

На основу члана 16. Одлуке о измјенама и допуни Методологије за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије, независног оператора система и помоћне услуге (“Службени гласник БиХ”, број 64/21), секретар у Државној регулаторној комисији за електричну енергију утврдио је Други пречишћени текст Методологије за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије, независног оператора система и помоћне услуге.

Други пречишћени текст обухваћа Методологију за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије, независног оператора система и помоћне услуге (“Службени гласник БиХ”, број 46/05), Одлуку о измјенама и допунама Методологије за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије, независног оператора система и помоћне услуге (“Службени гласник БиХ”, број 17/07), Одлуку о измјенама и допунама Методологије за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије, независног оператора система и помоћне услуге (“Службени гласник БиХ”, број 11/09), Одлуку о измјенама и допунама Методологије за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије, независног оператора система и помоћне услуге (“Службени гласник БиХ”, број 73/11), Одлуку о измјенама и допунама Методологије за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије, независног оператора система и помоћне услуге (“Службени гласник БиХ”, број 61/14), Одлуку о измјенама и допунама Методологије за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије, независног оператора система и помоћне услуге (“Службени гласник БиХ”, број 95/16) и Одлуку о измјенама и допуни Методологије за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије, независног оператора система и помоћне услуге (“Службени гласник БиХ”, број 64/21), у којима је назначен дан њиховог ступања на снагу.

МЕТОДОЛОГИЈА

ЗА ИЗРАДУ ТАРИФА ЗА УСЛУГЕ ПРЕНОСА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ, НЕЗАВИСНОГ ОПЕРАТОРА СИСТЕМА И ПОМОЋНЕ УСЛУГЕ

ДРУГИ ПРЕЧИШЋЕНИ ТЕКСТ

ДИО ПРВИ – ОПШТЕ ОДРЕДБЕ

Члан 1.

(Уводна одредба)

Овим актом се утврђује методологија за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије (у даљњем тексту: преносна мрежарина) и методологија за израду тарифа системских услуга Независног оператора система и тарифа за помоћне услуге.

Члан 2.

(Дефиниције)

‘Балансирање’ означава све активности и процесе, у свим временским оквирима, путем којих оператори система осигуравају континуирано одржавање системске фреквенције унутар предефинисаног стабилног опсега, те потребни ниво резерве с обзиром на захтијевани квалитет.

‘Балансна енергија’ је енергија коју користи оператор система у сврху балансирања и коју испоручује пружалац балансних услуга.

‘Балансна услуга’ је балансни (резервисани) капацитет или балансна енергија за балансирање система.

- ‘Балансни (резервисани) капацитет’** значи капацитет којег је пружалац баланских услуга уговорио да држи у резерви за потребе оператора система и за којег је обавезан достављати понуде за одговарајућу количину балансне енергије за вријеме трајања уговора.
- ‘Балансно одговорна страна’** је учесник на тржишту који је на основу уговора о балансној одговорности преузео финансијску одговорност за дебаланс балансне групе, и који је код НОС-а регистрован у том својству.
- ‘Балансно тржиште’** значи централно тржиште за набавку и продају електричне енергије којим руководи НОС у сврху одржавања континуираног баланса снабдијевања и потражње у реалном времену, као и додатни механизми које спроводи НОС у сврху обезбјеђивања снабдијевања системским услугама.
- ‘Цијена дебаланса’** је цијена електричне енергије, позитивна, нула или негативна, по којој се финансијски поравнава остварени позитивни, односно негативни дебаланс балансно одговорних страна.
- ‘Дебаланс’** је разлика између измјерених величина инјектиране и преузете електричне енергије и програма балансно одговорне стране или учесника на тржишту, при чему се узима у обзир и ангажована балансна енергија.
- ‘ДЕРК’** је Државна регулаторна комисија за електричну енергију.
- ‘ЕНТСО-Е’** је Европска мрежа оператора преносног система за електричну енергију.
- ‘Корисник система’** означава свако физичко или правно лице које снабдијева или је снабђено посредством преносног система.
- ‘Купац’** означава лиценциране електроенергетске субјекте (власници лиценце за снабдијевање, дистрибуцију или производњу електричне енергије) који преузимају електричну енергију из преносног система.
- ‘Листа економског првенства’** је листа понуда балансне енергије сортирана по цијени понуда с циљем њихове оптималне активације.
- ‘Мрежни кодекс’** означава правила и процедуре које, између осталог, регулишу техничка питања у вези са прикључењем на преносни систем, помоћним услугама, мјерењем и достављањем дневних распореда.
- ‘Нетрансакцијска метода’** је метода за обрачунавање коришћења услуга преноса електричне енергије при чему цијена не зависи од географске локације корисника, нити од броја трансакција у посматраном периоду.
- ‘Нежељено одступање’** је разлика између остварене и планиране размјене електричне енергије ЛФЦ подручја.
- ‘НОС’** значи “Независни оператор система у Босни и Херцеговини”, Сарајево.
- ‘Оператор дистрибутивног система’** је електроенергетски субјекат који обавља дјелатност дистрибуције електричне енергије и управљања дистрибутивним системом и одговоран је за рад, одржавање и развој дистрибутивног система на одређеном подручју, његово повезивање са другим системима и осигурање дугорочне способности система да испуни потребе за дистрибуцијом електричне енергије.
- ‘Помоћне услуге’** означавају све услуге које НОС набавља од пружалаца помоћних услуга у сврху пружања системских услуга, односно, у сврху очувања сигурног и

поузданог рада електроенергетског система БиХ те континуираног и квалитетног снабдијевања купаца.

- ‘**Поравнање дебаланса**’ је механизам финансијског поравнања дебаланса балансно одговорних страна.
- ‘**Потребни приход**’ је онај ниво прихода који је неопходан како би регулисана компанија могла да пружа потребни ниво услуге и при томе остварује разуман поврат средстава.
- ‘**Прекогранични токови електричне енергије**’ су они токови код којих се користи дио преносне мреже који омогућава непосредно повезивање са мрежама сусједних земаља, а односе се на увоз, извоз и транзит.
- ‘**Пренос електричне енергије**’ значи транспорт електричне енергије преко високонапонског повезаног система за испоруку крајњим корисницима, дистрибуцијама и сусједним електроенергетским системима.
- ‘**Преносна компанија**’ значи “Електропренос Босне и Херцеговине”, акционарско друштво Бања Лука.
- ‘**Произвођач**’ је учесник на тржишту, правно лице које посједује лиценцу за производњу електричне енергије.
- ‘**Пружалац баланских услуга**’ је учесник на тржишту чији су ресурси код НОС-а регистровани за пружање баланских услуга.
- ‘**Пружалац помоћних услуга**’ је учесник на тржишту чији су ресурси код НОС-а регистровани за пружање помоћних услуга.
- ‘**Размјена баланских услуга**’ је прекогранична размјена баланских резерви или балансне енергије.
- ‘**Регулациони блок фреквенције и снаге размјене**’ или ‘**ЛФЦ блок**’ (*Load Frequency Control Block*) је дио синхроног подручја, које се састоји од једног или више ЛФЦ подручја, са мјерним мјестима на физичким интерконекцијама са другим ЛФЦ блоковима, којим управља један или више оператора система, унутар којег се врши регулација фреквенције и снаге размјене.
- ‘**Регулационо подручје фреквенције и снаге размјене**’ или ‘**ЛФЦ подручје**’ (*Load Frequency Control Area*) је дио синхроног подручја, са мјерним мјестима на физичким интерконекцијама са другим ЛФЦ подручјима, којим управља један оператор система и унутар којег се врши регулација фреквенције и снаге размјене.
- ‘**Регулаторна база средстава**’ је вриједност материјалних и нематеријалних средстава која су потребна и која се користе за пружање услуга у оквиру регулисане дјелатности.
- ‘**Регулисана компанија**’ је правно лице чија је дјелатност, у складу са законом, регулисана од стране ДЕРК-а.
- ‘**Резерва за обнову фреквенције**’ (*Frequency Restoration Reserve – FRR*) је резерва активне снаге расположива за враћање фреквенције на номиналну вриједност и враћање баланса активне снаге, те одржавање снаге размјене.
- ‘**Резерва за одржавање фреквенције**’ (*Frequency Containment Reserve – FCR*) је резерва активне снаге расположива за стабилизацију фреквенције након појаве дебаланса активне снаге у систему.

