváděním nových platform ze strany ČEPS, a.s. (nad rámec požadovaného evropského harmonogramu) vedla v průběhu III. a IV. RO k výraznému poklesu nákladů, a tím i ceny za systémové služby hrazené zákazníky.



Do ceny systémových služeb navrhujeme zahrnout i pokrytí nákladů na zajištění zdrojové přiměřenosti pro potřeby elektrizační soustavy ČR, pokud bude třeba zdrojovou přiměřenost již v průběhu V. regulačního období zajišťovat.

Umožněním pokrytí nákladů na zdrojovou přiměřenost prostřednictvím platby za systémové služby bude ČR připravena na stav, kdy nebude docházet k pokrytí poptávky po elektřině existujícími tržními mechanismy a bude nutné zajistit nabídky jiným způsobem. Z veřejně dostupných analýz ČEPS k problematice zdrojové přiměřenosti již nyní vychází, že takové situace mohou v budoucnu nastat. Jedná se o standardní mechanismus, kdy evropské státy řešící problémy se zdrojovou přiměřeností zavedly např. kapacitní mechanismy a obvykle hradí jejich náklady v rámci tarifu za systémové služby. Akceptování zahrnutí těchto nákladů neznámá automatické zavedení nástrojů pro zajištění zdrojové přiměřenosti v ČR, ale pouze připravenost systému takovýto mechanismus financovat.

Návrh na úpravu textu (finální):

Hlavní složku upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb však tvoří plánované náklady na nákup podpůrných služeb výkonové rovnováhy (SVR), které jsou stanoveny na základě plánovaného objemu zakoupených záloh násobeného plánovanou cenou, která je stanovena jako ~~nejmenší~~ **aritmetický průměr** z hodnot skutečně dosažených průměrných ročních cen nákladů na nákup SVR za poslední tři známé roky. Objemem záloh i průměrnou roční cenou v rámci tohoto výpočtu je míněna bodová hodnota vztažená k celému objemu záloh, tj. bez ohledu na skutečnost, zda nákup podpůrných služeb pocházel z dlouhodobých kontraktů nebo byl realizován prostřednictvím denního trhu.

V případě, že skutečná průměrná roční cena nákladů na nákup SVR provozovatele přenosové soustavy bude nižší, než byla plánovaná cena, bude tato úspora částečně ponechána ve prospěch provozovatele přenosové soustavy a zohledněna v regulovaných cenách formou motivační složky zisku za zajišťování SVR, která je stanovena jako 50 % z kladného rozdílu mezi plánovanou a skutečnou průměrnou roční cenou nákladů na nákup SVR násobeného skutečným ročním objemem zakoupených záloh v roce $i-2$. V případě, že skutečná průměrná roční cena nákladů na nákup SVR bude vyšší než plánovaná cena, budou skutečné náklady na nákup SVR s touto skutečnou vyšší cenou hrazeny provozovateli přenosové soustavy v rámci korekčního faktoru. Úřad bude historicky vyhodnocovat vývoj plánovaných a skutečných hodnot objemu zakoupených záloh v rámci SVR a v

případě výrazných neodůvodněných odchylek mezi plánovanou a skutečnou hodnotou nebo mezi jednotlivými roky může z oprávněných důvodů provést změnu parametru regulačního vzorce nebo principu jeho nastavení.

Nadále budou do regulace zohledněny další výnosy a náklady související se zajištěním systémových služeb, jako například dopady z mechanismu zúčtování odchylek, zajišťování nefrekvenčních podpurných služeb, regulační energie, zbylé hodnoty nákladů na nápravná opatření nebo případné výměny záloh na úrovni provozovatelů přenosové soustavy. ~~Na rozdíl od IV. RO již nebude zohledněn motivační bonus pro provozovatele přenosové soustavy ve výši 30 % z celkového rozdílu výnosů a nákladů z mechanismu GCC.~~ **Cena za systémové služby bude pokrývat i náklady na zajištění zdrojové přiměřenosti pro potřeby elektrizační soustavy ČR, pokud bude třeba zdrojovou přiměřenost do konce V. regulačního období zajišťovat. V rámci motivační regulace bude provozovateli přenosové soustavy po dobu využívání GCC ponechána motivační složka 30 % z celkového kladného rozdílu výnosů a nákladů v roce i-2.**

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

Nové dosud neuplatněné připomínky

Nová připomínka ke kapitole 8.1.4.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období (provozovatel přenosové soustavy)

Relevantní text:

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

- 1. roční hodnotu efektivity,*
- 2. základní míru výnosnosti regulační báze aktiv pro regulační období,*
- 3. fixní zisk pro činnost poskytování systémových služeb.*

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 naši připomínku k faktoru efektivity požadujeme tento parametr vyloučit ze seznamu parametrů.

