

## MOGUĆNOSTI POVEĆANJA EFIKASNOSTI REGULISANIH DELATNOSTI EPS GRUPE UNAPREĐENJEM REGULATORNOG OKVIRA

Vladimir ŠILJKUT, JP EPS, Republika Srbija  
Jelena MILOSAVLJEVIĆ, JP EPS, Republika Srbija  
Ljiljana MITRUŠIĆ, JP EPS, Republika Srbija

### KRATAK SADRŽAJ

U sklopu procesa reorganizacije u Javnom preduzeću "Elektroprivreda Srbije" (JP EPS) sprovodi se niz projekata koji treba da doprinesu povećanju efikasnosti kompanije i njenom boljem pozicioniranju na liberalizovanom energetsom tržištu. Jedan od takvih projekata je i Projekat smanjenja gubitaka i unapređenja tokova gotovine u elektrodistributivnoj delatnosti (Projekat), čiji jedan od modula analizira domen regulatornog okvira, potrebu za definisanjem regulatorne strategije i s tim u vezi pitanja optimalne organizacije. U radu je prikazan i dat kritički osvrt na deo sprovedenih analiza i ključnih rezultata pomenutog modula Projekta. Na početku rada su obrazloženi osnovni pojmovi, pre svega finansijski parametri – pokazatelji uspešnosti kompanije i njihovi regulatorni pokretači, radi boljeg i lakšeg razumevanja izložene problematike. Potom je dat pregled analize deficita i ukazano na neophodnost prilagođavanja prihoda i tarifa. Analizom su utvrđene oblasti za moguća regulatorna poboljšanja, sa predlogom za utvrđivanje regulatorne strategije, čija bi realizacija uticala na povećanje efikasnosti EPS Grupe. Dat je osvrt i na predlog regulatorne agende i organizacije, imajući u vidu, u međuvremenu sprovedene, teritorijalno spajanje elektrodistributivnih preduzeća u jedinstvenog operatora distributivnog sistema (ODS) i funkcionalno razdvajanje delatnosti u oblasti distribucije električne energije, između ODS i novoformiranih tehničkih centara u sastavu JP EPS. Uzimajući u obzir najbolju praksu, predložen je set mera, grupisanih na osnovu procenjenog uticaja na EBITDA, a kao izuzetno bitno u radu istaknuta je potreba ažuriranja i korišćenja registra regulatornih rizika.

**Ključne reči:** Regulatorna strategija, prihod, trošak, tarifa, regulatorni rizik

### SUMMARY

As a part of the reorganization process in the Public Enterprise "Electric Power Industry of Serbia" (EPS), a number of projects are being implemented, which should contribute to the company's efficiency increase and its better positioning in the liberalized energy market. One of these projects is the Project for Reduction of Losses and Improvement of Cash Flows in Electricity Distribution (Project). One of the Project's modules analyzes the domain of the regulatory framework, the need for defining the regulatory strategy and issues of optimal organization. The paper presents and critically reviews some of the conducted analyses and key results of the mentioned module of the Project. At the beginning of the paper, the basic concepts are explained, primarily financial parameters - performance indicators of the company and their regulatory drivers, for a better and easier understanding of the presented issues. The paper then provides an overview of the deficit analysis and pointed to the necessity of adjusting revenues and tariffs. The analysis identified areas for possible regulatory improvements, with a proposal for establishing a regulatory strategy, whose implementation could increase the efficiency of EPS Group. The paper gives an overview of the proposal of the regulatory agenda and the organization, taking into account two processes implemented in the meanwhile – territorial merge of electricity distribution companies into the unique distribution system operator (DSO), and functional separation of activities in the electricity distribution business, between DSO and newly established Technical centers within the EPS. Taking into account the best practice, a set of measures, based on the estimated impact on EBITDA, has been proposed, and the importance of updating and using the Regulatory Risk Register has been emphasized.

**Key words:** Regulatory strategy, revenue, cost, tariff, regulatory risk

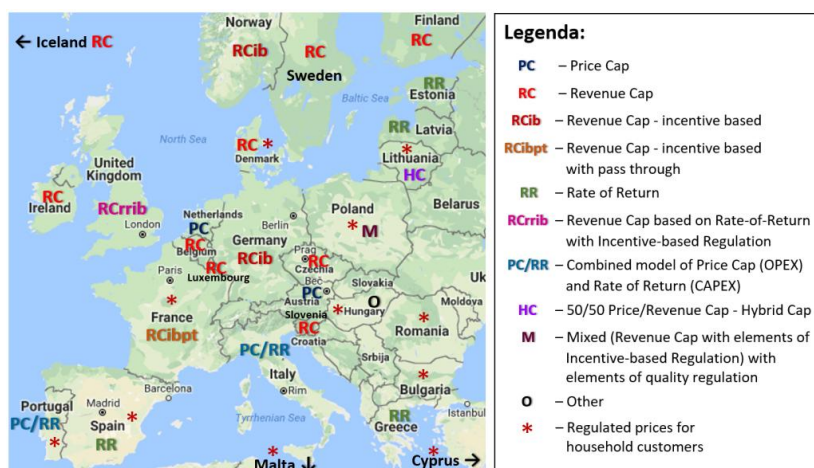
## UVOD

U uslovima poslovanja koji vladaju na liberalizovanom energetskom tržištu, JP Elektroprivreda Srbije, čiji je deo delatnosti regulisan, suočava se sa velikim izazovima. U takvim okolnostima aktualizuje se pitanje efikasnog i optimalnog poslovanja. Finansijski gubici u procesu isporuke (distribucije) i snabdevanja električnom energijom u velikoj meri su posledica tehničkih i netehničkih gubitaka (npr. usled neovlašćene potrošnje i nenaplaćenih potraživanja). Zbog nedovoljne efikasnosti, koja je delom uzrokovana ovim gubicima, u EPS Grupi je realizovan projekat „Smanjenje gubitaka u distributivnoj mreži – Mere optimizacije tokova gotovine u ODS i inicijative za poboljšanje“ (u daljem tekstu: Projekat). Poseban modul Projekta je bio posvećen istraživanju mogućnosti povećanja efikasnosti regulisane delatnosti unapređenjem regulatornog okvira, [1]. Kroz ovaj modul jestrani Konsultant, angažovan na Projektu, analizira postojeće stanje u oblasti izneo predloge za unapređenje regulatornog okvira, za regulatornu strategiju i organizaciju EPS Grupe. U ovom radu je prikazan deo sprovedenih aktivnosti iz pomenutog modula Projekta.

