

Broj: 22/1714-7

Podgorica, 30.06.2022. godine

**IZVJEŠTAJ O STAVOVIMA PO PRIMJEDBAMA NA NACRT METODOLOGIJE ZA
UTVRĐIVANJE REGULATORNO DOZVOLJENOG PRIHODA I CIJENA ZA KORIŠĆENJE
DISTRIBUTIVNOG 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 regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog 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 dostavila su sljedeća zainteresovana lica: "Crnogorski elektrodistributivni sistem" DOO Podgorica (u daljem tekstu: CEDIS), „MHE Vrbnica“ DOO Podgorica i Momir Škopelja.

I.

PRIMJEDBA CEDIS

1. Član 1, stav 2, tačka 2 pod "f"

„Da li se ovdje misli na kupce proizvođače iz člana 96 ZoE (Krajnji kupac koji proizvodi električnu energiju iz obnovljivih izvora ili visokoefikasne kogeneracije za sopstvene potrebe sa povremenom predajom viška proizvedene električne energije u distributivni sistem)? Poboljšati definiciju.“

STAV AGENCIJE

Primjedba se prihvata.

Član 1 stav 2 tačka 2 podtačka f mijenja se i glasi:

„krajnji kupci koji proizvode električnu energiju iz obnovljivih izvora ili visokoefikasne kogeneracije za sopstvene potrebe sa povremenom predajom viška proizvedene električne

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

energije u distributivni sistem (kupci - proizvođači), koji se u smislu ove metodologije tretiraju kao kupci."

PRIMJEDBA CEDIS

2. Član 6

„U članu 6 stav 4 preispitati opravdanost primjene faktora kvaliteta (FK_{t+n}), zbog kratkoće vremena u uspostavljanju i mogućnosti praćenja istog.

Stavom 4 je po prvi put definisan faktor za kvalitet i parametar kvaliteta, koji će imati značajan uticaj na regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u tarife.

Pravilima o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električne energije (objavljena u Službenom listu 31.07.2017.g.) propisano je pravilo po kojem operater i distributer električne energije ima obavezu da vodi evidenciju o sistemskim pokazateljima koji su vezani za rad i funkcionisanje sistema (SAIFI i SAIDI).

Podaci o parametrima pouzdanosti SAIDI i SAIFI trenutno postoje za 2018, 2019, 2020. i 2021. godinu, a do kraja ovog regulatornog perioda će biti dostupni podaci i za 2022, 2023. i 2024.godinu. Takođe treba uzeti u obzir da podatke iz prve godine vođenja ovih parametara teško možemo uzeti kao relevantne, zbog neophodnog perioda uhodavanja u vođenja i proračuna velikog broja podataka, koji su potrebni za precizno vođenje ovih pokazatelja. Jasna je namjera Regulatora da na ovaj način postigne viši nivo kvaliteta, ali smatramo da period od 7 godina nikako ne može biti dovoljan za definisanje ovih parametara za naredni period. Mišljenja smo da period vođenja ovih parametara mora biti najmanje 10 godina, prije nego što bi ovi podaci bili referentni za određivanje ciljanih vrijednosti za naredni period.

Ovdje se postavlja pitanje da li će Agencija definisati ciljane vrijednosti parametra SAIDI i na koji način, ili će se ciljane vrijednost odrediti na osnovu projekcije CEDIS-a?"

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

Opravdanost primjene faktora za kvalitet, odnosno regulatornog mehanizma koji ima za cilj podsticanje operatora distributivnog sistema da poveća nivo kvaliteta, je neupitna sa aspekta ispunjenja obaveza propisanih članom 62 stav 1 tačka 4 Zakona o energetici („Službeni list Crne 2

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

Gore", br. 5/16, 51/17, 82/20 i 29/22) (u daljem tekstu: Zakon). Dodatno, napominjemo da se važnost primjene podsticaja za kvalitet oglada u činjenici da se na ovaj način uspostavlja regulatorni okvir kojim se interes korisnika u pogledu povećanja kvaliteta usluge koju mu pruža operator poistovjećuje sa interesom operatora sistema.

Polazeći od činjenice da su Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom („Službeni list Crne Gore“, broj 50/17), kojima je uvedena obaveza operatora distributivnog sistema da proračunava opšte indikatore kvaliteta na godišnjem nivou, stupila na snagu u avgustu 2017. godine, početak praćenja ostvarenih vrijednosti indikatora kvaliteta u odnosu na postavljeni cilj je odgođen za 2026. godinu. Na ovaj način će se obezbijediti raspoloživost podataka o vrijednostima opšteg indikatora kvaliteta za još tri godine, što, uz već raspoložive podatke za period 2018-2021. godine, predstavlja dovoljan obim podataka za utvrđivanje trenda promjene vrijednosti opšteg indikatora kvaliteta i postavljanje ciljne vrijednosti.

Ističemo da je članom 6 stav 4 Metodologije propisano da se ciljna vrijednost utvrđuje pravilima kojima se uređuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, koja donosi Agencija.

PRIMJEDBA CEDIS

3. Član 8

„U članu 8, stav 10 preispitati formulu za izračunavanje „ α “ kao i pojašnjenja pojedinih činilaca (MK_{os}^{P12} i MK_{os}^{P2}) imajući u vidu da se u svim elementima formule koriste isti parametri prosječno ostvarene maksimalne snage (u svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci i dvanaestogodišnji prosjek ostvarenih snaga koji uključuje i dvije godine tekućeg reg perioda), dok se alokacija RDP na korisnike vrši na bazi snaga planiranih EEB. Da li se pri utvrđivanju MK_{os}^{P2} uzimaju dvije godine tekućeg regulatornog perioda bez obzira da li su ostvarene vrijednosti u tim godinama „ekstremno visoke ili ekstremno niske“ i kao takve se isključuju iz MK_{os}^{P12} ?

Nije jasno na koji način se ravnomjerno dijeli rizik između operatora i korisnika u odnosu na promjenu energetske veličine (snaga), ako se u formuli uzimaju samo podaci iz prethodnog perioda (dvanaestogodišnji prosjek i ostvarena prosječna snaga u prethodne dvije godine). S obzirom da se u narednom regulatornom periodu svakako očekuje porast planirane angažovane ³

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

snage distributivnog sistema, ova činjenica se ovakvom metodom potpuno isključuje iz proračuna.

Smatramo da parametar alfa treba definisati kao što je to i bilo navedeno u članu 6 stav 6 trenutno važeće metodologije.”

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

Element formule MK_{os}^{P12} predstavlja prosjek ostvarenih snaga računat na osnovu prosječnih maksimalnih snaga na godišnjem nivou ostvarenih u dvanaestogodišnjem periodu koji prethodi prvoj godini tekućeg regulatornog perioda, dok se element MK_{os}^{P2} odnosi na godine tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci. Godine koje se koriste za proračun navedena dva elementa formule (MK_{os}^{P12} , MK_{os}^{P2}) su različite i ekstremne vrijednosti se isključuju samo kod dvanaestogodišnjeg prosjeka koji prethodi tekućem regulatornom periodu. Kako je propisano da se parametar α primjenjuje od 1. januara 2026. godine, pri njegovom proračunu za regulatorni period 2026-2028. godine koristiće se sljedeći podaci za:

- element formule MK_{os}^{P12} – ostvarene snage u dvanaestogodišnjem periodu (2011-2022. godina) isključujući godine sa najvećom i najmanjom ostvarenom maksimalnom snagom,
- element formule MK_{os}^{P2} – ostvarene snage za dvije godine za koje postoje konačni podaci (2023 i 2024. godina).

Odredbom člana 8 stav 1 Metodologije propisano je da se parametar α izračunava na osnovu odnosa porasta/smanjenja snage ostalih korisnika distributivnog sistema u godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci i prosječne snage u dvanaestogodišnjem periodu koji prethodi tekućem regulatornom periodu. S obzirom na to da se troškovi poslovanja na koje se može uticati, na koje se primjenjuje navedeni parametar, ne koriguju, predviđeno je da se pri njegovom utvrđivanju koriste podaci o ostvarenim snagama. Ovim se obezbjeđuje ujednačenost kretanja vrijednosti parametra alfa za sve godine regulatornog perioda, i to na osnovu ostvarenih promjena u korišćenju sistema od strane korisnika, jednako raspoređujući rizik između operatora sistema i korisnika. Ako dođe do povećanja snaga u sistemu u tekućem regulatornom periodu, isto će se odraziti na troškove poslovanja na koje se može uticati,

odnosno na regulatorno dozvoljeni prihod operatora distributivnog sistema u narednom regulatornom periodu, a biće utvrđeno na osnovu ostvarenih veličina umjesto planiranih.

PRIMJEDBA CEDIS

4. Član 9

„U dijelu troškova poslovanja na koje se djelimično može uticati definisana je cijena:

C_{t-1}^{DT} - prosječna ponderisana cijena električne energije koju je dominantni trgovac sa crnogorskog tržišta ostvario u godini koja prethodi godini podnošenja zahtjeva.

Na ovaj način u kalkulaciju za određivanje cijene za period 2023-2025 primjenjuje se cijena dominantnog trgovca iz 2021. godine, koja iznosi 71.62 €. Cijena dominantnog trgovca u 2021. godini ne može biti relevantna za određivanje cijena u narednom periodu, jer je trenutna tržišna cijena i do četiri puta veća.

Formiranjem cijene na bazi prosjeka cijene dominantnog trgovca i prosječne cijene fjučersa od avgusta do oktobra za period 2023-2025 (C^b i C^p), dobija se značajno niža cijena od trenutnih cijena fjučersa. CEDIS je u skladu sa članom 115 stav 5 dužan da energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu kupuje u transparentnom postupku na tržištu električne energije, dok je članom 241 stav 4 tu energiju u obavezi nabavljati preko uspostavljenog berzanskog tržišta električne energije u Crnoj Gori. CEDIS ne može predvidjeti koju će cijenu u određenom trenutku u takvom postupku dobiti. Isporučioc i će svoje ponude bazirati na trenutnim tržišnim uslovima, a ne na trgovini dominantnog trgovca u 2021. godini.

Zbog toga smatramo da bi se cijena za period 2023-2025 trebala formirati samo na osnovu prosječne cijene fjučersa. Ako je neophodno da se u kalkulaciju uvede cjenovni signal sa crnogorskog veleprodajnog tržišta, predlažemo da se ista definiše na sljedeći način:

C_{t-1}^{DT} - prosječna ponderisana cijena električne energije koju je dominantni trgovac sa crnogorskog tržišta ostvario u godini podnošenja zahtjeva u periodu od januara do oktobra.

Takođe smatramo da nije opravdano da se za svaku godinu određuje jedinstvena cijena, već je potrebno odrediti posebne cijene za svaku godinu regulatornog perioda, koje će se dobiti kao srednja vrijednost prosječne cijene dominantnog trgovca (definisane na način kako je gore predloženo) i prosječne cijene fjučersa za tu godinu, u periodu od avgusta do oktobra.

Preispitati korektnost formule iz stava 7 u dijelu za utvrđivanje troškova gubitaka prenosa koji se alociraju na korisnike distributivnog sistema. Provjeriti usklađenost sa odredbama člana 11 predmetne metodologije."

