

**ZBIERKA**  **ZÁKONOV**  
**SLOVENSKEJ REPUBLIKY**

Ročník 2023

Vyhlásené: 30. 6. 2023

Časová verzia predpisu účinná od: 1. 7.2023

Obsah dokumentu je právne záväzný.

**246**

**VYHLÁŠKA**

**Úradu pre reguláciu sieťových odvetví**

zo 14. júna 2023,

**ktorou sa ustanovuje cenová regulácia vybraných regulovaných činností v elektroenergetike a niektoré podmienky vykonávania vybraných regulovaných činností v elektroenergetike**

Úrad pre reguláciu sieťových odvetví (ďalej len „úrad“) podľa § 40 ods. 1 písm. a) až i) a l) až n) zákona č. 250/2012 Z. z. o regulácii v sieťových odvetviach v znení neskorších predpisov (ďalej len „zákon o regulácii“) a § 19 ods. 2 písm. c) zákona č. 309/2009 Z. z. o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby a o zmene a doplnení niektorých zákonov (ďalej len „zákon o podpore“) ustanovuje:

**§ 1**

**Základné pojmy**

Na účely tejto vyhlášky sa rozumie

- a) regulačným obdobím 6. regulačné obdobie od 1. januára 2023,
- b) regulačným rokom kalendárny rok,
- c) rokom  $t$  regulačný rok, na ktorý sa určuje alebo platí cena,
- d) rokom  $t+n$   $n$ -tý rok nasledujúci po roku  $t$ ,
- e) rokom  $t-n$   $n$ -tý rok predchádzajúci roku  $t$ ,
- f) východiskovým rokom rok 2021,
- g) jednotkou množstva elektriny 1 MWh,
- h) ITC mechanizmom kompenzačný mechanizmus pri zúčtovaní a vysporiadaní platieb za použitie národných prenosových sústav pre cezhraničnú výmenu elektriny,
- i) technologickou časťou zariadenia výrobcu elektriny súbor jednotlivých technologických častí zariadenia na výrobu elektriny nevyhnutných na výrobu elektriny tvoriaci jeden technologický celok pozostávajúci najmä zo zariadenia na skladovanie primárneho zdroja energie, zariadenia na úpravu primárneho zdroja energie, zariadenia, v ktorom sa vykonáva premena formy primárnej energie na elektrinu, zariadenia vykonávajúceho kvalitatívnu úpravu elektriny, meracieho zariadenia, riadiaceho zariadenia, kontrolného zariadenia a zariadenia na ochranu životného prostredia,
- j) výstavbou zariadenia na výrobu elektriny výstavba nového zariadenia na výrobu elektriny na základe stavebného povolenia alebo ohlásenia stavebnému úradu o realizácii drobnej stavby alebo stavebných úprav,

- k) nadradenou sústavou prenosová sústava alebo regionálna distribučná sústava, do ktorej je pripojená miestna distribučná sústava, odberateľ elektriny alebo výrobca elektriny, alebo miestna distribučná sústava, do ktorej je pripojená iná miestna distribučná sústava, odberateľ elektriny alebo výrobca elektriny.

## § 2

### Rozsah cenovej regulácie

Cenová regulácia vybraných regulovaných činností v elektroenergetike sa vzťahuje na

- a) pripojenie do sústavy,
- b) prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny,
- c) prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny,
- d) poskytovanie podporných služieb,
- e) poskytovanie systémových služieb,
- f) výkon činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou,
- g) určenie tarify za prevádzkovanie systému.

## § 3

### Spôsoby vykonávania cenovej regulácie

Cenová regulácia sa vykonáva

- a) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny za pripojenie do sústavy,
- b) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny a tarify za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny,
- c) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny a tarify za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny,
- d) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny za poskytovanie podporných služieb,
- e) určením spôsobu výpočtu pevnej ceny a tarify za poskytovanie systémových služieb,
- f) určením spôsobu výpočtu pevnej ceny a tarify za prevádzkovanie systému a výkon činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou,
- g) priamym určením tarify a určením spôsobu výpočtu tarify alebo rozdelením nákladov podľa osobitných predpisov.<sup>1)</sup>

## § 4

### Rozsah, štruktúra a výška ekonomicky oprávnených nákladov

(1) Ekonomicky oprávnenými nákladmi sú

- a) náklady na obstaranie regulačnej elektriny,<sup>2)</sup>
- b) náklady na obstaranie elektriny na vlastnú spotrebu a krytie strát pri prenose elektriny a distribúciu elektriny vrátane nákladov na vyrovnanie odchýlky pri prenose elektriny a distribúciu elektriny,
- c) výrobné a prevádzkové náklady zahrňujúce náklady na energie, suroviny a technologické hmoty,
- d) osobné náklady<sup>3)</sup> a priemerné osobné náklady na jedného zamestnanca na rok t zvýšené oproti určeným nákladom na rok t-1 najviac o výšku aritmetického priemeru zverejnených hodnôt ukazovateľa „Index nominálnej mzdy“ za obdobie od 3. Q roku t-2 po 2. Q roku t-1 zverejnených

na webovom sídle Štatistického úradu Slovenskej republiky (ďalej len „štatistický úrad“),

- e) náklady na plnenie povinností podľa osobitných predpisov,<sup>4)</sup> pri poplatkoch za znečisťovanie ovzdušia len poplatky za znečisťujúce látky vypustené do ovzdušia pri dodržaní podmienok a požiadaviek podľa osobitného predpisu<sup>5)</sup> a pri skleníkových plynoch len náklady najviac do 100 % na nákup emisných kvót nad množstvo bezodplatne pridelených a potrebných na vykonávanie regulovanej činnosti; pri skleníkových plynoch sú ekonomicky oprávnenými nákladmi náklady na nákup emisných kvót vypočítané ako množstvo spotrebovaných ton CO<sub>2</sub> krát cena určená ako aritmetický priemer denných uzatváracích cien oficiálneho kurzového lístka zverejneného burzou EEX na jej webovom sídle, za produkt EU Emission Allowances – Spot Market v euro/t CO<sub>2</sub> za obdobie šiestich kalendárnych mesiacov predchádzajúcich mesiacu, v ktorom sa začalo konanie o cenovej regulácii (ďalej len „cenové konanie“),
- f) odpisy majetku;<sup>6)</sup> pri hmotnom majetku sa za ekonomicky oprávnené náklady považuje rovnomerné odpisovanie hmotného majetku využívaného len na výkon regulovanej činnosti a pri nehmotnom majetku sa za ekonomicky oprávnené náklady považuje ročný odpis 25 % z obstarávacej ceny nehmotného majetku využívaného len na výkon regulovanej činnosti,
- g) nájomné za prenájom hmotného majetku a nehmotného majetku od tretích osôb, ktorý sa využíva len na výkon regulovanej činnosti vo výške odpisov podľa písm. f),
- h) náklady na opravy a údržbu majetku využívaného na zabezpečenie regulovanej činnosti v rozsahu zabezpečujúcom výkon regulovanej činnosti okrem nákladov vynaložených na technické zhodnotenie hmotného majetku a nehmotného majetku podľa osobitného predpisu,<sup>7)</sup>
- i) úrok z úveru poskytnutého bankou alebo pobočkou zahraničnej banky<sup>8)</sup> na obstaranie hmotného majetku alebo nehmotného majetku, ktorý sa využíva len na výkon regulovanej činnosti,
- j) úrok z úveru na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady v súvislosti s výkonom činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou podľa osobitného predpisu<sup>9)</sup> maximálne vo výške obvyklej pre porovnateľné úvery,
- k) režijné náklady, pričom náklady na marketing a konzultačné služby v maximálnej výške 10 % z nákladov na opravy a údržbu majetku využívaného na zabezpečenie regulovanej činnosti podľa písmena h); obmedzenie sa nevzťahuje na organizátora krátkodobého trhu s elektrinou,
- l) úrok z dlhopisu vydaného regulovaným subjektom do hodnoty úroku rovnajúceho sa aritmetickému priemeru hodnôt mesačných priemerov ukazovateľa 12M EURIBOR za obdobie posledných 12 mesiacov predchádzajúcich mesiacu, v ktorom sa začalo cenové konanie, zverejnených na webovom sídle [www.euribor-ebf.eu](http://www.euribor-ebf.eu) v časti Euribor rates, na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady súvisiace s nákupom elektriny na straty a úhradu doplatku podľa § 3 ods. 1 písm. c) zákona o podpore,
- m) náklady na projekty spoločného záujmu podľa osobitného predpisu,<sup>10)</sup>
- n) náklady na odpis nedobytných pohľadávok, ktoré vznikli 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 a v súvislosti s ukončením zmlúv o zúčtovaní odchýlky z dôvodu ukončenia činnosti dodávateľov elektriny najviac 50 % z nedobytnej pohľadávky v 36. ucelenom kalendárnom mesiaci od jej vzniku,
- o) prevádzkové náklady na realizáciu a prevádzku projektov výskumu a vývoja<sup>11)</sup> súvisiacich s výkonom vybraných regulovaných činností v elektroenergetike v sume schválenej úradom.

(2) Ekonomicky oprávnenými nákladmi nie sú

- a) sankcie, s výnimkou úradom odsúhlasených sankcií uplatnených poskytovateľmi podporných služieb voči prevádzkovateľovi prenosovej sústavy, z dôvodu odstúpenia od príslušných zmlúv týkajúcich sa poskytovania podporných služieb, len za účelom zvýšenia ekonomickej efektivity

- využívania schválených nákladov na podporné služby, bez ohrozenia bezpečnosti prevádzky sústavy, po jednoznačnom preukázaní úspory nákladov vynaložených na podporné služby,
- b) náklady vynaložené v súvislosti s nevyužívanými prevádzkami a výrobnými kapacitami,
  - c) odpisy nevyužívaného dlhodobého majetku, odpisy „goodwill“ a odpisy hmotného majetku a nehmotného majetku vylúčeného z odpisovania,<sup>12)</sup>
  - d) odmeny členov štatutárnych orgánov a ďalších orgánov právnických osôb za výkon funkcie, ktorí nie sú v pracovnoprávnom vzťahu s regulovaným subjektom,
  - e) platby poistného za poistenie zodpovednosti za škody spôsobené členmi štatutárnych orgánov a členmi iných orgánov regulovaného subjektu,
  - f) príspevky na doplnkové dôchodkové sporenie<sup>13)</sup> platené zamestnávateľom okrem príspevkov na doplnkové dôchodkové sporenie podľa odseku 1 písm. e), príspevky na životné poistenie a účelové sporenie zamestnanca platené zamestnávateľom,
  - g) odstupné a odchodné presahujúce sumu podľa § 76 a 76a Zákonníka práce,
  - h) príspevky na stravovanie zamestnancov nad rozsah podľa § 152 Zákonníka práce,
  - i) cestovné náhrady nad rozsah podľa osobitného predpisu,<sup>14)</sup>
  - j) tvorba sociálneho fondu nad rozsah podľa osobitného predpisu,<sup>15)</sup>
  - k) náklady na poskytovanie ochranných pracovných prostriedkov nad rozsah podľa osobitného predpisu,<sup>16)</sup>
  - l) dobrovoľné poistenie osôb,
  - m) manká a škody na majetku vrátane škody zo zníženia cien nevyužitelných zásob a likvidácie zásob,
  - n) náklady vyplývajúce z chýb vo výpočtoch, v kalkulačných prepočtoch alebo v účtovníctve, duplicitne účtované náklady,
  - o) náklady na reprezentáciu a dary,
  - p) odmeny a dary pri životných jubileách a pri odchode do dôchodku,
  - q) náklady na starostlivosť o zdravie zamestnancov a na vlastné zdravotnícke zariadenia nad rozsah podľa osobitných predpisov,<sup>17)</sup>
  - r) príspevky a náklady na rekreačné, regeneračné, rekondičné a ozdravné pobyty, ak povinnosť ich uhrádzania neustanovuje osobitný predpis,<sup>18)</sup>
  - s) náklady na údržbu a prevádzku školiacich a rekreačných zariadení,
  - t) daň z nehnuteľnosti platená za školiace a rekreačné zariadenia,
  - u) štipendiá poskytnuté žiakom stredných škôl a študentom,
  - v) odpis nedobytej pohľadávky nad rozsah podľa odseku 1 písm. m),
  - w) tvorba rezerv nad rozsah podľa osobitného predpisu,<sup>19)</sup>
  - x) rozdiely zo zmien použitých účtovných metód a účtovných zásad,<sup>20)</sup>
  - y) tvorba opravných položiek,
  - z) náklady vynaložené na odstránenie nedostatkov zistených pri kolaudačnom konaní,
  - aa) náklady spojené s prípravou a zabezpečením nerealizovanej investičnej výstavby,
  - ab) straty z predaja dlhodobého majetku a zásob,
  - ac) zostatková cena predaného alebo vyradeného hmotného majetku a nehmotného majetku,
  - ad) náklady na reklamu alebo propagáciu uskutočňovanú formou podpory športových, kultúrnych a zábavných podujatí a iných činností,

- ae) spotreba pohonných látok nad rozsah podľa osobitného predpisu,<sup>21)</sup>
- af) náklady na výkon regulovanej činnosti, ktoré sú vyššie ako náklady zistené na základe overovania primeranosti nákladov podľa § 31 ods. 3 písm. d) zákona o regulácii, ktoré sú zabezpečované regulovaným subjektom, iným ako regulovaným subjektom alebo subjektom, ktorý je alebo bol súčasťou vertikálne integrovaného podniku,<sup>22)</sup>
- ag) straty z obchodov s finančnými derivátmi a komoditnými derivátmi,
- ah) náklady na náhradu škody, ktorá vznikne v dôsledku protiprávneho konania regulovaného subjektu,
- ai) vyplatené kompenzačné platby podľa osobitného predpisu,<sup>23)</sup>
- aj) iné náklady, ktoré nie sú uvedené v odseku 1.

(3) Ak regulovaný subjekt vykonáva súčasne regulované aj neregulované činnosti alebo vykonáva súčasne viacero regulovaných činností, do ekonomicky oprávnených nákladov na regulovanú činnosť sa zahrnú len preukázateľné náklady priradené na danú činnosť podľa pravidiel pre rozvrhovanie nákladov, výnosov, aktív a pasív schválenými úradom.

(4) Pri určení výšky ekonomicky oprávnených nákladov podľa odseku 1 písm. n) sa vychádza z hodnotenia projektov predložených na schválenie regulovaným subjektom v návrhu ceny. V cenovom konaní na základe hodnotenia projektov úradom sa určí výška ekonomicky oprávnených nákladov na realizáciu projektu. Výška ekonomicky oprávnených nákladov na realizáciu a prevádzku projektov výskumu a vývoja nesmie presiahnuť 1 000 000 eur za regulovaný subjekt a regulačné obdobie.

## § 5

### Spôsob určenia miery výnosnosti regulačnej bázy aktív

- (1) Miera výnosnosti regulačnej bázy aktív sa určuje na regulačné obdobie a zohľadňuje
- a) návratnosť prevádzkových aktív používaných len pre zabezpečenie regulovanej činnosti,
  - b) rozsah potrebných investícií na zabezpečenie dlhodobej spoľahlivej, bezpečnej a udržateľnej prevádzky aktív používaných pri výkone regulovanej činnosti,
  - c) stimuláciu regulovaných subjektov financovať aktíva z verejných prostriedkov poskytovaných z rozpočtu Európskej únie,
  - d) stimuláciu úradom v rámci cenového konania schválených investícií do aktív používaných na
    1. pripájanie zariadení na výrobu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a zariadení na výrobu elektriny vysoko účinnej kombinovanou výrobou,
    2. pripájanie zariadení na uskladňovanie elektriny a na nabíjanie elektrických vozidiel,
    3. pripájanie zariadení poskytujúcich podporné služby elektrizačnej sústave a služby flexibility vrátane zariadení poskytujúcich nefrekvenčné podporné služby,
    4. rozvoj a obnovu zariadení na automatizáciu a digitalizáciu sústav,
    5. zvyšovanie kvality služieb pre užívateľov sústav a koncových odberateľov elektriny.

(2) Miera výnosnosti regulačnej bázy aktív pred zdanením na regulačné obdobie sa vyjadruje ako vážený priemer nákladov na kapitál WACC pred zdanením, určený v percentuálnej hodnote, matematicky zaokrúhlenej na dve desatinné miesta, a vypočíta sa podľa vzorca

$$WACC = \frac{E}{E+D} \times \frac{K_e}{1-T} + \frac{D}{E+D} \times K_d,$$

kde

- a)  $K_e$  sú náklady na vlastný kapitál v percentách určené podľa odseku 3,
- b)  $K_d$  sú náklady na cudzí kapitál v percentách, ktorý sa ustanovuje na celé regulačné obdobie vo výške 2,72 %,
- c)  $\frac{E}{E + D}$   
je podiel vlastného majetku na celkovom majetku, ktorý sa ustanovuje na celé regulačné obdobie vo výške 40 %,
- d)  $\frac{D}{E + D}$   
je podiel cudzieho majetku na celkovom majetku, ktorý sa ustanovuje na celé regulačné obdobie vo výške 60 %,
- e) T je sadzba dane z príjmov právnických osôb v roku t v percentách.

(3) Náklady na vlastný kapitál  $K_e$  sa vypočítajú podľa vzorca

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

kde

- a)  $R_f$  je bezriziková výnosová miera, ktorá sa na regulačné obdobie ustanovuje vo výške 1,30 %,
- b)  $\beta_{\text{levered}}$  je vážený beta koeficient vyjadrujúci systematické riziko, citlivosť konkrétneho odvetvia na zmenu trhu, ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$$\beta_{\text{levered}} = \beta_{\text{unlevered}} \times \left[ 1 + (1 - T) \times \frac{D}{E} \right]$$

kde

- $\beta_{\text{unlevered}}$  je nevážený beta koeficient bez vplyvu sadzby dane z príjmov a podielu cudzích zdrojov, pre regulačné obdobie sa ustanovuje vo výške 0,48,
  - $D/E$  je pomer cudzích zdrojov k vlastnému majetku, ktorý sa ustanovuje na celé regulačné obdobie vo výške 1,5,
- c) MRP je trhová riziková prirážka, ktorá sa na regulačné obdobie ustanovuje vo výške 5,08 %.

(4) Hodnota WACC pred zdanením sa na regulačné obdobie ustanovuje vo výške 4,99 %. Ak sa určí nová hodnota WACC na rok t podľa odseku 5, hodnota WACC podľa prvej vety sa na rok t a zvyšok regulačného obdobia nepoužije.

(5) Ak relatívna odchýlka medzi rokmi t-2 a t-1 v niektorom z parametrov vstupujúcich do výpočtu WACC, podrobne ustanovených v prílohe č. 1, v priebehu regulačného obdobia bude vyššia ako 20 %, určí sa nová hodnota WACC na rok t a na zvyšok regulačného obdobia, ktorá sa zverejňuje na webovom sídle úradu najneskôr do 31. júla roku t-1. Relatívna zmena vyjadrená ako hodnota pomeru medzi aktuálnou číselnou hodnotou WACC a novou číselnou hodnotou WACC nepresiahne 10 %, teda pomer nepresiahne hodnoty uzavretého matematického intervalu [0,9 – 1,1].

(6) Na účely dosiahnutia cieľov podľa odseku 1 písm. c) sa nominálna hodnota WACC pred zdanením v percentách zvýši o prémii, ktorej nominálna hodnota je 2 % a uplatní sa na časť regulačnej bázy aktív, ktorej obstaranie bolo financované z podporných programov Európskej únie a súčasne ktorej spolufinancovanie regulovaným subjektom nepresiahlo 50 % z celkovej hodnoty investície. V návrhu ceny regulovaného subjektu sa predkladá na rok t rozsah potrebných aktív

vrátane obstarávacej ceny, ktoré boli obstarané podľa odseku 1 písm. c) a zaradené do regulačnej bázy aktív od začiatku regulačného obdobia do roku t-1, pričom hodnota WACC pred zdanením navýšená podľa tohto odseku sa uplatní len pre tú časť majetku, ktorej obstaranie financoval regulovaný subjekt. Do regulačnej bázy aktív sa na účely cenovej regulácie nezapočítava časť majetku, ktorá bola financovaná z verejných prostriedkov poskytovaných z rozpočtu Európskej únie.

(7) Na účely dosiahnutia cieľov podľa odseku 1 písm. d) sa nominálna hodnota WACC pred zdanením v percentách zvýši o prémie, ktorej nominálna hodnota je 2 % a uplatní sa na aktíva podľa odseku 1 písm. d). V návrhu ceny regulovaného subjektu sa predkladá na rok t rozsah potrebných obstaraných aktív podľa odseku 1 písm. d), vrátane obstarávacej ceny, zaradených do regulačnej bázy aktív od začiatku regulačného obdobia do roku t-1, pričom hodnota WACC pred zdanením navýšená podľa tohto odseku sa uplatní len pre tú časť majetku, ktorej obstaranie financoval regulovaný subjekt.

(8) Zoznam plánovaných investícií do aktív podľa odseku 1 písm. c) a d) sa predkladá najneskôr 30 dní pred predložením návrhu ceny podľa § 14 zákona o regulácii, pričom na návrhy cien na rok 2023 sa táto podmienka nevzťahuje a zoznam príslušných plánovaných investícií sa predkladá spolu s návrhom ceny.

(9) Navýšenie hodnoty WACC o prémie podľa odseku 7 a 8 sa nekumuluje.

## § 6

(1) Peňažné hodnoty sa na výpočet ceny matematicky zaokrúhľujú na štyri desatinné miesta. Mesačná platba za jedno odberné miesto alebo odovzdávacie miesto sa matematicky zaokrúhľuje na dve desatinné miesta.

(2) Ceny podľa tejto vyhlášky sú uvádzané bez dane z pridanej hodnoty.

(3) Na webovom sídle úradu sa zverejňujú spolu s právoplatným cenovým rozhodnutím údaje podľa § 14 ods. 12 zákona o regulácii, ktoré sú započítané do určenej alebo schválenej ceny, a to

- a) celkové údaje o ekonomicky oprávnených nákladoch,
- b) celkové údaje o rozsahu investícií,
- c) údaje o primeranom zisku.

## § 7

### Tarifa za prevádzkovanie systému

(1) Tarifa za prevádzkovanie systému  $TPS_t$  sa uplatňuje v eurách na jednotku množstva elektriny pre

- a) rok 2023 na koncovú spotrebu elektriny,
- b) rok 2024 a nasledujúce roky na koncovú spotrebu elektriny odobratej zo sústavy.

(2) Tarifa za prevádzkovanie systému môže byť diferencovaná na viaceré hodnoty sadzieb  $TPS_{i,t}$ , ktoré sa uplatnia individuálne pre jednotlivé skupiny odberných miest koncových odberateľov elektriny, pričom pre priradenie odberného miesta koncového odberateľa elektriny do príslušnej skupiny platí, že

- a) pre rok 2023 sa pre priradenie odberného miesta koncového odberateľa elektriny do príslušnej skupiny vyhodnocuje očakávaná výška koncovej spotreby elektriny za rok t-1 v odbernom mieste odberateľa elektriny,
- b) pre rok 2024 a nasledujúce roky sa pre priradenie odberného miesta koncového odberateľa

elektriny do príslušnej skupiny vyhodnocuje očakávaná výška koncovej spotreby elektriny odobratej zo sústavy za rok t-1 na všetkých odberných miestach odberateľa elektriny,

- c) odberné miesta koncových odberateľov elektriny sa priradujú podľa výšky očakávanej koncovej spotreby elektriny, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému do týchto skupín:
1. skupina 1 sú odberné miesta koncových odberateľov elektriny s očakávanou koncovou spotrebou elektriny, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému za rok t-1 vyhodnotenou podľa písmen a) a b) do 1 GWh vrátane,
  2. skupina 2 sú odberné miesta koncových odberateľov elektriny s očakávanou koncovou spotrebou elektriny, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému za rok t-1 vyhodnotenou podľa písmen a) a b) nad 1 GWh do 100 GWh vrátane,
  3. skupina 3 sú odberné miesta koncových odberateľov elektriny s očakávanou koncovou spotrebou elektriny, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému za rok t-1 vyhodnotenou podľa písmen a) a b) nad 100 GWh a odberné miesta odberateľov elektriny, ktorým bola pre rok t určená individuálna sadzba tarify za prevádzkovanie systému.

(3) Pre tarifu za prevádzkovanie systému platí, že

$$\sum_{i=1}^k (TPS_{i,t} \times QPKStps_{i,t}) = NPS_t$$

kde

- a)  $TPS_{i,t}$  je sadzba tarify za prevádzkovanie systému uplatnená na koncovú spotrebu elektriny v i-tej skupine odberných miest odberateľov elektriny, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t,
- b)  $QPKStps_{i,t}$  je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v i-tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,
- c) k je celkový počet skupín odberných miest odberateľov elektriny v roku t,
- d)  $NPS_t$  sú plánované náklady na prevádzkovanie systému v eurách v roku t, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$NPS_t = DOP_t \times QDE_t + Nozekv_t + PNOT_t + Nokte_t + DNPS_t + KVPTPS_t + PNTss_t + \sum_{j=1}^n NSPOT_{j,t}$$

(4) Na výpočet plánovaných nákladov na prevádzkovanie systému v roku t  $NPS_t$  podľa odseku 3 písm. d) sa veličinami vzorcov rozumejú

- a)  $DOP_t$  pevná cena elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v roku t v eurách na jednotku množstva elektriny,
- b)  $QDE_t$  plánovaný objem elektriny určený rozhodnutím Ministerstva hospodárstva Slovenskej republiky (ďalej len „ministerstvo hospodárstva“) o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrábať elektrinu z domáceho uhlia a dodávať elektrinu vyrobenú z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t,
- c)  $Nozekv_t$  celkové plánované náklady na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v eurách v roku t, ktoré sa vypočítajú podľa odseku 5,
- d)  $PNOT_t$  schválené alebo určené plánované náklady v eurách zohľadňujúce alikvotnú časť



- nákladov na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na rok  $t$ ,
- e)  $Nokte_t$  náklady na výkon ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách v roku  $t$ ,
- f)  $DNPS_t$  schválené dodatočné náklady na prevádzkovanie systému v eurách na rok  $t$ , ktoré sa vypočítajú podľa odseku 11,
- g)  $KVPTPS_t$  korekcia vplyvu pásmovej tarify za prevádzkovanie systému v eurách na rok  $t$ , ktorá sa vypočíta podľa odseku 12,
- h)  $PNtss_t$  schválené alebo určené plánované náklady v eurách zohľadňujúce alikvotnú časť nákladov na systémové služby zohľadnené v nákladoch na prevádzkovanie systému v eurách na rok  $t$ ,
- i)  $NSPOT_{j,t}$  schválené náklady v eurách zohľadňujúce alikvotnú časť z nákladov  $j$ -tého prevádzkovateľa prenosovej alebo regionálnej distribučnej sústavy na nákup elektriny na krytie strát elektriny pri prenose alebo distribúcii elektriny v eurách, zohľadnené v nákladoch na prevádzkovanie systému v roku  $t$ . Pre rok  $t = 2023$  sa vypočítajú podľa odseku 13 a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa vypočítajú podľa odseku 14,
- j)  $n$  počet subjektov uplatňujúcich si korekciu neuhradených nákladov na straty elektriny pri distribúcii elektriny a prenose elektriny.

(5) Celkové plánované náklady na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v eurách v roku  $t$  sa vypočítajú podľa vzorca

$$Nozekv_t = PND_t + PNP_t + PNVE_t + PNF_t + PNDE_t - PFP_t + \sum_{j=1}^n Kprds_{j,t} + Kozekv_t + KOKTE_t,$$

kde

a)  $PND_t$  sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku  $t$  v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$PND_t = \sum_{i=1}^n [PQD_t^i \times \max(0; CEPD_t^i - PCVE_t)],$$

kde

- $PQD_t^i$  je plánované množstvo elektriny, na ktoré je možné uplatniť doplatok, vyrobenej v roku  $t$  v  $i$ -tom zariadení na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou, v jednotkách množstva elektriny,
  - $CEPD_t^i$  je cena elektriny pre stanovenie doplatku pre  $i$ -té zariadenie na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$ ,
  - $PCVE_t$  je plánovaná priemerná cena vykupovanej elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$ ,
  - $n$  je počet zariadení na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku  $t$ ,
- b)  $PNP_t$  sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou

v roku  $t$  v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$PNP_t = \sum_{i=1}^n [PQP_t^i \times \max(0; CEPSP_t^i - PCVE_t)],$$

kde

1.  $PQP_t^i$  je plánované množstvo elektriny, na ktoré je možné uplatniť príplatok, vyrobenej v roku  $t$  v  $i$ -tom zariadení na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou, v jednotkách množstva elektriny,
  2.  $CEPSP_t^i$  je cena elektriny pre stanovenie príplatku pre  $i$ -té zariadenie na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$ ,
  3.  $PCVE_t$  je plánovaná priemerná cena vykupovanej elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$ ,
  4.  $n$  je počet zariadení na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku  $t$ ,
- c)  $PNVE_t$  sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny v roku  $t$  v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$PNVE_t = \sum_{i=1}^n [(PQEv_t^i \times PUCVE_t^i) - PNVE_t^i],$$

kde

1.  $PQEv_t^i$  je plánované množstvo elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny podľa § 3 ods. 1 písm. b) zákona o podpore a prevzatím zodpovednosti za odchýlku podľa § 3 ods. 1 písm. d) zákona o podpore vykúpenej  $i$ -tým výkupcom elektriny v režime prenesenej zodpovednosti za odchýlku v jednotkách množstva elektriny v roku  $t$ ,
  2.  $PUCVE_t^i$  je plánovaná úhrada za činnosť  $i$ -tého výkupcu elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$ ,
  3.  $PNVE_t^i$  sú plánované nadvýnosy  $i$ -tého výkupcu elektriny z vykúpenej elektriny v eurách na rok  $t$ ,
  4.  $n$  je počet výkupcov elektriny v roku  $t$ ,
- d)  $PNF_t$  sú plánované náklady na úrok na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady súvisiace s výkonom regulovaných činností vykonávaných organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku  $t$  v eurách,
- e)  $PNDE_t$  sú plánované daňové náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou, súvisiace s úhradou straty organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z roku 2020 v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva v súvislosti s regulovanou činnosťou v roku  $t$  v eurách,
- f)  $PFP_t$  je plánovaná výška finančných prostriedkov poskytnutých na rok  $t$  ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory v roku  $t$  v eurách,
- g)  $Kprds_{j,t}$  je 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, ktorá sa vypočíta podľa odseku 8,
- h)  $n$  je počet prevádzkovateľov regionálnych distribučných sústav,

- i)  $Kozekv_t$  je korekcia nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v eurách v roku  $t$ , ktorá sa vypočíta podľa odseku 9,
- j)  $KOKTE_t$  je korekcia nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou za regulačné obdobie 2017 až 2022 (ďalej len „piate regulačné obdobie“) v eurách na rok  $t$ , ktorá sa vypočíta podľa odseku 10.

(6) Tarifa za prevádzkovanie systému sa neuplatňuje

- a) za vlastnú spotrebu elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá zo sústavy,
- b) za spotrebu elektriny na uskladňovanie v zariadeniach na uskladňovanie elektriny,
- c) na straty elektriny v sústave,
- d) za vlastnú spotrebu elektriny prevádzkovateľa sústavy pri prevádzkovaní sústavy,
- e) za elektrinu potrebnú na export elektriny,
- f) za spotrebu elektriny pri skúškach po ukončení výstavby zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny pred jeho uvedením do prevádzky, ak takéto skúšky sú vykonané prostredníctvom odberu elektriny z prenosovej sústavy,
- g) za vlastnú spotrebu elektriny výrobcu elektriny v zariadení na výrobu elektriny a prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny, ktorí nepodnikajú v energetike,
- h) za elektrinu dodanú priamym vedením odberateľovi elektriny výrobcou elektriny v zariadení na výrobu elektriny a prevádzkovateľom zariadenia na uskladňovanie elektriny, ktorí nepodnikajú v energetike,
- i) za spotrebu elektriny vyrobenej v zariadení na výrobu elektriny, ktoré nie je pripojené do sústavy a je trvalo oddelené od sústavy,
- j) za elektrinu vyrobenú v zariadení na kombinovanú výrobu a spotrebovanú na výrobu tepla z obnoviteľných zdrojov energie využitého v centralizovanom zásobovaní teplom, podľa § 3 ods. 16 zákona o podpore,
- k) za elektrinu vyrobenú v lokálnom zdroji a spotrebovanú v odbernom mieste identickom s odovzdávacím miestom lokálneho zdroja, podľa § 4b ods. 19 zákona o podpore.

(7) Na účely cenovej regulácie do 30. apríla roku  $t$  predkladá organizátor krátkodobého trhu s elektrinou, prevádzkovateľ prenosovej sústavy a prevádzkovateľ distribučnej sústavy údaje o skutočných množstvách elektriny v roku  $t-1$ , očakávaných množstvách elektriny v roku  $t$  a plánovaných množstvách elektriny na rok  $t+1$  odobratej koncovým odberateľom elektriny, ako aj údaje o skutočných nákladoch a skutočných výnosoch za prevádzkovanie systému v roku  $t-1$ .

(8) 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  $Kprds_{j,t}$  sa vypočíta podľa vzorca

$$Kprds_{j,2023} = PVtps_{j,2021} - SVtps_{j,2021},$$

kde

- a)  $PVtps_{j,2021}$  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 roku 2021 v eurách,
- b)  $SVtps_{j,2021}$  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 2021 v eurách.

(9) Korekcia nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v eurách v roku  $t$   $Kozekv_t$  sa vypočíta na rok

a)  $t = 2023$  podľa vzorca

$$Kozekv_{2023} = 0$$

b)  $t = 2024$  a nasledujúce roky podľa vzorca

$$Kozekv_t = SNozekv_{t-2} - ONozekv_{t-2} + OVozekv_{t-2} - SVozekv_{t-2} + ONozekv_{t-1} - PNozekv_{t-1} + PVozekv_{t-1} - OVozekv_{t-1},$$

kde

1.  $SNozekv_{t-2}$  sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku  $t-2$  v eurách, ktoré sa pre výpočet  $Kozekv_t$  pre rok  $t = 2024$  rovnajú 0 a pre výpočet  $Kozekv_t$  pre rok  $t = 2025$  a nasledujúce roky sa vypočítajú podľa vzorca

$$SNozekv_{t-2} = SND_{t-2} + SNP_{t-2} + SNVE_{t-2} - SFP_{t-2},$$

kde

- 1a.  $SND_{t-2}$  sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku  $t-2$  v eurách,
  - 1b.  $SNP_{t-2}$  sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku  $t-2$  v eurách,
  - 1c.  $SNVE_{t-2}$  sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny v roku  $t-2$  v eurách,
  - 1d.  $SFP_{t-2}$  je skutočná výška finančných prostriedkov poskytnutých ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory v roku  $t-2$  v eurách,
2.  $ONozekv_{t-2}$  sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok  $t-2$  v eurách, ktoré sa pre výpočet  $Kozekv_t$  pre rok  $t = 2024$  rovnajú 0 a pre výpočet  $Kozekv_t$  pre rok  $t = 2025$  a nasledujúce roky sa vypočítajú podľa vzorca

$$ONozekv_{t-2} = OND_{t-2} + ONP_{t-2} + ONVE_{t-2} - OFP_{t-2},$$

kde

- 2a.  $OND_{t-2}$  sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok  $t-2$  v eurách,
- 2b.  $ONP_{t-2}$  sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou

výrobou na rok t-2 v eurách,

- 2c.  $ONVE_{t-2}$  sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny na rok t-2 v eurách,
- 2d.  $OFF_{t-2}$  je očakávaná výška finančných prostriedkov poskytnutých ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory na rok t-2 v eurách,
3.  $OVozekv_{t-2}$  sú očakávané výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-2 v eurách, ktoré sa pre výpočet  $Kozekv_t$  pre rok t = 2024 rovnajú 0 a pre výpočet  $Kozekv_t$  pre rok t = 2025 a nasledujúce roky sa vypočítajú podľa vzorca

$$OVozekv_{t-2} = [Nozekv_{t-2} - (\sum_{j=1}^n Kprds_{j,t-2} + KOKTE_{t-2})] \times \frac{QOKStps_{t-2}}{QPKStps_{t-2}},$$

kde

- 3a.  $Nozekv_{t-2}$  sú celkové plánované náklady na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v eurách v roku t-2,
- 3b.  $Kprds_{j,t-2}$  je 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 v roku t-2,
- 3c.  $KOKTE_{t-2}$  je korekcia nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou za piate regulačné obdobie v eurách v roku t-2,
- 3d.  $QOKStps_{t-2}$  je celková očakávaná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t-2, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,
- 3e.  $QPKStps_{t-2}$  je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t-2, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,
4.  $SVozekv_{t-2}$  sú skutočné výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-2 v eurách, ktoré sa pre výpočet  $Kozekv_t$  pre rok t = 2024 rovnajú 0 a pre výpočet  $Kozekv_t$  pre rok t = 2025 a nasledujúce roky sa vypočítajú podľa vzorca

$$SVozekv_{t-2} = [Nozekv_{t-2} - (\sum_{j=1}^n Kprds_{j,t-2}^j + KOKTE_{t-2})] \times \frac{QSKStps_{t-2}}{QPKStps_{t-2}},$$

kde

$QSKStps_{t-2}$  je celková skutočná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t-2, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

5.  $ONozekv_{t-1}$  sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-1 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$ONozekv_{t-1} = OND_{t-1} + ONP_{t-1} + ONVE_{t-1} - OFF_{t-1},$$

kde

- 5a.  $OND_{t-1}$  sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-1 v eurách,
- 5b.  $ONP_{t-1}$  sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-1 v eurách,
- 5c.  $ONVE_{t-1}$  sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny v roku t-1 v eurách,
- 5d.  $OFP_{t-1}$  je očakávaná výška finančných prostriedkov poskytnutých ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory v roku t-1 v eurách,
6.  $PNozekv_{t-1}$  sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-1 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$PNozekv_{t-1} = PND_{t-1} + PNP_{t-1} + PNVE_{t-1} - PFP_{t-1},$$

kde

- 6a.  $PND_{t-1}$  sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-1 v eurách,
- 6b.  $PNP_{t-1}$  sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-1 v eurách,
- 6c.  $PNVE_{t-1}$  sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny v roku t-1 v eurách,
- 6d.  $PFP_{t-1}$  je plánovaná výška finančných prostriedkov poskytnutých ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory v roku t-1 v eurách,
7.  $PVozekv_{t-1}$  sú plánované výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-1 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$PVozekv_{t-1} = Nozekv_{t-1} - \left( \sum_{j=1}^n Kprds_{j,t-1} + KOKTE_{t-1} \right),$$

kde

- 7a.  $Nozekv_{t-1}$  sú celkové plánované náklady na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v eurách v roku t-1,
- 7b.  $Kprds_{j,t-1}$  je 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 v roku t-1,

7c.  $KOKTE_{t-1}$  je korekcia nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou za piate regulačné obdobie v eurách v roku t-1,

8.  $OVozekv_{t-1}$  sú očakávané výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-1 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$OVozekv_{t-1} = [Nozekv_{t-1} - (\sum_{j=1}^p Kprds_{j,t-1} + KOKTE_{t-1})] \times \frac{QOKStps_{t-1}}{QPKStps_{t-1}},$$

kde

8a.  $Nozekv_{t-1}$  sú celkové plánované náklady na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v eurách v roku t-1,

8b.  $Kprds_{j,t-1}$  je 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 v roku t-1,

8c.  $KOKTE_{t-1}$  je korekcia nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou za piate regulačné obdobie v eurách v roku t-1,

8d.  $QOKStpst_{t-1}$  je celková očakávaná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t-1, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

8e.  $QPKStpst_{t-1}$  je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t-1, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému.

(10) Korekcia nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou za piate regulačné obdobie v roku t v eurách  $KOKTE_t$  sa vypočíta na rok

a) t = 2023 podľa vzorca

$$KOKTE_t = ONozekv_{R5} - OVozekv_{R5},$$

b) t = 2024 podľa vzorca

$$KOKTE_t = SNozekv_{R5} - ONozekv_{R5} + OVozekv_{R5} - SVozekv_{R5},$$

c) t = 2025 a nasledujúce roky podľa vzorca

$$KOKTE_t = KOKTE_{t-2} \times \left(1 - \frac{QSKStps_{t-2}}{QPKStps_{t-2}}\right),$$

kde

1.  $ONozekv_{R5}$  sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou za piate regulačné obdobie v eurách,

2.  $OVozekv_{R5}$  sú očakávané výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou za piate regulačné

obdobie v eurách,

3.  $SNoz_{R5}$  sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou za piate regulačné obdobie v eurách,
4.  $SVoze_{R5}$  sú skutočné výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou za piate regulačné obdobie v eurách,
5.  $KOKTE_{t-2}$  je korekcia nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou za piate regulačné obdobie v roku  $t-2$  v eurách.

(11) Dodatočné náklady na prevádzkovanie systému v eurách na rok  $t$   $DNPS_t$  sa vypočítajú podľa vzorca

$$DNPS_t = PFN_t + PDN_t + PNONP_t + KDNPS_t,$$

kde

- a)  $PFN_t$  sú plánované náklady na úrok na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady v súvislosti s výkonom činností organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku  $t$  v eurách,
- b)  $PDN_t$  sú plánované daňové náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou, súvisiace s úhradou straty organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s výkonom činností organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku  $t$  v eurách,
- c)  $PNONP_t$  sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na odpis nedobytných pohľadávok, ktoré vznikli od 1. septembra 2021, v súvislosti s výkonom činností organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku  $t$  v eurách,
- d)  $KDNPS_t$  je korekcia dodatočných nákladov na prevádzkovanie systému na rok  $t$  v eurách, ktorá sa pre roky  $t = 2023$  a  $t = 2024$  rovná 0 a pre rok  $t = 2025$  a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$KDNPS_t = SFN_{t-2} - PFN_{t-2} + SDN_{t-2} - PDN_{t-2} + SNONP_{t-2} - PNONP_{t-2} - KDNPS_{t-2} \times \frac{QSKStps_{t-2}}{QPKStps_{t-2}}$$

kde

1.  $SFN_{t-2}$  sú skutočné náklady na úrok na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady v súvislosti s výkonom činností organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku  $t-2$  v eurách,
2.  $PFN_{t-2}$  sú plánované náklady na úrok na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady v súvislosti s výkonom činností organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku  $t-2$  v eurách,
3.  $SDN_{t-2}$  sú skutočné daňové náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou, súvisiace s úhradou straty organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s výkonom činností organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku  $t-2$  v eurách,
4.  $PDN_{t-2}$  sú plánované daňové náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou, súvisiace



s úhradou straty organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s výkonom činností organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2 v eurách,

5.  $SNONP_{t-2}$  sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na odpis nedobytných pohľadávok, ktoré vznikli od 1. septembra 2021, v súvislosti s výkonom činností organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2 v eurách,
6.  $PNONP_{t-2}$  sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na odpis nedobytných pohľadávok, ktoré vznikli od 1. septembra 2021 v súvislosti s výkonom činností organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2 v eurách,
7.  $KDNPS_{t-2}$  je korekcia dodatočných nákladov na prevádzkovanie systému v roku t-2 v eurách.

(12) Korekcia vplyvu pásmovej tarify za prevádzkovanie systému v eurách na rok t  $KVPTPS_t$  sa vypočíta podľa vzorca

$$KVPTPS_t = OVPTPS_{t-2} - SVPTPS_{t-2} + PVPTPS_{t-1} - OVPTPS_{t-1},$$

kde

- a)  $OVPTPS_{t-2}$  je očakávaný vplyv pásmovej tarify za prevádzkovanie systému v roku t-2 v eurách, ktorý sa pre výpočet  $KVPTPS_t$  pre rok t = 2023 rovná 0 a pre výpočet  $KVPTPS_t$  pre rok t = 2024 a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$OVPTPS_{t-2} = OVTPS_{t-2} - ONPS_{t-2},$$

kde

1.  $OVTPS_{t-2}$  sú očakávané výnosy z tarify za prevádzkovanie systému v roku t-2 v eurách,
2.  $ONPS_{t-2}$  sú očakávané náklady na prevádzkovanie systému v roku t-2 v eurách,

- b)  $SVPTPS_{t-2}$  je skutočný vplyv pásmovej tarify za prevádzkovanie systému v roku t-2 v eurách, ktorý sa pre výpočet  $KVPTPS_t$  pre rok t = 2023 rovná 0 a pre výpočet  $KVPTPS_t$  pre rok t = 2024 a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$SVPTPS_{t-2} = SVTPS_{t-2} - SNPS_{t-2},$$

kde

1.  $SVTPS_{t-2}$  sú skutočné výnosy z tarify za prevádzkovanie systému v roku t-2 v eurách,
2.  $SNPS_{t-2}$  sú skutočné náklady na prevádzkovanie systému v roku t-2 v eurách,

- c)  $PVPTPS_{t-1}$  je plánovaný vplyv pásmovej tarify za prevádzkovanie systému v roku t-1 v eurách, ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$$PVPTPS_{t-1} = PVTPS_{t-1} - PNPS_{t-1},$$

kde

1.  $PVTPS_{t-1}$  sú plánované výnosy z tarify za prevádzkovanie systému v roku t-1 v eurách,
2.  $PNPS_{t-1}$  sú plánované náklady na prevádzkovanie systému v roku t-1 v eurách,

- d)  $OVPTPS_{t-1}$  je očakávaný vplyv pásmovej tarify za prevádzkovanie systému v roku t-1 v eurách, ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$$\text{OVPTPS}_{t-1} = \text{OVTPS}_{t-1} - \text{ONPS}_{t-1},$$

kde

1.  $\text{OVTPS}_{t-1}$  sú očakávané výnosy z tarify za prevádzkovanie systému v roku t-1 v eurách,
2.  $\text{ONPS}_{t-1}$  sú očakávané náklady na prevádzkovanie systému v roku t-1 v eurách.

(13)  $\text{NSPOT}_{j,t}$  pre rok  $t = 2023$  je schválená časť neuhradených nákladov vynaložených j-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na korekciu ceny elektriny obstaranej na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách za rok 2022, ktorá môže byť hradená z tarify za prevádzkovanie systému v roku  $t = 2023$  a vypočíta sa podľa vzorca

$$\text{NSPOT}_{j,t} = \left\{ \sum_{i=1}^n \text{QS}_{i,2022} \times \left[ \frac{\sum_{i=1}^p (\text{CE}_{i,2022} \times \text{QS}_{i,2022})}{\sum_{i=1}^p \text{QS}_{i,2022}} - \text{CE}_{\text{PXE},2022} \times \left( 1 + \frac{k_{2022}}{100\%} \right) + \text{SO}_{j,2022} - \text{O}_{j,2022} \right] - \text{TPSPs}_{2022}^j \right\} \times d_t,$$

kde

- a)  $\text{QS}_{i,2022}$  je množstvo strát elektriny pri distribúcii elektriny v i-tej štvrthodine v roku 2022 v jednotkách množstva elektriny na základe údajov poskytnutých organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou,
- b)  $\text{CE}_{j,2022}$  je cena elektriny slovenskej obchodnej oblasti na dennom trhu organizovanom organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v i-tej štvrthodine v roku 2022 v eurách na jednotku množstva elektriny,
- c)  $\text{CE}_{\text{PXE},2022}$  je schválený alebo určený aritmetický priemer denných cien elektriny na výpočet ceny elektriny na pokrytie strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok 2022 určený ako aritmetický priemer denných cien oficiálneho kurzového lístka, zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle za obdobie od 1. apríla 2021 do 30. septembra 2021,
- d)  $k_{2022}$  je koeficient na rok 2022 v percentách, ktorého hodnota je najviac 7 %,
- e)  $\text{O}_{j,2022}$  sú pri j-tom prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy schválené alebo určené plánované náklady za podiel na nákladoch na regulačnú elektrinu a za zúčtovanie rozdielov strát elektriny v roku 2022 v eurách na jednotku množstva elektriny na základe údajov poskytnutých organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou a vyrovnávacej ceny elektriny na zúčtovanie rozdielov strát elektriny; vyrovnávacia cena elektriny na zúčtovanie rozdielov strát elektriny je určená v sume ceny na nákup elektriny na krytie strát elektriny v príslušnej regionálnej distribučnej sústave na príslušné obdobie na rok 2022 v rozhodnutí úradu v eurách na jednotku množstva elektriny,
- f)  $\text{SO}_{j,2022}$  sú pri j-tom prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy skutočné uhradené náklady za odchýlku strát j-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy subjektu zúčtovania, ktorý za prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy prevzal zodpovednosť za odchýlku v roku 2022, v eurách na jednotku množstva elektriny,
- g)  $\text{TPSPs}_{2022}^j$  sú uhradené náklady j-tému prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy z prebytku tarify za prevádzkovanie systému v roku 2022, ako časť korekcie nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát j-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v roku 2022,
- h)  $d_t$  je koeficient zahrnutia neuhradenej časti nákladov na straty pri distribúcii elektriny zahrnutých do tarify za prevádzkovanie systému na rok  $t = 2023$ , v rozsahu 0 až 1.

