

Broj: 22/1716-5

Podgorica, 30.06.2022. godine

IZVJEŠTAJ O STAVOVIMA PO PRIMJEDBAMA NA NACRT METODOLOGIJE ZA UTVRĐIVANJE CIJENA, ROKOVA I USLOVA ZA PRUŽANJE POMOĆNIH USLUGA I USLUGA BALANSIRANJA PRENOSNOG SISTEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti (u daljem tekstu: Agencija) je, 21. aprila 2022. godine na svojoj internet stranici objavila Nacrt metodologije za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije (u daljem tekstu: Metodologija), i pozvala zainteresovana lica da, do 16. maja 2022. godine, uzmu učešće u raspravi i dostave mišljenja i primjedbe.

S tim u vezi, u utvrđenom roku, mišljenja i primjedbe su dostavili: DOO „Crnogorski opertor tržišta električne energije“ Podgorica (u daljem tekstu: COTEE), AD "Crnogorski operator prenosnog sistema električne energije" Podgorica (u daljem tekstu: CGES) i "Elektroprivreda Crne Gore" AD Nikšić (u daljem tekstu: EPCG).

I.

KOMENTARI COTEE

„Predlog COTEE-a je da se produži rok važenja postojeće Metodologije jer se uvođenjem rješenja iz Predloga metodologije ništa ne može postići i u međuvremenu napraviti rješenje koje bi realno zadovoljilo potrebe funkcionisanja balansnog mehanizma.

Nije navedena odgovornost za sprovođenje Metodologije. Pogledati stav 1 člana 1 postojeće metodologije: „4) Za obezbjeđenje usluga iz stava 1 ovog člana odgovoran je operator prenosnog sistema (u daljem tekstu: operator)“.

Za dio pomoćnih usluga nije korištena nomenklatura kojom se i formalno i suštinski mijenjaju definicije regulacija u elektroenergetskom sistemu. Umjesto primarne sekundarne i tercijarne regulacije uvode:

– FCR - frequency containment reserves - primarna regulacija frekvence,

1

REGAGEN Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti

Bulevar Svetog Petra Cetinjskog 96, 81000 Podgorica, **Crna Gora**

T: 00 382 20 229 615. 00 382 20 229 616 F: 00 382 20 229 755 E: regagen@t-com.me **www.regagen.co.me**

PIB: 02396491 ŽR: 520-34372-70. 510-4171-40. 520-34498-80

- *aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve / R2-sekundarna regulacija),*
- *mFRR (manual Frequency Restoration Reserve / R3 - tercijarna regulacija) i*
- *RR replacement reserves- zamjenska rezerva.*

Obrazac iz postojeće Metodologije i Predloga metodologije (član 33)

$$C_o = \frac{T_s + T_t + T_{fp}}{E_s + E_t + E_{fp}} \quad (1)$$

gdje je:

- C_o - *osnovna cijena odstupanja u obračunskom intervalu (€/MWh);*
- T_s - *ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) od korišćenja sekundarne regulacije tokom obračunskog intervala;*
- T_t - *ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) od korišćenja tercijarne regulacije i razmjene druge energije za potrebe balansiranja tokom obračunskog intervala;*
- T_{fp} - *ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) u obračunskom intervalu ostvaren usljed finansijskog poravnanja neželjenih odstupanja, u skladu sa metodologijom za finansijsko poravnanje neželjenih odstupanja Evropske mreže operatora prenosnih sistema električne energije (u daljem tekstu: ENTSO-E);*
- E_s - *energija preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) po osnovu korišćenja sekundarne regulacije;*
- E_t - *energija preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) po osnovu korišćenja tercijarne regulacije i razmjene druge energije za potrebe balansiranja tokom obračunskog intervala;*
- E_{fp} - *preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) energija neželjenih odstupanja u obračunskom intervalu, u skladu sa ENTSO-E metodologijom za finansijsko poravnanje neželjenih odstupanja.*

U praksi je ovaj obrazac pokazao dosta mana jer se i u brojiocu i imeniocu nalaze aritmetičke razlike, u brojiocu razlika troškova i prihoda, u imeniocu razlika energija regulacija. Prethodno ima

za posledicu iznose razlika često, veoma malih veličina što rezultira veoma visokim iznosima dijeljenja, tj. cijenama. Takođe, velika razlika u cijenama energija u smjeru dizanja i spuštanja (odnos sekundarnih regulacija dizanja i spustanja je 1,4/0,6 a tercijarnih regulacija dizanja i spustanja 1,3/0,7) imaju za posledicu da npr. ako je sistem završio u pozitivnom odstupanju razlika troškova bude pozitivna (brojioc), dok je utrošak energija bio negativan. Ovakav paradoks je u praksi veoma čest i tada se mora pristupiti korekciji cijena, što predstavlja odstupanje od obrasca iz člana 33 i nije poželjno. Ukoliko bi se uvažila negativna cijena pojavila bi se apsurdna situacija da oni koji su uzrokovali neželjeni debalans budu za to plaćeni.

Drugi nedostatak predmetnog obrasca je što tretira samo troškove koji su razlika troškova i prihoda operatora prenosnog sistema, pri tome ne vodeći računa da su sume razlike regulacione energije jednake sumi debalansa učesnika balansnog mehanizma tj.:

$$T_s + T_t + T_{fp} = \sum_i T - \sum_i P \quad (2)$$

$$E_s + E_t + E_{fp} = \sum E_{deb} \quad (3)$$

$$\sum E_{deb} = \sum E_{deb}^+ - \sum E_{deb}^- \quad (4)$$

Ima se da se obrazac (1) može izraziti i u obliku:

$$C_o = \frac{\sum_i T - \sum_i P}{\sum E_{deb}^+ - \sum E_{deb}^-} \quad (5)$$

Analizirajući obrazac (5) lako je zaključiti da se cijena formira kao odnos razlike troškova i prihoda sa razlikom (energija) učesnika koji su iznad plana uzimali i onih koji su iznad plana davali sistemu. Iako matematički korektan postupak dopune balansnog mehanizma, sa aspekta učesnika tržišta ne daje rezultate koji bi realno odrazili njihove troškove odnosno prihode."

U pripremi Metodologije nije uzeta u obzir Uredba Komisije (EU) 2017/2195 od 23. novembra 2017. o uspostavljanju smjernica za električnu energiju balansiranja elektroenergetskog sistema i Odluka ACER-a 2020/18 (ACER Decision on the imbalance settlement harmonisation methodology) koja idu u pravcu harmonizacije cijena balansne energije na EU tržištu.

Smatramo da iako u predstojećem periodu ne postoje obaveze prihvatanja pomenute regulative, obzirom na brojne probleme koje imamo u primjeni postojeće Metodologije, činjenice da rješenja koja proizlaze iz Uredbe EU 2017/2195, odnosno Odluke Acera 2020/18, idu u prilog razmišljanju da se buduća Metodologija za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije upravo bazira na premisama ovih normativa.“

STAV AGENCIJE

Predlog se ne prihvata.