**Potreba za regulacijom u procesu liberalizacije tržišta.** Proces transformacije i liberalizacije tržišta električne energije, koji je u svetu započet još pre trideset godina, u globalnim razmerama nije još okončan. Perfektno konkurentsko tržište, i pored uvođenja potpune liberalizacije, nije zaživelo na način kako je inicijalno zamišljeno – da povećanjem konkurencije doprinese povećanju efikasnosti i posredno prouzrokuje smanjenje cena električne energije za krajnjeg kupca. Zbog različitih uticaja spoljnih faktora (političkih, ekonomskih, socijalnih, tehnoloških), i dalje postoji potreba za korekcijom nepravilnosti tržišta od strane države, a u cilju obezbeđivanja sigurnosti snabdevanja. Kako bi se omogućila kontrola poslovanja kompanija na tržištima gde je nemoguće osloniti se na punu i pravičnu konkurenciju, potrebna je regulacija. Ona podrazumeva skup mera ekonomske politike i mehanizama koji su institucionalno kontrolisani. Potreba za uvođenjem ekonomske regulacije javlja se kada ne postoji mogućnost za stvaranjem konkurentskih uslova na tržištu i kada treba sprečiti zloupotrebu tržišne moći od strane monopoliste ili dominantnog aktera na tržištu, [2]. Regulacija je posebno važna za oblast prirodnih monopola. U oblasti električne energije mreža je prirodni monopol, pa je nužna i obavezna regulacija cena pristupa sistemu, tzv. mrežarina. U uslovima u kojima je ocenjena mogućnost veće nepravilnosti na tržištu, regulišu se i drugi segmenti tržišta električne energije (npr. garantovano snabdevanje).

Distributivne kompanije su obavezne da pružaju usluge u skladu sa zakonodavnim i regulatornim zahtevima. Takođe je neophodno da cene usluga koje pružaju distributivne kompanije odgovaraju troškovima, uz izbegavanje unakrsnog subvencionisanja u slučaju kada se distribucije nalaze u okviru vertikalno integrisane kompanije, kao što je to slučaj u Srbiji. Troškovi usluga koje pružaju distributivne kompanije, a deo su vertikalno integrisane organizacije, vrlo su složeni pa su različite metode za utvrđivanje regulisanog troška razvijane sa procesima liberalizacije tržišta i uspostavljanja regulative za distributivne kompanije.

**Regulatorni modeli.** Metodologije za primenu regulacije u elektroenergetici (prenos, distribucija, garantovano snabdevanje) su evoluirale tokom vremena. Takođe, postoje razlike u metodologijama regulacije u Americi i u Evropi. U Americi je uglavnom zastupljen privatni kapital u energetskim preduzećima, pa modeli regulacije razmatraju u velikoj meri i profitabilnost. Metoda „Troškovi plus“ (engl. *Cost Plus*) je u početnom stadijumu razvijenosti energetskih tržišta bila najprihvatljivija za primenu, a obuhvata opravdane troškove, amortizaciju i deo sredstava za investicije, [3]. Ova metodologija ne sadrži podsticaje i predstavlja *ex post* metod regulacije, karakterističan za manje razvijena tržišta. Metodologija regulacije stopom povraćaja (engl. *Rate of Return Regulation*, skr. RoR) obuhvata, pored opravdanih troškova i amortizacije, i prinos na angažovana sredstva, bez obzira da li će ona biti korišćena za investicije ili ne, [3], po čemu se i razlikuje od metodologije *Cost Plus*.



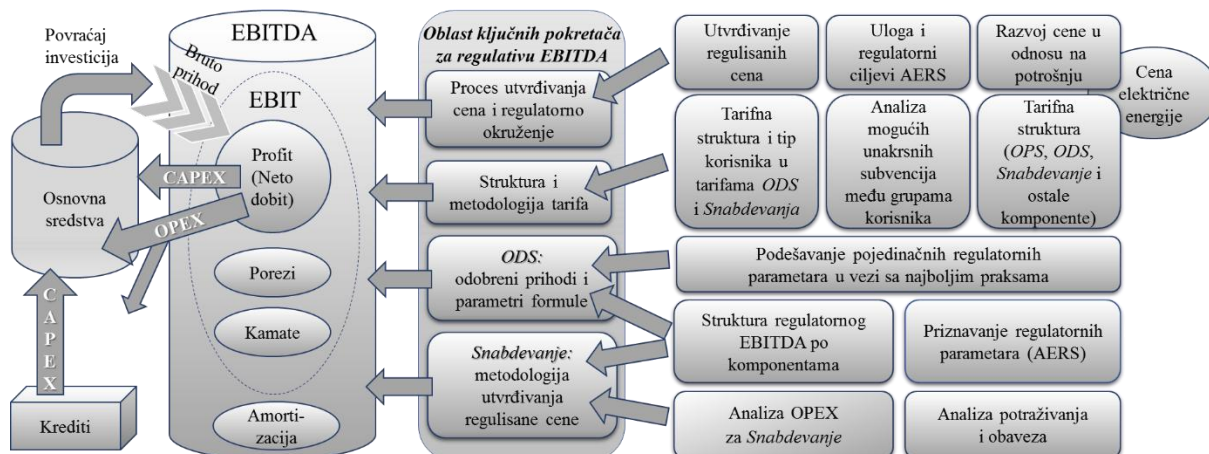
Slika 1 – Evropske zemlje i regulatorne metodologije u primeni 2016. u domenu distribucije električne energije, [4], i zemlje EU sa regulisanim cenama električne energije (2016.) za kupce u kategoriji Domaćinstva, [5].

Naprednije metodologije regulacije zasnovane su na podsticajima efikasnosti i kvaliteta (engl. *Incentive Based Regulation*). Ovo su *ex ante* metode, koje daju priliku entitetima koji su učesnici u regulaciji da sami predlože kako i na koji način će dostići zadate ciljeve. Primena ovih metodologija je otpočela u Evropi u periodu od 2001. do 2005. godine. U okviru podsticajnih metoda primenjuju se metodologije regulacije ograničenih maksimalnih cena (engl. *Price Cap Regulation*), maksimalnog prihoda (engl. *Revenue Cap Regulation*), metode komparativne regulacije (engl. *Yardstick Regulation*), kao i regulacije na osnovu pokazatelja (engl. *Performance Based Regulation*). Naime, u Evropi je uglavnom u pitanju državni kapital, pa se akcent daje na modele *Revenue Cap*, *Price Cap* ili *RoR*. Naprednija metoda podsticajne regulacije je sa kvalitativnim parametrima, čija je primena u Evropi započela 2006. godine. U Srbiji je u vreme rada na Projektu u primeni bila metodologija *Cost plus*, dok se poslednjih godina primenjuje *RoR*. Svakako su najbolje onemete koje se krajnje individualno definišu, u zavisnosti od specifičnosti svakog tržišta, gde kompanije same predlažu podsticaje u cilju optimalne regulacije.