(14)  $NSPOT_{j,t}$  sú schválené náklady v eurách zohľadňujúce alikvotnú časť z nákladov j-tého prevádzkovateľa prenosovej alebo regionálnej distribučnej sústavy na nákup elektriny na krytie strát elektriny pri prenose elektriny alebo distribúcii elektriny v eurách, zohľadnené v nákladoch na prevádzkovanie systému pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky. Vypočíta sa podľa vzorca

a) pre j-tého prevádzkovateľa prenosovej sústavy

$$NSPOT_{j,t} = \left( PLE_t \times QPL_t + FPS_t - STRITC_t - STRVA_t - TPSps_{t-2}^{SEPS} + FTS_t \right) \times (1 - kNPS_t) + KNSPOT_{j,t},$$

b) pre j-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy

$$NSPOT_{j,t} = \sum_{i=1}^m (PCSES_t \times PMSE_{HN,t} + FDS_{HN,t} + FTS_{HN,t}) \times (1 - kNDS_t) + KNSPOT_{j,t},$$

kde

1.  $PLE_t$  je určená cena elektriny na pokrytie strát elektriny pri prenose elektriny na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  v eurách, ktorá sa vypočíta podľa § 17 ods. 1 písm. b),
2.  $QPL_t$  je plánované množstvo strát elektriny pri prenose elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  určené podľa § 17 ods. 2,
3.  $FPS_t$  je faktor strát pri prenose elektriny na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  v eurách podľa § 17 ods. 1 písm. c),
4.  $STRITC_t$  je alikvotná časť čistých výnosov alebo nákladov z ITC mechanizmu v eurách, zahrnutá do tarify za straty elektriny pri prenose elektriny na rok  $t$  podľa § 17 ods. 1 písm. e),
5.  $STRVA_t$  je alikvotná časť čistých výnosov alebo nákladov z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy v eurách zahrnutá do tarify za straty elektriny pri prenose elektriny na rok  $t$  podľa § 17 ods. 1 písm. f),
6.  $TPSps_{t-2}^{SEPS}$  je korekcia nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát pri prenose elektriny za rok  $t-2$  v eurách zahrnutá do tarify za prevádzkovanie systému podľa § 17 ods. 1 písm. g),
7.  $FTS_t$  sú úradom schválené mimoriadne náklady alebo výnosy v eurách na rok  $t$ , zohľadňujúce neočakávaný vývoj na trhu s elektrinou s dopadom na náklady alebo výnosy pri nákupe elektriny na straty, ktoré nie sú zahrnuté do schválených alebo určených skutočných ekonomicky oprávnených nákladov a výnosov regulovaného subjektu podľa § 17 ods. 1 písm. h),
8.  $kNPS_t$  je koeficient zahrnutia nákladov na straty pri prenose elektriny zahrnutých do tarify za prevádzkovanie systému na rok  $t$  podľa § 17 ods. 1 písm. i),
9.  $PCSES_t$  je určená cena elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  podľa § 26 ods. 3 písm. c),
10.  $PMSE_{HN,t}$  je povolené množstvo strát elektriny pri distribúcií elektriny v jednotkách množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku  $t$  podľa § 26 ods. 4,
11.  $FDS_{HN,t}$  je faktor strát pri distribúcii elektriny na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni na rok  $t$  v eurách podľa § 26 ods. 3 písm. d),
12.  $FTS_{HN,t}$  sú úradom schválené mimoriadne náklady alebo výnosy v eurách na rok  $t$ , zohľadňujúce neočakávaný vývoj na trhu s elektrinou s dopadom na náklady alebo výnosy

pri nákupe elektriny na straty, ktoré nie sú zahrnuté do schválených alebo určených skutočných ekonomicky oprávnených nákladov a výnosov regulovaného subjektu na jednotlivých napäťových úrovniach podľa § 26 ods. 3 písm. b),

13.  $kNDS_t$  je koeficient zahrnutia nákladov na straty pri distribúcii elektriny zahrnutých do tarify za prevádzkovanie systému na rok  $t$  podľa § 26 ods. 3 písm. e),
14.  $KNSPOT_{j,t}$  je korekcia schválených neuhradených nákladov z tarify za prevádzkovanie systému  $j$ -tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy alebo prenosovej sústavy na krytie nákladov na straty elektriny pri distribúcii elektriny a prenose elektriny na rok  $t$  v eurách, pričom pre roky  $t = 2024$  a  $t = 2025$  má hodnotu 0, a pre rok  $t = 2026$  a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$KNSPOT_{j,t} = PVNSPOT_{j,t-2} - SVNSPOT_{j,t-2},$$

kde

- 14a.  $NSPOT_{j,t-2}$  sú schválené náklady v eurách zohľadňujúce alikvotnú časť z nákladov  $j$ -tého prevádzkovateľa prenosovej sústavy alebo regionálnej distribučnej sústavy na nákup elektriny na krytie strát elektriny pri prenose elektriny alebo distribúcii elektriny v eurách, zohľadnené v nákladoch na prevádzkovanie systému v roku  $t-2$ ,
- 14b.  $SVNSPOT_{j,t-2}$  sú skutočné výnosy  $j$ -tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy alebo prenosovej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre  $j$ -tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy alebo prenosovej sústavy v eurách na krytie nákladov na straty elektriny pri distribúcii elektriny alebo prenose elektriny,
15.  $m$  je počet napäťových úrovní  $j$ -tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy.

## § 8

### Individuálne sadzby tarify za prevádzkovanie systému

(1) Individuálna sadzba tarify za prevádzkovanie systému na rok  $t$  sa uplatňuje vo výške  $TPS_{3,t}$ .

(2) Individuálna sadzba tarify za prevádzkovanie systému v eurách na jednotku množstva elektriny podľa odseku 1 sa uplatňuje na koncovú spotrebu elektriny, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému koncového odberateľa elektriny, ktorý predloží úradu správu podľa § 12 ods. 8 zákona o regulácii a preukáže, že najmenej 80 % jeho koncovej spotreby elektriny zodpovedá niektorému z kódov činnosti podniku alebo ich kombinácii podľa štatistickej klasifikácie ekonomických činností<sup>24)</sup> uvedených v zozname podľa prílohy č. 2 a zároveň jeho elektroenergetická náročnosť podľa odseku 3 sa rovná alebo je väčšia ako elektroenergetická náročnosť podľa odseku 8.

(3) Elektroenergetická náročnosť podniku v percentách sa vypočíta podľa vzorca

$$EEN = \frac{E \times C}{HPH} \times 100,$$

kde

- a)  $E$  je spotreba elektriny koncového odberateľa elektriny v jednotkách množstva elektriny, ktorá sa určí podľa odseku 4,
- b)  $C$  je cena elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny, ktorá sa určí podľa odseku 5,
- c)  $HPH$  je hrubá pridaná hodnota podniku v eurách, ktorá sa určí ako aritmetický priemer hodnôt

hrubej pridanej hodnoty podniku za posledné tri kalendárne roky vypočítaných podľa odseku 6.

(4) Spotreba elektriny koncového odberateľa elektriny  $E$  v jednotkách množstva elektriny sa určí ako aritmetický priemer hodnôt koncovej spotreby elektriny koncového odberateľa elektriny za posledné tri kalendárne roky.

(5) Cena elektriny  $C$  v eurách na jednotkách množstva elektriny sa určí ako aritmetický priemer maloobchodných cien elektrickej energie pre odberateľov elektriny mimo domácnosti v kategórii spotreby od 500 MWh do 1 999 MWh v roku  $t-2$  v eurách na jednotku množstva elektriny, bez dane z pridanej hodnoty zverejnených Štatistickým úradom Európskej únie (ďalej len „Eurostat“) pre Slovenskú republiku.

(6) Hrubá pridaná hodnota podniku v kalendárnom roku  $HPH$  sa vypočíta podľa vzorca

$$HPH = TVVT + AHNIM + OPV + ZSZ - NTS - CDV,$$

kde

- a) TVVT sú tržby za vlastné výkony a tovar v eurách za kalendárny rok,
- b) AHNIM je aktivácia hmotného a nehmotného investičného majetku v eurách za kalendárny rok,
- c) OPV sú ostatné prevádzkové výnosy bez výnosov z odpísaných pohľadávok, výnosov z predaja pohľadávok, výnosov z postúpených pohľadávok a výnosov z faktoringu v eurách za kalendárny rok,
- d) ZSZ je zmena stavu zásob v eurách za kalendárny rok,
- e) NTS sú náklady na nákup tovaru, materiálu, energie a služieb bez nákladov na personálny lízing a nákladov na operatívny lízing v eurách za kalendárny rok,
- f) CDV sú clá a dane súvisiace s výrobou a iné dane z výrobkov, ktoré súvisia s tržbami, ale nie sú odpočítateľné v eurách za kalendárny rok.

(7) Minimálna požadovaná elektroenergetická náročnosť podniku na určenie individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému  $EENp_t$  v percentách, ktorá je pre rok 2020 určená vo výške 100 % a pre nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$EENp_t = EENp_{t-1} \times kzce_t,$$

kde

- a)  $EENp_{t-1}$  je minimálna požadovaná elektroenergetická náročnosť podniku na určenie individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému v roku  $t-1$  v percentách,
- b)  $kzce_t$  je koeficient zmeny cien elektriny pre rok  $t$ , ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$$kzce_t = \frac{CE_{eurostat,t-2}}{CE_{eurostat,t-3}},$$

kde

1.  $CE_{eurostat,t-2}$  je aritmetický priemer maloobchodných cien elektrickej energie pre odberateľov elektriny mimo domácnosti v kategórii spotreby od 500 MWh do 1 999 MWh v roku  $t-2$  v eurách na jednotku množstva elektriny, bez dane z pridanej hodnoty zverejnených Eurostatom pre Slovenskú republiku,
2.  $CE_{eurostat,t-3}$  je aritmetický priemer maloobchodných cien elektrickej energie pre odberateľov elektriny mimo domácnosti v kategórii spotreby od 500 MWh do 1 999 MWh v roku  $t-3$  v eurách na jednotku množstva elektriny, bez dane z pridanej hodnoty zverejnených

Eurostatom pre Slovenskú republiku.

(8) Na výpočty podľa odsekov 2 až 4 sa použijú aritmetické priemery údajov koncového odberateľa elektriny za obdobie posledných troch kalendárnych rokov v štruktúre podľa prílohy č. 3. Ak koncový odberateľ elektriny vykonáva činnosť menej ako tri kalendárne roky, použijú sa aritmetické priemery údajov za dva kalendárne roky, za ktoré sú údaje k dispozícii. Ak koncový odberateľ elektriny vykonáva činnosť menej ako dva kalendárne roky, použijú sa údaje za jeden kalendárny rok, za ktorý sú údaje k dispozícii.

(9) Správa, ktorú vypracúva koncový odberateľ elektriny, obsahuje

- a) pri právnickej osobe obchodné meno, sídlo a identifikačné číslo organizácie, ak je pridelené, a pri fyzickej osobe – podnikateľovi meno a priezvisko, miesto podnikania a identifikačné číslo organizácie, ak je pridelené,
- b) potvrdenie alebo vyhlásenie o koncovej spotrebe elektriny koncového odberateľa elektriny v jednotkách množstva elektriny, ak
  1. je koncový odberateľ elektriny subjektom zúčtovania, potvrdenie o koncovej spotrebe elektriny vyhotovené organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou,
  2. nie je koncový odberateľ elektriny subjektom zúčtovania, potvrdenie o koncovej spotrebe elektriny vystavené dodávateľom elektriny, ktorý za odberné miesta koncového odberateľa elektriny prevzal zodpovednosť za odchýlku,
  3. je koncový odberateľ elektriny výrobcom elektriny a vyrobenú elektrinu spotrebúva pre vlastnú spotrebu, vyhlásenie o koncovej spotrebe elektriny vypracované koncovým spotrebiteľom,
  4. koncový odberateľ elektriny spĺňa viacero kritérií uvedených v bodoch 1 až 3 a na preukázanie splnenia podmienky podľa § 12 ods. 7 písm. a) zákona o regulácii nepostačuje jedno potvrdenie alebo vyhlásenie, sú súčasťou správy aj príslušné potvrdenia alebo vyhlásenia podľa bodov 1 až 3,
- c) elektroenergetickú náročnosť podniku v percentách vypočítanú podľa odseku 3,
- d) údaje potrebné na výpočet elektroenergetickej náročnosti podniku podľa prílohy č. 3 tabuľky č. 3, a to
  1. hrubá pridaná hodnota podniku,
  2. aritmetický priemer maloobchodných cien elektrickej energie pre odberateľov elektriny okrem odberateľov elektriny v domácnosti v kategórii spotreby od 500 MWh do 1 999 MWh v roku t-2 v eurách na jednotku množstva elektriny, bez dane z pridanej hodnoty zverejnených Eurostatom pre Slovenskú republiku,
  3. koncová spotreba elektriny podniku v jednotkách množstva elektriny,
- e) údaje potrebné na výpočet hrubej pridanej hodnoty podniku vypočítanej podľa odseku 6 a prílohy č. 3 tabuľky č. 1, a to
  1. tržby za vlastné výkony a tovar v eurách,
  2. aktivácia hmotného investičného majetku a nehmotného investičného majetku v eurách,
  3. ostatné prevádzkové výnosy v eurách,
  4. výnosy z odpísaných pohľadávok, výnosy z predaja pohľadávok, výnosy z postúpených pohľadávok, výnosy z faktoringu a ďalšie výnosy súvisiace s postúpením pohľadávok v eurách,
  5. zmena stavu zásob v eurách,
  6. náklady na nákup tovaru, materiálu, energie a služieb, vrátane nákladov na personálny

- lízing a operatívny lízing v eurách,
7. náklady na personálny lízing v eurách,
  8. náklady na operatívny lízing v eurách,
  9. clá a dane súvisiace s výrobou a iné dane z výrobkov, ktoré súvisia s tržbami, ale nie sú odpočítateľné v eurách,
  10. hrubá pridaná hodnota podniku v eurách,
- f) ostatné údaje na posúdenie nároku na určenie individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému podľa prílohy č. 3 tabuľky č. 2, a to
1. koncovú spotrebu elektriny zodpovedajúcu jednotlivým kódom činnosti podniku podľa štatistickej klasifikácie ekonomických činností uvedených v prílohe č. 2 v jednotkách množstva elektriny,
  2. podiel súčtu koncovej spotreby elektriny podniku podľa prvého bodu a koncovej spotreby elektriny podniku podľa písmena d) tretieho bodu v percentách,
- g) potvrdenie vyhotovené znalcom v odbore Elektroenergetika – Elektroenergetické stroje a zariadenia alebo Energetika – Regulácia a riadenie sieťových odvetví preukazujúce správnosť výpočtu podľa písmena f) druhého bodu.

## § 9

(1) Ak účastník trhu s elektrinou zvolí pre svoje odberné miesto alebo odovzdávacie miesto režim prenesenej zodpovednosti za odchýlku, uhradza sa platba za prevádzkovanie systému účastníkovi trhu s elektrinou, ktorý za jeho odberné alebo odovzdávacie miesto prevezme zodpovednosť za odchýlku.

(2) Ak účastník trhu s elektrinou prevezme zodpovednosť za odchýlku za odberné alebo odovzdávacie miesto iného účastníka trhu s elektrinou a nie je subjektom zúčtovania, uhradza sa platba za prevádzkovanie systému účastníkovi trhu s elektrinou, ktorý za neho prevezme zodpovednosť za odchýlku.

### **Cenová regulácia výkonu činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou a spôsob úhrady osobitných nákladov**

## § 10

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 5 a § 11 až 14 sa vzťahuje na výkon činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú:

- a) návrh cien alebo taríf za výkon činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou vrátane ich štruktúry na rok t, ktoré sa uplatňujú pre účastníka trhu s elektrinou, vrátane podmienok ich pridelenia,
- b) údaj potrebný na preverenie taríf za rok t-2 v členení za
  1. zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok,
  2. organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou,
  3. ostatné činnosti vykonávané organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou,
- c) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2,
- d) výpočty a údaje podľa § 11 až 13 týkajúce sa výkonu činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou,

- e) doklad preukazujúci schválenie návrhu ceny najvyšším orgánom obchodnej spoločnosti alebo družstva alebo spoločníkmi verejnej obchodnej spoločnosti alebo spoločníkmi komanditnej spoločnosti regulovaného subjektu,
- f) podklady podľa prílohy č. 4 predkladané v termínoch v nej uvedených,
- g) údaje o plánovaných nákladoch a skutočných nákladoch podľa § 4 ods. 1 písm. o) projektu výskumu a vývoja podľa prílohy č. 5,
- h) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 sa predkladajú v listinnej podobe a podklady podľa odseku 2 písm. a), b) a d) sa predkladajú aj v elektronickej podobe do elektronickej schránky.<sup>25)</sup> Vyplnené tabuľky podľa prílohy č. 4 sa predkladajú v elektronickej podobe vo formáte, ktorý zachováva úplnú funkčnosť tabuľkového editora.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia.

(5) Ak úrad v roku t-2 nevydá s účinnosťou od roka t-1 nové cenové rozhodnutie alebo zmenu posledného cenového rozhodnutia, údaje podľa odseku 2 písm. b) sa poskytujú aj za všetky roky predchádzajúce roku t-2, za ktoré nie sú v schválenom cenovom rozhodnutí zohľadnené.

## § 11

(1) Pre subjekt zúčtovania sa uplatňuje tarifa za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok v štvrt hodinovom rozlíšení, kde najväčší výnos  $PPZO_t$  z týchto platieb v eurách v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$PPZO_t = PNZO_t + POZO_t + RAB_t \times WACC + INVZO_t - KZO_t,$$

kde

- a)  $PNZO_t$  sú schválené alebo určené plánované ročné prevádzkové náklady súvisiace so zúčtovaním, vyhodnotením a vysporiadaním odchýlok zúčtovateľa odchýlok v eurách v roku t,
- b)  $POZO_t$  sú schválené alebo určené plánované odpisy v eurách na rok t súvisiace s regulovanou činnosťou z plánovanej hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívanej pre regulovanú činnosť v roku t,
- c)  $RAB_t$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív využívanej v súvislosti so zúčtovaním, s vyhodnotením a vysporiadaním odchýlok zúčtovateľa odchýlok k 31. decembru roku t-1 v eurách,
- d)  $WACC$  je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na 6. regulačné obdobie určená podľa § 5,
- e)  $INVZO_t$  je faktor investícií v eurách v roku t, ktorého hodnota sa vypočíta podľa vzorca

$$INVZO_t = SOzo_{t-2} - POzo_{t-2},$$

kde

1.  $SOzo_{t-2}$  sú skutočné schválené alebo určené odpisy v eurách zo skutočnej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných v súvislosti so zúčtovaním, s vyhodnotením a vysporiadaním odchýlok v roku t-2,
2.  $POzo_{t-2}$  sú schválené alebo určené plánované odpisy v eurách z plánovanej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív



nevyhnutne využívaných v súvislosti so zúčtováním, s vyhodnotením a vysporiadaním odchýlok v roku t-2,

f)  $KZO_t$  je faktor vyrovnania v eurách na rok t;  $KZO_t$  sa vypočíta podľa vzorca

$$KZO_t = PZO_{t-2} \times (SQ_{t-2}^{SZ} + SQ_{t-2}^{PZ} - Q_{t-2}^{SZ} - Q_{t-2}^{PZ}) + TZO_{t-2} \times (SQ_{t-2}^{DD} + SQ_{t-2}^{RE} - Q_{t-2}^{DD} - Q_{t-2}^{RE}),$$

kde

1.  $PZO_{t-2}$  je ročná fixná platba za prístup do systému zúčtovania, vyhodnotenia a vysporiadania odchýlok v roku t-2 v eurách určená pre subjekt zúčtovania odchýlok, ktorý si zvolí režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktorý má uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, a pre subjekt, ktorý poskytuje podporné služby, ale má prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu,
2.  $SQSZ_{t-2}$  je skutočný počet subjektov zúčtovania odchýlok v roku t-2, ktoré si zvolia režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku, a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok,
3.  $SQPZ_{t-2}$  je skutočný počet subjektov v roku t-2, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu,
4.  $QSZ_{t-2}$  je predpokladaný počet subjektov zúčtovania odchýlok v roku t-2, ktoré si zvolia režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku, a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok,
5.  $QPZ_{t-2}$  je predpokladaný počet subjektov v roku t-2, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu,
6.  $TZO_{t-2}$  je tarifa za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok v roku t-2 v eurách za jednotku množstva elektriny určená pre subjekt zúčtovania odchýlok, ktorý si zvolí režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku, a ktorý má uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, a pre subjekt, ktorý poskytuje podporné služby, ale má prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu,
7.  $SQDD_{t-2}$  je celkový skutočný objem dohodnutého množstva elektriny, ktorý sa vypočíta ako suma zmluvnej dodávky a zmluvného odberu vrátane plánovaných cezhraničných prenosov, bilančných skupín subjektov zúčtovania odchýlok, ktoré si zvolia režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku, a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, podľa denných diagramov v jednotkách množstva elektriny v roku t-2,
8.  $SQRE_{t-2}$  je celkový skutočný objem poskytnutej regulačnej elektriny subjektov, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, v jednotkách množstva elektriny v roku t-2,
9.  $QDD_{t-2}$  je celkový plánovaný objem dohodnutého množstva elektriny, ktorý sa vypočíta ako suma zmluvnej dodávky a zmluvného odberu vrátane plánovaných cezhraničných prenosov, bilančných skupín subjektov zúčtovania odchýlok, ktoré si zvolia režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku, a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, podľa denných diagramov v jednotkách množstva elektriny v roku t-2,
10.  $QRE_{t-2}$  je celkový plánovaný objem poskytnutej regulačnej elektriny subjektov, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, v jednotkách množstva elektriny v roku t-2.

(2) Ak úrad v roku t-2 nevydá s účinnosťou od roku t-1 nové cenové rozhodnutie alebo zmenu posledného cenového rozhodnutia, v údajoch podľa odseku 1 písm. e) prvého bodu a druhého bodu a písm. f) prvého bodu až desiateho bodu sa zohľadnia aj údaje za všetky roky predchádzajúce roku t-2, ktoré nie sú v poslednom cenovom rozhodnutí zohľadnené.

(3) Ročná fixná platba za prístup do systému zúčtovania, vyhodnotenia a vysporiadania odchýlok  $PZO_t$  v eurách v roku t určená pre subjekt zúčtovania odchýlok, ktorý si zvolil režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku, a ktorý má uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, a pre subjekt, ktorý poskytuje podporné služby, ale má prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, sa vypočíta podľa vzorca

$$PZO_t = \frac{0,5 \times PPZO_t}{Q_t^{SZ} + Q_t^{PZ}},$$

kde

- a)  $PPZO_t$  je maximálny povolený výnos za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok v roku t v eurách,
- b)  $Q_t^{SZ}$  je predpokladaný počet subjektov zúčtovania v roku t, ktorý si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku, a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok.
- c)  $Q_t^{PZ}$  je predpokladaný počet subjektov v roku t, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu.

(4) Tarifa za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok  $TZO_t$  v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t určená pre subjekt zúčtovania odchýlok, ktorý si zvolil režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktorý má uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, a pre subjekt, ktorý poskytuje podporné služby, ale má prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, sa vypočíta podľa vzorca

$$TZO_t = \frac{0,5 \times PPZO_t}{Q_t^{DD} + Q_t^{RE}},$$

kde

- a)  $PPZO_t$  je maximálny povolený výnos za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok v roku t v eurách,
- b)  $Q_t^{DD}$  je celkový plánovaný objem dohodnutého množstva elektriny, ktorý sa vypočíta ako suma zmluvnej dodávky a zmluvného odberu vrátane plánovaných cezhraničných prenosov elektriny, bilančných skupín subjektov zúčtovania odchýlok, ktoré si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku, a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, podľa denných diagramov v jednotkách množstva elektriny v roku t,
- c)  $Q_t^{RE}$  je celkový plánovaný objem poskytnutej regulačnej elektriny subjektov, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, v jednotkách množstva elektriny v roku t.

(5) Pre subjekty zúčtovania, ktoré si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku, a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, a pre subjekty, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú

skupinu, sa uplatňuje ročná fixná platba za prístup do systému zúčtovania, vyhodnotenia a vysporiadania odchýlok PZO<sub>t</sub> podľa odseku 3 v roku t v eurách.

(6) Pre subjekty zúčtovania, ktoré si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku, a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, sa uplatňuje tarifa za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok TZO<sub>t</sub> v eurách na jednotku množstva elektriny, vypočítaná podľa odseku 4, na dohodnuté množstvo elektriny ich bilančných skupín podľa denných diagramov v roku t.

(7) Pre subjekty, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, sa uplatňuje tarifa za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok TZO<sub>t</sub> v eurách na jednotku množstva elektriny, vypočítaná podľa odseku 4 na objem poskytnutej regulačnej elektriny jednotkách množstva elektriny určeného prevádzkovateľom prenosovej sústavy v roku t.

## § 12

(1) Pre subjekty zúčtovania, ktoré majú s organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou uzatvorenú zmluvu o prístupe a podmienkach účasti na organizovanom krátkodobom trhu s elektrinou, sa uplatňujú tarify za organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou a schválený alebo určený maximálny výnos VOTE<sub>t</sub> z týchto platieb a z alikvotnej časti výnosu z tarify za prevádzkovanie systému v roku t v eurách sa vypočíta podľa vzorca

$$VOTE_t = PNOTE_t + POOTE_t + RAB_t \times WACC + INVOTE_t - KOTE_t,$$

kde

- PNOTE<sub>t</sub> sú schválené alebo určené plánované ročné prevádzkové náklady súvisiace s organizovaním a vyhodnotením krátkodobého trhu s elektrinou na rok t v eurách,
- POOTE<sub>t</sub> sú plánované schválené alebo určené odpisy na rok t v eurách súvisiace s regulovanou činnosťou z plánovanej hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívanej pre regulovanú činnosť v roku t,
- RAB<sub>t</sub> je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív využívanej v súvislosti s organizovaním a vyhodnotením krátkodobého trhu s elektrinou k 31. decembru roku t-1 v eurách,
- WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na 6. regulačné obdobie určená podľa § 5.
- INVOTE<sub>t</sub> je faktor investícií v roku t v eurách, ktorého hodnota sa vypočíta podľa vzorca

$$INVOTE_t = SOote_{t-2} - POote_{t-2},$$

kde

- SOote<sub>t-2</sub> sú skutočné schválené alebo určené odpisy v eurách zo skutočnej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných v súvislosti s organizovaním a vyhodnotením krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2,
- POote<sub>t-2</sub> sú schválené alebo určené plánované odpisy v eurách z plánovanej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných v súvislosti s organizovaním a vyhodnotením krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2,

f)  $KOTE_t$  je faktor vyrovnania v roku t v eurách vypočítaný podľa odseku 3.

(2) Tarifa za organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou  $TOTE_t$  schválená alebo určená cenovým rozhodnutím na rok t v eurách na jednotku množstva elektriny nakúpenej a predanej účastníkom krátkodobého trhu s elektrinou sa vypočíta podľa vzorca

$$TOTE_t = \frac{[VOTE_t - PNOT_t - (FPOTE_t \times Q_t^{ote})]}{QOTE_t},$$

kde

- a)  $VOTE_t$  je schválený alebo určený maximálny výnos v eurách na rok t, určený podľa odseku 1,
- b)  $PNOT_t$  sú schválené alebo určené plánované náklady zohľadňujúce alikvotnú časť nákladov na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou na rok t v eurách;  $PNOT_t$  sa uplatňujú z tarify za prevádzkovanie systému a alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v roku t v eurách sa vypočíta podľa vzorca

$$TPS_t^{ote} = \frac{PNOT_t}{QPKS_{tps_t}},$$

kde

$QPKS_{tps_t}$  je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

- c)  $FPOTE_t$  je ročná fixná platba na rok t v eurách schválená alebo určená cenovým rozhodnutím pre subjekt zúčtovania, ktorý je účastníkom organizovaného krátkodobého trhu s elektrinou,
- d)  $Q_t^{ote}$  je plánovaný počet účastníkov organizovaného krátkodobého trhu s elektrinou v roku t,
- e)  $QOTE_t$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t nakúpenej a predanej účastníkmi krátkodobého trhu s elektrinou.

(3) Faktor vyrovnania  $KOTE_t$  v roku t v eurách sa vypočíta podľa vzorca

$$KOTE_t = (SQ_{t-2}^{ote} - Q_{t-2}^{ote}) \times FPOTE_{t-2} + (SQOTE_{t-2} - QOTE_{t-2}) \times TOTE_{t-2} + (SVTPS_{t-2}^{ote} - PVTSP_{t-2}^{ote}),$$

kde

- a)  $SQ_{t-2}^{ote}$  je skutočný počet účastníkov organizovaného krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2,
- b)  $Q_{t-2}^{ote}$  je plánovaný počet účastníkov organizovaného krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2,
- c)  $FPOTE_{t-2}$  je ročná fixná platba na rok t-2 v eurách schválená alebo určená cenovým rozhodnutím pre subjekt zúčtovania, ktorý je účastníkom organizovaného krátkodobého trhu s elektrinou,
- d)  $SQOTE_{t-2}$  je skutočné množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t-2 nakúpenej a predanej účastníkom krátkodobého trhu s elektrinou,
- e)  $QOTE_{t-2}$  je schválené plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t-2 nakúpenej na krátkodobom trhu s elektrinou,
- f)  $TOTE_{t-2}$  je tarifa za organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou schválená alebo určená cenovým rozhodnutím na rok t-2 v eurách na jednotku množstva elektriny

nakúpenej na krátkodobom trhu s elektrinou,

- g)  $SVTPS_{t-2}^{ote}$  sú skutočné výnosy z uplatňovania alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2 v eurách,
- h)  $PVTPS_{t-2}^{ote}$  sú plánované výnosy z uplatňovania alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2 v eurách.

(4) Ak úrad v roku t-2 nevydá s účinnosťou od roku t-1 nové cenové rozhodnutie alebo zmenu posledného cenového rozhodnutia, v údajoch podľa odseku 1 písm. e) a odseku 3 sa zohľadnia aj údaje za roky predchádzajúce roku t-2, ktoré nie sú v poslednom cenovom rozhodnutí zohľadnené.

### § 13

(1) Celkové plánované náklady a zisk za výkon ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v roku t  $Nokte_t$  sa vypočítajú podľa vzorca

$$Nokte_t = PN_t + PO_t + RAB_t \times WACC + INVost_t - PVzp_t - PVza_t - KOT_t,$$

kde

- a)  $PN_t$  sú schválené alebo určené plánované ekonomicky oprávnené prevádzkové ročné náklady súvisiace so správou, zberom a sprístupňovaním nameraných údajov, s centrálnou fakturáciou taríf, s organizovaním a zúčtovaním podpory elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou a s evidenciou, prevodmi a organizovaním trhu so zárukami pôvodu energie (ďalej len „záruky pôvodu“), s prevádzkou energetického dátového centra vykonávanými organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku t v eurách; súčasťou  $PN_t$  sú aj náklady na odpis nedobytných pohľadávok podľa § 4 ods. 1 písm. n),
- b)  $PO_t$  sú schválené alebo určené plánované odpisy na rok t v eurách súvisiace so správou, zberom a sprístupňovaním nameraných údajov, s centrálnou fakturáciou taríf, s organizovaním a zúčtovaním podpory elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou a s evidenciou, prevodmi a organizovaním trhu so zárukami pôvodu, s prevádzkou energetického dátového centra vykonávanými organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou z plánovanej hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívanej pre regulovanú činnosť v roku t,
- c)  $RAB_t$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív v eurách využívanej v súvislosti so správou, zberom a sprístupňovaním nameraných údajov, s centrálnou fakturáciou taríf, s organizovaním a zúčtovaním podpory elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou a s evidenciou, prevodmi a organizovaním trhu so zárukami pôvodu, s prevádzkou energetického dátového centra vykonávanými organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou k 31. decembru roku t-1,
- d)  $WACC$  je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na 6. regulačné obdobie určená podľa § 5,
- e)  $INVost_t$  je faktor investícií na rok t v eurách; ktorého hodnota sa vypočíta podľa vzorca

$$INVost_t = SO_{t-2} - PO_{t-2},$$

kde

- $SO_{t-2}$  sú skutočné schválené alebo určené odpisy v eurách zo skutočnej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne

využívaných pre regulovanú činnosť období roku t-2,

2.  $PO_{t-2}$  sú schválené alebo určené plánované odpisy v eurách z plánovanej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných pre regulovanú činnosť v období roku t-2,
- f)  $PVzpt_t$  je plánovaný výnos z uplatňovania taríf za vedenie účtu, za vydanie záruk pôvodu a za prevody záruk pôvodu v roku t v eurách,
- g)  $PVzat_t$  je plánovaný výnos z predaja záruk pôvodu vydaných podľa § 8b ods. 3 zákona o podpore v roku t v eurách,
- h)  $KOT_t$  je korekcia organizátora krátkodobého trhu s elektrinou zo správy, zberu a sprístupňovania nameraných údajov, z centrálnej fakturácie taríf, z organizovania a zúčtovania podpory elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou a z evidencie, prevodov a organizovania trhu so zárukami pôvodu, s prevádzkou energetického dátového centra vykonávanými organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku t v eurách, ktorá sa vypočíta podľa odseku 3.

(2) Celkové plánované náklady a zisk za výkon ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v roku t  $NOKTE_t$  sa uplatňujú z tarify za prevádzkovanie systému. Alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$TPS_t^{ost} = \frac{NOKTE_t}{QPKStps_t},$$

kde

- a)  $NOKTE_t$  sú celkové plánované náklady a zisk za výkon ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v roku t,
- b)  $QPKStps_t$  je celková plánovaná koncová spotreba elektriny odobratej zo sústavy v jednotke množstva elektriny v roku t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému.

(3) Korekcia organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách sa vypočíta podľa vzorca

$$KOT_t = (SVzpt_{t-2} - PVzpt_{t-2}) + (SVzat_{t-2} - PVzat_{t-2}) + (SVTPSost_{t-2} - PVTPSost_{t-2}),$$

kde

- a)  $SVzpt_{t-2}$  sú skutočné výnosy z uplatňovania taríf za vedenie účtu, za vydanie záruk pôvodu a za prevody záruk pôvodu v roku t-2 v eurách,
- b)  $PVzpt_{t-2}$  sú plánované výnosy z uplatňovania taríf za vedenie účtu, za vydanie záruk pôvodu a za prevody záruk pôvodu v roku t-2 v eurách,
- c)  $SVzat_{t-2}$  sú skutočné výnosy z predaja záruk pôvodu vydaných podľa § 8b ods. 3 zákona o podpore v roku t-2 v eurách,
- d)  $PVzat_{t-2}$  sú plánované výnosy z predaja záruk pôvodu vydaných podľa § 8b ods. 3 zákona o podpore v roku t-2 v eurách,
- e)  $SVTPSost_{t-2}$  sú skutočné výnosy z uplatňovania alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2 v eurách,
- f)  $PVTPSost_{t-2}$  sú plánované výnosy z uplatňovania alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie

systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2 v eurách.

#### § 14

##### Podmienky uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému

(1) Platba na pokrytie nákladov na prevádzkovanie systému  $NPS_{sz}$  sa organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou vyúčtuje subjektom zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku daňovým dokladom mesačne k 15. dňu nasledujúceho mesiaca, a vypočíta sa podľa vzorca

$$NPS_{sz}^j = \sum_{i=1}^k (TPS_{i,t} \times QSKStp_{sz_{ij}})$$

kde

- a)  $NPS_{sz}$  sú náklady na prevádzkovanie systému pre j-tý subjekt zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku v eurách,
- b)  $TPS_{i,t}$  je sadzba tarify za prevádzkovanie systému uplatnená na koncovú spotrebu elektriny, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému v i-tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v roku t v eurách na jednotku množstva elektriny,
- c)  $QSKStp_{sz_{ij}}$  je skutočná celková koncová spotreba elektriny j-tého subjektu zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku v i-tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v jednotkách množstva elektriny za predchádzajúce obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému.

(2) Platba na pokrytie nákladov j-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou  $NPS_{ds_j}$  sa vyúčtuje organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou mesačne vždy k 15. dňu nasledujúceho kalendárneho mesiaca, a vypočíta sa podľa vzorca

$$NPS_{ds_j} = TPS_{ds_t}^j \times QSKStps$$

kde

- a)  $TPS_{ds_t}^j$  je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím pre j-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na rok t v eurách na jednotku množstva elektriny, a vypočíta sa podľa vzorca

$$TPS_{ds_t}^j = \frac{Kprds_{j,t}}{QPKStps_t}$$

kde

1.  $Kprds_{j,t}$  je 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 určená v roku t v eurách, podľa § 7 ods. 8,
  2.  $QPKStps_t$  je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,
- b)  $QSKStps$  je celková skutočná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny za uplynulé obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému.

(3) Platba na pokrytie nákladov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy alebo prenosovej sústavy na nákup elektriny na krytie strát pri distribúcii elektriny alebo prenose elektriny  $NSspot_j$  sa vyúčtuje organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou mesačne vždy k 15. dňu nasledujúceho kalendárneho mesiaca a vypočíta sa podľa vzorca

$$NSspot_j = TPSspot_{j,t} \times QSKStps$$

kde

a)  $TPSspot_{j,t}$  je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím pre j-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy alebo prenosovej sústavy eurách na jednotku množstva elektriny na rok t, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$TPSspot_{j,t} = \frac{NSPOT_{j,t}}{QPKStps_t}$$

kde

1.  $NSPOT_{j,t}$  sú schválené náklady v eurách zohľadňujúce alikvotnú časť z nákladov j-tého prevádzkovateľa prenosovej sústavy alebo regionálnej distribučnej sústavy na nákup elektriny na krytie strát elektriny pri prenose elektriny alebo distribúcii elektriny v eurách, zohľadnené v nákladoch na prevádzkovanie systému v roku t; pre rok t = 2023 sa vypočíta podľa vzorca v § 7 ods. 13 a pre rok t = 2024 a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca v § 7 ods. 14,

2.  $QPKStps_t$  je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

b)  $QSKStps$  je celková skutočná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny za predchádzajúce obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému.

(4) Ak výrobca elektriny na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába v roku t elektrinu z domáceho uhlia, vyúčtuje sa organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou mesačne vždy k 15. dňu nasledujúceho mesiaca platba  $NPS_v$  v eurách vypočítaná podľa vzorca

$$NPS_v = TPS_v_t \times QSKStps$$

kde

a)  $TPS_v_t$  je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím úradu pre výrobcu elektriny, ktorý na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába v roku t elektrinu z domáceho uhlia, na rok t v eurách na jednotku množstva elektriny, a vypočíta sa podľa vzorca

$$TPS_v_t = \frac{DOP_t \times QDE_t}{QPKStps_t}$$

kde

1.  $DOP_t$  je pevná cena elektriny vyrobenej z domáceho uhlia na rok t v eurách na jednotku množstva elektriny,

2.  $QDE_t$  je plánovaný objem elektriny určený rozhodnutím ministerstva hospodárstva o uložení



povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrábať elektrinu z domáceho uhlia a dodávať elektrinu vyrobenú z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$ ,

3.  $QPKStps_t$  je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$ , na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

b)  $QSKStps$  je celková skutočná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny za uplynulé obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému.

(5) Platba na pokrytie nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy zohľadňujúcich alikvotnú časť nákladov na systémové služby  $NPtss$  sa vyúčtuje organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou mesačne vždy k 15. dňu nasledujúceho kalendárneho mesiaca, a vypočíta sa podľa vzorca

$$NPtss = TPStss_t \times QSKStps$$

kde

a)  $TPStss_t$  je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy na rok  $t$  v eurách na jednotku množstva elektriny, a vypočíta sa podľa vzorca

$$TPStss_t = \frac{NPtss_t}{QPKStps_t}$$

kde

1.  $NPtss_t$  sú schválené alebo určené plánované náklady v eurách zohľadňujúce alikvotnú časť nákladov na systémové služby zohľadnené v nákladoch na prevádzkovanie systému v eurách na rok  $t$ ,

2.  $QPKStps_t$  je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$ , na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

b)  $QSKStps$  je celková skutočná koncová spotreba elektriny v jednotkách množstva elektriny za uplynulé obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému.

### **Cenová regulácia prístupu do prenosovej sústavy, prenosu elektriny, systémových služieb a podporných služieb a spôsob a podmienky uplatnenia cien**

#### **§ 15**

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 17 a § 16 až 21 sa vzťahuje na prevádzkovateľa prenosovej sústavy a vykonáva sa určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny

a) a tarify za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny,

b) a tarify za poskytovanie systémových služieb,

c) za poskytovanie podporných služieb.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú:

a) návrh cien, alebo sadziieb za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny, návrh parametrov k cenám za poskytovanie systémových služieb a za poskytovanie podporných služieb vrátane ich štruktúry na rok  $t$ , ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou, vrátane podmienok ich pridelenia,

b) údaje potrebné na preverenie cien za rok  $t-2$ , najmä skutočný objem prenosu elektriny, počet odberných miest, suma zmluvných a nameraných technických maxim v jednotlivých sadzbách

v MW,

- c) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2,
- d) výpočty a údaje podľa § 16 až 19 týkajúce sa prístupu do prenosovej sústavy a prenosu elektriny a poskytovania podporných služieb a systémových služieb,
- e) podklady predkladané v termínoch podľa prílohy č. 6,
- f) údaje o plánovaných nákladoch a skutočných nákladoch podľa § 4 ods. 1 písm. o) projektu výskumu a vývoja podľa prílohy č. 5,
- g) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 sa predkladajú v listinnej podobe a podklady podľa odseku 2 písm. a), b) a d) sa predkladajú aj v elektronickej podobe do elektronickej schránky.<sup>25)</sup> Vyplnené tabuľky podľa prílohy č. 6 sa predkladajú v elektronickej podobe vo formáte, ktorý zachováva úplnú funkčnosť tabuľkového editora.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia, podľa § 17 ods. 1 a 2 zákona o regulácii.

(5) Na účely cenovej regulácie sa predkladajú najneskôr do 30. apríla roku t-1 tieto údaje:

- a) skutočne vynaložené náklady na nákup podporných služieb v roku t-2,
- b) skutočne vynaložené náklady na poskytovanie systémových služieb v roku t-2,
- c) skutočné výnosy z penále, pokút a iných platieb, ktoré regulovaný subjekt uplatnil v roku t-2 voči poskytovateľom podporných služieb za neposkytnutie podporných služieb v rozsahu dohodnutom v zmluvách o poskytovaní podporných služieb,
- d) skutočné investície v roku t-2,
- e) skutočné výnosy z medzinárodnej prevádzky v roku t-2,
- f) skutočné náklady na medzinárodnú prevádzku v roku t-2,
- g) skutočné výnosy v eurách v roku t-2 z uplatnenia úhrad nákladov prevádzkovateľmi distribučných sústav, výrobcami elektriny, prevádzkovateľmi zariadení na uskladňovanie elektriny a koncovými odberateľmi elektriny za pripojenie do prenosovej sústavy.

(6) Na účely cenovej regulácie sa úradu predkladajú najneskôr do 31. júla roku t-1 údaje o plánovanom množstve v roku t a do 20. kalendárneho dňa každého mesiaca skutočné množstvo v predchádzajúcom mesiaci roku t

- a) fakturovanej prenesenej elektriny v jednotkách množstva elektriny odobratej koncovými odberateľmi elektriny a prevádzkovateľmi zariadení na uskladňovanie elektriny, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy, a prevádzkovateľmi distribučnej sústavy,
- b) celkového maximálneho pohotového výkonu v MW elektroenergetických zariadení na výrobu elektriny výrobcov elektriny a elektroenergetických zariadení na uskladňovanie elektriny prevádzkovateľov zariadení na uskladňovanie elektriny, ktorí sú pripojení do prenosovej sústavy,
- c) elektriny na vstupe do prenosovej sústavy dodanej zo zariadení jednotlivých výrobcov elektriny v jednotkách množstva elektriny,
- d) elektriny na vstupe do prenosovej sústavy vrátane tokov zo zahraničia v jednotkách množstva elektriny.

(7) Tarify za rezervovanú kapacitu a za prenesenú elektrinu sa určia tak, že plánovaný výnos z týchto taríf je najviac vo výške výnosu určeného ako súčin maximálnej ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny určenej podľa § 16 ods. 1 a plánovaného priemerného

množstva prenesenej elektriny odobratej z prenosovej sústavy koncovými odberateľmi elektriny v jednotkách množstva elektriny, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy, výrobcami elektriny, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy, prevádzkovateľmi distribučnej sústavy a prevádzkovateľmi zariadení na uskladňovanie elektriny, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy  $Q_{PP_t}$ .

(8) Platba za prístup do prenosovej sústavy, ktorá sa určí ako súčin hodnoty rezervovanej kapacity v odovzdávacích miestach, koeficientu zahrnutia rezervovanej kapacity v odovzdávacích miestach výrobcov elektriny a v odberných a odovzdávacích miestach prevádzkovateľov zariadení na uskladňovanie elektriny, ktorých rezervovaná kapacita pre dodávku elektriny do sústavy v odovzdávacom mieste je väčšia ako rezervovaná kapacita pre odber zo sústavy v odbernom mieste, a tarify za rezervovanú kapacitu sa uhrádza prevádzkovateľovi prenosovej sústavy výrobcom elektriny a prevádzkovateľmi zariadení na uskladňovanie elektriny pripojenými do prenosovej sústavy. To neplatí pre výrobcu elektriny a prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny, ktorých elektroenergetické zariadenia slúžia výlučne na poskytovanie podporných služieb pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy alebo výlučne na dodávku regulačnej elektriny, výrobcu elektriny, ktorý prevádzkuje zariadenie na výrobu elektriny z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW a pre prevádzkovateľov zariadení na uskladňovanie elektriny, ak majú certifikované zariadenie na poskytovanie podporných služieb a doložia možnosť poskytovania služieb výkonovej rovnováhy.

(9) Rezervovaná kapacita sa v odovzdávacích miestach neobjednáva. Hodnota rezervovanej kapacity sa určí z hodnoty kapacity pripojenia v odovzdávacom mieste dohodnutej v zmluve o pripojení zariadenia na výrobu elektriny do prenosovej sústavy.

(10) Ak je odberné a odovzdávacie miesto v jednom mieste pripojenia, platba za prístup do prenosovej sústavy sa uhrádza prevádzkovateľovi prenosovej sústavy len za tú časť rezervovanej kapacity, ktorá je vyššia. Ak je vyššia rezervovaná kapacita pre dodávku do sústavy, uplatní sa platba za prístup do prenosovej sústavy podľa odsekov 8 a 9. Ak je vyššia rezervovaná kapacita pre odber zo sústavy, uplatní sa platba za prístup do prenosovej sústavy podľa odseku 14.

(11) Koeficient zahrnutia rezervovanej kapacity výrobcov elektriny a prevádzkovateľov zariadení na uskladňovanie elektriny sa určí tak, že plánované platby, ktoré výrobcovia elektriny pripojení do prenosovej sústavy a prevádzkovatelia zariadení na uskladňovanie elektriny, ktorých rezervovaná kapacita pre dodávku elektriny do sústavy je v odovzdávacom mieste vyššia ako rezervovaná kapacita pre odber zo sústavy v odbernom mieste, ktorú uhrádzajú prevádzkovateľovi prenosovej sústavy za prístup do prenosovej sústavy v roku  $t$ , sú najviac v sume výnosu určeného ako súčin 0,5 eura na jednotku množstva elektriny a plánovaného objemu dodávky elektriny do prenosovej sústavy v roku  $t$  výrobcami elektriny alebo prevádzkovateľmi zariadení na uskladňovanie elektriny pripojenými do prenosovej sústavy.