- ‘Системске услуге’** значе све услуге које пружа НОС како би се обезбиједио поуздан и ефикасан транспорт електричне енергије у преносном систему, ријешили прекиди у транспорту електричне енергије и одржавао и поново успоставио баланс енергије у преносном систему.
- ‘Снабдјевач’** је учесник на тржишту, правно лице које посједује лиценцу за снабдијевање електричном енергијом.
- ‘Тарифа’** је цијена коју регулисана компанија зарачунава корисницима својих услуга.
- ‘Тарифни период’** је период у коме тарифа коју одобри ДЕРК остаје непромијењена и који уобичајено траје календарску годину, али може бити и у дужем и краћем трајању.
- ‘Тестна година’** је претходна или наредна календарска година која претходи или слиједи након подношења захтјева за одобрење тарифа и за коју регулисана компанија обезбјеђује информације и податке који су потребни за одређивање тарифа.
- ‘Трансфер балансног капацитета (резерве)’** је пренос обавеза за балансни капацитет (резерву) са иницијално уговореног на другом пружаоца баланских услуга.
- ‘Транзит’** означава транспорт електричне енергије с циљем испуњавања уговора који се односе на трговину електричном енергијом, када нити једна страна тог споразума не купује, нити производи ту електричну енергију у Босни и Херцеговини.
- ‘Тржишна правила’** значе пословни кодекс који садржи правила и процедуре балансног тржишта као и комерцијалне услове за конекцију, коришћење и рад преносног система.
- ‘Учесник на тржишту’** је власник лиценце која се односи на електроенергетску дјелатност и коју је издао надлежни регулатор у Босни и Херцеговини.
- ‘Замјенска резерва’** (*Replacement Reserve – RR*) је резерва активне снаге расположива за поновно успостављење или одржавање потребног нивоа резерве за обнову фреквенције, као припрема за нове дебалансе активне снаге у систему, укључујући генераторску резерву.

Члан 3. (Скраћенице)

AD - вриједност акумулисане амортизације сталних средстава

C_{AS} - трошкови набавке помоћних услуга

C_D - трошкови амортизације

C_{GA} - вриједност бесплатно преузетих средстава

C_L - трошкови набавке електричне енергије за покривање губитака у преносном систему

$C_{O\&M}$ - трошкови рада и одржавања

C_{PenSec} - вриједност накнаде за необезбјеђивање капацитета секундарне регулације

C_{PenTer} - вриједност накнаде за необезбјеђивање капацитета терцијарне регулације

$C_{PrimCap}$ - трошкови набавке капацитета примарне регулације

C_{SecCap} - трошкови набавке капацитета секундарне регулације

C_{SysOTH} - остали трошкови који се односе на системску услугу

C_{TerCap} - трошкови набавке капацитета терцијарне регулације
 DI (%) - трошкови обавеза (дуга)
 DP - вриједност обавеза (дуга), вриједност обавеза из биланса стања
 EP - вриједност капитала, вриједност капитала из биланса стања
 GA - бесплатно преузета средства
 k - однос потребног прихода тарифне компоненте за енергију и укупног потребног прихода
 $k_{MaxTerEnDow}$ - цјеновни коефицијент граничне цијене балансне енергије терцијарне регулације надоље
 $k_{MaxTerEnUp}$ - цјеновни коефицијент граничне цијене балансне енергије терцијарне регулације нагоре
 $k_{PenSecCap}$ - коефицијент накнаде за необезбјеђени капацитет секундарне регулације
 $k_{PenTerCap}$ - коефицијент накнаде за необезбјеђени капацитет терцијарне регулације
 k_R - цјеновни коефицијент прекомјерно преузете реактивне енергије из преносног система
 k_{RG} - коефицијент накнаде за рад произвођача у капацитивном режиму
 k_{SecCap} - цјеновни коефицијент капацитета секундарне регулације
 k_{TerCap} - цјеновни коефицијент капацитета терцијарне резерве
 КМ - конвертибилна марка
 $kvarh$ - јединица за реактивну енергију (1 kvarh = 1000 varh)
 kW - јединица за активну снагу (1 kW = 1000 W)
 kWh - јединица за активну енергију
 $p_{BaseSecCap}$ - основна (базна) цијена капацитета секундарне регулације
 P_C - вршно оптерећење које се мјери код купаца и представља годишњу суму свих мјесечних максималних снага измјерених код купаца
 P_{FalSec} - износ необезбјеђеног капацитета секундарне регулације
 p_G - преносна мрежарина коју плаћају произвођачи
 $p_{ISO G}$ - тарифа за рад независног оператора система коју плаћају произвођачи
 $p_{ISO L}$ - тарифа за рад независног оператора система коју плаћају купци
 p_L - цијена електричне енергије за покривање губитака у преносном систему
 p_{LC} - дио преносне мрежарине који плаћају купци, а односи се на капацитет (снагу)
 p_{LE} - дио преносне мрежарине који плаћају купци, а односи се на енергију
 p_{MR} - референтна цијена електричне енергије на тржишту
 $p_{MaxSecCap}$ - гранична цијена капацитета секундарне регулације
 $p_{MaxSecCapMont}$ - гранична мјесечна цијена капацитета секундарне регулације
 $p_{MaxSecCapYear}$ - гранична годишња цијена капацитета секундарне регулације
 $p_{MaxTerCapUp}$ - гранична цијена капацитета терцијарне регулације нагоре

