

Broj: 26/1194-10

Podgorica, 06.07.2026. godine

**IZVJEŠTAJ O STAVOVIMA PO PRIMJEDBAMA NA NACRT
METODOLOGIJE ZA UTVRĐIVANJE REGULATORNO DOZVOLJENOG PRIHODA
OPERATORA SISTEMA I CIJENA, ROKOVA I USLOVA
ZA KORIŠĆENJE DISTRIBUTIVNOG SISTEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE**

Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti (u daljem tekstu: Agencija) je 2. aprila 2026. godine na svojoj internet stranici objavila Nacrt metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i cijena, rokova i uslova za korišćenje distributivnog sistema električne energije (u daljem tekstu: Nacrt metodologije), i pozvala zainteresovana lica da, do 17 aprila 2026. godine, uzmu učešće u raspravi i dostave primjedbe, predloge i sugestije.

S tim u vezi, u utvrđenom roku, mišljenja i primjedbe dostavila su sljedeća zainteresovana lica:

- Momir Škopelja (arhivski broj Agencije 26/1194-4 od 17.04.2026. godine);
- NVO Udruženje Obnovljivi Izvori Energije Crne Gore (RES Montenegro), dopis broj PLG-01-04 od 17.04.2026. godine (arhivski broj Agencije 26/1194-5 od 17.04.2026. godine);
- „Crnogorski elektrodistributivni sistem“ DOO Podgorica, dopis broj 40-01-11228 od 17.04.2026. godine (arhivski broj Agencije 26/1194-6 od 17.04.2026. godine);
- „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić, dopis broj IN-13/14702-26/ID (arhivski broj Agencije 26/1194-7 od 17.04.2026. godine).

I. Primjedbe Momir Škopelja

Generalno: Smatram da bi pored „regulatornog perioda“ trebalo uvesti i „tarifni period“ ili „cjenovni period“ koji bi označavao period za koji se određuju tarife, odnosno cijene i koji bi trajao u principu godinu dana.

To znači da bi se u okviru 3-godišnjeg regulatornog perioda cijene odnosno tarife određivale tri puta, za svaku godinu pojedinačno.

Time bi se kroz višegodišnji regulatorni period očuvala sigurnost za operatore, dok bi se određivanjem cijena „godinu po godinu“ postigla veća ažurnost koja je neophodna u vrijeme velikih nestabilnosti cijena, zakonskih propisa itd.

Osnovni princip bi bio da se (u većini slučajeva) pri određivanju RDPa i cijena koriste podaci iz godine koja prethodi godini podnošenja zahtjeva (tj. dvije godine unazad u odnosu na godinu za koju se određuje RDP), čime bi se izbjeglo korišćenje podataka od prije tri ili četiri godine. Ovim bi se omogućilo i primjena korekcija najkasnije dvije godine poslije nastanka razlika koje se koriguju. Opravdanost ovog pristupa se ogleda npr. u uvođenju elemenata z_t i z_j , u članu 7, koji bi u slučaju prihvatanja ove sugestije bili brisani.

Napomena: Primjedbe koje slijede se odnose na predloženi tekst, kad su regulatorni i tarifni period isti.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Zakon o energetici prepoznaje samo regulatorni period a ne tarifni ili cjenovni period. Agencija je, na osnovu člana 33 stav 11 tačka 2 i člana 250 st. 1 i 4 Zakona o energetici ("Službeni list CG", br. 28/25 i 3/26), utvrdila trajanje regulatornog perioda za regulisane elektroenergetske subjekte Odlukom, broj 26/1065-3 od 27.03.2026. godine („Službeni list CG“, broj 46/26). Opredjeljenje Agencije za višegodišnji regulatorni period motivisano je ciljem da se stvore uslovi za obezbjeđenje stabilnosti cijena po kojima korisnici, odnosno krajnji kupci, plaćaju korišćenje sistema, održivosti sistema i obezbjeđivanja uslova za povećanje efikasnosti operatora, odnosno da se ostavi dovoljno vremena da operator preduzme potrebne mjere za smanjenje troškova na koje može uticati. Treba imati u vidu da su višegodišnji regulatorni periodi široko rasprostranjena praksa u regulaciji, i da je u evropskim zemljama najzastupljeniji regulatorni period koji traje pet godina. Dodatno, Zakonom, član 50 stav 7 i član 52 stav 1, propisano je kada se korekcije vrše i pod kojim uslovima. Regulatorna praksa, takođe, potvrđuje da se i određene korekcije vrše i kada se primjenjuju podsticajne metode regulacije i višegodišnji period.

Članovi 2 i 3: Ove članove treba brisati jer principima i metodima nije mjesto u propisu. Propis nije teoretski nego normativni dokument. Ovo je i rizičan prilaz jer se uvijek može naći neko neslaganje principa i metoda sa konkretnim odredbama.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Članom 54 stav 1 tač 2 i 3 Zakona o energetici („Službeni list CG”, br. 28/25 i 3/26) propisano je da metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije naročito sadrži principe utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena ili naknada i regulatorni metod utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena.

Član 5: Elementat kvaliteta ($1 + FK$) iz formule za regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene RDP_{t+n}^{TUT} treba brisati iz više razloga:

RDP_{t+n}^{TUT} se dobija množenjem RDP sa koeficijentom koji zavisi od ostvarenog kvaliteta i može odstupati od RDP +/- 2%.

Za sve elemente RDP je propisano čemu služe i koja im je namjena, a za ovu komponentu se ne navodi namjena. Na što će da se potroši (ili odakle da se nadoknadi) ova razlika. Kome ta razlika pripada i za što je namijenjena (rukovodstvu, zaposlenima; za nabavku opreme, donacije...). Ovo tim prije jer se ona dobija množenjem svih elemenata RDPa sa faktorom kvaliteta. To znači da se njime množe i amortizacija, troškovi poslovanja, povrat, pri čemu je amortizacija zakonska kategorija.

Ova odredba je nezakonita jer je suprotna članu 50 stav 4 Zakona o energetici (u daljem tekstu Zakon), kojim je propisano da „Regulatorno dozvoljeni prihod operatora prenosnog i operatora distributivnog sistema je ukupni godišnji prihod od regulisane energetske djelatnosti”.

S druge strane, prema Metodologiji RDP_{t+n}^{TUT} je „Regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene”. Ako se transponuje u cijene znači da se taj prihod preko računa naplati od kupaca, što znači da je ukupni godišnji prihod od regulisane energetske djelatnosti RDP_{t+n}^{TUT} , a ne RDP kako propisuje Zakon.

U stavu 3 se navodi da je FK - faktor za kvalitet iz stava 4 ovog člana, iako se u članu 4 ne navodi nikakav faktor za kvalitet.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Pravni osnov za propisivanje faktora kvaliteta kao elementa regulatorno dozvoljenog prihoda koji se transponuje u cijene **RDP_{t+n}^{TUT}** , sadržan je u članu 54 stav 1 tačka 9 Zakona o energetici koji propisuje da metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije naročito sadrži podsticaje za poboljšanje efikasnosti i kvaliteta isporuke.

U dijelu koji se odnosi na primjedbu „Na što će da se potroši (ili odakle da se nadoknadi) ova razlika. Kome ta razlika pripada i za što je namijenjena (rukovodstvu, zaposlenima; za nabavku opreme, donacije...)“, ističemo da propisivanje načina raspodjele eventualnih dobitaka operatora distributivnog sistema nije u nadležnosti Agencije u skladu sa čl. 32 i 38 Zakona, niti može biti predmet uređenja ove metodologije, u skladu sa članom 54 Zakona o energetici.