(12) Ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny sa počítajú pri základnom zabezpečení pripojenia užívateľa sústavy štandardným pripojením. Za štandardné pripojenie užívateľa sústavy sa považuje pripojenie jedným napájacím vedením podľa technických podmienok prevádzkovateľa prenosovej sústavy. Pri pripojení užívateľa sústavy s osobitnými nárokmi na spôsob zabezpečenia prenosu elektriny, napríklad cez ďalšie napájacie vedenie, sa cena za prístup do prenosovej sústavy určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu, ktorá je dohodnutá pre ďalšie napájacie vedenie podľa vydaného cenového rozhodnutia na rok  $t$ . Užívateľ sústavy si sám určuje, ktoré napájacie vedenie je štandardné a ktoré je ďalšie napájacie vedenie. Pri prenose elektriny cez ďalšie napájacie vedenie na základe požiadavky užívateľa sústavy v príslušnom mesiaci sa cena za prístup do prenosovej sústavy určí vo výške 100 % z tarify za rezervovanú kapacitu a cena za prenos elektriny sa určí vo výške 100 % z tarify za prenos elektriny; ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny za štandardné pripojenie tým nie sú dotknuté. Za nadštandardný prenos elektriny sa nepovažuje pripojenie užívateľa sústavy k prenosovej sústave

zaslučkováním.

(13) Do nákladov na výkon regulovanej činnosti, prevádzkových nákladov, ktoré sú zabezpečované regulovaným subjektom, iným ako regulovaným subjektom alebo subjektom, ktorý je alebo bol súčasťou vertikálne integrovaného podniku, je možné zahrnúť len primerané náklady, ktorých výška je v súlade s osobitným predpisom.<sup>26)</sup>

(14) Pri odbere elektriny z prenosovej sústavy v odbernom mieste a odovzdávacom mieste v jednom mieste pripojenia do sústavy sa výrobcom elektriny prevádzkujúcich aj zariadenia na uskladňovanie elektriny a prevádzkovateľom zariadení na uskladňovanie elektriny, ktorí odberajú elektrinu z prenosovej sústavy výlučne na účely uskladňovania elektriny, účtuje dohodnutá rezervovaná kapacita podľa cenového rozhodnutia úradu.

(15) Ak je zariadenie na výrobu elektriny alebo zariadenie na uskladňovanie elektriny, ktorých rezervovaná kapacita pre dodávku elektriny do sústavy v odovzdávacom mieste je väčšia ako rezervovaná kapacita pre odber zo sústavy, v odbernom mieste pripojenom do miestnej distribučnej sústavy, sa platba za prístup do prenosovej sústavy uhrádza prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy prevádzkovateľovi prenosovej sústavy, do ktorej je jeho miestna distribučná sústava pripojená, vo výške podľa odseku 8 a podľa platného cenového rozhodnutia úradu za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny na rok  $t$  pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy; to neplatí pre výrobcu elektriny alebo prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny, ktorého elektroenergetické zariadenie slúži výlučne na poskytovanie podporných služieb pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy alebo výlučne na dodávku regulačnej elektriny, a výrobcu elektriny, ktorý prevádzkuje zariadenie na výrobu elektriny z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW.

(16) Pri pripojení miestnej distribučnej sústavy alebo výrobcu elektriny do prenosovej sústavy cez existujúce odovzdávacie miesto sa platba za prístup do prenosovej sústavy uhrádza za rezervovanú kapacitu zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny takto:

- a) výrobcom elektriny alebo prevádzkovateľom zariadenia na uskladňovanie elektriny sa prevádzkovateľovi prenosovej sústavy uhrádza tarifa za rezervovanú kapacitu zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny vo výške podľa odseku 8 alebo tarifa za rezervovanú kapacitu odberu elektriny, ak je výrobca elektriny alebo prevádzkovateľ zariadenia na uskladňovanie elektriny pripojený do prenosovej sústavy cez existujúce odberné miesto podľa toho, ktorá rezervovaná kapacita je vyššia,
- b) prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy sa prevádzkovateľovi prenosovej sústavy uhrádza tarifa za rezervovanú kapacitu vo výške podľa odseku 8 zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy, ak je zariadenie na výrobu elektriny alebo zariadenie na uskladňovanie elektriny prevádzkované inou osobou, ako je prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy,
- c) prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy sa prevádzkovateľovi prenosovej sústavy uhrádza tarifa za rezervovanú kapacitu vo výške podľa odseku 8 zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny, ktoré prevádzkuje ako výrobca elektriny, alebo ako prevádzkovateľ zariadenia na uskladňovanie elektriny, alebo tarifa za rezervovanú kapacitu odberu miestnej distribučnej sústavy podľa toho, ktorá rezervovaná kapacita je vyššia.

(17) Na uplatnenie tarify za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny sa poskytujú prevádzkovateľovi prenosovej sústavy údaje o skutočnom množstve elektriny v jednotkách množstva elektriny, ktorú odoberú prevádzkovatelia distribučnej sústavy, koncoví odberatelia elektriny z distribučnej sústavy regulovaného subjektu vrátane prevádzkovateľov distribučnej sústavy a odberateľov elektriny pripojených v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od sústavy Slovenskej republiky a skutočné údaje o množstve elektriny v jednotkách množstva elektriny,

ktorú odoberú prevádzkovatelia distribučnej sústavy a koncoví odberatelia elektriny z distribučnej sústavy regulovaného subjektu v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od sústavy Slovenskej republiky, a to vždy za príslušný mesiac do ôsmeho kalendárneho dňa nasledujúceho mesiaca.

### § 16

(1) Maximálna cena za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny  $CP_t$  okrem strát elektriny pri prenose elektriny na rok  $t$  v eurách na jednotku množstva elektriny sa vypočíta podľa vzorca

$$CP_t = \frac{PN_t + O_t + PO_t + K_{DZ} \times [(RAB_{ST,t} \times WACC) + (RAB_t^+ \times WACC^+)]}{QPP_t} + \frac{FINVP_t - CPIT_t - CPVA_t - KCP_t - DV_t + NPSZ_t}{QPP_t} + \frac{CACM_t + SOGL_t + NOCACM_t + NOSOGL_t + EBGL_t + FT_t}{QPP_t},$$

kde

a)  $PN_t$  sú schválené alebo určené prevádzkové náklady v eurách na rok  $t$  súvisiace s regulovanou činnosťou okrem odpisov súvisiacich s regulovanou činnosťou, nákladov a odpisov na dispečerskú činnosť prevádzkovateľa prenosovej sústavy na zabezpečenie systémových služieb, a vypočítajú sa podľa vzorca

$$PN_t = P_{OOPEX} \times \prod_{n=2023}^t [1 + (JPI_n - X)] + P_{PEREX} \times \prod_{n=2023}^t (IRM_n),$$

kde

- $P_{OOPEX}$  sú schválené alebo určené priemerné ročné prevádzkové náklady v eurách vo východiskovom roku regulačného obdobia vypočítané ako priemer skutočných prevádzkových nákladov za obdobia 2019, 2020 a 2021 prevádzkovateľa prenosovej sústavy súvisiace s regulovanou činnosťou okrem odpisov a osobných nákladov,
- $P_{PEREX}$  sú schválené alebo určené ročné osobné náklady v eurách vo východiskovom roku regulačného obdobia určené ako skutočné osobné náklady za rok 2021 prevádzkovateľa prenosovej sústavy súvisiace s regulovanou činnosťou,
- $IRM_n$  aritmetický priemer indexov nominálnej mzdy v hospodárstve zverejnených štatistickým úradom, vyjadrených v percentách za obdobie od 3. kvartálu roku  $n-2$  do 2. kvartálu roku  $n-1$ ,
- $JPI_n$  je aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie v percentách zverejnených štatistickým úradom za obdobie od júla roku  $n-2$  vrátane do júna roku  $n-1$  vrátane,
- $X$  je faktor efektivity, ktorého hodnota v každom roku regulačného obdobia je 2,0 %; ak je hodnota rozdielu  $JPI_n$  a  $X$  nižšia ako 0 %, na výpočet maximálnej ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny na rok  $t$  sa hodnota rozdielu  $JPI_n$  a  $X$  rovná 0 %,
 

b)  $O_t$  je schválená alebo určená hodnota odpisov regulovaného subjektu v eurách na rok  $t$  a vypočíta sa podľa vzorca

$$O_t = O_{2021} + \sum_{n=2023}^t (SO_n - VO_n),$$

kde

- $O_{2021}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, zodpovedajúca výške účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku 2021 z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, nevyhnutne využívaného na regulovanú činnosť v roku 2021 bez dispečerskej činnosti,

2.  $SO_n$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, zodpovedajúca výške účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku  $n-1$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradeného do užívania na regulovanú činnosť bez dispečerskej činnosti v roku  $n-2$ ,
  3.  $VO_n$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá výške účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku  $n-2$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, vyradeného z užívania na regulovanú činnosť bez dispečerskej činnosti v roku  $n-2$ ,
- c)  $PO_t$  je schválená alebo určená plánovaná hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá výške plánovaných účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku  $t$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, s plánovaným zaradením do užívania na regulovanú činnosť bez dispečerskej činnosti v roku  $t-1$ ,
- d)  $K_{DZ}$  je koeficient miery využitia disponibilných zdrojov do investícií súvisiacich s regulovanou činnosťou;  $K_{DZ}$  sa na 6. regulačné obdobie určuje v intervale od 0,90 do 1,02, nezohľadňuje investície, ktoré sú financované zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr, a vypočíta sa podľa vzorca

$$\text{podiel} = \frac{INV_{t-2}}{DispZdr_{t-2}},$$

pričom, ak je výsledok podielu

vyšší alebo sa rovná 0,7, tak  $K_{DZ} = 1,02$

menší ako 0,7 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,6, tak  $K_{DZ} = 1,01$ ,

menší ako 0,6 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,5, tak  $K_{DZ} = 1,00$ ,

menší ako 0,5 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,4, tak  $K_{DZ} = 0,98$ ,

menší ako 0,4 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,3, tak  $K_{DZ} = 0,96$ ,

menší ako 0,3 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,2, tak  $K_{DZ} = 0,94$ ,

menší ako 0,2 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,1, tak  $K_{DZ} = 0,92$ ,

menší ako 0,1, tak  $K_{DZ} = 0,90$ ,

kde

1.  $INV_{t-2}$  je skutočná hodnota investícií zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných pre regulovanú činnosť v roku  $t-2$  v eurách, ktorá nezahŕňa majetok, ktorý je financovaný zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr, a ktorá nezahŕňa majetok financovaný z výnosov z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy,
2.  $DispZdr_{t-2}$  je súčet schválených alebo určených odpisov súvisiacich s regulovanou činnosťou v roku  $t-2$  v eurách, ktorý nezahŕňa odpisy majetku, ktorý je financovaný zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr, a ktorý nezahŕňa odpisy majetku financovaného z výnosov z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy, nevyhnutne využívaných pre regulovanú činnosť a zisku prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku  $t-2$  v eurách po zdanení daňou z príjmov, a vypočíta sa podľa

vzorca

$$\text{DispZdr}_{t-2} = (\text{RAB}_{\text{ST},t-2} \times \text{WACC}_{t-2} + \text{RAB}_{t-2}^+ \times \text{WACC}_{t-2}^+) \times (1 - \text{SOOPRO}_{t-2}) \times (1 - \text{daň z príjmov}_{t-2}),$$

pričom pre rok  $t-2 = 2021$   $\text{RAB}_{\text{ST},2021} = \text{RAB}_{\text{ST},2022} = \text{RAB}_{2021} - \text{M}_{\text{HN},2021}$   
 a pre roky  $t-2 = 2021$  a  $t-2 = 2022$   $\text{RAB}_{2021}^+ = \text{RAB}_{2022}^+ = 0$ ,

kde

- 2a.  $\text{RAB}_{\text{ST},t-2}$ , je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív v eurách na rok  $t-2$  a rovná sa hodnote majetku využívaného na regulovanú činnosť prevádzkovateľa prenosovej sústavy bez dispečerskej činnosti, okrem majetku, ktorý vznikne z investícií do aktív odsúhlasených úradom podľa § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania,
- 2b.  $\text{SOOPRO}_{t-2}$  je 12-násobok hodnoty mesačnej sadzby osobitného odvodu z podnikania v regulovaných odvetviach v roku  $t-2$ , ustanovená podľa osobitného predpisu,<sup>27)</sup>
- 2c.  $\text{WACC}_{t-2}$  je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na 6. regulačné obdobie určená podľa § 5, vzťahujúca sa na rok  $t-2$ ,
- 2d.  $\text{WACC}_{t-2}^+$  je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na 6. regulačné obdobie určená podľa § 5 ods. 5, vzťahujúca sa na rok  $t-2$ ,
- e)  $\text{RAB}_{\text{ST},t}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív v eurách na rok  $t$  a rovná sa hodnote majetku<sup>28)</sup> využívaného na regulovanú činnosť prevádzkovateľa prenosovej sústavy bez dispečerskej činnosti, okrem majetku, ktorý vznikne z investícií do aktív odsúhlasených úradom podľa § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania, a vypočíta sa podľa vzorca
  1. pre rok  $t = 2023$

$$\text{RAB}_{\text{ST},t} = \text{RAB}_{2021} - \text{M}_{2021},$$

2. pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky

$$\text{RAB}_{\text{ST},t} = \text{RAB}_{2021} - \text{M}_{2021} + \sum_{n=2024}^t (\text{RAB}_n - \text{M}_n - \text{SO}_n),$$

kde

- 2a.  $\text{RAB}_{2021}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, vychádzajúca zo zostatkovej účtovnej hodnoty majetku k 31. decembru 2021, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, nevyhnutne využívaného na regulovanú činnosť bez dispečerskej činnosti,
- 2b.  $\text{M}_{2021}$  je hodnota tej časti regulačnej bázy aktív  $\text{RAB}_{2021}$  v eurách, ktorá je financovaná zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr, a z investícií do aktív financovaných z výnosov z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy,
- 2c.  $\text{RAB}_n$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá hodnote majetku bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradeného do užívania na regulovanú činnosť bez dispečerskej činnosti v roku  $n-2$  v eurách okrem majetku zaradeného do  $\text{RAB}_n^+$ ,
- 2d.  $\text{SO}_n$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá výške účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku  $n-1$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradeného do užívania na regulovanú činnosť bez dispečerskej činnosti v roku  $n-2$ ,

- 2e.  $M_n$  je hodnota tej časti regulačnej bázy aktív  $RAB_n$  v eurách, ktorá je financovaná zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr, a z investícií do aktív financovaných z výnosov z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy,
- f) WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na 6. regulačné obdobie určená podľa § 5,
- g)  $RAB_t^+$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív bez vplyvu precenenia v eurách, schválená úradom na regulovanú činnosť bez dispečerskej činnosti v súlade s § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania, pričom
1. pre rok  $t = 2023$  má hodnotu 0,
  2. pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$RAB_t^+ = \sum_{n=2024}^t (RAB_n^+ - M_n^+),$$

kde

- 2a.  $RAB_n^+$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá hodnote majetku, bez vplyvu precenenia od 1. januára 2017, zaradeného do užívania na regulovanú činnosť bez dispečerskej činnosti v roku  $t-2$  v eurách, odsúhlasená úradom podľa § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania,
- 2b.  $M_n^+$  je hodnota tej časti regulačnej bázy aktív  $RAB_n^+$  v eurách, ktorá bola financovaná zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr, a z investícií do aktív financovaných z výnosov z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy,
- h) WACC+ je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na 6. regulačné obdobie určená podľa § 5 ods. 5,
- i)  $FINVP_t$  je faktor investícií v eurách na rok  $t$ , pričom
1. pre roky  $t = 2023$  a  $t = 2024$  má hodnotu 0,
  2. pre rok  $t = 2025$  a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$FINVP_t = SO_{t-1} - PO_{t-2},$$

kde

- 2a.  $SO_{t-1}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, zodpovedajúca výške účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku  $t-2$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradeného do užívania na regulovanú činnosť bez dispečerskej činnosti v roku  $t-3$ ,
- 2b.  $PO_{t-2}$  je schválená alebo určená plánovaná hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, zodpovedajúca výške plánovaných účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku  $t-2$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, s plánovaným zaradením do užívania na regulovanú činnosť bez dispečerskej činnosti v roku  $t-3$ ,
- j)  $CPITC_t$  je alikvotná časť čistých výnosov alebo nákladov z ITC mechanizmu v eurách zahrnutá do ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny na rok  $t$ , o ktorej úrad rozhodne do 31. decembra roku  $t-1$  a vypočíta sa podľa vzorca

$$CPITC_t = ITCpl_{t-1} \times m_t \times (1 - mstr_t),$$



kde

1.  $ITCpl_{t-1}$  je celkový rozdiel očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci ITC mechanizmu v roku t-1, ktorý sa určí ako súčet
    - 1a. celkového rozdielu skutočných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci ITC mechanizmu za všetky účtovne uzavreté mesiace roku t-1 v dobe vypracovania cenového návrhu a
    - 1b. celkového rozdielu očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci ITC mechanizmu za tie mesiace roku t-1, ktoré v dobe vypracovania cenového návrhu nie sú účtovne uzavreté,
  2.  $m_t$  je koeficient zahrnutia ITC mechanizmu do taríf určený cenovým rozhodnutím úradu na rok t v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku t-1. Pre rok t = 2023 je rovný 0,
  3.  $mstr_t$  je koeficient zahrnutia ITC mechanizmu do tarify za straty elektriny pri prenose elektriny určený cenovým rozhodnutím úradu na rok t v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku t-1,
- k)  $CPVA_t$  je alikvotná časť čistých výnosov alebo nákladov z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy v eurách zahrnutá do ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny na rok t, o ktorej úrad rozhodne do 31. decembra roku t-1, a vypočíta sa podľa vzorca

$$CPVA_t = VApl_{t-1} \times n_t \times (1 - nstr_t - ntss_t),$$

kde

1.  $VApl_{t-1}$  je celkový rozdiel očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy v roku t-1, ktorý sa určí ako súčet
    - 1a. celkového rozdielu skutočných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy za všetky účtovne uzavreté mesiace roku t-1 v dobe vypracovania cenového návrhu a
    - 1b. celkového rozdielu očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy za tie mesiace roku t-1, ktoré v dobe vypracovania cenového návrhu nie sú účtovne uzavreté,
  2.  $n_t$  je koeficient zahrnutia aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy do taríf určený cenovým rozhodnutím úradu na rok t v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku t-1,
  3.  $nstr_t$  je koeficient zahrnutia aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy do tarify za straty elektriny pri prenose elektriny určený cenovým rozhodnutím úradu na rok t v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku t-1,
  4.  $ntss_t$  je koeficient zahrnutia aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy do tarify za systémové služby určený cenovým rozhodnutím úradu na rok t v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku t-1,
- l)  $KCP_t$  je faktor ITC a aukcií prenosovej kapacity v eurách na rok t, ktorý sa pre roky t = 2023 a t = 2024 rovná 0 a pre rok t = 2025 a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$KCP_t = ITCsk_{t-2} - ITCpl_{t-2} + VAsk_{t-2} - VApl_{t-2},$$

kde

1.  $ITCsk_{t-2}$  je celkový rozdiel skutočných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci ITC mechanizmu v roku t-2,
  2.  $ITCpl_{t-2}$  je celkový rozdiel očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci ITC mechanizmu v roku t-2,
  3.  $VAsk_{t-2}$  je celkový rozdiel skutočných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy v roku t-2,
  4.  $VApl_{t-2}$  je celkový rozdiel očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy v roku t-2,
- m)  $DV_t$  sú skutočné výnosy v roku t-2 v eurách z uplatnenia úhrad nákladov užívateľov prenosovej sústavy za pripojenie do sústavy,
- n)  $QPP_t$  je plánované priemerné množstvo prenesenej elektriny odobratej z prenosovej sústavy koncovými odberateľmi elektriny, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy, výrobcami elektriny, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy, a prevádzkovateľmi distribučnej sústavy v jednotkách množstva elektriny na rok t vypočítané ako priemer ročných hodnôt 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,
- o)  $NPSZ_t$  sú náklady na projekty spoločného záujmu na rok t v eurách,
- p)  $CACM_t$  sú schválené náklady na projekty pridelovania kapacity a riadenia preťaženia sústavy, ktoré nie sú evidované v majetku prevádzkovateľa prenosovej sústavy na rok t v eurách,
- q)  $SOGL_t$  sú schválené náklady na projekty súvisiace s implementáciou povinností prevádzkovateľa prenosovej sústavy podľa osobitného predpisu<sup>29)</sup> na rok t v eurách,
- r)  $NOCACM_t$  sú schválené náklady na nápravné opatrenia použité v procese pridelovania prenosových kapacít podľa osobitného predpisu<sup>30)</sup> na rok t v eurách,
- s)  $NOSOGL_t$  sú schválené náklady na nápravné opatrenia použité v procese riadenia prevádzky prenosovej sústavy na zabezpečenie spoľahlivosti a bezpečnosti dodávok elektriny podľa osobitného predpisu<sup>31)</sup> na rok t v eurách,
- t)  $EBGL_t$  sú schválené náklady na zriadenie, zmenu a prevádzkovanie európskych platforiem podľa osobitného predpisu<sup>32)</sup> na rok t v eurách,
- u)  $FT_t$  sú schválené mimoriadne náklady, ktoré vznikli až počas regulačného obdobia na rok t v eurách.

(2) Súčet koeficientov  $nstr_t$  a  $ntss_t$ , ktoré sú ustanovené v odseku 1 písm. k) bodoch 3. a 4, je menší alebo sa rovná 1.

(3) Na účely platby za prístup do prenosovej sústavy sa dohodnutá rezervovaná kapacita v MW v roku t v každom odbernom mieste určuje ako aritmetický priemer ročných hodnôt skutočného ročného maxima štvrt hodinového výkonu za roky t-2 až t-4. Hodnoty výkonov sa určujú v MW s rozlíšením na tri desatinné miesta. Do celkového objemu rezervovanej kapacity sa započíta aj rezervovaná kapacita pre každého výrobcu elektriny a prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny určená podľa § 15 ods. 8 až 10 a 15.

(4) Ak nie je do odberných miest užívateľa prenosovej sústavy vykonávaný prenos elektriny v roku  $t-4$ , použije sa aritmetický priemer z rokov  $t-2$  a  $t-3$ . Ak nie je do odberných miest užívateľa prenosovej sústavy vykonávaný prenos elektriny v rokoch  $t-4$  a  $t-3$ , použije sa hodnota skutočného ročného maxima štvrťhodinového výkonu za rok  $t-2$ . Ak nie je do odberných miest užívateľa prenosovej sústavy vykonávaný prenos elektriny v rokoch  $t-4$ ,  $t-3$  a  $t-2$ , rezervovaná kapacita pre odber zo sústavy užívateľa prenosovej sústavy a výrobcu elektriny, ktorého zariadenie na výrobu elektriny je pripojené do prenosovej sústavy výlučne na odber elektriny a prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny, ktorého zariadenie na uskladňovanie elektriny je pripojené do prenosovej sústavy výlučne na odber elektriny sa určuje prevádzkovateľom prenosovej sústavy mesačne na základe nameraného mesačného maxima štvrťhodinového činného výkonu. Hodnoty výkonov sa určujú v MW s rozlíšením na tri desatinné miesta. Takto určená rezervovaná kapacita nesmie byť vyššia ako kapacita pripojenia uvedená v zmluve o pripojení do prenosovej sústavy.

(5) Podiel výnosov z platieb za rezerváciu kapacity sa z celkových výnosov z platieb za rezerváciu kapacity a z platieb za prenesenú elektrinu určuje koeficientom do 0,8. Podiel výnosov z platieb za prenesenú elektrinu sa z celkových výnosov z platieb za rezerváciu kapacity a z platieb za prenesenú elektrinu určuje koeficientom najmenej 0,2.

(6) Spolu s cenovým návrhom na rok  $t$  sa predkladá spôsob výpočtu navrhovaných zložiek taríf za rezervovanú kapacitu v MW 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, prevádzkovateľov zariadení na uskladňovanie elektriny a charakter odberu elektriny koncových odberateľov elektriny priamo pripojených do prenosovej sústavy, ich spotrebu elektriny a rezervovanú kapacitu pripojených užívateľov prenosovej sústavy takto:

- a) ak rezervovaná kapacita na rok  $t$  v odbernom mieste koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy je viac ako 150 MW a zároveň prenos elektriny pre koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy v roku  $t-2$  bol viac ako 1 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,
- b) ak rezervovaná kapacita na rok  $t$  v odbernom mieste koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy je viac ako 250 MW a zároveň prenos elektriny pre koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy v roku  $t-2$  je viac ako 1,5 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 50 % z tarify za rezervovanú kapacitu a súčin hodnoty prenesenej elektriny a 50 % z tarify za prenesenú elektrinu,
- c) ak rezervovaná kapacita na rok  $t$  v odbernom mieste 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  $t-2$  je 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,
- d) ak celoročné využitie rezervovanej kapacity za rok  $t-2$  v odbernom mieste koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy je viac ako 80 %, 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 podľa písmen a) až c) násobené koeficientom 0,8,

- e) priemerné celoročné využitie rezervovanej kapacity odberného miesta odberateľa elektriny za rok  $t-2$  v percentách sa na účely odseku 6 písm. d) vypočíta podľa vzorca

$$PCVRK_{t-2} = \frac{O_{PS,t-2}}{RK_{t-2} \times 365 \times 24} \times 100\%,$$

kde

1.  $O_{PS,t-2}$  je skutočné odobraté množstvo elektriny v odbernom mieste odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy za rok  $t-2$  v jednotkách množstva elektriny,
2.  $RK_{t-2}$  je hodnota rezervovanej kapacity v odbernom mieste odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy za rok  $t-2$  v MW.

(7) Do faktora trhu  $FT_t$  je možné zahrnúť mimoriadne náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy, ktoré nie sú zahrnuté do schválených alebo určených ekonomicky oprávnených ročných prevádzkových nákladov  $PN_{vych}$  súvisiacich s regulovanou činnosťou. Týmito nákladmi sú najmä náklady súvisiace so zmenou právnych predpisov, zmenou právne záväzných aktov Európske únie, vývojom situácie na trhu alebo náklady, ktoré vzniknú pri likvidácii živelných pohrôm, ktoré nie sú pokryté poistením a preukázateľné náklady regulovaného subjektu na vedu a výskum podľa § 4 ods. 1 písm. o), a to po schválení úradom.

(8) Návrh na schválenie mimoriadnych nákladov vstupujúcich do faktora trhu  $FT_t$  pre príslušný rok možno podať aj samostatne mimo predkladaného návrhu na určenie ceny. V odôvodnených prípadoch na predchádzanie významným medziročným zmenám regulovaných cien, sa určí, že schválené mimoriadne náklady sú do faktora trhu  $FT_t$  zahrnuté rozložené na viac rokov regulačného obdobia alebo sú pre nasledujúce regulačné obdobie zahrnuté do uznaných oprávnených nákladov vstupujúcich do základného výpočtu oprávnených výnosov pre jednotlivé roky nasledujúceho regulačného obdobia.

## § 17

(1) Užívateľom prenosovej sústavy sa uplatňuje tarifa za straty elektriny pri prenose elektriny  $PSstraty_t$  a výnos z týchto platieb sa nezahŕňa do výnosu za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny. Výška tarify za straty elektriny pri prenose elektriny  $PSstraty_t$  na jednotku množstva elektriny odobratej z prenosovej sústavy v roku  $t$  v eurách sa vypočíta podľa vzorca

$$PSstraty_t = \frac{(PLE_t \times QPL_t + FPS_t - STRITC_t - STRVA_t - TPSps_{t-2}^{SEPS} + FTS_t) \times kNPS_t}{QPL_{prenos_t}}$$

kde

- a)  $QPL_t$  je plánované množstvo strát elektriny pri prenose elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  určené podľa odseku 2,
- b)  $PLE_t$  je určená cena elektriny na pokrytie strát elektriny pri prenose elektriny na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  v eurách, a vypočíta sa podľa vzorca

$$PLE_t = CE_{PXE,t} \times \left(1 + \frac{k_t}{100\%}\right) + O_t$$

kde

1.  $CE_{PXE,t}$  je aritmetický priemer denných cien oficiálneho kurzového lístka zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle, produktu F PXE SK BL Cal-t v eurách na jednotku množstva elektriny. Pre roky  $t = 2023$  a  $t = 2024$  je obdobie od 1. apríla roku  $t-1$  do 30. septembra roku  $t-1$  a pre rok  $t = 2025$  a nasledujúce roky je toto obdobie od 1. júla roku  $t-2$  do 30. júna roku  $t-1$ ,
  2.  $k_t$  je koeficient na rok  $t$  v percentách určený cenovým rozhodnutím v rozsahu najviac 7 % v závislosti od plánovaného diagramu strát elektriny pri prenose elektriny na rok  $t$ ,
  3.  $O_t$  sú určené plánované náklady regulovaného subjektu na odchýlku súvisiace s diagramom strát elektriny na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  v eurách podľa metodiky výpočtu nákladov na odchýlku, ktorá je uvedená v prílohe č. 7,
- c)  $FPS_t$  je faktor strát pri prenose elektriny na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  v eurách
1. pre roky  $t = 2023$ ,  $t = 2024$  a  $t = 2025$  sa vypočíta podľa vzorca

$$FPS_t = PSstraty_{t-2} \times (QPL_{prenos_{t-2}} - QSK_{prenos_{t-2}}) + PLE_{t-2} \times (QSK_{t-2} - QPL_{t-2}),$$

2. pre rok  $t = 2026$  a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$FPS_t = PSstraty_{t-2} \times (QPL_{prenos_{t-2}} - QSK_{prenos_{t-2}}) + PLE_{t-2} \times (p_{t-2} - 1) \times QPL_{t-2} + \sum_{i=1}^n ((CE_{i,t-2} + O_{t-2}) \times (QSK_{i,t-2} - p_{t-2} \times \frac{QPL_{t-2}}{4 \times n})),$$

kde

- 2a.  $PSstraty_{t-2}$  je tarifa za straty elektriny pri prenose elektriny na jednotku množstva elektriny odobratej z prenosovej sústavy v roku  $t-2$  v eurách,
- 2b.  $QPL_{prenos_{t-2}}$  je plánované množstvo elektriny odobratej z prenosovej sústavy v jednotkách množstva elektriny na rok  $t-2$ ,
- 2c.  $QSK_{prenos_t}$  je skutočné množstvo elektriny odobratej z prenosovej sústavy v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$ ,
- 2d.  $PLE_{t-2}$  je schválená alebo určená cena elektriny na pokrytie strát elektriny pri prenose elektriny na jednotku množstva elektriny na rok  $t-2$  v eurách,
- 2e.  $p_{t-2}$  je koeficient nákupu elektriny na krytie strát na rok  $t-2$ , ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$$p_{t-2} = \frac{QFV_{t-2}}{QPL_{t-2}},$$

ak výsledok výpočtu  $\frac{QFV_{t-2}}{QPL_{t-2}}$  je väčší ako 1, tak  $p_{t-2}$  sa rovná 1,

ak výsledok výpočtu  $\frac{QFV_{t-2}}{QPL_{t-2}}$  je menší ako 0,5, tak  $p_{t-2}$  sa rovná 0,5,

kde

- 2ea.  $QFV_{t-2}$  na výpočet  $FPS_{2026}$  je množstvo zmluvne dohodnutej a obstaranej elektriny v roku  $t-3$  na krytie strát elektriny pri prenose elektriny v roku  $t-2$  v jednotkách množstva elektriny,

- 2eb.  $Q_{FV_{t-2}}$  na výpočet  $FPS_{2027}$  a nasledujúce roky je množstvo zmluvne dohodnutej a obstaranej elektriny v rokoch t-4 a t-3 na krytie strát elektriny pri prenose elektriny v roku t-2 v jednotkách množstva elektriny,
- 2f.  $Q_{PL_{t-2}}$  je povolené plánované množstvo strát elektriny pri prenose elektriny na rok t-2 v jednotkách množstva elektriny,
- 2g.  $CE_{i,t-2}$  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,
- 2h.  $O_{t-2}$  sú úradom schválené alebo určené plánované náklady regulovaného subjektu na odchýlku súvisiace s diagramom strát elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
- 2i.  $Q_{SK_{i,t-2}}$  je skutočné čisté množstvo elektriny obstaranej na krytie strát elektriny pri prenose elektriny v i-tej štvrthodine roku t-2, po odpočítaní množstva predanej prebytočnej elektriny v jednotkách množstva elektriny,
- 2j. n je počet hodín v roku t-2,
- d)  $Q_{PL_{prenos_t}}$  je plánované množstvo elektriny odobratej z prenosovej sústavy v jednotkách množstva elektriny na rok t,
- e)  $STRITC_t$  je alikvotná časť čistých výnosov alebo nákladov z ITC mechanizmu v eurách zahrnutá do tarify za straty elektriny pri prenose elektriny na rok t, o ktorej úrad rozhodne do 31. decembra roku t-1 a vypočíta sa podľa vzorca

$$STRITC_t = ITCpl_{t-1} \times m_t \times mstr_t,$$

kde

1.  $ITCpl_{t-1}$  je celkový rozdiel očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci ITC mechanizmu v roku t-1, ktorý sa určí ako súčet
    - 1a. celkového rozdielu skutočných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci ITC mechanizmu za všetky účtovne uzavreté mesiace roku t-1 v dobe vypracovania cenového návrhu a
    - 1b. celkového rozdielu očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci ITC mechanizmu za tie mesiace roku t-1, ktoré v dobe vypracovania cenového návrhu nie sú účtovne uzavreté,
  2.  $m_t$  je koeficient zahrnutia ITC mechanizmu do tarify určený cenovým rozhodnutím úradu na rok t v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku t-1. Pre rok t = 2023 sa rovná 0,
  3.  $mstr_t$  je koeficient zahrnutia ITC mechanizmu do tarify za straty elektriny pri prenose elektriny určený cenovým rozhodnutím úradu na rok t v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku t-1,
- f)  $STRVA_t$  je alikvotná časť čistých výnosov alebo nákladov z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy v eurách zahrnutá do tarify za straty elektriny pri prenose elektriny na rok t, o ktorej úrad rozhodne do 31. decembra roku t-1 a vypočíta sa podľa vzorca

$$STRVA_t = VAp_{t-1} \times n_t \times nstr_t,$$

kde

1.  $V_{Apl_{t-1}}$  je celkový rozdiel očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy v roku  $t-1$ , ktorý sa určí ako súčet
  - 1a. celkového rozdielu skutočných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy za všetky účtovne uzavreté mesiace roku  $t-1$  v dobe vypracovania cenového návrhu a
  - 1b. celkového rozdielu očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy za tie mesiace roku  $t-1$ , ktoré v dobe vypracovania cenového návrhu nie sú účtovne uzavreté,
2.  $n_t$  je koeficient zahrnutia aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy do taríf určený cenovým rozhodnutím úradu na rok  $t$  v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku  $t-1$ ,
3.  $n_{str_t}$  je koeficient zahrnutia aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy do tarify za straty elektriny pri prenose elektriny určený cenovým rozhodnutím úradu na rok  $t$  v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku  $t-1$ ,
- g)  $TPSps_{t-2}^{SEPS}$  je korekcia nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát pri prenose elektriny za rok  $t-2$  v eurách zahrnutá do tarify za prevádzkovanie systému,
- h)  $FTS_t$  sú úradom schválené mimoriadne náklady alebo výnosy v eurách na rok  $t$ , zohľadňujúce neočakávaný vývoj na trhu s elektrinou s dopadom na náklady alebo výnosy pri nákupe elektriny na straty, ktoré nie sú zahrnuté do schválených alebo určených ekonomicky oprávnených nákladov a výnosov regulovaného subjektu,
- i)  $kNPS_t$  je koeficient zahrnutia nákladov na straty pri prenose elektriny zahrnutých do tarify za prevádzkovanie systému na rok  $t = 2023$  s hodnotou 1 a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky v rozsahu 0 až 1.

(2) Plánované množstvo strát elektriny pri prenose elektriny  $QPL_t$  v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  sa vypočíta podľa vzorca

$$QPL_t = VstE_t \times PPSTR_t,$$

kde

- a)  $VstE_t$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  vstupujúce do prenosovej sústavy vrátane tokov zo zahraničia,
- b)  $PPSTR_t$  je percento plánovaných strát elektriny pri prenose elektriny prenosovou sústavou v percentách na rok  $t$  a vypočíta sa podľa vzorca

$$PPSTR_t = \frac{SQPL_t}{SVstE_t} \times \left(1 - \frac{XSps}{100\%}\right),$$

kde

1.  $SQPL_t$  je súčet skutočného množstva strát elektriny pri prenose elektriny v jednotkách množstva elektriny v rokoch  $t-3$  a  $t-2$ , očakávaného množstva strát elektriny pri prenose elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku  $t-1$  a plánovaného množstva strát elektriny

pri prenose elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$ ,

2.  $SVstE_t$  je súčet skutočného množstva elektriny v jednotkách množstva elektriny v rokoch  $t-3$  a  $t-2$  vstupujúceho do prenosovej sústavy vrátane tokov zo zahraničia, očakávaného množstva elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku  $t-1$  vstupujúceho do prenosovej sústavy vrátane tokov zo zahraničia a plánovaného množstva elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  vstupujúceho do prenosovej sústavy vrátane tokov zo zahraničia,
3.  $XS_{PS}$  je faktor efektivity strát elektriny pri prenose elektriny v percentách, ktorý je určený vo výške 2 %.

## § 18

(1) Na základe schváleného technického rozsahu jednotlivých druhov podporných služieb sa prevádzkovateľovi prenosovej sústavy určujú celkové plánované maximálne ekonomicky oprávnené náklady na rok  $t$  v eurách na nákup všetkých druhov podporných služieb  $PPS_t$  od poskytovateľov podporných služieb.

(2) Pri určení maximálnych ekonomicky oprávnených nákladov na rok  $t$  podľa odseku 1 sa prihliada okrem iného aj na aktuálnu situáciu na trhu s elektrinou, dosahované ceny podporných služieb na vymedzenom území a v okolitých krajinách a osobitosti poskytovania podporných služieb na vymedzenom území. Plánované maximálne ekonomicky oprávnené náklady sa určia v takej výške, aby prevádzkovateľ prenosovej sústavy bol pri dodržiavaní princípov hospodárnosti a pri transparentom a nediskriminačnom spôsobe obstarávania podporných služieb schopný zabezpečiť schválený technický rozsah jednotlivých druhov podporných služieb na zabezpečenie poskytovania systémových služieb.

(3) V cenovom rozhodnutí úradu sa určuje priamym určením na rok  $t$

- a) maximálna cena za poskytovanie disponibility jednotlivých druhov regulačných služieb v eurách na jednotku disponibilného elektrického výkonu,
- b) maximálny oprávnený ročný náklad na nákup nefrekvenčných podporných služieb alebo maximálna cenu za poskytovanie jednotlivých druhov nefrekvenčných podporných služieb v eurách na jednotku elektrického činného alebo jalového výkonu,
- c) maximálna cena ponúkanej kladnej regulačnej elektriny a minimálna cena ponúkanej zápornej regulačnej elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny pri aktivácii predmetného druhu regulačnej služby.

(4) V cenových rozhodnutiach možno priamym určením určiť na rok  $t$  maximálnu cenu za poskytovanie jednotlivých druhov regulačných služieb v eurách na jednotku disponibilného elektrického výkonu podľa odseku 3 písm. a) pre jednotlivé druhy obstarávania disponibility štandardných a úradom schválených osobitných produktov.

(5) V cenových rozhodnutiach možno určiť spôsob dynamického výpočtu a určenia maximálnych cien jednotlivých druhov podporných služieb, na účely nákupu podporných služieb tak, aby boli rešpektované a zohľadnené zásady transparentnosti a trhové princípy, v súlade s osobitným predpisom,<sup>33)</sup> ako sú najmä

- a) vývoj cien elektriny na trhu s elektrinou,
- b) náklady na výrobu, spotrebu a uskladňovanie elektriny v elektroenergetických a odberných zariadeniach poskytovateľov podporných služieb,
- c) stratenú príležitosť poskytovateľov podporných služieb z predaja elektriny.

(6) Cena za obstaranú regulačnú elektrinu v eurách na jednotku množstva elektriny sa určuje na základe ponukových cien využitých elektroenergetických zariadení a odberných elektrických



zariadení poskytovateľov podporných služieb ako

- a) najvyššia cena elektroenergetického zariadenia a odberného elektrického zariadenia, ak je regulačná elektrina kladná, najviac však maximálna cena určená cenovým rozhodnutím v eurách za jednotku množstva elektriny,
- b) najnižšia cena elektroenergetického zariadenia a odberného elektrického zariadenia poskytujúceho regulačnú elektrinu v štvrt hodinovom rozlíšení, ak je regulačná elektrina záporná, najmenej však minimálna cena určená cenovým rozhodnutím v eurách za jednotku množstva elektriny.

(7) Po pripojení prevádzkovateľa prenosovej sústavy k európskym platformám na výmenu štandardných produktov pre regulačnú elektrinu podľa osobitého predpisu<sup>34)</sup> sa cena regulačnej elektriny pri štandardných produktoch určuje podľa pravidiel týchto platforiem. Pri schválených osobitných produktoch sa cena regulačnej elektriny určuje podľa pravidiel úradu, v súlade s osobitným predpisom.<sup>35)</sup>

(8) Do doby pripojenia prevádzkovateľa prenosovej sústavy k európskym platformám na výmenu štandardných produktov pre regulačnú elektrinu,<sup>36)</sup> sa cena regulačnej elektriny pri osobitných produktoch určuje podľa odseku 4.

## § 19

(1) Tarifa za systémové služby sa uplatňuje pre rok 2023 na koncovú spotrebu elektriny na vymedzenom území a pre rok 2024 a nasledujúce na koncovú spotrebu elektriny odobratú zo sústavy. Tarifa za systémové služby môže byť pre rok 2024 a nasledujúce diferencovaná na viaceré hodnoty sadzieb  $TSS_{i,t}$ , ktoré sa uplatnia individuálne pre jednotlivé skupiny koncových odberateľov elektriny. Tarifa za systémové služby sa vyhodnocuje súhrnne pre rok 2023 za celkovú koncovú spotrebu elektriny odberateľa elektriny v odbernom mieste a pre rok 2024 a nasledujúce za celkový odber elektriny zo sústavy za všetky odberné miesta koncového odberateľa elektriny. Pre sadzby tarify za systémové služby platí, že

$$\sum_{i=1}^k (TSS_{i,t} \times QPKStss_{i,t}) = NPSS_t$$

kde

- a)  $TSS_{i,t}$  je sadzba tarify za systémové služby uplatnená pre rok 2023 na koncovú spotrebu elektriny v  $i$ -tej skupine odberných miest odberateľov elektriny a pre rok 2024 a nasledujúce na koncovú spotrebu elektriny odobratú zo sústavy v  $i$ -tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny v roku  $t$ ,
- b)  $QPKStss_{i,t}$  je pre rok 2023 celková plánovaná koncová spotreba elektriny na vymedzenom území v  $i$ -tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v jednotkách množstva elektriny a pre roky 2024 a nasledujúce celková plánovaná koncová spotreba elektriny odobratá zo sústavy v  $i$ -tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku  $t$ , na ktorú sa uplatňujú tarify za systémové služby,
- c)  $k$  je celkový počet skupín odberných miest odberateľov elektriny v roku  $t$ ,

kde

1. pre rok  $t = 2023$  sú skupiny odberných miest odberateľov elektriny ustanovené ako

1a. skupina 1, sú odberatelia elektriny, ktorých celková očakávaná koncová spotreba elektriny za rok  $t-1$  je väčšia ako 0 GWh, okrem odberateľov elektriny priamo pripojených do prenosovej sústavy spadajúcich do skupiny 2,

1b. skupina 2, sú koncoví odberatelia elektriny priamo pripojení do prenosovej sústavy

s dobou ročného využitia maxima v roku  $t-2$  6 800 hodín a vyššou a súčasne pomernou odchýlkou subjektu zúčtovania 0,025 alebo menšou; dobou ročného využitia maxima sa rozumie podiel celkového ročného preneseného množstva elektriny v roku  $t-2$  a rezervovanej kapacity určenej ako aritmetický priemer hodnôt mesačných priemerov štvrt hodinového výkonu za mesiace november roku  $t-4$  až február roku  $t-3$ . Podmienky zvýhodnenia odberového diagramu na rok  $t$  sa preukazujú znaleckým posudkom, predloženým prevádzkovateľovi prenosovej sústavy, organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou a úradu, a to tými koncovými odberateľmi elektriny priamo pripojenými do prenosovej sústavy, u ktorých je predpoklad splnenia týchto podmienok v roku  $t$ ,

2. pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sú skupiny odberných miest odberateľov elektriny ustanovené ako
  - 2a. 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, okrem odberateľov elektriny priamo pripojených do prenosovej sústavy spadajúcich do skupiny 3,
  - 2b. skupina 2, sú odberatelia elektriny zo sústavy, ktorých celkový odber elektriny s očakávanou koncovou spotrebou elektriny za rok  $t-1$  je nad 1 GWh a do 100 GWh vrátane, okrem odberateľov elektriny priamo pripojených do prenosovej sústavy spadajúcich do skupiny 3,
  - 2c. skupina 3, sú odberatelia elektriny zo sústavy, ktorých celkový odber elektriny s očakávanou koncovou spotrebou elektriny za rok  $t-1$  je nad 100 GWh a koncoví odberatelia elektriny priamo pripojení do prenosovej sústavy s dobou ročného využitia maxima v roku  $t-2$  6 800 hodín a vyššou a súčasne pomernou odchýlkou subjektu zúčtovania 0,025 alebo menšou; dobou ročného využitia maxima sa rozumie podiel celkového ročného preneseného množstva elektriny v roku  $t-2$  a rezervovanej kapacity pre rok  $t = 2024$  určenej ako aritmetický priemer hodnôt mesačných priemerov štvrt hodinového výkonu za mesiace november roku  $t-4$  až február roku  $t-3$  a pre nasledujúce roky rezervovanej kapacity určenej ako aritmetický priemer ročných hodnôt skutočného ročného maxima štvrt hodinového výkonu za roky  $t-4$  až  $t-6$ . Podmienky zvýhodnenia odberového diagramu na rok  $t$  sa preukazujú znaleckým posudkom, predloženým prevádzkovateľovi prenosovej sústavy, organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou a úradu, koncovými odberateľmi elektriny priamo pripojenými do prenosovej sústavy, u ktorých je predpoklad splnenia týchto podmienok v roku  $t$ ,
- d)  $NPSS_t$  sú plánované maximálne oprávnené náklady na poskytovanie systémových služieb so zahrnutím primeraného zisku na rok  $t$ , ktoré sa vypočítajú podľa odseku 2.