$p_{MaxTerCapDow}$ - гранична цијена капацитета терцијарне регулације надоље
 $p_{MaxTerEnUp}$ - гранична цијена енергије терцијарне регулације нагоре
 $p_{MaxTerEnDow}$ - гранична цијена енергије терцијарне регулације надоље
 $p_{PenSecCap}$ - цијена накнаде за необезбјеђени капацитет секундарне регулације
 p_R - цијена прекомјерно преузете реактивне енергије коју купци преузимају из преносног система
 p_{reakt} - цијена преузете реактивне енергије коју произвођачи преузимају из преносног система
 p_{SC} - цијена енергије секундарне регулације
 $p_{SecEnDow}$ - цијена енергије секундарне регулације надоље
 $p_{SecEnUp}$ - цијена енергије секундарне регулације нагоре
 p_{Sys} - тарифа за системске услуге
 $p_{TercCap}$ - цијена капацитета терцијарне регулације
 $p_{TerEnDow}$ - цијена енергије терцијарне регулације надоље
 $p_{TerEnUp}$ - цијена енергије терцијарне регулације нагоре
 PV - набавна вриједност сталних средстава
 RAB - регулаторна база средстава
 ROA - поврат (принос) на средства
 ROE (%) - поврат на власнички капитал
 RR_G - дио потребног прихода који се односи на мрежарине које плаћају произвођачи
 RR_{ISO} - потребни приход за обављање регулисане дјелатности (услуга) НОС-а
 $RR_{ISO G}$ - дио потребног прихода независног оператора система који се односи на тарифу коју плаћају произвођачи
 $RR_{ISO L}$ - дио потребног прихода независног оператора система који се односи на тарифу коју плаћају купци
 $R_{ISO OTH}$ - остали приходи који се односе на рад независног оператора система
 $R_{TR OTH}$ - остали приходи који се односе на услуге преноса електричне енергије укључујући приход остварен од прекограничне трговине
 RR_L - дио потребног прихода који се односи на мрежарине које плаћају купци
 RR_{TR} - потребни приход за обављање регулисане дјелатности (услуге) Преносне компаније
 S - разлика цијена енергије секундарне регулације нагоре и надоље
 T (%) - ефективна порезна стопа на добит, важећа за тарифни период
 TC - вриједност пасиве из биланса стања
 W_C - активна електрична енергија коју преузимају купци
 W_G - активна електрична енергија коју у преносни систем инјектирају произвођачи прикључени на преносни систем

WACC - пондерисани просјечни трошкови капитала

WC - вриједност радног капитала.

Члан 4.
(Циљеви и начела)

- (1) Приликом одређивања тарифа ће се уважавати сљедећи циљеви и начела:
 - а) непристрасност, транспарентност и спречавање дискриминације;
 - б) подстицање ефикасности регулисаних субјеката и корисника преносне мреже;
 - ц) подстицање механизма за повећање енергетске ефикасности;
 - д) стварање стабилних односа на тржишту електричне енергије и стабилних услова за улагаче у електроенергетски сектор;
 - е) подстицање развоја преносне мреже тако да се ниво квалитета испоруке континуирано одржава или повећава.
- (2) Да би се постигли циљеви и начела из претходног става тарифе морају бити засноване на оправданим трошковима пословања, погона, одржавања, замјене, изградње или реконструкције објеката и опреме, укључујући при томе разуман износ поврата инвестиција, амортизацију и порезе, узимајући у обзир и заштиту околине.

Члан 5.
(Врсте тарифа)

Тарифе које доноси ДЕРК су преносна мрежарина, тарифа за рад независног оператора система, тарифа за системску услугу и тарифе за помоћне услуге.

Члан 6.
(Напонски нивои)

За купце који су прикључени на напонске нивое 400 kV, 220 kV и 110 kV ће се обрачунати јединствена тарифа.

Члан 7.
(Тарифни елементи)

- (1) Тарифе садрже сљедеће тарифне елементе:
 - а) вршна снага;
 - б) активна електрична енергија коју у преносну мрежу инјектирају произвођачи прикључени на преносну мрежу;
 - ц) преузета активна електрична енергија;
 - д) прекомјерно преузета реактивна енергија.
- (2) Мјерење вршне снаге и активне електричне енергије дефинише се Мрежним правилима, а прекомјерно преузете реактивне енергије Мрежним правилима и чланом 36. ове Методологије.
- (3) При обрачуну мјесечне снаге и преузете електричне енергије киловати (kW), киловатсати (kWh) и киловарсати (kvarh) се заокружују на цијеле бројеве.

- (4) У периоду до комплетирања мјерења у свим мјерним тачкама у којима купци преузимају електричну енергију ДЕРК може одобрити тарифу израчунату на основу потребног прихода и преузете активне електричне енергије.

Члан 8.
(Диференцирање тарифа)

- (1) Тарифе се могу диференцирати по сљедећим критеријумима:
- а) сезонски тарифни ставови;
 - б) дневни тарифни ставови;
 - ц) тарифни ставови у зависности од времена трајања вршног оптерећења;
 - д) тарифни ставови у зависности од нивоа потрошње (блок тарифа).
- (2) У првих неколико тарифних периода ДЕРК може одобрити једнодијелне тарифе, које ће бити у примјени док се не обезбиједи услови за могућност увођења диференцираних тарифних ставова.

Члан 9.
(Регулисање цијена (тарифа))

Регулисањем тарифа обезбјеђује се:

- а) дугорочно пословање компанија, које се баве регулисаним дјелатностима, уз покривање оправданих трошкова и одговарајући поврат на средства;
- б) побољшање продуктивности пословања у оквиру регулисаних дјелатности, уз разумно и ефикасно инвестирање;
- ц) оправдани развој преносне мреже и управљања преносном мрежом у циљу обезбјеђења стабилног и квалитетног снабдијевања корисника.

ДИО ДРУГИ – БИЛАНС ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Члан 10.
(Годишњи биланс на преносној мрежи)

- (1) Независни оператор система израђује годишњи биланс електричне енергије на преносној мрежи који садржи детаљне податке о количинама за наредну годину.
- (2) Биланс из претходног става доставља се ДЕРК-у не касније од 31. октобра текуће године.
- (3) Овај биланс ће, између осталог, служити као подлога за планирање реализације регулисаних компанија.

Члан 11.
(Елементи биланса на преносној мрежи)

Независни оператор система, у сарадњи са системским операторима дистрибуције и произвођачима, дужан је направити годишњи биланс за наредну годину у коме је за сваки поједини мјесец у години садржано сљедеће:

- а) количине пренесене енергије и снаге за квалификоване купце који су прикључени на преносну мрежу;

- б) количине пренесене енергије и снаге за тарифне купце који су прикључени на преносну мрежу;
- ц) количине пренесене енергије и снаге коју преузимају квалификовани купци прикључени на дистрибутивну мрежу;
- д) количине пренесене енергије и снаге коју преузимају тарифни купци прикључени на дистрибутивну мрежу;
- е) количине активне електричне енергије коју у преносну мрежу инјектирају произвођачи прикључени на преносну мрежу;
- ф) количински обим потребних помоћних услуга.

ДИО ТРЕЋИ – ПРЕНОСНА МРЕЖАРИНА

Члан 12.

(Финансирање преносне компаније)

- (1) Преносна компанија финансира се из пружања услуга купцима и произвођачима које обрачунава и фактурише по одобреним мрежаринама, од додјеле права на коришћење прекограничних преносних капацитета и од нето износа (приход-расход) оствареног из Механизма компензације између оператора преносног система (ИТЦ механизам).
- (2) Преносна компанија се финансира и из других извора, као што су накнаде за прикључак на преносну мрежу.

Члан 13.

(Метода поштанске марке)

За утврђивање преносне мрежарине користи се нетрансакцијска метода поштанске марке. Метода се примјењује на све напонске нивое и све врсте корисника уз јединствене тарифне ставове на цијелом подручју Босне и Херцеговине.

Члан 14.

(Преносна мрежарина)

- (1) Преносна мрежарина је намијењена за покривање трошкова пословања Преносне компаније.
- (2) Преносна мрежарина плаћа се Преносној компанији једном у мјесецу.
- (3) Преносну мрежарину плаћају купци и произвођачи.
- (4) Преносна мрежарина не садржи накнаду за прикључак на мрежу.