STAV AGENCIJE

Predlog koji se odnosi na formiranje cijene za pokrivanje opravdanih gubitaka se ne prihvata jer je pri utvrđivanju troškova poslovanja na koje operator može djelimično uticati neophodno uzeti u obzir i cjenovni signal sa crnogorskog tržišta. S obzirom da je Zakonom propisano da su operatori sistema dužni da nabavljaju energiju za pokrivanje gubitaka u sistemu u transparentnom postupku, na berzanskom tržištu, ostvarene cijene po kojima je nabavljena energija za pokrivanje gubitaka u sistemu su uvažene kroz Pravila za korekcije cijena i naknada, odnosno u postupku vršenja korekcija.

Predlog koji se odnosi na određivanje različitih cijena za svaku godinu regulatornog perioda se ne prihvata. Polazeći od člana 2 stav 1 tačka 1 Metodologije, kojim je propisano da se Metodologija, između ostalog, zasniva i na principu ravnoteže između interesa operatora i korisnika distributivnog sistema, Agencija se opredijelila za ujednačene cijene za pokrivanje opravdanih gubitaka električne energije u sve tri godine regulatornog perioda kako bi se, s jedne strane, obezbijedile stabilnije cijene potrošačima, odnosno izbjegle oscilacije cijena po godinama, a istovremeno, s druge strane, i stabilan prihod energetske subjekta.

U odnosu na komentar na član 9 stav 7 Metodologije, ističemo da se ovom formulom utvrđuje pripadajući dio troškova gubitaka u prenosnom sistemu koji se transponuje na korisnike distributivnog sistema. U tom pogledu, koristi se cijena opravdanih gubitaka u prenosnom sistemu za ostale korisnike, koja se utvrđuje u skladu sa metodologijom kojom se uređuje utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije, i energija planirana za isporuku distributivnom sistemu koja uključuje samo opravdane gubitke u distributivnom sistemu. Saglasno navedenom, odredba čl. 6 i 11 Metodologije će biti precizirane, na sljedeći način:

"Član 6 stav 5: Osim prihoda iz stava 3 ovog člana, ostali korisnici iz člana 1 stav 2 tačka 2 ove metodologije nadoknađuju dio prihoda operatora prenosnog sistema koji se alocira na operatora distributivnog sistema kao korisnika prenosnog sistema, a utvrđuje se na osnovu troškova iz člana 9 stav 7 i člana 19 stav 7 ove metodologije."

„Član 11: Drugi troškovi koje pokrivaju ostali korisnici iz člana 1 stav 2 tačka 2 ove metodologije odnose se na dio troškova angažovanja prenosnog kapaciteta iz člana 19 stav 7 ove metodologije i dio troškova gubitaka električne energije u prenosu koji se alokira na operatore distributivnih sistema iz člana 9 stav 7 ove metodologije.“

PRIMJEDBA CEDIS

5. Član 10

„Da li se u ovu grupu troškova pored naknada za licencu za obavljanje djelatnosti distribucije i telekomunikacija uključuju i troškovi licenci za održavanje softvera koji su neophodni za obavljanje djelatnosti? Bliže definisati.“

Stav 2 - preispitati sprovodljivost - primjenljivost ovako definisanog stava 2, imajući u vidu odredbe člana 15 stav 8 ove metodologije.“

STAV AGENCIJE

Ako CEDIS ima troškove licenci za održavanje softvera, može ih zahtijevati u okviru troškova koji se odnose na poreze na nepokretnosti, takse i naknade u skladu sa zakonom ili ostalih troškova poslovanja na koje se ne može uticati u skladu sa zakonom

Predlog za stav 2 je prihvaćen i biće izvršene sljedeće izmjene u članu 15 stav 8 Metodologije:

„Za svaku godinu regulatornog perioda radni kapital će se utvrditi u iznosu 1/12 utvrđenih troškova poslovanja iz člana 7 ove metodologije, isključujući troškove poreza na dobit pravnih lica iz člana 10 stav 2 ove metodologije.“

PRIMJEDBA CEDIS

6. Član 13

„Način utvrđivanja osnovice za obračun amortizacije, kao jedan od troškova koji se priznaje od strane Agencije i uključuje u regulatorno dozvoljeni prihod, a shodno tome transponuje u tarife za distribuciju električne energije, direktno definiše prihode Društva.“

Posljednja procjena vrijednosti osnovnih sredstava Društva izvršena je sa stanjem na dan 31.12.2018. godine i tom prilikom je došlo do povećanja vrijednosti osnovnih sredstava i obračunate amortizacije za 2019, 2020, 2021. i 2022. godinu, za oko 7 miliona eura godišnje.

Agencija je prilikom utvrđivanja troškova amortizacije za regulatorni period 2020-2022. godina, koristila kao osnovicu za obračun amortizacije podatke iz svoje prihvaćene reprocjene vrijednosti osnovnih sredstava, sa stanjem na dan 31.12.2014. godine.

Ovakav način utvrđenih troškova amortizacije je doveo do značajnog odstupanja amortizacije osnovnih sredstava u finansijskim izvještajima i amortizacije koja je priznata u okviru regulatorno dozvoljenog prihoda.

	2022	2021	2020	2019
<i>Odobreni troškovi amortizacije od RAE</i>	<i>14.421.895</i>	<i>14.401.538</i>	<i>14.958.610</i>	<i>17.119.616</i>
<i>Troškovi Am (projekt. 2022/ostvoreni)</i>	<i>22.000.000</i>	<i>21.874.835</i>	<i>22.038.550</i>	<i>21.495.595</i>
<i>Razlika</i>	<i>(7.578.105)</i>	<i>(7.473.297)</i>	<i>(7.079.940)</i>	<i>(4.375.979)</i>

odnosno 22.131.342 € za tekući regulatorni period. Na ovaj način utvrđeni troškovi amortizacije direktno su uticali na ostvarenje rezultata poslovanja Društva.

Potrebno je primijeniti indeksaciju troškova amortizacije, projektovanom inflacijom.

Obzirom da je Odlukom br. 22/840-2 od 24.02.2022. godine, Agencija utvrdila da budući regulatorni period traje 3 godine, odnosno od 01.01.2023-31.12.2025. godine, da riječ o nestabilnim uslovima na tržištu, te da po poslednjim objavljenim podacima stopa inflacije iznosi 9,3%, smatramo neophodnim uvođenje indeksacije troškova.

Predlažemo da se u Nacrtu Metodologije, doda stav:

- Na utvrđeni trošak amortizacije se primjenjuje projektovana inflacija za godinu t+n za koju se utvrđuje vrijednost.“*

STAV AGENCIJE

Predlog za primjenu indeksacije troškova amortizacije projektovanom inflacijom se ne prihvata. Naime, članom 16 Metodologije utvrđena je stopa povrata na kapital i način njenog 8

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

izračunavanja. Ovim članom propisano je da se umjesto realnog ponderisanog prosječnog troška kapitala (prije oporezivanja), primjenjuje nominalni (poslije oporezivanja). Time je izbjegnuta uticaj inflacije na stopu povrata na kapital, na osnovu koje se utvrđuje dio prihoda po osnovu uloženog kapitala operatora. Na ovaj način je obezbijedena održivost poslovanja i siguran poslovni ambijent u dijelu zaštite od izloženosti rastu inflacije, dijelom uzrokovanom energetsom krizom, odnosno rastom cijena energije u Evropi. Zbog promjene načina utvrđivanja stope povrata na kapital odnosno prelaska sa realnog na nominalni, projektovana inflacija se ne primjenjuje na vrijednost amortizacije i regulatorne osnove sredstava.

PRIMJEDBA CEDIS

7. Član 15

„Predloženi način utvrđivanja neto vrijednosti osnovnih sredstava na kraju godine OS_{t+n-2} na osnovu posljednje procjene vrijednosti imovine operatora, prihvaćene od strane Agencije, direktno utiče na obračun povrata na sredstva, odnosno direktno definiše prihode Društva.

Predloženim načinom utvrđivanja ROS_{t+n} Agencija bi koristila regulatornu osnovu sredstava iz prihvaćene reprocjene vrijednosti osnovnih sredstava, sa stanjem na dan 31.12.2018. godine. U skladu sa računovodstvenom politikom, Društvo iskazuje nekretnine, postrojenja i opremu po fer vrijednosti zasnovanoj na periodičnim procjenama, koje se vrše u skladu sa MRS u roku koji nije kraći od 3 godine, odnosno duži od 5 godina.

Navedeno ukazuje na važnost usklađivanja momenta procjene i usvajanja procjene osnovnih sredstava od strane Agencije, kako društvo ne bi imalo izgubljene prihode po navedenom osnovu.

Zbog specifičnosti date situacije, velikog uticaja na rezultat Društva, smatramo da je potrebno obezbijediti mogućnost korekcije troškova amortizacije. Jedina mogućnost Društva da nadoknadi izgubljene prihode bila bi preko korekcije troškova amortizacije, tj. njenog uključivanja u regulatorno dozvoljeni prihod narednih godina.

Stav 2 - bliže definisati način utvrđivanja sredstava koja nijesu odobrena od strane Agencije, imajući u vidu odredbe člana 10 stavove 3 do i sa 6, Pravila za izradu u praćenje desetogodisnjih planova razvoja distributivnog sistema.

Stav 3 tačka 2 - dopuniti i navesti „razloge na koje Agencija ne može uticati“. Ponuđena formulacija daje veliko diskreciono pravo Agenciji što je iz vizure operatora neopravdano jer unosi veliku nesigurnost.

Stav 4 - provjeriti usklađenost sa članom 60 stavom 3 ZoE.

Stav 6 - nije propisano postupanje u slučaju da nadležni organ državne uprave nije donio odgovarajuću odluku. Da li je postojanje predmetne odluke uslovno da bi se otkupljena infrastruktura, iz programa otkupa na koji je saglasnost dala Agencija, uključila u vrijednost OS?“

STAV AGENCIJE

Predlog za korekcije troškova amortizacije se ne prihvata. Članom 61 stav 3 Zakona propisano je da se korekcije amortizacije i povrata na sredstva odnose samo na investicije koje nijesu realizovane u planiranom obimu. Pored navedenog, Pravilima za korekcije cijena i naknada propisane su korekcije utvrđenog povrata na sredstva i amortizacije po osnovu ostvarenja investicija koje su ušle u regulatornu osnovu sredstva za 2019, 2020, 2021. i 2022. godinu, što znači da se korekcija amortizacije vrši samo po osnovu investicionih planova na koje je Agencija dala saglasnost.

Primjedba na stav 2 se ne prihvata. U neto vrijednosti osnovnih sredstava uključuje se samo vrijednost sredstava koja su odobrena od strane Agencije u postupku davanja saglasnosti na investicione planove. U Odlukama o davanju saglasnosti na investicione planove prikazane su investicije na koje Agencija nije dala saglasnost i iste ne mogu bio dio regulatorne osnove sredstava. Ukoliko je kroz postupak davanja saglasnosti na investicione planove data saglasnost na sredstva za „contingency plan“, ta sredstva će postati dio regulatorne osnove sredstava nakon stavljanja tih sredstava u funkciju.