Prema [4] i podacima za 2016. godinu, u pojedinim zemljama EU, za regulisanu delatnost distribucije električne energije u primeni su regulatorne metodologije ilustrovane na slici 1. Na njoj se uočava da je najzastupljenija metodologija *Revenue Cap*, kao osnovna i u podvarijantama. *Price Cap* metodologija je 2016. ostala u primeni u svega dve visoko razvijene evropske zemlje (Austrija i Holandija). Naime, glavni nedostaci ove metodologije su što ne odražava potrebu za investicijama, a regulacija cena nije povezana s regulacijom kvaliteta snabdevanja električnom energijom, pa može negativno uticati na kvalitet usluge, [3]. Na slici 1 se uočava i to da je na kraju 2016. broj zemalja EU sa regulisanim cenama električne energije za kategoriju *Domaćinstva* i dalje bio velik, što potvrđuje da postoji cenovna regulacija na tržištu za domaćinstva, [5]. Pritom, kao kriterijum najčešće se koriste *RoR* ili *Price Cap* regulacija. Osim u tih 11 zemalja, regulacija cena postoji i u Belgiji, ali samo za (socijalno) osetljive kupce, [5].

## 1. ANALIZA POSTOJEĆEG STANJA

U okviru [1] sprovedena je analiza uticaja postojećeg regulatornog modela na prihode i uspešnost EPS Grupe, u domenima elektrodistributivne i delatnosti garantovanog snabdevanja električnom energijom. Analizirani su pojedini regulatorni faktori koji mogu posredno uticati na finansijske performanse energetskog subjekta, kao što su *zarada pre kamata, poreza i amortizacije* (u daljem tekstu: EBITDA), kao i *zarada pre kamata i poreza* (EBIT). Naime, svaki eventualni rast EBITDA/EBIT podrazumeva i rast neto dobiti i ostvarivanje osnovnog cilja poslovanja Kompanije, a to je uvećanje njenog kapitala i same njene vrednosti. Međusobni odnosi ovih finansijskih parametara, kojima se oslikavaju i tokovi gotovine, prikazani su na slici 2. Na njoj suprikazane i oblasti četiri regulatorna pokretača EBITDA, koje je Konsultant u [1] izdvojio kao ključne. Sasvim desno na slici 2 prikazani su i faktori koji utiču na ova četiri pokretača, a koji su takođe analizirani u [1]. U nastavku sledi pregled osnovnih, ključnih rezultata sprovedenih analiza.



Slika 2- Grafički prikaz finansijskih pokazatelja (sredina levo), njihovih relacija i relacija u odnosu na tokove gotovine (levo), sa prikazom ključnih regulatornih pokretača EBITDA (sredina), i oblasti analize četiri ključna regulatorna pokretača EBITDA (desno).

### 1.1. Proces utvrđivanja cenai regulatorno okruženje

**1.1.1 Utvrđivanje regulisanih cenase** zasnivana kriterijumimaravnoteže prihoda i rashoda koja bi trebalo da omogućiti efikasno poslovanje, zadovoljenje opštih ekonomskih interesa i ravnopravnosti potrošača, uz primenu nediskriminatorskog ponašanja.

**1.1.2 Uloga regulatora (AERS).** Nezavisno regulatorno telo u energetskom sektoru je nadležno za stvaranje stabilnog regulatornog okvira kojipodržava pouzdano i održivo snabdevanje kupacapo povoljnim cenama.

U[1]je prepoznato da u praksi na utvrđivanje regulisanih cena Vlada Republike Srbije može imati posredan uticajkroz odobravanje godišnjih planova poslovanja državnih kompanija.Pri tome AERS istupa kao supervizor u procesu utvrđivanja cena, primenjujući važeće regulatorne metodologije, i zahtevajući korekcije od energetskog subjekta u slučaju da za to sagleda potrebu.

**1.1.3 Rast cene električne energije.** Ostvareni rast cena električne energije u periodu pre rada na Projektu nije pratio inflaciju, što je dovelo do relativnog smanjenja regulisanih cena električne energije.One su stoga bileispod tržišnog nivoa i regionalnih benčmarka. Od 2013, električna energija za gubitke senabavlja po tržišnim cenama.Uz priznavanje ovog troška od strane AERS, ODS dobija nešto veći udeo u ukupnom maksimalno odobrenom prihodu(MOP) EPS Grupe, u odnosu na prethodni period, kada je električna energija nabavljana po regulisanim cenama, [1]. Naime, povećan je iznos mrežarine i njen udeo u ukupnoj ceni električne energije koji snose krajnji korisnici/kupci. Pritom, ukupna cena električne energije, pa time i njen deo za javno (garantovano) snabdevanje, povećavana je u prethodnom periodu sporadično, u nepravilnim vremenskim intervalima.

## 1.2. Struktura i metodologija tarifa

Metodologije za formiranje cena električne energije u Srbiji, za regulisane delatnosti u okviru EPS Grupe,zasnivajuse na opravdanim troškovima poslovanja i odgovarajućem prinosu na sredstva uložena u efikasno obavljanje energetskih delatnosti, [6, 7]. TroškovikojiulazeuobračunMOPpoosnovu obavljanjaenergetskih

delatnostiutvrđujusenaosnovupodatakaoplaniranimergetskimveličinamaizEnergetskogbilansa RepublikeSrbije, odnosnaosnovupodatakakojislužezanjegovodonošenje.Analitičkipodacikojinisisadržaniugodišnjembilansupotr eba kupacazelektričnomenergijomiEnergetskombilansuRepublikeSrbije, procenijujusenaosnovu ostvarenjaizprethodnogperioda, kaoinaosnovudrugihobjektivnihkriterijuma.

**1.2.1 Adekvatnostcena i unakrsne subvencije.** Struktura cene električne energije za kupce na garantovanom snabdevanju u Srbiji je u skladu s evropskim praksama, ali je njen nivoosetno niži u poređenju sa tržišnim. S obzirom da je najveći broj kupaca na garantovanom snabdevanju iz kategorije *Domaćinstva*, koja dominira u ukupnoj potrošnji, finansijski gubici za EPS Grupu se samo delimično nadoknađuju po osnovu nešto većih cena za komercijalne kupce na niskom naponu (NN).Ova pojava podrazumeva neravnomernost u alokaciji troškova, što indirektno izaziva delimično unakrsno subvencionisanjeizmeđu različitih grupa korisnika/kupaca, [1].Pritom, energija ima posredan udeo od 64% u odobrenim prihodima, dok troškovi u vezi sa mrežom imaju udeo od 32%, ukoliko se ne računaju gubici na mreži.