Члан 15.

(Утврђивање преносне мрежарине)

- (1) Преносна мрежарина састоји се из преносне мрежарине коју плаћају купци и преносне мрежарине коју плаћају произвођачи.
- (2) Преносна мрежарина коју плаћају купци састоји се из двије компоненте:
 - а) Дио преносне мрежарине који се односи на енергију p_{LE} и који представља однос потребног прихода компоненте за енергију $k \times RR_L$ и енергије коју преузимају купци W_C :

$$p_{LE} = k \times RR_L / W_C$$

гдје је:

RR_L - дио потребног прихода који се односи на мрежарине које плаћају купци

W_C - активна електрична енергија коју преузимају купци

k - однос потребног прихода компоненте за енергију и укупног потребног прихода.

- б) Дио преносне мрежарине који се односи на снагу p_{LC} и који представља однос потребног прихода компоненте за снагу $(1 - k) \times RR_L$ и вршног оптерећења P_C које се мјери код купаца:

$$p_{LC} = (1 - k) \times RR_L / P_C$$

гдје је:

P_C - вршно оптерећење које се мјери код купаца и представља годишњу суму свих мјесечних максималних снага измјерених код купаца.

- (3) На основу учешћа константне енергије у годишњем дијаграму оптерећења за претходну годину, утврђује се однос компоненте енергије и компоненте снаге. Као почетна вриједност утврђује се учешће снаге у износу 35%.
- (4) Преносна мрежарина коју плаћају произвођачи износи:

$$P_G = RR_G / W_G$$

гдје је:

RR_G - дио потребног прихода који се односи на мрежарине које плаћају произвођачи

W_G - активна електрична енергија коју у преносну мрежу инјектирају произвођачи прикључени на преносну мрежу.

- (5) Дио потребног прихода који се односи на мрежарине које плаћају произвођачи RR_G може износити од 0 до 10% потребног прихода за обављање регулисане дјелатности Преносне компаније RR_{TR} .

Члан 16.

(Одређивање потребног прихода)

- (1) Потребни приход за обављање преносне дјелатности се формира на основу:
- а) трошкова рада и одржавања;
 - б) трошкова амортизације;
 - ц) издатака утврђених законом;
 - д) поврата (приноса) на средства.
- (2) Трошкови који се односе на обављање нерегулисаних дјелатности нису предмет регулисања и искључују се из регулисаних прихода. Све трошкове и приходе који се односе на нерегулисане дјелатности потребно је рачуноводствено раздвојити и водити одвојено од оних који се односе на регулисану дјелатност.
- (3) Потребни приход за обављање регулисане дјелатности се израчунава на основу сљедећег израза:

$$RR_{TR} = C_{O\&M} + C_D + (RAB \times WACC) - R_{TR\ OTH}$$

гдје је:

$C_{O\&M}$ - трошкови рада и одржавања

C_D - трошкови амортизације

RAB - регулаторна база средстава

$WACC$ - пондерисани просјечни трошкови капитала

$R_{TR OTH}$ - остали приходи који се односе на услуге преноса електричне енергије укључујући приход остварен од прекограничне трговине.

- (4) У случају одступања од планираног обима услуга, извршиће се подешавање потребног прихода за наредни тарифни период.

Члан 17.

(Трошкови рада и одржавања)

- (1) Трошкови рада и одржавања $C_{O\&M}$ су оправдани трошкови који настају усљед рада (експлоатације) и одржавања преносне мреже у складу са техничким стандардима који се употребљавају у Босни и Херцеговини, важећих законских прописа и интерних аката регулисане компаније. У ове трошкове, између осталог, улази и регулаторна накнада.
- (2) ДЕРК ће признавати оправдане трошкове који могу бити одређени и на основу упоредних анализа (*benchmarking*). При томе ће се узимати у обзир и специфичне карактеристике регулисане компаније.
- (3) ДЕРК разликује онај дио трошкова рада и одржавања на које регулисана компанија у свом раду може утицати и који се према томе могу планирати и контролисати, од оних трошкова које није могуће ни планирати ни контролисати.
- (4) Контролисани трошкови рада и одржавања се планирају на основу остварења из пословања за претходну годину. Неконтролисани трошкови су предмет процјене ДЕРК-а и зависно од те процјене могу се уважити код одређивања потребног прихода.
- (5) Износ регулаторне накнаде, који регулисана компанија уноси у трошкове рада и одржавања, утврђује ДЕРК својим финансијским планом, на начин предвиђен законским прописима.

Члан 18.

(Амортизација)

Обрачун амортизације се обавља у складу с усвојеним рачуноводственим политикама дефинисаним у Правилнику о рачуноводству или другом интерном акту који је усаглашен са законском регулативом и важећим међународним рачуноводственим стандардима. Износ амортизације добијен на овај начин признаје се код одређивања потребног прихода.

Члан 19.

(Поврат (принос) на средства)

- (1) Поврат на средства се израчунава на основу регулаторне базе средстава и пондерисаних просјечних трошкова капитала:

$$ROA = RAB \times WACC$$

гдје је:

ROA - поврат (принос) на средства

RAB - регулаторна база средстава

WACC - пондерисани просјечни трошкови капитала.

- (2) Поврат на средства се рачуна на основу вриједности регулаторне базе средстава узимањем у обзир пондерисаних просјечних трошкова капитала. Код прорачуна пондерисаних просјечних трошкова се узима у обзир однос између капитала и обавеза из биланса стања.
- (3) Регулаторну базу средстава (*RAB*), као основу за израчунавање поврата средстава, чине стална средства и потребни износ трајних обртних средстава (текућа средства).
- (4) У регулаторну базу средстава укључује се набавна вриједност сталних средстава умањена за акумулисану амортизацију. Бесплатно преузета средства, односно средства добијена без накнаде, не улазе у регулаторну базу.
- (5) Износ обртних средстава који улази у регулаторну базу (радни или оптицајни капитал), једнак је нето обртним средствима (*net working capital*) и израчунава се као разлика између укупних обртних или текућих средстава и укупних обавеза, са роком доспјећа до једне године.
- (6) Регулаторна база средстава, у циљу прорачуна потребног прихода, одређује се на сљедећи начин:

$$RAB = PV - AD - GA + WC$$

гдје је:

PV - набавна вриједност сталних средстава

AD - вриједност акумулисане амортизације сталних средстава

WC - вриједност радног (оптицајног) капитала

GA - бесплатно преузета средства.

- (7) У регулаторну базу средстава могу бити укључена само она средства која се употребљавају за обављање регулисаних дјелатности у надлежности ДЕРК-а.
- (8) Улагања у основна средства се процјењују и признају у складу са циљем одржавања потребног обима и стандардног квалитета услуга у регулисаној дјелатности.
- (9) За утврђивање оправданости сваког појединог улагања у основна средства које се обавља у оквиру регулисане дјелатности ДЕРК ће провјерити:
 - а) оправданост инвестиције са аспекта побољшања квалитета и сигурности снабдјевања, а све у складу са предвиђеним растом потрошње;
 - б) усклађеност улагања са постојећим развојним програмима (плановима).
- (10) ДЕРК може одлучити да обави ревизију регулаторне базе средстава. У циљу успостављања што реалније мрежарине, може се приступити ревизији регулаторне базе средстава у сваком тарифном периоду.
- (11) Пондерисани просјечни трошкови капитала се употребљавају за прорачун поврата по сљедећој формули:

$$WACC(\%) = \frac{EP}{TC} \times \frac{ROE}{1 - \frac{T}{100}} + \frac{DP}{TC} \times DI$$

гдје је:

EP - вриједност капитала (вриједност капитала из биланса стања)

DP - вриједност обавеза (дуга) (вриједност обавеза из биланса стања)

TC - вриједност пасиве из биланса стања

ROE (%) - поврат на капитал

DI (%) - трошкови обавеза (дуга)

T (%) - ефективна порезна стопа на добит, важећа за тарифни период.