V návaznosti na naši připomínku k míře výnosnosti požadujeme do výčtu oznamovaných parametrů doplnit parametr bonus k WACC.

Návrh na úpravu textu:

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

1. ~~roční hodnotu efektivitu~~ **výchozí hodnotu regulační báze aktiv,**
2. základní míru výnosnosti regulační báze aktiv ~~pro regulační období~~ **a hodnotu bonusu k WACC pro regulační období,**
3. fixní zisk pro činnost poskytování systémových služeb.

Další změny v oblasti parametrů pro regulační období mohou vzniknout jako důsledek úpravy přístupu k jednotlivým komponentám regulačního vzorce.

Nová připomínka ke kapitole 8.1.4.2. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulovaného roku (provozovatel přenosové soustavy)

Relevantní text:

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

1. hodnota upravených povolených výnosů pro činnost přenos elektřiny,
2. váhu mzdového indexu pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
3. hodnotu mzdového indexu,
4. hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
5. hodnotu indexu cen průmyslových výrobců,
6. základnu povolených nákladů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
7. hodnotu profit/loss sharingu samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
8. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
9. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
10. korekční faktor odpisů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
11. plánovanou hodnotu aktivovaných investic,
12. plánovanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti,
13. plánovanou hodnotu vyřazeného majetku,
14. plánovanou hodnotu nedokončených investic,
15. plánovanou hodnotu zůstatkových hodnot aktiv pro rok t-1,
16. míru výnosnosti regulační báze aktiv pro regulovaný rok,
17. hodnotu faktoru trhu samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
-

Připomínka a zdůvodnění:

Navrhujeme doplnit seznam ze strany ERÚ každoročně oznamovaných regulačních parametrů o hodnotu povolených nákladů pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování

systémových služeb pro příslušný regulovaný rok, plánovanou hodnotu regulační báze aktiv pro příslušný regulovaný rok a hodnotu (základních) povolených výnosů pro činnost přenos elektřiny z důvodu přehlednosti a transparentnosti.

Návrh na úpravu textu:

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

- 1. hodnota upravených povolených výnosů pro činnost přenos elektřiny,*
- 1a. hodnotu povolených výnosů pro činnost přenos elektřiny,***
- 2. váhu mzdového indexu pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,*
- 3. hodnotu mzdového indexu,*
- 4. hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,*
- 5. hodnotu indexu cen průmyslových výrobců,*
- 6. základnu povolených nákladů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,*
- 6a. hodnotu povolených nákladů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok,***
- 7. hodnotu profit/loss sharingu samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,*
- 8. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,*
- 9. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,*
- 10. korekční faktor odpisů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,*
- 11. plánovanou hodnotu aktivovaných investic,*
- 12. plánovanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti,*
- 13. plánovanou hodnotu vyřazeného majetku,*
- 14. plánovanou hodnotu nedokončených investic,*
- 15. plánovanou hodnotu zůstatkových hodnot aktiv pro rok t-1,*
- 15a. plánovanou hodnotu regulační báze aktiv pro regulovaný rok,***
- 16. míru výnosnosti regulační báze aktiv pro regulovaný rok,*
- 17. hodnotu faktoru trhu samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,*
-*

Další změny v oblasti parametrů pro regulační období mohou vzniknout jako důsledek úpravy přístupu k jednotlivým komponentám regulačního vzorce.

