

STANOVISKO REPUBLIKOVEJ ÚNIE ZAMESTNÁVATEĽOV

Vyhláška Úradu pre reguláciu sieťových odvetví, ktorou sa ustanovuje cenová regulácia vybraných regulovaných činností v elektroenergetike a niektoré podmienky vykonávania vybraných regulovaných činností v elektroenergetike

<https://www.slov-lex.sk/legislativne-procesy/SK/LP/2022/566>

Materiál v pripomienkovom konaní do 13.10.2022

Stručný popis podstaty materiálu najmä jeho relevancie z pohľadu RÚZ

Materiál bol predložený do medzirezortného pripomienkového konania Úradom pre reguláciu sieťových odvetví SR ako iniciatívny materiál

Cieľom a obsahom materiálu je najmä:

Cieľom návrhu vyhlášky je v súlade so splnomocňovacími ustanoveniami § 40 ods. 1 zákona o regulácii ustanoviť cenovú reguláciu v elektroenergetike, so zohľadnením cieľov a priorít, ktoré určila regulačná politika na nadchádzajúce 6. regulačné obdobie. Novú regulačnú politiku prijala Regulačná rada dňa 29. marca 2022, pričom 6. regulačné obdobie bude trvať od 1. januára 2023 do 31. decembra 2027. Vyhláškou sa ustanovuje rozsah a spôsob vykonávania cenovej regulácie v elektroenergetike, rozsah, štruktúra a výška ekonomicky oprávnených nákladov, spôsob určenia výšky primeraného zisku, postup a podmienky uplatňovania ceny, podrobnosti o návrhu ceny a spôsobe jeho predkladania na celé regulačné obdobie. Vyhláška zároveň zrušuje doterajšiu vyhlášku Úradu pre reguláciu sieťových odvetví č. 18/2017 Z. z., ktorou sa ustanovuje cenová regulácia v elektroenergetike a niektoré podmienky vykonávania regulovaných činností v elektroenergetike v znení, podľa ktorej sa postupovalo pri vykonávaní cenovej regulácie v predchádzajúcom 5. regulačnom období.

Návrh vyhlášky má nadobudnúť účinnosť dňa 10.11.2022 s výnimkou vymedzených ustanovení, ktoré nadobudnú účinnosť neskôr.

Postoj RÚZ k materiálu

Cieľom návrhu vyhlášky je v súlade so splnomocňovacími ustanoveniami § 40 ods. 1 zákona o regulácii ustanoviť cenovú reguláciu v elektroenergetike, so zohľadnením cieľov a priorít, ktoré určila regulačná politika na nadchádzajúce 6. regulačné obdobie. RÚZ k návrhu predkladá nižšie uvedené pripomienky.

Pripomienky RÚZ k predkladanému materiálu

1. Zásadná pripomienka k § 4 ods. 1 písm. o)

Požadujeme definovať medzi oprávnené náklady 100% nedobytných pohľadávok v 36. ucelenom kalendárnom mesiaci od ich vzniku.

Odôvodnenie:

Je nekorektné definovať medzi ekonomicky oprávnené náklady náklady na odpis nedobytných pohľadávok (vzniknuté od 1. septembra 2021 v súvislosti s poskytovaním služieb, za ktoré sa uplatňuje cena za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny, cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny, tarifa za prevádzkovanie systému a tarifa za systémové služby z dôvodu ukončenia činnosti dodávateľov elektriny) maximálne vo výške 50% nedobytných pohľadávok v 36. ucelenom kalendárnom mesiaci od ich vzniku, nakoľko ÚRSO ustanovil a ustanovuje pravidlá príslušných zmlúv (v Pravidlách trhu) tak, že PPS, PDS a operátorovi trhu tieto pohľadávky vznikli a mal by teda ÚRSO uznať celý náklad (100%) a zároveň vtedy, keď sa robí účtovný odpis tejto pohľadávky z dôvodu nevymožiteľnosti. Takto nastaveným regulačným rámcom ÚRSO účelne poškodzuje regulované subjekty, kde ich na jednej strane vystavuje riziku vzniku dubioznych pohľadávok a na druhej strane odpis dubioznych pohľadávok odmieta uznať ako oprávnený náklad.

2. Zásadná pripomienka k § 5

Požadujeme jednoznačne zadefinovať vstupné parametre pre výpočet miery výnosnosti regulačnej bázy aktív (WACC) vrátane ustanovenia ich zdrojov a časového obdobia, zmeniť všetky vstupné parametre na základe 10-ročných priemerov (t.z. vrátane parametrov nezadĺžená beta a trhová riziková prirážka), jednoznačne ustanoviť odvetvia zvážené pre výpočet parametra nezadĺžená beta, jednoznačne ustanoviť pravidlá zaokrúhľovania a upraviť výslednú hodnotu v zmysle vyššie uvedeného na hodnotu 6,24%. V zmysle vyššie uvedeného navrhujeme:

Stanoviť cenu cudzích zdrojov ako priemer úrokov z úverov nad 5 rokov poskytnutých nefinančným spoločnostiam podľa údajov Národnej banky Slovenska za 10 rokov (t-11 až t-2) vo výške 2,7227%

Stanoviť bezrizikovú výnosovú mieru ako priemerné mesačné výnosy 10-ročných vládnych dlhopisov za posledných 10 rokov (t-11 až t-2) podľa údajov Národnej banky Slovenska vo výške 1,3160%

Stanoviť nevážený beta koeficient pri použití marginálnej daňovej sadzby podľa webového sídla www.damodaran.com ako priemer za posledných 10 rokov (t-11 až t-2) za odvetvia Power a Utility (General) v západnej Európe vo výške 0,5318

Stanoviť trhovú rizikovú prirážku pre Slovensko ako priemer za posledných 10 rokov (t-11 až t-2) podľa webového sídla www.damodaran.com (Equity Risk Premium) vo výške 6,7127%.

Stanoviť hodnotu miery výnosnosti regulačnej bázy aktív (WACC) v zmysle vyššie uvedených parametrov na úrovni 6,24%

Odôvodnenie:

Vstupné parametre a definície pri miere výnosnosti regulačnej bázy aktív pred zdanením WACC nezohľadňujú všetky pripomienky 3 PRDS, ktoré boli komunikované v rámci verejnej konzultácie a s ktorými sa ÚRSO vôbec nevysporiadal, t.z.:

ÚRSO-m navrhovaná možnosť zmeny WACC aj na ročnej báze, ak sa zmenia vstupné parametre o viac ako 20% a súčasne medziročná zmena WACC by bola limitovaná +/- 10% je z pohľadu PRDS korektná za predpokladu, že všetky vstupné parametre budú priemerované za 10-ročné obdobie, t.z. nielen bezriziková miera výnosov a náklady na cudzí kapitál, ale aj trhovú rizikovú prirážku a koeficient nezadĺžená beta.

