

UDK: 621.311.1(497.11)
621.311:351.824.11(497.11:4-6EU)

Marija Đorđević¹, Srđan Mladenović¹, Ivana Stamenić¹, Branko Šumonja¹



Implementacija evropskih procesa u operativni rad EMS AD

¹ Akcionarsko društvo Elektromreža Srbije, Beograd, Srbija*

Stručni rad

Ključne poruke

- Ovaj rad razmatra koordinisane procese koji se odvijaju na nivou evropskih operatora prenosnih sistema i glavne promene koje se sprovode u operativnom radu EMS AD
- Opisana su dva najbitnija procesa i to koordinisana sigurnost i koordinisani proračuni prenosnih kapaciteta
- Date su tehničke osnove za definisanje regiona za koordinisani proračun kapaciteta u regionu Jugoistočne Evrope
- Sagledane su mogućnosti srpskog operatora prenosnog sistema da ispuní regulatornu obavezu dodele prenosnog kapaciteta prema MACZT metodologiji

Kratak sadržaj

Na nivou ENTSO-E i Evrope odvijaju se procesi koji direktno utiču na elektroenergetski sektor Srbije i svakodnevni rad Operatora prenosnog sistema. Dva ključna procesa u okviru ENTSO-E – koordinisana analiza sigurnosti i koordinisani proračuni prenosnih kapaciteta – sprovode se na usklađen način. U okviru proračuna prenosnih kapaciteta primenjuju se dva metodološka pristupa: NTC i flow-based metod. Ovaj rad prikazuje regulatorni proces priključenja EMS AD evropskim regionima za proračun kapaciteta – CORE i SEE regionu – uz poseban osvrt na izazove sa kojima se EMS AD suočava u ovom kontekstu. Takođe, predstavljeni su osnovni koncepti koordinisanih procesa, koji će se delom realizovati unutar Operatora prenosnog sistema, a delom kroz regionalne koordinacione centre. Bez obzira na primenjenu metodologiju proračuna prenosnih kapaciteta u različitim fazama, neophodno je ispuniti pravilo dodele 70% kapaciteta kritičnog elementa. U radu su prikazani preliminarni rezultati ispunjenja ovog pravila, uzimajući u obzir da je njegova primena obavezna u skladu sa Zakonom o energetici.

Ključne reči

ENTSO-E, MACZT (*Margin Available for Cross-Zonal Trade*), RCC (*Regional Coordination Centre*), TSO (OPS)

Primljeno: 19. novembra 2025. Recenzirano: 11. marta 2026.
Izmenjeno: - / bez primedbi / Odobreno: 12. marta 2026.

* Korespondirajući autor: Marija Đorđević, +381 64/840-86-69
Imejl: marija.djordjevic@ems.rs

Napomena:

Ovaj članak predstavlja proširenu, unapređenu i dodatno recenziranu verziju rada „Koordinisani procesi u EMS AD u skladu sa najnovijom evropskom regulativom” (<https://doi.org/10.2478/epi.2025.00008>), nagrađenog u Studijskom komitetu STK-C5 Tržište električne energije i regulacija, na 37. Savetovanju CIGRE Srbija, 26-30. maja 2025.

1. UVOD – REGULATORNI OKVIR

Novi zakonski okvir, kojim je transponovana evropska regulativa, doneo je novu realnost u operativnom planiranju i upravljanju prenosnim sistemom. Prema odluci Ministarskog saveta Energetske zajednice (*Energy Community*, EnC), donetoj 15. decembra 2022. godine o transponovanju evropske regulative u vezi sa elektroenergetikom u zakonodavne okvire svih članica Energetske zajednice, zemlje EnC-a obavezale su se da do kraja 2023. godine sprovedu transpoziciju u nacionalno zakonodavstvo. U pitanju su uredbe CEP (*Clean Energy Package*): 2019/942, 2019/943, 2019/941, kao i pet mrežnih kodova (SOGL, ER, CACM, FCA i GLEB), što predstavlja značajan korak u pravcu uključivanja Republike Srbije u jedinstveno evropsko tržište električne energije. Na ovaj način mrežni evropski kodovi su postali obaveza, u odnosu na ranu implementaciju mrežnih kodova koja je imala i neku meru proizvoljnosti.

Jedna od ključnih obaveza ugovornih strana Energetske zajednice u okviru transpozicije evropske regulative jeste definisanje regiona za sprovođenje koordinisanih aktivnosti, kao što su bezbednosne analize i proračuni kapaciteta. Osnovne odredbe koje se odnose na svakodnevni rad operatora prenosnog sistema su utvrđivanje regiona za operativnu sigurnost, kao i regiona za proračune prenosnih kapaciteta.

Druga bitna odrednica u koordinisanim proračunima prenosnih kapaciteta povezana je sa ispunjenjem kriterijuma dodele 70% prenosnog kapaciteta ili MACZT kriterijuma, što za posledicu može da ima to da se problemi sa sigurnošću rešavaju na kraćim vremenskim horizontima, kao što je intradnevni i vremenski horizont blizu realnom vremenu. Takođe, za očekivanje je i to da će se otklanjanje problema sa zagušenjima rešavati redišpečingom i kontratrgovinom (*counter-trading*), što za posledicu može imati značajne operativne i finansijske implikacije.

2. KOORDINISANI REGIONALNI PROCESI

Ovaj rad se neće baviti političkim konotacijama definisanja regiona, već samo tehničkim parametrima. Definisanje regiona za operativnu sigurnost (*Security Operational Region*, SOR) postoji već više decenija na nivou Jugoistočne Evrope i prvenstveno kao odgovor na potrebu za koordinisanim planiranjem isključenja na godišnjem, mesečnom i sedmičnom horizontu. Ova praksa je proistekla iz nužnosti međusobnog usaglašavanja aktivnosti među operatorima prenosnih sistema, posebno kada je reč o ključnim 400 kV, 220 kV i interkonektivnim dalekovodima.