Primjedba na stav 3 tačka 2 se prihvata. Odredba će biti dopunjenja na način što se poslije riječi: „ne može uticati“ dodaju riječi: „(pokrenut postupak u vezi sa zaštitom prava učesnika u postupku javnih nabavki, kašnjenje procjenitelja sa izvršenjem ugovorne obaveze, i sl.)“.

Stav 4 je usklađen sa članom 60 stavom 3 Zakona jer vrijednost osnovnih sredstava čije je stavljanje u upotrebu planirano za godinu t+n-1, a odnose se na projekte od zajedničkog interesa za Zajednicu i projekte od uzajamnog interesa, mora biti odobrena od strane Agencije u postupcima davanja saglasnosti na investicione planove.

Ako nadležni organ državne uprave za poslove energetike ne donese odluku o maksimalnom dozvoljenom rastu vrijednosti osnovnih sredstava po osnovu investicija i programa otkupa, onda to znači da je njegovo opredjeljenje da operatoru sistema prepusti odluku o obimu investicija i otkupa infrastrukture. Napominjemo da je vrijednost osnovnih sredstava po osnovu investicija i programa otkupa koja ulazi u regulatornu osnovu sredstva, na način propisan Metodologijom, ona na koju je Agencija dala saglasnosti u postupku po zahtjevu za razmatranje investicionog plana i programa otkupa.

PRIMJEDBA CEDIS

8. Član 19

„Stav 2 - poslije riječi nakon primjene, dodati " faktora za kvalitet FK_{t+n} iz člana 6 stav 4 ove metodologije i", ostalo kao u tekstu. Nadalje, poslije riječi korekcija staviti tačku a preostali tekst brisati.

Mišljenja smo da nema osnova za primjenu faktora kvaliteta na troškove na koje energetski subjekat ne može uticati a čija je visina propisana važećim zakonskim i drugim propisima.

U stavu 3 - brisati "uz primjenu faktora za kvalitet iz člana 6 stav 4 ove metodologije FK_{t+n} ", jer je u suprotnosti sa članom 9 stav 3 ove metodologije "opravdanu stopu gubitaka u distributivnom sistemu iz stava 2 ovog člana za svaku godinu regulatornog perioda Agencija utvrđuje uzimajući u obzir rezultate studije gubitaka revidovane i ažurirane u skladu sa Zakonom..." i stavom 6 koji propisuje način utvrđivanja cijena EE za pokrivanje gubitaka.

Stav 8 i stav 9 - bliže propisati kriterijume za alokaciju troškova na proizvođače priključene na DS. Ovo iz razloga što je u regulatornom periodu 2020-2022, postojalo unakrsno subvencioniranje, jer su naknadu za korišćenje distributivnog sistema plaćali samo proizvođači priključeni na NN 35kV. Ukoliko kao kriterijum ostanu ključevi na bazi vrijednosti osnovnih sredstava, onda ih treba utvrditi u dvostepenom postupku i detaljno razraditi, kako ne bi došlo do unakrsnog subvencioniranja, kao što je to bio slučaj za regulatorni period 2020-2022. god."

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

U odnosu na predlog za izmjenu člana 19 st. 2 i 3 Metodologije, ističemo da se troškovi poslovanja na koje se ne može uticati i troškovi poslovanja na koje se djelimično može uticati utvrđuju na osnovu čl. 9 i 10 Metodologije i da se korekcije ovih veličina vrše u odnosu na vrijednosti utvrđene u skladu sa ovim članovima. Dakle, prilikom njihovog utvrđivanja i korigovanja ne uzima se u obzir vrijednost faktora za kvalitet. Sa druge strane, kada je u pitanju utvrđivanje troškova za korišćenje distributivnog sistema koji se transponuju u tarife, koji obuhvataju troškove iz člana 19 st. 2 i 3, važno je naglasiti da se primjenom faktora za kvalitet kvantifikuje podsticaj za poboljšanje kvaliteta koji je Zakonom utvrđen kao obavezan sadržaj metodologija kojima se uređuje način utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje sistema.

Po pitanju komentara na član 19 st. 8 i 9 Metodologije ističemo da se ovim stavovima utvrđuje način alokacije ukupnih troškova za angažovanje sistema po naponskim nivoima, te da bliže utvrđivanje kriterijuma za alokaciju ovih troškova na proizvođače nije predmet ovog člana Metodologije, niti je bio predmet člana 19 Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije („Službeni list CG”, br. 32/19, 50/19, 51/19 i 5/20). Naime, ovaj aspekt je razrađen u članu 20 Metodologije.

Sa druge strane, nijesu jasni navodi CEDIS da je: *„u regulatornom periodu 2020-2022, postojalo unakrsno subvencioniranje, jer su naknadu za korišćenje distributivnog sistema plaćali samo proizvođači priključeni na NN 35kV”*. U cilju razjašnjenja važećeg metodološkog rješenja, ističemo da je članom 20 Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije („Službeni list CG”, br. 32/19, 50/19, 51/19 i 5/20) propisan način utvrđivanja pripadajućeg dijela troškova za angažovanje distributivnog sistema koji se raspoređuje na proizvođače priključenje na naponski nivo 35 kV, 10 kV i 0,4 kV, koji se bazira na istom kriterijumu za sva tri naponska nivoa, a to je učešće vrijednosti osnovnih sredstava operatora distributivnog sistema za povezivanje proizvođača na odnosni naponski nivo u ukupnoj vrijednosti osnovnih sredstava operatora distributivnog sistema. Kako je ovo učešće za naponske nivoe 0,4 kV i 10 kV utvrđeno u vrijednosti nula, posljedično je i dio troškova za angažovanje distributivnog kapaciteta, koji se alocira na proizvođače priključene na ova dva naponska nivoa utvrđen u toj vrijednosti. Međutim, činjenica da je dio troškova za angažovanje distributivnog kapaciteta koji se alocira na proizvođače priključene na 35 kV naponski nivo bio različit od nule, zbog postojanja udjela na 35 kV naponskom nivou, ne znači da su proizvođači priključeni na 35 kV naponski nivo pokrivali troškove koje je trebalo da pokriju proizvođači 12

priključeni na 0,4 kV i 10 kV naponski nivo, jer je način utvrđivanja udjela za svaki naponski nivo vezan samo za troškove na tom naponskom nivou i ne utiče na smanjenje ili povećanje troškova koji se alokira na proizvođače priključene na druge naponske nivoe.

PRIMJEDBA CEDIS

9. Član 20

„Smatramo da CEDIS ne raspolaže egzaktnim podacima o visini priključnih snaga svih korisnika, u smislu definicije priključne snage iz člana 4 stav 2 tačka 7 predmetne metodologije.

- *Propisati način utvrđivanja dijela "odobrenih gubitaka koji su prouzrokovani korišćenjem sistema od strane proizvođača" na odgovarajućem NN."*

STAV AGENCIJE

Primjedba se djelimično prihvata.

Član 4 stav 2 tačka 7 Metodologije mijenja se i glasi:

„Priključna snaga je odobrena priključna aktivna snaga sadržana u odgovarajućem aktu operatora distributivnog sistema“.

Po pitanju načina utvrđivanja dijela odobrenih gubitaka koji su prouzrokovani korišćenjem sistema od strane proizvođača, predlog se ne prihvata. Podsjećamo da je članom 64 Zakona uveden institut nezavisne stručne institucije iz oblasti energetike, kojoj je dodijeljena uloga revizije studije gubitaka koju priprema operator sistema. Ovim se eliminiše mogućnost arbitrarnosti regulatora prilikom utvrđivanja stopa opravdanih gubitaka, a posljedično i troškova opravdanih gubitaka.

PRIMJEDBA CEDIS

10. Član 38

„Predlažemo brisanje člana 38, kako bi se parametar alfa (definisana na način kao što je to navedeno u članu 6 trenutno važeće metodologije) primijenio u narednom regulatornom periodu.“

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata. Stav Agencije je dat u odgovoru na primjedbu 3 koja je data od strane CEDIS-a.

PRIMJEDBA CEDIS

11. Član 39

„Članom 39 navedeno je da vrijednost parametra kvaliteta Q iz člana 6 stav 4 Metodologije za sve godine do 1. januara 2026. godine je jednaka nuli.

Zbog kratkoće vremena u uspostavljanju i mogućnosti praćenja parametra kvaliteta, predlažemo izmjenu člana 39 na sljedeći način:

- Vrijednost parametra kvaliteta Q iz člana 6 stav 4 ove metodologije za sve godine do 1. januara 2029. godine je jednaka nuli.*

U članu 39, stav 2 utvrđuje se vrijednost parametra kvaliteta u zavisnosti od realizacije investicije SCADA i ADMS.

Investicija SCADA i ADMS je svakako prioritetna za sve operatore distributivnog sistema, a naročito za CEDIS koji do sada nije realizovao nijedan centralni SCADA sistem. Međutim, s obzirom na kompleksnost cijelog ovog projekta i mogućnosti da se u toku javne nabavke i same realizacije pojave određeni problemi koji nisu nastali krivicom CEDIS-a, smatramo da nije dobro da se operatoru distributivnog sistema odredi rok 31.12.2024.godine, a nakon toga nametne parametar kvaliteta u iznosu koji može značajno uticati na dalje poslovanje CEDIS-a. Ovdje naročito treba imati u vidu drastične poremećaje na tržištu, koji su u zadnjim mjesecima doveli do velike promjene u cijenama kao i rokovima isporuke svih roba, a samim tim i potrebne opreme za implementaciju SCADA i ADMS sistema.

Stoga predlažemo da se stav 2 člana 39 izbriše.”

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

Stav Agencije na primjedbu koja se odnosi na član 39 stav 1 je dat u odgovoru na primjedbu 2 koja je data od strane CEDIS-a.

U odnosu na primjedbu na član 39 stav 2, ističemo sljedeće:

- rok do 31. decembra 2024. godine utvrđen je na osnovu roka koji je utvrdio CEDIS u Ažuriranom investicionom planu CEDIS za period 2022-2024. godina;
- implementacija investicije SCADA i ADMS je ključna kako za upravljanje i nadzor nad distributivnim sistemom, tako i za povećavanje pouzdanosti podataka o prekidima u distributivnom sistemu, te je, stoga, potrebno podstaći operatora distributivnog sistema da u predviđenim rokovima realizuje navedenu investiciju.

II.

PRIMJEDBE mHE Vrbnica

1. „Naime, u Nacrtu navedene Metodologije članom 29 stav 3 navedeno je "Kupci kod kojih se reaktivna energija mjeri, plaćaju prekomjerno preuzetu reaktivnu energiju na način utvrđen metodologijom kojom se uređuje pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja.”

Pojam "prekomjerno preuzeta reaktivna energija" nije definisana u Nacrtu Metodologije, dok se u važećim Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema (dok se očekuje usklađivanje novih Pravila prema Zakonu o energetici iz 2020. odnosno 2022. godine). Članom 71 definiše "Korisnici koji zahtijevaju priključenje svojih objekata na DS moraju obezbijediti potrošnju reaktivna energije koja odgovara vrijednosti faktora snage od $\cos \varphi = 0.95$ do $\cos \varphi = 1$ induktivno, osim ako saglasnošću za priključenje nije drugačije određeno. "

mHE Vrbnica, kao proizvođač električne energije, prema važećoj saglasnosti za priključenje, kao i studijama za priključenje iste, dozvoljava se faktor snage $\cos \varphi = 0.95$ do $\cos \varphi = 1$ induktivno/kapacitivno.