(2) Plánované maximálne oprávnené náklady na poskytovanie systémových služieb so zahrnutím primeraného zisku  $NPSS_t$  v eurách na rok  $t$  sa vypočítajú podľa vzorca

$$NPSS_t = PPS_t + PN_{Dis,t} + O_{Dis,t} + PO_{Dis,t} + RAB_{Dis,ST,t} \times WACC + RAB_{Dis,t}^+ \times WACC^+ + FINV_{Dis,t} - D_{PPS,t} - TSSVA_t - KS_t,$$

kde

- a)  $PPS_t$  sú celkové schválené alebo určené plánované maximálne oprávnené náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nákup podporných služieb v eurách v roku  $t$  od poskytovateľov podporných služieb podľa osobitného predpisu<sup>37)</sup> v eurách uplatnené v tarife za systémové služby,
- b)  $PN_{Dis,t}$  sú schválené alebo určené prevádzkové náklady v eurách na rok  $t$  na dispečerskú činnosť prevádzkovateľa prenosovej sústavy na zabezpečenie poskytovania systémových služieb okrem odpisov a vypočítajú sa podľa vzorca

$$PN_{DIS,t} = P_{OOPEX} \times \prod_{n=2023}^t (1 + (JPI_n - X)) + P_{PEREX} \times \prod_{n=2023}^t IRM_n,$$

kde

1.  $P_{OOPEX}$  sú schválené alebo určené priemerné ročné prevádzkové náklady vo východiskovom roku regulačného obdobia v eurách vypočítané ako priemer skutočných prevádzkových nákladov za obdobia 2019, 2020 a 2021 súvisiace s dispečerskou činnosťou prevádzkovateľa prenosovej sústavy na zabezpečenie poskytovania systémových služieb okrem odpisov a osobných nákladov,
2.  $P_{PEREX}$  sú schválené alebo určené ročné osobné náklady vo východiskovom roku regulačného obdobia v eurách určené ako skutočné osobné náklady v roku 2021 súvisiace s dispečerskou činnosťou prevádzkovateľa prenosovej sústavy na zabezpečenie poskytovania systémových služieb,
3.  $IRM_n$  je aritmetický priemer indexov nominálnej mzdy zverejnených štatistickým úradom vyjadrených v percentách za obdobie od 3. kvartálu roku n-2 do 2. kvartálu roku n-1,
4.  $JPI_n$  je aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie v percentách zverejnených štatistickým úradom za obdobie od júla roku n-2 do júna roku n-1,
5.  $X$  je faktor efektivity, ktorého hodnota v každom roku regulačného obdobia je 2,0 %; ak je hodnota rozdielu  $JPI_n$  a  $X$  nižšia ako 0 %, na výpočet plánovaných nákladov na systémové služby s primeraným ziskom na rok  $t$  sa hodnota rozdielu  $JPI_n$  a  $X$  rovná 0 %,
 

c)  $O_{Dis,t}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov regulovaného subjektu v eurách na rok  $t$ , ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$O_{Dis,t} = O_{Dis,2021} + \sum_{n=2023}^t (SO_{Dis,n} - VO_{Dis,n}),$$

kde

1.  $O_{Dis,2021}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá výške účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku 2021 z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, nevyhnutne využívaného na dispečerskú činnosť,
  2.  $SO_{Dis,n}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, zodpovedajúca výške účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku n-1 z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradeného do užívania na dispečerskú činnosť v roku n-2,
  3.  $VO_{Dis,n}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, zodpovedajúca výške účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku n-2 z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, vyradeného z užívania na dispečerskú činnosť v roku n-2,
- d)  $PO_{Dis,t}$  je schválená alebo určená plánovaná hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá výške plánovaných účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku  $t$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, s plánovaným zaradením do užívania na dispečerskú činnosť v roku  $t-1$ ,
- e)  $RAB_{Dis,ST,t}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív na rok  $t$  v eurách, ktorá je rovná hodnote majetku využívaného na dispečerskú činnosť prevádzkovateľa prenosovej sústavy okrem majetku, ktorý vznikol z investícií do aktív odsúhlasených úradom podľa § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania, a vypočíta sa podľa vzorca

1. pre rok  $t = 2023$

$$RAB_{Dis,ST,t} = RAB_{Dis,2021} - M_{Dis,2021}$$

2. pre roky  $t = 2024$  a nasledujúce

$$RAB_{Dis,ST,t} = RAB_{Dis,2021} - M_{Dis,2021} + \sum_{n=2024}^t (RAB_{Dis,n} - M_{Dis,n} - SO_{Dis,n}),$$

kde

- 2a.  $RAB_{Dis,2021}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa prenosovej sústavy eurách, ktorá zodpovedá zostatkovej účtovnej hodnote majetku k 31. decembru 2021, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, využívanej na dispečerskú činnosť ,
- 2b.  $M_{Dis,2021}$  je zostatková účtovná hodnota tej časti regulačnej bázy aktív  $RAB_{Dis,2021}$  v eurách, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, ktorá bola financovaná zo zdrojov Európskej únie, prípadne iných grantov a štátnych podpôr alebo z investícií do aktív financovaných z výnosov z aukcii prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy,
- 2c.  $RAB_{Dis,n}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá hodnote majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradeného do užívania na dispečerskú činnosť v roku  $n-2$  okrem majetku zaradeného do  $RAB^+_{Dis,n}$ ,
- 2d.  $SO_{Dis,n}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, zodpovedajúca výške účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku  $n-1$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradeného do užívania na dispečerskú činnosť v roku  $n-2$ ,
- 2e.  $M_{Dis,n}$  je hodnota tej časti regulačnej bázy aktív  $RAB_{Dis,n}$  v eurách, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, ktorá bola financovaná zo zdrojov Európskej únie, prípadne iných grantov a štátnych podpôr, alebo z investícií do aktív financovaných z výnosov z aukcii prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy,
- f) WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na regulačné obdobie určená podľa § 5,
- g)  $RAB^+_{Dis,t}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá hodnote majetku využívaného na dispečerskú činnosť, bez vplyvu precenenia od 1. januára 2017, schváleného úradom v súlade s § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania, pričom
1. pre rok  $t = 2023$  má hodnotu 0,
  2. pre roky  $t = 2024$  a nasledujúce sa vypočíta podľa vzorca

$$RAB^+_{Dis,t} = \sum_{n=2024}^t (RAB^+_{Dis,n} - M^+_{Dis,n}),$$

kde

- 2a.  $RAB^+_{Dis,n}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, zodpovedajúca hodnote majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradená do užívania na dispečerskú činnosť v roku  $n-2$ , odsúhlasená úradom v súlade s § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania,
- 2b.  $M^+_{Dis,n}$  je hodnota tej časti regulačnej bázy aktív  $RAB^+_{Dis,n}$  v eurách, bez vplyvu

precenenia majetku využívajúceho na dispečerskú činnosť, ktorá bola financovaná zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr, alebo z investícií do aktív financovaných z výnosov z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy,

h) WACC<sup>+</sup> je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na regulačné obdobie určená podľa § 5 ods. 5,

i)  $FINV_{Dis,t}$  je faktor investícií súvisiacich s dispečerskou činnosťou na rok t v eurách, pričom

1. na roky  $t = 2023$  a  $t = 2024$  má hodnotu 0,
2. na roky  $t = 2025$  a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$FINV_{Dis,t} = SO_{Dis,t-1} - PO_{Dis,t-2},$$

kde

2a.  $SO_{Dis,t-1}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, zodpovedajúca výške účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku t-2 z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradeného do užívania na dispečerskú činnosť v roku t-3,

2b.  $PO_{Dis,t-2}$  je schválená alebo určená plánovaná hodnota odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá výške plánovaných účtovných odpisov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku t-2 z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, s plánovaným zaradením do užívania na dispečerskú činnosť v roku t-3,

j)  $D_{PpS,t}$  sú skutočné dodatočné výnosy alebo náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku t-2 z uplatnených sankcií z príslušných zmlúv o poskytovaní podporných služieb, pričom

1. pre roky  $t = 2023$  a  $t = 2024$  má hodnotu 0,
2. pre roky  $t = 2025$  a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$D_{PpS,t} = DV_{PpS,t} - DN_{PpS,t},$$

kde

2a.  $DV_{PpS,t}$  sú skutočné dodatočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku t-2 v eurách zo sankcií uplatnených prevádzkovateľom prenosovej sústavy voči poskytovateľom podporných služieb za neplnenie zmluvných podmienok v príslušnej zmluve o poskytovaní podporných služieb,

2b.  $DN_{PpS,t}$  sú skutočné dodatočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku t-2 v eurách, spôsobené úhradou sankcií prevádzkovateľom prenosovej sústavy poskytovateľovi podporných služieb, z dôvodu odstúpenia od príslušných zmlúv o poskytovaní podporných služieb, len za účelom zvýšenia ekonomickej efektivity využívania schválených nákladov na podporné služby, bez ohrozenia bezpečnosti prevádzky elektrizačnej sústavy Slovenskej republiky, pričom nevyhnutnou podmienkou uplatnenia dodatočného nákladu  $DN_{PpS,t}$  je zaslanie žiadosti o schválenie úradom, najneskôr 30 dní pred plánovaným odstúpením od príslušnej zmluvy o poskytovaní podporných služieb, ktorá obsahuje

2ba. druh podpornej služby, ktorý je uvedený v príslušnej zmluve o poskytovaní podporných služieb,

2bb. objem druhu podpornej služby, ktorý je uvedený v príslušnej zmluve o poskytovaní podporných služieb v jednotkách množstva elektriny a v MW na hodinu,

- 2bc. predpokladaný dátum odstúpenia od zmluvy o poskytovaní podporných služieb,
- 2bd. dôvod odstúpenia od zmluvy o poskytovaní podporných služieb,
- 2be. jednoznačné preukázanie predpokladanej úspory nákladov v eurách, z dôvodu predčasného odstúpenia od zmlúv o poskytovaní podporných služieb,
- 2bf. prehlásenie o zachovaní bezpečnosti a spoľahlivosti prevádzky elektrizačnej sústavy Slovenskej republiky, v súvislosti s odstúpením od zmlúv o poskytovaní podporných služieb,

k)  $TSSVA_t$  je alikvotná časť čistých výnosov alebo nákladov z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy v eurách zahrnutá do tarify za systémové služby na rok  $t$ , o ktorej úrad rozhodne do 31. decembra roku  $t-1$  a vypočíta sa podľa vzorca

$$TSSVA_t = VApl_{t-1} \times n_t \times ntss_t,$$

kde

1.  $VApl_{t-1}$  je celkový rozdiel očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy v roku  $t-1$ , ktorý sa určí ako súčet
  - 1a. celkového rozdielu skutočných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy za všetky účtovne uzavreté mesiace roku  $t-1$  v dobe vypracovania cenového návrhu a
  - 1b. celkového rozdielu očakávaných výnosov a nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách fakturovaných v rámci aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy za tie mesiace roku  $t-1$ , ktoré v dobe vypracovania cenového návrhu nie sú účtovne uzavreté,
2.  $n_t$  je koeficient zahrnutia aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy do tarify určený cenovým rozhodnutím úradu na rok  $t$  v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku  $t-1$ ,
3.  $ntss_t$  je koeficient zahrnutia aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy do tarify za systémové služby určený cenovým rozhodnutím úradu na rok  $t$  v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku  $t-1$ ,

l)  $KS_t$  je faktor vyrovnanja v roku  $t$  v eurách vypočítaný podľa odseku 3.

(3) Faktor vyrovnanja  $KS_t$  na rok  $t$  v eurách sa vypočíta podľa vzorca

$$KS_t = NSSS_{t-2} - NPSS_{t-2} - s_t \times (SPS_{t-2} - PPS_{t-2} - SVTPStss_{t-2}) - Naukc_{t-2} - CV_{t-2} + IGCC_t + KIGCC_t,$$

kde

- a)  $s_t$  je koeficient zahrnutia rozdielu medzi skutočnými a plánovanými nákladmi na nákup podporných služieb určený cenovým rozhodnutím úradu na rok  $t$  v rozsahu 0 až 1,
- b)  $Naukc_{t-2}$  sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy na aukcie potrebné na dovoz podporných služieb zo zahraničia v eurách v roku  $t-2$ ,
- c)  $CV_{t-2}$  je skutočný dopad z cezhraničnej výpomoci v roku  $t-2$  v eurách, ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$$CV_{t-2} = NOcv_{t-2} - VOcv_{t-2} + NREcv_{t-2} - VREcv_{t-2} + Ncv_{t-2} - Vcv_{t-2} + NFSkar_{t-2} - VFSkar_{t-2},$$

kde

1.  $NOcv_{t-2}$  sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako subjektu zúčtovania odchýlok za spôsobenú odchýlku súvisiace s cezhraničným saldom a havarijnou výpomocou v eurách v roku t-2,
  2.  $VOcv_{t-2}$  sú skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako subjektu zúčtovania odchýlok za spôsobenú odchýlku súvisiace s cezhraničným saldom a havarijnou výpomocou v eurách v roku t-2,
  3.  $NREcv_{t-2}$  sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako dodávateľa regulačnej elektriny z havarijnej výpomoci v eurách v roku t-2,
  4.  $VREcv_{t-2}$  sú skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako dodávateľa regulačnej elektriny z havarijnej výpomoci v eurách v roku t-2,
  5.  $Ncv_{t-2}$  sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy za havarijnú výpomoc a dodávku elektriny v rámci cezhraničného redispečingu a protiobchodu poskytnutého ostatnými prevádzkovateľmi prenosových sústav v eurách v roku t-2,
  6.  $Vcv_{t-2}$  sú skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy za havarijnú výpomoc a dodávku elektriny v rámci cezhraničného redispečingu a protiobchodu poskytnutého ostatným prevádzkovateľom prenosových sústav v eurách v roku t-2,
  7.  $NFSkar_{t-2}$  sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy zo systému Fskar v eurách v roku t-2,
  8.  $VFSkar_{t-2}$  sú skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy zo systému Fskar v eurách v roku t-2,
- d)  $IGCC_t$  je alikvotná časť čistých výnosov alebo nákladov z nákupu regulačnej elektriny obstaranej v rámci systému IGCC v eurách zahrnutá do tarify za systémové služby na rok t, o ktorej úrad rozhodne do 31. decembra roku t-1 a vypočíta sa podľa vzorca

$$IGCC_t = (VIGCCpl_{t-1} - NIGCCpl_{t-1} + VREIGpl_{t-1} - NREIGpl_{t-1}) \times u_t,$$

kde

1.  $VIGCCpl_{t-1}$  sú očakávané výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy za predaj regulačnej elektriny obstaranej automatickou aktiváciou regulačnej elektriny s parametrami sekundárnej regulácie výkonu prostredníctvom riadiaceho informačného systému dispečingu prevádzkovateľa prenosovej sústavy v spolupráci so susednými prevádzkovateľmi prenosových sústav v rámci systému IGCC v roku t-1 v eurách,
2.  $NIGCCpl_{t-1}$  sú očakávané náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nákup regulačnej elektriny obstaranej automatickou aktiváciou regulačnej elektriny s parametrami sekundárnej regulácie výkonu prostredníctvom riadiaceho informačného systému dispečingu prevádzkovateľa prenosovej sústavy v spolupráci so susednými prevádzkovateľmi prenosových sústav v rámci systému IGCC v roku t-1 v eurách,
3.  $VREIGpl_{t-1}$  sú očakávané výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako dodávateľa regulačnej elektriny typu sekundárnej regulácie výkonu obstaranej prevádzkovateľom prenosovej sústavy v systéme IGCC v roku t-1 v eurách,
4.  $NREIGpl_{t-1}$  sú očakávané náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako dodávateľa

regulačnej elektriny typu sekundárnej regulácie výkonu obstaranej prevádzkovateľom prenosovej sústavy v systéme IGCC v roku  $t-1$  v eurách,

5.  $u_t$  je koeficient zahrnutia IGCC do tarify za systémové služby určený cenovým rozhodnutím úradu na rok  $t$  v rozsahu 0 až 1, o ktorom úrad rozhodne do 31. decembra roku  $t-1$ ; pre rok  $t = 2023$  sa rovná 0,

e)  $KIGCC_t$  je faktor IGCC v eurách na rok  $t$ , ktorý sa vypočíta podľa vzorca

1. pre roky  $t = 2023$  a  $t = 2024$

$$KIGCC_t = (VIGCCsk_{t-2} - NIGCCsk_{t-2} + VREIGsk_{t-2} - NREIGsk_{t-2}) \times 0,7,$$

2. pre roky  $t = 2025$  a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$KIGCC_t = (VIGCCsk_{t-2} - NIGCCsk_{t-2} + VREIGsk_{t-2} - NREIGsk_{t-2}) - (VIGCCpl_{t-2} - NIGCCpl_{t-2} + VREIGpl_{t-2} - NREIGpl_{t-2}),$$

kde

2a.  $VIGCCsk_{t-2}$  sú skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy z predaja regulačnej elektriny obstaranej automatickou aktiváciou regulačnej elektriny s parametrami sekundárnej regulácie výkonu prostredníctvom riadiaceho informačného systému dispečingu prevádzkovateľa prenosovej sústavy v spolupráci so susednými prevádzkovateľmi prenosových sústav v rámci systému IGCC v roku  $t-2$  v eurách,

2b.  $NIGCCsk_{t-2}$  sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nákup regulačnej elektriny obstaranej automatickou aktiváciou regulačnej elektriny s parametrami sekundárnej regulácie výkonu prostredníctvom riadiaceho informačného systému dispečingu prevádzkovateľa prenosovej sústavy v spolupráci so susednými prevádzkovateľmi prenosových sústav v rámci systému IGCC v roku  $t-2$  v eurách,

2c.  $VREIGCCsk_{t-2}$  sú skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako dodávateľa regulačnej elektriny typu sekundárnej regulácie výkonu obstaranej prevádzkovateľom prenosovej sústavy v systéme IGCC v roku  $t-2$  v eurách,

2d.  $NREIGCCsk_{t-2}$  sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako dodávateľa regulačnej elektriny typu sekundárnej regulácie výkonu obstaranej prevádzkovateľom prenosovej sústavy v systéme IGCC v roku  $t-2$  v eurách,

f)  $NSSS_{t-2}$  sú skutočné výnosy z poskytovania systémových služieb vyúčtované prevádzkovateľom prenosovej sústavy v eurách v roku  $t-2$ ,

g)  $NPSS_{t-2}$  sú plánované výnosy z poskytovania systémových služieb v eurách na rok  $t-2$  so zohľadnením primeraného zisku,

h)  $SPS_{t-2}$  sú celkové skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nákup podporných služieb od poskytovateľov podporných služieb v eurách v roku  $t-2$ ,

i)  $PPS_{t-2}$  sú celkové schválené alebo určené plánované maximálne oprávnené náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nákup podporných služieb od poskytovateľov podporných služieb v eurách v roku  $t-2$  uplatnené v tarife za systémové služby,

j)  $SVTPStss_{t-2}$  skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách v roku  $t-2$  z tarify za prevádzkovanie systému, v ktorej bola prevádzkovateľovi prenosovej sústavy zohľadnená pomerná časť nákladov na nákup podporných služieb.

(4) Pre odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy sa v roku  $t = 2023$



uplatňuje tarifa za systémové služby  $TSS_t$  v eurách na jednotku množstva elektriny za prenesenú elektrinu vrátane elektriny vyrobenej v jeho vlastnom zariadení na výrobu elektriny a spotrebovanej na vlastnú spotrebu elektriny tohto odberateľa elektriny alebo dodanej iným odberateľom elektriny bez použitia prenosovej sústavy okrem vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej sústavy a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa pre odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy uplatňuje tarifa za systémové služby  $TSS_t$  len za prenesenú elektrinu.

(5) Pre odberateľa elektriny pripojeného do regionálnej distribučnej sústavy sa v roku  $t = 2023$  uplatňuje tarifa za systémové služby  $TSS_t$  za distribuovanú elektrinu vrátane elektriny vyrobenej v jeho vlastnom zariadení na výrobu elektriny a spotrebovanej na vlastnú spotrebu elektriny tohto odberateľa elektriny alebo dodanej iným odberateľom elektriny bez použitia regionálnej distribučnej sústavy okrem vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej sústavy a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa pre odberateľa elektriny pripojeného do regionálnej distribučnej sústavy uplatňuje tarifa za systémové služby  $TSS_t$  len za distribuovanú elektrinu.

(6) Pre odberateľa elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy sa v roku  $t = 2023$  uplatňuje tarifa za systémové služby  $TSS_t$  za všetku elektrinu odobratú z nadradenej sústavy a distribuovanú odberateľom elektriny pripojeným do tejto miestnej distribučnej sústavy vrátane elektriny vyrobenej vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny alebo v inom zariadení na výrobu elektriny pripojených do tejto miestnej distribučnej sústavy a spotrebovanej na vlastnú spotrebu elektriny alebo dodanej odberateľom elektriny bez použitia nadradenej sústavy okrem vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej distribučnej sústavy a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa pre odberateľa elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy uplatňuje tarifa za systémové služby  $TSS_t$  len za všetku elektrinu odobratú z nadradenej sústavy a distribuovanú odberateľom elektriny pripojeným do tejto miestnej distribučnej sústavy.

(7) Pre odberateľa elektriny, ktorý odoberá elektrinu od výrobcu elektriny bez použitia prenosovej sústavy alebo distribučnej sústavy, sa v roku  $t = 2023$  výrobcom elektriny uplatňuje pre tohto odberateľa elektriny tarifa za systémové služby  $TSS_t$  na celé množstvo takto odobratej elektriny a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa pre odberateľa elektriny, ktorý odoberá elektrinu od výrobcu elektriny bez použitia prenosovej sústavy alebo distribučnej sústavy tarifa za systémové služby  $TSS_t$  neuplatňuje.

(8) Tarifa za systémové služby sa neuplatňuje za

- a) vlastnú spotrebu elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej sústavy,
- b) elektrinu uskladnenú v zariadení na uskladňovanie elektriny, odobratú z prenosovej sústavy alebo distribučnej sústavy, ku ktorej je zariadenie na uskladňovanie elektriny pripojené, alebo odobratú od výrobcu elektriny bez použitia prenosovej sústavy alebo distribučnej sústavy, ktorá je následne po uskladnení dodaná do prenosovej sústavy alebo distribučnej sústavy,
- c) straty elektriny v sústave,
- d) vlastnú spotrebu elektriny prevádzkovateľa sústavy pri prevádzkovaní sústavy,
- e) elektrinu exportovanú zo sústavy v rámci prevádzky medzinárodne prepojených sústav,
- f) spotrebu elektriny pri skúškach po ukončení výstavby zariadenia na výrobu elektriny pred jeho uvedením do prevádzky, ak takéto skúšky sú vykonané prostredníctvom odberu elektriny z prenosovej sústavy,
- g) vlastnú spotrebu elektriny výrobcu elektriny v zariadení na výrobu elektriny a prevádzkovateľa

zariadenia na uskladňovanie elektriny, ktorí nepodnikajú v energetike, s inštalovaným výkonom do 11 kW,

- h) elektrinu dodanú priamym vedením odberateľovi elektriny výrobcom elektriny v zariadení na výrobu elektriny a prevádzkovateľom zariadenia na uskladňovanie elektriny, ktorí nepodnikajú v energetike,
- i) spotrebovanú elektrinu vyrobenú v zariadení na výrobu elektriny, ktoré nie je pripojené do sústavy a je trvalo oddelené od sústavy.

(9) Individuálna sadzba tarify za systémové služby  $TSS_{2,t}$  na rok  $t = 2023$  sa vypočíta podľa vzorca

$$TSS_{2,t} = (1 - Kistss_t) \times TSS_{1,t},$$

kde

- a)  $TSS_{2,t}$  je sadzba tarify za systémové služby uplatnená na koncovú spotrebu elektriny, na ktorú sa uplatňujú tarify za systémové služby v skupine 2 podľa odseku 1 písm. b) prvého bodu v eurách na jednotku množstva elektriny v roku  $t$ ,
- b)  $Kistss_t$  je koeficient individuálnej sadzby tarify za systémové služby v roku  $t$ , ktorého hodnotu určí úrad vo výške maximálne 0,95,
- c)  $TSS_{1,t}$  je sadzba tarify za systémové služby uplatnená na koncovú spotrebu elektriny, na ktorú sa uplatňujú tarify za systémové služby v skupine 1 podľa odseku 1 písm. a) prvého bodu v eurách na jednotku množstva elektriny v roku  $t$ .

(10) Individuálna sadzba tarify za systémové služby na rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa uplatňuje vo výške  $TSS_{3,t}$ .

## § 20

(1) Ak účastník trhu s elektrinou zvolí pre svoje odberné miesto alebo odovzdávacie miesto režim prenesenej zodpovednosti za odchýlku, uhrádza sa platba za systémové služby účastníkovi trhu s elektrinou, ktorý za jeho odberné miesto alebo odovzdávacie miesto prevezme zodpovednosť za odchýlku.

(2) Ak účastník trhu s elektrinou prevezme zodpovednosť za odchýlku za odberné miesto alebo odovzdávacie miesto iného účastníka trhu s elektrinou a nie je subjektom zúčtovania, uhrádza sa platba za systémové služby účastníkovi trhu s elektrinou, ktorý za neho prevezme zodpovednosť za odchýlku.

## § 21

(1) Platby na pokrytie nákladov na systémové služby sa vyúčtujú organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou subjektom zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku daňovým dokladom mesačne k 15. dňu nasledujúceho mesiaca v eurách a vypočítajú sa podľa vzorca

$$NSSsz^j = \sum_{i=1}^k \left( TSS_{i,t} \times QSKStssz_i^j \right),$$

kde

- a)  $TSS_{i,t}$  je sadzba tarify za systémové služby uplatnená pre rok  $t = 2023$  na koncovú spotrebu elektriny v  $i$ -tej skupine odberných miest odberateľov elektriny a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky na koncovú spotrebu elektriny odobratej zo sústavy v  $i$ -tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny v roku  $t$ ,

- b)  $QSKStssz_i$  je skutočná celková koncová spotreba elektriny v i-tej skupine odberných miest odberateľov elektriny j-tého subjektu zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku pre rok  $t = 2023$  a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky odobratej zo sústavy v i-tej skupine odberných miest odberateľov elektriny j-tým subjektom zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku v jednotkách množstva elektriny za uplynulé obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za systémové služby,
- c)  $k$  je celkový počet skupín odberných miest odberateľov elektriny v roku  $t$ , určený podľa § 19 ods. 1 písm. c).

(2) Platby na pokrytie nákladov prevádzkovateľa prenosovej sústavy spojené so systémovými službami NSSps sa vyúčtovávajú organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou mesačne vždy k 15. dňu nasledujúceho mesiaca a vypočítajú sa podľa vzorca

$$NSSps = \sum_{i=1}^k (TSS_{i,t} \times QSKStss_i)$$

kde

- a)  $TSS_{i,t}$  je sadzba tarify za systémové služby uplatnená pre rok  $t = 2023$  na koncovú spotrebu elektriny v odbernom mieste a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky na koncovú spotrebu elektriny odobratej zo sústavy v i-tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny v roku  $t$ ,
- b)  $QSKStss_i$  je celková skutočná koncová spotreba elektriny pre rok  $t = 2023$  v odbernom mieste a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky celková skutočná koncová potreba elektriny odobratej zo sústavy v i-tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v jednotkách množstva elektriny za uplynulé obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za systémové služby,
- c)  $k$  je celkový počet skupín odberných miest odberateľov elektriny v roku  $t$ , ustanovený v súlade § 19 ods. 1 písm. c).

**Cenová regulácia prístupu do distribučnej sústavy a distribúcie elektriny prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy, postup a podmienky uplatňovania cien a niektoré podmienky vykonávania regulovaných činností**

**§ 22**

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 15 a § 23 až 26 sa vzťahuje na prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú:

- a) návrh cien alebo sadziieb za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny, vrátane ich štruktúry, na rok  $t$ , ktoré sa uplatňujú pre účastníkov trhu s elektrinou vrátane podmienok ich pridelenia,
- b) údaje potrebné na preverenie cien za rok  $t-2$ , najmä skutočný objem distribúcie elektriny, počet odberných miest v členení po jednotlivých sadzbách, sumu zmluvných a nameraných technických maxim v jednotlivých sadzbách v MW,
- c) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť na roky  $t$  až  $t+2$ ,
- d) výpočty a údaje podľa § 25 a 26 týkajúce sa prístupu do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny a tarify za prevádzkovanie systému,
- e) podklady podľa prílohy č. 8,
- f) údaje o plánovaných nákladoch a skutočných nákladoch podľa § 4 ods. 1 písm. o) projektu

výskumu a vývoja podľa prílohy č. 5,

g) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 sa predkladajú v listinnej podobe a podklady podľa odseku 2 písm. a), b) a d) sa predkladajú aj v elektronickej podobe elektronickým podaním do elektronickej schránky.<sup>37)</sup> Vyplnené tabuľky podľa prílohy č. 8 sa predkladajú v elektronickej podobe vo formáte, ktorý zachováva úplnú funkčnosť tabuľkového editora.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia, podľa § 17 ods. 1 a 2 zákona o regulácii.

(5) Na účely cenovej regulácie sa úradu oznamuje najneskôr do 31. augusta roku t-1 plánované množstvo elektriny v roku t a do 25. dňa každého kalendárneho mesiaca skutočné alebo prepočítané množstvá v závislosti od typu merania v predchádzajúcom kalendárnom mesiaci roku t elektriny odobratej z príslušnej distribučnej sústavy

- a) prevádzkovateľmi distribučnej sústavy a koncovými odberateľmi elektriny vrátane elektriny odobratej prevádzkovateľmi distribučnej sústavy a koncovými odberateľmi elektriny v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od elektrizačnej sústavy Slovenskej republiky,
- b) prevádzkovateľmi distribučnej sústavy a koncovými odberateľmi elektriny v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od elektrizačnej sústavy Slovenskej republiky.

(6) Maximálna cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny sa určuje osobitne pre každú napäťovú úroveň a rozpočíta sa na príslušnej napäťovej úrovni ako vážený priemer jednotlivých taríf.

(7) Na napäťovej úrovni nízkeho napätia sa určená tarifa za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny rozpočíta najviac do týchto sadzieb pre odberateľov elektriny mimo domácnosti:

- a) C1 je jedнопásmová sadzba na spotrebu elektriny, s nižšou spotrebou elektriny,
- b) C2 je jedнопásmová sadzba na spotrebu elektriny, so strednou spotrebou elektriny,
- c) C3 je jedнопásmová sadzba na spotrebu elektriny, s vyššou spotrebou elektriny,
- d) C4 je dvojpásmová sadzba s nižšou spotrebou elektriny, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne; sadzba C4 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,
- e) C5 je dvojpásmová sadzba so strednou spotrebou elektriny, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne; sadzba C5 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,
- f) C6 je dvojpásmová sadzba s vyššou spotrebou elektriny, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne; sadzba C6 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,
- g) C7 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 20 hodín denne s blokováním priamo-výhrevných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; sadzba C7 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,
- h) C8 je dvojpásmová sadzba pre tepelné čerpadlo, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 22 hodín denne s blokováním výhrevných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; sadzba C8 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,
- i) C9 je sadzba pre nemerané odbery elektriny,
- j) C10 je sadzba na spotrebu elektriny pre verejné osvetlenie,
- k) C11 je sadzba na spotrebu elektriny pre dočasné odbery elektriny,

- l) C12 je dvojpásmová sadzba pre odberné miesto len s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel vybavených blokovaním nabíjacej stanice v čase vysokého pásma, pričom sadzba v nízkom pásme sa poskytuje minimálne 20 hodín denne,
- m) C13 je štvorpásmová sadzba pre odberné miesto s nainštalovaným inteligentným meracím systémom s meraním typu A, pričom sa poskytujú štyri časové pásma v priebehu 24 hodín: veľmi vysoké pásmo (dve hodiny), vysoké pásmo (dve hodiny), nízke pásmo (18 hodín) a veľmi nízke pásmo (dve hodiny). Prevádzkovateľ distribučnej sústavy môže určiť minimálnu výšku rezervovanej kapacity, ktorú musí spĺňať odberné miesto s touto distribučnou sadzbou ako aj minimálnu výšku spotreby v jednotkách množstva elektriny za posledných 12 mesiacov predchádzajúcich mesiacu odkedy o túto sadzbu požiadal; rámcové podmienky požiadania o pridelenie sadzby C13 sú ustanovené v odseku 11.

(8) Na napäťovej úrovni nízkeho napätia sa určená maximálna cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny rozpočíta najviac do týchto sadzieb pre odberateľov elektriny v domácnosti:

- a) D1 je jednopásmová sadzba s nižšou spotrebou elektriny,
- b) D2 je jednopásmová sadzba s vyššou spotrebou elektriny,
- c) D3 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne s fixne určenými intervalmi času prevádzky v nízkom pásme a aspoň jeden interval sa poskytuje v nepretržitom trvaní minimálne tri hodiny, blokovanie elektrických spotrebičov nie je povinné; informácia o fixnom čase trvania intervalu v nepretržitom trvaní času prevádzky v nízkom pásme minimálne tri hodiny sa zverejňuje na webovom sídle prevádzkovateľa distribučnej sústavy; táto sadzba sa použije aj pre odberné miesto s pripojenou nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,
- d) D4 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne s blokovaním akumulčných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; sadzba D4 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,
- e) D5 je dvojpásmová sadzba pre výhrevné elektrické vykurovanie, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 20 hodín denne s blokovaním výhrevných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; táto sadzba sa použije aj pre odberné miesto s pripojenou nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,
- f) D6 je dvojpásmová sadzba pre tepelné čerpadlo, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 22 hodín denne s blokovaním elektrických spotrebičov na vykurovanie v čase vysokého pásma; sadzba D6 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,
- g) D7 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje celoročne od piatka 15:00 hodiny do pondelka 6:00 hodiny bez blokovania elektrických spotrebičov,
- h) D8 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne s blokovaním akumulčných spotrebičov elektriny v čase vysokého pásma s určeným minimálnym inštalovaným výkonom akumulčných spotrebičov,
- i) D9 je dvojpásmová sadzba pre odberné miesto len s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel vybavených blokovaním nabíjacej stanice v čase vysokého pásma, pričom sadzba v nízkom pásme sa poskytuje minimálne 20 hodín denne,
- j) D10 je štvorpásmová sadzba pre odberné miesto s nainštalovaným inteligentným meracím systémom s meraním typu A, pričom sa poskytujú štyri časové pásma v priebehu 24 hodín: veľmi vysoké pásmo (dve hodiny), vysoké pásmo (dve hodiny), nízke pásmo (18 hodín) a veľmi nízke pásmo (dve hodiny). Prevádzkovateľ distribučnej sústavy môže určiť minimálnu výšku rezervovanej kapacity, ktorú musí spĺňať odberné miesto s touto distribučnou sadzbou ako aj minimálnu výšku spotreby v jednotkách množstva elektriny za posledných 12 mesiacov

predchádzajúcich mesiacu odkedy o túto sadzbu požiadal; rámcové podmienky požiadania o pridelenie sadzby D10 sú ustanovené v odseku 11.

(9) Na napäťovej úrovni vysokého a veľmi vysokého napätia sa určená maximálna cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny rozpočítaná minimálne do dvoch sadzieb pre odberateľov elektriny

- a) X1 je jedнопásmová sadzba s tarifou za rezervovaný výkon a tarifou za spotrebu elektriny na napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia,
- b) X2 je jedнопásmová sadzba s tarifou za rezervovaný výkon a tarifou za spotrebu elektriny na napäťovej úrovni vysokého napätia,
- c) pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky platí, že ak je odberné miesto pripojené počas celého roka  $t-2$  a jeho priemerné celoročné využitie rezervovanej kapacity za rok  $t-2$  je viac ako 50 % (vrátane) a zároveň menej ako 80 %, koncový odberateľ elektriny v roku  $t$  uhrádza prevádzkovateľovi distribučnej sústavy za toto odberné miesto tarifu za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny podľa písmen a) a b), ktorej tarifa za distribúciu elektriny vrátane prenosu elektriny bez strát elektriny pri distribúcii elektriny a prenose elektriny je znížená o 5 %,
- d) pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky platí, že ak je odberné miesto pripojené počas celého roka  $t-2$  a jeho priemerné celoročné využitie rezervovanej kapacity za rok  $t-2$  je viac ako 80 % vrátane, koncový odberateľ elektriny v roku  $t$  uhrádza prevádzkovateľovi distribučnej sústavy tarifu za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny podľa písmen a) a b), ktorej tarifa za distribúciu elektriny vrátane prenosu elektriny bez strát elektriny pri distribúcii a prenose elektriny je znížená o 10 %,
- e) priemerné celoročné využitie rezervovanej kapacity odberného miesta odberateľa elektriny za rok  $t-2$  v percentách sa na účely písmena c) a d) vypočítava podľa vzorca

$$PCVRK_{t-2} = \frac{O_{t-2}}{RK_{t-2} \times 365 \times 24}$$

kde

1.  $O_{t-2}$  je skutočné odobraté množstvo elektriny v odbernom mieste odberateľa elektriny z regionálnej distribučnej sústavy za rok  $t-2$  v kWh,
2.  $RK_{t-2}$  je aritmetický priemer z dvanásť mesačných hodnôt rezervovanej kapacity odberného miesta odberateľa elektriny za rok  $t-2$  v kW.

(10) Pri sadzbách uplatňovaných podľa odsekov 7 a 8 sa

- a) tarifa za prístup do distribučnej sústavy uplatňuje za rezervovanú kapacitu alebo odberné miesto a pri odberných miestach na úrovni nízkeho napätia vybavených určeným meradlom s meraním štvrt hodinového činného výkonu s mesačným odpočtom môže byť dohodnutá rezervovaná kapacita nižšia, ako je hodnota kapacity zodpovedajúca amperickej hodnote hlavného ističa,
- b) tarifa za distribúciu elektriny vrátane prenosu sa uplatňuje za nameraný odber elektriny z distribučnej sústavy určeným meradlom prevádzkovateľa distribučnej sústavy a pri sadzbách C13 a D10 je sadzba vo veľmi vysokom pásme minimálne o 30 % vyššia ako sadzba vo veľmi nízkom pásme.

(11) Odberateľ elektriny, ktorý má na svojom odbernom mieste nainštalovaný inteligentný merací systém s meraním typu A môže najskôr od 1. januára 2024 požiadať o pridelenie sadzby C13 pri odberateľoch elektriny mimo domácnosti alebo D10 pri odberateľoch elektriny v domácnosti prostredníctvom svojho dodávateľa elektriny. Odberatelia elektriny, ktorí na svojom

odbernom mieste spĺňajú podmienky na pridelenie distribučnej sadzby C13 alebo D10 a požiadajú prostredníctvom svojho dodávateľa elektriny o pridelenie tejto distribučnej sadzby najskôr od 1. januára 2024 budú mať pridelenú túto distribučnú sadzbu od 1. kalendárneho dňa mesiaca  $n+2$ , pričom mesiac  $n$  je mesiac, kedy bola žiadosť o pridelenie tejto sadzby doručená prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy od dodávateľa elektriny.

(12) Spolu s návrhom ceny na rok  $t$  sa predkladá odôvodnenie k spôsobu výpočtu navrhovanej ceny a tarify spolu s vyhodnotením dopadov na odberateľa elektriny.

(13) Na reguláciu ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny napäťová úroveň veľmi vysokého napätia zahŕňa sústavu veľmi vysokého napätia, napäťová úroveň vysokého napätia zahŕňa sústavu vysokého napätia vrátane transformácie veľmi vysokého napätia na vysoké napätie a napäťová úroveň nízkeho napätia zahŕňa sústavu nízkeho napätia vrátane transformácie vysokého napätia na nízke napätie.

(14) Ak cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny alebo tarifa za straty pri distribúcii elektriny v roku  $t$  oproti roku  $t-1$  spôsobí na napäťovej úrovni nízkeho napätia väčšiu zmenu, ako je násobok  $JPI-X$ , uplatní sa alokácia ekonomicky oprávnených nákladov za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane strát elektriny pri prenose elektriny alebo alokácia ekonomicky oprávnených nákladov za straty elektriny pri distribúcii elektriny medzi napäťovými úrovňami takým spôsobom, aby bola percentuálna zmena ceny distribúcie a strát pri distribúcii elektriny na všetkých napäťových úrovniach rovnaká, kde  $JPI$  je aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie v percentách zverejnených štatistickým úradom za obdobie od júla roku  $t-2$  do júna roku  $t-1$  a  $X$  je faktor efektivity určený podľa § 25 ods. 3 písm. a) piateho bodu.

(15) Podiel výnosov z platieb za rezerváciu kapacity a celkových výnosov za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny okrem výnosov za straty elektriny pri distribúcii elektriny sa určuje maximálne vo výške 0,8. Medziročná zmena podielu výnosov z platieb za rezervovanú kapacitu a celkových výnosov za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny okrem výnosov za straty elektriny pri distribúcii elektriny na rok  $t$  sa ustanovuje maximálne vo výške 3 % z povolenej hodnoty podielu výnosov z platieb za rezerváciu kapacity a celkových výnosov za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny okrem výnosov za straty elektriny pri distribúcii elektriny v roku  $t-1$ .

## § 23

(1) Na určenie maximálnej rezervovanej kapacity v odbernom mieste na napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia a vysokého napätia sa použije osobitný predpis.<sup>38)</sup> Ak nameraný štvrťhodinový výkon prekročí hodnotu rezervovanej kapacity alebo hodnotu maximálnej rezervovanej kapacity, uplatnia sa prevádzkovateľom distribučnej sústavy tarify za nedodržanie zmluvných hodnôt.

(2) Dvanásťmesačná, trojmesačná a mesačná rezervovaná kapacita v odbernom mieste na napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia a vysokého napätia je hodnota štvrťhodinového výkonu, ktorý sa na príslušné obdobie zabezpečuje pre odberateľa elektriny v zmluve o prístupe do distribučnej sústavy a distribúcii elektriny alebo v rámcovej distribučnej zmluve. Hodnota rezervovanej kapacity v odbernom mieste nemôže prekročiť hodnotu maximálnej rezervovanej kapacity v odbernom mieste a nemôže byť nižšia ako minimálna rezervovaná kapacita. Minimálnou rezervovanou kapacitou je 20 % z hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity okrem odberného miesta so sezónnym odberom elektriny, na ktorom je minimálnou rezervovanou kapacitou 5 % z hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity. Hodnotu rezervovanej kapacity v odbernom mieste počas trvania platnosti dohodnutého typu rezervovanej kapacity nie je možné znížiť. Hodnotu rezervovanej kapacity v odbernom mieste je možné meniť v intervale hodnôt maximálnej a minimálnej hodnoty rezervovanej kapacity pri zmene typu rezervovanej kapacity alebo po uplynutí doby, na ktorú je rezervovaná kapacita dohodnutá. Ak sa zvýši hodnota

maximálnej rezervovanej kapacity v odbernom mieste a táto zmena má za následok, že dohodnutá hodnota rezervovanej kapacity v odbernom mieste je nižšia ako minimálna hodnota rezervovanej kapacity, potom na základe zmeny dohodnutej hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity v odbernom mieste je nová hodnota rezervovanej kapacity rovnaká ako minimálna hodnota rezervovanej kapacity. To neplatí, ak odberateľ elektriny požiada prevádzkovateľa distribučnej sústavy o zvýšenie dohodnutej rezervovanej kapacity v odbernom mieste. Ak sa zvýši hodnota maximálnej rezervovanej kapacity, odberateľ elektriny môže požiadať prevádzkovateľa distribučnej sústavy o súčasné zvýšenie dohodnutej rezervovanej kapacity v intervale hodnôt maximálnej a minimálnej hodnoty rezervovanej kapacity v odbernom mieste; dohodnutý typ a dohodnuté trvanie platnosti rezervovanej kapacity v odbernom mieste týmto zvýšením dohodnutej hodnoty rezervovanej kapacity nie sú dotknuté.

(3) Za sezónny odber elektriny sa považuje odber elektriny z distribučnej sústavy na napäťovej úrovni vysokého napätia alebo nízkeho napätia s priebehovým meraním typu A alebo priebehovým meraním typu B trvajúci najmenej jeden mesiac a najviac sedem mesiacov v kalendárnom roku v odbernom mieste, v ktorom množstvo elektriny odobratej počas sezónneho odberu elektriny tvorí najmenej 90 % z množstva elektriny odobratej za príslušný kalendárny rok. Pre sezónny odber elektriny je možné zmeniť rezervovanú kapacitu dvakrát za kalendárny rok s využitím dvanásťmesačnej rezervovanej kapacity. Splnenie podmienok sezónneho odberu za uplynulý kalendárny rok sa vyhodnocuje prevádzkovateľom distribučnej sústavy po ukončení kalendárneho roka a vyúčtovacia faktúra sa odberateľovi elektriny zasiela do konca februára nasledujúceho kalendárneho roka. Ak odberné miesto nesplní podmienky pridelenia sezónneho odberu elektriny, odberateľovi elektriny sa za obdobie mimo sezóny uplatní platba za rezervovanú kapacitu, a to uplatnením mesačnej rezervovanej kapacity s rezervovanou kapacitou 20 % z maximálnej rezervovanej kapacity alebo nameranej hodnoty maximálneho výkonu za predchádzajúce obdobie uplatňovania tarify sezónneho odberu, ak je táto hodnota vyššia ako 20 % z maximálnej rezervovanej kapacity v odbernom mieste a platba za prácu v sadzbe, na ktorú má užívateľ sústavy právo. Zistený rozdiel v platbe v dôsledku nesplnenia podmienok pridelenia tarify sezónneho odberu sa uhradza odberateľom elektriny prevádzkovateľovi distribučnej sústavy.

(4) Rezervovaná kapacita v odbernom mieste sa dohodne takto:

- a) mesačná na jeden kalendárny mesiac,
- b) trojmesačná na tri po sebe nasledujúce kalendárne mesiace,
- c) dvanásťmesačná na dvanásť po sebe nasledujúcich kalendárnych mesiacov.

(5) Ak odberateľ elektriny zvyšuje hodnotu rezervovanej kapacity v odbernom mieste bez zmeny typu rezervovanej kapacity, na dodržanie minimálneho času použitia daného typu rezervovanej kapacity podľa tohto odseku sa neprihliada. Zmena rezervovanej kapacity v odbernom mieste sa vykoná vždy k prvému dňu v mesiaci podľa platných pravidiel na zmenu rezervovanej kapacity príslušného prevádzkovateľa distribučnej sústavy. O zmenu rezervovanej kapacity v odbernom mieste môže odberateľ elektriny, ktorého odberné miesto je pripojené na napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia alebo vysokého napätia, a ktorý má uzavretú zmluvu o prístupe do distribučnej sústavy a distribúcii elektriny, požiadať prevádzkovateľa distribučnej sústavy pri zmene z

- a) dvanásťmesačnej rezervovanej kapacity v odbernom mieste na trojmesačnú rezervovanú kapacitu alebo mesačnú rezervovanú kapacitu po uplynutí troch mesiacov odo dňa uplatnenia dvanásťmesačnej kapacity,
- b) trojmesačnej rezervovanej kapacity v odbernom mieste na mesačnú rezervovanú kapacitu alebo dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu po uplynutí troch mesiacov odo dňa uplatnenia trojmesačnej kapacity; zmena na dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu je možná jedenkrát počas kalendárneho roka,
- c) mesačnej rezervovanej kapacity v odbernom mieste na trojmesačnú rezervovanú kapacitu alebo



dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu po uplynutí jedného mesiaca odo dňa uplatnenia mesačnej rezervovanej kapacity; zmena na dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu je možná jedenkrát počas kalendárneho roka.

(6) Ak má odberateľ elektriny uzavretú zmluvu o združenej dodávke elektriny, môže požiadať o zmenu rezervovanej kapacity v odbernom mieste podľa odseku 5 prostredníctvom svojho dodávateľa elektriny. Pri zmene rezervovanej kapacity odberateľa elektriny v odbernom mieste sa postupuje podľa rámcovej distribučnej zmluvy uzavretej medzi dodávateľom elektriny a prevádzkovateľom distribučnej sústavy.

(7) Hodnota a trvanie rezervovanej kapacity v odbernom mieste platí ďalej na príslušné nasledujúce obdobie, ak odberateľ elektriny nepožiada o ich zmenu. Mesačná rezervovaná kapacita platí ďalší mesiac, trojmesačná rezervovaná kapacita platí ďalšie tri mesiace, dvanásťmesačná platí ďalších 12 mesiacov. O zmenu rezervovanej kapacity v odbernom mieste na nasledujúce obdobie môže odberateľ elektriny požiadať dodávateľa elektriny alebo prevádzkovateľa distribučnej sústavy podľa zmluvy alebo najneskôr posledný pracovný deň posledného mesiaca obdobia, na ktoré je rezervovaná kapacita dohodnutá. Rezervovaná kapacita sa účtuje mesačne.

(8) Rezervovaná kapacita v odbernom mieste na napäťovej úrovni nízkeho napätia je maximálna rezervovaná kapacita určená amperickou hodnotou ističa pred elektromerom alebo prepočítaná kilowattová hodnota maximálnej rezervovanej kapacity na prúd v ampéroch dohodnutá v zmluve o pripojení do distribučnej sústavy alebo určená v pripojovacích podmienkach; pre odberné miesta vybavené určeným meradlom s meraním štvrťhodinového činného výkonu s mesačným odpočtom môže byť rezervovaná kapacita zmluvne dohodnutá a môže byť nižšia, ako je hodnota kapacity zodpovedajúca amperickej hodnote hlavného ističa.

(9) Odberateľ elektriny v odbernom mieste na napäťovej úrovni nízkeho napätia môže požiadať o zníženie rezervovanej kapacity po uplynutí 12 mesiacov od poslednej zmeny rezervovanej kapacity. Pri žiadosti odberateľa elektriny o zníženie alebo zvýšenie rezervovanej kapacity do maximálnej rezervovanej kapacity pre odberné miesta vybavené určeným meradlom s meraním štvrťhodinového činného výkonu s mesačným odpočtom sa predloženie revíznej správy nevyžaduje. Podmienkou na zníženie hodnoty rezervovanej kapacity pre odberné miesto nevybavené určeným meradlom s meraním štvrťhodinového činného výkonu je predloženie revíznej správy o výmene ističa.

(10) Pri zvýšení rezervovanej kapacity v odbernom mieste na napäťovej úrovni nízkeho napätia sa odberateľom elektriny podáva žiadosť o pripojenie zariadenia do distribučnej sústavy.