**1.2.2 Tarife za ODS.** Predmetmetodologije[6] se zasniva na opravdanim troškovima poslovanja i odgovarajućem prinosu na sredstva uložena u efikasno obavljanje delatnosti. Metodološki pristup se zasniva na metodi regulacije *Cost plus*, kojom se operatoru sistema određujemaksimalna visina prihoda za regulatorni period, odnosno cena pristupa sistemu za distribucijuelektrične energije, [6]. MOP za ODS se izračunava po formuli:

$$MOP_t = OT_t + A_t + PPCK \times RS_t - OP_t + KE_t \quad (1)$$

gde jeMOP<sub>t</sub> – MOP energetskog subjekta po osnovu obavljanja elektrodistributivne delatnosti, u regulatornom periodu t, za koji se određuju i svi ostali činioici: OT<sub>t</sub> – operativni troškovi,A<sub>t</sub> – troškovi amortizacije,PPCK – stopa povraćaja na regulisana sredstva (WACC) koja se obračunava kao ponderisana prosečna cena kapitala, RS<sub>t</sub> – regulisana sredstva,OP<sub>t</sub> – ostali prihodi,KE<sub>t</sub> – korekcionni element.

Tarifa za ODS obuhvata naplatu za energiju i snagu, ali ne i fiksne naplate.Takođe, udeo tarifnog elementaza snagu za kupce na srednjem naponu (SN) je relativno nizak u poređenju sa ostalim evropskimzemljama. Konsultant je u [1]predložio uvođenje takse za merenje i povećanje udela za snagu u tarifi za SN, što bi povećalo prihod ODS.

**1.2.3 Tarife za snabdevanje.** Predmet metodologije [7] se zasniva na opravdanim troškovima poslovanja i odgovarajućem prinosu na sredstva uložena u efikasno obavljanje delatnosti. Ova metodologija se bazirana mehanizmu kontrole cena električne energije za garantovano snabdevanje primenom metode regulacije*Cost Plus*, kojom se garantovanom snabdevaču određuje maksimalna visina prihoda u regulatornom periodu, [7].MOP garantovanog snabdevača, obračunava se primenom sledeće formule:

$$MOP_t = OT_t + A_t + NEE_t + TD_t + PD_t - OP_t + KE_t \quad (2)$$

gde je MOP<sub>t</sub>–MOP po osnovu obavljanja delatnosti snabdevanja električnom energijom kao javnom uslugom, u regulatornom periodu t,za koji se određuju i svi ostali činioici: NEE<sub>t</sub> - troškovi nabavke električne energije, uključujući i sve zavisne troškove nabavkeelektrične energije, TD<sub>t</sub> - troškovi korišćenja distributivnog sistema

električne energije za kupce koji koriste pravo nagarantovano snabdevanje i čiji su objekti priključeni na distributivni sistem, PD<sub>i</sub> - poslovna dobit garantovanog snabdevača.

U vreme rada na Projektu komercijalni kupci na NN, i pored mogućnosti da biraju snabdevača, u najvećem broju slučajeva su ostajali na snabdevanju po regulisanim cenama, koje su niže od tržišnih. Sada je taj problem izražen samo kod kategorije malih kupaca (sa  $\leq 30.000$  kWh/god.). Konsultant je u [1] izneo stav da je prosečna potrošnja kupaca u kategoriji *Domaćinstva* u Srbiji znatno iznad oneu razvijenim evropskim zemljama i da su time dodatno uvećani finansijski gubici. Kao primarni razlog je naveo regulisanecene snabdevanja, koje su često niže i od proizvodnih cena. Otvoreno je, međutim, pitanje načina izračunavanja prosečne potrošnje po domaćinstvu u Srbiji (zbog velikog broja onih koji ne troše). Ipak, stoji činjenica da po ostvarenom Energetskom bilansu, [8], na potrošnju u kategoriji *Domaćinstva* otpada preko 50% finalne potrošnje električne energije u Srbiji.

### 1.3. Odobreni prihodi ODS i parametri formule

U analizi odobrenog prihoda, sprovedenoj u [1], dat je pregled parametara formule, čiji rezime sledi u nastavku.

**1.3.1 Operativni troškovi.** Operativni troškovi (OPEX) se utvrđuju na godišnjem nivou prema usvojenom Godišnjem planu poslovanja koji odobrava Vlada Republike Srbije. ODS podnosi zahtev regulatoru za priznavanje OPEX, uz već odobreni godišnji plan poslovanja, i do vremena rada na Projektu, te zahteve je AERS uglavnom odobravao. Poslednjih godina to, međutim, nije slučaj. U praksi ODS uglavnom ne dostiže odobrene OPEX vrednosti, ali prema benčmarku, ova ciljna vrednost je ostvariva.

**1.3.2 Osnova regulisanih sredstava.** Metodologija za utvrđivanje osnove regulisanih sredstava (RAB) odgovara evropskoj praksi, osim priznavanja obrtnih sredstava, koje AERS ne priznaje, s obrazloženjem da to nije logično, jer obrtna sredstva obuhvataju i rezerve i pozajmljena sredstva. Benčmark vrednosti sredstava po kupcu/korisniku pokazuje da ulaganja EPS Grupe u distributivne mreže nisu dovoljna.

**1.3.3 Stopa povraćaja (ponderisana prosečna cena kapitala, WACC).** Primenjuje se u stvarnim uslovima na revalorizovanu bazu sredstava. Stopa povraćaja koju primenjuje AERS za izračunavanje odobrenog profita je niska u poređenju sa ostalim evropskim tržištima. Naime, u vreme rada na Projektu, stvarni WACC pre oporezivanja od 3,7% koji je primenjivao AERS bio je drugi najniži u evropskom benčmarku. Poslednji WACC, odobren 2016, iznosi 4,87%. Pritom, sâm JP EPS određuje WACC, a potom AERS procenjuje da li je on realno određen.

**1.3.4 Gubici.** Distributivni gubici su veoma visoki u poređenju s drugim ODS u regionu jugoistočne i centralno-istočne Evrope. Konsultant je tvrdio da, uprkos visokom nivou gubitaka, AERS priznaje skoro čitav iznos gubitaka koji prijavi ODSi da postojeći sistem priznavanja tržišno zasnovanih troškova za gubitke stoga ne motiviše ODS da smanji gubitke. To, međutim, nije tačno; AERS priznaje samo ono što je u skladu sa dugoročnim planom za smanjenje gubitaka.

**1.3.5 Amortizacija.** Stope regulatorne i računovodstvene amortizacije razlikuju se za odabrane kategorije sredstava distributivne mreže. Konsultant je konstatovao da Regulator primenjuje stopu amortizacije koja obezbeđuje duži period amortizacije, što nije povoljno za ODS, [1]. AERS je, pak, definisao dužine životnog veka osnovnih sredstava i stopu amortizacije, na osnovu najbolje prakse, poput [9].