Kada je u pitanju pozivanje na „suprtonost članu 50 stav 4 Zakona o energetici“ ističemo da je članom 50 stav 8 Zakona o energetici propisano da je: „Regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene ili naknade je regulatorno dozvoljeni prihod iz st. 4 i 6 ovog člana, umanjen za odgovarajuće ostale prihode od energetske djelatnosti i prihode ili dio prihoda od neenergetske djelatnosti u slučaju kada nije moguće izvršiti razdvajanje troškova koji su zajednički za pružanje tih djelatnosti u skladu sa metodologijama iz člana 33 stav 1 tač. 1 do 4 ovog zakona“, da je članom 33 stav 1 tačka 1 Zakona o energetici propisano da Agencija: „utvrđuje metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i cijena, rokova i uslova za korišćenje prenosnih i distributivnih sistema električne energije“, koje, u skladu sa članom 54 stav 1 tač. 9 i 11 Zakona o energetici naročito sadrže: „podsticaje za poboljšanje efikasnosti i kvaliteta isporuke“ i „način utvrđivanja cijena i alokaciju regulatorno dozvoljenog prihoda koji se transponuje u cijene na korisnike sistema“.

Nadalje, član 5 stav 3 Nacrta metodologije upućuje da se Faktor za kvalitet izračunava u skladu sa stavom 4 ovog člana, koji sadži formulu izračunavanja Faktora za kvalitet, sa jasno utvrđenim elementima predmetne formule i njihovim objašnjenjima.

Pored navedenog, ističemo da će se Faktor za kvalitet, u skladu sa članom 36 Nacrta metodologije, primjenjivati tek počev od 2030. godine.

Član 7 stav 2: U objašnjenju za TPu_{t-i}^{OS} treba brisati „u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i“ jer se su zbog obračuna RDP i cijena za 2026 kao privremenih, postoje konačni podaci za sve tri godine prethodnog perioda (2023, 2024 i 2025), pa nema potrebe da se u obračun uračunava i 2022. god.

Isto uraditi i u svim narednim odredbama koje sadrže ovaj element.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Prethodni regulatorni period, koji je utvđen Odlukom Agencije, broj 22/840-2 od 24.02.2022. godine, se odnosio na period 01.01.2023 – 31.12.2025. godine. U postupku po službenoj dužnosti Agencija je donijela Odluku o utvrđivanju privremenih cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 131/22), kojom je utvrđeno da se cijene utvrđene ovom odlukom primjenjuju od 1. januara 2023. godine do početka

primjene cijena utvrđenih po zahtjevu "Crnogorski elektrodistributivni sistem" DOO Podgorica za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena. U 2023. godini, na osnovu zahtjeva operatora sistema, Agencija je donijela Odluku o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu ("Službeni list CG", broj 107/23). Članom 4 stav 4 Metodologije ("Službeni list CG", br. 71/22 i 37/23) propisano je da ako operator podnese zahtjev za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena u toku primjene privremenih cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije utvrđenih u skladu sa Zakonom, „tekući regulatorni period“ je regulatorni period koji prethodi godini u kojoj je započeta primjena privremenih cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije utvrđenih u skladu sa Zakonom, a „godina podnošenja zahtjeva“ je godina koja prethodi godini u kojoj je započeta primjena privremenih cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije utvrđenih u skladu sa Zakonom i u indeksu formula se označava sa "t". U skladu sa navedenim, „godina podnošenja zahtjeva“ u ovom postupku je 2022. godina, a „tekući regulatorni period“ je 2020-2022. godina. U skladu sa navedenim, u tom postupku, prilikom utvrđivanja troškova poslovanja operatora sistema nijesu mogli biti korišteni konačni podaci za 2022. godinu.

S tim u vezi, 2022. godina mora biti uzeta u obzir prilikom utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda za naredni regulatorni period, jer za nju postoje konačni podaci. Pored navedenog, Metodologija se ne odnosi samo na naredni regulatorni period (01.01.2027-31.12.2029. godine), već i na buduće regulatorne periode, nakon ovog perioda.

Uvažavajući činjenicu da su u 2026. godini, u skladu sa Odlukom Agencije, broj 25/4023-2 od 21.11.2025. godine, na snazi privreme cijene za korišćenje distributivnog sistema, u članu 34 Nacrta metodologije je propisano da za potrebe utvrđivanja regulatornog perioda koji počinje 1. januara 2027. godine:

- 1) tekući regulatorni period iz člana 4 stav 2 tačka 2 ove metodologije je regulatorni period utvrđen od strane Agencije Odlukom o trajanju regulatornog perioda za regulisane elektroenergetske subjekte, broj 22/840-2 od 24.02.2022. godine;
- 2) m iz člana 5 stav 4 i člana 7 stav 2 ove metodologije predstavlja broj godina za koje postoje konačni podaci i iznosi četiri.

Član 7 stav 8: $x_2 = 0,005$ je premala vrijednost jer samo po osnovu automatizacije (kompjuterizacija) se efikasnost povećava višestruko više od navedenih 0,5% godišnje. Iz ovoga bi proizlazilo da se za 80-tak godina efikasnost udvostručuje, a realno je očekivati da se za 80 godina efikasnost barem udesetostruči (kako god bila definisana i mjerena). Ako se ne bi prihvatilo veliko uvećanje x_2 , trebalo bi odbaciti sve zahtjeve za bilo kakve nove tehničke sisteme.

Zato predlažem $x_2 = 0,03$, tj. automatsko povećanje efikasnosti od 3% godišnje po osnovu tehnološkog napretka.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Automatizacija procesa primjenom novih tehnologija je primjenjiva samo na neke od mnogih procesa sa različitim obimom i uticajem na redukovanje troškova. U nekim slučajevima, automatizacija i digitalizacija nužno ne mora dovesti do smanjenja troškova poslovanja, recimo potreba povećanog obima podataka i kompleksnijeg obavljanja djelatnosti kao posljedica npr. nove zakonske obaveze.

Član 8 stav 2: Ce_{t+n}^{ut} se ne može određivati preko reference u odnosu na neki drugi propis (Pravila o korekcijama), tim prije što taj drugi propis po prirodi stvari zavisi od ovog propisa (Metodologije). Ovaj elemenat se mora precizno definisati jer se radi o jednom od najvećih troškova operatora.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka iz člana 8 stava 2 Nacrt metodologije se utvrđuje u skladu sa stavom 6 ovog člana, a ne u skladu sa Pravilima za korekcije cijena i naknada.

Član 9 stav 2: Ovaj stav treba brisati jer potrošači ne treba da plaćaju porez na dobit operatora. Shodno tome, iz formule iz istog člana stav 1 treba brisati član To_{t+n} .

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Uključivanje poreza na dobit pravnih lica u regulatorno dozvoljeni prihod kroz troškove na koje se ne može uticati nije rezultat prenošenja poreskog tereta na korisnike sistema, već predstavlja opravdani trošak poslovanja na koje se ne može uticati i koji se pokriva iz regulatorno dozvoljenog prihoda u skladu sa članom 9 Nacrta metodologije.

Član 15 stav 2: Brisati komponentu PRZ iz razloga kao u sljedećoj primjedbi

Stav Agencije:

Odgovoreno u okviru sljedeće primjedbe.

Član 15 stav 8: Shodno prethodnoj primjedbi, ovaj stav treba brisati iz sljedećih razloga:

- Premija rizika zemlje se u ovom članu vezuje za Stern univerzitet u Njujorku, a na tom univerzitetu se ovim pitanjem bavi profesor Aswath Damodaran sa Stern School of Business, koji rizik zemlje nijednom ne vezuje za bilo kakve ekonomske računicе unutar zemlje nego isključivo za ocjene i donošenje odluka prilikom investiranja u druge zemlje.

Tako u svom priručniku na ovu temu (Country Risk: Determinants, Measures and Implications - The 2025 Edition; Aswath Damodaran, Stern School of Business, 2025) već u abstraktu o ovom pitanju govori samo u kontekstu investicija u strane zemlje.