Všetky vstupné parametre by mali byť priemerované za 10-ročné obdobie, t.z. nielen bezriziková miera výnosov a náklady na cudzí kapitál, ale aj trhovú rizikovú prirážku a koeficient nezadĺžená beta, z dôvodu, aby sa predišlo medziročnej volatilite. PRDS nie je známa žiadna krajina EÚ, v ktorej by regulačná autorita pri stanovení WACC / miery výnosovosti použila pri vstupných parametroch výpočtu 1-ročné hodnoty. Napr. v prípade Českej republiky regulačná autorita (ERÚ) ustanovila v dokumente „Zásady cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující“ 10-ročné obdobie ako pre nezadĺženú betu, tak aj pre trhovú rizikovú prirážku:

„16.1.2.3. Nezadlužená beta srovnateľných spoločností (βunlevered) Na základě srovnateľných společností (peer group) k 28. únoru 2019 byl stanoven medián ukazatele nezadlužená beta odpovídající citlivosti pohybu „nezadluženého“ energetického sektoru vzhledem k pohybu kapitálového trhu, na kterém vybrané společnosti podnikají, za období 1. března 2009 - 28. února 2019. Peer group byla sestavena tak, aby zahrnovala veřejně obchodované společnosti z energetického sektoru v EU.“

„16.1.2.5. Tržní riziková přirážka (Market risk premium) – MRP Jedná se o přirážku investorů za investici do kapitálového (akciového) trhu vypočítanou jako rozdíl očekávaného výnosu kapitálového trhu a výnosu z bezrizikového aktiva. Stanovení MRP vychází z nejlepší praxe a je proto odvozeno z největšího a nejrozvinutějšího kapitálového trhu světa, USA, výzkumu a pravidelně aktualizovaných dat uznávané autority, prof. Damodarana. Za účelem stanovení MRP bylo zvoleno období 10 let. Implikované MRP bylo stanoveno mediánem (střední hodnotou celého sledovaného období). Vzhledem k tomu, že riziková přirážka dat prof. Damodarana je konstruována pro použití bezrizikové výnosnosti na úrovni státních dluhopisů USA, je riziková přirážka ČR adekvátně přepočtena zahrnutím rizikové premie ČR, rovněž mediánem (střední hodnotou celého sledovaného období) z téhož zdroje. MRP je přirážka za investice vložené do vlastního kapitálu (formou nákupu akcií) společnosti.“

Bezriziková miera výnosov ÚRSO-m vypočítaná ako priemer všetkých výnosov do splatnosti 10-ročných vládnych dlhopisov by mala byť 1,3160%, nie 1,30%. PRDS navrhujú ustanoviť počet desatinných miest na zaokrúhľovanie (minimálne 2 desatinné miesta).

PRDS nie je zrejmé, prečo ÚRSO určil hodnotu nevážnej bety na základe efektívnej daňovej sadzby, pričom doteraz používal marginálnu daňovú sadzbu. PRDS navrhujú používať tak, ako doteraz, marginálnu daňovú sadzbu a zároveň PRDS navrhujú, aby ÚRSO jednoznačne ustanovil, že vo výpočte ustanovuje marginálnu daňovú sadzbu.

Zároveň si dovoľujeme opakovane poukázať na fakt, že viaceré premenné sú zadané vágne, nejasne a dávajú ÚRSO možnosť rôzneho výkladu, preto navrhujeme, aby boli všetky parametre jasne a presne definované, popísané a kvantifikované.

3. Pripomienka k § 7 ods. 2 písm. h) až k)

Preveriť odkazy v týchto odsekoch a tiež všetky ostatné odkazy v celom návrhu vyhlášky.

Odôvodnenie:

Odkazy na konci odsekov nekorešpondujú s textom odsekov. Napríklad v písm. k) uvedený odsek v danom paragrafe ani neexistuje. Správny odkaz by mal byť odsek 17.

4. Zásadná pripomienka k § 7 ods. 9

Navrhujeme upraviť znenie nasledovne:

Korekcia zostatku neuhradených nákladov vynaložených j-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom za rok 2019 v eurách Kprdstj sa vypočíta podľa vzorca

$$KPCSES_t = \frac{\sum_{i=1}^n (CE_{i,t-2} \times QS_{i,t-2})}{\sum_{i=1}^n QS_{i,t-2}} - CE_{PXE,t-2} \times \left(1 + \frac{k_{t-2}}{100}\right) - \frac{NSPOT_{2021}}{\sum_{j=1}^m VystEO_{j,t}},$$

kde

NNi2019 sú neuhradené náklady i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom v eurách v roku 2019, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$NN2019i = SNP2019i - PNP2019i + PVtps2019i - SVtps2019i,$$

kde

1. SNP2019i sú skutočné náklady i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom v eurách v roku 2019,
2. PNP2019i sú plánované náklady i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom v eurách v roku 2019,
3. PVtps2019i sú plánované výnosy i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách v roku 2019,
4. SVtps2019i na i sú skutočné výnosy i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách v roku 2019,

Kprdsi2021 je hodnota stanovená v rozhodnutí úradu pre prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na rok 2021

PVtps2020 na i sú plánované výnosy i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách v roku 2020,

SVtps2020 na i sú skutočné výnosy i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách v roku 2020,

PVtps1-11,2022 sú plánované výnosy i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách od 1.1.2022 do 30.11.2022

Pre roky 2023 a 2024 sa korekcia výnosov z TPS vypočíta nasledovne

$$Kprds_t^j = PVtps_{t-2}^j - SVtps_{t-2}^j$$

kde

PVtpst-2j sú plánované výnosy j-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre j-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách,

SVtpst-2j sú skutočné výnosy j-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre j-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v roku t-2 v eurách.

Odôvodnenie:

Dovoľujeme si upozorniť, že predmetné ustanovenie neumožňuje vykompenzovať zostatok neuhradených nákladov vynaložených j-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny z OZE/KVET za rok 2019, ale len korekciu výnosov. Pokiaľ úrad nevykompenzuje zostatok neuhradených nákladov do konca roku 2022 podľa platnej vyhlášky, je potrebné upraviť vzorce tak, aby umožnil kompenzáciu týchto nákladov. Na základe uvedeného navrhujeme nasledovnú úpravu predmetného ustanovenia.