**1.3.6 Ostali prihodi ODS.** Sve ključne distributivne usluge već su uključene u cenovnik, ali cene za osnovne usluge ne odgovaraju uvek stvarnim troškovima ili najboljoj praksi u EU. Konsultant je utvrdio da ODS nije motivisan da poveća prihode od usluga jer se oni odbijaju od odobrenih prihoda. Ovaj problem je, međutim, ipak moguće prevazići, samo je bitno da ODS razdvoji troškove koje ima po različitim svojim aktivnostima, tj. da vodi posebno knjigovodstvo za njih. S tim u vezi, nedavno je AERS odobrio ODS Cenovnik nestandardnih usluga.

**1.3.7 Korekcije.** Metodologijom [6] je predviđena mogućnost korekcije za parametre formule od strane AERS. U prethodnim godinama korekcije su primenjene u neznatnoj meri. Konsultant je u [1] ustvrdio da postupak za izračunavanje korekcija nije jasan i da ne daje vrednosti opravdanih korekcija. Prema AERS, međutim, drugi energetski subjekti nisu iskazali ovakve primedbe, a korekcionni element nije računat, jer u poslednje tri godine ODS nije dostavio podatke za njegov obračun.

**1.3.8 Kvalitet mreže/električne energije i njene isporuke.** Još uvek ne postoji regulativa za kvalitet mreže odnosno za pouzdanost napajanja. Po Zakonu o energetici iz 2014. metodologija za neisporučenu električnu energiju je trebalo da bude doneta u januaru 2017, a da njene kaznene odredbe stupe na snagu početkom 2018. godine. Bez obzira na izostanak ove regulative i penalizacije, ODS je u prethodnim godinama uspeo da poboljša svoje indikatore kvaliteta isporuke električne energije. Ipak, oni su i dalje daleko ispod EU benčmarka.

## 1.4. Metodologija utvrđivanja regulisane cene za snabdevanje

**1.4.1 Odobreni prihodi.** Metodologija [7]jeu skladu sa najboljom evropskom praksom. Ceneza garantovano snabdevanje, međutim,nisu adekvatno pratile promene izazvane liberalizacijom tržišta električne energije; npr. ceneiz 2013. su ostale na snazi i posle otvaranja tržišta na SNU januaru 2014.

**1.4.2 Troškovi usluga.** Korisnički servis za kupce električne energije i dalje obezbeđuje ODS, na osnovu ugovora o nivou usluga (SLA). Prosečni servisni troškovi („costs to serve“) po JP EPS kupcu/korisniku su veoma niski u poređenju s ostalim evropskim javnim snabdevačima, uprkos obezbeđenom sličnom ili čak višem nivou usluga. Inače, nakon finalizacije rada na Projektu, funkcionalnom i organizacionom deobom elektrodistributivne delatnosti, koncept SLA je proširen unutar EPS Grupe i na odnose ODS sa JP EPS (tj. novoformiranim tehničkim centrima, zaduženim za održavanje mreže, priključaka i merne infrastrukture). Pritom su troškovi ovih usluga dodatno povećani, najmanje za iznos PDV, što je u suprotnosti s osnovnom intencijom i ciljevima Projekta.

**1.4.3 Nenaplaćena potraživanja.** Zaostala potraživanja EPS Snabdevanja, evidentirana u računovodstvu ODSpre njihovog razdvajanja, zadržana su u ODS. EPS Snabdevanje nije napravilo nikakva rezervisanja za nenaplaćena potraživanja od 2013. godine, kada je bilo osnovano u statusu zasebnog privrednog društva.

**1.4.4 Ostali prihodi.** Nema ostalih prihoda od usluga koje pruža kompanija za snabdevanje (sve usluge kao što je štampanje dodatnih faktura ili opomena za plaćanje pružaju se besplatno). Formula (2) obuhvata stavku „Ostali prihodi“ koja se odbija od odobrenih prihoda.

## 2. PREDLOG MERA ZA UNAPREĐENJE REGULATORNOG OKVIRA

Pored identifikacije uticaja ključnih regulatornih pokretača za EBITDA, u okviru [1]analizirane su mogućnosti za unapređenje regulatornogokvira. Potencijalna poboljšanja su predložena kroz tri oblasti: utvrđivanje odobrenih prihoda za ODS,redizajn tarifne strukture i ostali izvori prihoda.

Analizom aktuelnog modela tržišta električne energije i cenovne politike prepoznate su mogućnosti za poboljšanja postojećemetodologije utvrđivanja cena za ODS, kao i zapreraspodelu udela ODS u ukupnojceni električne energije i adekvatne ciljne cene za domaćinstva i privredu (garantovano i komercijalno snabdevanje).

U domenu utvrđivanja odobrenih prihoda za ODS, shodno (1), važnisu određivanje regulisanih parametara (podsticajne ograničene cene), ostali prihodi i korekcije.

Redizajn tarifne strukture moguć je kroz sveobuhvatni mehanizam utvrđivanja cena, mehanizam utvrđivanja tarifa ODS i progresivno utvrđivanje cena i socijalne tarife za snabdevanje.

U ostale izvore prihoda svrstavaju se ostali prihodi, kao i mogući prihodi (uštede)u zavisnosti od unapređenja nivoa energetske efikasnosti.

Shodno ovoj analizi, formulisan je i, nadalje prikazan, set mera za unapređenje regulatornog okvira, koje poštuju identifikovanu najbolju praksu, u cilju ostvarivanja fer povraćaja od regulisanih aktivnosti. Mere se mogu grupisati u tri kategorije, zavisno od uticaja:mere sa direktnim pozitivnim uticajem na EBITDA,mere koje stvaraju uslove za povećanje EBITDA imere u vezi sa regulatornim rizicima.

Uspesna implementacija mera sa direktnim pozitivnim uticajem na EBITDA dovela bi do uvećanja regulisane EBITDA. Uspesna implementacija drugog seta mera stvorila bi uslove za povećanjeEBITDA. U tom pogledu, može biti potrebna jedna dodatna, detaljna analiza. Uspesna implementacija mera u vezi sa regulatornim rizicima ublažilabi ili sasvim eliminisala potencijalne buduće rizike koji mogu negativno uticati na regulisanu EBITDA.

Sve predložene mere mogu se razvrstati i prema oblastima u kojima treba da budu sprovedene. Šematski prikaz svih predloženih mera dat je u Tabeli I, u Dodatku 2.Nešto detaljnija objašnjenja ovih mera su sledeća:

- Po preporuci Konsultanta, uvođenje modela regulacije *Price Cap*bi omogućilo ODS da zadrži deo profita iz unapređenja efikasnosti na duži vremenski period i da koristi ova sredstva za ulaganja u razvoj distributivne mreže. Potrebno je razmotriti opcije izbora između regulative „čiste“ i „hibridne“*Price Cap*. Primena ove mere imala bi za posledicu promenu metodologije određivanja tarifa za ODS i definisanje metodologije za izračunavanje početnih parametara (OPEX, RAB, WACC, faktori korekcije, itd.).