Tako sami početak priručnika (poglavlje Country risk, str. 5) počinje sa: Are you exposed to more risk when you invest in some countries than others? To se nastavlja do kraja teksta i premija rizika zemlje se ne spominje u vezi bilo kakvih obračuna unutar nacionalne ekonomije.

Ako unutar zemlje postoji neki rizik za operatore, on se ne može tumačiti na način kako ga shvata i tumači prof. Damodaran, pa shodno tome ne mogu se koristiti ni njegove tablice rizika.

- Kao dokaz za ovo navodim da se za PRZ u Metodologiji navodi da je „jednaka premiji za rizik od neplaćanja zemlje“ dok Damodaran govori o mnogo širem konceptu i mnogo većem broju elemenata koji formiraju PRZ i to (str. 6): fazi u razvojnem ciklusu društva, političkim rizicima, pravnim (sistemskim) rizicima, ekonomskim rizicima koje dalje razrađuje na više komponenti. Ovim predlogom se od svih tih komponenti obračunava samo jedna (rizik neplaćanja) od kojih je neplaćanje samo jedna.

Zato je neprihvatljivo je da se premija zbog rizika neplaćanja određuje kao pun iznos premije koja pored rizika neplaćanja uključuje još mnogobrojne druge rizike, kao što je to ovdje slučaj.

- Premija rizika zemlje se može obračunavati samo za određeni biznis u određenoj zemlji. U ovom slučaju se premija koja definiše neki prosječni rizik za cijelu zemlju, još i pomnožena koeficijentom volatilnosti tržišta kapitala u zemljama u razvoju obračunava prilikom određivanja RDP za djelatnost distribucije električne energije.

Kakve veze ima npr. rizik trgovine voćem i povrćem ili rizik biznisa sa kladionicama sa rizikom distribucije električne energije? Kakve veze ima stopa volatilnosti tržišta u Nigeriji

ili na Filipinima sa distribucijom električne enegije u Crnoj Gori? Ova upoređenje samo ukazuju na apsurdnost ove komponente RDP.

U tom smislu Damodaran navodi primjere stope povrata (uključujući i PRZ) za različite kompanije u istoj zemlji (Embraer i Embratel u Brazilu) ili o različitim rizicima za isti biznis, pa čak i istu kompaniju u različitim zemljama (primjer Coca Cola Company, tabela 31 na str. 96). To je najjači dokaz da se opšti parametri mogu i koristiti samo za vrlo uopštene namjene, dok se za konkretne slučajeve moraju prilagoditi toj konkretnoj namjeni.

U ovom slučaju bi sam CEDIS trebao da se izjasni koji su to rizici u njegovom poslovanju koje bi trebalo uračunati u RDP, pa na osnovu tog i odlučiti o tome. Ako je za takvo pitanje kasno, onda bi Agencija sama trebala to da odgovori i da na osnovu toga odluči o vrijednosti PRZ.

Kod CEDISa, takvi rizici su jednaki ili skoro jednaki nuli. Kroz RDP su CEDISu obezbijedena sredstva za rad, svaki opravdani zahtjev za trošak je prihvaćen (i mnogo više od toga), pored troškova poslovanja i amortizacije obezbijeden im je i profit (povrat na sredstva). Zahvaljujući načinu funkcionisanja sistema naplate, za CEDIS ne postoje rizik od neplaćanja, jer sva svoja potraživanja od kupaca naplaćuje preko FC Snabdijevanje, koje jedino ima rizik od neplaćanja.

Elektroenergetski operatori u Crnoj Gori su jedine kompanije u Crnoj Gori kojima se garantuje profit i ako ništa ne uštede ili ne unaprijede svoje poslovanje! Treba samo normalno da rade.

A onda pored svega treba i da im se plaća nepostojeći rizik. Mnogo, zar ne?

- Ako bi se u RDP i obračunavao neki rizik (naravno ne u smislu Damodaranovog shvatanja), on nikako ne bi smio da se u potpunosti prenese na potrošače električne energije, nego bi to moglo da se uradi samo u određenom procentu (npr. 50% - 50%). Ovo stoga jer su potrošači električne energije najmanje krivi za rizike zemlje, manje i od operatora koji su dio i aktivni učesnici nacionalne ekonomije, dok su potrošači samo oni koji na kraju plaćaju energiju, u okviru toga i milionske iznose po osnovu nakih neidentifikovanih rizika, a da pritom nemaju nikakvog uticaja na te rizike!

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata

Pravni osnov za utvrđivanje povrata na sredstva operatorima sistema sadržan je u članu 50 stav 4, članu 51 i članu 54 stav 1 tačka 6 Zakona o energetici. Polazeći od navedenog osnova, metodologijama je bliže propisan način utvrđivanja stope povrata na kapital, koji podrazumijeva primjenu modela za izračunavanje ponderisanog prosjeka troška kapitala, koji se zasniva na ekonomskoj teoriji za koju je dodijeljena Nobelova nagrada, i koji je opšteprihvaćen kao dobra praksa (primjenjuju ga svi regulatori u Evropi koji stopu povrata na

kapital utvrđuju na naučno potvrđen način, a ne na administrativan način korišćenjem diskrecionog prava regulatornog tijela). Ovaj model podrazumijeva primjenu premije rizika zemlje.

Izračunavanje stope povrata na kapital, korišćenjem predloženog metodološkog rješenja, zasniva se na činjenici da kapital ima svoju cijenu, bez obzira da li je riječ o sopstvenom ili pozajmljenom kapitalu. Ta cijena kapitala predstavlja stopu prinosa koju vlasnici kapitala (u slučaju CEDIS, kao društva sa ograničenom odgovornošću, stopostotni vlasnik je EPCG, koja je u većinskom vlasništvu države Crne Gore) dobijaju zauzvrat za kapital investiran u infrastrukturu, odnosno razvoj sistema, koji je neophodan za prenošenje i isporuku električne energije od proizvođača, preko snabdjevača, do krajnjeg kupca.

Vlasnici kapitala odlučuju o korišćenju povrata na sredstva u skladu sa zakonom kojim se uređuju privredna društva – da li će sredstva investirati u novu infrastrukturu (razvoj distributivnog sistema) ili će, pak, isplatiti dividendu, koja se, u slučaju kada je država vlasnik, opet koristi za namjene propisane zakonom.

Metodologijom je definisan način utvrđivanja stope povrata na kapital na jasan način, koji podrazumijeva primjenu opšteprihvaćenog modela u ekonomiji i regulaciji, uz korišćenje relevantnih izvora podataka (Stern univerzitet), čime se obezbjeđuje utvrđivanje ovog elementa regulatorno dozvoljenog prihoda na objektivan i transparentan način, eliminišući eventualni uticaj koji bi subjekti u Crnoj Gori mogli da ostvare na instituciju, odnosno lice, koje bi na lokalnom, nacionalnom ili, pak, regionalnom nivou moglo biti zaduženo za obradu podataka.

Primjena ovog metodološkog rješenja u prethodnom periodu omogućila je realizaciju investicija, čije stavljanje u funkciju ima pozitivan efekat na cijene korišćenja sistema.

Član 27: Za pohvalu je to što je vraćen termin tarifa. Podjelu na višu i nižu tarifu treba izbrisati. Ovo stoga jer je u vrijeme više tarife ona često niža i obrnuto. Tako je na BELENu 2025.god. prosječna vršna cijena bila 110, a bazna 113 €/MWh. Obračun treba da se bazira na prosječnoj dnevnoj cijeni (bazna cijena na berzi). Ako ostanu viša i niža tarifa, treba propisati neku proporciju između njihovih vrijednosti, da se ne bi desilo da postoje dvije tarife, ali jednake.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Članom 54 stav 4 Zakona o energetici propisano je da se metodologijom za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije mogu utvrditi elementi za utvrđivanje cijena zavisno od sezone, dana u sedmici, doba

dana, vremena korišćenja i opravdanosti utvrđivanja troškova, prihoda ili cijena za period duži od jedne godine.