- (12) WACC се израчунава на основу односа између капитала и обавеза у тестној години. ДЕРК може утврдити зацртани (пројектовани) однос између капитала и дуга који ће служити за обрачун пондерисаних просјечних трошкова капитала.
- (13) ДЕРК одобрава стопу поврата на капитал за сваки тарифни период.
- (14) Трошкови дуга ће се признавати на основу стварних обавеза Преносне компаније. За будућа задужења ДЕРК ће одобравати трошкове дуга водећи рачуна о висини каматних стопа на финансијском тржишту.

ДИО ЧЕТВРТИ – ТАРИФА ЗА РАД НЕЗАВИСНОГ ОПЕРАТОРА СИСТЕМА И ТАРИФЕ ЗА ПОМОЋНЕ УСЛУГЕ

Члан 20.

(Финансирање Независног оператора система)

- (1) Независни оператор система се финансира обезбјеђивањем системских услуга, које обрачунава према тарифама одобреним од ДЕРК-а и фактурише једном мјесечно.
- (2) Док тржишни механизам не буде у пуној функцији, и док се не створе објективни услови за прецизније одређивање тарифа, ДЕРК може одобравати тарифе НОС-у и у складу са конкретним околностима које су присутне у периоду подношења захтјева за одобрење тарифа.

Члан 21.

(Тарифа за рад независног оператора система)

Тарифа за рад независног оператора система намијењена је за покривање трошкова рада НОС-а који настају обављањем дјелатности прописаних чл. 2. и 7. Закона о оснивању Независног оператора система за преносни систем у Босни и Херцеговини ("Службени гласник БиХ", број 35/04).

Члан 22.

(Утврђивање тарифе за рад НОС-а)

- (1) Тарифа за рад независног оператора система састоји се из тарифе за рад независног оператора система коју плаћају купци и тарифе за рад независног оператора система коју плаћају произвођачи.
- (2) Тарифа за рад независног оператора система коју плаћају купци износи:

$$p_{ISO L} = RR_{ISO L} / W_C$$

гдје је:

$RR_{ISO L}$ - дио потребног прихода независног оператора система који се односи на тарифу коју плаћају купци

W_C - активна електрична енергија коју преузимају купци.

- (3) Тарифа за рад независног оператора система коју плаћају произвођачи износи:

$$p_{ISO G} = RR_{ISO G} / W_G$$

гдје је:

$RR_{ISO G}$ - дио потребног прихода независног оператора система који се односи на тарифу коју плаћају произвођачи

W_G - активна електрична енергија коју у преносни систем инјектирају произвођачи прикључени на преносни систем.

- (4) Дио потребног прихода Независног оператора система који се односи на тарифу коју плаћају произвођачи $RR_{ISO G}$ може износити од 0 до 10% потребног прихода за обављање регулисане дјелатности Независног оператора система RR_{ISO} .

Члан 23.

(Одређивање потребног прихода)

- (1) Потребни приход за обављање дјелатности НОС-а формира се на основу:
- а) трошкова рада и одржавања;
 - б) трошкова амортизације;
 - ц) издатака утврђених законом.
- (2) Потребни приход за обављање регулисане дјелатности се израчунава на основу следећег израза:

$$RR_{ISO} = C_{O\&M} + C_D - R_{ISO OTH}$$

гдје је:

$C_{O\&M}$ - трошкови рада и одржавања

C_D - трошкови амортизације

$R_{ISO OTH}$ - остали приходи који се односе на рад независног оператора система.

- (3) У случају одступања оствареног обима услуга од планираног, обавиће се подешавање потребног прихода за наредни тарифни период.

Члан 24.

(Трошкови рада и одржавања)

- (1) Трошкови рада и одржавања $C_{O\&M}$ су оправдани трошкови који настају усљед рада и одржавања средстава Независног оператора система у складу са техничким стандардима који се употребљавају у Босни и Херцеговини, важећих законских прописа и интерних аката регулисане компаније. У ове трошкове улазе трошкови дуга на позајмљена средства и регулаторна накнада.

- (2) ДЕРК ће признавати оправдане трошкове који могу бити одређени на основу упоредних анализа (*benchmarking*). При томе ће се узимати у обзир и специфичне карактеристике регулисане компаније.
- (3) Улагања у основна средства се процјењују и признају у складу са циљем одржавања потребног обима и стандардног квалитета услуга у регулисаној дјелатности.
- (4) За утврђивање оправданости сваког појединог улагања у основна средства које се обавља у оквиру регулисане дјелатности ДЕРК ће провјерити:
 - а) оправданост инвестиције са аспекта побољшања квалитета и сигурности снабдјевања, а све у складу са предвиђеним растом потрошње;
 - б) усклађеност улагања са постојећим развојним програмима (плановима).

Члан 25.
(Амортизација)

Обрачун амортизације се обавља у складу са усвојеним рачуноводственим политикама дефинисаним у Правилнику о рачуноводству или другом интерном акту који је усаглашен са законском регулативом и важећим међународним рачуноводственим стандардима. Износ амортизације добијен на овај начин признаје се код одређивања потребног прихода.

Члан 26.
(Тарифе за помоћне и системску услугу)

- (1) Тарифе за помоћне и системску услугу ће бити дизајниране тако да покрију трошкове набавке помоћних услуга. НОС набавља помоћне услуге путем јавних понуда.
- (2) Помоћне услуге могу испоручивати сви субјекти у електроенергетском сектору који имају могућност да обезбиједи ове услуге. НОС ће обављати набавку помоћних услуга кроз трансакције са даваоцима тих услуга, а вршиће испоруку системских услуга у циљу оптималног управљања преносним системом. НОС је обавезан да направи процјену потребног обима свих помоћних услуга на годишњем нивоу и да утврди финансијски износ за сваку појединачну услугу на годишњем нивоу, као и укупни финансијски износ свих потребних помоћних услуга и износ тарифе за системску услугу.
- (3) Помоћне услуге су:
 - а) регулација фреквенције и активне снаге;
 - б) регулација напона и реактивне снаге;
 - ц) могућност покретања електрана без спољног напајања;
 - д) покривање губитака електричне енергије у преносном систему;
 - е) елиминисање дебаланса (одступања).
- (4) Помоћне услуге које се односе на регулацију фреквенције и активне снаге називају се балансне услуге и оне обухваћају:
 - а) одржавање фреквенције (*Frequency Containment Reserve – FCR*) (примарна регулација);
 - б) обнова фреквенције (*Frequency Restoration Reserve – FRR*) која може бити:

- 1) аутоматска обнова фреквенције (aFRR) (секундарна регулација);
 - 2) ручна обнова фреквенције (mFRR) (терцијарна регулација);
- ц) замјенска резерва (*Replacement Reserve – RR*).
- (5) Све трошкове везане за набавку помоћних услуга и приходе од пружања системске услуге НОС ће водити и обрачунавати одвојено од трошкова који се признају у оквиру тарифе за рад независног оператора система.
 - (6) Изузетно, у случају немогућности набавке помоћних услуга путем јавних понуда, недостајући дио помоћних услуга ће се набављати на регулисани начин. У том случају НОС за сваку помоћну услугу одређује недостајући обим и субјекте који пружају услугу са припадајућим количинама. Цијене по којима се обезбјеђују недостајуће количине једнаке су просјечним пондерисаним цијенама прихваћених понуда у поступцима јавне набавке наведених услуга. Информација о набавци помоћних услуга за сваки мјесец доставља се ДЕРК-у.