Nová připomínka ke kapitole 9.1.1.3. Management jalové energie (Management Q)

Relevantní text:

Probíhající změny v elektroenergetice týkající se nových technologií připojených do elektrizační soustavy zvyšují nároky na udržení kvality napětí a řízení změny toků jalové energie. Z toho důvodu je nutné na jedné straně klást větší důraz na opatření pro zajištění kvality napětí a řízení změny toků jalové energie u provozovatelů soustav, na druhé straně je nezbytné zajistit efektivnější způsob rozdělení nákladů na uvedená opatření mezi připojené účastníky trhu s elektřinou, kteří neprovádí důslednou kompenzaci jalového výkonu a připojenými technologiemi negativně ovlivňují elektrizační soustavu. Proto může v rámci V. regulačního období dojít ke změně nastavení požadavků na připojené účastníky trhu s elektřinou tak, aby bylo omezeno negativní ovlivňování kvality napětí a zvyšování ztrát v elektrizační soustavě.

Připomínka a zdůvodnění:

Jedná se o zpřesnění návrhu v oblasti managementu jaloviny.

Návrh na úpravu textu:

Vlivem významných změn probíhajících v elektroenergetice, kterými jsou integrace decentrální výroby, zejména obnovitelných zdrojů, elektromobility akumulace, zavádění a využívání možností nových měřících technologií, požadavky na kabelizaci a rozvoj elektrických sítí v intravilánu obcí, změna toků mezi přenosovou a distribučními soustavami, v průmyslové oblasti (nové technologie, elektromobilita) i u domácností (instalace inteligentních spotřebičů, výroba elektřiny, akumulace) se zvyšují nároky na udržení kvality napětí a řízení změny toků jalové elektřiny. Vzhledem k tomu, že problematika kvality napětí má lokální charakter a problematika narůstajících toků jalové elektřiny má jak lokální, tak systémový charakter, je nutno nastavit řešení, které bude v oblastech styku sítí různých provozovatelů oboustranně spravedlivé, jak pro samotné provozovatele, tak hlavně pro uživatele jejich soustav.

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

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

▪ Základní rámec:

- Jalové výkony se stávají nedílnou součástí vztahů mezi účastníky trhu na všech úrovních (PS – DS, DS - odběratel/výrobce, DS – LDS, DS – DS). Velikost tarifu za nevyžádanou dodávku jalové energie má motivační charakter (v případě potřeby by uživatelé ES měli být dlouhodobě motivováni k pořízení a spolehlivému provozování vlastní kompenzace).*

- Řešení v rámci Managementu Q reflektují výše uvedené změny a zároveň respektují zahraniční zkušenosti v oblasti principů regulace U/Q.
- K jalovému výkonu se přistupuje podobně jako k činnému výkonu (princip rezervace jalového výkonu, platba za nevyžádanou odebranou/dodanou jalovou energii).
- Cena za nevyžádanou jalovou energii může být jednotná nebo v budoucnu diferencována pro jednotlivé napěťové hladiny.
- Finanční prostředky získané za překračování dohodnutých mezí jalového výkonu, resp. za nevyžádanou jalovou energii (Q) jsou součástí korekce povolených výnosů.
- **Oblast vyhodnocení a zpoplatnění nevyžádané jalové energie pro zákazníky, výrobce a LDS s méně než 90 000 OM:**
 - Navrhovaný tarif za Q (Kč/Mvarh) se bude týkat v první etapě jen napěťových hladin 110 kV a vn. Zavedení opatření na hladině nn bude předcházet důkladná analýza a zavedení potřebného měření na této hladině.
 - Bude 1/4 hodinově vyhodnocována nevyžádaná dodávka nebo odběr jalové energie (Mvarh), kterou se rozumí dodávka nebo odběr jalové energie mimo rozsah povoleného, resp. sjednaného účinníku. Zapojení výrobní elektřiny nebo jiného zařízení do regulace napětí pomocí jalového výkonu je uvedeno spolu s rozsahem povoleného účinníku ve smlouvě o připojení nebo v jiném smluvním ujednání s příslušným provozovatelem distribuční soustavy. Velikost dodávané/odebírané jalové elektřiny je vyhodnocována v měřicím intervalu v každém místě připojení, která jsou vybavena příslušným měřením (měřen čtvrt hodinový profil činné i jalové elektřiny).
 - Způsob vyhodnocení a zpoplatnění uvede „novela“ Cenového rozhodnutí v příslušném ustanovení.
 - U zařízení, která se podílí na regulaci dodané/odebrané jalové elektřiny se považuje za překročení pouze nedodržení příslušného regulačního schématu.
 - Bude respektována již dnes zavedená praxe, že část nákladů souvisejících s řešením jalové energie (v oblasti nezpoptatněného účinníku) je součástí plateb za P.
 - Zůstane zachováno pásmo povolených nezpoptatněných účinníků pro I., II., III. kvadrant, které je (1–0,95).
 - Ve IV. kvadrantu (odběr činný, dodávka jalová) bude zatím ponechán stávající přístup, kdy je nevyžádanou celá dodávka Q s tím, že je zachována s ohledem na činnost kompenzačních zařízení stávající možnost krátkodobých překmitů. Případné nové doporučení pro IV. kvadrant bude vypracováno po zpracování podrobné analýzy.
- **Oblast vyhodnocení a zpoplatnění jalového výkonu provozovatelů RDS a LDS nad 90 000 OM:**
 - Bude vyhodnocováno překročení sjednaného jalového výkonu (rezervační systém).