Iako, mHE Vrbnica radi kapacitivno u dozvoljenim granicama (preuzima reaktivnu energiju iz mreže, a daje aktivnu), čime se održavaju povoljne naponske prilike na mjestu priključenja. EPCG ispostavlja račune za "prekomjerno preuzetu reaktivnu energiju" i ne uvažava faktor snage 0.95 kapacitivno.

Kako spadamo u kategoriju potrošača kod kojih se "mjeri reaktivna energija", očigledno je da rad sa faktorom snage 0.95 induktivno/kapacitivno nije "prekomjerno preuzeta električna energija".

Da bi ovaj problem prepoznala i Metodologija kojom se određuju cijene u RDP za CEDIS, molimo Vas da detaljnije definišete pojam "prekomjerno preuzete reaktivne energije" kod proizvođača električne energije koji su priključeni na distributivni sistem, jer je očigledno da EPCG prilikom obračuna ne postupa prema utvrđenoj Metodologiji od strane Regulatorne agencije za energetiku.

Predlažemo da se doda izmijenjena definicija iz člana 31 stav 1 važeće Metodologije za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije koja sad glasi: "Prekomjerno preuzeta reaktivna električna energija predstavlja razliku između stvarno preuzete, tj. izmjerene reaktivne energije i reaktivne energije koja odgovara faktoru snage $\cos \varphi = 0,95$, odnosno prekomjerno preuzeta reaktivna energija se utvrđuje kao razlika između stvarno preuzete reaktivne energije i količine koja se utvrđuje kao 33% preuzete (izmjerene) aktivne električne energije, za isti period."

Naime, na ovaj član i stav se pozvala EPCG prilikom odbijanja našeg zahtjeva i očigledno da se ova definicija odnosi samo na potrošače a ne proizvođače. Izmjenom treba dodati "odnosno prekomjerno preuzeta reaktivna energija se utvrđuje kao razlika između stvarno preuzete reaktivne energije i količine koja se utvrđuje kao 33% preuzete (izmjerene) aktivne električne energije, za isti period, osim kod proizvođača priključenih na distributivni sistem gdje se u skladu sa Pravilima o funkcionisanju distributivnog sistema obračun prekomjerno preuzete reaktivne vrši uvažavajući saglasnost za priključenje."

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne prihvata.

Iz odredbe člana 31 Metodologije za utvrđivanje cijena rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije („Službeni list CG”, br. 44/16, 40/17, 50/19 i 52/20), koja je ostala neizmijenjena u Nacrtu metodologije za utvrđivanje cijena rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije koja je stavljena javnu raspravu u isto vrijeme kad i Metodologija, jasno proizilazi da se prekomjerno preuzeta reaktivna energija naplaćuje samo kupcima. Dodatno, članom 29 Metodologije je propisano da: „kupci kod kojih se reaktivna energija mjeri plaćaju prekomjerno preuzetu reaktivnu energiju”, te je stoga nedvosmisleno na koga se odnosi ova odredba.

III.

PRIMJEDBE MOMIRA ŠKOPELJE

„Načelna primjedba na postupak javne rasprave:

U javnim pozivima za javnu raspravu o novim metodologijama navodi se da su objavljeni na osnovu zaključaka od 21.04.2022.god. Na web strani Agencije o sjednici Odbora održanoj na taj dan nema ni riječi o tim zaključcima, pa ostaje nejasno što je u njima navedeno. Ovo ne predstavlja primjedbu samo po sebi, nego je u vezi sa sadržajem javnog poziva jer je nejasno na osnovu čega je definisan.

No bilo kako bilo, važno je istaći da je ovo pitanje uređeno članom 53 stav 2 Zakona o energetici prema kojem "Opšti akti Agencije donose se nakon sprovedene javne rasprave koja traje najmanje 15 dana."

To znači da osnov za raspisivanje javne rasprave ne može biti nikakav zaključak Odbora nego samo član 53 stav 2 Zakona o energetici. Zaključak se može samo dodati uz zakon ako za to ima posebnog razloga.

Kako je Agencija donijela propis o načinu sprovođenja javne rasprave samo za planove razvoja, ali ne i za metodologije (jer za to nije ni ovlašćena zakonom), način sprovođenja javne rasprave se može odrediti samo primjenom adekvatnih propisa koji važe za sve organe u državi.

U ovom slučaju to je Uredba o postupku i načinu sprovođenja javne rasprave u pripremi zakona (Sl. list CG br. 12/2012).

Upoređivanjem teksta Uredbe i Javnog poziva Regagen-a jasno je da se ne radi o postupku javne rasprave iz Poglavlja III Uredbe, nego o postupku "konsultovanja zainteresovane javnosti" iz poglavlja II. To se dodatno potvrđuje i u Poglavlju IV gdje Izvještaj o javnoj raspravi obavezno sadrži i podatke o mjestu i vremenu održavanja rasprave, ovlašćenim predstavnicima koji su učestvovali u raspravi itd, što jasno ukazuje na obavezu održavanja usmene rasprave.

To što se Uredba odnosi na donošenje zakona a ne metodologija ne mijenja ništa u tumačenju jer postoji potpuna analogija u karakteru akata o kojima se vodi rasprava.

Iz navedenog je jasno da je neophodno da se Javni poziv dopuni na način što će se odrediti mjesto i vrijeme održavanja usmene rasprave i predstavnici Agencije koji će učestvovati. To bi

morali da budu Predsjednik i članovi Odbora jer su oni nadležni za donošenje Metodologija pa stoga jedino oni mogu da obrazlože pojedine tačke i objasne eventualne nejasnoće i nedoumice. U slučaju izostanka prave javne rasprave, metodologije će sigurno biti proglašene nezakonitim od strane Ustavnog suda."

STAV AGENCIJE

Primjedba je neosnovana.

Uredba o postupku i načinu sprovođenja javne rasprave u pripremi zakona ("Službeni list Crne Gore", broj 12/12), na koju se poziva podnosilac primjedbe, je prestala da važi danom stupanja na snagu Uredbe o izboru predstavnika nevladinih organizacija u radna tijela organa državne uprave i sprovođenju javne rasprave u pripremi zakona i strategija ("Službeni list Crne Gore", broj 41/18) (u daljem tekstu: Uredba). Uredbom se utvrđuju kriterijumi i postupak izbora predstavnika nevladinih organizacija u radne grupe i druga radna tijela koje obrazuju ministarstva i organi uprave radi sagledavanja pitanja od zajedničkog interesa ili za normativno uređivanje odgovarajućih pitanja, kao i postupak i način sprovođenja javne rasprave u pripremi zakona i strategija. Dakle, jasno je da Agencija nije obveznik primjene navedene uredbe. Iako nije od uticaja na drugačiji stav Agencije, ukazujemo da je članom 14 Uredbe propisano da se javna rasprava o tekstu nacрта zakona, odnosno strategije sprovodi organizovanjem okruglih stolova, tribina, prezentacija i dr.; dostavljanjem primjedbi, predloga i sugestija u pisanom ili elektronskom obliku, te da kad se javna rasprava sprovodi na način iz stava 1 alineja 1 ovog člana (organizovanjem okruglih stolova), javnoj raspravi obavezno prisustvuje ovlašćeni predstavnik ministarstva. Iz navedene odredbe proizilazi da se javna rasprava može sprovesti na jedan od dva navedena načina, pa i sve da je Agencija obveznik primjene Uredbe (a nije) zaključuje se da je predmetni postupak sproveden na zakonit način – pozivom da se dostave primjedbe, predlozi i sugestije u pisanom ili elektronskom obliku.

Pravno uporište za raspisivanje javnog poziva je sadržano u članu 53 Zakona, na osnovu kojeg Odbor Agencije svojim aktom samo konstatuje činjenicu raspisivanja javnog poziva.

Primjedba Momira Škopelje

1. Član 5

„Članom 5 propisano je da se trajanje regulatornog perioda određuje do 1. marta ove godine. Pošto je taj rok prošao, ne može se određivati ovim metodologijama. Ovo stoga jer se zahtjev ne može donositi po jednoj, a o njemu odlučivati po drugom propisu (metodologiji).

Zato predlažem da se donese odluka o jednogodišnjem regulatornom periodu i to iz više razloga, od kojih su najvažniji:

- *Nestabilne prilike na energetske tržištima onemogućavaju bilo kakva predviđanja daljih kretanja cijena i dostupnosti energije, što ima posebne reperkusije na cijene nabavke energije za pokrivanje gubitaka. Trogodišnji regulatorni period uz definisanje cijena energije na osnovu fjučersa na berzi u Budimpešti kako se predviđa dovele bi do drastičnog skoka tarifa za kompletan trogodišnji period, uz moguću nezakonitu zaradu energetske firme ako kasnije dođe do smirivanja cijena. Ako CEDIS i CGES nastave da od kupaca kroz tarife REGAGENA naplaćuju gubitke po takvim cijenama (što bi bilo njihovo pravo ako to Agencija odobri), razlike u cijeni koje bi se time ostvarivale na račun kupaca bile bi enormne, što je neprihvatljivo. Ovo stoga jer je prije svega CEDIS u situaciji da energiju nabavlja od EPCG po cijenama koje su daleko niže od ovako određenih. Naknadno bi se to pokrivalo raznom računovodstvenom gimnastikom (knjižna odobrenja itd.) kao što je to slučaj ovih dana.*
- *Drugi razlog je to što je poznato da je glavni (ako ne i jedini) razlog za višegodišnji regulatorni period težnja energetske kompanije za stabilnošću. Naime, kompanije su tražile da po nekoiiko godina unaprijed znaju tarife i na osnovu toga planiraju dalji rad i razvoj.*

Međutim, logična posljedica toga je da poslije odobravanja tarifa više nema korekcija, popravki i slično. Drugim riječima, jednom odobrene tarife ostaju do kraja važenja i nema naknadnih korekcija.

To u Crnoj Gori nije slučaj jer već i same ove metodologije predviđaju korekcije, što je nespojivo sa višegodišnjim regulatornim periodima.“

STAV AGENCIJE

Primjedba je neosnovana.

Agencija je, u skladu sa članom 43 stav 8 tačka 2 Zakona, utvrdila trajanje regulatornog perioda za regulisane elektroenergetske subjekte Odlukom, broj 22/840-2 od 24.02.2022. godine. Navedena odluka je javno dostupna i može joj se pristupiti na internet stranici Agencije.

Dodatno, ističemo da je uvođenje višegodišnjeg regulatornog perioda odluka Agencije motivisana ciljem da se stvore uslovi za obezbjeđenje stabilnosti cijena po kojima korisnici, odnosno krajnji kupci, plaćaju korišćenje sistema. Takođe, razlog za primjenu višegodišnjeg regulatornog perioda je i stvaranje preduslova za povećanje efikasnosti operatora, odnosno da se ostavi dovoljno vremena da operator preduzme potrebne mjere za smanjenje troškova na koje može uticati, kao što je to navedeno u članu 3 stav 1 Metodologije. 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.