Члан 27.

(Одржавање фреквенције – FCR (примарна регулација))

- (1) Потребни капацитет НОС обезбјеђује на тржишту путем јавних понуда. Процес набавке је дефинисан Процедурама за помоћне услуге које израђује НОС.
- (2) Поступак за набавку резерве одржавања фреквенције реализује се на годишњем нивоу. У случају немогућности набавке цјелокупног потребног обима резерве на годишњем нивоу, организује се набавка на мјесечном нивоу.
- (3) У случају да потребни капацитет није обезбјеђен у тржишној процедури набавке, НОС ће потребни ниво резерве одржавања фреквенције распоредити на пружаоце балансних услуга који имају објекте регистроване за пружање услуге, водећи рачуна о расположивости производних јединица током цијелог периода у којем је потребно пружати услугу.
- (4) У случају активирања услуге одржавања фреквенције сваки пружалац услуге има право на финансијску накнаду за енергију. Накнада за енергију је пропорционална активираној енергији и цијени енергије за одржавање фреквенције на нивоу синхроне области Континентална Европа, према Оквирном споразуму за синхроно подручје Регионалне групе Континентална Европа (*Synchronous Area Framework Agreement – SAFA*).
- (5) Методологију одређивања активиране енергије и цијене активиране енергије, обрачун као и техничке појединости које се односе на пружање ове услуге НОС ће дефинисати у Процедурама за помоћне услуге.

Члан 28.

(Секундарна регулација – капацитет)

- (1) НОС одређује обим потребне секундарне резерве (капацитета) у регулационом подручју БиХ за сваки календарски мјесец у години, и то за вршни и невршни период посебно.
- (2) Вршни период оптерећења је сваког дана од 6 до 24 сати, а невршни период оптерећења је сваког дана од 0 до 6 сати.
- (3) НОС обезбјеђује секундарну регулацију набавком ове услуге на тржишту путем јавних понуда. НОС је дужан да са пружаоцима услуга закључи уговоре у којима ће

бити прецизиран обим услуга са детаљним енергетским и финансијским величинама и осталим потребним подацима.

- (4) Поступак за набавку резерве капацитета секундарне регулације се реализује на годишњем и на мјесечном нивоу.
- (5) Мјесечне набавке резерви капацитета секундарне регулације се организују ради набавке недостајућих количина резерви капацитета секундарне регулације. За оне мјесеце за које су потребне резерве капацитета секундарне регулације у потпуности набављене путем годишње набавке, мјесечна набавка се не организује.
- (6) НОС рангира поднесене понуде према понуђеној цијени резерве капацитета секундарне регулације и врши избор најповољнијих понуда до нивоа потребне количине резерве капацитета секундарне регулације. Капацитет секундарне регулације плаћа се по понуђеној цијени.
- (7) У случају да кроз годишњу и мјесечну тржишну процедуру није набављен потребан обим капацитета секундарне регулације за одређени мјесец, НОС врши расподјелу недостајућих количина на поједине пружаоце услуга, узимајући у обзир количине набављене примјеном тржишних процедура и пружаоце од којих су те количине набављене. Цијена овог капацитета једнака је просјечној пондерисаној цијени капацитета обезбјеђеног прихватањем најповољнијих понуда из става (5) овог члана.
- (8) Гранична цијена резерве капацитета секундарне регулације се дефинише у циљу заштите учесника на тржишту, првенствено купаца у условима недовољно развијене конкуренције на тржишту. Гранична цијена резерве капацитета секундарне регулације једнака је производу основне цијене резерве капацитета секундарне регулације и предефинисаног коефицијента k_{SecCap} који обезбјеђује довољне подстицаје пружаоцима за обезбјеђивање резерве капацитета секундарне регулације:

$$p_{MaxSecCap} = k_{SecCap} \times p_{BaseSecCap}; \quad 1,1 \leq k_{SecCap} \leq 1,5.$$

- (9) Основна цијена резерве капацитета секундарне регулације је једнака већој вриједности између фиксних трошкова најскупље производне јединице која врши услуге секундарне регулације и тржишне вриједности капацитета који се користи за вршење помоћне услуге аутоматске секундарне регулације:

$$p_{BaseSecCap} = \max(\text{capital costs}, \text{market value}).$$

- (10) Тржишна вриједност резерве капацитета секундарне регулације (*market value*) се израчунава на различит начин, у зависности од врсте тржишне процедуре за набавку, односно да ли је годишња или мјесечна, а на основу годишњих и мјесечних *forward* цијена на берзи електричне енергије. Тржишна вриједност је ограничена у слjedeћем обиму:

$$10 \text{ €/MW/h} \leq \text{market value} \leq 40 \text{ €/MW/h}.$$

- (11) Граничну цијену и улазне параметре за њено одређивање објављује DERK, најмање 10 дана прије почетка тржишне процедуре за набавку резерве капацитета секундарне регулације.
- (12) Цијена накнаде за неиспуњавање обавезе обезбјеђења додјељене количине резерве капацитета секундарне регулације у функцији је граничне цијене резерве капацитета секундарне регулације. Гранична цијена резерве капацитета секундарне регулације зависи од тога да ли је резултат годишње $p_{MaxSecCapYear}$ или мјесечне набавке $p_{MaxSecCapMont}$, а цијена накнаде је дефинисана као функција веће вриједности од те двије цијене.

- (13) Гранична цијена резерве капацитета секундарне регулације (KM/MW/h) одређује се за сваки календарски мјесец. У случају да пружалац није у стању да обезбједи алоцирану обавезну количину резерве капацитета секундарне регулације или да пружалац који је уговорио обезбјеђивање резерве капацитета не номинује ту резерву НОС-у на дан $D - 1$, цијена накнаде износи:

$$p_{PenSecCap} = (k_{PenSecCap} - 1) \times \max(p_{MaxSecCapYear}, p_{MaxSecCapMont}); \quad 1,1 \leq k_{PenSecCap} \leq 1,25.$$

- (14) Укупна финансијска вриједност накнаде за необезбјеђивање додјелене количине резерве капацитета секундарне регулације једнака је производу количине необезбјеђене резерве P_{FalSec} и цијене накнаде $p_{PenSecCap}$ за необезбјеђену резерву:

$$C_{PenSec} = P_{FalSec} \times p_{PenSecCap}.$$

Члан 29.