Važeća metodologija kojom se uređuje utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije donijeta je 2016. godine, nakon čega je bila predmet izmjena i dopuna tri puta (2017, 2019. i 2021. godine). Kako je i navedeno u obrazloženju Metodologije, posljednje izmjene su izvršene u cilju potpunog usklađivanja osnovnog teksta važeće metodologije sa zahtjevima ENTSO-E metodologije za finansijsko poravnanje neželjenih odstupanja, kao i u cilju usklađivanja indeksiranja elemenata u formulama sa načinom indeksiranja u drugim metodologijama za čije donošenje je nadležna Agencija. Dodatno, pravna redakcija teksta važeće metodologije, u čijem je fokusu bilo i terminološko usaglašavanje sa drugim metodologijama koje su u postupku donošenja od strane Agencije, zahtijevala je izmjenu više od polovine njenih članova, zbog čega je, u skladu sa Pravno-tehničkim pravilima za izradu propisa („Službeni list CG“, broj 2/10), bilo potrebno pristupiti donošenju nove metodologije.

U odnosu na komentar da nije navedena odgovornost za sprovođenje Metodologije, ističemo da su prava, obaveze i odgovornosti operatora prenosnog sistema električne energije bliže uređeni čl. 112 i 132 Zakona o energetici („Službeni list Crne Gore“, br. 5/16, 51/17, 82/20 i 29/22) (u daljem tekstu: Zakon), kojim je, između ostalog, propisano da je operator prenosnog sistema dužan da obezbijedi nabavku pomoćnih usluga na efikasan i ekonomičan način i stavlja ih u funkciju, odnosno da obezbijedi dostupnost pomoćnih usluga i pružanje usluga balansiranja na principu minimalnih troškova, putem zaključivanja ugovora o pružanju pomoćnih usluga i usluga balansiranja. S tim u vezi, odgovornost

operatora prenosnog sistema za obezbjeđivanje pomoćnih i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije je već propisana Zakonom, te, stoga, ne postoji potreba za ponavljanjem predmetne norme u odredbama Metodologije.

Po pitanju komentara COTEE da: „*za dio pomoćnih usluga nije korištena nomenklatura kojom se i formalno i suštinski mijenjaju definicije regulacija u elektroenergetskom sistemu*“, naglašavamo da je sadržaj Metodologije utvrđen Zakonom. Takođe, Zakonom je propisan i sadržaj pravila kojima se uređuje funkcionisanje prenosnog sistema električne energije, uključujući i kriterijume i način obezbjeđivanja pomoćnih usluga. Stoga, članom 4 stav 4 Metodologije ostvarena je veza između metodologije i pravila kojima se uređuje funkcionisanje prenosnog sistema.

Povodom komentara COTEE na član 33 Metodologije, skrećemo pažnju da je članom 4 stav 4 Metodologije propisano da se Metodologija temelji kako na pravilima kojima se uređuje funkcionisanje prenosnog sistema, tako i na pravilima kojima se uređuje način organizovanja i funkcionisanja tržišta električne energije (u daljem tekstu: tržišna pravila). S tim u vezi, a kako je Agencija i podsjećala COTEE u više navrata, neophodno je postojeća Tržišna pravila uskladiti sa Zakonom o izmjenama i dopunama Zakona o energetici („Službeni list Crne Gore“, broj 82/20), budući da se njima, u skladu sa članom 130 stav 2 tačka 10 Zakona, propisuje način i postupak obračuna količinskih odstupanja za konačno poravnanje nosilaca balansne odgovornosti balansnih grupa, odnosno balansno odgovornih subjekata i njihovo finansijsko poravnanje na tržištu električne energije. Dodatno, ukazujemo da je u skladu sa članom 129 stav 1 tačka 3 Zakona, operator tržišta dužan da vrši obračun količinskog odstupanja predaje i prijema električne energije od voznih redova, kao i finansijski obračun i kontrolu finansijskog poravnanja utvrđenih odstupanja.

Pored navedenog, u odnosu na komentar COTEE da je: „*drugi nedostatak predmetnog obrasca je što tretira samo troškove koji su razlika troškova i prihoda operatora prenosnog sistema*“, ističemo da je predmet Metodologije način i postupak utvrđivanja cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije koje obezbjeđuje operator prenosnog sistema, te da mu je, kao regulisanom subjektu, neophodno obezbijediti da u konačnom ne ostvaruje troškove ili prihode po tom osnovu.

Takođe, ističemo da će formula (u komentaru COTEE označena kao „obrazac“) biti prilagođena uvažavajući predlog CGES, u cilju optimizacije troškova sekundarne regulacije. Agencija će u narednom periodu nastaviti sa praćenjem eventualnih potreba elektroenergetskog sektora za unapređenjem

načina utvrđivanja obračunske cijene odstupanja, prvenstveno baziranih na činjenicama. COTEE je uvijek u mogućnosti da predloži konkretnu izmjenu formule.

U odnosu na komentar COTEE da: „u pripremi Metodologije nije uzeta u obzir Uredba Komisije (EU) 2017/2195 od 23. novembra 2017. o uspostavljanju smjernica za električnu energiju balansiranja elektroenergetskog sistema i Odluka ACER-a 2020/18 (ACER Decision on the imbalance settlement harmonisation methodology) koja idu u pravcu harmonizacije cijena balansne energije na EU tržištu“, prije svega, ističemo da crnogorsko tržište električne energije nije integrisano u jedinstveno evropsko tržište. Kako stepen razvoja crnogorskog balansnog tržišta električne energije ne odgovara stepenu razvoja balansnog tržišta električne energije u Evropskoj uniji, ne postoji potreba za ranom implementacijom navedene uredbe Evropske komisije, a posljedično ni uvažavanja Odluke ACER-a. Dodatno, ističemo da kako Crna Gora nije članica Evropske unije, legislativa Unije nije direktno primjenljiva u Crnoj Gori. Trenutno je u procesu izrada adaptiranih verzija mrežnih kodova i smjernica iz oblasti električne energije koji se primjenjuju u Evropskoj uniji za ugovorne strane Energetske zajednice, a nakon toga slijedi njihovo transponovanje u crnogorski zakonodavni sistem. Po pitanju Odluke ACER-a, obavezu primjene imaju isključivo članice Evropske unije.

II.