5. Zásadná pripomienka k §14 ods. 2 písm. a)

Navrhujeme doplniť do § 14 nový odsek 3 (a nasledujúce odseky sa prečísľujú):

(3) Platba na pokrytie nákladov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na krytie strát v sústave NPSspoti sa vyúčtuje organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou mesačne vždy k 15. dňu nasledujúceho kalendárneho mesiaca a vypočíta sa podľa vzorca

$$NPSspoti = TPSspoti \times QSKStps,$$

kde

TPSspoti je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

Pre rok 2022

$$TPSspoti_{2022} = \frac{NSPOT_{j2021} + NSOPO_{j,1-x/2022}}{QPKS_{tpst}}$$

Pre rok 2023

$$TPSspoti_{2023} = \frac{NSOPO_{j,y-12/2022}}{QPKS_{tpst}}$$

Pre roky 2024 a 2025

Republiková únia zamestnávateľov je členom:

$$TPSspot_t^i = \frac{KNSPOT_t^j}{QPKS_{tpst}}$$

kde

NSPOT_{j,2021} sú schválené neuhradené náklady vynaložené j-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na korekciu ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na rok 2021, ktorá sa vypočíta podľa §7 odseku 14,

NSPOT_{j,1-x/2022} sú schválené neuhradené náklady vynaložené j-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na korekciu ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách za mesiace január až x v roku 2022, ktorá sa vypočíta podľa §7 odseku 15,

NSPOT_{j,y-12/2022} sú schválené neuhradené náklady vynaložené j-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na korekciu ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách za mesiace y až december v roku 2022, ktorá sa vypočíta podľa §7 odseku 16,

KNSPOT_{j,t} je korekcia schválených neuhradených nákladov vynaložených j-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na korekciu ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na roky 2021 a 2022, ktorá sa vypočíta podľa §7 odseku 17.

QPKStpst je celková plánovaná koncová spotreba elektriny odobratej zo sústavy v megawatthodinách na rok t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

QSKStps je celková skutočná koncová spotreba elektriny odobratá zo sústavy za uplynulé obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému, a vypočíta sa podľa vzorca

$$QSKStps = \sum_{i=1}^k (QSKStps_i + QSvdtps \times (1 - Kistps_t))$$

kde

k je celkový počet skupín odberných miest odberateľov elektriny v roku t, pričom platí

skupina 1 sú odberatelia elektriny zo sústavy, ktorých celkový odber elektriny s očakávanou koncovou spotrebou elektriny za rok t-1 je do 1 GWh vrátane,

skupina 2 sú odberatelia elektriny zo sústavy, ktorých celkový odber elektriny s očakávanou koncovou spotrebou elektriny za rok t-1 je nad 1 GWh do 100 GWh vrátane,

skupina 3 sú odberatelia elektriny zo sústavy, ktorých celkový odber elektriny s očakávanou koncovou spotrebou elektriny za rok t-1 je nad 100 GWh.

QSKStpsi je celková skutočná koncová spotreba elektriny odobratej zo sústavy v i-tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v megawatthodinách za uplynulé obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

QSvdtps je celková skutočná koncová spotreba elektriny odobratá zo sústavy za uplynulé obdobie, na ktorú sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému,

Kistpst je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t, ktorého hodnota sa určí maximálne vo výške 0,95.

Odôvodnenie:

Navrhovaná právna úprava neobsahuje platbu na pokrytie nákladov prevádzkovateľov regionálnej distribučnej sústavy na korekciu ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na roky 2021 a 2022.

6. Zásadná pripomienka k §16 ods. 5 písm. a)

RÚZ navrhuje formulovať uvedené ustanovenie takto:

„(1) Spolu s cenovým návrhom na rok t sa predkladá spôsob výpočtu navrhovaných zložiek taríf za rezervovanú kapacitu v megawattoch a za prenesenú elektrinu. Návrh taríf zohľadňuje plánované výnosy v roku t v eurách z platieb za rezervovanú kapacitu pri výrobe elektriny od výrobcov elektriny pripojených do prenosovej sústavy a charakter odberu elektriny koncových odberateľov elektriny priamo pripojených do prenosovej sústavy, ich spotrebu elektriny a výšku rezervovanej kapacity pripojených užívateľov prenosovej sústavy takto

„ a) ak rezervovaná kapacita na rok t koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy je viac ako 50 MW a zároveň prenos elektriny pre koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy v roku t-2 bol viac ako 0,6 TWh, koncovým odberateľom elektriny priamo pripojeným do prenosovej sústavy v roku t sa uhrádzajú prevádzkovateľovi prenosovej sústavy platby za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny, ktoré sa vypočítajú ako súčin hodnoty rezervovanej kapacity a 75% z tarify za rezervovanú kapacitu a súčin hodnoty prenesenej elektriny a 75% z tarify za prenesenú elektrinu,“

Odôvodnenie:

Vzhľadom na štruktúru energeticky náročného priemyslu v SR považujeme zvolenú minimálnu hranicu rezervovanej kapacity za príliš reštriktívnu.

7. Zásadná pripomienka k §16 ods. 5 písm. c)

RÚZ navrhuje formulovať uvedené ustanovenie takto:

c) ak rezervovaná kapacita na rok t koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy je viac ako 350 MW a zároveň prenos elektriny pre koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy v roku t-2 bol viac ako 2,5 TWh, koncovým odberateľom elektriny priamo pripojeným do prenosovej sústavy v roku t sa uhrádzajú prevádzkovateľovi prenosovej sústavy platby za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny, ktoré sa vypočítajú ako súčin hodnoty rezervovanej kapacity a 25 % z tarify za rezervovanú kapacitu a súčin hodnoty prenesenej elektriny a 25 % z tarify za prenesenú elektrinu, pričom v prípade novovybudovanej technológie sa v roku t a v roku t+1 bude uvažovať s plánovanou hodnotou rezervovanej kapacity a zároveň s plánovanou hodnotou prenosu elektriny na rok t pre koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy,

Odôvodnenie:

Navrhujeme doplniť ustanovenie o uvedený text, keďže v opačnom prípade by dochádzalo k diskriminácii nových zariadení bez histórie do roku t-2, na ktorú nevidíme dôvod. Dekarbonizácia slovenského priemyslu a investície v tejto oblasti sú významne závislé od dostupnosti cenovo výhodnej elektriny, je teda nevyhnutné vytvoriť priaznivé podmienky, aby slovenské subjekty počas dekarbonizácie neboli znevýhodňované pri nových investíciách.