Kasnije se ovaj pristup institucionalizovao kroz formiranje regionalnih koordinacionih centara (RCC), koji su proširili okvir koordinacije i na druge planerske aktivnosti, kao što su:

1. modelovanje sistema u različitim vremenskim horizontima: intradnevnom, dnevnom nivou, kao i na nivou za dva dana unapred, sedmičnom, mesečnom, pa do godišnjeg nivoa; ove aktivnosti se

odnose na izradu pojedinačnih modela, kao i zajedničkog modela interkonekcije, kao preduslova za sve planerske aktivnosti;

2. koordinisanje operativne sigurnosti i provere ispunjenosti sigurnosnih kriterijuma *N-1* i *N-x*, gde dominantnu ulogu preuzimaju koordinacioni centri za sigurnost;
3. koordinisanje regionalne/ENTSO-E kratkoročne adekvatnosti (*Short-term Adequacy*, STA);
4. koordinacija operativnog planiranja isključenja svih relevantnih elemenata na ENTSO-E nivou (*Operational planning coordination*, OPC).

EMS AD učestvuje u izradi zajedničkog mrežnog modela (*Common Grid Model*, CGM), koji je osnova za sve proračune koji se odnose na sigurnost prenosnog sistema i na proračune prenosnih kapaciteta. Kreiranje zajedničkog panevropskog modela odvija se na rotacionom principu svih evropskih regionalnih koordinacionih centara, a jedinstven zajednički model koristi se u celoj Evropi i u našem regionu. Ovako generisan zajednički model koristi se u analizama na nivou čitave ENTSO-E mreže, uključujući i region u kojem EMS AD deluje, čime se obezbeđuje koordinisano planiranje i operativna sigurnost sistema.

Kada je u pitanju regionalna koordinacija sigurnosti, u regionu Jugoistočne Evrope, koji obuhvata i zemlje članice Evropske unije (EU) i zemlje koje nisu u EU, primenjuju se evropski pristup i dinamički raspored aktivnosti sa ciljem da se još u fazi planiranja za dan unapred identifikuju potencijalna kritična stanja i blagovremeno preduzmu korektivne mere.

Zemlje u evropskim regionima za sigurnost implementirale su veoma složen proces koordinisane sigurnosti koji se odvija u tačno definisanim vremenskim intervalima. Operatori prenosnih sistema treba da dostave svoje mrežne modele (IGM) za naredni dan do 18 časova, kreiranje zajedničkog mrežnog modela (CGM) završava se u narednih sat vremena, a na njemu se sprovodi regionalna operativna analiza sigurnosti (*Cross-Regional Operational Security Assessments*, CROSA).

Ukoliko se ustanovi da postoje preopterećenja, potrebno je primeniti korektivne mere i kreirati nove modele mreže, a potom sprovesti novu koordinisanu operativnu analizu sigurnosti – tzv. CCROSA (*Coordinated Cross-Regional Operational Security Assessments*).

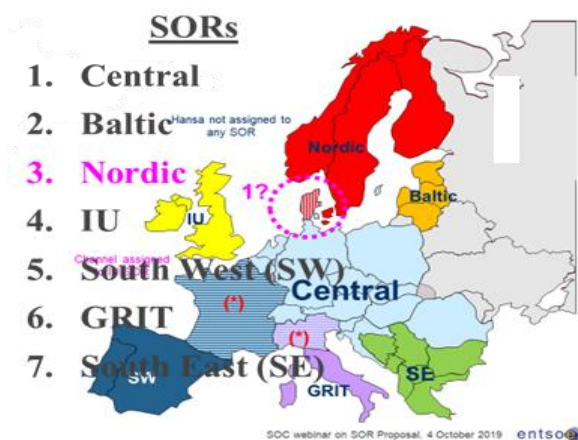
Ovakav režim rada zahteva da se operativne aktivnosti planiranja odvijaju i tokom popodnevne smene, često do 22 časa, a svaka faza procesa praćena je telekonferencijama na kojima aktivno učestvuju kako operatori prenosnih sistema (OPS, tj. *Transmission System Operator*, TSO) tako i regionalni koordinacioni centri (RCC).

U našem regionu, u saradnji sa SCC-om, Regionalnim koordinacionim centrom za sigurnost, sprovode se najbitnije aktivnosti koje predstavljaju uvod u kompletnu primenu CROSA procesa, kako je to nadalje opisano.

Izrada modela u D-1, koja se sprovodi do 18 časova, zatim spajanje zajedničkog modela i izrada analiza sigurnosti.

Svakodnevno se organizuju koordinacione telekonferencije na dnevnom nivou, u terminu između 20 časova i 22 časa, na osnovu sprovedenih sigurnosnih analiza radi razmatranja i, po potrebi, primene korektivnih mera (remidijalnih akcija). Ove akcije mogu imati nultu finansijsku posledicu, ali mogu uključivati i mere koje povlače operativne finansijske troškove.

Preduslov za potpuno uspostavljanje CROSA procesa jeste definisanje regiona za operativnu sigurnost, SOR-a. Na ENTSO-E nivou definisani su okviri SOR-ova (Slika 1), na kojima se obavljaju sve funkcionalnosti, definisane regulativom, na koordinisan način u saradnji sa drugim OPS-om i regionalnim koordinacionim centrima: Central, Baltic, Nordic, IU, South West (SW), GRIT i South East (SE).