PRIMJEDBE CGES

1. „Član 1 Nacrta metodologije za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije (u daljem tekstu: Nacrt metodologije) definisan je na sljedeći način:

„Ovom metodologijom utvrđuju se pružaoci i vrste usluga koje obuhvataju regulaciju frekvencije i snage razmjene sistema, obezbjeđenje rezervi u snazi, regulaciju napona i isporuku reaktivne električne energije, način i postupak utvrđivanja cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije, postupak utvrđivanja cijena za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja, kao i alokacija troškova za obezbjeđenje usluga.“

Predlažemo da se izmijeni član 1 i da isti glasi:

„Ovom metodologijom utvrđuju se pružaoci i vrste usluga koje obuhvataju regulaciju frekvencije i snage razmjene sistema, obezbjeđenje rezervi u snazi, regulaciju napona i isporuku reaktivne električne

*energije, način i postupak utvrđivanja cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije, **usluga redispečinga i kontratrgovine**, postupak utvrđivanja cijena za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja, kao i alokacija troškova za obezbjeđenje usluga."*

Obrazloženje:

Osnov za uvođenje redispečinga i kontratrgovine je upravljanje zagušenjima u prenosnom sistemu koje sprovodi operator prenosnog sistema, na nediskriminatoran način u skladu sa tržišnim principima kako je definisano Zakonom o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa član 15 st. 1 i 2."

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

Vrste pomoćnih usluga i usluga balansiranja na koje se odnosi Metodologija su utvrđene članom 63 stav 1 tačka 1 Zakona i obuhvataju regulaciju frekvencije i snage razmjene sistema, obezbjeđivanje rezerve u snazi, regulaciju napona i isporuke reaktivne električne energije, kupoprodaju električne energije za kompenzaciju neželjenih odstupanja sistema i ponovno uspostavljanje sistema nakon raspada. Svrha sprovođenja redispečinga i kontratrgovine proizilazi iz odredaba Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Slučbeni list Crne Gore“, broj 42/16), u kojem se navodi da se upravljanje zagušenjima vrši primjenom redispečiranja, kontratrgovine i drugih metoda, koje ne ugrožavaju realizaciju ugovorenih transakcija i ne daju prioritet bilo kojoj transakciji. Stoga, kako Metodologija ne može tretirati usluge koje se odnose na upravljanje zagušenjima, primjedba se ne prihvata.

PRIMJEDBA CGES

2. „Član 3 stav 2 Nacrta metodologije definisan je na sljedeći način:

„Izrazi upotrijebljeni u ovoj metodologiji imaju sljedeća značenja:

- 1) cijena raspoloživosti kapaciteta (rezerve) je cijena zakupa kapaciteta potrebnog za pružanje pomoćne usluge, koja se izražava u €/MW;*

- 2) *cijena korišćenja kapaciteta (rezerve) je cijena za angažovanje kapaciteta za regulaciju frekvencije, odnosno za isporučenu i/ili primljenu energiju u okviru pružanja pomoćne usluge, a koja se izražava u €/MWh;*
- 3) *kontrolna (regulaciona) oblast je najmanji dio interkonekcije povezanog elektroenergetskog sistema, koji ima sopstveni sistem za regulaciju frekvencije i snage razmjene i koji se, po pravilu, poklapa sa teritorijom neke države;*
- 4) *kontrolni (regulacioni) blok čine više susjednih regulacionih oblasti koje zajedno obezbjeđuju regulaciju frekvencije i snage razmjene u odnosu na druge regulacione blokove unutar interkonekcije;*
- 5) *regulatorni period čine jedna ili više kalendarskih godina za koje se utvrđuju regulatorno dozvoljeni prihod i cijene."*

Predlažemo da se u članu 3 izmijeni navedeni stav i da isti glasi:

„Izrazi upotrijebljeni u ovoj metodologiji imaju sljedeća značenja:

- 1) ***cijena raspoloživosti kapaciteta (rezerve) je cijena zakupa kapaciteta potrebnog za pružanje pomoćne usluge, koja se izražava u €/MW;***
- 2) ***„cijena korišćenja kapaciteta (rezerve) je cijena za angažovanje kapaciteta za regulaciju frekvencije, odnosno za isporučenu i/ili primljenu energiju u okviru pružanja pomoćne usluge, kao i za potrebe redispečinga i kontratrgovine , gdje se pružaocu usluge može platiti i preuzimanje energije po ugovorenoj cijeni, a koja se izražava u €/MWh;“.***
- 3) ***kontrolna (regulaciona) oblast je najmanji dio interkonekcije povezanog elektroenergetskog sistema, koji ima sopstveni sistem za regulaciju frekvencije i snage razmjene i koji se, po pravilu, poklapa sa teritorijom neke države;***
- 4) ***kontrolni (regulacioni) blok čine više susjednih regulacionih oblasti koje zajedno obezbjeđuju regulaciju frekvencije i snage razmjene u odnosu na druge regulacione blokove unutar interkonekcije;***
- 5) ***Finansijsko poravnanje neželjenih odstupanja (Financial Settlement of KΔf, ACE and ramping period - Fskar) sastoji se od tri komponente: zahtjev interkonekcije za održavanje frekvencije (KΔf), količine energije neželjenih odstupanja (ACE) i perioda primjene rampi na promjenu plana rada na granici obračunskog intervala (ramping period);***

6) **regulatorni period** čine jedna ili više kalendarskih godina za koje se utvrđuju regulatorno dozvoljeni prihod i cijene. “

Obrazloženje:

U cilju pojašnjena Fskar metodologije, predlažemo uvođenje definicije finansijskog poravnanja neželjenih odstupanja.

Za potrebe rješavanja zagušenja u elektroenergetskim sistemima, operator prenosnog sistema, u skladu sa ugovorima o razmjeni prekogranične tercijarne regulacione energije, može zahtijevati od pružaoca usluge u Crnoj Gori angažovanje regulacije na dolje, čime bi pružalac usluge bio u jednom dijelu obeštećen za neiskorišćeni energent (kod protočnih elektrana).“

STAV AGENCIJE

Primjedba se djelimično prihvata.

Vrste pomoćnih usluga i usluga balansiranja na koje se odnosi Metodologija su utvrđene članom 63 stav 1 tačka 1 Zakona i obuhvataju regulaciju frekvencije i snage razmjene sistema, obezbjeđivanje rezerve u snazi, regulaciju napona i isporuke reaktivne električne energije, kupoprodaju električne energije za kompenzaciju neželjenih odstupanja sistema i ponovno uspostavljanje sistema nakon raspada. Svrha redispečinga i kontratrgovine se nazire u Zakonu o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa, u kojem se navodi da se upravljanje zagušenjima vrši primjenom redispečiranja, kontratrgovine i drugih metoda, koje ne ugrožavaju realizaciju ugovorenih transakcija i ne daju prioritet bilo kojoj transakciji. Stoga, kako Metodologija ne može tretirati usluge koje se odnose na upravljanje zagušenjima, primjedba se ne prihvata u dijelu koji se odnosi na dopunu značenja izraza „cijena korišćenja kapaciteta (rezerve)“.