Nasuprot konstataciji da su „kompanije tražile da po nekoliko godina unaprijed znaju tarife“, stoji činjenica da je Operator distributivnog sistema uputio zahtjev Agenciji da se razmotri uvođenje jednogodišnjeg regulatornog perioda, broj zahtjeva 40-01-13653 od 19.04.2022. godine, jer je to, po njegovoj ocjeni, u interesu ovog regulisanog subjekta.

Dodatno, Zakonom, član 59 stav 9 i član 61 stav 2, 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.

Primjedba Momira Škopelje

2. Član 6

„Članom 6 stavovi 3 i 4 se pored RDP-a definiše i RDP^{TUT} - RDP koji se transponuje u cijene, pri čemu se ove dvije vrijednosti razlikuju za ostale prihode i, što je mnogo važnije, za faktor kvaliteta koji kvantifikuje nivo ostvarenog kvaliteta u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci.

Uvođenje ovakvog parametra je apsolutno neprihvatljivo iz više razloga:

- *Prema definicijama iz člana 4 stav 2, faktor kvaliteta FK za period 2023-2025 određuje se kao prosječna vrijednost tog faktora za period 2019-2021 (jer za 2022.god. ne može biti poznat), što je samo po sebi neprihvatljivo stoga jer odstupa od svake logike, jer se svi parametri moraju odnositi na regulatorni period za koji se određuje RDP,*
- *Najvažnije: RDP^{TUT} se prema formuli dobija tako što se RDP množi sa $(1 + FK)$ gdje je FK tzv. faktor kvaliteta. Kako RDP uključuje i amortizaciju i povrat, to znači da se i amortizacija i povrat povećavaju odnosno smanjuju ovim članom.*

Ni amortizacija ni povrat se ne smiju ni povećavati ni smanjivati elementima koji nemaju veze sa amortizacijom ni povratom.

- *Metodologija ne definiše na što se mogu trošiti (ili odakle nadoknaditi) sredstva koja budu dobijena ili izgubljena primjenom ovog parametra. Ako je FK pozitivan, kome pripada ostvarena razlika. Zaposlenima? Kompaniji? Ako je FK negativan, od koga će se oduzeti ostvarena razlika. Od radnika? Od kompanije?*
- *Ciljna vrijednost $SAIDICILJ$ nije poznata jer nije "utvrđena pravilima kojima se uređuje kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom". Naime, u važećim Pravilima tog parametra nema. Da bi se o nečemu moglo raspravljati tokom javne rasprave, ono mora biti poznato,*
- *Čak i ako nedefinisana i nepostojeća ciljna vrijednost opšteg indikatora kvaliteta iznosi 0, tj. ako nema prekida u napajanju, prema izabranim graničnim vrijednostima granica, RDP se smanjuje samo ako Q padne ispod 0,95, što znači da se kompanijama smanjuje RDP samo ako je prosječno trajanje prekida iznosi barem 5% posmatranog intervala. Ako je to godina, RDP počinje da se smanjuje samo ako kupac u toku godine bude bez napajanja barem cijelih 18 dana. Katastrofa! Dodatno, metodologija predviđa i mogućnost da prekid napajanja traje i 15%, tj. predviđa se i mogućnost da prosječno trajanje prekida bude 54 dana u toku godine!!! Nevjerovatno!*
- *Sve se ovo još drastično pogoršava ako ciljna vrijednost $SAIDICILJ$; nije 0, ali o tome je izlišno dalje govoriti.*

Ovome ne treba dalji komentar"

STAV AGENCIJE

Pravni osnov za uvođenje faktora za kvalitet sadržan je u članu 62 stav 1 tačka 4 Zakona, kojim je propisano da metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnih i distributivnih sistema električne energije naročito sadrže podsticaje za postizanje višeg nivoa kvaliteta. U tom cilju, a u skladu sa praksom koja je od 2000. godine u primjeni u Evropi (Italija, a nakon toga Norveška, Velika Britanija itd.), odabran je regulatorni model koji se zasniva na mjerenju performansi, čiji je fokus na postizanju željenih, mjerljivih rezultata (u konkretnom slučaju – višeg nivoa kvaliteta isporuke električne energije) kroz primjenu podsticaja. Naime, podsticaj operatora da poboljša nivo kvaliteta ostvaruje se uspostavljanjem funkcionalne zavisnosti između regulatorno dozvoljenog prihoda i udaljenosti ostvarenog nivoa kvaliteta u odnosu na postavljeni (ciljni). Dakle, podsticaj koji će se primjenjivati na odgovarajuću godinu regulatornog perioda zavisi od ostvarenog nivoa kvaliteta u prethodnom periodu za koji postoje konačni podaci. U tom smislu, nijesu jasni navodi podnosioca primjedbe da odabrani model regulacije: *„odstupa od svake logike, jer se svi parametri moraju odnositi na regulatorni period za koji se određuje RDP”*, imajući u vidu da se ostvareni nivo kvaliteta ne može procjenjivati za godinu u budućnosti, već se može govoriti samo o *ex post* utvrđivanju ostvarenog nivoa kvaliteta, nakon završetka perioda za koji je cilj postavljen.

U odnosu na navode podnosioca primjedbe da: *„ni amortizacija ni povrat se ne smiju ni povećavati ni smanjivati elementima koji nemaju veze sa amortizacijom ni povratom”*, ističemo da se trošak amortizacije i povrat na sredstva za odgovarajuću godinu regulatornog perioda utvrđuju na osnovu čl. 13 i 14 Metodologije i da se korekcije ovih veličina vrše u odnosu na vrijednosti utvrđene u skladu sa ovim članovima. Dakle, prilikom utvrđivanja i korekcije troška amortizacije i povrata ne uzima se u obzir vrijednost faktora za kvalitet. Sa druge strane, kada je u pitanju formula za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda koji se transponuje u tarife iz člana 6 stav 3 Metodologije, važno je naglasiti da se primjenom faktora za kvalitet kvantifikuje podsticaj za poboljšanje kvaliteta, koji je Zakonom utvrđen kao obavezan sadržaj metodologija kojima se uređuje način utvrđivanja cijena za korišćenje sistema. Dakle, primjena ovog faktora na regulatorno dozvoljeni prihod ne utiče na promjenu utvrđenih vrijednosti elemenata regulatorno dozvoljenog prihoda.

Kada su u pitanju navodi podnosioca primjedbe da: *„Metodologija ne definiše na što se mogu trošiti (ili odakle nadoknaditi) sredstva koja budu dobijena ili izgubljena primjenom ovog*

parametra", napominjemo da poslovne odluke u vezi sa dobitkom ili gubitkom nijesu u domenu nadležnosti Agencije sa aspekta odredaba Zakona o energetici, već saglasno odredbama Zakona o privrednim društvima, ulaze u djelokrug odluka čiji je donosilac menadžment energetskih kompanija.

Utvrđivanje ciljne vrijednosti opšteg parametra kvaliteta nije predmet metodologije, već pravila kojima se uređuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, budući da je članom 43 stav 6 tačka 2 Zakona o energetici propisano da se ovim pravilima propisuje opšti i pojedinačni minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom koji se zasniva, između ostalog, na kriterijumu neprekidnosti napajanja, pa utvrđivanje ciljne vrijednosti opšteg indikatora kvaliteta po svojoj pravnoj prirodi pripada materiji koju uređuju ova pravila. Kako je podsticaj za kvalitet po prvi put uveden Metodologijom, ciljne vrijednosti nijesu mogle biti utvrđene važećim pravilima koja su donijeta 2017. godine. Stoga će ovo pitanje biti normirano u postupku izmjene pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom.

Iz opsežne analize koju Podnosilac primjedbe dalje izlaže, a koja se odnosi na parametar kvaliteta Q i njegovu relaciju sa RDP -om operatora, ne može se zaključiti da je ista rezultat razumijevanja predloženog rješenja u Metodologiji i pravila kojima se uređuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električne energije.

Naime, nije jasno na koji način je podnosilac primjedbe došao do zaključka da: „(...) *prema izabranim graničnim vrijednostima granica, RDP se smanjuje samo ako Q padne ispod 0,95, što znaci da se kompanijama smanjuje RDP samo ako je prosječno trajanje prekida iznosi barem 5% posmatranog intervala*“. Metodologija je jasna i nedvosmislena u pogledu toga da se vrijednost parametra kvaliteta Q iz člana 6 stav 4 Metodologije može kretati isključivo u opsegu od -0,02 do 0,02 i da zavisi od vrijednosti odnosa ostvarenog nivoa kvaliteta i postavljenog cilja.

Takođe, ni u odnosu na navode da: „(...) *RDP počinje da se smanjuje samo ako kupac u toku godine bude bez napajanja barem cijelih 18 dana*“ i navode: „*metodologija predviđa i mogućnost da prekid napajanja traje i 15%, tj. predviđa se i mogućnost da prosječno trajanje prekida bude 54 dana u toku godine*“, nije jasno kako je podnosilac primjedbe došao do navedenih rezultata. Opšti parametar kvaliteta, koji Metodologija tretira, je definisan pravilima kojima se uređuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električne energije i odnosi se na prosječno trajanje prekida u napajanju po kupcu (skraćenica SAIDI - *System Average Interruption Duration Index*).

Podaci o vrijednosti ovog parametra se nalaze u godišnjim izvještajima o stanju energetskog sektora Crne Gore koje Agencija u skladu sa Zakonom dostavlja Skupštini Crne Gore.

Primjedba Momira Škopelje

3. Član 9

„Ovaj član se bavi troškovima nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u mreži.

Smatram da je način određivanja cijena energije za pokrivanje gubitaka u mreži u apsolutno neadekvatan.

Važno je napomenuti da u pogledu određivanja cijene energije za pokrivanje gubitaka u Zakonu o energetici ne postoje ograničenja ili odredbe koje upućuju na način određivanja tih cijena.

To znači da način određivanja cijena energije za pokrivanje gubitaka u mreži u potpunosti zavisi od Agencije.

Članom 9 metodologija propisano je da se cijena energije za pokrivanje gubitaka u mreži određuje kao srednja vrijednost između cijene energije dominantnog trgovca i nekakve nedefinisane kompilacije cijena fjučersa na HUDEX-u.

Smatram da je ovakvo određivanje cijene gubitaka neadekvatno iz više razloga:

- Ovim se cijene gubitaka (a samimi tim i tarife) podižu nerealno visoko i to u korist CEDIS-a i EPCG (a najvjerojatnije i CGES-a), a na štetu kupaca.*

Ovo stoga jer na osnovu realnih odnosa i sadašnjeg kretanja cijena na regionalnim berzama, uključujući i HUDEX, realno očekivati da će ovakav način obračuna barem udvostručiti ako ne i utrostručiti cijene gubitaka, tj. da će one sa sadašnjih oko 52 €/MWh dostići 120-150 €/MWh.

Istovremeno znamo da je crnogorski energetski bilans zadnjih godina zatvoren, a da će od ove godine usljed smanjenja potrošnje KAPa biti i viškova. Znamo takođe da će CEDIS nabavljati energiju od EPCG, te da je njena proizvodna cijena oko 30 €/MWh, tako da je i dosadašnja cijena gubitaka od 52 €/MWh omogućavala EPCG enorman profit, pa se povećanje za 100-150 % ne može ničim opravdati. To što bi CEDIS nominalno kupovao energiju od majke-firme EPCG po nekakvim navodno tržišnim cijenama, pa bi se takav

ekstra profit iz CEDIS-a prenosio na EPCG (a zatim vjerovatno opet vraćao knjižnjim odobrenjima i sličnim akrobatikama) ništa ne mijenja na stvari.