Slika 1. Inicijalna definicija regiona za operativnu sigurnost

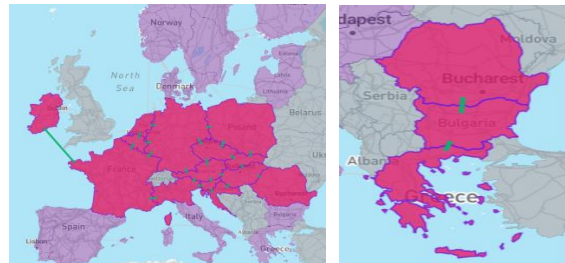
U toku je transpozicija regulative Evropske unije, pa kada je u pitanju region zemalja Energetske zajednice, SOR je u procesu redefinisavanja. Očekuje se da će buduća definicija SOR-a biti u korelaciji sa definicijom regiona za proračun prenosnih kapaciteta.

3. REGIONI ZA PRORAČUN PRENOSNIH KAPACITETA

U Evropi su već definisani Regioni za koordinirani proračun prenosnih kapaciteta, takozvani CCR-ovi, koji imaju razvijene svoje metodologije prilagođene specifičnostima regiona. Trenutno su definisani sledeći CCR-ovi: Baltički, Centralna Evropa, Core region, region Grčka–Italija, Hansa region, Severna Italija, Nordijski region, SEE region (Jugoistočna Evropa), SWE region (Jugozapadna Evropa).

U zemljama Energetske zajednice u toku je transpozicija, gde se na nivou zemalja Energetske zajednice definišu regioni za proračun prenosnih kapaciteta. Kao alternativa takozvanom *default* rešenju, koje je inicijalno predloženo na Ministarskom savetu, zbog netipičnosti pojedinih zemalja Energetske zajednice u toku je sprovođenje alternativnog rešenja koje podrazumeva da se zone trgovanja pripoje dvama postojećim evropskim regionima ili CCR-u. Na Slici 2 dat je prikaz regiona Centralne Evrope i regiona Jugoistočne Evrope, kojima bi

se u nekoj skorijoj perspektivi priključila Srbija. Ovim bi se EMS AD, srpski operator prenosnog sistema, CGES, crnogorski operator prenosnog sistema, i NOSBiH, operator za BiH, priključili evropskom CE/Core regionu, a ostali operatori prenosnih sistema u EnC zemljama bi se priključili SEE evropskom regionu.



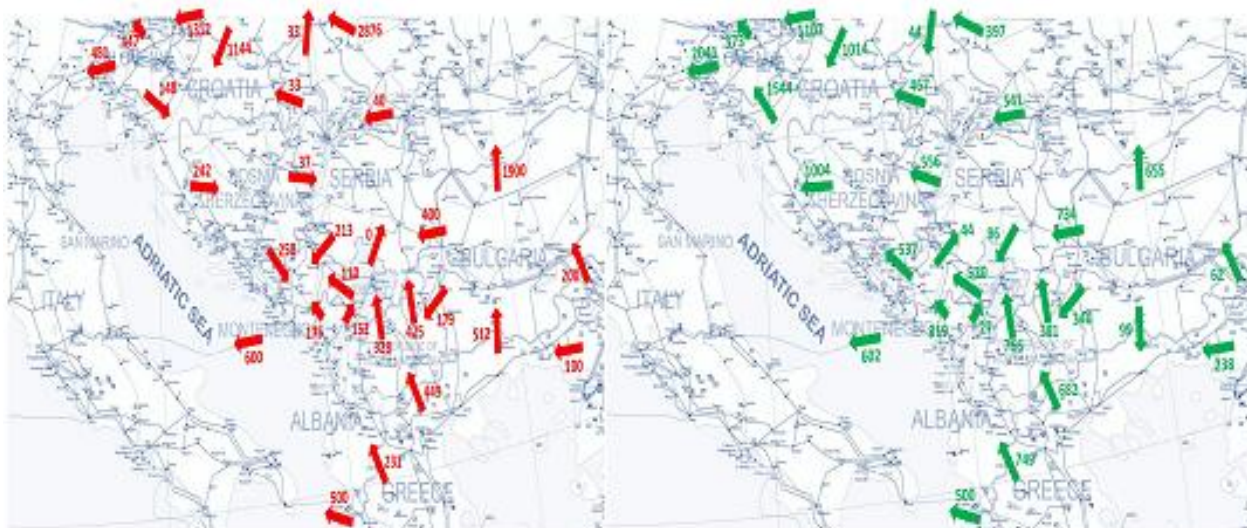
Slika 2. Prikaz CCR regiona Centralne i Jugoistočne Evrope



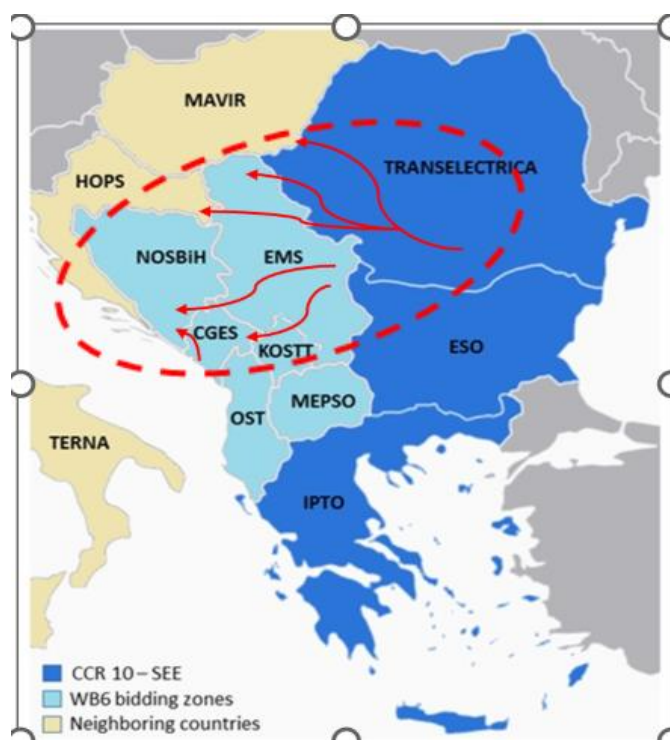
Slika 3. Definisanje regiona za proračun prenosnih kapaciteta