Čl. 20 stav 9 i član 24 stav 3 Metodologije propisuje da odnos između tarifnih stavova za električnu energiju utrošenu u višoj i nižoj dnevnoj tarifi ne može biti veći od 3:1.

Razlog postojanja više i niže tarife kod naknada za korišćenje mrežnih usluga samo je u manjoj mjeri povezano sa visinom cijena na tržištu električne energije a više sa intenzitetom i vremenom korišćenja sistema. Dominantni razlog za postojanje tarifa je davanje jasnog signala korisnicima da smanje potrošnju kada je najveće opterećenje u mreži kako bi se optimizovao rad sistema, smanjila potreba za investiranjem u nove elemente radi povećanja kapaciteta i smanjila količina tehničkih gubitaka, odnosno trošak gubitaka.

II. Primjedbe NVO Udruženje Obnovljivi Izvori Energije Crne Gore

1. Generalne primjedbe

Prema nacrtu Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i cijena, rokova i uslova za korišćenje distributivnog sistema električne energije (u daljem tekstu: Metodologija) svi proizvođači i operatori skladišta se stavljaju u istu ravan sa aspekta učestvovanja u pokrivanju troškova operatora distributivnog sistema električne energije.

Uzimajući u obzir sledeće činjenice:

1. Načelo države Crne Gore da promoviše i stimuliše izgradnju i proizvodnju električne energije iz OIE (Zakon o energetici, član 8, stav 1, tačka 4 i 6 i Zakon o korišćenju energije iz obnovljivih izvora, član 2 - Javni interes i član 4 - Ciljevi)
2. Nepostojanje ili zanemarivo niska tzv. G komponenta (naknada za kapacitet i naknada za energiju) u većini država regiona indirektno i direktno čini proizvođače iz OIE u Crnoj Gori nekonkurentnim na regionalnom tržištu električne energije (Zakon o energetici, član 8, stav 1, tačka 7, 8, 11 i 12)
3. Doprinos koji sistemi za skladištenje električne energije mogu dati da se obezbijedi optimalno upravljanje radom elektroenergetskog sistema u smislu regulacije i balansiranja (Zakon o energetici, član 8, stav 1, tačka 5, 8, 11 i 12)
4. Činjenice da je realizacija projekata u Crnoj Gori u oblasti OIE, posebno sa aspekta teškog terena i nedostatka prateće infrastrukture, značajno kompleksnija u odnosu na konkurentne lokacije u regionu

potrebno je razmotriti izmjene nacрта podzakonskih akata koje bi doprinijele poboljšanju investicionog ambijenta, ostvarenju gore navedenih ciljeva i načela propisanih Zakonom o energetici i Zakonom o korišćenju energije iz obnovljivih izvora, odnosno realizaciji većeg broja projekata OIE i sistema za skladištenje električne energije.

Izmjene koje se odnose na proizvođače iz OIE koje se sugerišu za razmatranje su sledeće:

1. Razmotriti usklađivanje metodologije za izračunavanje G komponente sa metodologijama zemalja u regionu čime bi se konkurentnost proizvođača iz OIE u Crnoj Gori izjednačila sa konkurencijom u regionu.
2. Obezbediti predvidivost naknada za G komponentu, kroz duži regulatorni period - od 7 godina zbog značajnog uticaja ovih troškova na izvodljivost odnosno isplativost projekata OIE.

Stav Agencije

Primjedba se ne prihvata.

Primjedba koja se odnosi na „*Usklađivanje metodologije za izračunavanje G komponente sa metodologijama zemalja u regionu čime bi se konkurentnost proizvođača iz OIE u Crnoj Gori izjednačila sa konkurencijom u regionu*” se ne prihvata.

Iznosi naknada razlikuju se od zemlje od zemlje, kao što se razlikuju i elektroenergetski sistemi pojedinačnih zemalja. Regulativa Energetske zajednice 838/2010 (Anex B – adaptirana verzija za Crnu Goru) propisuje raspone za naknade koje plaćaju proizvođači. Naknade za korišćenje sistema za proizvođače su utvrđene u okviru granica utvrđenih navedenom regulativom.

Primjedba koja se odnosi na „*obezbjedenje predvidivosti naknada za G komponentu, kroz duži regulatorni period – od 7 godina*”, se ne prihvata.

Naime, članom 33 stav 11 tačka 2 Zakona o energetici („Službeni list CG”, br. 28/25 i 3/26), propisano je da Agencija utvrđuje početak i trajanje regulatornog perioda, odnosno jednogodišnjeg ili višegodišnjeg perioda u toku kojeg se elementi regulatorno dozvoljenog prihoda primjenjuju u iznosima koje utvrđuje Agencija u skladu sa ovim zakonom. Na osnovu navedenog člana Zakona o energetici, Agencija je donijela Odluku o trajanju regulatornog perioda, broj 26/1065-3 od 27. marta 2026. godine ("Službeni list Crne Gore", br. 46/26 od 02.04.2026. godine), kojom je propisano da regulatorni period za operatora prenosnog sistema električne energije, operatora distributivnog sistema električne energije i subjekta odgovornog za organizaciju i upravljanje tržištem električne energije, počinje 1. januara 2027. godine i traje do 31. decembra 2029. godine.

S tim u vezi, utvrđivanja roka trajanja regulatornog perioda ne može biti predmet uređenja ove metodologije, već se, u skladu sa citiranim odredbama Zakona o energetici, donosi posebna odluka Agencije o trajanju regulatornog perioda.

2. „Izmjene koje se odnose na sisteme za skladištenje električne energije odnosno operatore skladišta koje se sugerišu za razmatranje su sledeće:

1. Ukidanje L komponente (režim punjenja sistema za skladištenje električne energije) i plaćanje samo G komponente, ili
2. Trajno umanjeње L i G komponente u iznosu od min 50% u odnosu na cijenu koja je propisana nacrtom Metodologija, ili
3. Ukidanje L i G komponente barem u prvih 7 (ili više) godina rada što bi u velikoj mjeri doprinelo realizaciji sistema za skladištenje električne energije.
4. Razjasniti da li se prema nacrtu Metodologija može desiti da hibridni sistemi (proizvođač iz OIE i operator skladišta koji su priključeni u istu tačku sistema) plaćaju duplu naknadu za snagu, kao proizvođač i kao operator skladišta. Ukoliko se može tako tumačiti, izvršiti korekciju Metodologija kako bi se ovakvo neopravdano tumačenje izbjeglo.“

Stav Agencije:

Primjedbe br. 1, 2, 3 se ne prihvataju.

Ako bi se naknade koje navodi podnosilac smanjile ili ukinule za određenu kategoriju korisnika onda bi iznos tih naknada morali da plate drugi korisnici sistema. U skladu sa navedenim, ako bi se postupilo po primjedbama podnosioca, to bi bilo u suprotnosti sa članom 49 stav 3 tačka 2 Zakona o energetici, kojim je propisano da se cijene i naknade koje se utvrđuju u regulatornom postupku, u skladu sa ovim zakonom, zasnivaju na objektivnim kriterijumima utvrđenim metodologijama i određuju se na način kojim se isključuju unakrsne subvencije. Bilo kakvo umanjeње ili ukidanje bilo koje naknade za neku kategoriju korisnika sistema rezultiralo bi plaćanjem te naknade od strane ostalih korisnika sistema.

Stav Agencije:

Tačka 4.

Primjedba se ne prihvata.

Metodologija ne predviđa „duplo oporezivanje“. Radi otklanjanja nejasnoća, odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu Metodologije.