8. Zásadná pripomienka k §21 ods. 4 písm. a)

RÚZ navrhuje formulovať uvedené ustanovenie takto:

„(1) Tarifa za systémové služby zohľadňuje plánované výnosy v roku t v eurách od koncových odberateľov elektriny priamo pripojených do prenosovej sústavy vo vzťahu k ich spotrebe elektriny, výške a využitiu rezervovanej kapacity pripojených užívateľov prenosovej sústavy takto

„a) ak rezervovaná kapacita na rok t koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy je viac ako 50 MW a zároveň prenos elektriny pre koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy v roku t-2 bol, viac ako 0,6 TWh koncovým odberateľom elektriny priamo pripojeným do prenosovej sústavy v roku t sa uhrádzajú platby za systémové služby vo výške 75 % z tarify za systémové služby,“

Odôvodnenie:

Republiková únia zamestnávateľov je členom:

Vzhľadom na štruktúru energeticky náročného priemyslu v SR považujeme zvolenú minimálnu hranicu rezervovanej kapacity za príliš reštriktívnu.

9. Zásadná pripomienka k §21 ods. 4 písm. c)

RÚZ navrhuje uvedené ustanovenie formulovať nasledovne:

„c) ak rezervovaná kapacita na rok t koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy je viac ako 350 MW a zároveň prenos elektriny pre koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy v roku $t-2$ bol viac ako 2,5 TWh, koncovým odberateľom elektriny priamo pripojeným do prenosovej sústavy v roku t sa uhrádzajú platby za systémové služby vo výške 25% z tarify za systémovej služby, pričom v prípade novovybudovanej technológie sa v roku t a v roku $t+1$ bude uvažovať s plánovanou hodnotou rezervovanej kapacity a zároveň s plánovanou hodnotou prenosu elektriny na rok t pre koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy,”

Odôvodnenie:

Navrhujeme doplniť ustanovenie o uvedený text, keďže v opačnom prípade by dochádzalo k diskriminácii nových zariadení bez histórie do roku $t-2$, na ktorú nevidíme dôvod. Dekarbonizácia slovenského priemyslu a investície v tejto oblasti sú významne závislé od dostupnosti cenovo výhodnej elektriny, je teda nevyhnutné vytvoriť priaznivé podmienky, aby slovenské subjekty počas dekarbonizácie neboli znevýhodňované pri nových investíciách.

10. Zásadná pripomienka k § 22 ods. 7

Navrhujeme ponechanie súčasného znenia predpísaného rozsahu sadzieb.

Odôvodnenie:

Nebudeme vedieť technicky zabezpečiť použitie minimálneho rozsahu sadzieb pre nízke napätie a navrhované prechodné ustanovenie týkajúce sa odporúčaného prechodu (užívateľom distribučnej sústavy) do inej sadzby kvôli duplikovanému označovaniu sadzieb a súčasnému nesúladu definície sadzby s rovnakým označením (stará/nová, napr. C2 jednopásmová sadzba/C2 dvojpásmová sadzba, C9/C4 namerané odbery...). Zavedenie minimálneho rozsahu v aplikačnej praxi bude znamenať, že odberateľ kedykoľvek v období od účinnosti cenového rozhodnutia do 31.12.2025 bude mať možnosť, nie povinnosť, vybrať si sadzbu v zmysle definície návrhu vyhlášky alebo bude využívať pôvodné sadzby definované pre rok 2022. Takéto riešenie bude pre ZSD znamenať uplatňovanie 10 sadzieb (namiesto súčasných 3), čo na odberateľov bude pôsobiť zmätočne a súčasne vyvolá neprimerané zvýšenie nákladov na zmenu/nastavenie informačných systémov PDS dlhšie trvajúcu duálnosť tarifnej štruktúry s rovnakým označením, ale rozdielnymi podmienkami dotknutých sadzieb. V prípade očakávaného vydania cenových rozhodnutí v decembri by bolo zároveň nastavenie informačných a fakturačných systémov od 1.1.2023 nevykonateľné.

11. Zásadná pripomienka k 22 ods. 7 písm. g)

Navrhujeme vypustiť.

Odôvodnenie:

Nesúhlasíme so zavedením viacpásmovej sadzby pre odberné miesto s nainštalovaným inteligentným meracím systémom (pričom sa poskytuje minimálne v štyroch časových pásmach v priebehu 24 hodín). Nemáme vedomosť o existencii obdobnej sadzby v ktorejkoľvek z štátov EÚ. Nastavenie časových pásiem PRDS bude kontraproduktívne pre dodávateľov elektriny, resp. odberateľov. Zároveň navrhované je v rozpore s nákladovou orientáciou (náklady PRDS s výnimkou nákladov na krytie strát sú fixné, nie variabilné). Vzhľadom na to, že v minulosti ÚRSO sám nikdy nepožadoval povinné zavedenie tejto distribučnej sadzby a jej zavedenie vyžaduje viacero úprav v systémoch, nie je možné zmeny vykonať k 1.1.2023. Ďalej si dovoľujeme poukázať na skutočnosť, že časť odberných miest už má nainštalovaný inteligentný merací systém a na odberateľa to bude pôsobiť zmätočne akú sadzbu si má vybrať, keď charakteristika odberu zodpovedá napr. jednotarifnej sadzbe, ale odberné miesto už má nainštalovaný inteligentný merací systém. Meranie s IMS elektromerom v 4 pásmach má obrovský vplyv nielen na aktuálne nastavenie samotných elektromerov (preparametrizovanie na mieste / značné náklady na výjazdy), ale aj na integráciu do odpočítavej centrály, na samotné procesy v odpočítavej centrále (zmena logiky odčítania a zapisovania registrov a profilov, zmena spôsobu validácie dát, reklamácie, operatíva, atď.) a na zmeny v SAP-e (úprava príkazov na odpočet a fakturáciu).

12. Zásadná pripomienka k § 22 ods. 8

Navrhujeme ponechanie súčasného znenia predpísaného rozsahu sadzieb.

Odôvodnenie:

Nebudeme vedieť technicky zabezpečiť použitie minimálneho rozsahu sadzieb pre nízke napätie a navrhované prechodné ustanovenie týkajúce sa odporúčaného prechodu (užívateľom distribučnej sústavy) do inej sadzby kvôli duplikovanému označovaniu sadzieb a súčasnému nesúladu definície sadzby s rovnakým označením (stará/nová, napr. D4 akumulčné vykurovanie s 8 hod. NT/D4 výhrevné elektrické vykurovanie s 20 hod. NT,...). Zavedenie minimálneho rozsahu v aplikačnej praxi bude znamenať, že odberateľ kedykoľvek v období od účinnosti cenového rozhodnutia do 31.12.2025 bude mať možnosť, nie povinnosť, vybrať si sadzbu v zmysle definície návrhu vyhlášky alebo bude využívať pôvodné sadzby definované pre rok 2022. Takéto riešenie bude pre PDS znamenať uplatňovanie 12 sadzieb, čo na odberateľov bude pôsobiť zmätočne a súčasne vyvolá neprimerané zvýšenie nákladov ako na zmenu/nastavenie informačných systémov PDS, dlhšie trvajúcu duálnosť tarifnej štruktúry s rovnakým označením, ale rozdielnymi podmienkami dotknutých sadzieb. V prípade očakávaného vydania cenových rozhodnutí v decembri by bolo zároveň nastavenie informačných a fakturačných systémov od 1.1.2023 nevykonateľné.