- *Způsob sjednávání rezervovaného jalového výkonu, vyhodnocení jeho překročení a měrný podíl žadatele spojený se zajištěním jalového výkonu bude řešen ve vyhlášce o připojení.*
- *Bude zavedena kontrola mezní hodnoty přenosů jalového výkonu po jednotlivých předacích místech (dle smyslu čl. 15 Evropského kodexu (NC DCC).*
- *Důvody pro použití sjednaného jalového výkonu [Mvar]:*
 - *PDS, popř. LDS nad 90 000 OM nejsou souběžným držitelem licence na distribuci a výrobu elektřiny nebo licence na obchod s elektřinou, tedy nezajišťují dodávku elektřiny;*
 - *změny jalové energie, resp. jalového výkonu vyvolané PDS nad 90 000 OM jsou dány v převážné míře stavebními a technologickými změnami zařízení DS, LDS a tedy mají dlouhodobý charakter;*
 - *stavební a technologická (nápravná) opatření nadřazené soustavy jsou proto také dlouhodobého charakteru.*
- *Důvody pro zpoplatnění nevyžádané jalové energie [Mvarh]:*
 - *LDS s méně než 90 000 OM mohou mít a převážně mají souběžně licenci na distribuci a licenci na výrobu elektřiny nebo licenci na obchod s elektřinou, ve většině případů zajišťují dodávku elektřiny svým zákazníkům;*
 - *změny jalové energie vyvolané LDS jsou dány stejně jako u zákazníků hlavně obchodováním s elektřinou a mají časově proměnný charakter obdobně jako změny P (vliv rozsahu sítě do oblasti jalové energie se významně neuplatní).*
- *Opatření v oblasti obchodního a provozního měření:*
 - *systém měření 1/4 hodinového jalového výkonu bude postupně doplněn na všechny napěťové hladiny (podklady ze všech provozních měření musí být transformovatelné na ¼hodiny);*
 - *obchodní měření jsou instalována ve všech místech připojení mezi jednotlivými provozovateli soustav a mezi provozovateli soustav a jejich uživateli (výrobci a odběratelé elektřiny);*
 - *provozní měření budou plně instalována na všech transformacích mezi napěťovými hladinami a na všech vývodech zvn, vvn a vn.*
- *Technická a podpůrná opatření:*
 - *Technická opatření provozovatele PS:*
 - *efektivní využívání výrobních modulů připojených do přenosové soustavy v systému automatické regulace napětí a jalového výkonu (využití nefrekvenčních podpůrných služeb);*
 - *instalace dalších tlumivek do terciárů transformace 400/110 kV jako vazba na rezervační systém jalového výkonu od PDS vůči PPS. Konkrétní velikosti jalového výkonu vyhodnocovaných oblastí za PDS (pro rezervační systém) jsou s ohledem na značnou rozdílnost charakteru jednotlivých oblastí předmětem probíhajících analýz;*