Rešenje je implementirano. Postoji više tehničkih pokazatelja koji potvrđuju opravdanost ovakve podela, a neki od ključnih su sledeći:

- analizom nekoliko nedavnih, najvećih poremećaja koji su se desili u poslednjih dvadesetak godina, i koji su se osetili na čitavoj sinhronoj oblasti, došlo je do razdeljivanja sistema u Hrvatskoj, Mađarskoj, Srbiji i Rumuniji; pokazalo se da postoje slabe tačke koje se moraju koordinisano razmatrati;
- važno je uspostaviti koordinirani proračun prenosnih kapaciteta zasnovan na tokovima snage ili korišćenjem koordinisanog NTC-a (neto prenosni kapacitet) kao prelaznog rešenja; ovim bi se izbegli nekontrolisani tokovi (kružni tokovi) koji su osnovni izvor nesigurnosti u prenosnoj mreži;
- efekat dostizanja 70% kapaciteta, jer se uzimaju uticaji tokova koji nisu kontrolisani i potiču iz drugih zona; trenutno se u EMS AD vidi veliki uticaj planiranih tokova (komercijalnih) na granici Mađarska–Rumunija, a fizički tokovi se zatvaraju preko prenosne mreže Srbije; prikaz tokova je dat na Slici 4 za jedan netipičan dan u kome je postojao veliki tranzit sa juga ka severu, zbog ogromne proizvodnje iz solarnih izvora električne energije u Grčkoj.



Slika 4. Planirane razmene i fizički tokovi na granicama u regionu za 9. 2. 2025. u 11.30 č.



Slika 5. Uticaj prekograničnih razmena između Core regiona i balkanskih zemalja

Ogromni uticaji tokova iz regiona JIE na tokove u CORE regionu. Tako, na primer, dalekovodi DV 400 kV „Ugljevik–Mitrovica” prema PTDF faktorima (*Power Transfer Distribution Factor*) imaju uticaj i do 13%, kao i DV 400 kV „Trebinje–Lastva” prema PTDF faktorima ima uticaj i do 13% na CORE region. Iz toga se može zaključiti da je veliki uticaj između CCR-ova koji se mora uzeti u obzir kako bi se na što tačniji način proračunali prenosni raspoloživi kapaciteti.

Ovo su razlozi zbog kojih se trenutno rekonfiguriše predefinisani region *Shadow* SEE CCR, gde bi se kreiralo alternativno rešenje u kome su EMS AD, CGES i NOSBIH priključeni CE/CORE regionu. Na ovaj način bi se dnevni proračuni kapaciteta sprovodili po metodi zasnovanoj na tokovima snage, gde se sagledava pojedinačno svaki

element mreže u najkritičnijim ispadima. Kao tehnički optimalno i regulatorno efikasno rešenje, proračuni raspoloživih prenosnih kapaciteta bi se najpreciznije realizovali ukoliko bi cela kontinentalna Evropa bila definisana kao jedinstveni region za proračun kapaciteta zasnovan na tokovima snage (*flow-based CCR*).

4. METODOLOGIJA ZA PRIMENU MACZT-a KAO INDIKATORA DOSTUPNOSTI PREKOGRANIČNIH KAPACITETA

ACER (Asocijacija evropskih regulatornih tela) izradio je Preporuku za određivanje minimalnog raspoloživog kapaciteta između zona trgovanja (*Margin Available for Cross-Zonal Trade – MACZT*), koja

predstavlja osnovu za proračun raspoloživih kapaciteta na zonama trgovanja i obezbeđuje ujednačen i transparentan pristup u svim zemljama regiona: „*Recommendation No 01/2019 of the European UNION Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 08 August 2019 on the Implementation of the Minimum Margin Available for Cross-zonal Trade Pursuant to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943*”.

Margina raspoloživa za prekograničnu trgovinu (MACZT) koristi se kao tehnički indikator dostupnosti prenosne mreže za prekograničnu razmenu električne energije. Primenom MACZT-a omogućava se povezivanje fizičkih ograničenja prenosnog sistema sa rezultatima prekograničnih tokova, sa ciljem identifikacije strukturnih i operativnih faktora koji utiču na nivo raspoloživih kapaciteta.

MACZT se određuje i prati za limitirajući kritični mrežni element sa zagušenjem (*Critical Network Element with Contingency*, CNEC). Za svaki posmatrani vremenski okvir i kritični mrežni element, MACZT predstavlja meru fizičkog kapaciteta prenosne mreže koji je stavljen na raspolaganje prekograničnoj trgovini.

MACZT se definiše kao zbir margine dobijene kroz koordinisan proračun prekograničnih kapaciteta i uticaja protoka koji nisu obuhvaćeni koordinisanim proračunom kapaciteta:

$$MACZT_i = MCCC_i + MNCC_i, \quad (1)$$

gde indeks i označava limitirajući kritični mrežni element sa zagušenjem.

Margina iz koordinisanog proračuna kapaciteta (*Margin from Coordinated Capacity Calculation*, MCCC) predstavlja deo margine raspoložive za prekograničnu trgovinu koji proizilazi iz koordinisanog proračuna prekograničnih kapaciteta, unutar definisane koordinacione oblasti.