Štaviše, smatram da bi takvim postupanjem Agencija ušla u zonu nezakonitog djelovanja jer ničija lična opredjeljenja za ili protiv tržišta energije ne smiju voditi dovođenju kupaca u podređen položaj.

- *Stoga smatram da cijene energije za pokrivanje gubitaka treba odrediti tako da budu jednake cijenama po kojima dominantni snabdjevač snabdijeva pojedine kategorije kupaca.“*

STAV AGENCIJE

Predlog se ne prihvata jer je protivan Zakonu o energetici.

Članom 4 stav 1 Zakona o energetici je propisano da je javni interes obezbjeđivanje dovoljnih količina energije koje su potrebne za život i rad građana i poslovanje i razvoj privrednih subjekata i njihovo snabdijevanje na siguran, bezbjedan, pouzdan i kvalitetan način, kao i energetske razvoj, dok je stavom 2 istog člana propisano da se javni interes ostvaruje obavljanjem energetske djelatnosti iz člana 86 Zakona (stav 1 tač. 2 i 3 - prenos i distribucija električne energije) na principima, među kojima su i principi:

- unapređenja konkurencije na tržištu električne energije,
- usklađivanja organizacije i funkcionisanja energetske sektora Crne Gore sa organizacijom i funkcionisanjem energetske sektora evropskih država,
- dobitnog poslovanja.

Članom 41 tačka 1 Zakona energetici, kao cilj Agencije u vršenju poslova utvrđenih ovim zakonom, propisuje promovisanje konkurentnog, efikasnog, bezbjednog i, uz zaštitu životne sredine, održivog tržišta električne energije u Crnoj Gori, kao i osiguranje adekvatnih uslova za efikasno i pouzdano funkcionisanje elektroenergetskih sistema.

Iz citiranih odredaba Zakona o energetici je nesporno da je obezbjeđenje održivosti prenosnog i distributivnog sistema neophodno za ostvarenje javnog interesa i zadovoljenje potreba kupaca električne energije. U skladu sa navedenim je, u članu 2 Metodologije, kao jedan od osnovnih

principa na kojima se regulacija temelji, prepoznato obezbjeđenje održivosti prenosnog i distributivnog sistema.

Dalje, član 111 stav 4 i član 115 stav 5 Zakona o energetici propisuju obavezu operatora prenosnog i operatora distributivnog sistema da električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu kupuju na tržištu u transparentnom postupku, dok je članom 241c stav 4 ovog zakona propisano da će se navedene nabavke električne energije obavljati na berzanskom tržištu, nakon njegovog uspostavljanja. Dakle navedenim zakonom nije propisana obaveza proizvođača da ponude električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu po unaprijed definisanim uslovima.

Iz navedenog proizilazi da operator prenosnog i operator distributivnog sistema snose troškove nabavke energije za pokrivanje gubitaka u sistemu, koji se zasnivaju na cijenama koje su slobodno formirane u transparentnom postupku, odnosno na berzanskom tržištu. Kroz utvrđene cijene za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema, operatorima sistema se pokriva dio ukupnih troškova nabavke energije za pokrivanje gubitaka (samo opravdani tehnički gubici u sistemu), čime se obezbjeđuje zaštita krajnjih kupaca električne energije.

U odnosu na navode da bi primjenom metodološkog rješenja *„Agencija ušla u zonu nezakonitog djelovanja jer ničija lična opredjeljenja za ili protiv tržišta energije ne smiju voditi dovodjenju kupaca u podređen položaj”*, ističemo da je u predmetnoj stvari jedino lično opredeljenje da se poštuje zakonsko opredeljenje u pogledu razvoja tržišta, postupaka nabavke energije za pokrivanje gubitaka u sistemu i obezbjeđenja održivosti elektroenergetskog sistema.

Propisivanjem rješenja da *„cijene energije za pokrivanje gubitaka treba odrediti tako da budu jednake cijenama po kojima dominantni snabdjevač snabdijeva pojedine kategorije kupaca”*, bi značilo postupanje suprotno javnom interesu iz člana 4 Zakona o energetici, suprotno ciljevima Agencije propisanim članom 41 navedenog zakona, kršenje osnovnog principa regulacije i onemogućavanje operatorima sistema da, saglasno čl. 112 i 116 Zakona o energetici, obezbijede dugoročnu sposobnost sistema da ispunjava realne zahtjeve za prenosom, odnosno distribucijom električne energije, da obezbijede rad, održavanje, unapređenje i razvoj prenosnog, odnosno distributivnog sistema električne energije u cilju pouzdanosti, sigurnosti i efikasnosti.

Primjedba Momira Škopelje

4. Član 15 stav 1 kod ODS odnosno član 14 stav 1 kod OPS

„Smatram da iz formule za obracun ROS-a treba izbaciti investicije i radni kapital.

Investicije treba izbaciti zato jer nema zakonskog osnova da kupci plaćaju povrat na nešto što ne koriste ili se tek pretpostavlja da će da koriste u budućnosti. Posebno je neprihvatljivo to da se na investicije plaća povrat, a ne obračunava se amortizacija.

Radni kapital treba izbaciti zato jer ga je kompanija dobila onda kad je osnovana.“

STAV AGENCIJE

Predlog nije prihvaćen jer je protivan Zakonu.

Članom 60 stav 1 Zakona je propisano da se u osnovicu za utvrđivanje povrata na sredstva uračunavaju vrijednost osnovnih sredstava, investicija i neto obrtnih sredstava (radni kapital), u skladu sa metodologijama iz člana 62 Zakona.

Primjedba Momira Škopelje

5. Član 16 stav 2 kod ODS odnosno član 15 stav 2 kod OPS

„U stavu 2 se kao jedan od elemenata za obračun stope povrata vlasničkog kapitala navodi PRZ - premija rizika zemlje.

Radi se o parametru koji se koristi praktično isključivo prilikom donošenja investicionih odluka, a manifestuje se tako što iznos novca koji je određeni investitor spreman da investira u određeni biznis to manji sto je rizik zemlje veći.

Tako će u situaciji da ima na izboru biznis sa istim pokazateljima (prije svega povratom odnosno profitom) koji je situiran u Crnoj Gori ili u Švajcarskoj, investitor biti spreman da investira mnogo manje u biznis lociran u Crnoj Gori nego isti takav u Švajcarskoj.

I tu se priča o PRZ završava.

PRZ-u nije mjesto u obračunu tarifa jer rizik zemlje definiše odnos investitora prema zemlji u koju želi da investira, dok tarife uređuju odnos između energetskog subjekta i kupca unutar iste

zemlje, što predstavlja potpuno drugu vrstu relacije, pa su i mjerila kojima se operiše sasvim drugačija.

Drugim riječima, neprihvatljivo je i nelogično da domaća energetska kompanija od domaćih kupaca preko tarifa koje određuje Agencija naplaćuje to što Stern univerzitet u Njujorku smatra Crnu Goru visoko rizičnom zemljom!

Rizik zemlje, kao što mu ime kaže, predstavlja stepen rizika koje nosi poslovanje u određenoj zemlji, a uslovljen je političkim, ekonomskim, a ponajviše pravnim prilikama.

Političke prilike podrazumijevaju političku stabilnost u zemlji.

Ekonomske uključuju nivo uređenosti ekonomskog sistema i ekonomsku stabilnost (stabilnost poreskog sistema, efikasnost platnog sistema, stabilnost valute, inflaciju itd.).

Pravne prilike podrazumijevaju prije svega nivo pravne sigurnosti i dosad su smatrane lošim. tj. nivo pravne sigurnosti je smatran niskim. To se manifestovalo visokom premijom rizika zemlje za Crnu Goru koja prema Stern univerzitetu u Njujorku, na kojeg upućuje Metodologija, iznosi čak 4,45%, što je više nego duplo veće od premije za region Istočne Evrope i Rusije (2,11%). U ovom regionu viša premija je samo za Bjelorusiju, BiH, Kirgistan, Moldaviju, Tadžikistan i Ukrajinu, a jednaka kao za Albaniju i Uzbekistan. Porazno!

Dosad smo samo nagađali koji su uzroci tako niskog ranga Crne Gore na listi premija rizika zemlje. Crna Gora je dugo bila politički stabilna. Ni ekonomski sistem nije ocjenjivan nestabilnim. Ostalo je pitanje pravnog sistema.

Bilo je različitih mišljenja o tužilaštvu, sudstvu, upravnim organima itd.

Posljednjih par godina, zadnjih mjeseci, a posebno ovih dana smo saznali o čemu se radi. Slučajevi OKG Sveta Marovića, korupcije i zloupotrebe položaja direktora Katastra Dragana Kovačevića, sumnje (ili saznanja) o trgovini presudama predsjednice Vrhovnog suda Vesne Medenice i stečajne OKG Predsjednika Privrednog suda Blaža Jovanića su dovele do toga da je Stern univerzitet iz Njujorka prema stepenu rizika ulaganja strpao Crnu Goru iza Azerbejdžana (2,97%), Kazahstana (1,88%), Srbije (2,97%) itd.

Gore od toga je samo činjenica da je Regulatorna agencija za energetiku parametar rizika zemlje (namjerno ili iz neznanja, a najvjerovatnije iz oba razloga) strpala u tarife za električnu energiju!

Za one koji i dalje ne razumiju: Regulatorna agencija za energetiku je preko tarifa za električnu energiju omogućila da EPCG od kupaca naplaćuje to što je Stern univerzitet iz Njujorka sumnjao (ili znao) za slučajeve OKG Sveta Marovića, korupcije i zloupotrebe položaja direktora Katastra Dragana Kovačevića, sumnje (ili saznanja) o trgovini presudama predsjednice Vrhovnog suda Vesne Medenice i stečajne OKG Predsjednika Privrednog suda Blaža Jovanića. Itd...

A ne radi se o malim iznosima (mislim na iznose koje je Agencija ovim putem dodijelila kroz tarife).

Sa visinom od 6,25% (koliko je približno iznosila i u prethodnom periodu), PRZ je činila nešto više od polovine stope povrata na vlasnički kapital koji čini obračunsku polovinu ukupnog kapitala tj. oko 120 mil€ od regulatorne osnove sredstava od približno 240 mil€. Tako iznos povrata po osnovu PRZ-a dostiže oko 7,2 mil€ godišnje, a to ugrubo znači da je dosad po tom osnovu EPCG od kupaca naplatila 70-tak miliona €.

Za CGES je to nešto manje, ali se i dalje radi o milionskim iznosima.

Toliko o tome. Zasad."

STAV AGENCIJE

Primjedba je neosnovana.