Pojedinačne primjedbe

1. Pitanje o "duplom oporezivanju" snage za hibridne sisteme

Kontekst: Član 1 prepoznaje "operatore skladišta" kao nove subjekte, a član 19 definiše cijenu koja se plaća po maksimalno raspoloživoj aktivnoj snazi

Pitanje: Na koji način će se obračunavati maksimalno raspoloživa snaga za hibridna postrojenja (Solar + BESS) koja su priključena na istoj tački? Da li će se naknada plaćati na zbirnu instalisanu snagu panela i baterije, ili će biti limitirana na odobrenu vršnu snagu u tački priključka na prenosni sistem?

Sugestija: Dopuniti član 19 ili na drugom mjestu u metodologiji precizirati da se: "Usluga distribucije za operatore skladišta obračunava isključivo na razliku između predate i preuzete energije (neto), ili da se preuzeta energija radi skladištenja oslobađa naknada u skladu sa metodologijom, kako bi se izbjeglo dvostruko tarifiranje istog MWh."

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Metodologija ne predviđa „duplo oporezivanje“. Radi otklanjanja nejasnoća, odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu Metodologije.

2. Pitanje o stimulacijama za baterijske sisteme (BESS)

Kontekst: Nacrt u članu 2 tretira skladištenje energije kao javnu uslugu, ali u tarifnom dijelu ih opterećuje istim tarifama kao i ostale korisnike.

Pitanje: S obzirom na to da baterijski sistemi direktno doprinose smanjenju gubitaka u sistemu i peglanju vršnih opterećenja, zašto Metodologija ne predviđa niže naknade za korišćenje distributivnog sistema operatorima koji posjeduju skladišne kapacitete, kao što je to praksa u zemljama sa visokim stepenom integracije OIE?

U nekim EU zemljama, baterije koje se pune u periodima viška energije i prazne tokom deficita su potpuno oslobođene mrežarine za energiju koju povlače iz mreže radi punjenja. Dodatno, zbog činjenice da iznos naknade za gubitke prema trenutnim nacrtu metodologije (i svim dosadašnjim primjenjivanim rješenjima u Cmoj Gori) ne oslikava cijene energije sa spot tržišta,

već njihov (više)godišnji ponder, njena primjena na baterijske sisteme je potpuno neopravdana. Naime, u periodima viška energije u sistemu, njena cijena je izuzetno niska, ili čak i negativna, pa je trošak gubitaka u mreži usljed punjenja baterija praktično zanemariv.

EU Fondovi i Grantovi: Crna Gora ima pristup sredstvima iz Investicionog okvira za Zapadni Balkan (WBIF) i Plana rasta za Zapadni Balkan. Veliki skladišni kapaciteti su prioritet EU, pa postoji mogućnost dobijanja grantova za dio investicije u baterije (čak i do 20%). U tom kontentu, administrativne barijere, poput navedenih tarifa, mogu ostaviti trajno negativne posljedice na iskorišćenje raspoloživih finansijskih sredstava i realizaciju investicija.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Metodologijom je predviđeno da operatori skladišta električne energije snose troškove korišćenja sistema i troškove gubitaka u distributivnom sistemu, imajući u vidu da njihovo preuzimanje električne energije iz mreže uzrokuje takođe tokove energije i odgovarajuće gubitke u sistemu. Ukoliko navedene troškove ne bi snosili operatori skladišta, isti bi morali biti pokriveni od strane drugih korisnika sistema što bi za posledicu imalo unakrsno subvencioniranje, i bili bi određeni suprotno principu nediskriminatornosti i pravične raspodjele troškova među korisnicima mreže, kao i određuju se na način kojim se isključuju unakrsne subvencije.

U pogledu navoda da baterijski sistemi doprinose smanjenju gubitaka i balansiranju sistema, ističemo da eventualni pozitivni efekti rada skladišta zavise od konkretnog režima rada i lokacije te se ne mogu unaprijed pretpostaviti za sve korisnike ove kategorije. Iz tog razloga metodologija ne predviđa generalno oslobađanje ili stimulatívne koeficijente za obračun naknade za gubitke ili korišćenje sistema.

Navodi koji se odnose na mogućnosti finansiranja projekata skladištenja iz EU fondova i grantova nijesu predmet ove metodologije, niti mogu biti osnov za oslobađanje pojedinih korisnika od troškova koje njihovo korišćenje sistema pravi.

3. Pitanje o odlaganju faktora kvaliteta do 2030. godine (član 36)

Kontekst: Član 36 navodi da će se faktor kvaliteta (kazne za CEDIS ako je mreža loša) primjenjivati tek od 2030.

Pitanje: Zašto je primjena faktora kvaliteta odložena do 2030. godine, ako se distributivni sistem već sada suočava sa izazovima stabilnosti zbog novih priključaka? Kao proizvođači koji investiraju milione u stabilnost (OIE i BESS), smatramo da bi operator trebao snositi odgovornost za kvalitet mreže od samog početka regulatornog perioda.

Sugestija: ukinuti odlaganje primjene faktora kvaliteta, odnosno brisati član 36. Alternativno: dopuniti član 36 identičnim odlaganjem primjene naplate mrežarina za nove projekte do istog roka (za OIE i BESS)

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Prilikom početka primjene faktora kvaliteta 2030. godine, u obzir će se uzeti i podaci ostvareni u prethodnim godinama. Odlaganje primjene faktora kvaliteta do 2030 godine predviđeno je kako bi se obezbijedila dovoljno široka baza podataka za njegov budući obračun.

Ukoliko bi operator bio izložen finansijskim umanjenjima po osnovu kvaliteta u početnom periodu, to bi moglo negativno uticati na raspoloživa sredstva za realizaciju investicija, što bi posljedično moglo negativno uticati na dalje unapređenje sistema.

III. Primjedbe „Crnogorski elektrodistributivni sistem“ DOO Podgorica

Primjedba 1:

Člana 5, stav (4)

Formula za faktor kvaliteta iz člana 5, stav 4 zavisi od ciljnih i ostvarenih vrijednosti parametra SAIDI. Po trenutnoj formuli nije jasno za koji period se računaju ove vrijednosti pa je moguće tumačenje da se ostvareni i ciljni SAIDI računaju za isti period. Npr. proračunom parametara za regulatorni period od 2027. do 2029. godine i računanjem njihovog odnosa dobija se vrijednost od 1.026 u najboljem slučaju kada su posljednje tri godine ujedno i tri najbolja ostvarena od 2020. godine. Sugerise se korišćenje termina "tekući regulatorni period" i "naredni regulatorni period", kao i upotreba promjenljivih („i“, „j“ u formuli) ukoliko je cilj faktorom kvaliteta odrediti ciljne parametre u godini u kojoj se podnosi zahtjev za određivanje RDP-a, a koje će operator distributivnog sistema pokušati da dostigne u narednom regulatornom periodu (npr. SAIDIcilj se određuje u 2026. godini korišćenjem podataka od 2020. do 2025. godine, a primjenjivaće se u regulatornom periodu od 2027. do 2029. godine, kada će se i obračunati SAIDIost korišćenjem podataka od 2020. do 2028. godine, čime će se izvršiti korekcija RDP-a za regulatorni period od 2030. godine).

Predlaže se uzimanje u obzir trenda u ostvarenim vrijednostima SAIDI kako bi se nagradio opadajući trend ili kaznio rastući trend.

Obzirom na mali set dostupnih podataka i velike varijacije u ostvarenjima, predlaže se eliminacija najnižih i najviših ostvarenja i računanje SAIDIcilj na preostalim podacima. Iako je

umanjenje najboljih vrijednosti za 2.5% realno očekivanje, nedostatak većeg seta podataka i sistem koji se još uvijek nije stabilizovao na određenom opsegu vrijednosti mogu dovesti do nerealnih očekivanja i penalizacije ODS-a u svim godinama regulatornog perioda.

Predlaže se korišćenje isključivo prekida na teret ODS-a u proračunu ciljnih i ostvarenih parametara (dakle isključenje prekida na teret OPS-a, trećih lica i više sile). Kao primjer navodimo blackout koji je pogodio cijelu zemlju u 2024. godini i koji je značajno uticao na ostvarenje SAIDI (oko 60 minuta) i što značajno može uticati na prihod ODS-a, a da nije pod njegovom kontrolom.