MCCC odražava uticaj prekograničnih razmena na kritične mrežne elemente koji se planiraju i računaju zajednički od strane više operatora prenosnih sistema, u skladu sa dogovorenim metodologijama i unutar iste koordinacione oblasti.

U slučaju primene koordinisanog NTC pristupa, MCCC se izračunava kao zbir proizvoda pozitivnih PTDF vrednosti kritičnog mrežnog elementa i neto prenosnih kapaciteta po pojedinačnim orijentisanim prekograničnim pravcima:

$$MCCC_i = \sum_b pPTDF_{i,b} \cdot NTC_b, \quad (2)$$

gde:

1. $pPTDF_{i,b}$ predstavlja pozitivnu vrednost PTDF faktora kritičnog mrežnog elementa i u smeru odgovarajućeg orijentisanog prekograničnog pravca b ;
2. NTC_b predstavlja neto prenosni kapacitet određen u postupku proračuna kapaciteta za prekogranični pravac b za razmatrani vremenski okvir.

Formulom (2) sumarno se obuhvataju svi prekogranični pravci koji pripadaju posmatranj koordinacionoj oblasti.

Na ovaj način, MCCC predstavlja deo raspoložive margine koji je pod direktnom kontrolom koordinisanog planiranja kapaciteta i koji u najvećoj meri odražava efikasnost procesa proračuna prekograničnih kapaciteta unutar koordinacione oblasti (CCR).

Margina iz nekoordinisanih uticaja (*Margin from Non-Coordinated Capacity Calculation*, MNCC) predstavlja deo margine koji odražava uticaj tokova koji nisu obuhvaćeni koordinisanim proračunom kapaciteta, odnosno tokova koji potiču od razmena van koordinacione oblasti (CCR).

Ova komponenta obuhvata uticaj:

- tokova koji nisu predmet zajedničkog regionalnog proračuna;
- neto pozicija zona trgovanja koje nisu uključene u koordinisan proračun kapaciteta.

MNCC se određuje na osnovu relevantnih PTDF vrednosti i odgovarajućih neto razmena/pozicija koje izazivaju fizičke tokove na mreži, a koje operatori prenosnih sistema ne mogu direktno optimizovati u okviru koordinisanog proračuna prenosnih kapaciteta.

MNCC je često negativna komponenta, jer nekoordinisani tokovi mogu dodatno opteretiti kritične mrežne elemente i smanjiti marginu raspoloživu za prekograničnu trgovinu.

Primena MACZT metodologije omogućava kvantifikaciju ukupne margine raspoložive za prekograničnu trgovinu i razdvajanje njenih komponenti na koordinisanu (MCCC) i nekoordinisanu (MNCC). Analiza ovih komponenti ukazuje na to da ograničenja dostupnosti prekograničnih kapaciteta ne proizilaze isključivo iz procesa proračuna kapaciteta, već su u velikoj meri uslovljena fizičkim ograničenjima prenosne mreže.

Deo koji se odnosi na fizička zagušenja mreže biće detaljno opisan u Poglavlju 6 ovog rada, koje se odnosi na obavezu OPS-a da izradi dokument koji se zove Akcioni plan.

5. PRELIMINARNO SAGLEDAVANJE ISPUNJAVANJA KRITERIJUMA MACZT (70% DODELJENOG KAPACITETA)

EMS AD već više od decenije na nivou Jugoistočne Evrope sa OPS-ovima iz regiona sprovodi elemente koordinisanih proračuna raspoloživih prenosnih kapaciteta. Osnovne zajedničke aktivnosti obuhvataju harmonizaciju totala, razmenu mesečnih pojedinačnih modela, spajanje jedinstvenog zajedničkog modela na kome se sprovode proračuni po principu neto prenosnog kapaciteta, odnosno NTC metodologije. Koordinacija se odvija na bazi dogovora OPS-ova prema godišnjem kalendaru.

Uvođenjem Regionalnih koordinacionih centara (RCC), procesi proračuna su podignuti na značajno viši nivo, posebno u pogledu vremenskih horizonata i metodološke tačnosti. Naš regionalni RCC–SCC sprovodi sedmične proračune NTC vrednosti za sve zone trgovanja operatora koji koriste njegove usluge.

Uvođenjem mrežnog koda *Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM), koji je

u naše zakonodavstvo transponovan preko Uredbe o uspostavljanju smernica za raspodelu kapaciteta i upravljanje zagušenjima, proračuni na dnevnom i intradnevnom nivou moraju se sprovoditi u okviru RCC-a i to prema metodologiji zasnovanoj na tokovima snage. U određenim slučajevima, dozvoljena je i privremena primena NTC metodologije, pod uslovom da operatori dokažu da *flow-based* pristup ne bi bio efikasniji, uz pretpostavku identičnog nivoa sigurnosti sistema.

U oba metodološka pristupa proračuna prenosnih kapaciteta potrebno je ispuniti pravilo 70% dodeljenog kapaciteta ili takozvano MACZT pravilo.

Novi Zakon o energetici (ZOE) precizirao je obavezu ispunjenja kriterijuma za oba metodološka pristupa:

1. za granice između zona trgovanja na kojima se primenjuje metodologija proračuna kapaciteta zasnovana na harmonizovanom neto prenosnom kapacitetu (NTC), operatori prenosnog sistema dužni su da obezbede minimalno 70% kapaciteta identifikovanog kritičnog elementa za prekograničnu trgovinu, pod uslovom da su ispunjeni kriterijumi sigurnosti za definisanu listu ispada;
2. za granice između zona trgovanja za koje se primenjuje proračun kapaciteta zasnovan na tokovima snage minimalni kapacitet je margina dostupna za tokove usled razmene između zona trgovanja na svakom kritičnom elementu mreže, koji treba da iznosi 70% kapaciteta uz ispunjenje kriterijuma sigurnosti za određenu listu ispada, dok preostali iznos od 30% kapaciteta može da se koristi za marginu pouzdanosti, kružne tokove i unutrašnje tokove.