- instalace nových regulovatelných tlumivek do hladiny 400 kV.
- **Technická opatření pro hladiny 110 kV a vn:**
 - větší využití možností připojených výroben (zdrojů) pro Management Q. Jedná se např. o rezervy jalové energie u zdrojů dnes většinou provozovaných s neutrálním $\cos \varphi$ a v budoucnu vyšší dispečerské využití zdrojů s funkcemi $Q(U)$, $P(U)$;
 - využití nefrekvenčních podpůrných služeb (dále jen „PpS-N“) podle novely Přílohy 7 PPDS (předpokládané potřebné objemy jalových výkonů a finančních prostředků PpS-N pro řízení U/Q v ES ČR do roku 2030 jsou uvedeny níže);
 - pro využití PpS-N podle novely Přílohy 7 PPDS bude dopracováno:
 - Studii potřeby PpS-N.
 - Typy PpS-N budou převzaty z přílohy 7 PPDS.
 - Metodika pro tržní zajištění nefrekvenčních podpůrných služeb, která bude plně naplňovat požadavky nařízení 2019/943.
 - Metodika pro netržní zajištění nefrekvenčních podpůrných služeb. Nefrekvenční podpůrnou službu jalového výkonu lze nahradit instalací kompenzačního zařízení. Na základě nákladů na instalaci a provoz kompenzačních zařízení bude stanovena pro jednotlivé napěťové hladiny mezní cena nefrekvenčních podpůrných služeb jalového výkonu.
 - zajištění informačního propojení mezi měřenými hodnotami P, Q a dispečerskými pokyny při zadávání účinniku/Q/U zdrojům, příp. poskytovatelům nefrekvenčních podpůrných služeb (PpS-N);
 - doplnění dispečerských řídicích systémů o schopnost řídit toky jalové energie využitím potenciálu jalové energie zdrojů v pásmech povinné podpory sítě (v rozsahu $\cos(\varphi)=0,9$) při současném udržování napětí v požadovaných mezích;
 - přísnější dohled nad dodržováním podmínek U/Q v odlehčených stavech pro VO a zdroje (nepřekračování dohodnutého pásma).
- Na hladině nn je doporučeno postupné zavádění podpůrných systémů pro měření U/Q, provozní měření na úrovni DTS a příprava využití informací z dalších systémů, např. AMM.
- Předpokládané potřebné objemy na kompenzaci jalových výkonů a finančních prostředků PpS-N pro řízení U/Q v ES ČR do roku 2030 pro časové řezy 2020, 2025 a 2030 a předpoklad odstavení 4000 MW
- **Tabulka 1 – objem potřebných přídavných jalových výkonů**

Rozsah technické potřeby dodatečného jalového výkonu v distribučních sítích v roce	2020	2025	2030
Opatření ke kompenzaci vlivů přetoků Q z DS do PS [Mvar]	52	203	323
Opatření pro službu regulace napětí v DS Pozn 1) [Mvar]	210	724	917
<i>celkem potřeba dodatečného jal.výkonu v PDS [Mvar]</i>	262	927	1240

• **Tabulka 2 - náklady spjaté s přidavnými jalovými výkony do 2030**

Náklady na dodatečný jalový výkon v distribučních sítích v roce	2020	2025	2030
Opatření ke kompenzaci vlivů přetoků Q z DS do PS [mil. Kč/rok]	2,5	9,7	15,5
Opatření pro službu regulace napětí v DS [mil. Kč/rok]	11,1	49,2	75,1
<i>celkem náklady na dodatečný jal.výkon v PDS [mil. Kč/rok]</i>	13,6	58,9	90,6

Předpokládaný harmonogram opatření Managementu Q:

- Zahájení doplnění systému měření Q na všechny napěťové hladiny **01/2020**
- Zpracování studie potřebnosti a metodik pro tržní a netržní zajištění PpS-N **10/2020**
- Předání ERÚ dotčených částí Kodexu PS a příloh PPDS **12/2020**
- Zpracování změny Vyhlášky o měření elektřiny (přechod na ¼ hod u Q) **06/2020**
- Zpracování změny Vyhlášky o připojení **09/2020**
- Změny Vyhlášky o pravidlech trhu **2021**
- Zpracování do cenového rozhodnutí ERÚ (s odkladným účinkem) **11/2021**
- Rozhodnutí o postupu Managementu Q u zákazníků DS na hladině nn **2024**
- Zavedení měření v DTS **2025**
- Zavedení vyhodnocování hodnoty Q na hladině nn v rámci AMM **2030**
- Ukončení implementace systému měření Q na všech napěťových hladinách **2030**

Plné uplatnění Managementu Q se očekává od zavedení měření a obchodního vyhodnocení po ¼ hod u P a Q.