Primjedba u vezi sa propisivanjem izraza „finansijskog poravnanja neželjenih odstupanja“ se usvaja, te će shodno tome član 3 Metodologije biti dopunjen na sljedeći način:

„3) finansijsko poravnanje neželjenih odstupanja (Financial Settlement of KΔf, ACE and ramping period - Fskar) je proces poravnanja koji se vrši u skladu sa metodologijom za finansijsko poravnanje neželjenih odstupanja Evropske mreže operatora prenosnih sistema električne energije (u daljem tekstu: ENTSO-E), a koji se odnosi na tri komponente: zahtjev interkonekcije za održavanje frekvencije

(KΔf), količine energije neželjenih odstupanja (ACE) i perioda primjene rampi na promjenu plana rada na granici obračunskog intervala (ramping period);“

PRIMJEDBA CGES

3. „Član 4 stav 2 Nacrta metodologije definisan je na sljedeći način:

„Pomoćne usluge obuhvataju:

- 1) primarnu regulaciju frekvencije, odnosno proces održavanja frekvencije (Frequency Containment Process);*
- 2) sekundarnu regulaciju frekvencije i snage razmjene, odnosno proces automatskog oporavka frekvencije (Frequency Restoration Process with automatic activation);*
- 3) tercijarnu regulaciju, odnosno proces ručnog oporavka frekvencije (Frequency Restoration Process with manual activation) i proces zamjene rezerve (Reserve Replacement Process);*
- 4) regulaciju napona - reaktivne snage;*
- 5) isporuku reaktivne električne energije;*
- 6) ponovno pokretanje elektroenergetskog sistema iz beznaponskog stanja (Black start), odnosno mogućnost ostrvskog rada dijela sistema.“*

Predlažemo da se u članu 4 stav 2 poslije tačke 6 dodaju nove tačke 7, 8 i 9 koje glase:

- 7) Redispečing, odnosno koordinisanu promjenu plana proizvodnje i/ili potrošnje preduzetu od strane jednog ili više operatora prenosnog sistema, u cilju promjene fizičkih tokova električne energije, radi sprječavanja fizičkog zagušenja u prenosnom sistemu, unutar ili između kontrolnih oblasti;*
- 8) Kontratrgovinu, odnosno prekograničnu razmjenu električne energije između dva operatora prenosnog sistema, u cilju sprječavanja fizičkog zagušenja u prenosnom sistemu između dvije kontrolne oblasti;*
- 9) Imbalance netting, odnosno proces dogovoren između OPS-a dvije ili više kontrolnih oblasti, koji omogućava optimizaciju istovremenog aktiviranja aFRR-a u suprotnim smjerovima uzimajući u obzir kontrolne greške (ACE), uz odgovarajuće korekcije inputa aFRR-a.“*

Obrazloženje:

Pojmovi definisani Zakonom o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa kao i u preporukama za implementaciju koordinisanog redispečinga i kontratrgovine za upravljanje zagušenjima.

U cilju optimizacije angažovanja sekundarne regulacije iz domaćih izvora, kao i racionalizacije troškova po istom osnovu, primjenom INOM-a, kroz netovanje odstupanja kontrolnih oblasti, omogućava se optimizacija istovremenog aktiviranja aFRR-a u suprotnim smjerovima u saradnji sa susjednim OPS.“

STAV AGENCIJE

Primjedba se djelimično prihvata.

Vrste pomoćnih usluga i usluga balansiranja na koje se odnosi Metodologija su utvrđene članom 63 stav 1 tačka 1 Zakona i obuhvataju regulaciju frekvencije i snage razmjene sistema, obezbjeđivanje rezerve u snazi, regulaciju napona i isporuke reaktivne električne energije, kupoprodaju električne energije za kompenzaciju neželjenih odstupanja sistema i ponovno uspostavljanje sistema nakon raspada. Svrha redispečinga i kontratrgovine se nazire u Zakonu o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa, u kojem se navodi da se upravljanje zagušenjima vrši primjenom redispečiranja, kontratrgovine i drugih metoda, koje ne ugrožavaju realizaciju ugovorenih transakcija i ne daju prioritet bilo kojoj transakciji. Stoga, kako Metodologija ne može tretirati usluge koje se odnose na upravljanje zagušenjima, primjedba se ne prihvata u dijelu definisanja redispečinga i kontratrgovine kao pomoćne usluge.

Primjedba u dijelu uvođenja netovanja odstupanja (*imbalance netting*) se prihvata. Izmjene u metodologiji će biti izvršene u čl. 3, 5 i 10 Metodologije:

„Član 3 stav 1 tačka 4: netovanje odstupanja (imbalance netting) predstavlja proces u kojem učestvuju operatori prenosnih sistema iz dvije ili više kontrolnih oblasti, koji omogućava optimizaciju istovremenog aktiviranja rezerve automatskog oporavka frekvencije (aFRR-a) u suprotnim smjerovima uzimajući u obzir kontrolne greške (ACE), uz odgovarajuće korekcije inputa sekundarne regulacije.

Član 5 stav 2: Pružaoci usluga u svrhu balansiranja mogu biti i snabdjevači i trgovci električnom energijom, kao i operatori prenosnih sistema iz drugih kontrolnih oblasti sa kojima je operator zaključio ugovor.

Član 10 stav 4: U cilju optimizacije istovremenog aktiviranja sekundarne regulacije u suprotnim smjerovima, pružaoci usluge mogu biti operatori prenosnih sistema iz drugih kontrolnih oblasti sa kojima je operator zaključio ugovor."

PRIMJEDBA CGES

4. „Član 5 stav 2 Nacrta metodologije definisan je na sljedeći način:

„Pružaoци usluga u svrhu balansiranja mogu biti i snabdjevači i trgovci električnom energijom.“

Predlažemo da se u članu 5 izmijeni stav 2 i da isti glasi:

„Pružaoци usluga u svrhu balansiranja mogu biti i snabdjevači i trgovci električnom energijom, kao i susjedni operatori prenosnog sistema.“

Obrazloženje:

Navedena formulacija uvažava mogućnost prekogranične razmjene električne energije za potrebe balansiranja sistema."

STAV AGENCIJE

Primjedba se prihvata. Član 5 stav 2 Metodologije će biti izmijenjen na sljedeći način:

„Pružaoци usluga u svrhu balansiranja mogu biti i snabdjevači i trgovci električnom energijom, kao i operatori prenosnih sistema iz drugih kontrolnih oblasti sa kojima je operator zaključio ugovor.“

PRIMJEDBA CGES

5. „Član 8 Nacrta metodologije definisan je na sljedeći način:

„Uz naknadu se pružaju usluge:

- 1) sekundarne regulacije;*
- 2) tercijarne regulacije;*
- 3) isporuke reaktivne energije;*
- 4) usluge balansiranja.“*

Predlažemo da se u članu 8 stav 1 dodaju tačke 5) i 6) koje glase:

„5) Redispečinga
6) Kontratrgovine.“

Obrazloženje:

U skladu sa obrazloženjem koje se odnosi na predlog izmjene člana 1 i člana 4.“

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

Vrste pomoćnih usluga i usluga balansiranja na koje se odnosi Metodologija su utvrđene članom 63 stav 1 tačka 1 Zakona i obuhvataju regulaciju frekvencije i snage razmjene sistema, obezbjeđivanje rezerve u snazi, regulaciju napona i isporuke reaktivne električne energije, kupoprodaju električne energije za kompenzaciju neželjenih odstupanja sistema i ponovno uspostavljanje sistema nakon raspada. Svrha redispečinga i kontratrgovine se nazire u Zakonu o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa, u kojem se navodi da se upravljanje zagušenjima vrši primjenom redispečiranja, kontratrgovine i drugih metoda, koje ne ugrožavaju realizaciju ugovorenih transakcija i ne daju prioritet bilo kojoj transakciji. Stoga, kako Metodologija ne može tretirati usluge koje se odnose na upravljanje zagušenjima, primjedba se ne prihvata.