(Аутоматска обнова фреквенције aFRR (секундарна регулација) – енергија)

- (1) Сви пружаоци који су уговорили обезбјеђење резерве аутоматске обнове фреквенције aFRR су обавезни да доставе понуде за испоруку балансне енергије у складу са капацитетима које су уговорили.
- (2) Понуде за балансну енергију секундарне регулације достављају се у складу са Правилником о раду тржишта балансне енергије који израђује НОС.
- (3) За достављање понуда за енергију aFRR могу се увести додатна ограничења у смислу симетричног опсега регулације, броја понуда једног пружаоца баланских услуга и разлике у цијенама енергије за позитивни и негативни aFRR, што ће бити дефинисано у Правилнику о раду дневног тржишта балансне енергије којег израђује НОС. Аутоматска или ручна активација понуда врши се према листи економског првенства (*Merit Order List – MOL*), при чему се активирају најповољније понуде. Повољнија понуда у случају позитивне балансне енергије је понуда са нижом, док је повољнија понуда у случају негативне балансне енергије понуда са вишом цијеном.
- (4) До испуњења техничких предуслова за активацију и обрачун aFRR према листи MOL, активација aFRR се може вршити пропорционално опсегу aFRR појединих пружалаца баланских услуга.
- (5) Уз одговарајуће образложење НОС може одступити од активације према листи MOL, у ситуацијама када је угрожена сигурност електроенергетског система. Секундарна енергија се активира пропорционално уговореном капацитету. Енергија секундарне регулације се пружаоцима плаћа по понуђеним цијенама.
- (6) Разлика између понуђене цијене енергије за секундарну регулацију нагоре $p_{SecEnUp}$ и цијене енергије за секундарну регулацију надоље $p_{SecEnDow}$ у одређеном сату је унутар регулисаног опсега, односно мања је или једнака максималној вриједности ове разлике S (€/MWh):

$$p_{SecEnUp} - p_{SecEnDow} \leq S.$$

- (7) Вриједност величине S одређује ДЕРК.

Члан 30.

(Ручна обнова фреквенције mFRR (терцијарна регулација) – капацитет)

- (1) НОС одређује обим потребне резерве ручне обнове фреквенције mFRR у ЛФЦ подручју БиХ, за сваки календарски мјесец у години, узимајући у обзир и постојеће

аранжмане о заједничкој резерви у ЛФЦ блоку Словенија – Хрватска – Босна и Херцеговина и друге аранжмане на нивоу ЕНТСО-Е.

- (2) НОС одређује посебно обим потребне резерве mFRR нагоре и обим потребне резерве mFRR надоље.
- (3) НОС обезбјеђује резерву набавком ове услуге на тржишту путем јавних понуда. НОС је дужан да са пружаоцима услуга направи уговоре у којима ће бити прецизиран обим услуга са детаљним енергетским и финансијским величинама и осталим потребним подацима.
- (4) Поступак за набавку резерве mFRR се реализује на годишњем нивоу и на мјесечном нивоу.
- (5) У случају немогућности набавке цјелокупног потребног обима резерве на годишњем нивоу, организују се набавке недостајућих вриједности резерве на мјесечном нивоу.
- (6) НОС рангира све поднијете понуде према цијени, и врши избор најповољнијих понуда резерве (или све понуђене количине уколико су понуђене количине мање од потребних количина).
- (7) Цијена резерве ручне обнове фреквенције p_{TerCap} је једнака понуђеној цијени резерве која је изабрана у процесу набавке.
- (8) У циљу заштите тржишног механизма дефинише се гранична цијена резерве ручне обнове фреквенције нагоре као:

$$p_{MaxTerCapUp} = k_{TerCap} \times p_{TerCap}; \quad 1,1 \leq k_{TerCap} \leq 1,5$$

и гранична цијена резерве ручне обнове фреквенције надоље као:

$$p_{MaxTerCapDow} = 0,25 \times k_{TerCap} \times p_{TerCap}; \quad 1,1 \leq k_{TerCap} \leq 1,5.$$

- (9) Граничне цијене из става (8) овог члана и основне улазне параметре за њихово одређивање доноси ДЕРК.

Члан 31.

(Ручна обнова фреквенције mFRR (терцијарна регулација) – енергија)

- (1) Користећи дневно тржиште балансне енергије НОС набавља потребну балансну енергију како би у реалном времену био у стању да коригује одступања од баланса снага и референтне вриједности фреквенције у ЛФЦ подручју БиХ.
- (2) НОС је одговоран за организовање и администрирање дневног тржишта балансне енергије, а ДЕРК врши надзор над радом овог тржишта.
- (3) На дневном тржишту балансне енергије се прикупљају понуде учесника за балансну енергију и то посебно за позитивну балансну енергију (енергију регулације нагоре) и за негативну балансну енергију (енергију регулације надоље).
- (4) Достављање понуда за енергију mFRR-а врши се према одредбама Правилника о раду дневног тржишта балансне енергије.
- (5) Цијена балансне енергије mFRR нагоре $p_{TerEnUp}$ и балансне енергије mFRR надоље $p_{TerEnDow}$ је ограничена у циљу заштите конкуренције. Гранична цијена балансне енергије mFRR нагоре једнака је производу вриједности референтне цијене електричне енергије на тржишту p_{MR} и коефицијента $k_{MaxTerEnUp}$:

$$p_{MaxTerEnUp} = k_{MaxTerEnUp} \times p_{MR} .$$

- (6) Гранична цијена балансне енергије терцијарне регулације надоље $p_{MaxTerEnDow}$ једнака је негативном производу вриједности референтне цијене електричне енергије на тржишту p_{MR} и коефицијента $k_{MaxTerEnDow}$:

$$p_{MaxTerEnDow} = -k_{MaxTerEnDow} \times p_{MR} .$$

- (7) Граничне цијене балансне енергије mFRR и вриједности коефицијената $k_{MaxTerEnUp}$ и $k_{MaxTerEnDow}$ доноси ДЕРК.

Члан 32.

(Тарифа за системску услугу)

- (1) Тарифа за системску услугу p_{Sys} служи за покривање трошкова набавке резерве за одржавање фреквенције $C_{PrimCap}$, резерве за обнову фреквенције аутоматске C_{SecCap} и ручне C_{TerCap} , замјенске резерве C_{RR} , трошкова набавке електричне енергије за покривање губитака у преносном систему C_L и осталих трошкова који се односе на системску услугу C_{SysOTH} .

- (2) Тарифа за системску услугу износи:

$$p_{Sys} = (C_{PrimCap} + C_{SecCap} + C_{TerCap} + C_{RR} + C_L + C_{SysOTH}) / W_C$$

гдје је:

W_C - активна електрична енергија коју преузимају купци (kWh).

- (3) НОС доставља фактуре за системску услугу свим лиценцираним субјектима који преузимају електричну енергију из преносног система.
- (4) Трошкове набавке резерве за одржавање фреквенције, резерве за обнову фреквенције, замјенске резерве, електричне енергије за покривање губитака у преносном систему и осталих трошкова који се односе на системску услугу НОС утврђује на годишњем нивоу, након обављеног поступка набавке ових услуга. У случају непотпуне набавке, за потребе одређивања тарифе за системске услуге може се користити процјена укупних годишњих трошкова.
- (5) Тарифу за системску услугу одређује ДЕРК једном годишње, и подешава је по потреби.

Члан 33.