Stav Agencije:

Primjedba se djelimično prihvata.

Članom 5 stav 4 Nacrta metodologije propisano je da je **SAIDI^{cilj}** ciljna vrijednost opšteg indikatora kvaliteta koja se utvrđuje u istom iznosu za svaku godinu regulatornog perioda kao prosjek tri najniže ostvarene vrijednosti indikatora opšteg kvaliteta SAIDI, izračunatog u skladu sa pravilima kojima se uređuje kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom, počevši od 2020. godine, a zaključno sa poslednjom godinom za koju postoje konačni podaci, umanjena za 2,5%, a da je **SAIDI^{ost}** prosjek ostvarenja opšteg indikatora kvaliteta SAIDI za posljednje tri godine za koje postoje konačni podaci, koji se izračunava u skladu sa pravilima kojima se uređuje kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom.

Predloženi način određivanja ciljne vrijednosti, zasnovan na isključivanju godine sa najvišom i godine sa najnižom ostvarenom vrijednošću SAIDI, doveo bi do ublažavanja regulatornog podsticaja i mogao bi stimulirati stagnaciju ili pogoršanje parametara kvaliteta. Nasuprot tome, rješenje predviđeno Nacrtom metodologije ima za cilj da podstiče kontinuirano unapređenje kvaliteta rada sistema, odnosno da stimuliše poboljšanje parametara kvaliteta, a destimuliše njihovo pogoršanje.

Pored navedenog, članom 4 stav 2 tačka 4 utvrđeno je da je prosječno trajanje prekida u napajanju po kupcu (skraćenica SAIDI - System Average Interruption Duration Index) opšti pokazatelj kvaliteta funkcionisanja distributivnog sistema definisan pravilima kojima se uređuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom. U skladu sa navedenim, prilikom izračunavanja faktor za kvalitet FK iz člana 5 stav 4 neće se uzimati u obzir uticaj trećih lica i više sile.

U skladu sa navedenim, odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu Metodologije.

Primjedba 2:
Član 8 stav (6)

Na osnovu predloženog Nacrta Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i cijena, rokova i uslova za korišćenje distributivnog sistema električne energije, dostavlja se predlog izmjena odredbi člana 8, stav 6 koje se odnose na predloženi način obračuna cijene električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka sa obrazloženjem.

Predlažemo da se stav (6) člana 8 izmjeni i da glasi:

(6) Za potrebe utvrđivanja troškova opravdanih gubitaka iz stava 2 ovog člana, koristi se cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka za svaku godinu regulatornog perioda Ce^{ut} koja se izračunava primjenom sljedeće formule:

$$Ce^{ut} = K * C^{pros} * \frac{\left(\frac{C_{t-2}^p}{C_{t-3}^p}\right) + \left(\frac{C_{t-1}^p}{C_{t-2}^p}\right)}{2}$$

gdje je:

C^{pros} - prosječna ponderisana cijena električne energije ostvarena na aukcijama za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu na crnogorskom berzanskom tržištu u godini t-1, t-2 i t-3,

C_{t-n}^p - godišnja prosječna ponderisana cijena električne energije ostvarena na aukcijama za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu na crnogorskom berzanskom tržištu,

n - 1, 2, 3.

K - korekcionni faktor efikasnosti i računa se kao:

$$K = \frac{119,36}{C^{pros}}$$

Obrazloženje:

Uvidom u predloženu formulu za cijenu električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka (Ce^{ut}), koja se koristi za potrebe utvrđivanja troškova opravdanih gubitaka, konstatuje se da ista u potpunosti reflektuje istorijske ostvarene tržišne cijene električne energije, bez uvažavanja ostvarenih rezultata efikasnosti u prethodnom regulatornom periodu, kao ni činjenice da su

cijene električne energije u posmatranom periodu bile izrazito volatilne, uz značajne i učestale promjene.

Naime, predložena metodologija ne prepoznaje da je u prethodnom regulatornom periodu ostvarena značajna razlika između regulatorno odobrene cijene (119,36 €/MWh) i stvarno ostvarenih tržišnih cijena električne energije za pokrivanje gubitaka. Na ovaj način se ne uvažava što je operator distributivnog sistema ostvario visok nivo efikasnosti u nabavci električne energije i optimizaciji troškova, uz dodatnu konkurentnost u odnosu na referentne cijene na evropskim berzama, što potvrđuje efikasno i odgovorno upravljanje nabavkom električne energije u uslovima izraženih tržišnih oscilacija.

Kako je i navedeno, predložena formula ne prepoznaje navedene efekte, već dovodi do značajnog smanjenja buduće regulatorno priznate cijene, bez uvođenja korektivnog mehanizma kojim bi se valorizovali ostvareni rezultati iz prethodnog perioda. Time se izostavlja stimulativna komponenta regulacije, budući da se efekti efikasnog poslovanja u potpunosti prenose kroz niži nivo priznate cijene, bez odgovarajućeg podsticaja za njihovo dalje unapređenje.

U cilju obezbjeđivanja uravnoteženog regulatornog pristupa, koji istovremeno uvažava tržišna kretanja i podstiče efikasno upravljanje troškovima, smatra se opravdanim da se postojeća formula dopuni uvođenjem korekcionog faktora efikasnosti. Ovaj faktor bi reflektovao odnos između regulatorno odobrene cijene u prethodnom regulatornom periodu i prosječne ponderisane cijene električne energije ostvarene na aukcijama za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu na crnogorskom berzanskom tržištu, čime bi se omogućilo da se dio ostvarenih rezultata adekvatno valorizuje i u narednom periodu.

S tim u vezi, predlaže se modifikacija formule na sljedeći način:

$$Ce^{ut} = K * C^{pros} * \frac{\left(\frac{C_{t-2}^p}{C_{t-3}^p}\right) + \left(\frac{C_{t-1}^p}{C_{t-2}^p}\right)}{2}$$

$$K = \frac{119,36}{C^{pros}}$$

K – korekcionni faktor efikasnosti

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Formula data u članu 8 stav 6 Nacrta metodologije upravo i prati trend cijena, s obzirom da se koristi godišnja prosječna ponderisana cijena električne energije ostvarena na aukcijama za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu na crnogorskom berzanskom tržištu. Pored navedenog, ostvarenje ove cijene se koriguje, pa operator ni na koji način nije oštećen.

Primjedba 3:**Član 21 i član 25**

U skladu sa članom 66 stav 3 Zakona o korišćenju energije iz obnovljivih izvora, obračun mrežnih usluga za kupce-proizvođače mora se vršiti primjenom cijena utvrđenih metodologijom, uzimajući u obzir energetske veličine za električnu energiju preuzetu iz sistema i električnu energiju isporučenu u sistem. Zakon izričito zahtijeva da oba toka energije budu obuhvaćena tarifnim tretmanom, što predstavlja obavezu da metodologija pravilno adresira i preuzetu i predatu energiju.

U nacrtu metodologije, član 21 stav 3 i član 25 stav 2 propisuju da kupci-proizvođači plaćaju mrežarinu na ukupnu mjesečnu preuzetu energiju, bez umanjenja za energiju predatu u distributivni sistem. Ovakvo rješenje je prihvatljivo i u skladu sa bruto modelom obračuna, jer omogućava stabilan i transparentan obračun mrežnih usluga, pojednostavljuje primjenu metodologije i uklanja potrebu za neto mjerenjem u obračunu mrežarine. Smatramo da ovaj pristup treba zadržati.