PRIMJEDBA CGES

6. „Član 10 Nacrta metodologije definisan je na sljedeći način:

- „(1) Pružaoci usluga sekundarne regulacije su proizvođači električne energije priključeni na prenosni sistem.
- (2) Proizvođači iz stava 1 ovog člana dužni su da pružaju uslugu sekundarne regulacije u skladu sa Zakonom, pravilima za funkcionisanje i ovom metodologijom.
- (3) Ako pružaoci usluga sekundarne regulacije sa teritorije Crne Gore nijesu u mogućnosti da pruže uslugu sekundarne regulacije, operator je dužan da od operatora prenosnog sistema ili proizvođača iz susjedne kontrolne (regulacione) oblasti, odnosno na tržištu pomoćnih usluga, obezbijedi sekundarnu regulaciju u skladu sa pravilima za funkcionisanje.“

Predlažemo da se izmijeni član 10 i da isti glasi:

13

REGAGEN Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti

Bulevar Svetog Petra Cetinjskog 96, 81000 Podgorica, **Crna Gora**

T: 00 382 20 229 615. 00 382 20 229 616 F: 00 382 20 229 755 E: regagen@t-com.me www.regagen.co.me

PIB: 02396491 ŽR: 520-34372-70. 510-4171-40. 520-34498-80

- „ (1) Pružaoci usluga sekundarne regulacije su proizvođači električne energije priključeni na prenosni sistem, **osim povlašćenih proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora energije.**
- (2) Proizvođači iz stava 1 ovog člana dužni su da pružaju uslugu sekundarne regulacije u skladu sa Zakonom, pravilima za funkcionisanje i ovom metodologijom.
- (3) Ako pružaoci usluga sekundarne regulacije sa teritorije Crne Gore nijesu u mogućnosti da pruže uslugu sekundarne regulacije, operator je dužan da od operatora prenosnog sistema ili proizvođača iz susjedne kontrolne (regulacione) oblasti, odnosno na tržištu pomoćnih usluga, zatraži sekundarnu regulaciju u skladu sa pravilima za funkcionisanje.“

Obrazloženje:

Smatramo da se u skladu sa zakonskim propisima povlašćeni proizvođači električne energije iz obnovljivih izuzimaju od obaveze pružanja predmetne usluge. Dodatno, izmjena u stavu 3 je predložena u cilju upodobljavanja sa procesima rada i objektivnim mogućnostima operatora prenosnog sistema.“

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

Zakon je utvrdio obaveze proizvođača po ovom osnovu, te nije potrebno da se ovom metodologijom ta tematika uređuje.

PRIMJEDBA CGES

7. „Član 14 stav 4 Nacrta metodologije definisan je na sljedeći način:

- (1) *Cijena korišćenja kapaciteta sekundarne regulacije za regulaciju nagore utvrđuje se ugovorom o pružanju pomoćnih usluga i ne može biti viša od cijene utvrđene na osnovu sljedeće formule:*

$$C_{sec+} = HUPX_{hi} + 0,4 * |HUPX_{hi}|$$

gdje je:

C_{sec+} - ograničenje cijene korišćenja usluge sekundarne regulacijena nagore (€/MWh);

$HUPX_h$ - cijena električne energije na dan unaprijed tržištu na berzi u Budimpešti – Hungarian Power Exchange (HUPX), za odgovarajući sat (€/MWh), gdje je $i = 1, 2, \dots, 24$.

(1) Cijena korišćenja kapaciteta sekundarne regulacije za regulaciju nadolje utvrđuje se ugovorom o pružanju pomoćnih i ne može biti niža od cijene utvrđene na osnovu sljedeće formule:

$$C_{sec-} = HUPX_{hi} - 0,4 * |HUPX_{hi}|$$

gdje je:

C_{sec-} - ograničenje cijene korišćenja usluge sekundarne regulacije nadolje (€/MWh);

$HUPX_h$ - cijena električne energije na dan unaprijed tržištu na berzi u Budimpešti – Hungarian Power Exchange (HUPX), za odgovarajući sat (€/MWh), gdje je $i = 1, 2, \dots, 24$.

(2) Izuzetno, ako se usluga pruža iz protočne hidroelektrane, pri dotocima većim od instalisane snage elektrane, cijena korišćenja sekundarne regulacije za aktiviranje nadolje (C_{neg}) može biti niža od cijene iz stava 2 ovog člana, ali ne niža od 0 €/MWh.

(3) Pri korišćenju kapaciteta sekundarne regulacije, za povećanja proizvodnje (regulacija nagore), operator plaća pružaocu usluge, dok za smanjenje proizvodnje (regulacija nadolje), pružalac usluge plaća operatoru.“

Predlažemo da se izmijeni član 14 i da isti glasi:

„(1) Cijena korišćenja kapaciteta sekundarne regulacije za regulaciju nagore utvrđuje se ugovorom o pružanju pomoćnih usluga i ne može biti viša od cijene utvrđene na osnovu sljedeće formule:

$$C_{sec+} = HUPX_{hi} + 0,4 * |HUPX_{hi}|$$

gdje je:

Csec + - ograničenje cijene korišćenja usluge sekundarne regulacijena nagore (€/MWh);

HUPXhi - cijena električne energije na dan unaprijed tržištu na berzi u Budimpešti – Hungarian Power Exchange (HUPX), za odgovarajući sat (€/MWh), gdje je $i = 1, 2, \dots, 24$.

(2) Cijena korišćenja kapaciteta sekundarne regulacije za regulaciju nadolje utvrđuje se ugovorom o pružanju pomoćnih i ne može biti niža od cijene utvrđene na osnovu sljedeće formule:

$Csec = - HUPXhi - 0,4 * |HUPXhi|$

gdje je:

Csec- - ograničenje cijene korišćenja usluge sekundarne regulacije nadolje (€/MWh);

HUPXhi - cijena električne energije na dan unaprijed tržištu na berzi u Budimpešti – Hungarian Power Exchange (HUPX), za odgovarajući sat (€/MWh), gdje je $i = 1, 2, \dots, 24$.