- Određivanje parametara uz uključivanje udela obrtnoga kapitala u regulisanim osnovnim sredstvima (RAB)predstavlja opšti princip koji primenjuju regulatori širom Evrope. Na osnovu najbolje prakse preporuka je da deo obrtnoga kapitala bude izračunat kao 1/8 godišnje vrednosti OPEX i troškova gubitaka u mreži. Sa jedne strane bi to imalo neznatan uticaj na odobreni profit i izazvalo bi samo mali porast ODS tarifa, ali, sa druge strane, nadoknada obrtnoga kapitala putem RAB pomogla bi naplatu sredstava potrebnih za prevazilaženje vremenskog jaza između prihoda i troškova (prihodi se, naime, naplaćuju tek nakon što se rashodi već dogode).

- Rekalkulacija regulatornog WACC na bazi pristupa najbolje prakse, po tvrdnjama Konsultanta, pokazuje da realni WACC pre odbijanja poreza treba da bude bar 13%. Procena je da bi i toomogućilo porast EBITDA.Za specifična ulaganja u razvoj distributivne mreže (npr. za ulaganja u nove „pametne“ tehnologije za poboljšanje

parametara distributivne mreže), koja su skupa, neophodno je da WACC bude i veći. Posledica primene ove mere bilo bi definisanje klase prioriteta kapitalnih ulaganja (CAPEX) u metodologiji određivanja tarifa za ODS. Nužna je i odgovarajuća odluka AERS o WACC diferencijaciji za specifična ulaganja u mrežu. Autori ovog rada, međutim, svesni su da bi skok WACC sa sadašnjih 4,87% na predloženu vrednost od 13% bio nerealan. Naime, u Nemačkoj WACC iznosi svega 4,9%, u Austriji 4,13%, dok je u Srbiji *Real Post Tax* WACC oko 7,7%.

- Postojeće, veoma komplikovano određivanje regulatorne amortizacije za različite vrste sredstava ODS može se pojednostaviti uvođenjem jedinstvenog/unificiranog perioda amortizacije za sva sredstava mreži. Unificirani period amortizacije bi trebalo da se zasniva na trenutnim prosečnim periodima amortizacije.

- Konsultant je predložio da se operativni troškovi ODS podele na kontrolabilne i nekontrolabilne, u zavisnosti od mogućnosti ODS da na ove troškove utiče. Pritom bi trebalo da se nekontrolabilni troškovi u potpunosti priznaju kroz ODS tarifu. U tom slučaju bi bila potrebna precizna definicija kontrolabilnih nekontrolabilnih troškova u skladu sa računovodstvenim zakonima. Primena ove mere ne bi imala uticaj na EBITDA, već samo na smanjenje rizika. Prema sada važećoj metodologiji, postoje opravdani troškovi (koje AERS priznaje) i neopravdani troškovi.

- EPS Grupa bi trebalo da aktivno učestvuje u izradi metodologije za regulativu koja bi se odnosila na kvalitet mreže/električne energije, kako bi ublažio moguće buduće rizike od utvrđivanja nerealnih ciljeva za kvalitet. Metodologija bi trebalo da uvrsti u razmatranje samo neplanirane SAIDI i SAIFI, širi opseg tolerancije koji bi se postepeno sužavao (npr. sa +/-10% na +/-5%) i penale/nagrade, ograničene na 5% od odobrenog profita.

- Kako bi se ODS motivisao da poboljša ostale regulisane prihode, predlog je da se razmotri uvođenje podsticajnog mehanizma regulativu, koji bi ODS omogućio da zadrži određeni deo naplaćenih prihoda. Sadašnja regulativa je demotivisuća, jer se ovi prihodi u potpunosti odbijaju od MOP, shodno (1). Potrebno je razmotriti budući poslovni model EPS Grupe, npr. da li će ODS pružati energetske usluge.

- Redizajn tarifne strukture za ODS bi trebalo da razmotri povećanje udela snage u ODS tarifama. Naknada za snagu koja se naplaćuje od kupaca treba da pokrije sve fiksne troškove kao što su  $RAB \times WACC$ , amortizacija i OPEX sredstva mreže, bez merne infrastrukture. Predlog Konsultanta je da se uvede tarifna komponenta „trošak distributivne mreže“, za sve kupce/korisnike sistema, kojom bi se pokrivali troškovi usluge merenja, brige o kupcima, režijski troškovi itd. (slično „trošku javnog snabdevača“). Time bi ODS tarife postale transparentnije i realnije bi odražavale stvarne troškove. Naravno, sve ove mere je potrebno legislativno uskladiti kroz Zakon o energetici i Zakon o zaštiti potrošača. Nasuprot tome, za AERS je ključno da zadrži postojeći tarifni sistem iz razloga zaštite kupaca.

- Stav Konsultanta je da bi redizajn tarifne strukture za snabdevanje trebalo da razmotri promenu tarife za garantovano snabdevanje, i to postupno: sniziti granicu najniže („zelene“) tarifne zone; sprovedene analize pokazuju kao optimalna da se granica „zelene“ tarifne zone spusti na 250 kWh/mesečno, kao i da se poveća dnevna niža tarifa, uz promenu odnosa između više i niže tarife sa 4:1 na 2:1; povećanje cene u zelenoj tarifnoj zoni kompenzovalo bi se samo energetski ugroženim kupcima, kako je definisano Uredbom o zaštiti ugroženih kupaca. Optimalno potrebno povećanje cene trebalo bi da bude takvo da ciljna cena (cena sa primenjenim povećanjem) ostane ispod tržišnog nivoa, kako bi EPS zadržao konkurentnost. Konsultant je sugerisao i sprovođenje plana socijalne podrške, kako bi kupci mogli da plate povećane cene električne energije, uz korišćenje sredstava iz budžeta Srbije, a po osnovu prihoda od PDV, uvećanog upravo zbog porasta ove cene.

- Radi ostvarivanja ostalih prihoda ODS, predložena je primena jedinstvenog ODS cenovnika i revizija cena usluga, pri čemu vrednovanje usluga treba da se revidira u smislu da odražava stvarne troškove (treba da bude primenjen pristup utvrđivanja troškova na osnovu stvarnih aktivnosti, uz dodavanje razumne marže). Takođe, cene treba da odraze i razlike između gradskih i ruralnih oblasti. Potrebno je razmotriti i uvođenje većih naknada za neovlašćeno korišćenje električne energije. Jedno od prepoznatih rešenja u [1] za povećanje prihoda ODS i smanjenje neovlašćene potrošnje, moglo bi biti njeno tarifiranje npr. 1,5 puta većom cenom od prosečne cene balansirana.