13. Zásadná pripomienka k § 22 ods. 8 písm. e)

Navrhujeme vypustiť.

Odôvodnenie:

Nesúhlasíme so zavedením viacpásmovej sadzby pre odberné miesto s nainštalovaným inteligentným meracím systémom (pričom sa poskytuje minimálne v štyroch časových pásmach v priebehu 24 hodín). Nemáme vedomosť o existencii obdobnej sadzby v ktorejkoľvek z krajín EÚ ako aj tým, že nastavenie časových pásiem PRDS bude kontraproduktívne pre dodávateľov elektriny, resp. odberateľov. Zároveň navrhované je v rozpore s nákladovou orientáciou (náklady PRDS s výnimkou nákladov na krytie strát sú fixné, nie variabilné). Vzhľadom na to, že v minulosti ÚRSO sám nikdy nepožadoval povinné zavedenie tejto distribučnej sadzby a jej zavedenie vyžaduje viacero úprav v systémoch, ktoré nie je možné vykonať do konca roku 2022. Ďalej si dovoľujeme poukázať na skutočnosť, že časť odberných miest už má nainštalovaný inteligentný merací systém a na odberateľa to môže pôsobiť zmätočne, akú sadzbu si má vybrať keď charakteristika odberu zodpovedá napr. jednotarifnej sadzbe, ale odberné miesto už má nainštalovaný inteligentný merací systém. Meranie s IMS elektromermi v 4 pásmach má obrovský vplyv nielen na aktuálne nastavenie samotných elektromerov (preparametrizovanie na mieste / značné náklady na výjazdy), ale aj na integráciu do odpočtovej centrály, na samotné procesy v odpočtovej centrále (zmena logiky odčítania a zapisovania registrov a profilov, zmena spôsobu validácie dát, reklamácie, operatíva, atď.) a na zmeny v SAP-e (úprava príkazov na odpočet a fakturáciu).

14. Zásadná pripomienka k § 22 ods. 8 písm. f), g)

Navrhujeme vypustiť.

Odôvodnenie:

V doterajšej aplikačnej praxi sme sa nestretli s požiadavku/potrebu takýchto sadzieb a v prípadne odberateľov elektriny v domácnosti si ani nevieme predstaviť aký typ odberu/odberateľa by to mohlo predstavovať. Pri uplatnení takýchto sadzieb by dochádzalo k špekulatívnemu prechodu jednotlivých odberateľov najmä do sadzby „nemeraný odber“ aj vzhľadom na všeobecne známu situáciu na trhu s elektrinou, najmä v oblasti cien.

15. Zásadná pripomienka k § 22 ods. 9 písm. c), d)

Navrhujeme vypustiť.

Odôvodnenie:

Navrhované 5% a 10% zľavy z ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na základe miery využitia rezervovanej kapacity (ktorá zároveň nie je definovaná) predraží jednotkovú cenu a zároveň je nelogické a v rozpore s nákladovou orientáciou aplikovať zľavy aj na variabilnú platbu za distribúciu, ktorá v sebe zahŕňa náklady na prenos a ktoré vôbec nie sú ovplyvnené mierou využitia rezervovanej kapacity (zároveň sa jedná o krížovú dotáciu medzi odberateľmi). Takéto zľavy za distribučné poplatky sú dokonca v rozpore s nariadením EÚ, ktoré jednoznačne uvádza, že distribučná tarifa sa má platiť za kapacitu pripojenia tak výrobcu ako aj odberateľa a nehovorí o zľavách. Navrhované znenie ustanovuje zľavu pre odberateľa a nie pre odberné miesto, takže nie je zrejmé, ako sa má vyhodnocovať miera využitia odberateľa. Súčasne si dovoľujeme poukázať na skutočnosť, že rezervovaná kapacita je obchodnou kategóriou, ktorou si odberateľ upravuje výšku svojich nákladov za prístup do distribučnej sústavy,

pričom PRDS je povinný mu neustále v systéme „držať“ kapacitu vo výške MRK (technická kategória) a preto aj akékoľvek uvažované motivačné opatrenia smerom k odberateľom by mali byť naviazané na posudzovanie, vyhodnocovanie a poskytovanie zliav len vo väzbe na MRK.

16. Zásadná pripomienka k § 22 ods. 10 písm. a)

Text „uplatňuje za rezervovanú kapacitu“ upraviť na „uplatňuje za rezervovanú kapacitu, resp. odberné miesto“.

Odôvodnenie:

Návrh vyhlášky týmto umožňuje uplatnenie fixnej zložky ceny len v nadväznosti na hodnotu ističa, resp. dohodnutú RK, čím znemožňuje PDS uplatňovať „staré sadzby“ u ktorých je uplatnenie fixnej zložky ceny nastavené len na odberné miesto (bez ohľadu na RK), ako i nových sadzieb u ktorých sa neuvažuje s uplatnením fixnej zložky ceny v nadväznosti na RK (niektoré sadzby pre domácnosti, nemeraný odber). Zároveň si dovoľujeme úradu pripomenúť pokus o uplatnenie fixnej zložky ceny len v nadväznosti na hodnotu ističa/RK pre všetky kategórie odberateľov v cenách pre rok 2017, ktorý skončil fiaskom a najmä spôsobil úplne zbytočné náklady na úpravu systémov najprv na nové nastavenie uplatňovania fixnej zložky ceny len v nadväznosti na hodnotu ističa a následného obnovenia pôvodných nastavení systémov.

17. Zásadná pripomienka k § 22 ods. 10 písm. b)

Navrhujeme v § 22 ods. 10 písm. b) vypustiť text „pričom v prípade dvojpásmových a viacpásmových sadzieb bude sadzba vo vysokom pásme minimálne o 30 % vyššia ako sadzba v nízkom pásme“.