(3) Izuzetno, ako se usluga pruža iz protočne hidroelektrane, pri dotocima većim od instalisane snage elektrane, cijena korišćenja sekundarne regulacije za aktiviranje nadolje (Cneg) može biti niža od cijene iz stava 2 ovog člana, ali ne niža od 0,01 €/MWh, **osim u slučaju kada je referentna cijena HUPXhi niža od 0 €/MWh u kojem slučaju se primjenjuje formula iz člana 14 stav 2.**

(4) Pri korišćenju kapaciteta sekundarne regulacije, za povećanja proizvodnje (regulacija nagore), operator plaća pružaocu usluge, dok za smanjenje proizvodnje (regulacija nadolje), pružalac usluge plaća operatoru.

(5) Izuzetno, u slučaju kada je referentna cijena HUPXhi niža od 0 €/MWh, za povećanja proizvodnje (regulacija nagore), pružalac usluge plaća operatoru, dok za smanjenje proizvodnje (regulacija nadolje), operator plaća pružaocu usluge.“

Obrazloženje:

Izmjena stava 3 navedenog člana je predložena kako bi u graničnim slučajevima osnovna cijena odstupanja iz člana 33 stav 3 mogla da se korektno proračuna.

Dodatno u slučajevima viška električne energije na tržištu, cijena **HUPXhi** može biti niža od 0 €/MWh, pa se na ovaj način predložen stavom 5 navedenog člana definišu granični slučajevi.“

STAV AGENCIJE

Primjedba se prihvata. Član 14 st. 3, 4 i 5 Metodologije će biti izmijenjen na sljedeći način:

- (3) Izuzetno, ako se usluga pruža iz protočne hidroelektrane, pri dotocima većim od instalisane snage elektrane, cijena korišćenja sekundarne regulacije za aktiviranje nadolje (Cneg) može biti niža od cijene iz stava 2 ovog člana, ali ne niža od 0,01 €/MWh, osim u slučaju kada je referentna cijena $HUPX_{hi}$ niža od 0 €/MWh u kojem slučaju se primjenjuje formula iz stava 2 ovog člana.
- (4) Pri korišćenju kapaciteta sekundarne regulacije, za povećanja proizvodnje (regulacija nagore), operator plaća pružaocu usluge, dok za smanjenje proizvodnje (regulacija nadolje), pružalac usluge plaća operatoru.
- (5) Izuzetno od stava 4 ovog člana, u slučaju kada je referentna cijena $HUPX_{hi}$ niža od 0 €/MWh, za povećanja proizvodnje (regulacija nagore), pružalac usluge plaća operatoru, dok za smanjenje proizvodnje (regulacija nadolje), operator plaća pružaocu usluge.

PRIMJEDBA CGES

8. „Član 17 stav 2 Nacrta metodologije definisan je na sljedeći način:

„Proizvođači iz stava 1 ovog člana dužni su da pružaju uslugu tercijarne regulacije u skladu sa Zakonom, pravilima za funkcionisanje i ovom metodologijom.“

Predlažemo da se u članu 17 izmijeni stav 2 i da isti glasi:

„Proizvođači iz stava 1 ovog člana, osim povlašćenih proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora energije, dužni su da pružaju uslugu tercijarne regulacije u skladu sa Zakonom, pravilima za funkcionisanje i ovom metodologijom.“

Obrazloženje:

Smatramo da se u skladu sa zakonskim propisima povlašćeni proizvođači električne energije iz obnovljivih izuzimaju od obaveze pružanja predmetne usluge.“

REGAGEN Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti

Bulevar Svetog Petra Cetinjskog 96, 81000 Podgorica, **Crna Gora**

T: 00 382 20 229 615. 00 382 20 229 616 F: 00 382 20 229 755 E: regagen@t-com.me www.regagen.co.me

PIB: 02396491 ŽR: 520-34372-70. 510-4171-40. 520-34498-80

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

Zakon je utvrdio obaveze proizvođača po ovom osnovu, te nije potrebno da se ovom metodologijom ta tematika uređuje.

PRIMJEDBA CGES

9. „Član 24 stav 3 Nacrta metodologije definisan je na sljedeći način:

„Za uslugu tercijarne regulacije koja se ne obezbjeđuje iz izvora iz Crne Gore ne primjenjuju se ograničenja iz st. 1 i 2 ovog člana.“

Predlažemo da se u članu 24 izmijeni stav 3 i da isti glasi:

*„Za uslugu tercijarne regulacije koja se ne obezbjeđuje iz izvora iz Crne Gore, **odnosno usluge redispečinga i kontratrgovine**, ne primjenjuju se ograničenja iz st. 1 i 2 ovog člana.“*

Obrazloženje:

Član 15 Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa propisuje sprovođenje postupaka upravljanja zagušenjima (redispečing, kontratrgovina) u skladu sa tržišnim principima koji pružaoca i OPS upućuju na preduzimanje odgovarajućih poslovnih aktivnosti – jasni cjenovni signali.“

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

Vrste pomoćnih usluga i usluga balansiranja na koje se odnosi Metodologija su utvrđene članom 63 stav 1 tačka 1 Zakona i obuhvataju regulaciju frekvencije i snage razmjene sistema, obezbjeđivanje rezerve u snazi, regulaciju napona i isporuke reaktivne električne energije, kupoprodaju električne energije za kompenzaciju neželjenih odstupanja sistema i ponovno uspostavljanje sistema nakon raspada. Svrha redispečinga i kontratrgovine se nazire u Zakonu o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa, u kojem se navodi da se upravljanje zagušenjima vrši primjenom redispečiranja, kontratrgovine i drugih metoda, koje ne ugrožavaju realizaciju ugovorenih transakcija i

ne daju prioritet bilo kojoj transakciji. Stoga, kako Metodologija ne može tretirati usluge koje se odnose na upravljanje zagušenjima, primjedba se ne prihvata.

PRIMJEDBA CGES

10. „Član 33 stav 3 Nacrta metodologije definisan je na sljedeći način:

„(3) Osnovna cijena odstupanja u obračunskom intervalu određuje se kao prosječna cijena nabavke ili isporuke energije za potrebe balansiranja sistema u tom intervalu i izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$C_o = \frac{T_s + T_t + T_{fp}}{E_s + E_t + E_{fp}}$$

gdje je:

- C_o - osnovna cijena odstupanja u obračunskom intervalu (€/MWh);
- T_s - ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) od korišćenja sekundarne regulacije tokom obračunskog intervala;
- T_t - ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) od korišćenja tercijarne regulacije i razmjene druge energije za potrebe balansiranja tokom obračunskog intervala;
- T_{fp} - ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) u obračunskom intervalu ostvaren usljed finansijskog poravnanja neželjenih odstupanja, u skladu sa metodologijom za finansijsko poravnanje neželjenih odstupanja Evropske mreže operatora prenosnih sistema električne energije (u daljem tekstu: ENTSO-E);
- E_s - energija preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) po osnovu korišćenja sekundarne regulacije;
- E_t - energija preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) po osnovu korišćenja tercijarne regulacije i razmjene druge energije za potrebe balansiranja tokom obračunskog intervala;

E_{fp} - preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) energija neželjenih odstupanja u obračunskom intervalu, u skladu sa ENTSO-E metodologijom za finansijsko poravnanje neželjenih odstupanja.