Obavezu ispunjenja kriterijuma 70% dodele kapaciteta EMS AD studiozno je sagledavao i pre stupanja na snagu novog ZOE i blagovremeno nabavio TNA alat sa datim performansama. Preliminarne analize koje je EMS AD sproveo za 2024. i delimično za 2025. godinu pokazuju da se stepen ispunjenja MACZT kriterijuma (70% dodeljenog kapaciteta za prekograničnu trgovinu) kreće u rasponu od 30% do 70% MACZT-a, ali u odnosu na kapacitet koji je EMS AD proračunao.

Međutim, harmonizovana (finalna) NTC vrednost zavisi i od proračuna susednog operatora prenosnog sistema, s obzirom na to da se na svakoj granici usvaja niža vrednost od dve predložene vrednosti. Takođe, EMS AD na transparentan način više godina unazad kontroliše KPI – indikatore kvaliteta, gde se zapravo dešava da je na bilateralnom usaglašavanju prenosnih kapaciteta, u većini slučajeva, susedni OPS bio uzrok manje finalne harmonizovane vrednosti, koje su date kasnije na alokaciju.

Međutim, sve zemlje – i EU članice i one koje to nisu – imaju obavezu ispunjenja propisanog pravila, tako da će se svi OPS-ovi truditi da dostignu zahtevanih 70% dodeljenog kapaciteta.

U Tabeli I data je procena ispunjenosti kriterijuma MACZT ukoliko bi se analizirali prosečni dodeljeni kapaciteti u poslednje tri godine na pojedinim granicama. Uzet je princip da se usvaja veća vrednost od srednje vrednosti po smeru ili vrednost iz 2024. godine. Procenat

ispunjenosti je dat u Tabeli I u odnosu na zimske limite i kreće se od 28% do 49%.

U radu su prezentovani i rezultati ukoliko bi se proračuni MACZT kriterijuma radili po definisanoj ENTSO-E metodologiji, a ne prema prosečnim dodeljenim vrednostima prenosnih kapaciteta. Najpre je prikazan princip sagledavanja MACZT kriterijuma, a potom sumarna sagledavanja ispunjenosti za nekoliko meseci u 2025. i 2024. godini.

U Tabeli II analiziran je april 2025. i dat je primer kada je kriterijum MACZT ispunjen, čak 75% na kritičnom elementu DV 400 kV „Porcile de Fier (Portile de Fier) – Đerdap”, za slučaj ispada nekoliko kritičnih DV 400 kV: „Bor 2 – Đerdap”, „Bor 2 – Niš 2”, „Pančevo 2 – PRP Čibuk” i „Drmno – PRP Čibuk”.

Tabela I Procenat ispunjenosti MACZT kriterijuma, ukoliko se uzimaju prosečne alocirane NTC vrednosti

	Usaglašen NTC	Maximalni kapacitet	% trenutne vrednosti	MACZT 70%
RS-HU	644	1329	49	70
RS-RO	543	1770	31	70
RS-BG	392	1511	26	70
RS-MK	583	1329	44	70
RS-ME	306	868	35	70
RS-BA	539	1931	28	70
RS-HR	500	1502	33	70

Tabela II Prikaz MACZT-a za proračun NTC od Bugarske i Rumunije prema Srbiji

Critical outage	Critical branch	MACZT [%]
DV 400 kV Bor 2 - Đerdap	DV 400 kV Portile de Fier - Đerdap	74
DV 400 kV Bor 2 - Niš 2		83
DV 400 kV Pančevo 2 - PRP Čibuk		75
DV 400 kV RP Drmno - PRP Čibuk		74

EMS-ov predlog za kompozitni NTC na granici RS > BG + RO bio je 1900 MW, dok je NTC cilj za dostizanje 70% kapaciteta iznosio od 1596 MW do 1801 MW.

Ukoliko se posmatra drugi smer, od BG + RO → RS, uočava se da je dostignuti MACZT 69%, kada je EMS AD predložio kompozitni NTC od 1900 MW. Da bi se inače dostigao kriterijum 70% MACZT-a, ponuđeni NTC bi trebalo da bude 1928 MW. Rezultati su prikazani u Tabeli III.

Tabela III Prikaz MACZT-a za proračun NTC od Bugarske i Rumunije prema Srbiji

Critical outage	Critical branch	MACZT [%]
TR 1 400/110 Bor 2	TR 2 400/110 Bor 2	69
TR 2 400/110 Bor 2	TR 1 400/110 Bor 2	69

Primer iz juna 2024. analiziran je na granici RS → HR, BA, gde je ispunjenost kriterijuma 57%, pri čemu je EMS-ov predlog za kompozitni NTC bio 1200 MW. Već na NTC

vrednosti od 843 MW dolazi do preopterećenja kritične grane DV 220 kV „Obrenovac – Valjevo 3”, pri ispadu DV 400 kV „RP Mladost – S. Mitrovica”. Za dostizanje 70% kriterijuma MACZT trebalo bi alocirati čak 1524 MW, pri čemu bi kritični element bio veoma opterećen. Rezultati su prikazani u Tabeli IV.

U suprotnom smeru HR, BA → RS, pri ispadu DV „Trebinje–Lastva” preopterećuje se DV 220 kV „Višegrad–Požega”, a predloženi NTC je 900 MW, pri čemu je ispunjenost kriterijuma 61%. Rezultati su prikazani u Tabeli V.