Odôvodnenie:

Spoločnosť Západoslovenská distribučná, a.s. nesúhlasí s tým, že ÚRSO predpisuje minimálny rozdiel v cene za distribúciu (v prípade dvojpásmových a viacpásmových sadzieb bude sadzba vo vysokom pásme minimálne o 30% vyššia ako sadzba v nízkom pásme). Takéto nastavenie časových pásiem PRDS bude kontraproduktívne pre dodávateľov elektriny, resp. odberateľov a zároveň je v rozpore s nákladovou orientáciou (náklady PRDS s výnimkou nákladov na krytie strát sú fixné, nie variabilné). Dovoľujeme si poukázať na skutočnosť, že aktuálne nastavený tarifný systém dostatočne pokrýva ako požiadavky odberateľov, tak i dodávateľov. Určovanie rozdielnej výšky cien pre VT/NT a časového rozsahu platnosti VT/NT bude s pravdepodobnosťou hraničiacou s istotou v rozpore s obchodnou politikou nákupu elektriny (časové pásma „lacnej“ a „drahej“ elektriny) jednotlivých dodávateľov elektriny ako aj počtom časových pásiem u dodávateľov.

18. Zásadná pripomienka k § 22 ods. 14

V § 22 ods. 14 sa číslo „0,65“ nahrádza číslom „0,8“.

Odôvodnenie:

Opätovne sa pokračuje v diskriminácii prevádzkovateľov regionálnych distribučných sústav oproti prevádzkovateľovi prenosovej sústavy a to tým, že podiel výnosov z tarify za prístup do distribučnej sústavy nesmie byť vyšší ako 65%. Je to úplne nelogické vzhľadom na fakt uvedené vyššie, že náklady prevádzkovateľov regionálnych distribučných sústav sú fixné (s výnimkou nákladov na krytie strát v distribučnej sústave), pričom ÚRSO ustanovuje pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy tento podiel až na úrovni 80%.

19. Zásadná pripomienka k §23 odseky 10 až 13

Navrhujeme zaviesť pre prevádzkovateľov zariadení na uskladňovanie elektriny povinnosť platiť za prístup do distribučnej sústavy vo výške 15 % z hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity na dodávku elektriny do distribučnej sústavy tak, ako to platia aj výrobcovia elektriny. Podmienky platby je potrebné nastaviť rovnako ako podmienky platby pre výrobcov elektriny.

Odôvodnenie:

Prevádzkovatelia zariadení na uskladňovanie elektriny využívajú distribučnú sústavu rovnako ako akýkoľvek iný užívateľ sústavy (napr. výrobca) a preto by mali za túto službu platiť za rovnakých podmienok. Keďže sa na uplatňovanie platby za rezervovanú kapacitu budú vzťahovať rovnaké podmienky ako v prípade výrobcov, tak automaticky bude zabránené dvojitej platbe za rovnakú rezervovanú kapacitu, ktorá sa prípadne využíva na odber elektriny zo sústavy.

20. Zásadná pripomienka k § 24 ods. 16 písm. b)

Navrhujeme text „je vyššia ako 0,1 alebo sa rovná 0,3“ nahradiť textom „je vyššia ako 0,1 a je nižšia alebo sa rovná 0,3“

Odôvodnenie:

Pri navrhovanom nastavení intervalov pre jednotlivé hodnoty MVRK môže odberateľ patriť do dvoch intervalov súčasne (písm. b) a c)). Je potrebné stredný interval (písm. b)) ohraničiť len po hodnotu 0,3 vrátane, aby všetky hodnoty nad 0,3 spadali do posledného intervalu (písm. c)).

21. Zásadná pripomienka k § 25 ods. 3 písm. a) bod 2

Navrhujeme v prípade parametra PPEREX nepoužívať priemer za roky 2019, 2020 a 2021, ale použiť len skutočnosť z roku 2021.

Odôvodnenie:

V uvedených rokoch prišlo k nárastu osobných nákladov z dôvodu rastu nominálnych miezd nie len v slovenskom hospodárstve, ale aj u pracovníkov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy. Použitie priemeru za roky 2019 až 2021 nevystihuje skutočné osobné náklady použité v minulosti, a dokonca znižuje ich skutočný nárast. Takto vypočítané osobné náklady nepokryjú finančne tie, ktoré vzniknú prevádzkovateľovi distribučnej sústavy v budúcom roku.

22. Zásadná pripomienka k § 25 ods. 5 písm. a) bod 2 a § 25 ods. 5 písm. b) bod 2

Navrhujeme v prípade parametrov vzorcov $V_{ystETRHN+1,t}$ a $V_{ystETRN,t}$ ponechať plánované množstvá na rok t , miesto ročného priemeru zo súčtu skutočného príslušného množstva elektriny za roky $t-3$ a $t-2$, očakávaného príslušného množstva za rok $t-1$ a plánovaného príslušného množstva za roky t a $t+1$.

Odôvodnenie:

Zavedením ročného priemeru zo súčtu skutočného príslušného množstva elektriny za roky $t-3$ a $t-2$, očakávaného príslušného množstva za rok $t-1$ a plánovaného príslušného množstva za roky t a $t+1$ sa automaticky vytvorí korekcia aj v prípade dodržania plánu na množstvo elektriny odobratej z prenosovej sústavy. Preto navrhujeme ponechať doterajšiu definíciu uvedených parametrov.

23. Zásadná pripomienka k §26 odsek 2

Navrhujeme vyňať zo vzorca na výpočet tarify za straty pri distribúcii elektriny časť, ktorá sa týka strát pri prenose elektriny a dať ju ak samostatnú tarifu.

Alternatívne navrhujeme formulovať §26 odsek 2 nasledovne:

V § 26 ods. 2 znie:

„ Náklady za straty pri distribúcii elektriny priradené príslušnej napäťovej úrovni $V_{VSDHN,t}$ v roku t v eurách sú zložené z alikvotnej časti nákladov za straty pri prenose elektriny, straty pri distribúcii elektriny priradených z vyššej napäťovej úrovne a nákladov za straty pri distribúcii elektriny vlastnej napäťovej úrovne a vypočítajú sa podľa vzorca

$$[V_{VSD}]_{(HN,t)} = [CSD]_{(HN+1,t)} \times [V_{ystETR}]_{(HN+1,t)} + [CSDH]_{(HN,t)} \times [V_{ystE}]_{(HN,t)},$$

kde

$V_{ystETRHN+1,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne v roku t ,

$CSDHN+1,t$ je tarifa za straty pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na vyššej napäťovej úrovni, z ktorej sa transformuje elektrina do príslušnej napäťovej úrovne; na distribučnej napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia sa tarifa za straty na vyššej napäťovej úrovni v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t $CSDVVN+1,t$ rovná $PS_{straty,t}$ čo je tarifa za straty pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,

CSHDHN_t je cena za straty pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny príslušnej napäťovej úrovne v roku t určená podľa odseku 3.“

Odôvodnenie:

Nesúhlasíme so zahrnutím nákladov na krytie strát v prenose do tarify za straty pri distribúcii elektriny z dôvodu transparentnosti. Navrhujeme separátnu tarifu za prenos z dôvodu transparentnej a jednoznačnej identifikácii jednotlivých zložiek ceny elektriny a ich zmien.