Napominjemo da snabdjevač u postojećoj praksi obračun mrežnih usluga vrši isključivo na mjesečnom nivou, na osnovu mjesečno izmjerenih količina preuzete energije. Ovakav model obračuna je ustaljen i funkcionise za sve kategorije kupaca, uključujući kupce-proizvođače. Stoga je važno da metodologija bude primjenjiva u okviru postojećeg obračunskog sistema, odnosno da se obračun mrežnih usluga za kupce-proizvođače nastavi vršiti na mjesečnom nivou, kao i do sada.

Međutim, iako je tretman preuzete energije adekvatno riješen, metodologija u postojećem obliku ne tretira energiju predatu u distributivni sistem, iako Zakon jasno propisuje da se i ona mora uzeti u obzir u obračunu mrežnih usluga. Time se stvara asimetričan model, jer se mreža koristi i u smjeru isporuke energije, ali se taj tok ne tarifira. Da bi metodologija bila u potpunosti

usklađena sa zakonskim okvirom i principima troškovne refleksije, potrebno je dopuniti odredbe tako da i energija predana u distributivni sistem bude predmet obračuna mrežarine, po jediničnoj cijeni koja odražava korišćenje mrežnih kapaciteta u smjeru isporuke energije.

Predlažemo:

U cilju pune usklađenosti sa Zakonom i obezbjeđivanja pravičnog i simetričnog tarifnog tretmana, predlažemo da se zadrži obračun mrežarine na bruto preuzetu energiju, ali da se metodologija dopuni tako da i energija predana u distributivni sistem bude obuhvaćena obračunom mrežnih usluga, u skladu sa članom 66 stav 3 Zakona.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Predloženo rješenje, kojim bi se obračun mrežnih usluga vršio i na električnu energiju preuzetu iz sistema i na električnu energiju predatu u sistem, dovelo bi do toga da ista količina električne energije bude predmet obračuna mrežnih usluga u dva navrata. Dodatnim tarifiranjem u trenutku predaje energije u sistem došlo bi do njenog ponovnog opterećenja mrežnim troškovima. Takav pristup ne bi odražavao stvarne troškove korišćenja distributivnog sistema i doveo bi do neopravdanog tarifnog opterećenja korisnika mreže. U skladu sa principima utvrđenim u članu 18 Regulative 2019/943, mrežne tarife treba da budu zasnovane na stvarnim troškovima sistema i dizajnirane tako da ne uzrokuju distorzije u funkcionisanju tržišta. Predloženo rješenje bi odstupilo od navedenih principa.

Radi otklanjanja nejasnoća, odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu Metodologije.

Primjedba 4:

Član 37

Predlažemo da se član 37 izmjeni i da glasi:

Ukoliko do podnošenja Zahtjeva iz člana 30 stav 1 ove metodologije nije zaključen ugovor o realizaciji prve faze investicije SCADA i ADMS, u skladu sa poslednjim odobrenim investicionim planom operatora, faktor kvaliteta FK iz člana 5 stav 4 ove metodologije utvrđuje se u vrijednosti -0,01.

Obrazloženje:

Operator distributivnog sistema je ušao u realizaciju ove značajne investicije uz podršku Evropske banke za obnovu i razvoj (EBRD), pri čemu se cjelokupan postupak nabavke sprovodi u skladu sa pravilima i procedurama EBRD-a.

U tom kontekstu, potrebno je uzeti u obzir da je za pripremu i početak realizacije projekta bilo neophodno značajno vrijeme, uključujući:

- usaglašavanje i potpisivanje ugovora o zajmu sa EBRD-om,
- izbor i angažovanje PIU konsultanta u skladu sa EBRD zahtjevima,
- sprovođenje kompletnog postupka nabavke u skladu sa EBRD pravilima,
- kao i dodatne aktivnosti vezane za pripremu i realizaciju procesa finansiranja, uključujući i apliciranje za WBIF grant koji je odobren za ovaj projekat.

Sve navedeno je objektivno uticalo na dinamiku implementacije, i predstavlja dio standardnog, ali vremenski zahtjevnog međunarodno finansiranog investicionog ciklusa.

Smatramo da bi ove okolnosti trebalo uzeti u obzir prilikom definisanja regulatornog tretmana, kako bi se izbjeglo da operator bude neopravdano penalizovan za investiciju čija je nabavka trenutno u toku, u skladu sa EBRD pravilima i koja će biti realizovana na najtransparentniji i međunarodno usklađen način.

Zbog toga predlažemo izmjenu člana 37 na način da se kao relevantan kriterijum uzme zaključenje ugovora o realizaciji prve faze SCADA i ADMS investicije, umjesto fizičke realizacije, koja u periodu koji je predložen u članu 37 nije objektivno moguća, imajući u vidu sve navedene okolnosti.

Takođe, Crnogorski elektrodistributivni sistem DOO je 9.06.2026. godine, Dopisom broj 10-10-16609 od 09.06.2026. godine, u Agenciji zaveden istog dana pod brojem 26/1194-8, dostavio dodatno obrazloženje potrebe za brisanjem člana 37 Nacrta Metodologije u kojem je, između ostalog, navedeno:

“U vezi sa predlogom člana 37 Nacrta metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i cijena, rokova i uslova za korišćenje distributivnog sistema električne energije, želimo da Vas informičemo da je CEDIS vec započeo tendersku proceduru za izbor izvođača za realizaciju projekta SCADA/ADMS - Faza I, koja se sprovodi putem EBRD elektronskog portala za nabavke (ECEPP) i u potpunosti u skladu sa pravilima i procedurama Evropske banke za obnovu i razvoj (EBRD).

Tokom pripreme projekta, CEDIS je realizovao sve aktivnosti koje su bile neophodne za pokretanje postupka nabavke, uključujući obezbjeđivanje finansiranja, sprovođenje pripremnih

aktivnosti u skladu sa zahtjevima EBRD-a, kao i pripremu tenderske dokumentacije i pokretanje postupka izbora izvođača.

Zbog kompleksnosti i značaja projekta, EBRD je zahtijevao sprovođenje multifaznog postupka nabavke. Trenutno je u u završnoj fazi prva faza postupka, koja podrazumijeva kvalifikacioni krug i ocjenu tehničke usklađenosti pristiglih ponuda. Nakon njenog okončanja uslijediće druga faza koja je značajno kraća, a u kojoj će kvalifikovani ponuđači dostaviti konačne tehničke i finansijske ponude, nakon čega će biti izvršena evaluacija i izbor najpovoljnijeg ponuđača. Na osnovu dosadašnjeg toka postupka i pristiglih ponuda, veoma je izvjesno da će tenderski postupak biti uspješno okončan i da će biti izabran izvođač za realizaciju jednog od najznačajnijih projekata modernizacije distributivnog sistema koje CEDIS trenutno sprovodi.

Međutim, imajući u vidu da se postupak nabavke realizuje u skladu sa pravilima EBRD-a, uključujući definisane procedure, rokove za evaluaciju, dostavljanje pojašnjenja i pribavljanje potrebnih saglasnosti, naše očekivanje je da će kompletan postupak biti okončan u najkraćem mogućem roku, iako njegova dinamika nije isključivo u nadležnosti i pod kontrolom CEDIS-a. Iz navedenih razloga smatramo da nije opravdano vezivati regulatorne podsticaje ili destimulativne mjere za okolnosti koje ne zavise isključivo od aktivnosti operatora distributivnog sistema. CEDIS je već preduzeo sve neophodne korake za realizaciju predmetne investicije i trenutno postupa u skladu sa međunarodno priznatim pravilima i procedurama EBRD-a, upravo sa ciljem obezbjeđivanja pune transparentnosti, konkurentnosti i efikasnosti postupka nabavke.

Stoga predlažemo da se član 37 Nacrta metodologije briše, imajući u vidu da bi njegova primjena mogla dovesti do neopravdanog destimulativnog djelovanja i negativnog uticaja na visinu regulatorno dozvoljenog prihoda operatora distributivnog sistema zbog okolnosti koje su dominantno uslovljene procedurama i rokovima međunarodne finansijske institucije koja finansira predmetni projekat.