Iznošenje primjedbi utemeljenih na paušalnim ocjenama, nepoznavanju zakonskog okvira, dobre prakse u regulaciji i, u ovom dijelu, ekonomske struke, nosi opasnost dovođenja javnosti u zabludu. Izgovorena/napisana riječ nosi sa sobom veliku odgovornost, pa se u cilju pojašnjenja regulatornog okvira u dijelu utvrđivanja povrata na sredstva, kao i otklanjanja sumnji da se predloženim regulatornim mehanizmima omogućava da elektroenergetske kompanije neosnovano stiču sredstva, u nastavku je iznijeto činjenično stanje:

- Pravni osnov za utvrđivanje povrata na sredstva operatorima sistema sadržan je u članu 59 stav 7, članu 60 i članu 62 stav 1 tačka 11 Zakona. 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 29

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

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 CGES, kao akcionarskog društva, većinski vlasnik je država Crna Gora, a 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 prenosnog, odnosno 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 objektivni 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. Ističemo jednu od najznačajnijih investicija - u prenosnom sistemu su realizovani projekti neophodni za funkcionisanje podmorskog kabla između Italije i Crne Gore, što je omogućilo da CGES ostvari značajne prihode od alokacije prekograničnih kapaciteta, koji se u postupku utvrđivanja cijena koriste kao odbitna stavka regulatorno dozvoljenog prihoda, odnosno za umanjenje cijena po kojima korisnici sistema, odnosno kupci plaćaju korišćenje prenosnog sistema u Crnoj Gori. U prilog tome govori činjenica da cijene utvrđene za period 2020-2022. godine odražavaju planirane pozitivne efekte od eksploatacije podmorskog kabla. Bez uključivanja ovih efekata u regulatorno dozvoljeni

prihod Operatora prenosnog sistema za period 2020-2022. godine, cijene korišćenja prenosnog sistema električne energije bile bi veće od onih koje su u primjeni za oko 13% za kupce priključene na prenosni sistem, i 52% za proizvođače priključene na prenosni sistem. Efekti realizacije ove investicije će imati pozitivan uticaj na cijene po kojima korisnici plaćaju korišćenje sistema i u narednom periodu.

Primjedba Momira Škopelje

6. Član 16 stav 6 kod ODS odnosno član 15 stav 6 kod OPS

„Članom 16 (15) stav 6 Metodologija propisan je način obračuna β koji se dobija množenjem prosječna beta energetske kompanije na tržištima u razvoju sa odnosom $(1 + D_{UDIO}/VK_{UDIO})$.

Kako je odnos D_{UDIO}/VK_{UDIO} utvrđen na 50:50 (ne zna se čega), taj razlomak dobija vrijednost 1, što sabiranjem sa 1 iz zgrade daje ukupnu vrijednost 2.

Drugim riječima, β je za CEDIS i CGES dvostruko veći nego što je prosječna beta energetske kompanije na tržištima u razvoju, za što nema nikakvog ni teoretskog niti praktičnog opravdanja.

Pored neutemeljenosti ovakvog obračuna problematično je i to što ovakvim obračunom Agencija CEDISu i CGESu omogućava neopravdano uzimanje ogromnih sredstava od kupaca

Osим toga kod OPS-a treba preispitati i odnos D_{UDIO}/VK_{UDIO} koji je utvrđen na 50:50 stoga jer je taj odnos značajno drugačiji u konst pozajmljenog kapitala. Zadržavanjem nerealno visokog udjela sopstvenog kapitala u obračunu stopa povrata se drži neopravdano visokom jer je komponenta SP_{vk} značajno veća od SP_{pk} .”

STAV AGENCIJE

Primjedba je neosnovana, što potvrđuje regulatorna praksa koja se primjenjuje širom svijeta, koja je, kao što je već navedeno, temeljena na ekonomskoj teoriji za koju je dodijeljena Nobelova nagrada.

Što se tiče komentara da je „odnos D_{UDIO}/VK_{UDIO} koji je utvrđen na 50:50 stoga jer je taj odnos značajno drugačiji u konst pozajmljenog kapitala” i da se time „CEDISu i CGESu omogućava neopravdano uzimanje ogromnih sredstava od kupaca”, ističemo da konstatacija ne odgovara činjeničnom stanju. Naime, i kod CEDIS-a i kod CGES-a u strukturi kapitala značajno veći dio čini sopstveni kapital, što se može utvrditi uvidom u bilanse stanja ovih društava, koji su objavljeni ³¹

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

na portalu Uprave prihoda i carina Crne Gore. S obzirom na to da je sopstveni kapital skuplji izvor finansiranja od pozajmljenog kapitala, Agencija je, u cilju zaštite korisnika sistema, odnosno krajnjih kupaca, za ove dvije regulisane kompanije postavila ciljnu strukturu kapitala, u kojoj pozajmljeni kapital čini 50%, a sopstveni, takođe, 50%. Korišćenje ovog odnosa sopstvenog i pozajmljenog kapitala prilikom utvrđivanja stope povrata na kapital je, takođe, široko rasprostranjena praksa u regulaciji.

Primjedba Momira Škopelje

7. Treba uspostaviti vezu između obračunske snage i potrošnje

„Ovo govorim iz sopstvenog iskustva. Naime, prije par godina sam kupio stan. Kad sam htio da promijenim ime kupca (prevedem na sebe), bio sam prvo spriječen jer je Agencija omogućila EPCG-u da taj postupak proglasi da nije upravni, da umjesto rješenjima zahtjeve usvajaju ili odbijaju pismima, da oni isti odlučuju i po žalbama itd..

Kad sam to ipak uspio, vidio sam da iako sam prijavio izuzetno malu potrošnju jer se još nijesam preselio, CEDIS je zadržao istu (maksimalnu) priključnu snagu, pa sada prijavljenu potrošnju mogu da ostvarim za tri dana rada odobrenom priključnom snagom.

Na kraju želim da naglasim da su moje primjedbe vrlo ozbiljne pa zato očekujem da se ozbiljno i razmotre detaljno prodiskutuju na usmenom dijelu javne rasprave.“

STAV AGENCIJE

Primjedba se ne odnosi na Metodologiju koja je predmet javne rasprave. I pored navedenog, konstatujemo da je primjedba neosnovana. Naime, Agencija nema nadležnost da bilo koji postupak proglašava ili ne proglašava za upravni, već je njena nadležnost za postupanje propisana Zakonom o energetici. U tom smislu, u odnosu na navedenu primjedbu ukazujemo da je prema odredbi člana 56 stav 1 Zakona, Agencija nadležna da odlučuje po žalbama: na akt operatora tržišta o prijemu učesnika na tržište električne energije i o dodjeli statusa nosioca balansne odgovornosti učesniku na tržištu; na akt operatora prenosnog sistema o odbijanju zahtjeva za pristup prenosnom sistemu električne energije; krajnjih kupaca u slučaju obustave ili ograničenja isporuke električne energije u slučaju kada kupac ne izvršava obaveze utvrđene ugovorom, odnosno računom za isporučenu energiju; na odluku snabdjevača o opravdanosti prigovora kupca i eventualnoj finansijskoj kompenzaciji koju je snabdjevač dužan da plati kupcu 32

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

po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta snabdijevanja od strane operatora sistema ili snabdjevača; i na postupak promjene snabdjevača.

Agencija ukazuje da „Primjedbe na Metodologiju za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije i Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije“ dostavljene u toku javne rasprave i zavedene kod Agencije pod bojem 22/1714-5, isključivo predstavljaju viđenje podnosioca primjedbi Momira Škopelje, koji u navedenom obraćanju ističe da je „zaposlen u Agenciji“. Stoga Agencija ne preuzima odgovornosti koje proističu iz sadržaja navedenih primjedbi dostavljenih od strane Momira Škopelje, već iste obrađuje savjesno i sa jednakom pažnjom kao i sve ostale komentare koji su dostavljeni od strane zainteresovanih lica tokom javne rasprave. Agencija teži da unaprijedi efikasnost i kvalitet komunikacije sa trećim licima, i to primarno izoštravanjem fokusa na aspekte relevantne za diskusiju i ukazivanjem na činjenice.

Inicijativa NVO „Akcija za socijalnu pravdu“

Iako su pristigle nakon isteka javne rasprave 16. maja 2022. godine, u ovom izvještaju su, uvažavajući predmet njihovog razmatranja, kooptirani navodi iz Inicijative NVO „Akcija za socijalnu pravdu“, od 18. maja 2022. godine:

„Ovom Inicijativom Nevladina organizacija Akcija za socijalnu pravdu, a u prilog najave donošenja novih metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda za kompanije Crnogorski elektodistributivni sistem doo Podgorica i Crnogorski elektroprenosni sistem AD Podgorica, a zbog činjenice da Regulatorna agencija za energetiku i komunalne djelatnosti nije organizovala javni događaj/e zbog donošenja novih metodologija, navodi nekoliko principa, koje smatra da ih treba uzeti u obzir prilikom definisanja metodologija, a koje treba, prevashodno, da zaštite poziciju potrošača.

- Za pokrivanje tehničkih gubitaka u distributivnoj, kao i prenosnoj mreži, potrošači treba da plaćaju cijenu električne energije sa domaćeg tržišta, a ne cijenu, koja nastaje kombinovanjem cijene sa domaćeg tržišta i cijene sa jedne od evropskih berzi; prednje se pokazuje* ³³

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

opravdanim iz razloga što potrošači ne treba da plaćaju evropsku cijenu električne energije za nešto što je tehnički gubitak energetske kompanije, već onaj dio gubitaka, koji treba da plaćaju, treba vezati za cijenu energije na domaćem tržištu, gdje i žive potrošači, koji plaćaju tehničke gubitke.

- *Stopu dozvoljenih tehničkih gubitaka u distributivnom sistemu, kao i u prenosnom sistemu, treba sniziti na oko šest i ispod dva odsto; prednje se pokazuje opravdanim iz razloga što potrošači godinama plaćaju stope tehničkih gubitaka, koje su veće od opravdanog.*
- *Potrebno je izvršiti kompletnu kontrolu svih poslova u vezi ugradnje daljinskih brojila i modernizacije distributivne mreže: prednje je potrebno iz razloga što je posao ugradnje daljinskih brojila i modernizacije distributivne mreže monopolizovan u prethodnim godinama, što je neopravdano povećalo cijenu poslova (u milionskim iznosima) na štetu potrošača, a što povećava račune za električnu energiju.*
- *Crnogorskom elektrodistributivnom sistemu doo Podgorica je potrebno omogućiti da sopstvenim radnim snagama sam realizuje ugradnju daljinskih brojila i modernizaciju distributivne mreže.*
- *Proizvođači električne energije iz malih hidroelektrana moraju se prepoznati kao subjekti distributivnog sistema; prednje i iz razloga što je Ustavni sud ranije donio odluku da njihovo izostavljanje narušava princip jednakosti u pravnom sistemu, dok je nepostupanje po odlukama sudskih instanci nedozvoljeno.“*

STAV AGENCIJE

Podsjećamo da je zakonski okvir uredio pitanje nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu na sljedeći način:

- ✓ član 111 stav 4 i član 115 stav 5 Zakona propisuju obavezu operatora prenosnog i operatora distributivnog sistema da električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu kupuju na tržištu u transparentnom postupku,
- ✓ članom 241c stav 4 Zakona propisano je da će se nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu obavljati na berzanskom tržištu, nakon njegovog uspostavljanja,

- ✓ Zakonom nije propisana obaveza proizvođača da ponude električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu po unaprijed definisanim uslovima.

Iz citiranih odredaba Zakona proizilazi da operator prenosnog i operator distributivnog sistema snose troškove nabavke energije za pokrivanje gubitaka u sistemu, koji se zasnivaju na cijenama koje su slobodno formirane u transparentnom postupku, odnosno na berzanskom tržištu.