(11) Užívateľ regionálnej distribučnej sústavy uhradza platbu za prístup do distribučnej sústavy v odbernom mieste a odovzdávacom mieste súčasne v jednom mieste pripojenia do regionálnej distribučnej sústavy prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy za rezervovanú kapacitu, ak je

- a) dohodnutá rezervovaná kapacita v odbernom mieste vyššia ako rezervovaná kapacita v odovzdávacom mieste, užívateľ uhradza platbu za dohodnutú rezervovanú kapacitu v odbernom mieste podľa cenového rozhodnutia úradu za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok  $t$  pre príslušného prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na mesačnej báze a platbu za distribuovanú elektrinu v odbernom mieste na mesačnej báze,
- b) ak je dohodnutá rezervovaná kapacita v odbernom mieste menšia ako rezervovaná kapacita v odovzdávacom mieste, užívateľ uhradza platbu za dohodnutú rezervovanú kapacitu v odovzdávacom mieste určenú podľa odseku 14 písm. a) alebo odseku 14 písm. b) prvého bodu, vo výške tarify za dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia úradu za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok  $t$  pre príslušného

prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy a platbu za distribuovanú elektrinu) v odbernom mieste na mesačnej báze.

(12) Ak užívateľ regionálnej distribučnej sústavy v odbernom mieste a odovzdávacom mieste súčasne v jednom mieste pripojenia do regionálnej distribučnej sústavy prevádzkuje zariadenie na výrobu elektriny z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW, odoberá alebo dodáva elektrinu výlučne na poskytovanie podporných služieb, a ktorý má certifikované zariadenie na poskytovanie podporných služieb a doloží možnosť poskytovania podporných služieb, neuhrádza prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy platbu za prístup do distribučnej sústavy podľa odseku 11, ak doloží prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy potvrdenie od prevádzkovateľa prenosovej sústavy o poskytnutí podporných služieb za predchádzajúci mesiac, najneskôr do piateho dňa nasledujúceho mesiaca. Ak toto potvrdenie prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy užívateľ regionálnej distribučnej sústavy v uvedenej lehote nedoručí, prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy vyfakturuje užívateľovi regionálnej distribučnej sústavy dohodnutú rezervovanú kapacitu za príslušný mesiac.

(13) Maximálna rezervovaná kapacita v odovzdávacom mieste je ustanovená v osobitnom predpise.<sup>39)</sup>

(14) Rezervovaná kapacita v odovzdávacom mieste v distribučnej sústave sa užívateľmi sústavy neobjednáva a je 15 % z

- a) maximálnej rezervovanej kapacity dohodnutej v zmluve o pripojení elektroenergetického zariadenia do regionálnej distribučnej sústavy alebo
- b) hodnoty celkového inštalovaného výkonu elektroenergetického zariadenia, ak
  1. elektroenergetické zariadenie nemá uzatvorenú zmluvu o pripojení elektroenergetického zariadenia do regionálnej distribučnej sústavy alebo
  2. elektroenergetické zariadenie pripojené do miestnej distribučnej sústavy pripojenej do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav.

(15) Užívateľ regionálnej distribučnej sústavy v odovzdávacom mieste uhrádza platbu za prístup do distribučnej sústavy prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy za rezervovanú kapacitu v odovzdávacom mieste, určenej podľa odseku 14 písm. a) alebo odseku 14 písm. b) prvého bodu, vo výške tarify za dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia úradu za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok t pre príslušného prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy.

(16) Ak je odberné miesto a odovzdávacie miesto užívateľa sústavy súčasne v jednom mieste pripojenia pripojené do miestnej distribučnej sústavy, prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy, do ktorého miestnej distribučnej sústavy je odovzdávacie miesto užívateľa sústavy alebo odberné a odovzdávacie miesto užívateľa sústavy súčasne v jednom mieste pripojenia pripojené, sa uhrádza prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy, do ktorého regionálnej distribučnej sústavy je jeho miestna distribučná sústava pripojená alebo je odovzdávacie miesto užívateľa sústav pripojené do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, platba za prístup do distribučnej sústavy za rezervovanú kapacitu v odovzdávacom mieste alebo odbernom mieste užívateľa sústavy podľa odseku 11.

(17) Ak užívateľ sústavy v odovzdávacom mieste alebo v odbernom mieste a odovzdávacom mieste užívateľa sústavy súčasne v jednom mieste pripojenia pripojeného do miestnej distribučnej sústavy, ktorý prevádzkuje zariadenie na výrobu elektriny z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW, alebo dodáva elektrinu do sústavy pri prevádzke dopravných prostriedkov elektrickej trakcie alebo dodáva elektrinu do sústavy výlučne na poskytovanie

podporných služieb, a ktorý má certifikované zariadenie na poskytovanie podporných služieb, a doloží prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená, potvrdenie od prevádzkovateľa prenosovej sústavy o poskytnutí podporných služieb za predchádzajúci mesiac, najneskôr do piateho dňa nasledujúceho mesiaca, neuhrádza prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy, do ktorého regionálnej distribučnej sústavy je jeho miestna distribučná sústava pripojená alebo je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, platbu za prístup do distribučnej sústavy za rezervovanú kapacitu v odovzdávacom mieste alebo v odbernom a odovzdávacom mieste užívateľa sústavy v jednom mieste pripojenia určenú podľa odseku 16. Ak potvrdenie od prevádzkovateľa prenosovej sústavy o poskytnutí podporných služieb za predchádzajúci mesiac prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená, nedoručia v uvedenej lehote, prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy vyfakturuje dohodnutú rezervovanú kapacitu za príslušný mesiac prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy.

(18) Ak sa zariadenie na výrobu elektriny alebo zariadenie na uskladňovanie elektriny 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 alebo zariadenie na uskladňovanie elektriny pripojeného 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 v súlade s osobitným predpisom,<sup>40)</sup> ktorú prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy písomne odsúhlasí.

(19) Pri pripojení miestnej distribučnej sústavy alebo iného užívateľa sústavy do regionálnej distribučnej sústavy v existujúcom odovzdávacom mieste alebo v odovzdávacom mieste sa tarifa za prístup do regionálnej distribučnej sústavy uhrádza za rezervovanú kapacitu takto:

- a) prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy sa uhrádza platba za rezervovanú kapacitu zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny v odovzdávacom mieste alebo tarifa za rezervovanú kapacitu odbernom mieste podľa toho, ktorá rezervovaná kapacita je vyššia, v súlade s odsekom 11,
- b) prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy sa prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy uhrádza tarifa za rezervovanú kapacitu podľa odseku 14 písm. b) druhého bodu zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy, ak je zariadenie na výrobu elektriny alebo zariadenie na uskladňovanie elektriny prevádzkované inou osobou, ako je prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy,
- c) prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy sa prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy uhrádza platba za rezervovanú kapacitu podľa odseku 11 v odovzdávacom mieste zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny, ktoré prevádzkuje ako výrobca elektriny alebo prevádzkovateľ zariadenia na uskladňovanie elektriny, alebo platba za rezervovanú kapacitu odbernom mieste miestnej distribučnej sústavy podľa toho, ktorá rezervovaná kapacita je vyššia.

(20) Užívateľovi regionálnej distribučnej sústavy, ktorý je prevádzkovateľom distribučnej sústavy na vymedzenom území, ktorý má na jednej z napäťových úrovní veľmi vysokého napätia alebo vysokého napätia jedného prevádzkovateľa distribučnej sústavy pripojených viac odberných miest s priebehovým meraním typu A alebo priebehovým meraním typu B, ich odber elektriny je

prepojený vlastnou elektrickou sústavou a ktorými sú napájané dopravné prostriedky elektrickej trakcie, sa určí prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na základe žiadosti užívateľa distribučnej sústavy s uvedením EIC kódov odberných miest, rezervovaná kapacita na vyhodnotenie a určenie ceny za rezervovanú kapacitu pre každú napäťovú úroveň osobitne zo súčtov výkonov nameraných v odberných miestach v čase, keď je tento súčet v príslušnom mesiaci najvyšší. Prekročenie maximálnej rezervovanej kapacity v odbernom mieste podľa tohto odseku o viac ako 10 % sa nefakturuje, ak o to vlastník odberného miesta požiada a súčasne preukáže v lehote do dvoch pracovných dní od posledného dňa kalendárneho mesiaca, v ktorom k prekročeniu došlo, že dôvodom prekročenia je existencia prekážky podľa § 374 Obchodného zákonníka.

(21) Rezervovaná kapacita sa za odberné miesta podľa odseku 20 neobjednáva u prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy. Prekročenie rezervovanej kapacity sa za odberné miesta podľa odseku 20 nevyhodnocuje a nefakturuje. Prekročenie maximálnej rezervovanej kapacity sa za odberné miesta podľa odseku 20 vyhodnocuje a fakturuje samostatne za každé odberné miesto osobitne. Nedodržanie predpísaných hodnôt účinníka a dodávky jalovej elektriny do distribučnej sústavy sa za odberné miesta podľa odseku 20 vyhodnocuje a fakturuje samostatne za každé odberné miesto osobitne.

## § 24

(1) Odberné miesto podľa § 23 ods. 20 sa za každú napäťovú úroveň osobitne zaradí len do jednej bilančnej skupiny.

(2) Prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy sa za odberné miesto, ktoré spĺňa podmienky podľa § 23 ods. 20, fakturuje mesačne pre každú napäťovú úroveň osobitne tarifa ročnej rezervovanej kapacity za maximálnu hodnotu súčtu stredných hodnôt štvrťhodinových činných výkonov za odberné miesto, ktoré spĺňa podmienky podľa § 23 ods. 20, za príslušný kalendárny mesiac.

(3) Ak maximálna hodnota súčtu stredných hodnôt štvrťhodinových činných výkonov za odberné miesta, ktoré spĺňajú podmienky podľa § 23 ods. 20, pre každú napäťovú úroveň osobitne nedosiahne 20 % zo súčtu maximálnej rezervovanej kapacity pre každú napäťovú úroveň osobitne, prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy sa fakturuje pre každú napäťovú úroveň osobitne tarifa ročnej rezervovanej kapacity vo výške 20 % zo súčtu maximálnej rezervovanej kapacity.

(4) Ak užívateľ regionálnej distribučnej sústavy, ktorý je prevádzkovateľom distribučnej sústavy na vymedzenom území, zahrnie do odberných miest podľa § 23 ods. 20 aj odberné miesta, ktoré nie sú prepojené vlastnou elektrickou sústavou alebo ktorými nie sú napájané len dopravné prostriedky elektrickej trakcie, za tieto odberné miesta sa platí užívateľom regionálnej distribučnej sústavy, ktorý je prevádzkovateľom distribučnej sústavy na vymedzenom území, rezervovaná kapacita vo výške 100 % z hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity, kým si neobjedná rezervovanú kapacitu podľa pravidiel prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy.

(5) Pri vykonávaní cenovej regulácie v elektroenergetike možno uplatniť straty elektriny, ktoré vznikajú transformáciou z napäťovej úrovne

- a) veľmi vysokého napätia na úroveň vysokého napätia najviac 2 % z množstva elektriny vystupujúceho na strane vysokého napätia,
- b) vysokého napätia na úroveň nízkeho napätia najviac 4 % z množstva elektriny vystupujúceho na strane nízkeho napätia.

(6) Do nákladov na výkon regulovanej činnosti, možno zahrnúť len primerané náklady, ktorých výška je ustanovená osobitným predpisom.<sup>41)</sup>

(7) Ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny a ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny sa určujú pri základnom zabezpečení pripojenia užívateľa sústavy štandardným pripojením.

(8) Za štandardné pripojenie odberateľa elektriny sa považuje pripojenie jedným napájacím vedením podľa technických podmienok prevádzkovateľa distribučnej sústavy. Pri pripojení odberateľa elektriny s osobitnými nárokmi na spôsob zabezpečenia distribúcie elektriny, napríklad cez ďalšie napájacie vedenie, sa cena za prístup do distribučnej sústavy určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu, ktorá je dohodnutá pre ďalšie napájacie vedenie, podľa cenového rozhodnutia na rok t. Odberateľ elektriny si určuje, ktoré napájacie vedenie je štandardné a ktoré je ďalšie napájacie vedenie, a to na obdobie kalendárneho roka.

(9) Pri distribúcii elektriny cez ďalšie napájacie vedenie na základe požiadavky odberateľa elektriny v príslušnom mesiaci sa cena za prístup do distribučnej sústavy určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu pre napäťovú úroveň, do ktorej je ďalšie napájacie vedenie pripojené, a cena za distribúciu elektriny sa určuje vo výške 100 % z tarify za distribúciu elektriny pre napäťovú úroveň, do ktorej je ďalšie napájacie vedenie pripojené; cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny za štandardné pripojenie tým nie je dotknutá.

(10) Ak je dohodnutá rezervovaná kapacita pre ďalšie napájacie vedenie na napäťovej úrovni vysokého napätia nad 5 MW, cena za prístup do distribučnej sústavy sa určuje tak, že do hodnoty 5 MW vrátane sa určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia na rok t, a nad hodnotu 5 MW sa cena za prístup do distribučnej sústavy určuje vo výške 7,5 % z tarify za rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia na rok t, a v prípade distribúcie elektriny cez ďalšie napájacie vedenie sa cena za distribúciu elektriny určuje vo výške 100 % tarify za distribúciu elektriny; cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny za štandardné pripojenie nie je tým dotknutá.

(11) Ak je dohodnutá rezervovaná kapacita pre ďalšie napájacie vedenie na napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia nad 50 MW, cena za prístup do distribučnej sústavy sa určuje tak, že do hodnoty 50 MW vrátane sa cena za prístup do distribučnej sústavy určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia na rok t, a nad hodnotu 50 MW sa cena za prístup do distribučnej sústavy určuje vo výške 7,5 % z tarify za rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia na rok t, a pri distribúcii elektriny cez ďalšie napájacie vedenie sa cena za distribúciu elektriny určuje vo výške 100 % z tarify za distribúciu elektriny; cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny za štandardné pripojenie tým nie je dotknutá.

(12) Ak sa odber elektriny vykonáva cez štandardné napájacie vedenie, nie je možné súčasne vykonávať odber elektriny cez ďalšie napájacie vedenie.

(13) Ak má odberateľ elektriny určenú rovnakú hodnotu rezervovanej kapacity a maximálnej rezervovanej kapacity na napäťovej úrovni nízkeho napätia v odbernom mieste, za prekročenie rezervovanej kapacity odberateľom elektriny sa uplatní len prekročenie maximálnej rezervovanej kapacity.

(14) Odberateľovi elektriny, ktorý neoprávnene využíva sadzbu za distribúciu elektriny, sa určí nová sadzba za distribúciu elektriny na základe histórie odberu elektriny v odbernom mieste a takto určená nová sadzba za distribúciu elektriny sa oznámi príslušnému dodávateľovi elektriny.

(15) Ak prevádzkovateľ distribučnej sústavy nameria dodávku elektriny alebo odber jalovej elektriny a nedodržanie predpísanej hodnoty účinníka, uplatnia sa tarify za dodávku alebo odber jalovej elektriny a tarify za nedodržanie predpísanej hodnoty účinníka; to neplatí pre zraniteľného odberateľa elektriny na napäťovej úrovni nízkeho napätia. Nedodržanie účinníka  $\cos \varphi$  za odber elektriny z distribučnej sústavy na odbernom mieste výrobcu elektriny pripojeného do distribučnej

sústavy, ak výrobca elektriny odoberie na odbernom mieste za mesiac množstvo elektriny nižšie ako 5 % z hodnoty rezervovanej kapacity pre odber elektriny vynásobenej 720 hodinami, sa nevyhodnocuje.

(16) Na napäťovej úrovni vysokého napätia sa cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny pre odberateľov elektriny s odberným miestom, na ktorom je pripojená výlučne nabíjacia stanica elektrických vozidiel uplatňuje

- 25 % z tarify za dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu a 175 % z tarify za distribúciu elektriny podľa cenového rozhodnutia na rok t, ak miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta vypočítaná podľa odseku 17 je 0,1 alebo nižšia,
- 75 % z tarify za dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu a 150 % z tarify za distribúciu elektriny podľa cenového rozhodnutia na rok t, ak miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta vypočítaná podľa odseku 17 je vyššia ako 0,1 a je nižšia alebo sa rovná 0,3,
- tarifa za rezervovanú kapacitu a tarifa za distribúciu elektriny podľa cenového rozhodnutia na rok t, ak miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta vypočítaná podľa odseku 17 je vyššia ako 0,3.

(17) Miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta, na ktorom je s pripojená výlučne nabíjacia stanica elektrických vozidiel MVRK sa vypočíta podľa vzorca

$$\text{MVRK} = \frac{Q}{\text{RK} \times \left(\frac{365}{2}\right) \times 24}$$

kde

- MVRK je miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta, na ktorom je pripojená výlučne nabíjacia stanica elektrických vozidiel za predchádzajúci kalendárny polrok,
- Q je celkové odobraté množstvo elektriny v odbernom mieste v kWh, na ktorom je pripojená výlučne nabíjacia stanica elektrických vozidiel za predchádzajúci kalendárny polrok,
- RK je dvanásťmesačná rezervovaná kapacita odberného miesta v kW, na ktorom je pripojená výlučne nabíjacia stanica elektrických vozidiel, určená ako priemer zmluvne dohodnutej rezervovanej kapacity za predchádzajúci kalendárny polrok.

(18) Pri uvedení nabíjacej stanice elektrických vozidiel pripojenej na napäťovej úrovni vysokého napätia do prevádzky sa postupuje podľa odseku 16 písm. a). Prvé vyhodnotenie miery využitia rezervovanej kapacity odberného miesta, na ktorom je pripojená výlučne nabíjacia stanica elektrických vozidiel na napäťovej úrovni vysokého napätia sa vykoná po ukončení prvého uceleného kalendárneho polroka prevádzky a MVRK sa vypočíta podľa vzorca

$$\text{MVRK} = \frac{Q}{\text{RK} \times \left(d + \frac{365}{2}\right) \times 24}$$

kde

- MVRK je miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta, na ktorom je pripojená výlučne nabíjacia stanica elektrických vozidiel za predchádzajúci kalendárny polrok,
- Q je celkové odobraté množstvo elektriny v odbernom mieste, na ktorom je pripojená výlučne nabíjacia stanica elektrických vozidiel za predchádzajúci kalendárny polrok v kWh,
- RK je dvanásťmesačná rezervovaná kapacita odberného miesta v kW, na ktorom je pripojená výlučne nabíjacia stanica elektrických vozidiel určená ako priemer zmluvne dohodnutej

rezervovanej kapacity za predchádzajúci kalendárny polrok,

d)  $d$  je počet dní od začiatku prevádzky nabíjacej stanice elektrických vozidiel do začiatku prvého uceleného kalendárneho polroka prevádzky.

(19) Rozdiel v cene za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny zistený na základe miery využitia rezervovanej kapacity odberného miesta, na ktorom je výlučne pripojená nabíjacia stanica elektrických vozidiel MVRK vyhodnotenej za predchádzajúci kalendárny polrok sa vyúčtuje odberateľovi elektriny podľa odseku 16.

(20) Pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky platí, že pri odbere elektriny  $i$ -tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy zo susednej regionálnej distribučnej sústavy, zaplatí  $i$ -tý prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy priemerný náklad na prenos elektriny vypočítaný podľa § 25 ods. 8 susedného prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, od ktorého elektrinu odoberal, za každú odobratú jednotku množstva elektriny v príslušnom kalendárnom mesiaci.

## § 25

(1) Maximálna cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na príslušnej napäťovej úrovni  $CD_{HN,t}$  zohľadňuje vlastnú distribúciu elektriny a prenos elektriny vrátane strát pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny distribuovanej koncovým odberateľom elektriny v roku  $t = 2023$  a v roku  $t = 2024$  a nasledujúcich rokoch. Maximálna cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na príslušnej napäťovej úrovni  $CD_{HN,t}$  zohľadňuje vlastnú distribúciu elektriny a prenos elektriny bez strát pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny distribuovanej koncovým odberateľom elektriny a vypočíta sa podľa vzorca

$$CD_{HN,t} = CDE_{HN,t} + CPD_{HN,t},$$

kde

- $CDE_{HN,t}$  je schválená alebo určená zložka maximálnej ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na príslušnej napäťovej úrovni na rok  $t$  v eurách na jednotku množstva elektriny zohľadňujúca náklady a primeraný zisk vlastnej distribúcie elektriny podľa odseku 2,
- $CPD_{HN,t}$  je priemerná zložka ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane strát pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni pre rok  $t = 2023$  podľa odseku 4 a  $CPD_{HN,t}$  je priemerná zložka ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny bez strát pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky podľa odseku 5.

(2) Schválená alebo určená zložka maximálnej ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na príslušnej napäťovej úrovni  $CDE_{HN,t}$  na rok  $t$  v eurách na jednotku množstva elektriny zohľadňujúca náklady a primeraný zisk vlastnej distribúcie elektriny sa vypočíta podľa vzorca

$$CDE_{HN,t} = \frac{VVD_{HN+1,t} + VVD_{HN,t}}{VystE_{HN,t}},$$

kde

- $VystE_{HN,t}$  je plánované množstvo distribuovanej elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne vypočítané podľa vzorca

$$\text{Vyst}E_{\text{HN},t} = \text{Vyst}EO_{\text{HN},t} + \text{Vyst}ETR_{\text{HN},t},$$

kde

1.  $\text{Vyst}EO_{\text{HN},t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  distribuované na príslušnej napäťovej úrovni koncovým odberateľom elektriny a prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy vypočítané ako ročný priemer 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  $t+1$ ,
  2.  $\text{Vyst}ETR_{\text{HN},t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne do transformácie na nižšiu napäťovú úroveň vypočítané ako ročný priemer 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  $t+1$ ,
- b)  $\text{VVD}_{\text{HN}+1,t}$  je alikvotná časť povolených nákladov a zisku za distribúciu elektriny na rok  $t$  v eurách priradených z vyššej napäťovej úrovne a vypočíta sa podľa vzorca

$$\text{VVD}_{\text{HN}+1,t} = \text{CDE}_{\text{HN}+1,t} \times \text{Vyst}ETR_{\text{HN}+1,t},$$

kde

1.  $\text{CDE}_{\text{HN}+1,t}$  je zložka maximálnej ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na vyššej napäťovej úrovni na rok  $t$  v eurách na jednotku množstva elektriny; pri napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia sa  $\text{CDE}_{\text{HN}+1,t}$  na vstupe do napäťovej úrovne veľmi vysokého napätia rovná 0,
  2.  $\text{Vyst}ETR_{\text{HN}+1,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  vystupujúce z vyššej napäťovej úrovne  $\text{HN}+1$  do transformácie na napäťovú úroveň  $\text{HN}$  vypočítané ako ročný priemer 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  $t+1$ ,
- c)  $\text{VVD}_{\text{HN},t}$  sú schválené alebo určené náklady a zisk za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok  $t$  v eurách na príslušnej napäťovej úrovni, okrem alikvotnej časti povolených nákladov a zisku za distribúciu elektriny priradených z vyššej napäťovej úrovne, vypočítané podľa odseku 3.

(3) Schválené alebo určené náklady a zisk za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok  $t$  v eurách na príslušnej napäťovej úrovni okrem alikvotnej časti povolených nákladov a zisku za distribúciu elektriny priradených z vyššej napäťovej úrovne  $\text{VVD}_{\text{HN},t}$  sa vypočítajú podľa vzorca

$$\text{VVD}_{\text{HN},t} = \text{PN}_{\text{HN},t} + \text{O}_{\text{HN},t} + \text{PO}_{\text{HN},t} + \text{K}_{\text{DZ}} \times [(\text{RAB}_{\text{HN},\text{ST},t} \times \text{WACC}) + (\text{RAB}_{\text{HN},t}^+ \times \text{WACC}^+)] + \text{FINVP}_{\text{HN},t} - \text{DV}_{\text{HN},t} + \text{FT}_t,$$

kde

- a)  $\text{PN}_{\text{HN},t}$  sú schválené alebo určené prevádzkové náklady pre rok  $t$  v eurách na príslušnej napäťovej úrovni súvisiace s regulovanou činnosťou a vypočítajú sa podľa vzorca

$$\text{PN}_{\text{HN},t} = \text{P}_{\text{OOPEX}} \times \prod_{n=2023}^t [1 + (\text{JPI}_n - X)] + \text{P}_{\text{PEREX}} \times \prod_{n=2023}^t \text{IRM}_n,$$

kde



1.  $P_{OOPEX}$  sú schválené alebo určené priemerné ročné prevádzkové náklady v eurách vo východiskovom roku regulačného obdobia vypočítané ako priemer skutočných prevádzkových nákladov za roky 2019, 2020 a 2021 na príslušnej napäťovej úrovni súvisiace s regulovanou činnosťou okrem odpisov a osobných nákladov,
2.  $P_{PEREX}$  sú schválené alebo určené ročné osobné náklady v eurách vo východiskovom roku regulačného obdobia určené ako skutočné osobné náklady prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy za rok 2021 na príslušnej napäťovej úrovni súvisiace s regulovanou činnosťou,
3.  $IRM_n$  je aritmetický priemer indexov nominálnej mzdy v hospodárstve zverejnený štatistickým úradom vyjadrený v percentách za obdobie od 3. kvartálu roka  $n-2$  do 2. kvartálu roka  $n-1$ ,
4.  $JPI_n$  je aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie v percentách zverejnených štatistickým úradom za obdobie od júla roka  $n-2$  do júna roka  $n-1$ ,
5.  $X$  je faktor efektivity v každom roku regulačného obdobia, ktorého hodnota je 2,0 %; ak je hodnota rozdielu  $JPI_n$  a  $X$  nižšia ako 0, na výpočet najvyššej ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok  $t$  sa hodnota daného rozdielu rovná 0 %,
  - b)  $O_{HN,t}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov regulovaného subjektu na rok  $t$  v eurách, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$O_{HN,t} = O_{HN,2021} + \sum_{n=2023}^t (SO_{HN,n} - VO_{HN,n}),$$

kde

1.  $O_{HN,2021}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách, zodpovedajúca výške účtovných odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v roku 2021 z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017 nevyhnutne využívaného na regulovanú činnosť v roku 2021 na príslušnej napäťovej úrovni,
  2.  $SO_{HN,n}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách, zodpovedajúca výške účtovných odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v roku  $n-1$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradeného do užívania v roku  $n-2$  na príslušnej napäťovej úrovni,
  3.  $VO_{HN,n}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách, zodpovedajúca výške účtovných odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v roku  $n-2$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, vyradeného z užívania na regulovanú činnosť v roku  $n-2$  na príslušnej napäťovej úrovni,
- c)  $PO_{HN,t}$  je schválená alebo určená plánovaná hodnota odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách, zodpovedajúca plánovaným účtovným odpisom prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na príslušnej napäťovej úrovni v roku  $t$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, s plánovaným zaradením do užívania na regulovanú činnosť v roku  $t-1$ ,
  - d)  $K_{DZ}$  je koeficient miery využitia disponibilných zdrojov do investícií súvisiacich s regulovanou činnosťou;  $K_{DZ}$  sa na regulačné obdobie určuje v intervale od 0,90 do 1,02 a nezohľadňuje investície, ktoré sú financované zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpora a vypočíta sa podľa vzorca

$$\text{podiel} = \frac{\text{INV}_{t-2}}{\text{DispZdr}_{t-2}}$$

ak je výsledok podielu

vyšší alebo sa rovná 0,7, tak  $K_{DZ} = 1,02$ ,

menší ako 0,7 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,6, tak  $K_{DZ} = 1,01$ ,

menší ako 0,6 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,5, tak  $K_{DZ} = 1,00$ ,

menší ako 0,5 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,4, tak  $K_{DZ} = 0,98$ ,

menší ako 0,4 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,3, tak  $K_{DZ} = 0,96$ ,

menší ako 0,3 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,2, tak  $K_{DZ} = 0,94$ ,

menší ako 0,2 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,1, tak  $K_{DZ} = 0,92$ ,

menší ako 0,1, tak  $K_{DZ} = 0,90$ ,

kde

1.  $\text{INV}_{t-2}$  je skutočná hodnota investícií na príslušnej napäťovej úrovni v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív na napäťovej úrovni nevyhnutne využívaných pre regulovanú činnosť v roku t-2, ktorá nezahŕňa investície zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr,
2.  $\text{DispZdr}_{t-2}$  je súčet schválených alebo určených odpisov na príslušnej napäťovej úrovni v eurách súvisiacich s regulovanou činnosťou v roku t-2, ktorý nezahŕňa odpisy majetku, ktorý je financovaný zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr a zisku prevádzkovateľa distribučnej sústavy v roku t-2 v eurách po zdanení daňou z príjmov, a vypočíta sa podľa vzorca

$$\text{DispZdr}_{t-2} = (\text{RAB}_{\text{HN,ST},t-2} \times \text{WACC}_{t-2} + \text{RAB}_{\text{HN},t-2}^+ \times \text{WACC}_{t-2}^+) \times (1 - \text{SOOPRO}_{t-2}) \times (1 - \text{daň z príjmov}_{t-2}),$$

pričom pre rok t-2 = 2021 sa  $\text{RAB}_{\text{HN,ST},2021} = \text{RAB}_{\text{HN},2021} - M_{\text{HN},2021}$  a pre roky t-2 = 2021 a t-2 = 2022 sa  $\text{RAB}_{\text{HN},2021}^+ = \text{RAB}_{\text{HN},2022}^+ = 0$ .

kde

- 2a.  $\text{RAB}_{\text{HN,ST},t-2}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív na príslušnej napäťovej úrovni v eurách na rok t-2 a rovná sa hodnote majetku regulačnej bázy aktív nevyhnutne súvisiacej s regulovanou činnosťou na rok t-2, nezahŕňajúca majetok, ktorý vznikol z investícií do aktív odsúhlasených úradom podľa § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania,
- 2b.  $\text{SOOPRO}_{t-2}$  je 12-násobok hodnoty mesačnej sadzby osobitného odvodu z podnikania v regulovaných odvetviach v roku t-2, ustanovená podľa osobitného predpisu,<sup>27)</sup>
- 2c.  $\text{WACC}_{t-2}$  je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na 6. regulačné obdobie určená podľa § 5, vzťahujúca sa na rok t-2,
- 2d.  $\text{WACC}_{t-2}^+$  je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na 6. regulačné obdobie určená podľa § 5 ods. 5, vzťahujúca sa na rok t-2,

e)  $RAB_{HN,ST,t}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív na príslušnej napäťovej úrovni v eurách a sa rovná hodnote majetku<sup>28)</sup> regulačnej bázy aktív nevyhnutne súvisiacej s regulovanou činnosťou na rok t, nezahrňajúca majetok, ktorý vznikol z investícií do aktív odsúhlasených úradom podľa § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania a vypočíta sa podľa vzorca

1. pre rok  $t = 2023$

$$RAB_{HN,ST,t} = RAB_{HN,2021} - M_{HN,2021},$$

2. pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky

$$RAB_{HN,ST,t} = RAB_{HN,2021} - M_{HN,2021} + \sum_{n=2024}^t (RAB_{HN,n} - M_{HN,n} - SO_{HN,n}),$$

kde

2a.  $RAB_{HN,2021}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách, vychádzajúca zo zostatkovej účtovnej hodnoty majetku k 31. decembru 2021, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017 na príslušnej napäťovej úrovni nevyhnutne využívaného na regulovanú činnosť,

2b.  $M_{HN,2021}$  je zostatková účtovná hodnota tej časti regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy  $RAB_{HN,2021}$  v eurách, bez vplyvu precenenia majetku na napäťovej úrovni nevyhnutne využívaného na regulovanú činnosť k 31. decembru 2021, ktorá bola financovaná zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr,

2c.  $RAB_{HN,n}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, zodpovedajúca zostatkovej účtovnej hodnote majetku bez vplyvu precenenia majetku na príslušnej napäťovej úrovni v eurách, zaradená do užívania na regulovanú činnosť v roku  $n-2$  okrem majetku zaradeného do  $RAB_{HN,n}^+$ ,

2d.  $M_{HN,n}$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, vychádzajúca zo zostatkovej účtovnej hodnoty tej časti majetku bez vplyvu precenenia majetku na príslušnej napäťovej úrovni v eurách zaradená do užívania v roku  $n-2$ , ktorá bola financovaná zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr,

2e.  $SO_{HN,n}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá výške účtovných odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v roku  $n-1$  z majetku na príslušnej napäťovej úrovni, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradeného do užívania na regulovanú činnosť v roku  $n-2$ ,

f) WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na regulačné obdobie určená podľa § 5,

g)  $RAB_{HN,t}^+$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív vychádzajúca zo zostatkovej účtovnej hodnoty majetku bez vplyvu precenenia na napäťovej úrovni v eurách, odsúhlasená úradom podľa § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania, pričom

1. pre rok  $t = 2023$  má hodnotu 0,

2. pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa vypočíta sa podľa vzorca

$$RAB_{HN,t}^+ = \sum_{n=2024}^t (RAB_{HN,n}^+ - M_{HN,n}^+),$$

kde

2a.  $RAB_{HN,n}^+$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív prevádzkovateľa

regionálnej distribučnej sústavy v eurách, ktorá zodpovedá hodnote majetku na príslušnej napäťovej úrovni bez vplyvu precenenia od 1. januára 2017, zaradeného do užívania v roku  $n-2$ , odsúhlasená úradom podľa § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania,

2b.  $M_{HN,n}^+$  je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív  $RAB_{HN,n}^+$ , ktorá bola financovaná zo zdrojov Európskej únie alebo iných grantov a štátnych podpôr, vychádzajúca zo zostatkovej účtovnej hodnoty časti majetku bez vplyvu precenenia na príslušnej napäťovej úrovni v eurách zaradená do užívania v roku  $n-2$ , odsúhlasená úradom podľa § 5 ods. 1 písm. c) a d) v rámci cenového konania,

h)  $WACC^+$  je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na 6. regulačné obdobie určená podľa § 5 ods. 5,

i)  $FINVP_{HN,t}$  je faktor investícií na napäťovej úrovni v eurách na rok  $t$ , pričom

1. pre rok  $t = 2023$  má hodnotu 0,
2. pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$FINVP_{HN,t} = SO_{HN,t-1} - PO_{HN,t-2},$$

kde

2a.  $SO_{HN,t-1}$  je schválená alebo určená hodnota odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na príslušnej napäťovej úrovni v eurách, zodpovedajúca výške účtovných odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v roku  $t-2$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, zaradeného do užívania v roku  $t-3$  na danej napäťovej úrovni,

2b.  $PO_{HN,t-2}$  je schválená alebo určená plánovaná hodnota odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách na príslušnej napäťovej úrovni, zodpovedajúca výške plánovaných účtovných odpisov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v roku  $t-2$  z majetku, bez vplyvu precenenia majetku od 1. januára 2017, s plánovaným zaradením do užívania na regulovanú činnosť v roku  $t-3$ ,

j)  $DV_{HN,t}$  sú skutočné dodatočné výnosy na príslušnej napäťovej úrovni v roku  $t-2$  v eurách, ktoré sú zložené z celkových skutočných výnosov

1. z uplatnenia ceny za pripojenie do sústavy sa zohľadnia vo výške 100 %,
2. zo sankcií za prekročenie rezervovanej kapacity sa zohľadnia vo výške 100 %,
3. z taríf za dodávku jalovej elektriny do distribučnej sústavy na základe cenového rozhodnutia úradu sa zohľadnia vo výške 100 %,
4. z taríf za nedodržanie predpísanej hodnoty účinníka  $\cos \varphi$  účtované užívateľom sústavy na základe cenového rozhodnutia úradu sa zohľadnia vo výške 100 %,
5. z výnosov cenníka služieb za distribúciu elektriny, podľa prílohy č. 9 tejto vyhlášky, sa zohľadnia vo výške 50 % pre roky  $t = 2026$  a nasledujúce roky,

k)  $FT_t$  sú schválené mimoriadne náklady vyvolané počas regulačného obdobia v eurách na rok  $t$ .

(4) Zložka maximálnej ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny pre rok  $t = 2023$   $CPD_{HN,t}$  súvisiaca s nákladmi za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane strát pri prenose elektriny na príslušnej napäťovej úrovni sa rovná priemernej zložke ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane nákladov na straty pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku  $t = 2023$   $CPE_{HN,t}$ , ktorá sa vypočíta podľa odseku 6.

(5) Zložka maximálnej ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny pre roky  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa  $CPD_{HN,t}$  súvisiaca s nákladmi za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny bez strát pri prenose elektriny na príslušnej napäťovej úrovni rovná priemernej zložke ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny bez nákladov na straty pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni pre roky  $t = 2024$  a nasledujúce roky  $CPE_{HN,t}$ , ktorá sa vypočíta podľa odseku 7.

(6) Priemerná zložka ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane nákladov na straty pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku  $t = 2023$  sa vypočíta podľa vzorca

$$CPE_{HN,t} = \frac{VVP_{HN,t}}{VystE_{HN,t}},$$

kde

a)  $VVP_{HN,t}$  sú vstupujúce náklady za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane nákladov na straty pri prenose elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v eurách v roku  $t$  vypočítané podľa vzorca

$$VVP_{HN,t} = CPE_{HN+1,t} \times VystETR_{HN+1,t},$$

kde

1.  $CPE_{HN+1,t}$  je cena za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane strát pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na vyššej napäťovej úrovni distribúcie elektriny v roku  $t$ , z ktorej sa transformuje elektrina do príslušnej napäťovej úrovne,
2.  $VystETR_{HN+1,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne v roku  $t$ , vypočítané ako ročný priemer 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 rok  $t$ ,

b)  $VystE_{HN,t}$  je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne v roku  $t$  vypočítané podľa vzorca

$$VystE_{HN,t} = VystEO_{HN,t} + VystETR_{HN,t},$$

kde

1.  $VystEO_{HN,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny distribuované na príslušnej napäťovej úrovni ku koncovým odberateľom elektriny v roku  $t$ ,
2.  $VystETR_{HN,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne do transformácie na nižšiu napäťovú úroveň v roku  $t$ , vypočítané ako ročný priemer 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 rok  $t$ .

(7) Priemerná zložka ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny bez nákladov na straty pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej

úrovni pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$CPE_{HN,t} = \frac{VVP_{HN,t}}{VystE_{HN,t}},$$

kde

- a)  $VVP_{HN,t}$  sú vstupujúce náklady za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny bez nákladov na straty pri prenose elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v eurách v roku  $t$  vypočítané podľa vzorca

$$VVP_{HN,t} = CPE_{HN+1,t} \times VystETR_{HN+1,t},$$

kde

- $CPE_{HN+1,t}$  je cena za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny bez strát pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na vyššej napäťovej úrovni distribúcie elektriny v roku  $t$ , z ktorej sa transformuje elektrina do príslušnej napäťovej úrovne,
  - $VystETR_{HN+1,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne v roku  $t$ , vypočítané ako ročný priemer 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 rok  $t$ ,
- b)  $VystE_{HN,t}$  je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne v roku  $t$  vypočítané podľa vzorca

$$VystE_{HN,t} = VystEO_{HN,t} + VystETR_{HN,t},$$

kde

- $VystEO_{HN,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny distribuované na príslušnej napäťovej úrovni ku koncovým odberateľom elektriny v roku  $t$ ,
- $VystETR_{HN,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne do transformácie na nižšiu napäťovú úroveň v roku  $t$ , vypočítané ako ročný priemer 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 rok  $t$ .

(8) Priemerná cena za prenos  $i$ -tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na rok  $t$  v eurách na jednotku množstva  $CP_t^i$  sa uplatňuje na jednotku množstva elektriny odobratej z distribučnej sústavy  $i$ -tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy iným prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy za mesiac na všetkých napäťových úrovniach a na rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa vypočíta podľa vzorca

$$CP_t^i = \frac{RKP_t \times CRK_t}{VystETR_{VVN \mp 1,t}} + PE_t + PSstraty_t,$$

kde

- a)  $RKP_t$  je rezervovaná kapacita v MW na rok  $t$  uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,

- b)  $CRK_t$  je cena za rezervovanú kapacitu v roku  $t$  v eurách na MW na rok  $t$  uplatňovaná pre regulovaný subjekt prevádzkovateľom prenosovej sústavy,
- c)  $VystETR_{VVN+1,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  vstupujúce do napäťovej úrovne veľmi vysokého napätia regulovaného subjektu z prenosovej sústavy,
- d)  $PE_t$  je cena za prenesenú elektrinu v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,
- e)  $PSstraty_t$  je tarifa za straty pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy.

(9) Cena za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny  $CPE_{VVN+1,t}$  na vstupe do napäťovej úrovne veľmi vysokého napätia distribučnej sústavy je jednozložková cena zahŕňajúca náklady regulovaného subjektu na rezervovaný výkon a prenesenú elektrinu v roku  $t$ , určené na základe schváleného návrhu ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny na rok  $t$ , vypočítaná podľa vzorca

$$CPE_{VVN+1,t} = \frac{RKP_t \times CRK_t + KP_t + OPNP_t}{VystETR_{VVN+1,t}} + PE_t + PSstraty_t,$$

kde

- a)  $RKP_t$  je rezervovaná kapacita v MW na rok  $t$  uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,
- b)  $CRK_t$  je cena za rezervovanú kapacitu v roku  $t$  v eurách na MW na rok  $t$  uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,
- c)  $VystETR_{VVN+1,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  vstupujúce do napäťovej úrovne veľmi vysokého napätia regulovaného subjektu z prenosovej sústavy,
- d)  $PE_t$  je cena za prenesenú elektrinu v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,
- e)  $OPNP_t$  sú ostatné plánované náklady prenosu súvisiace s odberom elektriny zo susednej regionálnej distribučnej sústavy v eurách na rok  $t = 2023$  sa rovnajú 0 a uplatnia sa na rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky,
- f)  $PSstraty_t$  je tarifa za straty pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t = 2023$  uplatňovaná pre regulovaný subjekt prevádzkovateľom prenosovej sústavy; pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sa rovná 0,
- g)  $KP_t$  je faktor vyrovnania ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny v eurách pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky, ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$$KP_t = KP_{nak,t} - KP_{vyn,t},$$

kde

1.  $KP_{nak,t}$  je korekcia nákladov za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny v eurách, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$KP_{nak,t} = (SVystETR_{VVN+1} - VystETR_{VVN+1,t-2}) \times (PE_{t-2} + PSstraty_{t-2}) + OSNP_{t-2},$$

kde

- 1a.  $SVstETR_{V_{VN+1}}$  je skutočné množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne v roku  $t-2$ ,
- 1b.  $VstETR_{V_{VN+1,t-2}}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne v roku  $t-2$ ,
- 1c.  $PE_{t-2}$  je cena za prenesenú elektrinu v eurách na jednotku množstva elektriny v roku  $t-2$  uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,
- 1d.  $PSstraty_{t-2}$  je tarifa za straty pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny v roku  $t-2$  uplatňovaná prevádzkovateľom prenosovej sústavy do roku  $t = 2025$ ; pre rok  $t = 2026$  a nasledujúce roky sa rovná 0,
- 1e.  $OSNP_{t-2}$  sú ostatné skutočné náklady na prenos za rok  $t-2$ , ktoré predstavujú platbu za odber elektriny z inej regionálnej distribučnej sústavy v roku  $t-2$ , ktoré sa uplatňujú na rok  $t = 2026$  a nasledujúce roky, a vypočítajú sa podľa vzorca

$$OSNP_{t-2} = CP_{i,t-2} \times \left( \sum_{i=1}^n SVstEPDS_{i,t-2} \right) - OPNP_t,$$

kde

- 1ea.  $CP_{i,t-2}$  je priemerná cena za prenos  $i$ -tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na rok  $t-2$  v eurách na jednotku množstva elektriny,
  - 1eb.  $SVstEPDS_{i,t-2}$  je skutočné množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t-2$  vstupujúce do distribučnej sústavy regulovaného subjektu zo susednej regionálnej distribučnej sústavy  $i$ -tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy,
  - 1ec.  $OPNP_t$  sú ostatné plánované náklady prenosu súvisiace s odberom elektriny zo susednej regionálnej distribučnej sústavy v eurách na rok  $t = 2023$  sa rovnajú 0 a uplatnia sa na rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky,
2.  $KP_{vyn,t}$  je korekcia výnosov z účtovania ceny  $CPD_{HN,t-2}$ , ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$KP_{vyn,t} = \sum_{HN}^n \left[ \left( SVstEO_{HN,t-2} - VstEO_{HN,t-2} \right) \times CPD_{HN,t-2} \right],$$

kde

- 2a.  $SVstEO_{HN,t-2}$  je skutočné množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny distribuované na príslušnej napäťovej úrovni ku koncovým odberateľom elektriny v roku  $t-2$ ,
- 2b.  $VstEO_{HN,t-2}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny distribuované na príslušnej napäťovej úrovni koncovým odberateľom elektriny v roku  $t-2$ ,
- 2c.  $CPD_{HN,t-2}$  je priemerná zložka ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny bez strát pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni pre rok  $t = 2026$  a nasledujúce roky.

(10) Do faktora trhu  $FT_t$  je možné zahrnúť mimoriadne náklady prevádzkovateľa distribučnej



sústavy, ktoré nie sú zahrnuté do schválených alebo určených ekonomicky oprávnených prevádzkových ročných nákladov  $PN_{HN,vych}$  súvisiacich s regulovanou činnosťou. Týmito nákladmi sú najmä náklady súvisiace so zmenou právnych predpisov, zmenou právne záväzných aktov Európske únie, vývojom situácie na trhu alebo náklady, ktoré vzniknú pri likvidácii živelných pohrôm, ktoré nie sú pokryté poistením a preukázateľné náklady regulovaného subjektu na vedu a výskum podľa § 4 ods. 1 písm. o), a to po schválení úradom.

(11) Návrh na schválenie mimoriadnych nákladov vstupujúcich do faktora trhu  $FT_t$  pre príslušný regulačný rok možno podať aj samostatne mimo predkladaného cenového návrhu. V odôvodnených prípadoch na predchádzanie významným medziročným zmenám regulovaných cien, sa určí, že schválené mimoriadne náklady sú do faktora trhu  $FT_t$  zahrnuté rozložené do viacerých rokov regulačného obdobia alebo sú pre nasledujúce regulačné obdobie zahrnuté do uznaných oprávnených nákladov vstupujúcich do základného výpočtu oprávnených výnosov pre jednotlivé roky nasledujúceho regulačného obdobia.

## § 26

(1) Tarifa za straty pri distribúcii elektriny  $CSD_{HN,t}$  pre rok  $t = 2023$  a tarifa za straty pri distribúcii elektriny a pri prenose elektriny  $CSD_{HN,t}$  pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky, sa uplatňuje za nameraný odber elektriny z distribučnej sústavy určeným meradlom prevádzkovateľa distribučnej sústavy v eurách na jednotku množstva elektriny a vypočíta sa postupným výpočtom na jednotlivých napäťových úrovniach začínajúcim od napäťovej úrovne veľmi vysokého napätia podľa vzorca

$$CSD_{HN,t} = \frac{VVSD_{HN,t}}{VystE_{HN,t}},$$

kde

- $VVSD_{HN,t}$  sú náklady za straty pri distribúcii elektriny pre rok  $t = 2023$  v eurách priradené príslušnej napäťovej úrovni a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky sú náklady za straty pri distribúcii elektriny a pri prenose elektriny v eurách priradené príslušnej napäťovej úrovni vypočítané podľa odseku 2,
- $VystE_{HN,t}$  je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne v roku  $t$  vypočítané podľa vzorca

$$VystE_{HN,t} = VystEO_{HN,t} + VystETR_{HN,t},$$

kde

- $VystEO_{HN,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny distribuované na príslušnej napäťovej úrovni prevádzkovateľom distribučnej sústavy a koncovým odberateľom elektriny v roku  $t$ ,
- $VystETR_{HN,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne do transformácie na nižšiu napäťovú úroveň v roku  $t$ .