(Регулација напона и реактивне снаге)

- (1) Производне јединице прикључене на преносни систем на властити трошак одржавају напон у прописаним границама у складу са Мрежним кодексом и својим погонским дијаграмом.
- (2) Изузетно од одредбе става (1) овог члана, у ситуацији повишених напона у преносном систему, ДЕРК може прописати накнаду која се плаћа производним јединицама за рад у капацитивном (подпобудном) режиму, када произвођачи преузимају реактивну енергију из преносног система и на тај начин смањују присутни суфицит реактивне снаге и енергије.
- (3) Накнада из става (2) овог члана прописује се на основу анализе рада електропреносног система коју, на властиту иницијативу или на захтјев ДЕРК-а, обавља НОС и показатеља да такав режим рада производних јединица значајно доприноси довођењу напона у 400 kV и 220 kV чвориштима у границе прописане Мрежним кодексом.

- (4) Накнада за рад произвођача у капацитивном режиму је пропорционална количини преузете реактивне енергије и цијене за преузету реактивну енергију из преносног система p_{reakt} (KM/Mvarh) која представља производ коефицијента k_{RG} и референтне цијене електричне енергије на тржишту p_{MR} :

$$p_{reakt} = k_{RG} \times p_{MR}; \quad k_{RG} \geq 0$$

гдје је k_{RG} коефицијент накнаде за рад произвођача у капацитивном режиму.

- (5) Накнаду из става (4) овог члана и улазне параметре за њено одређивање доноси ДЕРК.

Члан 34.

(Могућност покретања електрана без спољног напајања)

Производне јединице које имају могућност покретања електране без спољног (екстерног) напајања, пружају ову услугу на властити трошак.

Члан 35.

(Трошкови губитака у преносном систему)

- (1) Прорачун оправданих трошкова, насталих усљед губитака електричне енергије у преносном систему, заснива се на годишњим количинама пренесене енергије у складу са чланом 10. ове Методологије.
- (2) НОС обезбјеђује енергију за покривање губитака у преносном систему набавком на тржишту путем јавних понуда. НОС је дужан да са пружаоцима ове услуге направи уговоре.
- (3) НОС набавља енергију за покривање губитака на мјесечном нивоу, а у зависности од процјене ситуације на тржишту електричне енергије, те у циљу оптимизације набавке са аспекта цијена и количина, опредјељује се за годишње, полугодишње, тромјесечне или мјесечне поступке набавке, водећи се најбољом праксом.
- (4) Просјечна цијена електричне енергије која се добије годишњом набавком електричне енергије за покривање губитака у преносном систему је референтна цијена електричне енергије на тржишту p_{MR} . Ова цијена се може користити као референтна у циљу одређивања других цијена прописаних Методологијом.

Члан 36.

(Прекомјерно преузета реактивна енергија)

- (1) Прекомјерно преузета реактивна енергија је позитивна разлика између измјерене реактивне енергије и реактивне енергије која одговара фактору снаге $\cos \varphi = 0,95$ индуктивно, односно то је реактивна енергија која прелази 33% преузете активне енергије.
- (2) НОС обрачунава прекомјерно преузету реактивну енергију из преносног система на основу мјесечних измјерених количина код купаца прикључених на преносни систем, те израђује мјесечни извјештај.
- (3) ДЕРК одређује цијену прекомјерно преузете реактивне енергије из преносног система узимајући у обзир стање напонских прилика у електроенергетском систему.
- (4) Цијена прекомјерно преузете реактивне енергије са преносне мреже p_R је једнака производу вриједности референтне цијене електричне енергије на тржишту p_{MR} и коефицијента k_R :

$$p_R = k_R \times p_{MR}; \quad k_R \geq 0.$$

- (5) Цијену из става (4) овог члана и улазне параметре за њено одређивање доноси ДЕРК.

Члан 37.

(Одступања балансно одговорних страна од дневног распореда и одступање ЛФЦ подручја БиХ)

- (1) Обрачун одступања балансно одговорних страна од дневног распореда у енергетском и финансијском смислу обавља НОС у складу са Тржишним правилима.
- (2) Балансно одговорна страна, којој припада тржишни учесник са којим је НОС закључио уговор о набавци енергије за покривање губитака у преносном систему, обавезна је платити трошкове одступања у складу са одредбама из става (1) овог члана.
- (3) Балансно одговорна страна, којој припада тржишни учесник са којим је оператор дистрибутивног система закључио уговор о набавци енергије за покривање губитака у дистрибутивном систему, обавезна је платити трошкове одступања у складу са одредбама става (1) овог члана.
- (4) Обрачун и поравнање одступања ЛФЦ подручја БиХ спроводи НОС са другим операторима преносног система Регионалне групе Континентална Европа (*Regional Group Continental Europe – RGCE*) у складу са Анексом 3. Оквирног споразума за синхронно подручје Регионалне групе Континентална Европа *RGCE (Synchronous Area Framework Agreement – SAFA)*, који се односи на обрачун и поравнање.

Члан 38.

(Обрачун и фактурисање помоћних и системских услуга)

- (1) Фактурисање и плаћање помоћних и системских услуга обавља се на основу обрачуна помоћних и системских услуга који израђује НОС.
- (2) Овај обрачун се доставља балансно одговорним странама, купцима прикљученим на преносни систем, електродистрибуцији Брчко Дистрикта БиХ и ДЕРК-у. У обрачуну се наводе финансијске и енергетске позиције НОС-а и балансно одговорних страна. Такође се приказују енергетске позиције тржишних учесника у односу на балансно одговорну страну којој припадају.
- (2) У циљу израде тачног обрачуна, оператори дистрибутивног система (ОДС) дужни су да достављају оператору преносног система (НОС БиХ) све потребне податке и информације.

ДИО ПЕТИ – ОСТАЛЕ ОДРЕДБЕ

Члан 39.

(Плаћање)

- (1) Преносна компанија и НОС не могу са корисницима преносне мреже уговорити рок плаћања преносне мрежарине и системских услуга дужи од 15 дана од дана испостављања рачуна, нити за неблагоприятно плаћање могу обрачунавати већу затезну камату од законом прописане затезне камате за подручје на којем се налази сједиште дужника.

- (2) Одредбе претходног става ће примјењивати и испоручиоци помоћних услуга. У изузетним случајевима, на приједлог НОС-а, ДЕРК може одобрити и другачије услове плаћања фактура за помоћне услуге.

Члан 40.
(Надзор)

ДЕРК ће спроводити активности надзора процеса прикупљања јавних понуда. У циљу спречавања недозвољеног понашања учесника на тржишту, ДЕРК ће предузимати одговарајуће мјере у складу са својим надлежностима.

Члан 41.
(Обавезе Независног оператора система)

За све обавезе наведене у овој Методологији Независни оператор система ће развити процедуре како би обезбиједио несметано и правовремено одвијање активности у својој надлежности. Ове процедуре се односе на израчунавање обима потреба помоћних услуга у регулационом подручју БиХ, набавку помоћних услуга на тржишту, провјере исправности техничких могућности пружалаца, функционисање балансног тржишта, дефинисање квалитета пружених услуга, одговарајуће санкције за непружање услуга, обрачун и извјештавање.

Члан 42.
(Тумачење)

- (1) ДЕРК ће обезбиједити тумачење овог акта.
- (2) Уколико неко питање није обрађено у овом документу, ДЕРК ће одлучити о његовом рјешавању у сваком конкретном случају или ће издати посебно упутство за примјену појединих одредби ове Методологије.

Члан 43.
(Објава Методологије)

Други пречишћени текст Методологије објавиће се у “Службеном гласнику БиХ”.

Број: 04-02-2-291-1/21
3. новембра 2021. године
Тузла

Секретар
мр сц. Един Заметица