Predlažemo da se u članu 33 izmijeni stav 3 i da isti glasi:

„Osnovna cijena odstupanja u obračunskom intervalu određuje se kao prosječna cijena nabavke ili isporuke energije za potrebe balansiranja sistema u tom intervalu i izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$C_o = \frac{T_s + T_t + T_{fp} + T_{in}}{E_s + E_t + E_{fp} + E_{in}}$$

gdje je:

C_o - osnovna cijena odstupanja u obračunskom intervalu (€/MWh);

T_s - ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) od korišćenja sekundarne regulacije tokom obračunskog intervala;

T_t - ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) od korišćenja tercijarne regulacije i razmjene druge energije za potrebe balansiranja tokom obračunskog intervala;

T_{fp} - ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) u obračunskom intervalu ostvaren usljed finansijskog poravnanja neželjenih odstupanja, u skladu sa metodologijom za finansijsko poravnanje neželjenih odstupanja Evropske mreže operatora prenosnih sistema električne energije (u daljem tekstu: ENTSO-E);

T_{in} - ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) od netovanja odstupanja kontrolne oblasti Crne Gore sa susjednim operatorima prenosnog sistema tokom obračunskog intervala;

E_s - energija preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) po osnovu korišćenja sekundarne regulacije;

E_t - energija preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) po osnovu korišćenja tercijarne regulacije i razmjene druge energije za potrebe balansiranja tokom obračunskog intervala;

E_{fp} - preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) energija neželjenih odstupanja u obračunskom intervalu, u skladu sa ENTSO-E metodologijom za finansijsko poravnanje neželjenih odstupanja;

E_{in} - energija preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) po osnovu netovanja odstupanja kontrolne oblasti Crne Gore sa susjednim operatorima prenosnog sistema tokom obračunskog intervala."

Obrazloženje:

Predlaže se dopuna u cilju upodobljavanja obračuna osnovne cijene odstupanja sa funkcionisanjem balansnog mehanizma."

STAV AGENCIJE

Primjedba se prihvata. Član 33 stav 3 Metodologije će biti izmijenjen na sljedeći način:

(1) „Osnovna cijena odstupanja u obračunskom intervalu određuje se kao prosječna cijena nabavke ili isporuke energije za potrebe balansiranja sistema u tom intervalu i izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$C_o = \frac{T_s + T_t + T_{fp} + T_{in}}{E_s + E_t + E_{fp} + E_{in}}$$

gdje je:

- C_o* - osnovna cijena odstupanja u obračunskom intervalu (€/MWh);
- T_s* - ukupni trošak (pozitivni predznak) ili prihod (negativan predznak) od korišćenja sekundarne regulacije tokom obračunskog intervala;
- T_t* - ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) od korišćenja tercijarne regulacije i razmjene druge energije za potrebe balansiranja tokom obračunskog intervala;
- T_{fp}* - ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) u obračunskom intervalu ostvaren usljed finansijskog poravnanja neželjenih odstupanja;

- T_{in} - ukupni trošak (pozitivan predznak) ili prihod (negativan predznak) od netovanja odstupanja kontrolne oblasti Crne Gore sa susjednim operatorima prenosnog sistema tokom obračunskog intervala;
- E_s - energija preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) po osnovu korišćenja sekundarne regulacije;
- E_t - energija preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) po osnovu korišćenja tercijarne regulacije i razmjene druge energije za potrebe balansiranja tokom obračunskog intervala;
- E_{fp} - preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) energija neželjenih odstupanja u obračunskom intervalu;
- E_{in} - energija preuzeta (pozitivan predznak) ili predata (negativan predznak) po osnovu netovanja odstupanja kontrolne oblasti Crne Gore sa susjednim operatorima prenosnog sistema tokom obračunskog intervala."

PRIMJEDBA CGES

11. „Član 34 stav 1 Nacrta metodologije definisan je na sljedeći način:

„Troškovi pomoćnih usluga nadoknađuju se na sljedeći način:

- 1) troškovi obezbjeđenja raspoloživosti kapaciteta sekundarne regulacije i troškovi obezbjeđenja raspoloživosti kapaciteta tercijarne regulacije, utvrđeni u skladu ovom metodologijom, nadoknađuju se kroz cijenu za korišćenje prenosnog sistema koju plaćaju svi korisnici prenosnog sistema;
- 2) troškove korišćenja kapaciteta sekundarne regulacije, tercijarne regulacije, finansijskog poravnanja neželjenih odstupanja, utvrđene u skladu sa ovom metodologijom, plaćaju korisnici prenosnog sistema koji su prouzrokovali debalans, u skladu sa balansnim mehanizmom, koji je bliže uređen tržišnim pravilima.“

Predlažemo da se u članu 34 stav 1 doda tačka 3 koja glasi:

„3) troškovi po osnovu redispečinga i kontratrgovine, ukoliko su isti razumni i proporcionalni, nadoknađuju se kroz tarifu za korišćenje prenosnog sistema, koju plaćaju svi korisnici prenosnog sistema.“

Obrazloženje:

Imajući u vidu da aktiviranje usluga redispečinga i kontratrgovine proizvodi troškove po operatora prenosnog sistema, a realizuje se u cilju upravljanja zagušenjima u prenosnom sistemu, potrebno je izvršiti adekvatnu alokaciju troškova.“

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

Vrste pomoćnih usluga i usluga balansiranja na koje se odnosi Metodologija su utvrđene članom 63 stav 1 tačka 1 Zakona i obuhvataju regulaciju frekvencije i snage razmjene sistema, obezbjeđivanje rezerve u snazi, regulaciju napona i isporuke reaktivne električne energije, kupoprodaju električne energije za kompenzaciju neželjenih odstupanja sistema i ponovno uspostavljanje sistema nakon raspada. Svrha redispečinga i kontratrgovine se nazire u Zakonu o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa, u kojem se navodi da se upravljanje zagušenjima vrši primjenom redispečiranja, kontratrgovine i drugih metoda, koje ne ugrožavaju realizaciju ugovorenih transakcija i ne daju prioritet bilo kojoj transakciji. Stoga, kako Metodologija ne može tretirati usluge koje se odnose na upravljanje zagušenjima, primjedba se ne prihvata.

**III.
PRIMJEDBE EPCG**

1. Član 12

„Član 12 Metodologije za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije definiše cijenu u raspoloživosti kapaciteta sekundarne regulacije na osnovu cijene raspoloživosti kapaciteta iz prethodne godine pomnožen sa projektovanom inflacijom.