(2) Náklady za straty pri distribúcii elektriny priradené príslušnej napäťovej úrovni  $VVSD_{HN,t}$  pre rok  $t = 2023$  v eurách pozostávajúce z alikvotnej časti nákladov za straty pri distribúcii elektriny priradených z vyššej napäťovej úrovne a nákladov za straty pri distribúcii elektriny vlastnej napäťovej úrovne. Pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky náklady za straty pri distribúcii elektriny a pri prenose elektriny priradené príslušnej napäťovej úrovni  $VVSD_{HN,t}$  v eurách pozostávajúce 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

$$VVSD_{HN,t} = CSD_{HN+1,t} \times VystETR_{HN+1,t} + CSHD_{HN,t} \times VystE_{HN,t},$$

kde

- VystETR<sub>HN+1,t</sub> je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne v roku t,
- CSD<sub>HN+1,t</sub> pre rok t = 2023 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 napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia sa tarifa za straty na vyššej napäťovej úrovni v eurách na jednotku množstva elektriny CSD<sub>VVN+1,t</sub> rovná 0,
- CSD<sub>HN+1,t</sub> pre rok t = 2024 a nasledujúce roky je tarifa za straty pri distribúcii elektriny a pri prenose 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 CSD<sub>VVN+1,t</sub> rovná PSstraty<sub>t</sub>, čo je tarifa za straty pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,
- CSHD<sub>HN,t</sub> je cena za straty pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny príslušnej napäťovej úrovne v roku t určená podľa odseku 3.

(3) Cena za straty pri distribúcii elektriny na príslušnej napäťovej úrovni CSHD<sub>HN,t</sub> v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$CSHD_{HN,t} = \frac{(PCSES_t \times PMSE_{HN,t} + FDS_{HN,t} + FTS_{HN,t}) \times kNDS_t}{VystE_{HN,t}},$$

kde

- PMSE<sub>HN,t</sub> je povolené množstvo strát elektriny pri distribúcii elektriny v jednotkách množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku t určená podľa odseku 4,
- FTS<sub>HN,t</sub> sú úradom schválené mimoriadne náklady alebo výnosy v eurách na rok t, zohľadňujúce neočakávaný vývoj na trhu s elektrinou s dopadom na náklady alebo výnosy pri nákupe elektriny na straty, ktoré nie sú zahrnuté do schválených alebo určených skutočných ekonomicky oprávnených nákladov a výnosov regulovaného subjektu na jednotlivých napäťových úrovniach,
- PCSES<sub>t</sub> je určená cena elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t vypočítaná podľa vzorca

$$PCSES_t = CE_{PXE,t} \times \left(1 + \frac{k_t}{100\%}\right) + O_t + KPCSES_t,$$

kde

- CE<sub>PXE,t</sub> je aritmetický priemer denných cien oficiálneho kurzového lístka, zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle, produktu F PXE SK BL Cal-t v eurách na jednotku množstva elektriny; pre roky t = 2023 a t = 2024 je obdobie od 1. apríla roku t-1 do 30. septembra roku t-1 a pre rok t = 2025 a nasledujúce

roky je obdobie od 1. júla roku t-2 do 30. júna roku t-1,

2.  $k_t$  je koeficient na rok t v percentách, ktorého hodnota je najviac 7 %,
3.  $O_t$  sú určené plánované náklady regulovaného subjektu na odchýlku súvisiace s diagramom strát elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t, podľa metodiky výpočtu nákladov na odchýlku, ktorá je uvedená v prílohe č. 7,
4.  $KPCSES_t$  je korekcia ceny elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny, ktorá sa uplatní len na rok t = 2024 a ktorej výška sa vypočíta podľa vzorca

$$KPCSES_t = \frac{\sum_{i=1}^n QS_{i,t-2} \times \left( \frac{\sum_{i=1}^n (CE_{i,t-2} \times QS_{i,t-2})}{\sum_{i=1}^n QS_{i,t-2}} - CE_{PXE,t-2} \times \left( 1 + \frac{k_{t-2}}{100} \right) + SO_{j,t-2} - O_{i,t-2} \right)}{\frac{\sum_{i=1}^n PMSE_{HN,t}}{\sum_{i=1}^n PMSE_{HN,t}} - \frac{-TPSP_{PS_{2022}} - NSPOT_{j,2022}}{\sum_{i=1}^n PMSE_{HN,t}}}$$

kde

- 4a.  $CE_{i,t-2}$  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,
- 4b.  $QS_{i,t-2}$  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,
- 4c.  $CE_{PXE,t-2}$  je aritmetický priemer denných cien elektriny na výpočet ceny elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2, určený ako aritmetický priemer denných cien oficiálneho kurzového lístka, zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle za obdobie od 1. apríla 2021 do 30. septembra 2021,
- 4d.  $k_{t-2}$  je koeficient na rok t-2 v percentách, ktorého hodnota je najviac 7 %,
- 4e.  $O_{j,t-2}$  sú pri j-tom prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy schválené alebo určené plánované náklady za podiel na nákladoch na regulačnú elektrinu a za zúčtovanie rozdielov strát elektriny v roku t-2 v eurách na jednotku množstva elektriny na základe údajov poskytnutých organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou a vyrovnávacej ceny elektriny na zúčtovanie rozdielov strát elektriny; vyrovnávacia cena elektriny na zúčtovanie rozdielov strát elektriny je určená v sume ceny na nákup elektriny na krytie strát elektriny v príslušnej regionálnej distribučnej sústave na príslušné obdobie na rok t-2 v rozhodnutí úradu v eurách na jednotku množstva elektriny,
- 4f.  $SO_{j,t-2}$  sú pri j-tom prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy skutočné uhradené náklady za odchýlku strát j-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy subjektu zúčtovania, ktorý za prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy prevzal zodpovednosť za odchýlku v roku t-2 v eurách na jednotku množstva elektriny,
- 4g.  $TPSP_{PS_{2022}}$  sú uhradené náklady j-tému prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy z prebytku tarify za prevádzkovanie systému v roku 2022 v eurách, ako korekcia časti úradom schválených nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny, vynaložených j-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy v roku 2022,
- 4h.  $NSPOT_{j,2023}$  je schválená neuhradená časť z nákladov vynaložených j-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na korekciu ceny elektriny obstaranej

na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách za rok 2022, ktorá bola uhradená z tarify za prevádzkovanie systému v roku  $t = 2023$  a vypočíta sa podľa § 7 ods. 13,

4i.  $PMSE_{HN,t}$  je povolené množstvo strát elektriny pri distribúcií elektriny v jednotkách množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni, vypočíta sa podľa odseku 4,

d)  $FDS_{HN,t}$  je faktor strát pri distribúcii elektriny na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni na rok  $t$  v eurách, ktorý sa prvýkrát uplatní v roku  $t = 2026$  a vypočíta podľa vzorca

$$FDS_{HN,t} = CSHD_{HN,t-2} \times (VystE_{HN,t-2} - VystES_{HN,t-2}) + PCSES_{t-2} \times (PMSES_{HN,t-2} - PMSE_{HN,t-2}),$$

kde

1.  $CSHD_{HN,t-2}$  je cena za straty pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny príslušnej napäťovej úrovne v roku  $t-2$ ,
  2.  $VystE_{HN,t-2}$  je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne v roku  $t-2$ ,
  3.  $VystES_{HN,t-2}$  je celkové skutočné množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne v roku  $t-2$ ,
  4.  $PCSES_{t-2}$  je určená cena elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t-2$ ,
  5.  $PMSE_{HN,t-2}$  je povolené množstvo strát elektriny pri distribúcií elektriny v jednotkách množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku  $t-2$ ,
  6.  $PMSES_{HN,t-2}$  je skutočné množstvo strát elektriny v jednotkách množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku  $t-2$ ,
- e)  $kNDS_t$  je koeficient zahrnutia nákladov na straty pri distribúcii elektriny zahrnutých do tarify za prevádzkovanie systému na rok  $t = 2023$  s hodnotou 1 a pre rok  $t = 2024$  a nasledujúce roky v rozsahu 0 až 1.

(4) Povolené množstvo strát elektriny pri distribúcií elektriny  $PMSE_{HN,t}$  v jednotkách množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku  $t$  sa vypočíta podľa vzorca

$$PMSE_{HN,t} = VstE_{HN,t} \times \frac{PPSC_{HN,t}}{100\%} \times \prod_{n=2023}^t \left(1 - \frac{XS_{HN,t}}{100\%}\right),$$

kde

- a)  $VstE_{HN,t}$  je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne v roku  $t$  cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne, zo všetkých zariadení na výrobu elektriny pripojených na príslušnú napäťovú úroveň, z prítokov elektriny zo susedných distribučných sústav, z dovozov elektriny zo susedných elektrizačných sústav a z prítokov elektriny prepravenej cez miestne distribučné sústavy pripojené do distribučnej sústavy regulovaného subjektu, vypočítané ako ročný priemer zo súčtu skutočného príslušného množstva elektriny za roky  $t-3$  a  $t-2$  a očakávaného príslušného množstva za rok  $t-1$ ,
- b)  $PPSC_{HN,t}$  je hodnota počiatočného percenta celkových strát pri distribúcii elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v percentách na rok  $t$  určená podľa odseku 5,
- c)  $XS_{HN,n}$  je faktor efektivity strát elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v percentách; na roky  $t$

= 2023 až  $t = 2027$  sa určí podľa odseku 6.

(5) Hodnota počiatocného percenta celkových strát pri distribúcii elektriny  $PPSC_{HN,t}$  na príslušnej napäťovej úrovni v percentách na rok  $t$ , ktorá sa úradom určí na základe technických údajov a prevádzkových údajov predložených prevádzkovateľmi regionálnych distribučných sústav úradu najneskôr do 31. mája roku  $t-2$ , pričom prvýkrát sa použije od roku  $t = 2026$  a bude zverejnená na webovom sídle úradu, najneskôr do 30. júna roku  $t-2$ , podľa § 10 písm. f) bodu 20 zákona o regulácii. Ak úrad v určenom termíne nezverejní hodnotu počiatocného percenta celkových strát pri distribúcii elektriny  $PPSC_{HN,t}$  na príslušnej napäťovej úrovni v percentách, na rok  $t$  platí posledná zverejnená hodnota. Pre roky  $t = 2023$ ,  $t = 2024$  a  $t = 2025$  sa hodnota počiatocného percenta celkových strát pri distribúcii elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v percentách  $PPSC_{HN,t}$  určuje takto:

Pre napäťovú úroveň:	$PPSC_{HN,t}$ pre roky $t = 2023$ , $t = 2024$ a $t = 2025$
veľmi vysokého napätia	0,875 %
vysokého napätia	3,475 %
nízkeho napätia	10,185 %

(6) Hodnota faktora efektívnosti strát  $XS_{HN,t}$  na príslušnej napäťovej úrovni v percentách na roky  $t = 2023$  a nasledujúce roky sa pre regionálne distribučné sústavy určuje takto:

Pre napäťovú úroveň:	$XS_{HN,t}$
veľmi vysokého napätia	0,075 %
vysokého napätia	0,75 %
nízkeho napätia	1,5 %

**Cenová regulácia prístupu do distribučnej sústavy a distribúcie elektriny prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy, postup a podmienky uplatňovania cien a niektoré podmienky vykonávania regulovaných činností**

**§ 27**

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 22 a § 28 sa vzťahuje na prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy a vykonáva sa určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny a tarify za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú:

- a) návrh cien alebo sadzieb za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy vrátane ich štruktúry na rok  $t$ , ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou vrátane podmienok ich pridelenia,
- b) údaje potrebné na preverenie cien za rok  $t-2$ , najmä skutočný objem distribúcie elektriny, počet odberných miest v členení podľa jednotlivých sadzieb,
- c) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť na rok  $t$  až  $t+2$ ,
- d) výpočty a údaje podľa § 25 a 26 týkajúce sa prístupu do distribučnej sústavy a distribúcie

elektriny prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy a uplatňovania tarify za systémové služby a tarify za prevádzkovanie sústavy,

- e) podklady podľa prílohy č. 10,
- f) údaje o plánovaných nákladoch a skutočných nákladoch podľa § 4 ods. 1 písm. o) projektu výskumu a vývoja podľa prílohy č. 5,
- g) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 sa predkladajú v listinnej podobe a podklady podľa odseku 2 písm. a), b) a d) sa predkladajú aj v elektronickej podobe do elektronickej schránky. Vyplnené tabuľky podľa prílohy č. 10 sa predkladajú v elektronickej podobe vo formáte, ktorý zachováva úplnú funkčnosť tabuľkového editora.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia, podľa § 17 ods. 1 a 2 zákona o regulácii.

(5) V roku  $t$  môže regulovaný subjekt použiť tarify za distribúciu elektriny prevádzkovateľa distribučnej sústavy, do ktorej je pripojený, vrátane podmienok pridelenia jednotlivých taríf (ďalej len „prevzaté tarify“). Ak regulovaný subjekt nepoužije v roku  $t-1$  prevzaté tarify za distribúciu elektriny, môže použiť prevzaté tarify v roku  $t$  len vtedy, ak preukáže, že za roky  $t-2$  a  $t-1$  mu nevznikne prebytok výnosov za distribúciu elektriny PV, ktorý sa vypočíta podľa vzorca

a) za rok  $t-2$

$$PV_{t-2} = (STRD_{t-2} - TRD_{t-2}) - (SEONV_{t-2} - EONV_{t-2} + SEONE_{t-2} - EONE_{t-2}) - 0,090194 \times (SME_{t-2} - ME_{t-2}),$$

kde

1.  $STRD_{t-2}$  sú očakávané schválené alebo určené výnosy za distribúciu elektriny v roku  $t-2$  v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny,
2.  $TRD_{t-2}$  sú schválené alebo určené plánované výnosy za distribúciu elektriny v roku  $t-2$  v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny,
3.  $SEONV_{t-2}$  sú očakávané schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku  $t-2$  v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a ekonomicky oprávnených nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
4.  $EONV_{t-2}$  sú schválené alebo určené plánované ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku  $t-2$  v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a ekonomicky oprávnených nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
5.  $SEONE_{t-2}$  sú očakávané schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku  $t-2$  v eurách, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny a straty elektriny pri distribúcii od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
6.  $EONE_{t-2}$  sú schválené alebo určené plánované ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku  $t-2$  v eurách, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny a straty elektriny pri distribúcii od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,

7.  $SME_{t-2}$  je skutočná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku používaného len na distribúciu elektriny k 31. decembru roku t-2 v eurách,
8.  $ME_{t-2}$  je očakávaná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku používaného len na distribúciu elektriny k 31. decembru roku t-2 v eurách,

b) za rok t-1

$$PV_{t-1} = (STRD_{t-1} - TRD_{t-1}) - (SEONV_{t-1} - EONV_{t-1} + SEONE_{t-1} - EONE_{t-1}) - 0,090194 \times (SME_{t-1} - ME_{t-1}),$$

kde

1.  $STRD_{t-1}$  sú očakávané schválené alebo určené výnosy za distribúciu elektriny v roku t-1 v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny,
2.  $TRD_{t-1}$  sú schválené alebo určené plánované výnosy za distribúciu elektriny v roku t-1 v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny,
3.  $SEONV_{t-1}$  sú očakávané schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku t-1 v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a ekonomicky oprávnených nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
4.  $EONV_{t-1}$  sú schválené alebo určené plánované ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku t-1 v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a ekonomicky oprávnených nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
5.  $SEONE_{t-1}$  sú očakávané schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku t-1 v eurách, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny a straty elektriny pri distribúcii od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
6.  $EONE_{t-1}$  sú schválené alebo určené plánované ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku t-1 v eurách, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny a straty elektriny pri distribúcii od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
7.  $SME_{t-1}$  je skutočná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku používaného len na distribúciu elektriny k 31. decembru roku t-1 v eurách,
8.  $ME_{t-1}$  je očakávaná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku používaného len na distribúciu elektriny k 31. decembru roku t-1 v eurách.

(6) Suma finančných prostriedkov vo výške súčtu  $PV_{t-2}$  a  $PV_{t-1}$  podľa odseku 5 sa rozdelí medzi odberateľov elektriny pomerne podľa sumy zaplatenej za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny za roky t-2 a t-1.

(7) Ak regulovaný subjekt nepoužije prevzaté tarify podľa odseku 5, maximálna cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny a tarifa za straty pri distribúcii elektriny na rok t sa určí podľa § 28.

(8) Návrh ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny podľa odseku 5 obsahuje identifikačné údaje regulovaného subjektu, identifikačné údaje prevádzkovateľa

distribučnej sústavy, ktorého tarify preberá, prevzaté tarify, ktoré regulovaný subjekt uplatňuje jednotlivým skupinám odberateľov elektriny, vrátane podmienok priznania jednotlivých taríf a údaje podľa prílohy č. 10 tabuľky č. 8.

(9) Maximálna cena  $A_t$  určená podľa § 28 ods. 1 sa rozpočíta do taríf jednotlivých sadzieb za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny tak, že vážený priemer taríf týchto sadzieb neprekročí maximálnu cenu  $A_t$ . Sadzba za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny sa skladá z tarify za rezervovanú kapacitu a z tarify za distribuovanú elektrinu. V návrhu taríf týchto sadzieb sa zohľadní napäťová úroveň sadzby.

(10) Za regulovaný subjekt, ktorý predloží vlastný návrh ceny, sa najneskôr do 30. apríla roku t oznamuje

- a) množstvo elektriny distribuovanej oprávneným odberateľom elektriny s vlastnou distribučnou sústavou v jednotkách množstva elektriny v roku t-1,
- b) množstvo elektriny dodanej odberateľom elektriny v domácnosti na vlastnej časti vymedzeného územia z vlastnej výroby elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t-1,
- c) množstvo elektriny vyrobenej vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny a dodanej priamo odberateľom elektriny bez použitia prenosovej sústavy alebo distribučnej sústavy iného prevádzkovateľa distribučnej sústavy v jednotkách množstva elektriny v roku t-1,
- d) vlastná spotreba elektriny vyrobenej vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny, zníženej o objem vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t-1,
- e) skutočné náklady za distribúciu elektriny v eurách v roku t-1.

(11) Na reguláciu ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny napäťová úroveň veľmi vysokého napätia zahŕňa sústavu veľmi vysokého napätia, napäťová úroveň vysokého napätia zahŕňa sústavu vysokého napätia vrátane transformácie veľmi vysokého napätia na vysoké napätie a napäťová úroveň nízkeho napätia zahŕňa sústavu nízkeho napätia vrátane transformácie vysokého napätia na nízke napätie.

(12) Podiel výnosov z platieb za rezerváciu kapacity a celkových výnosov za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny okrem výnosov za straty elektriny pri distribúcii elektriny sa určuje maximálne vo výške 0,8. Medziročná zmena podielu výnosov z platieb za rezervovanú kapacitu a celkových výnosov za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny okrem výnosov za straty elektriny pri distribúcii elektriny na rok t sa určuje maximálne vo výške 3 % z povolenej hodnoty podielu výnosov z platieb za rezerváciu kapacity a celkových výnosov za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny okrem výnosov za straty elektriny pri distribúcii elektriny v roku t-1.

(13) Užívateľ miestnej distribučnej sústavy uhrádza platbu za prístup do distribučnej sústavy v odbernom mieste a odovzdávacom mieste súčasne v jednom mieste pripojenia do miestnej distribučnej sústavy prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy za rezervovanú kapacitu, ak je

- a) dohodnutá rezervovaná kapacita v odbernom mieste vyššia ako rezervovaná kapacita v odovzdávacom mieste, užívateľ uhrádza platbu za dohodnutú rezervovanú kapacitu v odbernom mieste podľa cenového rozhodnutia úradu za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok t pre príslušného prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy na mesačnej báze a platbu za distribuovanú elektrinu v odbernom mieste na mesačnej báze,
- b) dohodnutá rezervovaná kapacita v odbernom mieste menšia ako rezervovaná kapacita v odovzdávacom mieste, užívateľ uhrádza platbu za rezervovanú kapacitu v odovzdávacom mieste určenú podľa odseku 16 písm. a) alebo odseku 16 písm. b) prvého bodu, vo výške tarify



za dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia úradu za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok  $t$  pre príslušného prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená a platbu za distribuovanú elektrinu v odbernom mieste na mesačnej báze.

(14) Ak užívateľ miestnej distribučnej sústavy v odbernom mieste a odovzdávacom mieste súčasne v jednom mieste pripojenia do miestnej distribučnej sústavy prevádzkuje zariadenie na výrobu elektriny z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW, alebo dodáva elektrinu do sústavy pri prevádzke dopravných prostriedkov elektrickej trakcie, alebo odoberá alebo dodáva elektrinu výlučne na poskytovanie podporných služieb, a ktorý má certifikované zariadenie na poskytovanie podporných služieb a doloží možnosť poskytovania podporných služieb, neuhrádza prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy platbu za prístup do distribučnej sústavy podľa odseku 13, ak doloží prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy potvrdenie od prevádzkovateľa prenosovej sústavy o poskytnutí podporných služieb za predchádzajúci mesiac, najneskôr do piateho dňa nasledujúceho mesiaca. Ak toto potvrdenie prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy užívateľ regionálnej distribučnej sústavy v uvedenej lehote nedoručí, prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy im vyfakturuje dohodnutú rezervovanú kapacitu za príslušný mesiac.

(15) Maximálna rezervovaná kapacita v odovzdávacom mieste je ustanovená v osobitnom predpise.<sup>38)</sup>

(16) Rezervovaná kapacita v odovzdávacom mieste v miestnej distribučnej sústave sa užívateľmi sústavy neobjednáva a je 15 % z

- a) maximálnej rezervovanej kapacity dohodnutej v zmluve o pripojení elektroenergetického zariadenia do distribučnej sústavy alebo
- b) hodnoty celkového inštalovaného výkonu elektroenergetického zariadenia, ak elektroenergetické zariadenie nemá uzatvorenú zmluvu o pripojení elektroenergetického zariadenia do regionálnej distribučnej sústavy.

(17) Užívateľ sústavy uhrádza platbu za prístup do distribučnej sústavy za odovzdávacie miesto v distribučnej sústave prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy za rezervovanú kapacitu v odovzdávacom mieste, určenej podľa odseku 16 písm. a) alebo písm. b), vo výške tarify za dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu podľa účinného cenového rozhodnutia úradu za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok  $t$  pre príslušného prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená. Výrobca elektriny si neobjednáva rezervovanú kapacitu.

(18) Ak je miestna distribučná sústava pripojená do prenosovej sústavy, platba za prístup do prenosovej sústavy sa uhrádza prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy výrobcom elektriny pripojeným do miestnej distribučnej sústavy vo výške podľa § 15 ods. 8 z hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity dohodnutej v zmluve o pripojení zariadenia na výrobu elektriny do distribučnej sústavy alebo z hodnoty výšky inštalovaného činného výkonu zariadenia na výrobu elektriny; ak pre zariadenie na výrobu elektriny nie je uzatvorená zmluva o pripojení zariadenia na výrobu elektriny do distribučnej sústavy, platba za prístup do prenosovej sústavy sa uhrádza vo výške tarify za rezervovanú kapacitu podľa účinného cenového rozhodnutia úradu za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny na rok  $t$  pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená. Výrobca elektriny si neobjednáva rezervovanú kapacitu.

(19) Rezervovaná kapacita v odbernom mieste na napäťovej úrovni nízkeho napätia je maximálna rezervovaná kapacita určená amperickou hodnotou ističa pred elektromerom alebo prepočítaná kilowattová hodnota maximálnej rezervovanej kapacity na prúd v ampéroch dohodnutá v zmluve o pripojení do distribučnej sústavy alebo určená v pripojovacích

podmienkach; pre odberné miesta vybavené určeným meradlom s meraním štvrťhodinového činného výkonu s mesačným odpočtom môže byť rezervovaná kapacita zmluvne dohodnutá a môže byť nižšia, ako je hodnota kapacity zodpovedajúca amperickej hodnote hlavného ističa.

(20) Ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny a ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny sa určujú pri základnom zabezpečení pripojenia odberateľa elektriny štandardným pripojením.

(21) Za štandardné pripojenie užívateľa sústavy sa považuje pripojenie jedným napájacím vedením podľa technických podmienok prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy. Pri pripojení odberateľa elektriny s osobitnými nárokmi na spôsob zabezpečenia distribúcie elektriny, napríklad cez ďalšie napájacie vedenie, sa cena za prístup do miestnej distribučnej sústavy určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu, ktorá je dohodnutá pre ďalšie napájacie vedenie, podľa cenového rozhodnutia na rok t. Odberateľ elektriny sústavy si určuje, ktoré napájacie vedenie je štandardné a ktoré je ďalšie napájacie vedenie, a to na obdobie kalendárneho roka.

(22) Pri distribúcii elektriny cez ďalšie napájacie vedenie na základe požiadavky odberateľa elektriny v príslušnom mesiaci sa cena za prístup do miestnej distribučnej sústavy určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu pre napäťovú úroveň, do ktorej je ďalšie napájacie vedenie pripojené, a cena za distribúciu elektriny sa určuje vo výške 100 % z tarify za distribúciu elektriny pre napäťovú úroveň, do ktorej je ďalšie napájacie vedenie pripojené a cena za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny za štandardné pripojenie tým nie je dotknutá. Za nadštandardnú distribúciu elektriny sa nepovažuje pripojenie užívateľa sústavy k miestnej distribučnej sústave zaslučovaním.

## § 28

(1) Maximálna cena za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny  $A_t$  v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t okrem strát elektriny pri distribúcii elektriny sa pre regulovaný subjekt, ktorý predkladá vlastný návrh ceny, vypočíta podľa vzorca

$$A_t = \frac{EONV_t + EONE_t - 0,5 \times PVD_{t-2}}{QD_t + QS_t + QSDS_t} + PZ_t - KA_t,$$

kde

- $EONV_t$  sú schválené alebo určené plánované ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku t v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a plánovaných nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
- $EONE_t$  sú schválené alebo určené plánované ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku t v eurách, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny vrátane strát elektriny pri distribúcii elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
- $QD_t$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu koncovými odberateľmi elektriny,
- $QS_t$  je plánované množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom okrem vlastnej spotreby pri distribúcii elektriny a vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t,
- $QSDS_t$  je plánované množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu pri distribúcii elektriny regulovaného subjektu v jednotkách množstva

elektriny v roku t,

- f)  $PZ_t$  je plánovaný maximálny primeraný zisk na rok t v eurách vo výške najviac 6,23 eura na jednotku množstva distribuovanej elektriny vypočítaný podľa vzorca

$$PZ_t = ZZ_t + 0,090194 \times \frac{ME_t}{QD_t + QS_t + QSDS_t},$$

kde

1.  $ZZ_t$  je schválená alebo určená základná výška zisku v rozsahu 0 až 2,77 eura na jednotku množstva elektriny v roku t,
  2.  $ME_t$  je očakávaná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku používaného len na distribúciu elektriny k 31. decembru roku t-1 v eurách,
  3.  $QD_t$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu koncovými odberateľmi elektriny,
  4.  $QS_t$  je plánované množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom okrem vlastnej spotreby pri distribúcii elektriny a vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t,
  5.  $QSDS_t$  je plánované množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu pri distribúcii elektriny regulovaného subjektu v jednotkách množstva elektriny v roku t,
- g)  $PVD_{t-2}$  je celkový skutočný objem výnosov v roku t-2 v eurách nesúvisiacich s vykonávaním regulovanej činnosti využívaním prevádzkových aktív nevyhnutne využívaných na distribúciu elektriny, ktoré sa zohľadnia pri návrhu ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v roku t,
- h)  $KA_t$  je faktor vyrovnaní maximálnej ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t zohľadňujúci skutočnosť za rok t-2 a vypočíta sa podľa vzorca

$$KA_t = \frac{(STRD_{t-2} - TRD_{t-2}) - (SEONV_{t-2} - EONV_{t-2} + SEONE_{t-2} - EONE_{t-2}) - 0,90194 \times (SME_{t-2} - ME_{t-2})}{QD_t + QS_t + QSDS_t},$$

kde

1.  $SEONV_{t-2}$  sú skutočné schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady v eurách na distribúciu elektriny v roku t-2 okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a ekonomicky oprávnených nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
2.  $EONV_{t-2}$  sú schválené alebo určené plánované ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku t-2 v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a ekonomicky oprávnených nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
3.  $SEONE_{t-2}$  sú skutočné schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku t-2 v eurách, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny a straty elektriny pri distribúcii od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
4.  $EONE_{t-2}$  sú schválené alebo určené plánované ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v roku t-2 v eurách, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny a straty elektriny pri distribúcii od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je

regulovaný subjekt pripojený,

5.  $SME_{t-2}$  je skutočná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku používaného len na distribúciu elektriny k 31. decembru roku  $t-2$  v eurách,
6.  $ME_{t-2}$  je očakávaná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku používaného len na distribúciu elektriny k 31. decembru roku  $t-2$  v eurách,
7.  $STRD_{t-2}$  sú skutočné schválené alebo určené výnosy za distribúciu elektriny v roku  $t-2$  v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny,
8.  $TRD_{t-2}$  sú schválené alebo určené plánované výnosy za distribúciu elektriny v roku  $t-2$  v eurách okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny,
9.  $QD_t$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku  $t$ , odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu koncovými odberateľmi elektriny,
10.  $QS_t$  je plánované množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom okrem vlastnej spotreby pri distribúcii elektriny a vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku  $t$ ,
11.  $QSDS_t$  je plánované množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu pri distribúcii elektriny regulovaného subjektu v jednotkách množstva elektriny v roku  $t$ .

(2) Tarifa za straty elektriny pri distribúcii elektriny  $CSD_{HN,t}$  v eurách na jednotku množstva elektriny sa v roku  $t$  vypočíta postupným výpočtom na jednotlivých napäťových úrovniach začínajúcim od napäťovej úrovne, do ktorej je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená, podľa vzorca

$$CSD_{HN,t} = \frac{VVSD_{HN,t}}{VystE_{HN,t}},$$

kde

- a)  $VVSD_{HN,t}$  sú náklady za straty pri distribúcii elektriny v eurách priradené príslušnej napäťovej úrovni vypočítané podľa odseku 3,
- b)  $VystE_{HN,t}$  je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne v roku  $t$  vypočítané podľa vzorca

$$VystE_{HN,t} = VystEO_{HN,t} + VystETR_{HN,t},$$

kde

1.  $VystEO_{HN,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  distribuované na príslušnej napäťovej úrovni koncovým odberateľom elektriny, pre vlastnú spotrebu elektriny prevádzkovateľa sústavy regulovaného subjektu a ostatnú spotrebu elektriny prevádzkovateľa sústavy regulovaného subjektu,
2.  $VystETR_{HN,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne do transformácie na nižšiu napäťovú úroveň.

(3) Náklady za straty elektriny pri distribúcii elektriny priradené príslušnej napäťovej úrovni  $VVSD_{HN,t}$  v roku  $t$  v eurách zložené z alikvotnej časti nákladov za straty elektriny pri distribúcii

elektriny priradených z vyššej napäťovej úrovne a nákladov za straty elektriny pri distribúcii vlastnej napäťovej úrovne sa vypočítajú podľa vzorca

$$VVSD_{HN,t} = CSD_{HN+1,t} \times VystETR_{HN+1,t} + CSHD_{HN,t} \times VystE_{HN,t},$$

kde

- $CSD_{HN+1,t}$  je tarifa za straty elektriny 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, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená, sa tarifa za straty elektriny na vyššej napäťovej úrovni v eurách na jednotku množstva elektriny v roku  $t$   $CSD_{HN+1,t}$  rovná 0,
- $VystETR_{HN+1,t}$  je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok  $t$  vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne do transformácie na nižšiu napäťovú úroveň,
- $CSHD_{HN,t}$  je cena za straty elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny príslušnej napäťovej úrovne v roku  $t$  podľa odseku 4.

(4) Cena za straty pri distribúcii elektriny na príslušnej napäťovej úrovni  $CSHD_{HN,t}$  v eurách na jednotku množstva elektriny v roku  $t$  sa vypočíta podľa vzorca

$$CSHD_{HN,t} = PCSES_t \times \frac{PMSE_{HN,t}}{VystE_{HN,t}},$$

kde

- $PCSES_t$  je určená cena elektriny na pokrytie strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  vypočítaná podľa vzorca

$$PCSES_t = CE_{PXE,t} \times \left( 1 + \frac{k_t}{100\%} \right) + O_t,$$

kde

- $CE_{PXE,t}$  je aritmetický priemer denných cien oficiálneho kurzového lístka zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle, produktu F PXE SK BL Cal-t v eurách na jednotku množstva elektriny pre roky  $t = 2023$  a  $t = 2024$  je obdobie od 1. januára roku  $t-1$  do 30. júna roku  $t-1$ , a pre rok  $t = 2025$  a nasledujúce roky je obdobie od 1. júla roku  $t-2$  do 30. júna roku  $t-1$ ,
  - $k_t$  je koeficient na rok  $t$  v percentách určený cenovým rozhodnutím v rozsahu najviac 10 % pre roky  $t = 2023$  a  $t = 2024$  a pre rok  $t = 2025$  a nasledujúce roky 7 % v závislosti od plánovaného diagramu strát elektriny pri distribúcii elektriny na rok  $t$ ,
  - $O_t$  sú určené plánované náklady regulovaného subjektu na odchýlku súvisiace s diagramom strát elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$ ,
- $PMSE_{HN,t}$  je povolené množstvo strát elektriny v jednotkách množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku  $t$  vypočítané podľa odseku 5.

(5) Povolené množstvo strát elektriny  $PMSE_{HN,t}$  v jednotkách množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku  $t$  sa vypočíta podľa vzorca

$$PMSE_{HN,t} = VstE_{HN,t} \times \frac{PPSC_{HN}}{100\%},$$

kde

- a)  $VstE_{HN,t}$  je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne v roku  $t$  z nadradenej distribučnej sústavy, cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne, zo všetkých zdrojov elektriny pripojených na danú napäťovú úroveň, z prítokov elektriny z iných miestnych distribučných sústav,
- b)  $PPSC_{HN}$  je hodnota percenta strát pri distribúcii elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v závislosti od napäťovej úrovne pripojenia miestnej distribučnej sústavy
1. ak je sústava pripojená na úrovni veľmi vysokého napätia, je najviac
    - 1a. 0,1 % na napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia,
    - 1b. 2,2 % na napäťovej úrovni vysokého napätia,
    - 1c. 5 % na napäťovej úrovni nízkeho napätia,
  2. ak je sústava pripojená na napäťovej úrovni vysokého napätia, je najviac
    - 2a. 2 % na napäťovej úrovni vysokého napätia,
    - 2b. 5 % na napäťovej úrovni nízkeho napätia,
  3. ak je sústava pripojená na napäťovej úrovni nízkeho napätia, je najviac 1 % na napäťovej úrovni nízkeho napätia.

(6) Hodnota percenta strát elektriny pri distribúcii elektriny na príslušnej napäťovej úrovni  $PPSC_{HN}$  sa pre miestnu distribučnú sústavu, ktorá je porovnateľná s regionálnou distribučnou sústavou, určí individuálne.

(7) Ak regulovaný subjekt nemá schválenú alebo určenú maximálnu cenu za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny  $A_t$  v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  podľa odseku 1, faktor vyrovnanja maximálnej ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny  $KA_t$  v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$  zohľadňujúci skutočnosť za rok  $t-2$  sa rovná 0.

### **Cenová regulácia pripojenia do sústavy a niektoré podmienky vykonávania regulovaných činností**

#### **§ 29**

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 4 a § 30 až 35 sa vzťahuje na pripojenie odberného miesta a odovzdávacieho miesta do sústavy.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú:

- a) návrh cien za pripojenie pri pripojení do distribučnej sústavy vrátane ich štruktúry na rok  $t$ , ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou, vrátane podmienok ich pridelenia,
- b) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť na rok  $t$  až  $t+2$ ,
- c) výpočty a údaje podľa § 30 až 34, ktoré sa týkajú pripojenia odberných a odovzdávacích miest účastníkov trhu s elektrinou do sústavy,
- d) údaje potrebné na určenie ceny za pripojenie podľa prílohy č. 11,
- e) údaje o plánovaných nákladoch a skutočných nákladoch podľa § 4 ods. 1 písm. o) projektu výskumu a vývoja podľa prílohy č. 5,
- f) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 sa predkladajú v listinnej podobe a podklady podľa odseku 2 písm. a) a c) sa predkladajú aj v elektronickej podobe do elektronickej schránky. Vyplnené tabuľky podľa prílohy č. 11 sa predkladajú v elektronickej podobe vo formáte, ktorý zachováva úplnú funkčnosť tabuľkového editora.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia, podľa § 17 ods. 1 a 2 zákona o regulácii.

### § 30

#### **Cenová regulácia pripojenia do prenosovej sústavy**

(1) Elektroenergetické zariadenie prevádzkovateľa distribučnej sústavy je možné pripojiť do prenosovej sústavy po splnení technických podmienok a obchodných podmienok prevádzkovateľa prenosovej sústavy tak, aby bola zachovaná bezpečnosť, spoľahlivosť a stabilita prevádzky prenosovej sústavy. Deliace miesto medzi technologickými zariadeniami prenosovej sústavy a elektroenergetickými zariadeniami distribučnej sústavy sa určuje prevádzkovateľom prenosovej sústavy.

(2) Náklady vyvolané 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 sa rozdeľujú medzi príslušných prevádzkovateľov sústav takto:

- a) podiel prevádzkovateľa prenosovej sústavy je 50 % nákladov,
- b) podiel prevádzkovateľa distribučnej sústavy je 50 % nákladov.

(3) Náklady vyvolané u prevádzkovateľa prenosovej sústavy pripojením elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy, na základe žiadosti prevádzkovateľa distribučnej sústavy, ktoré nie je prevádzkované v základnom zapojení sústavy, sú považované za náklady na pripojenie prevádzkovateľa distribučnej sústavy s osobitnými nárokmi na spôsob zabezpečenia prenosu elektriny a sú v plnej sume hradené prevádzkovateľom distribučnej sústavy.

(4) Náklady podľa odsekov 2 a 3 zahŕňajú

- a) náklady súvisiace s obstaraním elektroenergetického zariadenia vrátane jeho dopravy na určené miesto,
- b) náklady súvisiace s obstaraním automatických hasiacich zariadení,
- c) náklady súvisiace s obstaraním riadiaceho systému,
- d) náklady na montáž,
- e) iné náklady súvisiace s prípravou, projektovaním a výstavbou elektroenergetického zariadenia a vyvolanými úpravami elektroenergetických zariadení prenosovej sústavy.

(5) Výška nákladov vyvolaných u prevádzkovateľa prenosovej sústavy sa určuje na základe nákladov podľa odseku 4, a to od miesta pripojenia elektroenergetických zariadení prevádzkovateľa distribučnej sústavy k technologickým zariadeniam prenosovej sústavy až do miesta požadovaného dispozičného príkonu v prenosovej sústave. Elektroenergetické zariadenie patriace k prenosovej sústave sa vybuduje prevádzkovateľom prenosovej sústavy podľa technických podmienok. Elektroenergetické zariadenia patriace k distribučnej sústave sa vybudujú prevádzkovateľom distribučnej sústavy podľa technických podmienok.

(6) Elektroenergetické zariadenie alebo odberné elektrické zariadenie výrobcu elektriny, prevádzkovateľa zariadenie na uskladňovanie elektriny alebo koncového odberateľa elektriny (ďalej

len „žadateľ“) je možné pripojiť do prenosovej sústavy po splnení technických podmienok a obchodných podmienok prevádzkovateľa prenosovej sústavy tak, že je zachovaná bezpečnosť, spoľahlivosť a stabilita prevádzky prenosovej sústavy. Deliace miesto medzi technologickými zariadeniami prenosovej sústavy a odbernými elektrickými zariadeniami alebo elektroenergetickými zariadeniami žiadateľa sa určuje prevádzkovateľom prenosovej sústavy.

(7) Preukázané skutočné náklady vyvolané u prevádzkovateľa prenosovej sústavy žiadosťou žiadateľa o pripojenie, zabezpečenie požadovaného príkonu nových elektroenergetických zariadení alebo úpravy existujúcich elektroenergetických zariadení prevádzkovateľa prenosovej sústavy sa uhrádzajú žiadateľom.

(8) Výška nákladov vyvolaných u prevádzkovateľa prenosovej sústavy sa určuje na základe nákladov podľa odseku 9 od miesta pripojenia elektroenergetických zariadení alebo odberných elektrických zariadení žiadateľa k technologickým zariadeniam prenosovej sústavy až do miesta požadovaného dispozičného príkonu v prenosovej sústave.

(9) Náklady vyvolané u prevádzkovateľa prenosovej sústavy podľa odseku 8 zahŕňajú

- a) náklady súvisiace s obstaraním elektroenergetického zariadenia vrátane jeho dopravy na určené miesto,
- b) náklady súvisiace s obstaraním automatických hasiacich zariadení,
- c) náklady súvisiace s obstaraním riadiaceho systému,
- d) náklady na montáž,
- e) iné náklady súvisiace s prípravou, projektovaním a výstavbou elektroenergetického zariadenia a vyvolanými úpravami elektroenergetických zariadení prenosovej sústavy.

(10) Elektroenergetické zariadenie patriace do prenosovej sústavy sa vybuduje prevádzkovateľom prenosovej sústavy podľa technických podmienok prevádzkovateľa prenosovej sústavy.

(11) Na cenovú reguláciu pripojenia do prenosovej sústavy sa za nové pripojenie odberného miesta alebo odovzdávacieho miesta do prenosovej sústavy nepovažuje odpojenie odberného miesta alebo odovzdávacieho miesta od prenosovej sústavy a jeho opätovné pripojenie do prenosovej sústavy počas platnosti zmluvy o pripojení z dôvodu modernizácie alebo úpravy elektroenergetických zariadení používaných na prenos elektriny do tohto odberného miesta alebo odovzdávacieho miesta. Výpočet ceny za opätovné pripojenie odberného miesta alebo odovzdávacieho miesta do prenosovej sústavy sa použije primerane a môže zohľadňovať len zvýšenie technického dimenzovania pripojenia odberného miesta alebo odovzdávacieho miesta.

(12) Na účel cenovej regulácie pripojenia do prenosovej sústavy sa odpojenie odberného miesta alebo odovzdávacieho miesta od prenosovej sústavy po skončení platnosti zmluvy o pripojení a jeho opätovné pripojenie do prenosovej sústavy považuje za nové pripojenie odberného miesta alebo odovzdávacieho miesta do prenosovej sústavy.

### § 31

#### **Cenová regulácia pripojenia do distribučnej sústavy**

(1) Elektroenergetické zariadenie alebo odberné elektrické zariadenie žiadateľa alebo prevádzkovateľa pripojovanej distribučnej sústavy k distribučnej sústave je možné pripojiť do distribučnej sústavy po splnení technických podmienok a obchodných podmienok prevádzkovateľa distribučnej sústavy tak, že je zachovaná bezpečnosť, spoľahlivosť a stabilita prevádzky distribučnej sústavy. Deliace miesto medzi technologickými zariadeniami distribučnej sústavy a elektroenergetickými zariadeniami alebo odbernými elektrickými zariadeniami žiadateľa sa určí prevádzkovateľom distribučnej sústavy. Ak je žiadateľom o pripojenie do distribučnej sústavy



výrobca elektriny z obnoviteľných zdrojov energie alebo vysoko účinnou kombinovanou výrobou na určenie deliaceho miesta sa použije § 5 ods. 1 zákona o podpore.

(2) Náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy na zabezpečenie maximálnej rezervovanej kapacity budovaním nových elektroenergetických zariadení alebo úpravou existujúcich elektroenergetických zariadení prevádzkovateľa distribučnej sústavy, vyvolané pripojením zariadení žiadateľa, sa zahrnú do výpočtu ceny za pripojenie uhrádzanej žiadateľom pre pripojenie na napäťovej úrovni

- a) od 52 kV vrátane do 110 kV vrátane podľa § 33 ods. 1,
- b) od 1 kV vrátane do 52 kV podľa § 34 ods. 1,
- c) do 1 kV podľa § 35 ods. 1.

(3) Náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy na zabezpečenie požadovanej maximálnej rezervovanej kapacity na pripojenie elektroenergetického zariadenia alebo odberného elektrického zariadenia žiadateľa prostredníctvom odberného miesta alebo odovzdávacieho miesta do distribučnej sústavy zahŕňajú

- a) náklady súvisiace s obstaraním elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy vrátane jeho dopravy na určené miesto,
- b) náklady súvisiace s obstaraním automatických hasiacich zariadení,
- c) náklady súvisiace s obstaraním riadiaceho systému a inteligentným meracím systémom,
- d) náklady na montáž,
- e) iné náklady súvisiace s prípravou, projektovaním, výstavbou a pripojením elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy a náklady od prevádzkovateľa sústavy, do ktorej je regulovaný subjekt pripojený.

(4) Ak žiadateľ požaduje zvýšenie existujúcej maximálnej rezervovanej kapacity v odbernom alebo odovzdávacom mieste, cena za pripojenie za zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity odberného alebo odovzdávacieho miesta sa vypočíta z rozdielu požadovanej a existujúcej maximálnej rezervovanej kapacity v odbernom alebo odovzdávacom mieste.

(5) Ak sa pridelená maximálna rezervovaná kapacita po uplynutí 12 mesiacov od zmluvne dohodnutého termínu nevyužíva aspoň na 50 %, zníži sa na 50 % pôvodne dohodnutej maximálnej rezervovanej kapacity, ak sa žiadateľ s prevádzkovateľom distribučnej sústavy nedohodne inak. Ak sa znížená maximálna rezervovaná kapacita nevyužíva odberateľom elektriny ani ďalších 12 mesiacov po jej znížení prevádzkovateľom distribučnej sústavy, môže sa jednostranne znížiť na skutočne využívanú hodnotu za posledných 12 mesiacov, ak prevádzkovateľ distribučnej sústavy o zmene informuje odberateľa elektriny najneskôr 15 kalendárnych dní vopred, pričom za skutočne využívanú hodnotu sa považuje aj nulová hodnota odberu elektriny. Na základe žiadosti odberateľa elektriny, ktorému bola znížená maximálna rezervovaná kapacita o opätovné pridelenie pôvodnej maximálnej rezervovanej kapacity sa táto kapacita opätovne odberateľovi elektriny, ktorému bola znížená maximálna rezervovaná kapacita bezodplatne prideli. Podmienkou na bezodplatné opätovné pridelenie maximálnej rezervovanej kapacity je predloženie žiadosti o opätovné pridelenie pôvodnej maximálnej rezervovanej kapacity odberateľom elektriny do 12 mesiacov od zníženia maximálnej rezervovanej kapacity podľa prvej vety, ak prevádzkovateľ distribučnej sústavy disponuje dostatočnou kapacitou. Ak prevádzkovateľ distribučnej sústavy nedisponuje dostatočnou kapacitou na zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity, odberateľ elektriny uhrádza cenu za pripojenie. Ak žiadateľ o pripojenie nezačne odberať elektrinu z distribučnej sústavy počas 12 mesiacov, odkedy má možnosť pripojiť sa do distribučnej sústavy, zníži sa maximálna rezervovaná kapacita na úroveň 0 kW.

(6) Úhrada ceny za pripojenie sa od žiadateľa nevyžaduje pri

- a) zmene dodávateľa elektriny bez zvýšenia existujúcej maximálnej rezervovanej kapacity,
- b) zmene existujúceho užívateľa distribučnej sústavy bez zvýšenia existujúcej maximálnej rezervovanej kapacity,
- c) opätovnom pridelení pôvodnej maximálnej rezervovanej kapacity odbernému elektrickému zariadeniu so zohľadnením podmienok podľa odsekov 5 a 7,
- d) prevode zariadenia žiadateľa alebo jeho časti na iný subjekt, ak toto zariadenie je súčasťou sústavy pôvodného vlastníka zariadenia.

(7) Ak žiadateľ požiada o zníženie hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity, pri požiadaní o jej zvýšenie sa uplatní cena za pripojenie za navýšenie maximálnej rezervovanej kapacity.

(8) Cena za pripojenie pre krátkodobé odbery elektriny sa určuje prevádzkovateľom distribučnej sústavy vo výške skutočne vyvolaných nákladov prevádzkovateľa distribučnej sústavy pre pripojenie odberateľa elektriny.

(9) Elektroenergetické zariadenie patriace do distribučnej sústavy sa vybuduje prevádzkovateľom distribučnej sústavy alebo iným subjektom po dohode s prevádzkovateľom distribučnej sústavy v súlade s technickými podmienkami prevádzkovateľa distribučnej sústavy.

(10) Cena za pripojenie sa neuplatní, ak je užívateľ sústavy už pripojený do distribučnej sústavy a táto distribučná sústava je prevzatá iným prevádzkovateľom distribučnej sústavy alebo ak užívateľ sústavy žiada o pripojenie elektroenergetického zariadenia alebo odberného elektrického zariadenia bez zvýšenia hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity v existujúcom odbernom alebo odovzdávacom mieste pripojenom do distribučnej sústavy.