- Radi ostvarivanja ostalih prihoda u domenu snabdevanja električnom energijom, predlaže se razmatranje uvođenja cenovnika za ključne usluge snabdevanja. Ovaj cenovnik treba da obuhvati najmanje sledeća ključna potraživanja: plaćanje za slanje podsetnika o neizmerenom dugovanju; naknadu za duplikate faktura; naknadu za izdavanje faktura za drugačiji period od uobičajenog; izdavanje kalendara plaćanja.

- Razmotriti promenu metodologije formiranja cena za garantovano snabdevanje u smislu da se omogući snabdevaču da ostale prihode od usluga zadržava u punom obimu i da korisnicima pruži povratnu informaciju o troškovima koji su u vezi sa njegovim nestandardnim uslugama. Po aktuelnoj metodologiji, [7], svi eventualni ostali prihodi se odbijaju od MOP, shodno (2), posredno smanjujući cenu električne energije.

- Potrebno je sprovesti detaljnu analizu procene potencijala energetske efikasnosti, uključujući tehnno-ekonomsku analizu različitih opcija meraza povećanje energetske efikasnosti. U vezi sa tim, potrebno je osmisliti i promovisati sistem energetske usluga pogodan za ulaganja, istražiti poslovni potencijal pojedinih energetske usluga, razmatrajući različite kategorije kupaca i važeće propise i šeme subvencionisanja. U [1] je prepoznato da je potrebno intenzivirati promociju sistema finansiranja projekata energetske efikasnosti, koji neće uticati na profitabilnost EPS Grupe ili politiku cena električne energije, uz razmatranje opcija finansiranja ovakvih

projekata od strane kupaca, privatnih preduzeća ili drugih dostupnih izvora, kao što su JI/CDM projekti ili razvojne banke.

### 3. POVEĆANJE EFIKASNOSTI POSLOVANJA PRIMENOM REGULATORNIH MERA

U sklopu procesa reorganizacije u JP EPS i ODS desile su se organizacione promene koje imaju uticaj na obuhvat Projekta. Sprovedeno je teritorijalno spajanje elektrodistributivnih preduzeća u jedinstveni ODS i funkcionalno razdvajanje delatnosti u oblasti distribucije električne energije, između ODS i novoformiranih tehničkih centara u sastavu JP EPS. Novim organizacionim razdvajanjem elektrodistributivne delatnosti, deo zaposlenih na poslovima održavanja mreže, priključaka i mernih mesta iz ODS je prešao u JP EPS, u novoformirane tehničke centre, koji po SLA ugovorima ove poslove sada obavljaju za ODS.

Druga promena odnosi se na poslove snabdevanja električnom energijom, koji su, na početku Projekta, funkcionalno bili u posebnom zavisnom privrednom društvu, EPS Snabdevanje, dok je aktuelno stanje takvo da su poslovi snabdevanja sada organizaciono u okviru matičnog preduzeća, JP EPS.

S obzirom na definisani obuhvat Projekta, rezultati realizovanog Projekta se moraju posmatrati i prilagoditi u odnosu na novonastale organizacione okolnosti.

Predloženo je formiranje organizacione celine nadležne za utvrđivanje stavova u vezi sa regulatornim pitanjima, uz uključivanje svih vertikalâ unutar JP EPS i ODS, kao i za primenu i monitoring sprovođenja regulatornih mera. Pod mandatom ove celine obavljala bi se saradnja sa ključnim zainteresovanim stranama (AERS, Ministarstvo energetike, Sekretarijat energetske zajednice, organizacije civilnog sektora i dr.), kao i koordinacija i komunikacija sa nacionalnim i međunarodnim institucijama. Osim preporuka iz [1], a kako bi se postigla njihova puna efektivnost, autori ovog rada sagledavaju i potrebu intenzivnije edukacije kadrova JP EPS i ODS o regulatornoj problematici, imajući u vidu njen značaj. U tom pogledu, i sâm ovaj rad predstavlja pokušaj da se ovoj problematici posveti veća pažnja, pre svega inženjerskih krugova stručne javnosti.

Analizirajući proces regulatornog upravljanja, u [1] su prepoznate aktivnosti koje se mogu svrstati u okvire domenâ kao što su:

- pitanja regulatorne strategije,
- praćenje regulatornog okvira EU,
- pronalaženje eksternog izvora za sufinansiranje,
- priprema zahteva za izdavanje licenci,
- nacionalno zakonodavstvo i odnosi sa regulatorima,
- strategija komunikacije sa zainteresovanim stranama,
- pitanja u vezi sa regulisanim cenama,
- podnošenje izveštaja regulatornim institucijama i unutar kompanije,
- upravljanje regulatornim rizicima.

Uvažavajući upravljanje regulatornim rizicima, potrebno je da se odgovornost za regulatorni proces upravljanja distribuiraniz sve vertikale JP EPS i ODS. Pritom je od velike važnosti formiranje i ažuriranje Registra rizika. Registar rizika pruža pregled svih regulatornih rizika, sa detaljnim opisom njihovih glavnih parametara. Struktura Registra rizika prikazana je u Tabeli II, u Dodatku 2. Aktivnosti na upravljanju regulatornim rizicima pokreću se uglavnom promenama u Registru rizika i pripremom novih godišnjih planova poslovanja.

### 4. ZAKLJUČAK

Sadašnji pristup regulacijene pruža u dovoljnoj meri podsticaj za unapređenje efikasnosti u regulisanim delatnostima EPS Grupe. Sprovedenim Projektom preporučene su mere za optimizaciju gotovinskih tokova JP EPS i ODS. Prelazak na regulativu *Price Cap*, uvrštavanje udela obrtnoga kapitala u RAB, preračunavanje regulatornog WACC na realni nivo, uspostavljanje posebnog WACC za specifična, inovativna ulaganja, uvođenje jedinstvenog perioda amortizacije, uvođenje kategorije nekontrolabilnog OPEX i njegovo priznavanje kroz ODS tarife, najvažniji su elementi koje treba obuhvatiti pri utvrđivanju nove regulatorne strategije.

Prepoznate su potrebe za određenim izmenama u tarifnom sistemu, kako u delu za utrošenu električnu energiju za garantovano snabdevanje, tako i za mrežarinu (npr. po pitanju rezervisane snage/kapaciteta i uvođenja komponente „troška distributivne mreže“). Takođe je naglašena potreba za uvođenjem viših penalaza neovlašćenu potrošnju električne energije, kao i za implementacijom mera energetske efikasnosti.

Istaknuta je važnost upravljanja regulatornim rizicima u cilju uspešnijeg poslovanja i prilagođavanja mogućim promenama. Planirano je da se za JP EPS i ODS oformi stalno ažurira Registar regulatornih rizika, koji će biti korišćen u procesu upravljanja rizicima u ovoj oblasti.