Ovaj način ne oslikava realno stanje na tržištu i kretanje cijena regulacija, sa posebnim akcentom na automatske regulacije za održavanje frekvencije i programa razmjene sa susjednim kontrolnim oblastima. Automatske regulacije su posebno dobile na značaju kada je počela ekspanzija obnovljivih izvora električne energije.

Ekspanziju obnovljivih izvora kod nas nije ispratila cijena za raspoloživost sekundarne regulacije koja je od 2018. do 2022 godine porasla za samo **4%** (2018 - 9,296 €/MWh; 2022 - 9,6804 €/MWh). Sa druge strane opseg sekundarne regulacije koji je u obavezi da obezbjeđuje Elektroprivreda Crne Gore je u konstantnom rastu od 2018 upravo zbog priključenja neupravljivih izvora električne energije, prevashodno vjetroelektrana. Naime, opseg sekundarne regulacije je sa vrijednosti od ± 15 MW 2018, porastao na ± 28 MW u 2022 godini.

Pažljivo analizirajući realizaciju pomoćnih usluga za period 2018 - Q1 2022, došlo se do više zaključaka koji govore u prilog činjenici da je apsolutno neophodno **cijenu za raspoloživost sekundarne regulacije povećati kako bi približno oslikavala prilike na tržištu i stanje u elektroenergetskom sistemu Crne Gore** i to :

- u posmatranom periodu EPCG je stavila na raspolaganje operatoru sistema **414.543 MWh** sekundarne rezerve
- od 2018 do kraja prvog kvartala 2022. EPCG je planirala svojim planovima rada 19.866 sati rad sekundarne regulacije što predstavlja oko 58% ukupnog broja sati za taj period (nije uzet u obračun period kada je HE Perucica u redovnom remontu)
- Koeficijent kvaliteta sekundarne regulacije za posmatrani period iznosi čak **0,96**
- Isporučena energija za regulaciju na gore iznosi **65.761,23 MWh**
- Isporučena energija za regulaciju na dolje iznosi **122.237,84 MWh**

Najznačajnija činjenica je da je za posmatrani period EPCG od rezervacije sekundarne regulacije ostvarila prihod od **samo 3.688.566,83 €**.

Za isti period EPCG je isporučila tercijarne regulacije na gore u iznosu od **27.575,67 MWh** i tercijarne regulacije na dolje u iznosu od **33.617,27 MWh**.

Upoređujući podatke za sekundarnu regulaciju i tercijarne regulacije zaključuje se da je 75% od ukupne isporučene električne energije kroz regulacije pripadalo sekundarnoj regulaciji.

Kako su CGES-u kroz RDP, a na osnovu Metodologije, obezbijedena sredstva za rezervaciju kapaciteta sekundarne regulacije kao proizvod kapaciteta sekundarne regulacije planiran energetske bilansom ili procjenom od strane operatora, faktorom kvaliteta i cijenom raspoloživosti, zaključuje se da CGES ima obezbijedeno značajno više sredstava nego sto su realne potrebe.

Mišljenja smo da je potrebno računanje cijene za raspoloživost kapaciteta sekundarne regulacije, prilagoditi realnim uslovima u elektroenergetskom sistemu Crne Gore i tržišnim uslovima, posebno imajući na umu da se energija isporučena kroz regulacije obračunava u zavisnosti od HUPX day ahead tržišta.

		2018	2019	2020	2021	Q12022	Ukupno 2018-Q12022
Raspoloživosti sekundarne regulacije MWh Broj sati planirane sekundarne regulacije	U oba	71-580,00	83.880,00	87.400,00	72.220,00	45.488,00	360.568,00
	U jednom smjeru			6.860,00	46.135,00	980,00	53.975,00
		3.685,00	4.485,00	4.413,00	5.602,00	1.681,00	19-866,00
Broj sati angažovanja sekundarne regulacije		3.588,00	4.213,00	4.147,00	5.455,00	1.664,00	19.067,00
Faktor kvaliteta		0,97	0,94	0,94	0,97	0,99	
Raspoloživost sekundarne regulacije -1		665.407,68	797.027,76	863.880,70	917.165,26	445.085,43	3 688.566,83
Opseg sekundarne regulacije - ugovoreni		±15 MW	Od ± 21 MW do 126 MW	od ± 21 MW do ±26 MW	od ± 14 MW do ±27 MW	± 28 MW	
Cijena zakupa kapaciteta sekundarne regulacije		9,2961 €/ MWh	9,502 €/MWh	9,511 €/MWh	9,625 €/MWh	9,6804 €/MWh	

isporučena energija - sekundarna regulacija na gore MWh		9.728,56	24.421,82	10.351,74	17.236,34	4.022,77	65.761,23
Isporučena energija - sekundarna regulacija na dolje MWh		26.832,08	24.626,07	29.499,24	25.623,61	15.656,84	122.237,84
Raspoloživost tercijarne regulacije MWh		290.070,00	250.840,00	242.100,00	151.198,00	38.918,00	973.126,00
Isporučena energija - tercijarna regulacija na gore MWh		5.167,09	9.351,33	2.003,91	10.200,33	853,00	27.575,67
Isporučena energija - tercijarna regulacija na dolje MWh		15.527,94	5.425,67	4.775,08	5.697,58	2.191,00	33.617,27
Ukupno sekundarna i tercijarna		57.255,67	63.824,89	46.629,97	58.757,86	22.723,61	249.192,00
Udio sekundarne u ukupnoj regulaciji		64%	77%	85%	73%	87%	75%

Tabela 1. Pregled karakterističnih parametara sekundarne i tercijarne regulacije za period 2018 - Q1 2022

Zbog navedenog, očekujemo da ćete, cijeneći iznesenu argumentaciju, korigovati Nacrt Metodologije na način koji će omogućiti adekvatnu tržišnu valorizaciju predmetne usluge čime bi dali doprinos održivosti i stabilnom poslovanju EPCG kao i povoljniji regulatorni ambijent za realizaciju budućih investicija u energetskom sektoru Crne Gore.”

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

Primjedba ne upućuje na postojanje adekvatnijeg načina utvrđivanja cijene raspoloživosti kapaciteta rezervacije, koji je neophodno obezbijediti za nesmetano funkcionisanje crnogorskog prenosnog sistema električne energije. Naime, rezervacija proizvodnog kapaciteta i njegova aktivacija obezbjeđuju se upotrebom dva različita proizvoda koji su predmet trgovine između korisnika i pružaoca usluge: kapacitet i električna energija. Dok za trgovinu električnom energijom stoji da odgovarajući proizvod plasira na tržištu podnosilac primjedbe, za trgovinu kapacitetima Agencija nije upoznata da postoji drugi tržišni signal na čije kreiranje utiče podnosilac zahtjeva, mimo usluga koje se pružaju u skladu sa ovom metodologijom.

REGULATORNA AGENCIJA ZA ENERGETIKU I REGULISANE KOMUNALNE DJELATNOSTI