Tabela IV Prikaz MACZT-a za proračun NTC od Srbije prema Hrvatskoj i Bosni i Hercegovini

Critical outage	Critical branch	MACZT [%]
DV 400 kV RP Mladost - S. Mitrovica	DV 220 kV Obrenovac - Valjevo 3	57

Tabela V Prikaz MACZT-a za proračun NTC od Hrvatske i Bosne i Hercegovine prema Srbiji

Critical outage	Critical branch	MACZT [%]
DV 400 kV Trebinje - Lastva	DV 220 kV Višegrad - Požega	61

Vidimo da je za dostizanje datog uslova od 70% prenosna mreža često preopterećena, i u tom slučaju bi se problem rešavao u realnom vremenu redišpejingom, koji ima finansijske posledice.

U radu je takođe prezentovan proračun MACZT kriterijuma koji razmatra kritične elemente u mreži za nekoliko karakterističnih meseci iz 2024. i 2025. godine. Napomena je da su procene rađene prema EMS-ovim predlozima dobijenim iz proračuna u skladu sa ENTSO-E metodologijom. Vrednosti koje su bile alocirane uglavnom su smanjene zbog susednih OPS-ova u procesu harmonizacije, gde je princip da se usvoji minimalna predložena vrednost dva susedna OPS-a.

Sumarni rezultati su prikazani u tabelama VI–IX.

U EMS-ovim proračunima postoji nekoliko usvojenih pretpostavki, i to su:

- rezultati su prikazani sa vrednostima koje su u EMS AD proračunavane sa namerom da se dodeli sav raspoloživ kapacitet na tržište električne energije; međutim, finalne vrednosti koje su date na alokaciji su vrednosti harmonizovane sa susednim OPS-om, usvojene po kriterijumu prihvatanja niže vrednosti;
- vrednosti date u radu odnose se na mesečne proračune, ali su one veće na dnevnom nivou jer se na nekoliko granica rađe proračuni i usaglašavanje dnevnih vrednosti NTC-ova, pa je iskorišćenost mreže veća;
- proračun mora da obuhvati koordinaciju regiona za proračun prenosnih kapaciteta i mora se sprovesti na evropskom zajedničkom modelu kako bi nekoordinisani tokovi snage iz drugih zona bili što manji.

Tabela VI Analiza ispunjenosti MACZT-a za jul 2024.

Jul 2024.	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
RS -> HU	1137	68	1278	800	55
HU -> RS	762	52	1115.2	800	54
RS -> BG + RO	2282	114	1104	1100	70
BG + RO -> RS	1245	45	1832	1400	56
RS -> BA + HR	1345	74	1256	900	49
BA + HR -> RS	454	53	610	900	73
RS -> ME + MK	1808	61	1984	1300	51
ME + MK -> RS	624	35	1358	1300	68

Tabela VII Analiza ispunjenosti MACZT-a za april 2025.

April 2025.	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
RS -> HU	682	14.7	2642	1000	24
HU -> RS	/	/	/	/	/
RS -> BG + RO	1723	64.6	1596	1900	83
BG + RO -> RS	1432	52	1928	1900	69
RS -> BA + HR	945	21	2600	1200	36
BA + HR -> RS	1044	50	1250	1200	67
RS -> ME + MK	1723	57.7	1794	1300	52
ME + MK -> RS	1263	63.7	1390	900	65

Tabela VIII Analiza ispunjenosti MACZT-a za jun 2024.

Jun 2024.	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
RS -> HU	997	58	1156	900	55
HU -> RS	1742	81	1563	1000	53
RS -> BG + RO	1469	53	2145	800	29
BG + RO -> RS	1456	55	1930	800	42
RS -> BA + HR	843	33	1524	1200	57
BA + HR -> RS	1056	65	1634	900	61
RS -> ME + MK	1374	57	1473	1300	55
ME + MK -> RS	1526	76	1377	1400	68

Tabela IX Analiza ispunjenosti MACZT-a za avgust 2024.

Avgust 2024.	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
RS -> HU	1262	54	1420	700	31
HU -> RS	1024	47	1626	700	35
RS -> BG + RO	/	/	/	/	/
BG + RO -> RS	1013	39	1865	700	22
RS -> BA + HR	1413	51.75	1945	1000	34
BA + HR -> RS	886	57	1126	1000	63
RS -> ME + MK	973	44.4	1594	1300	55
ME + MK -> RS	676	35	1389	1300	67

6. AKCIONI PLAN I STRUKTURNA ZAGUŠENJA U PRENOSNOJ MREŽI

Uredba (EU) 2019/943 o unutrašnjem tržištu električne energije propisuje obavezu operatora prenosnih sistema da stavljaju na raspolaganje tržišnim učesnicima najmanje 70% raspoloživih prenosnih kapaciteta na interkonekcijama od značaja za prekograničnu trgovinu. Ova uredba je u Energetsku zajednicu inkorporirana Odlukom Ministarskog saveta 15. decembra 2022. godine. Član 15 Uredbe predviđa da države ugovorne strane moraju postepeno povećavati dostupne kapacitete po linearnoj putanji, tako da se do 31. decembra 2027. dostigne minimum od 70%. Do tog datuma, ako postoje strukturalna zagušenja, države moraju imati akcione planove za njihovo otklanjanje, ali i svake godine povećavati kapacitet za prekograničnu trgovinu. Dakle, pravilo 70% postaje obavezujuće od kraja 2027. godine, a do tada ugovorne strane Energetske zajednice moraju postepeno usaglašavati svoje kapacitete kroz akcione planove i izveštavanje.

Novi Zakon o energetici obezbeđuje nacionalni pravni i institucionalni okvir koji omogućava primenu i postepeno usaglašavanje sa zahtevima Uredbe (EU) 2019/943 i drugih propisa koji proizilaze iz paketa „Čista energija za sve Evropljane”.