## LITERATURA

1. Timovi „Arthur D. Little“ i JP EPS i EPS Distribucije, 2016, „Regulatorna strategija i organizacija“, finalni ugovorni proizvod Radnog paketa (Modula) 3.1 Projekta „Smanjenje gubitaka u distributivnoj mreži (Mere optimizacije tokova gotovine u ODS i inicijative za poboljšanje)“
2. Filipović S, Tanić G, 2009, „Regulacija cena električne energije sa posebnim osvrtom na Srbiju“, „Industrija“, vol. 37, br. 3, str. 123-140
3. Filipović S, Tanić G, 2010, „Izazovi na tržištu električne energije“, „Ekonomski institut“, str. 62-66, 180
4. CEER, 2017, „Report on Investment Conditions in European Countries“ (Ref. C16-IRB-39-03), str. 11, 24
5. CEER, 2017, „Retail Markets Monitoring Report“ (Ref: C17-MMR-83-02), str. 44-46
6. AERS, 2017, „Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije“, „Sl. glasnik RS“, br. 105/2012, 84/2013, 87/2013, 143/2014, 65/2015, 109/2015
7. AERS, 2017, „Metodologija za određivanje cene električne energije za garantovano snabdevanje“, „Sl. glasnik RS“, br. 84/2014, 109/2015, 105/2016 i 79/2017
8. Republički zavod za statistiku, 2017, „Energetski bilansi 2015“, ISSN 0354-3641, dostupno na: <http://publikacije.stat.gov.rs/G2017/Pdf/G20175622.pdf>
9. KEMA, 2009, „ERRA Tariff and Pricing Committee, Determination of the Regulatory Asset Base after Revaluation of Licence Holder's Assets“.

## DODATAK 1 – Pregled korišćenih skraćenica i njihovih značenja

EBITDA – *Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization (engl.)*, zarada pre odbijanja kamata, poreza, depresijacije i amortizacije (srp.)

EBIT – *Earnings before interest and tax (engl.)*, zarada pre odbijanja kamata i poreza (srp.)

OPEX – *Operational expenditure (engl.)*, operativni (eksploatacioni, pogonski) rashodi (srp.)

CAPEX – *Capital expenditure (engl.)*, kapitalni (investicioni) rashodi (srp.)

RAB – *Regulatory asset base (engl.)*, osnova regulatornih sredstava (srp.)

WACC – *Weighted average cost of capital (engl.)*, ponderisana prosečna cena kapitala (srp.) = stopa povraćaja,

ROR – *Rate of return (engl.)*

ROA – *Return on assets (engl.)*, povraćaj imovine (srp.)

ROE – *Return on Equity (engl.)*, prinos na kapital (srp.)

MOP – maksimalno odobreni prihod

ODS – operator distributivnog sistema, ovde: EPS Distribucija d.o.o. Beograd

OPS – operator prenosnog sistema, ovde: AD Elektromreža Srbije (skr. EMS AD)

SLA – *Service-level agreement (engl.)*, ugovor o nivou usluga (srp.), zvanični akt kojim se određuju obaveze između pružaoca usluga i klijenta, ovde: između tehničkih centara JP EPS i ODS

JI/CDM – *Joint Implementation / Clean Development Mechanism (engl.)*, Zajednička realizacija/ Mehanizam čistog razvoja (srp.)

## DODATAK 2

**Tabela I – Pregled predloga mera za unapređenje regulatornog okvira**

Grupe mera	Mere sa direktnim pozitivnim uticajem na EBITDA	Mere koje stvaraju uslove za povećanje EBITDA	Mere u vezi sa regulatornim rizicima
Određivanje odobrenih prihoda ODS	Uključivanje dela obrtnog kapitala u RAB	Uvođenje modela regulacije „Ograničena cena“ („Price cap“)	Uvođenje nekontrolabilne OPEX kategorije
	Povećanje nivoa WACC u regulatornom modelu	Utvrđivanje većeg WACC za specifične (posebno značajne) investicije	Uspostavljanje metodologije za regulisanje kvaliteta mreže/ isporuke električne energije sa neprekidnošću kao ciljem
	Uvođenje nadoknade za neovlašćenog korišćenja zbog neovlašćenog korišćenja električne energije	Unificiranje perioda amortizacije Uvođenje mehanizma podsticaja za ostale regulisane prihode (ostale usluge ODS)	
Redizajn Tarifne strukture	Promena tarifa za javno snabdevanje	Promena tarifne strukture za ODS i povećanje njegovog udela u ukupnoj ceni električne energije	Povećanje tarifnog udela naknade za snagu
		Uvođenje tarifne komponente „Trošak distributivne mreže“	Sprovođenje šeme socijalne pomoći
Ostali izvori prihoda	Povećanje nadoknade za neovlašćenog korišćenje električne energije	Definisanje uloge i obaveze JP EPS u pogledu energetske efikasnosti Projektovanje i promovisanje sistema energetskih usluga pogodnih za ulaganja	Razviti jedinstven ODS cenovnik i revidirati određivanje cena usluga
	Uvođenje cenovnika za ključne usluge snabdevanja*	Promena metodologije za određivanje cene garantovanog snabdevanja*	Uvesti pravičnije nove naknade za priključenje*

Napomena: \* - mere sa manjim nivoom prioriteta

**Tabela II – Predlog strukture Registra rizika**

1	ID	Svaka regulatorna mera ili rizik će imati jedinstven ID koji počinje sa „D“ za ODS i „S“ za snabdevanje (npr. D.2; S.3)
2	Segment	Kategorizacija regulatornog rizika kao „Distribucija“ ili „Snabdevanje“
3	Naziv rizika	Kratak opis regulatornog rizika
4	Opis rizika	Kratak ali precizan opis regulatornog rizika i naznačen uticaj mere, npr. odobreni prihodi, troškovi
5	Glavne zainteresovane strane	Spisak ključnih spoljašnjih zainteresovanih strana uključenih u regulatorni rizik ili na koje on utiče
6	Verovatnoća rizika	Naznaka verovatnoće materijalizacije rizika (skala: 1 – neverovatno; 2 – malo verovatno; 3 – moguće; 4 – verovatno; 5 – vrlo verovatno)
7	Finansijski uticaj	Kvantifikovani potencijalni uticaj materijalizacije regulatornog rizika, u milijardama RSD, na osnovu petogodišnjih planova poslovanja JP EPS i ODS
8	Pristup obračunu	Naznačen pristup, kako se izračunava finansijski uticaj regulatornih mera
9	Mere ublažavanja	Formulisanje neophodnih koraka koje treba preduzeti da bi se ublažila / eliminisala materijalizacija regulatornog rizika
10	Očekivani razvoj	Pregled očekivane buduće situacije u oblasti regulatornog rizika na osnovu najnovijih informacija
11	Vlasnik rizika	Posebna osoba zadužena za praćenje regulatornog rizika i obezbeđivanje odgovarajućeg njegovog ublažavanja