Kao što ste upoznati putem redovnog izvještavanja, CEDIS nastoji da poboljša kvalitet i pouzdanost distributivnog sistema što pokazuju parametri SAIFI i SAIDI koje i ovim putem predstavljamo tabelarno, kao uporedne podatke 2022. i 2025. godine:

2022		425.816			2025		456.812		
Ukupan broj potrošača					Ukupan broj potrošača				
		UKUPNO					UKUPNO		
Naponski nivo	Index	N	P	I	Naponski nivo	Index	N	P	I
35	SAIDImin	314,16	216,31	530,47	35	SAIDImin	269,83	215,28	485,11
	SAIFI	7,16	1,23	8,38		SAIFI	4,78	1,58	6,37
10	SAIDImin	672,17	391,91	1.064,08	10	SAIDImin	550,27	298,11	848,38
	SAIFI	11,01	3,45	14,46		SAIFI	7,53	2,53	10,06

0,4	SAIDImin	90,01	68,93	158,94	0,4	SAIDImin	76,65	36,29	112,94
	SAIFI	0,65	0,28	0,93		SAIFI	0,53	0,22	0,75
UKUPNO	SAIDImin	1.076,34	677,16	1.753,49	UKUPNO	SAIDImin	896,74	549,69	1.446,43
	SAIFI	18,82	4,96	23,77		SAIFI	12,85	4,33	17,18
2022		UKUPNO			2025		UKUPNO		
Naponski nivo	Index	N	P	I	Naponski nivo	Index	N	P	I
35	SAIDIh	5,24	3,61	8,84	35	SAIDIh	4,5	3,59	8,09
	SAIFI	7,16	1,23	8,38		SAIFI	4,78	1,58	6,37
10	SAIDIh	11,2	6,53	17,73	10	SAIDIh	9,17	4,97	14,14
	SAIFI	11,01	3,45	14,46		SAIFI	7,53	2,53	10,06
0,4	SAIDIh	1,5	1,15	2,65	0,4	SAIDIh	1,28	0,6	1,88
	SAIFI	0,65	0,28	0,93		SAIFI	0,53	0,22	0,75
UKUPNO	SAIDIh	17,94	11,28	29,22	UKUPNO	SAIDIh	14,95	9,16	24,11
	SAIFI	18,82	4,96	23,77		SAIFI	12,85	4,33	17,18

“

Stav Agencije:

Primjedba se prihvata.

Izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu Metodologije.

IV. Primjedbe „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić

Predloženi član 21 stav 3 zamijeniti novim koji glasi:

Kupci-proizvođači iz člana 1 stav 2 tačka 2, ako im se mjeri snaga, angažovanje kapaciteta plaćaju po cijenama iz člana 20 st. 1, 2 i 3 ove metodologije primjenjenim na mjesečnu maksimalnu izmjerenu snagu ili ako nemaju mjerenje snage plaćaju po cijenama iz člana 20 st. 7 i 8 primjenjenim na mjesečnu izmjerenu neto razliku preuzete i predate količine električne energije iz distributivnog sistema, posebno po tarifnim elementima koji se odnose na doba dana i dan u nedjelji, kao i fiksnu naknadu iz člana 20 stav 5.

Predloženi član 25 stav 2 zamijeniti novim koji glasi:

(2) Kupci-proizvođači troškove za pokrivanje opravdanih gubitaka u distributivnom sistemu plaćaju po cijeni iz člana 24 ove metodologije Cg_{t+n}^i , na mjesečnu izmjerenu neto razliku preuzete i predate količine električne energije iz distributivnog sistema posebno po tarifnim elementima koji se odnose na doba dana i dan u nedjelji.

Obrazloženje za tačke 1 i 2

Razlozi za predložene izmjene navedenih članova su sledeći:

- Dosadašnji način plaćanja troškova angažovanog mrežnog kapaciteta i naknade za pokrivanje gubitaka u sistemu, za sve kupce proizvođače kod kojih se snaga ne mjeri bio je definisan primjenom utvrđenih cijena na neto razliku preuzete i predate količine električne energije uz plaćanje fiksne naknade. Primjena predloženog načina obračuna mrežnih usluga zasnovanog na ukupnu preuzetu energiju značajno bi umanjila efekte projekta a samim tim bi povećala vrijeme povrata investicija sadašnjih i budućih kupaca - proizvođača.
- Značajno nepovoljniji uslovi poslovanja budućih kupaca proizvođača doveo bi do značajnog pada interesovanja kupaca proizvođača za realizaciju budućih projekata što bi imalo za posledicu usporenje energetske tranzicije u Crnoj Gori i pada aktivnog učešća kupaca u navedenom procesu.
- Izmjena regulatornog okvira koji se odnosi na plaćanje mrežnih usluga za postojeće kupce zahtijeva značajne aktivnosti na aneksiranju postojećih ugovora, a imajući u vidu njihov broj (preko 8.000) realizacija ove obaveze odložila bi primjenu novih obračuna mjesečnih faktura.
- Metodologija ne smije da "destimuliše proizvodnju energije za sopstvene potrebe" što bi, u uslovima netržišnih cijena energije za snabdijevanje u Crnoj Gori, primjenom predloženih članova Metodologije došlo do posebnog izražaja.

Zbog navedenih razloga predložena su navedena rješenja koja bi stimulatивно djelovala na zainteresovanost postojećih kupaca za sticanje statusa kupca proizvođača a samim tim i uključenje sve većeg broja korisnika u aktuelnom procesu energetske tranzicije u Crnoj Gori. Predložena rješenja izjednačavaju benefite po osnovu realizacije projekata dosadašnjih i budućih korisnika što je značajno sa stanovišta pravičnosti i ravnopravnog tretmana svih kupaca proizvođača kao sve brojnije grupe korisnika distributivnog sistema.

Stav Agencije:

Primjedba se djelimično prihvata.

Članom 66 stav 3 Zakona o korišćenju energije iz obnovljivih izvora propisano je da se obračun mrežnih usluga kupcima-proizvođačima vrši se primjenom cijena utvrđenih u skladu sa metodologijom za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog odnosno prenosnog sistema električne energije, uzimajući u obzir energetske veličine za električnu energiju preuzetu iz tog sistema i električnu energiju isporučenu u taj sistem. Dodatno, članom 15 stav 4 Direktive 2019/944 adaptirane odlukom Ministarskog savjeta Energetske zajednice, a koja je dio Paketa za integraciju električne energije (eng. "Electricity Integration Package"), između ostalog, propisuje da se nakon 31.12.2026. godine električna energija predata u mrežu i električna energija preuzeta iz mreže moraju iskazivati i obračunavati zasebno.

Model neto obračuna mrežarine za preuzetu i isporučenu energiju dovodi do unakrsnog subvencioniranja između korisnika sistema (suprotno članu 49 stav 3 tačka 2 Zakona o energetici).

Međutim, kako je nesporno da kupci-proizvođači i aktivni kupci imaju pozitivan uticaj na smanjenje troškova angažovanja kapaciteta i gubitaka prenosnog i distributivnog sistema, konačni tekst metodologija kojim se propisuje utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i cijene, rokovi i uslovi za korišćenje prenosnog sistema električne energije, biće izmijenjene na način da se uzme u obzir ovaj uticaj.

Opšta primjedba

U tekstu Nacrta primjećuje se značajan broj tehničkih grešaka - pozivanje na pogrešne članove (na pr. u članu 10, članu 13, članu 16 izgleda da je dobar dio članova na koje se poziva u nacrtu trebao biti manji za 1) što je neophodno ispraviti kako se ne bi došlo u situaciju da pojedine odredbe Metodologije budu neprimjenjive.

Stav Agencije:

Primjedba se prihvata.

Odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu Metodologije.

REGULATORNA AGENCIJA ZA ENERGETIKU I REGULISANE KOMUNALNE DJELATNOSTI