(11) Nadštandardné pripojenie sa poskytuje z napäťovej úrovne vysokého napätia a veľmi vysokého napätia. Cena za nadštandardné pripojenia sa určí podľa spôsobu výpočtu pre štandardné pripojenie. Nadštandardné pripojenie užívateľa sústavy znamená, že elektroenergetické zariadenie alebo odberné elektrické zariadenie žiadateľa je už pripojené do distribučnej sústavy a žiadateľ má zabezpečenú požadovanú maximálnu rezervovanú kapacitu a žiada o pripojenie s osobitnými nárokmi na spôsob zabezpečenia distribúcie elektriny napríklad cez ďalšie napájacie vedenia.

(12) Na cenovú reguláciu pripojenia do distribučnej sústavy sa za nové pripojenie odberného alebo odovzdávacieho miesta do distribučnej sústavy nepovažuje odpojenie existujúceho odberného alebo odovzdávacieho miesta od distribučnej sústavy a jeho opätovné pripojenie do distribučnej sústavy z dôvodu modernizácie alebo úpravy elektroenergetických zariadení používaných na distribúciu elektriny do tohto odberného alebo odovzdávacieho miesta. Výpočet ceny za opätovné pripojenie odberného alebo odovzdávacieho miesta do distribučnej sústavy sa použije primerane a môže zohľadňovať len zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity odberného alebo odovzdávacieho miesta.

(13) Pri pripojení zariadenia na uskladňovanie elektriny v novom odbernom mieste a odovzdávacom mieste sa cena za pripojenie uplatní len za vyššiu z hodnôt maximálnej rezervovanej kapacity pre odber elektriny z distribučnej sústavy a pre dodávku elektriny do distribučnej sústavy. Pri pripojení zariadenia na uskladňovanie elektriny v existujúcom odbernom mieste alebo odovzdávacom mieste sa cena za pripojenie uplatní, len ak požadovaná maximálna rezervovaná kapacita odberu elektriny z distribučnej sústavy alebo dodávku elektriny do distribučnej sústavy je vyššia ako existujúca maximálna rezervovaná kapacita na odber elektriny z distribučnej sústavy alebo dodávku elektriny do distribučnej sústavy. Cena za pripojenie sa vypočíta z rozdielu požadovanej a existujúcej maximálnej rezervovanej kapacity v odbernom alebo odovzdávacom mieste.

**§ 32**

(1) Maximálna cena za pripojenie zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny žiadateľa o pripojenie do distribučnej sústavy, ktorý podpíše zmluvu o pripojení do distribučnej sústavy s prevádzkovateľom distribučnej sústavy po nadobudnutí účinnosti tejto vyhlášky, najneskôr však do 31. decembra 2025 vrátane, a preukáže pripojenie zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny úspešnou funkčnou skúškou najneskôr do dvoch rokov od podpisu zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy, a je určená

- a) na hodnotu 30 % maximálnej ceny za pripojenie na napäťovej úrovni od 52 kV vrátane do 110 kV vrátane vypočítanej podľa § 33,
- b) na hodnotu 30 % maximálnej ceny za pripojenie na napäťovej úrovni od 1 kV vrátane do 52 kV vypočítanej podľa § 34,
- c) na hodnotu 30 % maximálnej ceny za pripojenie na napäťovej úrovni do 1 kV, vypočítanej podľa § 35.

(2) Žiadateľ o pripojenie zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny do distribučnej sústavy spĺňajúci podmienku podpisu zmluvy o pripojení s prevádzkovateľom distribučnej sústavy najneskôr do 31. decembra 2025 uhradí cenu za pripojenie do distribučnej sústavy určenú podľa § 33 až 35. Po splnení podmienky preukázania pripojenia zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny do distribučnej sústavy úspešnou funkčnou skúškou najneskôr do dvoch rokov od podpisu zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy, vráti prevádzkovateľ distribučnej sústavy časť uhradenej ceny za pripojenie žiadateľovi o pripojenie zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny najneskôr do 30 dní od vykonania úspešnej funkčnej skúšky tak, aby konečná cena za pripojenie žiadateľa o pripojenie zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny do distribučnej sústavy bola v súlade s odsekom 1 písm. a) až c).

(3) Maximálna cena za pripojenie zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny žiadateľa o pripojenie do distribučnej sústavy, ktorý podpíše zmluvu o pripojení s prevádzkovateľom distribučnej sústavy po 31. decembri 2025, alebo, ktorý požiada o pripojenie do distribučnej sústavy po 31. decembri 2025 je určená podľa § 33 až 35.

**§ 33**

(1) Maximálna cena za pripojenie  $C_{pVVN}$  pri pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 52 kV vrátane do 110 kV vrátane alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity v distribučnej sústave na napäťovej úrovni od 52 kV vrátane do 110 kV vrátane zahŕňa náklady na výstavbu požadovaného elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy a všetky nevyhnutné úpravy elektroenergetických zariadení v distribučnej sústave na napäťovej úrovni od 52 kV vrátane do 110 kV vrátane a v prenosovej sústave na zabezpečenie požadovanej maximálnej rezervovanej kapacity v eurách, a vypočíta sa podľa vzorca

$$C_{pVVN} = \frac{N_{VVN} \times k_0}{P_D} \times P_{MRK},$$

kde

- a)  $N_{VVN}$  sú celkové náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy súvisiace s výstavbou elektroenergetických zariadení na zabezpečenie požadovanej maximálnej rezervovanej kapacity žiadateľov a súvisiace úpravy v distribučnej sústave a prenosovej sústave za predchádzajúcich

päť kalendárnych rokov v eurách,

- b)  $P_{MRK}$  je maximálna rezervovaná kapacita žiadateľa o pripojenie v kW,
- c)  $P_D$  je disponibilná kapacita na pripojenie v kW vytvorená výstavbou a nevyhnutnými úpravami elektroenergetických zariadení v distribučnej sústave prevádzkovateľa distribučnej sústavy a podiele na výstavbe a nevyhnutných úpravách elektroenergetických zariadení v prenosovej sústave na základe žiadostí žiadateľov o pripojenie do distribučnej sústavy za predchádzajúcich päť kalendárnych rokov,
- d)  $k_0$  je koeficient spoluúčasti žiadateľa o pripojenie do distribučnej sústavy, ktorý je v hodnote 0,5.

(2) Pri požiadavke na zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho užívateľa sústavy sa pre výpočet ceny za pripojenie vypočíta podľa odseku 1 a uplatní sa na rozdiel požadovanej a existujúcej maximálnej rezervovanej kapacity podľa § 31 ods. 4 alebo ods. 13 druhej a tretej vety.

(3) Ak sa za predchádzajúcich päť kalendárnych rokov neuskutočnili pripojenia nových užívateľov sústavy, použije sa na určenie maximálnej ceny za pripojenie výpočet podľa odseku 1, kde

- a)  $P_{MRK}$  je maximálna rezervovaná kapacita žiadateľa o pripojenie v kW,
- b)  $N_{VVN}$  sú celkové náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy na navýšenie maximálnej rezervovanej kapacity pripojenia existujúcich užívateľov sústavy a súvisiace úpravy v distribučnej sústave a prenosovej sústave v eurách.

(4) Ak sa elektroenergetické zariadenie alebo odberné elektrické zariadenie žiadateľa pripája do miestnej distribučnej sústavy alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho užívateľa sústavy v miestnej distribučnej sústave, maximálna cena za pripojenie zahŕňa náklady na pripojenie požadovaného elektroenergetického zariadenia alebo odberného elektrického zariadenia u prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy, maximálnu cenu za pripojenie určenú podľa odseku 1 a vyvolané náklady na pripojenie v prenosovej sústave. Maximálna cena za pripojenie do miestnej distribučnej sústavy, do ktorej je elektroenergetické zariadenie užívateľa sústavy pripojené, sa uhrádza užívateľom sústavy alebo žiadateľom prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy.

(5) Ak žiadateľ o pripojenie zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny, do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 52 kV vrátane do 110 kV vrátane, ktorého zariadenie na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny sa pripája do sústavy cez existujúce odberné miesto, cena za pripojenie tohto zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny sa vypočíta podľa odseku 1 a hodnota maximálnej rezervovanej kapacity žiadateľa o pripojenie  $P_{MRK}$ , na ktorú sa uplatňuje maximálna cena za pripojenie sa rovná rozdielu medzi požadovanou maximálnou rezervovanou kapacitou zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny a hodnotou súčasnej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta. Ak požadovaná hodnota maximálnej rezervovanej kapacity zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny je menšia alebo rovná hodnote doterajšej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta, hodnota maximálnej rezervovanej kapacity  $P_{MRK}$ , na ktorú sa uplatňuje cena za pripojenie je 0.

(6) Ak sa zariadenie na výrobu elektriny alebo zariadenie na uskladňovanie elektriny, ktoré dodáva 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 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 určenú podľa osobitného predpisu.<sup>40)</sup>

(7) Maximálna cena za pripojenie pre prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená, sa uhrádza prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy, do ktorej sa elektroenergetické zariadenie žiadateľa pripája. Maximálna cena za pripojenie sa vypočíta podľa odseku 1.

(8) Maximálna cena za pripojenie do distribučnej sústavy  $C_{pVVN}$  určená podľa odseku 1 v eurách na kilowatt na obdobie od 1. marca roku  $t$  do posledného dňa mesiaca február roku  $t+1$  sa oznamuje úradu najneskôr do konca februára roku  $t$ . Výpočet maximálnej ceny za pripojenie do distribučnej sústavy  $C_{pVVN}$  v eurách na kilowatt na obdobie od 1. marca roku  $t$  do posledného dňa mesiaca február roku  $t+1$  sa prevádzkovateľom distribučnej sústavy predkladá úradu do konca februára roku  $t$ .

(9) Pri uzatváraní zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 52 kV vrátane do 110 kV vrátane pri zmene existujúceho užívateľa distribučnej sústavy bez zvýšenia maximálnej rezervovanej kapacity sa cena za pripojenie neúčtujú. Pri uzatváraní zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 52 kV vrátane do 110 kV vrátane pri zmene existujúceho užívateľa distribučnej sústavy so zvýšením maximálnej rezervovanej kapacity sa cena za pripojenie uhrádza len za rozdiel medzi pôvodnou a požadovanou hodnotou maximálnej rezervovanej kapacity.

### § 34

(1) Maximálna cena za pripojenie  $C_{pVN}$  pri pripojení elektroenergetického zariadenia alebo odberného elektrického zariadenia žiadateľa do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 1 kV vrátane do 52 kV alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity v distribučnej sústave na napäťovej úrovni od 1 kV vrátane do 52 kV zahŕňa náklady na výstavbu požadovaného elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy a všetky nevyhnutné úpravy elektroenergetických zariadení v distribučnej sústave na zabezpečenie požadovanej maximálnej rezervovanej kapacity v eurách, a vypočíta sa podľa vzorca

$$C_{pVN} = \frac{N_{VN} \times k_o}{P_D} \times P_{MRK},$$

kde

- a)  $N_{VN}$  sú celkové náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy súvisiace s pripojením žiadateľov do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 1 kV vrátane do 52 kV v roku  $t-1$  v eurách, ak neboli realizované pripojenia v miestnej distribučnej sústave v roku  $t-1$ , na výpočet sa použijú skutočné hodnoty celkových nákladov prevádzkovateľa distribučnej sústavy súvisiace s pripojením žiadateľov do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 1 kV vrátane do 52 kV v roku  $t$ ,
- b)  $P_D$  je celkový disponibilný výkon v kW vytvorený nevyhnutnými úpravami elektroenergetických zariadení v sústave prevádzkovateľa distribučnej sústavy, na základe žiadostí žiadateľov

o pripojenie na napäťovej úrovni od 1 kV vrátane do 52 kV do distribučnej sústavy v roku  $t-1$ , ak neboli realizované pripojenia v miestnej distribučnej sústave v roku  $t-1$ , na výpočet sa použijú skutočné hodnoty celkového disponibilného výkonu v kilowattoch v roku  $t$ ,

c)  $P_{MRK}$  je maximálna rezervovaná kapacita žiadateľa o pripojenie v kW,

d)  $k_o$  je koeficient spoluúčasti žiadateľa o pripojenie, ktorý je v hodnote 0,5.

(2) Maximálna cena za pripojenie  $C_{pVN}$  určená podľa odseku 1 v eurách na kW na obdobie od 1. marca roku  $t$  do posledného dňa mesiaca február roku  $t+1$  sa oznamuje úradu najneskôr do konca februára roku  $t$ . Výpočet maximálnej ceny za pripojenie  $C_{pVN}$  v eurách na kW na obdobie od 1. marca roku  $t$  do posledného dňa mesiaca február roku  $t+1$  sa prevádzkovateľom distribučnej sústavy predkladá úradu do konca februára roku  $t$ . Vo výpočte maximálnej ceny za pripojenie  $C_{pVN}$  sa môžu znížiť vstupné parametre na zachovanie stability cien v prospech jednotlivých užívateľov sústavy.

(3) V roku  $t$  sa môže pri pripojení do miestnej distribučnej sústavy použiť maximálna cena  $C_{pVN}$  za pripojenie odberateľa elektriny a prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny pri pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 1 kV vrátane do 52 kV prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená. Cena za pripojenie na rok  $t$  sa zvyšuje v porovnaní s cenou za pripojenie na rok  $t-1$  o index  $JPI_t$  za obdobie od júla roku  $t-2$  do júna roku  $t-1$ .

(4) Ak žiadateľ o pripojenie zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny, do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 1 kV vrátane do 52 kV, ktorého zariadenie na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny sa pripája do sústavy cez existujúce odberné miesto, cena za pripojenie tohto zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny sa vypočíta podľa odseku 1 a hodnota maximálnej rezervovanej kapacity žiadateľa o pripojenie  $P_{MRK}$ , na ktorú sa uplatňuje maximálna cena za pripojenie sa rovná rozdielu medzi požadovanou maximálnou rezervovanou kapacitou zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny a hodnotou súčasnej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta. Ak požadovaná hodnota maximálnej rezervovanej kapacity zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny je menšia alebo rovná hodnote doterajšej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta, hodnota maximálnej rezervovanej kapacity  $P_{MRK}$ , na ktorú sa uplatňuje cena za pripojenie je 0.

(5) Ak sa zariadenie na výrobu elektriny výrobcu elektriny alebo zariadenie na uskladňovanie elektriny, ktoré dodáva 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 určenú podľa osobitného predpisu.<sup>40)</sup> Maximálna cena za pripojenie sa určuje podľa odseku 1.

(6) Pri uzatváraní zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 1 kV

vrátane do 52 kV pri zmene existujúceho užívateľa distribučnej sústavy bez zvýšenia maximálnej rezervovanej kapacity sa cena za pripojenie neúčtuje. Pri uzatváraní zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 1 kV vrátane do 52 kV pri zmene existujúceho užívateľa distribučnej sústavy so zvýšením maximálnej rezervovanej kapacity sa cena za pripojenie uhrádza len za rozdiel medzi pôvodnou a požadovanou hodnotou maximálnej rezervovanej kapacity.

### § 35

(1) Maximálna cena za pripojenie odberného elektrického zariadenia odberateľa elektriny alebo odberného elektrického zariadenia a elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny pri pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni do 1 kV alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity v distribučnej sústave na napäťovej úrovni do 1 kV zohľadňuje hodnotu príkonu odberného elektrického zariadenia alebo elektroenergetického zariadenia, výšku investičných nákladov na výstavbu požadovaného elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy a všetky nevyhnutné úpravy elektroenergetických zariadení v miestnej distribučnej sústave alebo v regionálnej distribučnej sústave a je určená pre amperickú hodnotu hlavného istiaceho prvku pred elektromerom cenovým rozhodnutím. Cena za pripojenie na rok  $t$  sa zvyšuje v porovnaní s cenou za pripojenie na rok  $t-1$  o index JPI $t$  za obdobie od júla roku  $t-2$  do júna roku  $t-1$ . V roku  $t$  sa môžu pri pripojení do miestnej distribučnej sústavy použiť ceny za pripojenie odberateľa elektriny a prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny pri pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni do 1 kV prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená. Ak prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy nepoužije ceny podľa predchádzajúcej vety, maximálna cena za pripojenie  $C_{pNN}$  odberateľa elektriny alebo prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny pri pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni do 1 kV alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity v distribučnej sústave na napäťovej úrovni do 1 kV na rok  $t$  sa určí alebo schváli na základe vlastného návrhu ceny prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy. Maximálna cena za pripojenie  $C_{pNN}$  odberateľa elektriny alebo prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny pri pripojení do distribučnej sústavy prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy do 1 kV alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity v distribučnej sústave prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy na napäťovej úrovni do 1 kV sa vypočíta podľa vzorca

$$C_{pNN} = \frac{N_{NN} \times k_o}{P_D} \times P_{MRK},$$

kde

- $N_{NN}$  sú celkové reálne vynaložené investičné náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy súvisiace s pripojením žiadateľov na napäťovej úrovni do 1 kV ku dňu predloženia návrhu ceny v eurách,
- $P_D$  je celkový disponibilný výkon v kW vytvorený nevyhnutnými úpravami elektroenergetických zariadení v sústave prevádzkovateľa distribučnej sústavy na základe žiadostí žiadateľov o pripojenie na napäťovej úrovni do 1 kV do distribučnej sústavy,
- $P_{MRK}$  je maximálna rezervovaná kapacita žiadateľa o pripojenie v kW,
- $k_o$  je koeficient spoluúčasti žiadateľa o pripojenie, ktorý je v hodnota 0,5.

(2) Vo výpočte maximálnej ceny za pripojenie  $C_{pNN}$  sa môžu znížiť vstupné parametre na zachovanie stability cien v prospech jednotlivých užívateľov sústavy.

(3) Ak sa v roku  $t$  použijú pri pripojení do miestnej distribučnej sústavy ceny za pripojenie odberateľa elektriny a prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny pri pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni do 1 kV prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená, je možné cenu za pripojenie na rok  $t$  zvýšiť v porovnaní s cenou za pripojenie na rok  $t-1$  o index  $JPI_t$  za obdobie od júla roku  $t-2$  do júna roku  $t-1$ .

(4) Ak žiadateľ o pripojenie zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny, do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni do 1 kV, ktorého zariadenie na výrobu elektriny alebo zariadenie na uskladňovanie elektriny sa pripája do sústavy cez existujúce odberné miesto, cena za pripojenie tohto zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny sa vypočíta podľa odseku 1 a hodnota maximálnej rezervovanej kapacity žiadateľa o pripojenie  $P_{MRK}$ , na ktorú sa uplatňuje maximálna cena za pripojenie sa rovná rozdielu medzi požadovanou maximálnou rezervovanou kapacitou zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny a hodnotou doterajšej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta. Ak požadovaná hodnota maximálnej rezervovanej kapacity zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny je menšia alebo rovná hodnote súčasnej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta, hodnota maximálnej rezervovanej kapacity  $P_{MRK}$ , na ktorú sa uplatňuje cena za pripojenie je nula.

(5) Ak sa zariadenie na výrobu elektriny výrobcu elektriny alebo zariadenie na uskladňovanie elektriny, ktoré dodáva 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 určenú podľa osobitného predpisu.<sup>40)</sup> Maximálna cena za pripojenie sa určuje vo výške určenej podľa cenového rozhodnutia pre prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na rok  $t$  podľa odseku 1.

(6) Pri uzavretí zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni do 1 kV pri zmene existujúceho užívateľa distribučnej sústavy bez zvýšenia maximálnej rezervovanej kapacity sa cena za pripojenie neúčtuje, ak nový užívateľ distribučnej sústavy doručí prevádzkovateľovi distribučnej sústavy úplnú žiadosť o pripojenie do 24 mesiacov od zániku zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy, ku ktorému došlo z podnetu užívateľa sústavy, uzatvorenej s predchádzajúcim užívateľom distribučnej sústavy.

(7) Pri uzavretí zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni do 1 kV pri zmene existujúceho užívateľa distribučnej sústavy so zvýšením maximálnej rezervovanej kapacity sa cena za pripojenie uhrádza len za maximálnu rezervovanú kapacitu, ktorá je rozdielom medzi pôvodnou a požadovanou maximálnou rezervovanou kapacitou, ak nový užívateľ distribučnej sústavy doručí prevádzkovateľovi distribučnej sústavy úplnú žiadosť o pripojenie do 24 mesiacov od zániku zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy, ku ktorému došlo z podnetu užívateľa sústavy, uzatvorenej s predchádzajúcim užívateľom.

(8) Ak nový užívateľ distribučnej sústavy doručí prevádzkovateľovi distribučnej sústavy úplnú



žiadost o pripojenie po uplynutí 24 mesiacov od zániku zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy uzatvorenej s predchádzajúcim užívateľom distribučnej sústavy, alebo ak zmluva o pripojení do distribučnej sústavy uzatvorená s predchádzajúcim užívateľom distribučnej sústavy zanikne z podnetu prevádzkovateľa distribučnej sústavy z dôvodu neoprávneného odberu alebo dodávky elektriny a porušenia technických podmienok pripojenia do distribučnej sústavy, cena za pripojenie sa uhrádza za celú maximálnu rezervovanú kapacitu požadovanú novým užívateľom distribučnej sústavy.

(9) Pri uzatváraní zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni do 1 kV pri zmene existujúceho užívateľa distribučnej sústavy bez navýšenia maximálnej rezervovanej kapacity sa cena za pripojenie neúčtuje, ak nový užívateľ distribučnej sústavy doručí prevádzkovateľovi distribučnej sústavy úplnú žiadosť o pripojenie, vrátane EIC kódu predchádzajúceho odberného miesta, do 24 mesiacov od zániku zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy uzatvorenej s predchádzajúcim užívateľom distribučnej sústavy, ak zmluva o pripojení zanikla z podnetu predchádzajúceho užívateľa distribučnej sústavy.

(10) Pri uzatváraní zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni do 1 kV pri zmene existujúceho užívateľa distribučnej sústavy so zvýšením maximálnej rezervovanej kapacity sa cena za pripojenie uhrádza len za tú časť maximálnej rezervovanej kapacity, ktorá je rozdielom medzi pôvodnou a požadovanou maximálnou rezervovanou kapacitou, ak nový užívateľ distribučnej sústavy doručí prevádzkovateľovi distribučnej sústavy úplnú žiadosť o pripojenie, vrátane EIC kódu predchádzajúceho odberného miesta, do 24 mesiacov od zániku zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy uzatvorenej s predchádzajúcim užívateľom, z podnetu užívateľa distribučnej sústavy.

(11) Ak nový užívateľ distribučnej sústavy, s ktorým prevádzkovateľ distribučnej sústavy uzatvára zmluvu o pripojení podľa odsekov 9 a 10, doručí prevádzkovateľovi distribučnej sústavy úplnú žiadosť o pripojenie, vrátane EIC kódu predchádzajúceho odberného miesta, po uplynutí 24 mesiacov od zániku zmluvy o pripojení do distribučnej sústavy uzatvorenej s predchádzajúcim užívateľom distribučnej sústavy, alebo ak zmluva o pripojení do distribučnej sústavy uzatvorená s predchádzajúcim užívateľom distribučnej sústavy zanikne z podnetu prevádzkovateľa distribučnej sústavy z dôvodu neoprávneného odberu alebo dodávky elektriny a porušenia technických podmienok pripojenia do distribučnej sústavy a z dôvodov ustanovených v osobitnom predpise, cena za pripojenie sa uhrádza za celú maximálnu rezervovanú kapacitu požadovanú novým užívateľom distribučnej sústavy.

## § 36

(1) Ak správca bytového domu alebo spoločenstvo vlastníkov bytov a nebytových priestorov priamo prevádzkovateľovi distribučnej sústavy alebo prostredníctvom dodávateľa elektriny vyhlási, že užívanie spoločných častí a spoločných zariadení bytového domu je spojené výlučne s užívaním bytov, nebytových priestorov alebo spoločných častí a spoločných zariadení len domácnosťami, distribúcia elektriny a dodávka elektriny do odberných miest spoločných častí a spoločných zariadení bytového domu sa považuje za distribúciu elektriny pre domácnosti a dodávku elektriny pre domácnosti; rovnako sa postupuje aj v bytovom dome, v ktorom sa nachádzajú telekomunikačné zariadenia poskytovateľov elektronických komunikačných služieb poskytujúcich služby výlučne pre užívateľov bytového domu alebo technologické zariadenia na výrobu tepla.

(2) Ak je časť nebytového priestoru alebo časť spoločných častí a spoločných zariadení bytového domu využívaná na podnikanie, pre ostatné časti spoločných častí a spoločných zariadení bytového domu sa priznáva sadzba pre domácnosti, ak časť nebytového priestoru alebo časť spoločných častí a spoločných zariadení bytového domu využívaná na podnikanie tvorí odberné miesto priamo pripojené do distribučnej sústavy, ktoré je vybavené určeným meradlom a s uzavretou samostatnou zmluvou o dodávke elektriny alebo združenej dodávke elektriny.

**§ 37****Prechodné ustanovenia**

(1) Podľa tejto vyhlášky sa prvýkrát postupuje pri vykonávaní cenovej regulácie na rok 2024, ak odseky 2 a 3 neustanovujú inak.

(2) Ak návrh na schválenie ceny na rok 2023 je podaný podľa § 14 ods. 7 zákona o regulácii po 1. júli 2023, na posúdenie návrhu ceny sa použije táto vyhláška.

(3) Pri zmene ceny za poskytovanie systémových služieb, poskytovanie podporných služieb a tarify za prevádzkovanie systému na rok 2023 sa použije táto vyhláška.

**§ 38****Zrušovacie ustanovenie**

Zrušujú sa § 12 až 30, 38 až 45 a prílohy č. 2 až 5, 8 a 9 vyhlášky 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 vyhlášky č. 207/2018 Z. z., vyhlášky č. 178/2019 Z. z., vyhlášky č. 309/2019 Z. z., vyhlášky č. 300/2021 Z. z., vyhlášky č. 326/2021 Z. z., vyhlášky č. 477/2021 Z. z., vyhlášky č. 88/2022 Z. z. a vyhlášky č. 233/2022 Z. z.

**§ 39****Účinnosť**

Táto vyhláška nadobúda účinnosť 1. júla 2023.

**Andrej Juris v. r.**

**Príloha č. 1  
k vyhláske č. 246/2023 Z. z.****Popis, spôsob určenia a zdroje jednotlivých parametrov výpočtu miery výnosnosti regulačnej bázy aktív na nasledujúce roky 6. regulačného obdobia**

(1) Pri výpočte miery výnosnosti regulačnej bázy aktív ako aj jednotlivých parametrov miery výnosnosti regulačnej bázy aktív sa v nasledujúcich rokoch 6. regulačného obdobia postupuje podľa § 5 ods. 4 a 6, pričom podrobný popis, spôsob určenia a zdroje jednotlivých parametrov výpočtu miery výnosnosti regulačnej bázy aktív je v odsekoch 2 až 6.

(2) Bezriziková miera výnosu ( $R_f$ ) sa určí ako aritmetický priemer denných výnosov do splatnosti za 10-ročné vládne dlhopisy, ktoré sú zverejnené na webovej stránke Národnej banky Slovenska. Pri výpočte sa zohľadní referenčné obdobie 10 kalendárnych rokov predchádzajúcich 31. decembru roka  $t-2$  vrátane. Výsledná hodnota sa matematicky zaokrúhli na dve desatinné miesta.

(3) Náklady cudzieho kapitálu ( $K_d$ ) sa určia ako aritmetický priemer úrokových mier zo stavu úverov poskytnutých nefinančným spoločnostiam s dohodnutou dobou splatnosti nad 5 rokov, ktoré sú zverejnené na webovej stránke Národnej banky Slovenska. Pri výpočte sa zohľadní referenčné obdobie 10 kalendárnych rokov predchádzajúcich 31. decembru roka  $t-2$  vrátane. Výsledná hodnota sa matematicky zaokrúhli na dve desatinné miesta.

(4) Koeficient nezadlžená beta ( $\beta$  unlevered) sa získa z výskumov profesora Aswath Damodaran zverejnených na webovej stránke Damodaran Online v časti Data > Current data > Levered and Unlevered Betas by Industry, kde sa zvolí databáza pre región Európa. Pre určenie koeficientu  $\beta$  unlevered sa použijú referenčné skupiny (Industry Name) Power a Utility (General), ktoré reprezentujú verejne obchodovateľné spoločnosti z energetického sektora. Hodnota  $\beta$  unlevered sa vypočíta ako aritmetický priemer hodnôt referenčných skupín Power a Utility (General), ktoré sú zverejnené v roku  $t-1$ , pričom sa použije efektívna daňová sadzba zohľadňujúca skutočné daňové zaťaženie spoločností, ktoré sú zahrnuté vo zvolených referenčných skupinách. Výsledná hodnota sa matematicky zaokrúhli na dve desatinné miesta.

(5) Trhová riziková prirážka (MRP) sa získa z výskumov profesora Aswath Damodaran zverejnených na webovej stránke Damodaran Online, v časti Data > Current data > Risk Premium for Other Markets, kde sa vyberie v záložke ERPs by country hodnota Total Equity Risk Premium zverejnená pre Slovensko, alebo sa vypočíta ako súčet rizikovej prémie Equity Risk Premium US a Country Risk Premium SK. Pre určenie trhovej rizikovej prirážky sa použije hodnota zverejnená v roku  $t-1$ .

(6) Sadzba dane právnických osôb (T) sa určuje podľa osobitého predpisu.<sup>42)</sup>

(7) Podiel vlastného a cudzieho kapitálu k celkovému kapitálu je pre celé regulačné obdobie určený vo výške 60 % cudzieho kapitálu a 40 % vlastného kapitálu.

**Príloha č. 2**  
**k vyhláške č. 246/2023 Z. z.**

**Zoznam oprávnených priemyselných odvetví pre posúdenie nároku na určenie individuálnej  
sadzby tarify za prevádzkovanie systému pre koncových odberateľov elektriny**

Kód NACE	Opis
2015	Výroba priemyselných hnojív a dusíkatých zlúčenín
2016	Výroba plastov v primárnej forme
2410	Výroba surového železa a ocele a ferozliatin
2442	Výroba hliníka

**Príloha č. 3**  
**k vyhláske č. 246/2023 Z. z.**

**Údaje potrebné na výpočet výšky elektroenergetickej náročnosti podniku**

**1. Údaje týkajúce sa hrubej pridanej hodnoty podniku**

Riadok (r)		Rok t-4	Rok t-3	Rok t-2	Aritmetický priemer hrubej pridanej hodnoty podniku (HPH)
		eur	eur	eur	eur
1	Tržby za vlastné výkony a tovar				X
2	Aktivácia hmotného investičného majetku a nehmotného investičného majetku v eurách				X
3	Ostatné prevádzkové výnosy				X
4	Výnosy z odpísaných pohľadávok, výnosy z predaja pohľadávok, výnosy z postúpených pohľadávok, výnosy z faktoringu a ďalšie výnosy súvisiace s postúpením pohľadávok v eurách				X
5	zmena stavu zásob				X
6	Náklady na nákup tovaru, materiálu, energie a služieb vrátane nákladov na personálny lízing a operatívny lízing				X
7	Náklady na personálny lízing				
8	Náklady na operatívny lízing				X
9	Clá a dane súvisiace s výrobou a iné dane z výrobkov, ktoré súvisia s tržbami, ale nie sú odpočítateľné				X
10	Hrubá pridaná hodnota podniku				

**2. Údaje týkajúce sa koncovej spotreby elektriny koncového odberateľa elektriny**

		Rok t-4	Rok t-3	Rok t-2	Aritmetický priemer
		MWh	MWh	MWh	MWh
1	Koncová spotreba elektriny v rámci NACE kódov uvedených v prílohe č. 2				
2	Koncová spotreba elektriny celkom*				
3	Podiel koncovej spotreby elektriny podniku v rámci NACE celkom na výške koncovej spotreby podniku v %**				

Vysvetlivky k tabuľke:

\* Vrátane koncovej spotreby elektriny v rámci NACE kódov neuvedených v prílohe č. 2.

\*\* Vypočíta sa ako podiel riadkov 1 a 2 násobený číslom 100.

**3. Údaje týkajúce sa elektroenergetickej náročnosti podniku**

1	Hrubá pridaná hodnota podniku*	eur	
2	Aritmetický priemer maloobchodných cien elektrickej energie pre odberateľov elektriny mimo domácnosti v kategórii spotreby od 500 MWh do 1 999 MWh vrátane daní a poplatkov, v roku t-2 v eur/MWh, bez dane z pridanej hodnoty zverejnených Eurostatom pre Slovenskú republiku	eur/MWh	
3	Koncová spotreba elektriny koncového odberateľa elektriny**	MWh	
4	Elektroenergetická náročnosť podniku***	%	

Vysvetlivky k tabuľke:

\* Aritmetický priemer hodnôt za roky t-4 až t-2; hodnota sa rovná hodnote uvedenej v riadku 10 poslednom stĺpci v tabuľke č. 1.

\*\* Aritmetický priemer hodnôt za roky t-4 až t-2; hodnota sa rovná hodnote uvedenej v riadku 2 poslednom stĺpci v tabuľke č. 2.

\*\*\* Vypočíta sa ako podiel, kde v čitateli je súčin riadkov 2 a 3 a v menovateli je riadok 1, výsledok sa násobí číslom 100.

Vysvetlivky k uvádzaniu údajov v tabuľkách č. 1 až 3:

Pri koncovom odberateľovi elektriny, u ktorého sú k dispozícii údaje potrebné na výpočty za obdobie dlhšie ako jeden kalendárny rok, ale kratšie ako tri kalendárne roky, sa postupuje takto:

- ak sú k dispozícii údaje aspoň za dva kalendárne roky, uvedú sa údaje za dva kalendárne roky, za ktoré sú údaje k dispozícii; aritmetické priemery sa vypočítajú na základe údajov za dva kalendárne roky, za ktoré sú údaje k dispozícii,
- ak sú k dispozícii údaje aspoň za jeden kalendárny rok, uvedú sa údaje za jeden kalendárny rok, za ktorý sú údaje k dispozícii; rovnaké údaje sa použijú aj namiesto aritmetických priemerov.

**Príloha č. 4**  
**k vyhláske č. 246/2023 Z. z.**

**Podklady k návrhu ceny organizátora krátkodobého trhu s elektrinou**

Číslo	Názov výkazu	Za obdobie	Termín predloženia
1	Výkaz investičných výdavkov	plán na regulačné obdobie	do 31. marca roka t-1
		skutočnosť t-2	do 31. októbra roka t-1
2	Výkaz výdavkov	plán na regulačné obdobie	do 31. marca roka t-1
		skutočnosť t-2	do 31. októbra roka t-1
3	Výkaz vybraných nákladov/výnosov	skutočnosť t-2	do 31. mája roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. októbra roka t-1
		predpoklad t	do 31. októbra roka t-1

1. **Výkaz investičných výdavkov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou (ďalej aj „VIV-EI“)** zahŕňa prehľad skutočných výdavkov na investície za predchádzajúce dva roky „t-3 a t-2“, predpokladané výdavky na investície v roku predloženia výkazu „t-1“ a plán investícií na päť rokov dopredu, to znamená za roky t až t+4.

VIV-E		rok t-3	rok t-2	rok t-1	rok t	rok t+1	rok t+2	rok t+3	rok t+4
		tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur
1	Zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok								
2	Organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou								
3	Správa a zber nameraných údajov								
4	Centrálna fakturácia								
5	Investície do regulovaných činností celkom								

2. **Výkaz výdavkov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou (ďalej aj „VV-E“)** zahŕňa prehľad skutočných výdavkov na odpisy za predchádzajúce dva roky „t-3 a t-2“, predpokladané výdavky na investície v roku predloženia výkazu „t-1“ a plán odpisov na päť rokov dopredu, to znamená za roky t až t+4.

VV-E		rok t-3	rok t-2	rok t-1	rok t	rok t+1	rok t+2	rok t+3	rok t+4
		tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur
1	Zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok								
2	Organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou								
3	Správa a zber nameraných údajov								
4	Centrálna fakturácia								
5	Odpisy do regulovaných činností celkom								

3. **Výkaz vybraných nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou**

Vybrané náklady/výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou		tisíc eur
1	náklady za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok	
2	náklady za organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou	
3	náklady za správu a zber nameraných údajov	
4	náklady za centrálnu fakturáciu	
5	náklady za organizovanie trhu hradené v TPS	
6	výnosy za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok	
7	výnosy za organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou	
8	výnosy za správu a zber nameraných údajov	
9	výnosy za centrálnu fakturáciu	

**Príloha č. 5  
k vyhláske č. 246/2023 Z. z.****Údaje o plánovaných nákladoch a skutočných nákladoch projektu výskumu a vývoja**

## (1) Plánované náklady

Názov, sídlo a IČO regulovaného subjektu:

Projekt výskumu a vývoja:

Rok:

Tabuľka č. 1

Obdobie	Plánované náklady v tisícoch eur	
	ON	CN
Prevádzkové náklady (53x, 54x, 55x okrem odpisov)		
– z toho dane a poplatky (53x)		
ostatné prevádzkové náklady (54x)		

Tabuľka sa vypracúva za rok t, rok t+1, rok t+2, rok t+3 a rok t+4, najviac však do 2027.



## (2) Skutočné náklady

Názov, sídlo a IČO regulovaného subjektu:

Projekt výskumu a vývoja:

Rok:

Tabuľka č. 2

Obdobie	Skutočné náklady v tisícoch eur	
	ON	CN
Prevádzkové náklady (53x, 54x, 55x okrem odpisov)		
– z toho dane a poplatky (53x)		
ostatné prevádzkové náklady (54x)		

Tabuľka sa vypracúva za rok t-4, rok t-3, rok t-2 a rok t-1.

Vysvetlivky k tabuľkám č. 1 a 2:

ON – oprávnené náklady,

CN – celkové náklady.

Vypracoval:	Schválil:
Meno, priezvisko	Meno, priezvisko
Telefónne číslo	Telefónne číslo
Podpis	Podpis
Dátum	Dátum

**Príloha č. 6**  
**k vyhláske č. 246/2023 Z. z.**

**Podklady k návrhu ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny predkladané prevádzkovateľom prenosovej sústavy**

Číslo	Názov výkazu	Za obdobie	Termín predloženia
1	Výkaz investičných výdavkov	plán na regulačné obdobie	do 31. marca roka t-1
		skutočnosť t-2	do 31. augusta roka t-1
2	Výkaz bilancie fyzických tokov elektriny	skutočnosť t-2	do 31. júla roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. augusta roka t-1
3	Výkaz cenových štatistik	predpoklad t	do 31. augusta roka t-1
		skutočnosť t-2	do 30. júna roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. augusta roka t-1
		predpoklad t	do 31. augusta roka t-1
4	Výkaz vybraných nákladov a výnosov	skutočnosť t-2	do 31. mája roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. augusta roka t-1
		predpoklad t	do 31. augusta roka t-1
5	Výkaz podporných služieb	mesačné hodnoty	do 20. dňa nasledujúceho mesiaca
		skutočnosť t-2	do 31. mája roka t-1
6	Výkaz regulačnej elektriny	mesačné hodnoty	do 20. dňa nasledujúceho mesiaca
		skutočnosť t-2	do 31. mája roka t-1
7	Výnosy za rezervovanú kapacitu od výrobcov elektriny	skutočnosť za regulačný rok t-2	do 31. augusta roka t-1
		plán na regulačný rok t	
8	Čistý výnos z aukcii prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy	skutočnosť za regulačný rok t-2, predpoklad t-1 a plán na regulačný rok t	do 30. júna roka t-1

1. Výkaz investičných výdavkov prevádzkovateľa prenosovej sústavy (ďalej aj „VIV-E-PS“) zahŕňa prehľad skutočných výdavkov na investície za predchádzajúce dva roky „t-3 a t-2“, predpokladané výdavky na investície v roku predloženia výkazu „t-1“ a plán investícií na päť rokov dopredu, to znamená za roky t až t+4.

VIV-E-PS		rok t-3	rok t-2	rok t-1	rok t	rok t+1	rok t+2	rok t+3	rok t+4
		tis. eur	tis. eur	tis. eur	tis. eur	tis. eur	tis. eur	tis. eur	tis. eur
1	Prenos elektriny								
2	z toho vedenia								
3	z toho transformátorové stanice								
4	z toho dispečing								
5	z toho ostatné								
6	Investície do regulovaných činností celkom								

V riadku 5 „z toho ostatné“ sa uvádzajú údaje o investícií, ktorá súvisí s prenosom elektriny a nie je uvedená v riadkoch 2, 3, 4.

**2. Výkaz bilancie fyzických tokov elektriny**

V tabuľkách „Objem elektriny na vstupe“ a „Objem elektriny na výstupe“ sa udávajú namerané hodnoty. Ak na niektorých vstupoch alebo výstupoch neboli hodnoty namerané, udávajú sa hodnoty určené výpočtom.

**2.1 Objem elektriny na vstupe**

Elektrina na vstupe		MWh
	a	b
1	Výrobca elektriny/prenosová sústava	
2	Prevádzkovateľ zariadenia na uskladňovanie elektriny/prenosová sústava	
3	Regionálna distribučná sústava /prenosová sústava	
4	Miestna distribučná sústava/ prenosová sústava	
5	Zahraničie/ prenosová sústava	
6	Celkom	

V tabuľke sa vykazujú v MWh za rok tieto hodnoty:

- ročný objem dodanej elektriny do prenosovej sústavy na rozhraní výrobcu elektriny a prenosovej sústavy; hodnoty sa vyplnia pre tých výrobcov elektriny, ktorí sú do prenosovej sústavy pripojení priamo a nie prostredníctvom distribučnej sústavy (riadok 1),
- ročný objem dodanej elektriny do prenosovej sústavy na rozhraní prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny a prenosovej sústavy; hodnoty sa vyplnia pre tých prevádzkovateľov zariadení na uskladňovanie elektriny, ktorí sú do prenosovej sústavy pripojení priamo a nie prostredníctvom distribučnej sústavy (riadok 2),
- ročný objem dodanej elektriny do prenosovej sústavy na rozhraní s regionálnou distribučnou sústavou (riadok 3),
- ročný objem dodanej elektriny do prenosovej sústavy na rozhraní s miestnou distribučnou sústavou (riadok 4),
- ročný objem dodanej elektriny do prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a zahraničnej prenosovej alebo zahraničnej distribučnej sústavy (riadok 5),
- ročný objem celkovej dodanej elektriny do prenosovej sústavy; súčet riadkov 1 až 5 (riadok 6).

**2.2 Objem elektriny na výstupe**

Elektrina na výstupe		MWh
	a	b
1	Prenosová sústava/regionálna distribučná sústava	
2	Prenosová sústava/miestna distribučná sústava	
3	Prenosová sústava/výrobca elektriny	
4	Prenosová sústava/prevádzkovateľ zariadenia na uskladňovanie elektriny	
5	Prenosová sústava/odberateľ elektriny	
6	Prenosová sústava/zahraničie	
7	Celkom	

V tabuľke sa vykazujú v MWh za rok tieto hodnoty:

- ročný objem odobratej elektriny z prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a regionálnej distribučnej sústavy (riadok 1),
- ročný objem odobratej elektriny z prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a miestnej distribučnej sústavy (riadok 2),
- ročný objem odobratej elektriny z prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a výrobcu elektriny; hodnoty sa vyplnia pre tých výrobcov elektriny, ktorí sú do prenosovej sústavy pripojení priamo a nie prostredníctvom distribučnej sústavy (riadok 3),
- ročný objem odobratej elektriny z prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny; hodnoty sa vyplnia pre tých prevádzkovateľov zariadenia na uskladňovanie elektriny, ktorí sú do prenosovej sústavy pripojení priamo a nie prostredníctvom distribučnej sústavy (riadok 4),
- ročný objem odobratej elektriny z prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a odberateľa elektriny; sú to odberatelia, ktorí sú do prenosovej sústavy regulovaného subjektu pripojení priamo, a nie prostredníctvom distribučnej sústavy (riadok 5),
- ročný objem odobratej elektriny z prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a zahraničnej prenosovej alebo zahraničnej distribučnej sústavy (riadok 6),
- ročný objem celkovej odobratej elektriny z prenosovej sústavy, súčet riadkov 1 až 6 (riadok 7).

**2.3 Vlastná spotreba elektriny a straty**

Vlastná spotreba a straty		MWh
a		b
1	Vlastná spotreba	
2	Straty	

**3. Výkaz cenových štatistík prevádzkovateľa prenosovej sústavy**

Uplatňované údaje		Technická jednotka – popis	Technická jednotka – množstvo	tisíc eur
a		b	c	d
1	Počet odovzdávacích miest			
2	Položka 1			
3	Položka 2			
4	Položka 3			
5	Položka 4			
6	Položka 5			
7	Položka 6			
8	Položka 7			
9	Položka 8			
10	Položka 9			
11	Položka 10			
12	Celkom	x	x	

V riadku 1 sa vo výkaze uvádza počet odovzdávacích miest alebo odberných miest.

V ďalších riadkoch sa v stĺpci a uvádzajú položky, na základe ktorých je určovaná cena za prenos elektriny (napríklad stála platba, prenesená elektrina, rezervovaná kapacita a podobne),

v stĺpci b sa uvádzajú technické jednotky súvisiace s položkami uvedenými v stĺpci a (napríklad MWh, MW a pod.),

v stĺpci c sa uvádza množstvo takto spočítaných položiek (počet prenesených MWh, počet rezervovaných MW) a

v stĺpci d sa uvádzajú výnosy z jednotlivých položiek. Vo výkaze sa rovnako uvádzajú systémové služby. Vo výkaze sa uvádzajú aj prirážky za nedodržanie zmluvných hodnôt. Ak je viac prenosových sadzieb, výkaz sa vyplní pre jednotlivé sadzby osobitne.

**4. Výkaz vybraných nákladov a výnosov prevádzkovateľa prenosovej sústavy**

Vybrané náklady/výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy		tisíc eur
1	Náklady na nákup elektriny na krytie strát	
2	Náklady na nákup elektriny pre vlastnú spotrebu	
Nakúpené podporné služby		tisíc eur
1	FCR	
2	aFRR+	
3	aFRR-	
4	mFRR+	
5	mFRR-	
6	TRV3+	
7	TRV3-	
8	Sekundárna regulácia napätia	
9	Štart z tmy	
10	Iné	
11	Celkom	

V tabuľke sa vyplní náklady na nákup elektriny na krytie strát a pre vlastnú spotrebu, ako aj náklady na nákup jednotlivých druhov podporných služieb, v súlade s „Prevádzkovým poriadkom prevádzkovateľa prenosovej sústavy“ a s „Technickými podmienkami prístupu a pripojenia a pravidiel prevádzkovania prenosovej sústavy“.

## 5. Výkaz podporných služieb (ďalej aj „VPpS“)

VPpS	FCR		aFRR+		aFRR-		mFRR+		mFRR-		TRV3min+		TRV3min-	
	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena
	MW	eur/MW	MW	eur/MW	MW	eur/MW	MW	eur/MW	MW	eur/MW	MW	eur/MW	MW	eur/MW
dd.mm.hh														
dd.mm.hh														

Vysvetlivky k tabuľke:

dd.mm.hh je deň, mesiac, hodina.

Vo výkaze podporných služieb sa uvádzajú nakúpené objemy (MW) a priemerné ceny (eur/MW) pre jednotlivé typy podporných služieb v jednotlivých hodinách mesiaca. Priemerná cena sa vypočíta ako priemerná cena nakúpených podporných služieb pre danú hodinu.

**6. Výkaz regulačnej elektriny (ďalej aj „VEreg“)**

VEreg	Kladná regulačná elektrina		Záporná regulačná elektrina	
Dátum a čas	Objem	Cena	Objem	Cena
	MWh	eur/MWh	MWh	eur/MWh
dd.mm.hh				
dd.mm.hh				

Vysvetlivky k tabuľke:

dd.mm.hh je deň, mesiac, hodina.

Vo výkaze regulačnej elektriny sa uvádzajú nakúpené objemy (MWh) a priemerné ceny (eur/MWh) kladnej regulačnej elektriny a zápornej regulačnej elektriny v jednotlivých hodinách mesiaca. Priemerná cena sa vypočíta ako priemerná cena nakúpenej regulačnej elektriny pre danú hodinu.