K navrhovanému alternatívnemu riešeniu - Vzorec na stanovenie nákladov na straty pri distribúcii elektriny priradené príslušnej napäťovej úrovni VVSDHN_t v roku t, nie je správne navrhnutý, nakoľko by v takejto podobe priradil z každej vyššej napäťovej úrovne nielen náklady na straty pri distribúcii vrátane strát pri prenose, ale aj náklady na straty pri prenose opätovne priradené k množstvu elektriny vstupujúcemu z vyššej napäťovej úrovne.

24. Zásadná pripomienka k §26 ods. 4

V § 26 ods. 4 znie

” KPCSESt je korekcia ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t, ktorej výška pre roky 2023 a 2024 sa vypočíta podľa vzorca

4.1. pre 2023

$$KPCSESt = \frac{\sum_{i=1}^n (CE_{i,t-2} \times QS_{i,t-2})}{\sum_{i=1}^n QS_{i,t-2}} - CE_{PXE,t-2} \times \left(1 + \frac{k_{t-2}}{100}\right) - \frac{NSPOT_{2021}}{\sum_{j=1}^m VystEO_{j,t}},$$

4.2. pre 2024

$$KPCSESt = \frac{\sum_{i=1}^n (CE_{i,t-2} \times QS_{i,t-2})}{\sum_{i=1}^n QS_{i,t-2}} - CE_{PXE,t-2} \times \left(1 + \frac{k_{t-2}}{100}\right) - \frac{NSPOT_{2021}}{\sum_{j=1}^m VystEO_{j,t}},$$

kde

CE_{i,t-2} je cena elektriny slovenskej obchodnej oblasti na dennom trhu organizovanom organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v i-tej štvrthodine roku t-2 v eurách na jednotku množstva elektriny,

QS_{i,t-2} je množstvo strát elektriny pri distribúcii elektriny v i-tej štvrthodine roku t-2 v jednotkách množstva elektriny na základe údajov poskytnutých organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou,

CE_{PXE,t-2} je aritmetický priemer denných cien elektriny na výpočet ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,

kt-2 je koeficient na rok t-2 v percentách,

NSPOT2021 sú schválené neuhradené náklady vynaložené prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na korekciu ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny za rok 2021 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa § 7 ods. 14 a boli zahrnuté do nákladov na prevádzkovanie systému v roku 2022,

NSPOT1-x/2022 sú schválené neuhradené náklady vynaložené prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na korekciu ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách za mesiace január až x roku 2022, ktoré sa vypočítajú podľa § 7 ods. 15 a boli zahrnuté do nákladov na prevádzkovanie systému v roku 2022,

NSPOTy-12/2022 sú schválené neuhradené náklady vynaložené prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na korekciu ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách za mesiace y až december roku 2022, ktoré sa vypočítajú podľa § 7 ods. 16. a boli zahrnuté do nákladov na prevádzkovanie systému v roku 2023,

$V_{y,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t distribuované na j-tej napäťovej úrovni koncovým odberateľom elektriny a prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy,

n je počet štvrt hodín roku t-2,

m je počet napäťových úrovní v distribučnej sústave prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy."

Odôvodnenie:

Uvedený vzorec je nesprávne stanovený a mieša relatívnu cenu €/MWh s absolútnou hodnotou v €. Takto navrhnutý by nikdy nefungoval.

25. Zásadná pripomienka k § 26 ods. 6

Navrhujeme vypustiť.

Odôvodnenie:

Netýka sa cenovej regulácie. Nie jasné, čo úrad touto právnou úpravou navrhuje, nakoľko každé odovzdávacie a odberné miesto má svoje vlastné meranie na základe, ktorého údajov je fakturovaná aj tarifa za straty pri distribúcii.

26. Zásadná pripomienka k § 27 ods. 15 až 17

Navrhujeme zaviesť pre prevádzkovateľov zariadení na uskladňovanie elektriny povinnosť platiť za prístup do distribučnej sústavy vo výške 15 % z hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity na dodávku elektriny do distribučnej sústavy tak, ako to platia aj výrobcovia elektriny. Podmienky platby nastaviť rovnako ako podmienky platby pre výrobcov elektriny.

Odôvodnenie:

Prevádzkovatelia zariadení na uskladňovanie elektriny využívajú distribučnú sústavu rovnako ako akýkoľvek iný užívateľ sústavy (napr. výrobca) a preto by mali za túto službu platiť za rovnakých podmienok. Keďže sa na uplatňovanie platby za rezervovanú kapacitu budú vzťahovať rovnaké podmienky ako v prípade výrobcov, tak automaticky bude zabránené dvojitej platbe za rovnakú rezervovanú kapacitu, ktorá sa prípadne využíva na odber elektriny zo sústavy.

27. Zásadná pripomienka k § 30 ods. 2 písm. a) a písm. b)

V § 30 ods. 2 písm. a) a písm. b) znie

„a) podiel prevádzkovateľa prenosovej sústavy je 60 % nákladov,

b) podiel prevádzkovateľa distribučnej sústavy je 40 % nákladov. „

Odôvodnenie:

Navrhujeme ponechať rozdelenie nákladov vyvolaných u prevádzkovateľa prenosovej sústavy pripojením elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy alebo zvýšením technického dimenzovania pripojenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy pripojeného do prenosovej sústavy alebo úpravou zariadení prenosovej sústavy na základe žiadosti prevádzkovateľa distribučnej sústavy na takej úrovni ako to bolo doteraz.

28. Zásadná pripomienka k § 32 ods. 5

V § 32 ods. 5 vypustiť na konci vetu „maximálne však do výšky rezervovanej kapacity, ktorú je technicky možné dodať do regionálnej distribučnej sústavy“.

Odôvodnenie:

Dôvodom na vypustenie predmetného ustanovenia je fakt, že je v rozpore s definíciou inštalovaného výkonu v primárnej legislatíve a tak isto s ustanoveniami v sekundárnej legislatíve najmä vo vyhláske č. 24/2013 Z. z. pravidiel

trhu. Predmetné ustanovenie je tak isto problémové z praktického hľadiska, nakoľko neexistuje presný postup na stanovenie výkonu, ktorý je technicky možné dodať do regionálnej sústavy.

29. Zásadná pripomienka k § 32 ods. 6

V § 32 ods. 6 vypustiť na konci vetu „pričom pre výpočet platí, že NVVN sú celkové preukázateľne vyvolané náklady prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity pripojenia a súvisiace úpravy v prenosovej sústave v eurách.“.