Nabavka energije za pokrivanje gubitaka u sistemu se realizovala posredstvom Crnogorske berze električne energije (u daljem tekstu: BELEN), od kad je navedena berza ponudila uslugu organizovanja aukcija za predmetne nabavke. Cijene po kojima je nabavljena energija za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu tokom druge polovine 2021. godine, kada su efekti energetske krize počeli da se osjećaju i na veleprodajnom tržištu Crne Gore, kretala se od 105,47 €/MWh do 350 €/MWh, dok se cijena postignuta u nabavkama realizovanim u prvom kvartalu 2022. godine kretala od 116,22 €/MWh do 390 €/MWh. Što se tiče nabavki realizovanih za potrebe pokrivanja gubitaka u distributivnom sistemu, cijena tokom druge polovine 2021. godine se kretala od 104,21 €/MWh do 259,18 €/MWh, dok su u prvom kvartalu 2022. godine realizovane transakcije po cijeni od 116,22 €/MWh. U navedenim aukcijama dominantno je energija nabavljena od strane EPCG. Metodološko rješenje podrazumijeva da se cijena za opravdane gubitke svodi na cijenu ostvarenu u transparentnom postupku nabavke u skladu sa Zakonom, kroz postupak vršenja korekcija.

- Metodologijama je definisano da se kroz utvrđene cijene za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema, operatorima sistema pokriva dio ukupnih troškova nabavke energije za pokrivanje gubitaka, odnosno samo dio koji se odnosi na opravdane tehničke gubitke u sistemu, čime se obezbjeđuje zaštita krajnjih kupaca električne energije. Navedeni troškovi se, u skladu sa članom 64 stav 1 Zakona, utvrđuju na osnovu studije gubitaka, ažurirane od strane nezavisne stručne institucije iz oblasti energetike, koju uz zahtjev za utvrđivanje cijena dostavljaju operatori sistema. Predloženo administrativno definisanje stope gubitaka i neuvažavanje stope sadržane u studiji gubitaka, značilo bi postupanje suprotno Zakonu.
- Nadležnosti Agencije propisane su Zakonom. Agencija nije ovlašćena da kontroliše postupke javnih nabavki operatora sistema.

- Predlog koji se odnosi na to da CEDIS-u treba: "omogućiti da sopstvenim radnim snagama sam realizuje ugradnju daljinskih brojila i modernizaciju distributivne mreže" nije jasan - da li podnosilac inicijative predlaže da se postojeća radna snaga CEDIS osposobi za ugradnju brojila ili da se poveća broj zaposlenih u CEDIS? U oba slučaja, odluka o tome da li će Operator distributivnog sistema sopstvenim radnim snagama realizovati ugradnju daljinskih brojila i modernizaciju distributivne mreže, je pitanje upravljanja Društvom, a ne pitanje regulacije. Operatoru distributivnog sistema se utvrđuje regulatorno dozvoljeni prihod koji pokriva opravdane kapitalne i operativne troškove neophodne za funkcionisanje i razvoj sistema, dok je Operator u skladu sa članom 116 stav 1 tačka 1 Zakona dužan da obezbijedi dugoročnu sposobnost sistema da ispunjava realne zahtjeve za distribucijom električne energije, da obezbijedi rad, održavanje, unapređenje i razvoj distributivnog sistema električne energije u cilju pouzdanosti, sigurnosti i efikasnosti.
- Nacrtom metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije, član 1 stav 2 tačka 1, proizvođači električne energije priključeni na distributivni sistem su prepoznati kao korisnici distributivnog sistema za potrebe prenošenja proizvedene električne energije, koji su dužni da plaćaju korišćenje tog sistema. Metodologije ne prave razliku između proizvođača električne energije ni po kojem osnovu, pa ni po tome da li električnu energiju proizvode u malim hidroelektrana, ili u drugim tipovima elektrana.

Uvažavanje primjedaba datih na Nacrt metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije i Nacrt pravila za korekcije cijena i naknada uslovalo je sljedeće izmjene i dopune Metodologije:

- legenda u članu 8 stav 2 Metodologije mijenja se i glasi:

„ Z_s - trajna promjena troškova poslovanja na koje se može uticati nastala usljed promjena zakona u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, u odnosu na utvrđene troškove u odnosnim godinama, a sastoji se od zbira parametra Z_s^{tz} , koji se odnosi na troškove zarada, naknada zarada i ostale lične rashode i parametra Z_s^0 , koji se odnosi na troškove

materijala, troškove proizvodnih usluga, nematerijalne troškove osim troškova poreza, doprinosa i reprezentacije i ostale rashode. (€)

– član 8 stav 3 tačka 1 Metodologije mijenja se i glasi:

„1) parametar Z_s^{tz} koji se odnosi na troškove zarada, naknada zarada i ostale lične rashode utvrđuje se primjenom sljedeće formule:

$$Z_s^{tz} = \sum FTE^{akt} * PZ^u + O_{tz}$$

gdje je:

- FTE^{akt}** - *ostvareni dodatni radni angažman (full-time equivalent) koji se kreće od 0 do 1, prikazan po aktivnostima koje su zahtijevale dodatni angažman zaposlenih, a koje su uslovljene promjenom zakona;*
- PZ^u** - *prosječni godišnji trošak zarada po zaposlenom utvđen za poslednju godinu prethodnog regulatornog perioda i sve godine tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci.*
- O_{tz}** - *prosjeak troškova naknada za lica koja su angažovana u skladu sa zakonom kojim se uređuje revizija, ostvarenih u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci. "*

– član 8 stav 10 Metodologije mijenja se i glasi:

„Troškovi iz stava 1 ovog člana koji se transponuju u cijene izračunavaju na sljedeći način:

$$TPu_{t+n}^{TUT} = TPu_{t+n} * (1 - \alpha)$$

$$\alpha = \frac{1}{2} * \frac{MK_{os}^{P12} - MK_{os}^{P2}}{MK_{os}^{P12}}$$

gdje je:

- TPu_{t+n}^{TUT}** - *troškovi poslovanja na koje se može uticati koji se transponuju u cijene, (€)*
- TPu_{t+n}** - *utvrđeni troškovi poslovanja na koje se može uticati,*

- α - parametar za ravnomjernu podjelu rizika promjene energetske veličina (snage) između operatora i korisnika sistema,
 - MK_{os}^{P2} - zbir prosjeka ostvarenih snaga ostalih korisnika iz člana 1 stav 2 tačka 2 ove metodologije računat na osnovu prosječnih maksimalnih snaga na godišnjem nivou ostvarenih u svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci i prosjeka maksimalno ostvarenih mjesečnih snaga proizvođača priključenih na distributivni sistem električne energije na godišnjem nivou, u svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, (MW)
 - MK_{os}^{P12} - zbir prosjeka ostvarenih snaga ostalih korisnika iz člana 1 stav 2 tačka 2 ove metodologije računat na osnovu prosječnih maksimalnih snaga na godišnjem nivou ostvarenih u dvanaestogodišnjem periodu koji prethodi prvoj godini tekućeg regulatornog perioda, isključujući godine sa najvećom i najmanjom ostvarenom maksimalnom snagom, i prosjeka maksimalno ostvarenih mjesečnih snaga proizvođača priključenih na distributivni sistem električne energije, na godišnjem nivou u dvanaestogodišnjem periodu koji prethodi prvoj godini tekućeg regulatornog perioda, isključujući godine sa najvećom i najmanjom ostvarenom maksimalnom snagom, (MW).
- legende u članu 9 stav 6 Metodologije mijenjaju se na sljedeći način:
- C_{t+n}^b - šestomjesečni prosjek cijena godišnjih fjučersa band energije, za godinu $t+n$, objavljenih na dnevnom nivou u periodu januar-jun u godini podnošenja zahtjeva na berzi u Budimpešti – Hungarian Derivative Energy Exchange (HUDEX)¹,
 - C_{t+n}^p - šestomjesečni prosjek cijena godišnjih fjučersa peak energije, za godinu $t+n$, objavljenih na dnevnom nivou u periodu januar-jun u godini

¹ Izvor: <https://hudex.hu/en/market-data/power/daily-data#year>

podnošenja zahtjeva na berzi u Budimpešti – Hungarian Derivative Energy Exchange (HUDEX)²,

- čl. 10 i 17 Metodologije mijenjaju se na sljedeći način:
 - u članu 10 dodaje se u legendi formule pojašnjenje – „troškovi rezervisanja sudskih sporova, koji se odnose na troškove poreza, naknade štete trećim licima i/ili eksproprijacije“.
 - u članu 17 stav 1, poslije riječi: „prihodi od naplate štete“ dodaju se riječi: „prihodi od ukidanja rezervisanja sudskih sporova, koji se odnose na troškove poreza, naknade štete trećim licima i/ili eksproprijacije“.
- član 13 stav 1 tačka 1 Metodologije mijenja se i glasi:

„vrijednosti osnovnih sredstava koja su u funkciji na kraju godine t+n-2 iz posljednje procjene vrijednosti imovine operatora prihvaćene od strane Agencije uključujući osnovna sredstva nabavljena iz donacija, osnovna sredstva stavljena u upotrebu do kraja godine t-1 koja su odobrena od strane Agencije u postupku davanja saglasnosti na investicione planove, kao i osnovna sredstva čije je stavljanje u upotrebu planirano za godinu t+n-2, a koja su odobrena od strane Agencije u postupcima davanja saglasnosti na investicione planove i odnose se na projekte od zajedničkog interesa za Zajednicu i projekte od uzajamnog interesa.“
- u članu 16 stav 1 Metodologije legenda formule mijenja se na sljedeći način:

*„**VKUDIO** - udio vlasničkog kapitala u ukupnom kapitalu, utvrđen u iznosu od 50 %*
***DUDIO** - udio pozajmljenog kapitala u ukupnom kapitalu, utvrđen u iznosu od 50 %“*
- član 31 stav 4 Metodologije se mijenja i glasi:

“(4) Tabelu iz stava 3 tačka 2 ovog člana operatoru distributivnog sistema dostavlja Agencija najkasnije do 20. jula godine u kojoj se podnosi zahtjev.“

² Izvor: <https://hudex.hu/en/market-data/power/daily-data#year>

- Član 40 stav 1 Metodologije mijenja se i glasi:

“Izuzetno od odredaba člana 19 stav 7, člana 21 st. 1, 2, 3 i 7 ove metodologije, u periodu od 1. januara 2023. godine do 31. decembra 2025. godine, alokacija dijela troškova za angažovanje prenosnog kapaciteta koji se odnosi na distribuciju kao korisnika prenosnog sistema TAK_{t+n}^{PD} i izračunavanje cijena za angažovanje kapaciteta koju plaćaju kupci priključeni na 35 kV, 10 kV i 0,4 kV naponski nivo (CK_{t+n}^{35KUP} , CK_{t+n}^{10KUP} , $CK_{t+n}^{sm0,4KUP}$ i $CK_{t+n}^{snm0,4KUP}$) vrše se primjenom planirane maksimalne snage.”

REGULATORNA AGENCIJA ZA ENERGETIKU I REGULISANE KOMUNALNE DJELATNOSTI