## 7. Výkaz skutočných a plánovaných výnosov z rezervovanej kapacity (RK) výrobcov elektriny uplatňovanej pri výrobe elektriny

Číslo	Výkaz výnosov z RK výrobcov elektriny	Inštalovaný výkon rok t-2	Výnosy v roku t-2	Inštalovaný výkon rok t	Výnosy v roku t
		MW	tisíc eur	MW	tisíc eur
	a	b	c	d	e
1	Prenosová sústava				

## 8. Výkaz čistého výnosu z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej sústavy (ďalej aj „VA“)

Číslo		t-2	t-1	t	t+1	t+2
		tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur
1	VA					
2	Prevádzkové náklady z VA					
3	Použité do taríf z VA					
4	VA pred odvodmi a daňami					
5	Odvody z VA					
6	Dane z VA					
7	Čistý VA					
8	Odvod do Zákonného rezervného fondu z VA					
9	Účet nepoužitého VA za predchádzajúce roky					
10	Investície financované z VA					
11	Čistý VA do Zákonného rezervného fondu					
12	Zostatok finančných prostriedkov VA na konci roka					
13	Investície financované z VA (spolu)					
14	Investičný projekt – názov					
15	– z toho financované z VA					

Vysvetlivka k tabuľke:

Výkaz č. 8: Pri znížení časti Zákonného rezervného fondu vytvoreného nad rámec Obchodného zákonníka sa finančné zdroje VA, o ktoré bol Zákonný rezervný fond navýšený, vracajú späť na účet Zostatok finančných prostriedkov VA.



**Spôsob výpočtu nákladov na odchýlku súvisiacich s diagramom strát elektriny určených  
na základe skutočných cien odchýlky**

(1) Náklady na odchýlku  $O_t$  vypočítané podľa odseku 2 sa zohľadnia pri výpočte ceny elektriny na krytie strát elektriny v sústave.

(2) Náklady na odchýlku súvisiace s diagramom strát elektriny určené na základe skutočných cien odchýlky v eurách na jednotku množstva elektriny na rok  $t$   $O_t$  sa vypočítajú podľa nasledujúceho vzorca

$$O_t = SNO_{t-2} \times PO_t,$$

kde

a)  $SNO_{t-2}$  sú náklady na odchýlku súvisiace s diagramom strát elektriny určené na základe skutočných cien odchýlky v eurách na jednotku množstva odchýlky v roku  $t-2$ , ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$SNO_{t-2} = \sum_{i=1}^4 (SZC_{i,t-2} \times PP_{i,t-2}),$$

kde

1.  $SZC_{i,t-2}$  je skutočná zúčtovacia cena odchýlky v eurách na jednotku množstva odchýlky v roku  $t-2$  v  $i$ -tej situácii podľa odseku 3 určená podľa odseku 4,

2.  $PP_{i,t-2}$  je plánovaná pravdepodobnosť  $i$ -tej situácie podľa odseku 3 v roku  $t-2$  v percentách určená podľa odseku 5,

b)  $PO_t$  je plánovaná odchýlkovosť diagramu dodávky elektriny regulovaného subjektu v percentách v roku  $t-2$ , ktorej suma pre rok 2023 je 30 %, pre rok 2024 a nasledujúce roky je hodnota  $PO_t$  rovná 25 %.

(3) Na výpočet podľa odseku 2 písm. a) sa zohľadňujú tieto situácie:

- a) regulovaný subjekt spôsobí zápornú odchýlku pri kladnej odchýlke sústavy,
- b) regulovaný subjekt spôsobí zápornú odchýlku pri zápornej odchýlke sústavy,
- c) regulovaný subjekt spôsobí kladnú odchýlku pri kladnej odchýlke sústavy,
- d) regulovaný subjekt spôsobí kladnú odchýlku pri zápornej odchýlke sústavy.

(4) Na výpočet podľa odseku 2 písm. a) sa použijú nasledujúce skutočné zúčtovacie ceny odchýlky v eurách na jednotku množstva odchýlky v roku  $t-2$  v  $i$ -tej situácii podľa odseku 3  $SZC_{i,t-2}$ , a to

- a) pre roky  $t = 2023$  a  $t = 2024$

1.  $SZC_{1,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. a) vo výške aritmetického priemeru zúčtovacích cien odchýlok pri kladnej odchýlke sústavy za obdobie od 1. novembra roku t-2 do 31. októbra roku t-1,
  2.  $SZC_{2,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. b) vo výške aritmetického priemeru zúčtovacích cien odchýlok pri zápornej odchýlke sústavy za obdobie od 1. novembra roku t-2 do 31. októbra roku t-1,
  3.  $SZC_{3,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. c) vo výške opačnej hodnoty aritmetického priemeru zúčtovacích cien odchýlok pri kladnej odchýlke sústavy za obdobie od 1. novembra roku t-2 do 31. októbra roku t-1,
  4.  $SZC_{4,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. d) vo výške opačnej hodnoty aritmetického priemeru zúčtovacích cien odchýlok pri zápornej odchýlke sústavy za obdobie od 1. novembra roku t-2 do 31. októbra roku t-1,
- b) pre rok  $t = 2025$  a nasledujúce roky, kde
1.  $SZC_{1,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. a) vo výške aritmetického priemeru zúčtovacích cien odchýlok pri kladnej odchýlke sústavy za obdobie od 1. júla roku t-2 do 31. júna roku t-1,
  2.  $SZC_{2,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. b) vo výške aritmetického priemeru zúčtovacích cien odchýlok pri zápornej odchýlke sústavy za obdobie od 1. júla roku t-2 do 31. júna roku t-1,
  3.  $SZC_{3,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. c) vo výške opačnej hodnoty aritmetického priemeru zúčtovacích cien odchýlok pri kladnej odchýlke sústavy za obdobie od 1. júla roku t-2 do 31. júna roku t-1,
  4.  $SZC_{4,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. d) vo výške opačnej hodnoty aritmetického priemeru zúčtovacích cien odchýlok pri zápornej odchýlke sústavy za obdobie od 1. júla roku t-2 do 31. júna roku t-1.
- (5) Na výpočet podľa odseku 2 písm. a) sa použijú nasledujúce plánované pravdepodobnosti i-tej situácie v percentách v roku t-2 podľa odseku 2  $PP_{i,t-2}$
- a)  $PP_{1,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. a) vo výške 20 %,
  - b)  $PP_{2,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. b) vo výške 30 %,
  - c)  $PP_{3,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. c) vo výške 30 %,
  - d)  $PP_{4,t-2}$  pre situáciu podľa odseku 3 písm. d) vo výške 20 %.

**Príloha č. 8**  
**k vyhláške č. 246/2023 Z. z.**

**Podklady k návrhu ceny prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy**

Číslo	Názov výkazu	Za obdobie	Termín predloženia
1	Výkaz prevádzkových nákladov	skutočnosť t-2	do 30. septembra t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	
		plán t	
2	Výkaz skutočných a plánovaných investícií do distribúcie	skutočnosť t-2	do 30. septembra t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	
		plán t	
3	Výkaz ziskov a strát – Výnosy	skutočnosť t-2	do 30. septembra t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	
4	Výkaz ziskov a strát – Náklady	skutočnosť t-2	do 30. septembra t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	
5	Výkaz ziskov a strát – Hospodársky výsledok	skutočnosť t-2	do 30. septembra t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	
6	Toky elektriny v distribučnej sústave	skutočnosť t-2	do 30. septembra t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	
		plán na regulačný rok t	
7	Nákup elektriny na krytie strát	skutočnosť t-2	do 30. septembra t-1
8	Technické parametre prevádzkovateľa distribučnej sústavy	skutočnosť t-2	do 30. septembra t-1
9	Výkaz vyradeného majetku – skutočnosť	skutočnosť t-2	do 30. septembra t-1
10	Iné náklady	skutočnosť t-2	do 30. septembra t-1
11	Výnosy za rezervovanú kapacitu od výrobcov elektriny	skutočnosť t-2	do 30. septembra t-1
		plán rok t	

## 1. Výkaz prevádzkových nákladov

Regul. subjekt		Náklady celkom (mimo odpisov)	Opravy a údržba	Prevádzka a obsluha	Iné prevádzkové náklady	Podporné náklady (prevádzková réžia)	Spoločné náklady (správna réžia)	Odpisy
Rok		tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur
	a	b	c	d	e	f	g	h
1	Distribúcia elektriny celkom							
2	Distribúcia elektriny VVN celkom							
3	Distribúcia elektriny VVN – náklady viazané k priamo priraditeľnému majetku							
4	vonkajšie vedenia VVN							
5	káblové vedenia VVN							
6	stanice VVN							
7	elektromerová služba a odpočty určených meradiel VVN							
8	Distribúcia elektriny VN celkom							
9	Distribúcia elektriny VN – náklady viazané k priamo priraditeľnému majetku							
10	vonkajšie vedenia VN							
11	káblové vedenia VN							
12	stanice VN							
13	elektromerová služba a odpočty meradiel VN							
14	Distribúcia elektriny NN celkom							
15	Distribúcia elektriny NN – náklady viazané k priamo priraditeľnému majetku							
16	vonkajšie vedenia NN							
17	káblové vedenia NN							
18	stanice NN (DTS)							
19	elektromerová služba a odpočty meradiel NN							
20	DRT celkom							

21	Podporné činnosti distribúcie celkom								
22	Spoločná činnosť alokovaná na distribúciu								
23	Spoločná činnosť								
24	Obchodná činnosť (predaj oprávneným odberateľom elektriny okrem domácností)								
25	Obchodná činnosť (dodávka elektriny pre domácnosti)								
26	Neoprávnené náklady na regulovanú činnosť								
27	Neregulovaná činnosť								
28	Celkom								

Vysvetlivky k tabuľke:

DTS – distribučné transformátory,

VVN – veľmi vysoké napätie,

VN – vysoké napätie,

NN – nízke napätie,

DRT – dispečerská riadiaca technika.

Do riadkov 1 až 25 sa doplnia len ekonomicky oprávnené náklady.

## 2. Výkaz skutočných a plánovaných investícií do distribúcie elektriny

Číslo	Výkaz investícií distribúcie/rok	t-2	t
		tisíc eur	tisíc eur
	a	b	c
1	Distribúcia elektriny celkom:		
2	Distribúcia elektriny VVN		
3	z toho výnosy za pripojenie na VVN		
4	Distribúcia elektriny VN		
5	z toho výnosy za pripojenie na VN		
6	Distribúcia elektriny NN		
7	z toho výnosy za pripojenie na NN		
8	DRT celkom		
9	Podporné činnosti distribúcie elektriny celkom		
10	Spoločné činnosti spoločnosti alokované na distribúciu		
11	Spoločné činnosti spoločnosti		
12	Obchodné činnosti (predaj oprávneným odberateľom elektriny okrem domácností)		
13	Obchodné činnosti (dodávka elektriny odberateľom elektriny v domácnosti)		
14	Neregulované činnosti		
15	Celkom		

Vysvetlivky k tabuľke:

VVN – veľmi vysoké napätie,

VN – vysoké napätie,

NN – nízke napätie.

## 3. Výkaz ziskov a strát – Výnosy

Regulovaný subjekt			Rok			
Výkaz: Výnosy – hospodársky výsledok			Celkom	Distribúcia elektriny	Ostatné	Dodávka elektriny pre domácnosti
Číslo	Označenie vo výsledovke		tisíc eur			
		A	b	c	d	e
1	I.	Tržby za predaj tovaru				
2	II.	Výkony				
3	II. 1.	Tržby za predaj vlastných výrobkov a služieb				
4		Tržby z distribúcie elektriny VVN				
5		Tržby z distribúcie elektriny VN				
6		Tržby z distribúcie elektriny NN				
7		Tržby z distribúcie elektriny pre susedné PDS – prietoky				
8		Tržby z distribúcie elektriny pre susedné PDS – VVN				
9		Tržby z distribúcie elektriny pre susedné PDS – VN				
10		Tržby z distribúcie elektriny pre susedné PDS – NN				
11		Tržby z distribúcie elektriny – platby za prekročenie rezervovanej kapacity				
12		– platby za prekročenie rezervovanej kapacity na VVN				
13		– platby za prekročenie rezervovanej kapacity na VN				
14		Tržby z distribúcie elektriny – pripojovacie poplatky				
15		– pripojovacie poplatky VVN				
16		– pripojovacie poplatky VN				
17		– pripojovacie poplatky NN				
18		Tržby z refakturácie poplatkov za náklady za prevádzkovanie systému				
19		Tržby z refakturácie poplatkov za systémové služby				
20		Tržby z refakturácie poplatkov za prenosové služby				
21		Tržby z distribúcie elektriny – za ostatné platby spojené s distribúciou				
22		Ostatné tržby prevádzkovateľa distribučnej sústavy				
23	II. 2.	Zmena stavu zásob vlastnej činnosti				
24	II. 3.	Aktivácia				
25	III.	Tržby z predaja dlhodobého majetku a materiálu				

26	IV.	Zúčtovanie rezerv a časového rozlíšenia prevádzkových výnosov				
27	V.	Zúčtovanie opravných položiek do prevádzkových výnosov				
28	VI.	Ostatné prevádzkové výnosy				
29		z toho ostatné prevádzkové výnosy znižujúce prevádzkové náklady				
30		z toho ostatné prevádzkové výnosy				
31	VII.	Prevod prevádzkových výnosov				
32		Prevádzkové výnosy celkom				
33	VIII.	Tržby z predaja cenných papierov a podielov		X	X	X
34	IX.	Výnosy z dlhodobého finančného majetku		X	X	X
35	X.	Výnosy z krátkodobého finančného majetku		X	X	X
36	XI.	Zúčtovanie rezerv do finančných výnosov		X	X	X
37	XII.	Výnosy z precenenia cenných papierov a derivátov		X	X	X
38	XIII.	Výnosové úroky		X	X	X
39	XIV.	Ostatné finančné výnosy		X	X	X
40	XV.	Prevod finančných výnosov		X	X	X
41		Finančné výnosy celkom		X	X	X
42	XVI.	Mimoriadne výnosy				

Vysvetlivky k tabuľke:

PDS – prevádzkovateľ distribučnej sústavy,

VVN – veľmi vysoké napätie,

VN – vysoké napätie,

NN – nízke napätie.



## 4. Výkaz ziskov a strát – Náklady

Regulovaný subjekt			Rok			
Výkaz: Náklady – hospodársky výsledok			Celkom	Distribúcia	Ostatné	Dodávka elektriny pre domácnosti
Číslo	Označenie vo výsledovke		tisíc eur			
		a	b	c	d	e
1	A.	Náklady vynaložené na predaný tovar				
2	B.	Výkonová spotreba				
3	B.1.	Spotreba materiálu a energie				
4		elektrická energia – straty				
5		elektrická energia – vlastná spotreba				
6		ostatné energie				
7		spotreba materiálu				
8	B.2.	Služby				
9		náklady na nákup služieb systému				
10		náklady na nákup systémových služieb				
11		náklady na nákup prenosových služieb				
12		náklady na nákup distribučných služieb susedných PDS				
13		distribučné služby susedných PDS – VVN				
14		distribučné služby susedných PDS – VN				
15		distribučné služby susedných PDS – NN				
16		opravy a údržba				
17		cestovné náklady				
18		náklady na reprezentáciu				
19		finančný prenájom				
20		nájomné – ostatné				
21		služby – informačné technológie				
22		náklady, konzultácie a poradenské firmy				
23		odpočty, ciachovanie, overovanie určených meradiel				
24		ostatné služby				
25	C.	Osobné náklady				
26	C.1.	mzdové náklady				
27	C.2.	odmeny členom štatutárnych orgánov spoločnosti				

28	C.3.	náklady na verejné zdravotné poistenie, sociálne poistenie a starobné dôchodkové sporenie				
29	C.4.	sociálne náklady				
30	D.	Dane a poplatky				
31	E.	Odpisy a opravné položky k dlhodobému hmotnému a nehmotnému majetku				
32	F.	Zostatková cena predaného dlhodobého majetku a materiálu				
33	G.	Zmena stavu rezerv a opravných položiek v prevádzkovej oblasti				
34	H.	Zúčtovanie opravných položiek do prevádzkových nákladov				
35	I.	Iné prevádzkové náklady				
36		Poistenie				
37		ďalšie iné prevádzkové náklady				
38	J.	Prevod prevádzkových nákladov				
39		druhotné náklady – prevádzkovanie				
40		druhotné náklady – opravy a réžia				
41		druhotné náklady – prevádzková réžia				
42		druhotné náklady – správna réžia				
43		druhotné náklady – iné				
44		Prevádzkové náklady celkom				
45	K.	Predané cenné papiere a podiely		X	X	X
46		Náklady z finančného majetku		X	X	X
47		Náklady z precenenia cenných papierov a derivátov		X	X	X
48	M.	Zmena stavu rezerv a opravných položiek vo finančnej oblasti		X	X	X
49	N.	Nákladové úroky		X	X	X
50	O.	Iné finančné náklady		X	X	X
51		bankové poplatky		X	X	X
52		poistenie		X	X	X
53		iné		X	X	X
54	P.	Prevod finančných nákladov		X	X	X
55		Finančné náklady celkom		X	X	X
56		Mimoriadne náklady				

Vysvetlivky k tabuľke:

VVN – veľmi vysoké napätie,

VN – vysoké napätie,

NN – nízke napätie,

PDS – prevádzkovateľ distribučnej sústavy.

## 5. Výkaz ziskov a strát – Hospodársky výsledok

Regulovaný subjekt			Rok			
Výkaz: Hospodársky výsledok			Celkom	Distribúcia	Ostatné	Dodávka elektriny pre domácnosti
Číslo	Označenie vo výsledovke		tisíc eur			
		a	b	c	d	e
1		Prevádzkový výsledok hospodárenia				
2		Finančný výsledok hospodárenia		X	X	X
3	R.	Daň z príjmov za bežnú činnosť		X	X	X
4	R.1.	splatná		X	X	X
5	R.2.	odložená		X	X	X
6		Výsledok hospodárenia za bežnú činnosť		X	X	X
7	T.	Daň z príjmov z mimoriadnej činnosti		X	X	X
8	T.1.	splatná		X	X	X
9	T.2.	odložená		X	X	X
10		Mimoriadny výsledok hospodárenia		X	X	X
11		Výsledok hospodárenia pre zdanením				
12		Výsledok hospodárenia za účtovné obdobie		X	X	X

## 6. Toky elektriny v distribučnej sústave

Regulovaný subjekt		Rok			
Výkaz: Toky elektriny v distribučnej sústave					
		Stav spracovania hodnôt roku	skutočnosť		
Číslo	Názov položky/napät'ová úroveň	VVN	VN	NN	Spolu
	Označenie stĺpca/Jednotka	MWh/r	MWh/r	MWh/r	MWh/r
	A	b	c	d	
1	Sústava PPS/VVN; transformácia z vyššej napät'ovej úrovne (VVN/VN, VN/NN)				
2	Dodávka elektriny zo zdrojov Slovenských elektrární, a.s. do sústavy PDS				
3	Dodávka elektriny od susedných PDS:				
4	Západoslovenská Distribučná, a. s.				
5	Stredoslovenská energetika – Distribúcia, a. s.				
6	Východoslovenská distribučná, a. s.				
7	Dodávka elektriny z vlastných zdrojov PDS do sústavy PDS				
8	Dodávka elektriny zo zdrojov ostatných výrobcov elektriny vrátane vlastnej výroby elektriny do sústavy PDS				
9	Dovoz elektriny zo zahraničia na úrovni DS celkom				
10	z toho dovoz elektriny z Česka				
11	z toho dovoz elektriny z Maďarska				
12	z toho dovoz elektriny z Poľska				
13	z toho dovoz elektriny z Ukrajiny				
14	z toho tranzit elektriny celkom				
15	Prevádzkovatelia miestnych distribučných sústav				
16	Vstup do hladiny celkom				
17	Z toho vstup do distribučnej sústavy regulovaného subjektu v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od elektrizačnej sústavy Slovenskej republiky				
18	Odberatelia elektriny v domácnosti				
19	Oprávnení odberatelia okrem odberateľov elektriny v domácnosti				
20	Odber výrobcov elektriny zo sústavy PDS – bez PVE				
21	Dodávka elektriny susedným PDS:				
22	Západoslovenská Distribučná, a. s.				
23	Stredoslovenská energetika – Distribúcia, a. s.				
24	Východoslovenská distribučná, a. s.				
25	Dodávka elektriny do sústavy PPS				
26	Odber PVE v režime čerpania zo sústavy PDS				
27	Vývoz elektriny (do zahraničia) na úrovni PDS celkom				
28	z toho vývoz elektriny do Česka				
29	z toho vývoz elektriny do Maďarska				
30	z toho vývoz elektriny do Poľska				
31	z toho vývoz elektriny na Ukrajinu				
32	z toho tranzit elektriny celkom				

33	Prevádzkovatelia miestnych distribučných sústav				
34	Výstup z napäťovej úrovne celkom				
35	Z toho odber elektriny koncovými odberateľmi elektriny pripojenými do distribučnej sústavy regulovaného subjektu v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od elektrizačnej sústavy Slovenskej republiky				
36	Vlastná spotreba elektriny PDS				
37	Celkové straty elektriny na napäťovej úrovni				
38	Výstup do transformácie (VVN/VN, VN/NN) na strane vyššieho napätia				
	Bilancia – kontrola				

Vysvetlivky k tabuľke:

PPS – prevádzkovateľ prenosovej sústavy,

PDS – prevádzkovateľ distribučnej sústavy,

PVE – prečerpávacia vodná elektrárňa,

VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie.

#### 7. Nákup elektriny na krytie strát

Regulovaný subjekt		Rok	t-2
		Stav spracovania hodnôt roku	
Výkaz: Nákup elektriny na krytie strát			Nakúpené množstvo
Číslo	Dodané od subjektu	MWh	
	a	c	
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7	Celkom		

Vysvetlivky k tabuľke:

PDS – prevádzkovateľ distribučnej sústavy.

#### 8. Technické parametre prevádzkovateľa distribučnej sústavy

Regulovaný subjekt	Technické parametre/Rok		
Číslo	Položka	Jednotka	Skutočnosť roku t-2
	a	b	c
1	Distribúcia elektriny VVN		
2	vonkajšie vedenia VVN	km	
3	káblové vedenia VVN	km	
4	kapacita transformácie PS/VVN	MVA	
5	počet transformátorov PS/VVN	kus	
6	Distribúcia elektriny VN		

7	vonkajšie vedenia VN	km	
8	káblové vedenia VN	km	
9	kapacita transformácie VVN/VN	MVA	
10	počet transformátorov VVN/VN	kus	
11	Distribúcia elektriny NN		
12	vonkajšie vedenia NN	km	
13	káblové vedenia NN	km	
14	kapacita transformácie VN/NN	MVA	
15	počet transformátorov VN/NN	kus	

**9. Vyradený majetok – skutočnosť**

Číslo	Regulovaný subjekt	Rok t-2	
		a	b
1		VVN	
2		VN	
3		NN	

Vysvetlivky k tabuľke:

VVN – veľmi vysoké napätie,

VN – vysoké napätie,

NN – nízke napätie.

**10. Iné náklady**

Číslo	Výkaz: Iné náklady	Rok t-2
		tisíc eur
	a	b
1	Distribúcia elektriny celkom	
2	Distribúcia elektriny VVN	
3	Distribúcia elektriny VN	
4	Distribúcia elektriny NN	

Vysvetlivky k tabuľke:

VVN – veľmi vysoké napätie,

VN – vysoké napätie,

NN – nízke napätie.

**11. Výkaz skutočných a plánovaných výnosov z rezervovanej kapacity výrobcov elektriny uplatňovanej pri výrobe elektriny**

Číslo	Výkaz výnosov z RK výrobcov elektriny	Inštalovaný výkon	Výnosy	Inštalovaný výkon	Výnosy
		v rok t-2	v roku t-2	rok t	v roku t
		MW	tisíc eur	MW	tisíc eur
	a	b	c	d	e
1	Napät'ová úroveň VVN				
2	Napät'ová úroveň VN				
3	Napät'ová úroveň NN				
4	Celkom				

**Príloha č. 9  
k vyhláske č. 246/2023 Z. z.****Špecifikácia výnosov z cenníka služieb za distribúciu elektriny § 25 ods. 3 písm. j) piateho bodu na účely určenia  $DV_{HN,t}$  roku t-2**

Tabuľka č. 1 Celkové skutočné výnosy z cenníka služieb za distribúciu elektriny jednotlivých prevádzkovateľov regionálnych distribučných sústav podľa § 25 ods. 3 písm. j) piateho bodu

Položka číslo	Činnosť	Čistý výnos v roku t-2 v EUR
1.	Znovupripojenie, vrátane všetkých činností ktoré ho vyvolali	
2.	Obnovenie prevádzkovej plomby	
3.	Hromadné obnovenie prevádzkových plomb	
4.	Drobná oprava poruchy na odbernom mieste na NN zariadení odberateľa	
5.	Zbytočne uskutočnený poruchový výjazd pri poruche na NN zariadení odberateľa	
6.	Zbytočne uskutočnený výjazd súvisiaci s úkonmi na elektromere	

Vysvetlivky k tabuľke č. 1:

\*\* Položka tabuľky Výnos v roku t-2 v EUR predstavuje 100% dosiahnutého výnosu roka t-2.

**Príloha č. 10**  
**k vyhláske č. 246/2023 Z. z.**

**Podklady k návrhu ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny  
prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy**

**1. Údaje potrebné na výpočet najvyššej ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny**

	A (eur/MWh)	EONV (tis. eur)	EONE (tis. eur)	QD (MWh)	QS (MWh)	QSDS (MWh)	QSTR (MWh)	QSVE (MWh)	QE (MWh)	QV (MWh)	PZ (eur/MWh)	KA (eur/MWh)	PVD (eur)
Rok t													
Rok t-1													
Rok t-2													

Vysvetlivky k tabuľke:

V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje,

A – je najvyššia cena za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny oprávneným odberateľom elektriny na jednotku množstva,

EONV – sú plánované ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny určené podľa § 26 ods.1 písm. a),

EONE – sú plánované ekonomicky oprávnené náklady určené podľa § 26 ods.1 písm. b),

QD – je množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu koncovými odberateľmi elektriny,

QS – je množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom okrem vlastnej spotreby pri distribúcii elektriny a vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení v jednotkách množstva elektriny,

QSDS - je množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu pri distribúcii elektriny regulovaného subjektu v jednotkách množstva elektriny,

QSTR – sú celkové straty elektriny v distribučnej sústave regulovaného subjektu v jednotkách množstva elektriny,

QSVEt – je plánované množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, uzná sa množstvo elektriny rovnajúce sa najviac 8 % z množstva elektriny vyrobenej vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny; pri väčšom množstve elektriny QSVEt ako 8 % z množstva elektriny vyrobenej vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny sa s návrhom ceny predkladá schéma zariadenia na výrobu elektriny a podrobná analýza vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny,

QSVE – je množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení v jednotkách množstva elektriny,

QE – je množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny, odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu do sústavy, do ktorej je regulovaný subjekt pripojený,

QV – je množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vyrobenej v zariadení pripojenom do distribučnej sústavy regulovaného subjektu, elektrina vyrobená vo vlastnom a inom zariadení,

PZ – je primeraný zisk na jednotku množstva určený podľa § 26 ods. 1,

KA – je faktor vyrovnania najvyššej ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v eurách na jednotku množstva distribuovanej elektriny na rok t, ktorý sa vypočíta podľa § 26 ods. 1,

PVD – je celkový objem výnosov v eurách nesúvisiacich s vykonávaním regulovanej činnosti a využívaním prevádzkových aktív (napr. nájom) nevyhnutne využívaných na distribúciu elektriny, ktoré sa zohľadnia v návrhu ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny.



**2. Obstarávacie náklady na elektrinu v tisícoch eur**

	Nákup elektriny (tisíc eur)	Vlastná výroba elektriny (tisíc eur)	ON (tisíc eur)	QN (MWh)
Rok t				
Rok t-1				
Rok t-2				

Vysvetlivky k tabuľke:

V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje,

Nákup – sú obstarávacie náklady na elektrinu okrem nákladov na vlastnú výrobu elektriny (množstvo nakúpenej elektriny x cena silovej elektriny),

Vlastná výroba – sú náklady na vlastnú výrobu elektriny určené podľa § 2,

ON – sú celkové obstarávacie náklady na elektrinu vrátane nákladov na vlastnú výrobu (súčet stĺpcov „Nákup“ a „Vlastná výroba“),

QN – je množstvo nakúpenej elektriny v jednotkách množstva.

**3. Oprávnené náklady na distribúciu elektriny v tisícoch eur**

	VVN (rok t)	VN (rok t)	NN (rok t)	Spolu (rok t)	VVN (rok t-1)	VN (rok t-1)	NN (rok t-1)	Spolu (rok t-1)	VVN (rok t-2)	VN (rok t-2)	NN (rok t-2)	Spolu (rok t-2)
Technologické náklady												
Osobné náklady												
Náklady z plnenia povinností												
Odpisy												
Finančný prenájom												
Nájomné												
Náklady na opravy a údržbu												
Náklady z uplatnenia tarify za systémové služby, tarify za prevádzkovanie systému a efektívnej sadzby na množstvo elektriny na straty MDS	xxx	xxx	xxx									
Iné náklady												
Náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny (EONE)												
Náklady spolu												

Vysvetlivky k tabuľke č. 3:

1. V stĺpcoch na rok t sa uvádzajú plánované údaje, v stĺpcoch na rok t-1 sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v stĺpcoch na rok t-2 sa uvádzajú skutočné údaje.
2. V stĺpcoch VVN sa uvádzajú náklady súvisiace s veľmi vysokým napätím, v stĺpcoch VN sa uvádzajú náklady súvisiace s vysokým napätím a v stĺpcoch NN sa uvádzajú náklady súvisiace s nízkym napätím. Náklady na transformačné stanice VVN/VN sa rozdelia medzi napäťové úrovne VVN a VN v pomere 20 ku 80, náklady na transformačné stanice VN/NN sa delia medzi napäťové úrovne VN a NN v pomere 15 ku 85. Náklady na správnu réžiu, ktoré je možné zahrnúť do ekonomicky oprávnených nákladov podľa § 2, sa delia medzi jednotlivé napäťové úrovne podľa množstva elektriny spotrebovanej, prepravenej a dodanej na jednotlivých napäťových úrovniach.
3. V riadku „Náklady na distribúciu a prenos“ sa uvádzajú náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená.
4. VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN - nízke napätie.

## 4. Ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v tisícoch eur

	VVN (rok t)	VVN (rok t-1)	VVN (rok t-2)	VN (rok t)	VN (rok t-1)	VN (rok t-2)	NN (rok t)	NN (rok t-1)	NN (rok t-2)
Elektrické stanice (110 kV)									
Vedenia									
Elektrické spínacie stanice									
Transformačné stanice									
– z toho VVN/VN									
VN/NN									
Meranie elektriny a predaj elektriny									
– z toho náklady na predaj elektriny									
elektromery a meranie elektriny									
Náklady z uplatnenia tarify za systémové služby, tarify za prevádzkovanie systému a efektívnej sadzby na množstvo elektriny na straty MDS	xxx			xxx			xxx		
Náklady na distribúciu a prenos elektriny (EONE)									
Náklady odbytu									
Správna réžia									
Náklady spolu									

Vysvetlivky k tabuľke:

1. V stĺpcoch pre rok t sa uvádzajú plánované údaje, v stĺpcoch na rok t-1 sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1, v stĺpcoch na rok t-2 sa uvádzajú skutočné údaje.
2. V stĺpcoch VVN sa uvádzajú náklady súvisiace s veľmi vysokým napätím, v stĺpcoch VN sa uvádzajú náklady súvisiace s vysokým napätím a v stĺpcoch NN sa uvádzajú náklady súvisiace s nízkym napätím. Náklady na transformačné stanice VVN/VN sa rozdelia medzi napäťové úrovne VVN a VN v pomere 20 ku 80, náklady na transformačné stanice VN/NN sa rozdelia medzi napäťové úrovne VN a NN v pomere 15 ku 85. Náklady na správnu réžiu, ktoré je možné zahrnúť do ekonomicky oprávnených nákladov podľa § 2, sa rozdelia medzi jednotlivé napäťové úrovne podľa množstva elektriny spotrebovanej, prepravenej a dodanej na jednotlivých napäťových úrovniach.
3. V riadku „Náklady na distribúciu a prenos“ sa uvádzajú náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená.
4. VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie.

## 5. Ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v členení podľa účtovej osnovy v tisícoch eur

		VVN (rok t)	VVN (rok t-1)	VVN (rok t-2)	VN (rok t)	VN (rok t-1)	VN (rok t-2)	NN (rok t)	NN (rok t-1)	NN (rok t-2)
501	Spotreba materiálu									
502	Spotreba energií									
503	Spotreba ostatných neskladovaných dodávok bez nákupu elektriny									
511	Dodávateľské opravy									
518	Ostatné služby									
52x	Osobné náklady									
53x	Dane a poplatky									
54x	Iné prevádzkové náklady									
551	Odpisy DHM a DNM									
56x	Finančné náklady									
	– z toho úroky (562)									
	Iné náklady – prvotné									
	Celkové prvotné náklady									
	– z toho vlastné opravy									
	režijné náklady									
	vlastná doprava									
	Náklady z uplatnenia tarify za systémové služby, tarify za prevádzkovanie systému a efektívnej sadzby na množstvo elektriny na straty (MDS)	xxx			xxx			xxx		
	Náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny (EONE)									
	Náklady celkom									

Vysvetlivky k tabuľke:

1. V stĺpcoch pre rok t sa uvádzajú plánované údaje, v stĺpcoch na rok t-1 sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v stĺpcoch na rok t-2 sa uvádzajú skutočné údaje.
2. DHM je dlhodobý hmotný majetok. DNM je dlhodobý nehmotný majetok.
3. V stĺpcoch VVN sa uvádzajú náklady súvisiace s veľmi vysokým napätím, v stĺpcoch VN sa uvádzajú náklady súvisiace s vysokým napätím a v stĺpcoch NN sa uvádzajú náklady súvisiace s nízkym napätím.
4. V riadku „Náklady na distribúciu a prenos“ sa uvádzajú náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená.
5. VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie.

**6. Kalkulácia nákladov na distribúciu elektriny v tisícoch eur**

	Rok t	Rok t-1	Rok t-2
Náklady za distribúciu elektriny EONV			
Náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená EONE			
Náklady za systémové služby			
Náklady za prevádzkovanie systému			
Náklady spolu			

Vysvetlivky k tabuľke:

V stĺpcoch na rok t sa uvádzajú plánované údaje, v stĺpcoch na rok t-1 sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v stĺpcoch na rok t-2 sa uvádzajú skutočné údaje.

**7. Údaje potrebné na určenie osobných nákladov na distribúciu elektriny**

	Distribúcia elektriny				
	Ročné osobné náklady celkom	Priemerný prepočítaný počet zamestnancov	Priemerné ročné osobné náklady na zamestnanca	Priemerná mesačná mzda na zamestnanca	Produktivita práce (výnosy) na zamestnanca
Rok t					
Rok t-1					
Rok t-2					

Vysvetlivky k tabuľke:

V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje.

V stĺpci „Distribúcia elektriny“ sa uvádzajú výlučne údaje, ktoré sa týkajú distribúcie elektriny.

V stĺpci „Priemerný prepočítaný počet zamestnancov“ sa uvedie priemerný prepočítaný počet zamestnancov, ktorí zabezpečujú výlučne distribúciu elektriny, zvýšený o podiel režijných zamestnancov v pomere, v akom sú výnosy za distribúciu elektriny alebo výnosy za výrobu elektriny k celkovým výnosom regulovaného subjektu.

V stĺpci „Priemerné ročné osobné náklady na zamestnanca“ sa uvádzajú ročné osobné náklady v eurách na zamestnancov, ktorí zabezpečujú výlučne distribúciu elektriny, zvýšené o podiel ročných osobných nákladov na režijných zamestnancov v pomere, v akom sú výnosy za distribúciu elektriny k celkovým výnosom regulovaného subjektu, prepočítané na priemerný počet zamestnancov podľa stĺpca „Priemerný prepočítaný počet zamestnancov“.

V stĺpci „Ročné osobné náklady celkom“ sa uvádzajú celkové ročné osobné náklady v eurách na všetkých zamestnancov, ktorí zabezpečujú výlučne distribúciu elektriny.



Skutočné údaje za rok t-2

Stĺpec	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Prenos z vyššej napäťovej úrovne v rámci DS regulovaného subjektu	Distribúcia elektriny (QNS)	Distribúcia elektriny (QVI)	Vlastná výroba elektriny (QVV)	Distribúcia elektriny a vstup (2+3+4)	Spotreba elektriny (1+5)	Vlastná spotreba elektriny (QS+QSDS+QSVE)	QD	QE	Distribúcia elektriny a výstup (7+8+9)	Prenos na nižšiu napäťovú úroveň v rámci DS regulovaného subjektu	Spolu výstup (10+11)	Straty
VVN	xxx												
VN													
NN											xxx		
Spolu													

Vysvetlivky k tabuľke č. 8:

VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie,

QNS – množstvo elektriny vstupujúce do distribučnej sústavy regulovaného subjektu zo sústavy, do ktorej je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená,

QVV – množstvo elektriny vstupujúce do distribučnej sústavy regulovaného subjektu vyrobenej vo vlastnom zariadení regulovaného subjektu,

QVI – množstvo elektriny vstupujúce do distribučnej sústavy regulovaného subjektu vyrobenej v zariadení iného výrobcu elektriny,

QD – množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu koncovými odberateľmi elektriny,

QS – množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom okrem vlastnej spotreby pri distribúcii elektriny a vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení v jednotkách množstva elektriny,

QSDS – množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu pri distribúcii elektriny regulovaného subjektu v jednotkách množstva elektriny,

QSVE – množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu súvisiacu s výrobou elektriny vo vlastnom zariadení v jednotkách množstva elektriny,

QE – množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu do sústavy, do ktorej je regulovaný subjekt pripojený.

**9. Primeraný zisk PZt v eurách na jednotku množstva elektriny**

	PZ (eur/MWh)	ZZ (eur/MWh)	ME (eur)
Rok t			
Rok t-1		xxx	
Rok t-2		xxx	

Vysvetlivky k tabuľke č. 9:

V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje.

**10. Faktor vyrovnania maximálnej ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny KAt v eurách na jednotku množstva elektriny**

	KA (eur/MWh)	TRD (tisíc eur)	SEONV (eur/MWh)	SEONE (eur/MWh)	I (%)	SME (tisíc eur)	ME (tisíc eur)
Rok t			xxx		–		
Rok t-1					–		
Rok t-2							

Vysvetlivky k tabuľke:

V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje.

TRD – celkové plánované výnosy v eurách za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny.

**11. Tarifa za straty pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny**

	CSD (eur/MWh)	VVSD (tisíc eur)	VystE (MWh)	VystEO (MWh)	VystETR (MWh)	PCSES (eur/MWh)	PMSE (MWh)
Rok t							
Rok t-1							
Rok t-2							

Vysvetlivky k tabuľke:

V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje (skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1) a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje.

**12. Výkaz skutočných výnosov a plánovaných výnosov z rezervovanej kapacity výrobcov elektriny uplatňovanej pri výrobe elektriny**

Číslo	Výkaz výnosov z RK výrobcov elektriny	Inštalovaný výkon rok t-2	Výnosy v roku t-2	Inštalovaný výkon rok t	Výnosy v roku t
		MW	tisíc eur	MW	tisíc eur
	a	b	c	d	e
1	Napäťová úroveň VVN				
2	Napäťová úroveň VN				
3	Napäťová úroveň NN				
4	Celkom				



**Príloha č. 11**  
**k vyhláške č. 246/2023 Z. z.**

**Údaje potrebné na určenie ceny za pripojenie do distribučnej sústavy**

**1. Výška skutočných nákladov vyvolaných u prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy pripojením odberných a odovzdávacích miest do distribučnej sústavy**

	Rok t-6	Rok t-5	Rok t-4	Rok t-3	Rok t-2	Rok t-1
	eur	eur	eur	eur	eur	eur
Skutočné náklady vyvolané u prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy pripojením odberných a odovzdávacích miest do distribučnej sústavy	X	X	X	X	X	X
• na napät'ovej úrovni VVN						
• na napät'ovej úrovni VN						

**2. Hodnota najväčšej rezervovanej kapacity súvisiaca s nákladmi podľa tabuľky č. 1 pre napät'ové úrovne veľmi vysokého napätia a vysokého napätia**

	Rok t-6	Rok t-5	Rok t-4	Rok t-3	Rok t-2	Rok t-1
	kW	kW	kW	kW	kW	kW
Hodnota najväčšej rezervovanej kapacity súvisiaca s nákladmi podľa tabuľky č. 3	X	X	X	X	X	X
• na napät'ovej úrovni VVN						
• na napät'ovej úrovni VN						

Vysvetlivka k tabuľke č. 2:

Ak je na odbernom mieste súčasne aj odovzdávacie miesto, zohľadní sa len vyššia z hodnôt najväčšej rezervovanej kapacity.

Vysvetlivka k tabuľkám č. 1 až 2:

V stĺpcoch pre roky t-6 až t-2 sa uvádzajú skutočné údaje, v stĺpci pre rok t-1 sa uvádzajú skutočné údaje za mesiace január až júl roka t-1.

- 1) Napríklad nariadenie Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre pridelovanie kapacity a riadenie preťaženia (Ú. v. EÚ L 197, 25. 7. 2015), nariadenie Komisie (EÚ) 2017/460 zo 16. marca 2017, ktorým sa stanovuje sieťový predpis o harmonizovaných štruktúrach taríf za prepravu plynu (Ú. v. EÚ L 72, 17. 3. 2017).
- 2) § 2 písm. b) sedemnásť bod zákona č. 251/2012 Z. z. o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov.
- 3) § 66 opatrenia Ministerstva financií Slovenskej republiky zo 16. decembra 2002 č. 23054/2002-92, ktorým sa ustanovujú podrobnosti o postupoch účtovania a rámcovej účtovnej osnove pre podnikateľov účtujúcich v sústave podvojného účtovníctva (oznámenie č. 740/2002 Z. z.) v znení neskorších predpisov.
- 4) Napríklad zákon č. 381/2001 Z. z. o povinnom zmluvnom poistení zodpovednosti za škodu spôsobenú prevádzkou motorového vozidla a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov, zákon č. 582/2004 Z. z. o miestnych daniach a miestnom poplatku za komunálne odpady a drobné stavebné odpady v znení neskorších predpisov, § 13 ods. 3 zákona č. 650/2004 Z. z. o doplnkovom dôchodkovom sporení a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov, zákon č. 309/2009 Z. z. o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov a zákon č. 251/2012 Z. z. v znení neskorších predpisov.
- 5) Zákon č. 137/2010 Z. z. o ovzduší v znení neskorších predpisov.
- 6) Napríklad § 28 zákona č. 431/2002 Z. z. o účtovníctve v znení neskorších predpisov a § 22 až 29 zákona č. 595/2003 Z. z. o dani z príjmov v znení neskorších predpisov.
- 7) § 29 zákona č. 595/2003 Z. z. v znení neskorších predpisov.
- 8) § 2 ods. 1, 5 a 8 zákona č. 483/2001 Z. z. o bankách a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov.
- 9) § 37 ods. 4 zákona č. 251/2012 Z. z. v znení neskorších predpisov.
- 10) Nariadenie Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) č. 347/2013 zo 17. apríla 2013 o usmerneniach pre transeurópsku energetickú infraštruktúru, ktorým sa zrušuje rozhodnutie č. 1364/2006/ES a menia a dopĺňajú nariadenia (ES) č. 713/2009, (ES) č. 714/2009 a (ES) č. 715/2009 (Ú. v. EÚ L 115, 25. 4. 2013).
- 11) § 30c zákona č. 595/2003 Z. z. v znení neskorších predpisov.
- 12) § 23 zákona č. 595/2003 Z. z. v znení neskorších predpisov.
- 13) Zákon č. 650/2004 Z. z. v znení neskorších predpisov.
- 14) Zákon č. 283/2002 Z. z. o cestovných náhradách v znení neskorších predpisov.
- 15) Zákon Národnej rady Slovenskej republiky č. 152/1994 Z. z. o sociálnom fonde a o zmene a doplnení zákona č. 286/1992 Zb. o daniach z príjmov v znení neskorších predpisov.
- 16) Nariadenie vlády Slovenskej republiky č. 395/2006 Z. z. o minimálnych požiadavkách na poskytovanie a používanie osobných ochranných pracovných prostriedkov v znení nariadenia vlády SR č. 400/2021 Z. z.
- 17) Napríklad zákon č. 577/2004 Z. z. o rozsahu zdravotnej starostlivosti uhrádzanej na základe verejného zdravotného poistenia a o úhradách za služby súvisiace s poskytovaním zdravotnej starostlivosti v znení neskorších predpisov a zákon č. 355/2007 Z. z. o ochrane, podpore a rozvoji verejného zdravia a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov.
- 18) Zákon č. 124/2006 Z. z. o bezpečnosti a ochrane zdravia pri práci a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov.
- 19) § 20 zákona č. 595/2003 Z. z. v znení neskorších predpisov.
- 20) § 59 ods. 14 opatrenia č. 23054/2002-92 (oznámenie č. 740/2002 Z. z.) v znení opatrenia č. MF/26312/2009-74 (oznámenie č. 518/2009 Z. z.).
- 21) § 19 ods. 2 písm. l) zákona č. 595/2003 Z. z. v znení neskorších predpisov.
- 22) § 3 písm. a) šiesty bod zákona č. 251/2012 Z. z. v znení neskorších predpisov.
- 23) Vyhláška Úradu pre reguláciu sieťových odvetví č. 236/2016 Z. z., ktorou sa ustanovujú

štandardy kvality prenosu elektriny, distribúcie elektriny a dodávky elektriny.

24) Vyhláška Štatistického úradu Slovenskej republiky č. 306/2007 Z. z., ktorou sa vydáva Štatistická klasifikácia ekonomických činností v znení neskorších predpisov.

25) § 3 písm. l) a § 11 zákona č. 305/2013 Z. z. o elektronickej podobe výkonu pôsobnosti orgánov verejnej moci a o zmene a doplnení niektorých zákonov (zákon o e-Governmente) v znení neskorších predpisov.

26) § 19 ods. 2 zákona č. 595/2003 Z. z. v znení neskorších predpisov.

27) § 6 a § 14 zákona č. 235/2012 Z. z. o osobitnom odvode z podnikania v regulovaných odvetviach a o zmene a doplnení niektorých zákonov.

28) Vyhláška Ministerstva spravodlivosti Slovenskej republiky č. 492/2004 Z. z. o stanovení všeobecnej hodnoty majetku v znení neskorších predpisov.

29) Nariadenie Komisie (EÚ) 2017/1485 z 2. augusta 2017, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prevádzkovanie elektrizačnej prenosovej sústavy (Ú. v. EÚ L 220, 25. 8. 2017) v platnom znení.

30) Čl. 25 nariadenia (EÚ) 2015/1222.

31) Čl. 20 nariadenia (EÚ) 2017/1485.

32) Čl. 19 až 22 nariadenia Komisie (EÚ) 2017/2195 z 23. novembra 2017, ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (Ú. v. EÚ L 312, 28. 11. 2017) v platnom znení.

33) Čl. 6 bod 1. nariadenia Európskeho parlamentu a rady (EÚ) 2019/943 z 5. júna 2019 o vnútornom trhu s elektrinou (Ú. v. EÚ L 158, 14. 6. 2019) v platnom znení.

34) Nariadenie Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 a nariadenie Komisie (EÚ) 2017/2195 z 23. novembra 2017, ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (Ú. v. EÚ L 312, 28. 11. 2017) v platnom znení.

35) Čl. 6 ods. 4 nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 v platnom znení.

36) Napríklad čl. 20 a 21 Nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 a nariadenie Komisie (EÚ) 2017/2195 z 23. novembra 2017, ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (Ú. v. EÚ L 312, 28. 11. 2017) v platnom znení.

37) § 13 vyhlášky Úradu pre reguláciu sieťových odvetví č. 207/2023 Z. z., ktorou sa ustanovujú pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s elektrinou, obsahové náležitosti prevádzkového poriadku prevádzkovateľa sústavy, organizátora krátkodobého trhu s elektrinou a rozsah obchodných podmienok, ktoré sú súčasťou prevádzkového poriadku prevádzkovateľa sústavy.

38) § 2 písm. t) prvého bodu vyhlášky č. 207/2023 Z. z.

39) § 2 písm. u) vyhlášky č. 207/2023 Z. z.

40) § 2 písm. u) a v) vyhlášky č. 207/2023 Z. z.

41) § 19 ods. 2 písm. l) zákona č. 595/2003 Z. z. v znení neskorších predpisov.

42) § 15 zákona č. 595/2003 Z. z. v znení neskorších predpisov.