Odôvodnenie:

Z dôvodu zamedzenia diskriminácie, aby odberatelia/výrobcovia neboli voči prevádzkovateľom MDS diskriminovaní čo sa týka ceny za pripojenie.

30. Zásadná pripomienka k § 33 ods. 4

V § 33 ods. 4 znie:

„Ak sa zariadenie na výrobu elektriny výrobcu elektriny alebo zariadenie na uskladňovanie elektriny, ktoré bude dodávať elektrinu do miestnej distribučnej sústavy, pripája do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, alebo sa mení maximálna rezervovaná kapacita existujúceho zariadenia na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy alebo maximálna rezervovaná kapacita existujúceho zariadenia na uskladňovanie elektriny pre dodávku elektriny do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy a prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy pripojená, môžu dohodnúť v zmluve o pripojení do regionálnej distribučnej sústavy medzi prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy a prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy maximálnu rezervovanú kapacitu vo výške celkového inštalovaného výkonu takého zariadenia na výrobu elektriny alebo maximálnej rezervovanej kapacity takého zariadenia na uskladňovanie elektriny pre dodávku elektriny do miestnej distribučnej sústavy. Maximálna cena za pripojenie sa určuje vo výške podľa odseku 1.“

Odôvodnenie:

Z dôvodu zamedzenia diskriminácie, aby odberatelia/výrobcovia neboli voči prevádzkovateľom MDS diskriminovaní čo sa týka ceny za pripojenie. Vypustené ustanovenie je problémové z praktického hľadiska, nakoľko neexistuje presný postup na stanovenie výkonu, ktorý je technicky možné dodať do regionálnej sústavy.

31. Zásadná pripomienka k § 34 ods. 1 písm. d)

V § 34 ods. 1 písm. d) znie:

„ ko je koeficient výšky spoluúčasti žiadateľa o pripojenie; pričom pre žiadateľa, ktorý je odberateľom elektriny, je hodnota koeficientu ko maximálne vo výške 0,4 a pre žiadateľa, ktorý je výrobcou elektriny alebo prevádzkovateľom zariadenia na uskladňovanie elektriny, je hodnota koeficientu ko vo výške 0,5.“

Odôvodnenie:

Prevádzkovateľ zariadenia na uskladňovanie elektriny je charakterom svojej prevádzky v rámci distribučnej sústavy bližšie k výrobcovi elektriny ako k odberateľovi elektriny, preto by mal mať rovnaké podmienky ako výrobca elektriny.

32. Zásadná pripomienka k § 36 ods. 4

Žiadame vypustiť.

Odôvodnenie:

V praxi sme sa nestretli so žiadnou požiadavkou na zmenu počtu, či podmienok pre jednotlivé distribučné sadzby. Spôsobí to zmätok v tomto „energeticky náročnom“ období a zavedie nejednoznačnosť, čo ešte viac zneistí odberateľov hlavne domácnostiach. Odberateľ kedykoľvek v období od účinnosti cenového rozhodnutia do 31.12.2025 bude mať možnosť, nie povinnosť, vybrať si sadzbu v zmysle definície návrhu vyhlášky alebo bude využívať pôvodné sadzby definované pre rok 2022. Takéto riešenie bude pre PDS znamenať uplatňovanie 12 sadzieb domácnosti (10 sadzieb mimo domácnosti), čo na odberateľov bude pôsobiť zmätočne a súčasne vyvolá neprimerané zvýšenie nákladov ako na zmenu/nastavenie informačných systémov PDS, dlhšie trvajúcu duálnosť

tarifnej štruktúry s rovnakým označením, ale rozdielnymi podmienkami dotknutých sadzieb. V prípade očakávaného vydania cenových rozhodnutí v decembri by bolo zároveň nastavenie informačných a fakturačných systémov od 1.1.2023 nevykonateľné. Dovoľujeme si úrad upozorniť, že odporúčenie PDS odberateľom zaradeným v roku t-1 v sadzbách platných v roku 2022 na prechod do sadzieb podľa § 22 ods. 7 a 8 platných pre rok t nie je definované a v prípade, ak má byť odporúčenie zmysluplné, je potrebná jednak analýza spotreby minulej/aktuálnej/budúcej, tak i analýza inštalovaných elektrických zariadení existujúcich/budúcich. PDS nedisponuje relevantnými informáciami o inštalovaných elektrických zariadeniach vzhľadom na skutočnosť, že odberatelia neaktualizujú zoznam týchto zariadení a aj v zmluvách o pripojení do DS nie vždy uvádzajú korektné údaje. Samotné individuálne posúdenia odberného miesta pre účely odporúčania sadzby predstavuje neprimeranú časovú záťaž pre PDS (vyhodnocovanie jednotlivých odberných miest a aktualizácia údajov potrebných pre posúdenie a odporúčanie sadzby pre konkrétne odberné miesto).

33. Zásadná pripomienka k Prílohe č. 10

V prílohe č. 10 navrhujeme:

Opraviť vzorce z matematického hľadiska v ods. 2 písm. a):

Opačné znamienko vo vzorci, resp. vypustenie znamienka mínus vo vzorci v ods. 2 písm. a) z dôvodu matematickej správnosti.

Vypustiť menovateľ 100 v ods. 2 písm. a), nakoľko menovateľ 100 nedáva zmysel pokiaľ vstupy sú v % - príklad: (20%, 30%, 30%, 20%) / 100 = (0,2%, 0,3%, 0,3%, 0,2%). Buď sú vstupy bez % alebo potom menovateľ tam byť nemá.

Plánovanú odchýlkovosť 25% v ods. 2 písm. b) navrhujeme zmeniť na úroveň 33% z dôvodu reálnej odchýlkovosť strát za roky 2021 a 2022, ak by sa realizovala predikcia zo včera na zajtra.

Zmeniť obdobie v ods. 4 z 1. januára roku t-2 do 31. decembra roku t-2 na obdobie 1. september roku t-2 do 31. augusta roku t-1 z dôvodu, že skutočnosť za posledných 12 mesiacov lepšie reflektuje náklady na odchýlku ako obdobie t-2.

Navrhujeme ustanoviť výpočet počítat všetky skutočné zúčtovacie ceny v ods. 4, t.z. aj SCZ3 a SCZ4 rovnako ako SCZ1, a SCZ2. V návrhu je SCZ3, SCZ4 opačná hodnota SCZ1, SCZ2 z dôvodu, že použitie aritmetického priemeru skutočných zúčtovacích cien odchýlok je konzistentnejšie prístup vzhľadom na možnú asymetriu jednotlivých scenárov.

<https://www.slov-lex.sk/legislativne-procesy/SK/LP/2022/566>