Izmenama i dopunama Zakona o energetici („Službeni glasnik RS”, br. 145/2014, 95/2018 – dr. zakon, 40/2021 i 94/2024), koje su usvojene 21. novembra 2024. godine i stupile na snagu 29. novembra 2024. godine, u nacionalni pravni okvir su prvi put uvedene odredbe koje transponuju ključne principe Uredbe (EU) 2019/943 o unutrašnjem tržištu električne energije.

Prema stavu 9, člana 164 Zakona o energetici, operator prenosnog sistema je dužan da obezbedi godišnje povećanje raspoloživih prenosnih kapaciteta duž linearne putanje između zona trgovanja, sve do dostizanja minimalnih vrednosti utvrđenih u skladu sa članom 165a Zakona o energetici. Minimalni nivoi prenosnih kapaciteta moraju biti dostignuti najkasnije do 31. decembra 2027. godine.

Niske ili promenljive vrednosti MACZT-a ukazuju na postojanje ograničenja u prenosnoj mreži, koja nisu isključivo posledica načina proračuna prekograničnih kapaciteta, već su uslovljena fizičkom konfiguracijom prenosne mreže, kapacitetima pojedinih mrežnih elemenata i načinom raspodele tokova u sistemu. Iz tog razloga, analiza MACZT-a predstavlja polaznu osnovu za identifikaciju strukturalnih zagušenja u prenosnoj mreži.

Zbog toga je, radi definisanja efikasnih i održivih mera u Akcionom planu, neophodno identifikovati i analizirati strukturalna zagušenja u prenosnoj mreži, odnosno trajna ili ponavljajuća mrežna ograničenja koja dovode do

smanjenja MACZT-a i ograničavaju raspoloživost prekograničnih kapaciteta.

Na osnovu tehničkih analiza i izveštaja koje je pripremila „Elektromreža Srbije”, identifikovana su strukturalna zagušenja u prenosnom sistemu Republike Srbije, koja predstavljaju ograničenja u pružanju raspoloživih prenosnih kapaciteta za prekograničnu trgovinu električnom energijom. Ova zagušenja nisu ograničena samo na prenosni sistem Republike Srbije već obuhvataju i elemente mreže u susednim sistemima, imajući u vidu visok stepen međusobne povezanosti i zajednički uticaj na tokove električne energije u regionu Jugoistočne Evrope:

1. interkonekcija sa Bosnom i Hercegovinom (Bajina Bašta – Požega – Višegrad): ograničenja usled termičkih kapaciteta i nedovoljne automatizacije upravljanja tokovima;
2. interkonekcija sa Crnom Gorom (Pljevlja–Bistrica);
3. 400 kV DV „RP Đerdap – Porcile de Fier”;
4. TR 400/110 kV u TS „Smederevo 3”;
5. 400 kV DV „RP Đerdap – RP Drmno”;
6. TR 400/110 kV u TS „Bor 2”;
7. 220 kV DV „Obrenovac – Beograd 3”;
8. 400 kV DV „Pančevo 2 – Beograd 20”;
9. TR 220/110 kV u TS „Sremska Mitrovica 2”.

Akcionim planom definišu se planirane mere za smanjenje identifikovanih strukturalnih zagušenja u prenosnom sistemu. Planirane mere obuhvataju:

- razvoj i optimizaciju mreže;
- proširenje mreže;
- koordinisani proračun prenosnih kapaciteta;
- rezerve u mreži zbog redispečinga;
- koordinaciju korektivnih mera.

Ove mere su grupisane u dva glavna područja delovanja:

1. razvoj i optimizacija mreže – obuhvata prve dve tačke;
2. unapređenje upravljanja zagušenjima – obuhvata preostale tri tačke.

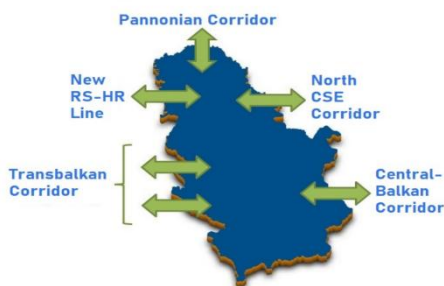
Razvoj i optimizacija prenosne mreže, raspored realizacije ovih mera definisani su Planom razvoja EMS AD. Unapređenje upravljanja zagušenjima odvijaće se na regionalnom nivou u saradnji sa RCC-ovima koji će u saradnji sa OPS-ovima sprovoditi koordinisane aktivnosti.

7. RAZVOJ I OPTIMIZACIJA PRENOSNE MREŽE

Kako bi se adekvatno odgovorilo na buduće izazove, uključujući i nove zahteve definisane članom 16(8) Uredbe o tržištu električne energije, održivo proširenje mrežne infrastrukture predstavlja jedan od ključnih preduslova za pouzdan i efikasan rad sistema. Prenosna mreža se kontinuirano razvija, a u okviru cikličnog procesa

planiranja redovno se identifikuju buduće potrebe i definišu odgovarajuće mere za njihovo ispunjenje. EMS AD ima zakonom propisane obaveze u cilju obezbeđivanja održivog razvoja prenosnog sistema Republike Srbije.

Kroz svoju srednjoročnu i dugoročnu strategiju razvoja, u narednom desetogodišnjem, odnosno dvadesetogodišnjem periodu, EMS AD planira obimna ulaganja u obnovu postojećih i izgradnju novih prenosnih kapaciteta. Ovi infrastrukturni objekti će unaprediti pouzdanost napajanja korisnika prenosnog sistema i povećati prekogranične kapacitete za razmenu električne energije, što je od velikog međunarodnog (regionalnog) značaja. Planski međunarodni projekti u kojima učestvuje EMS AD, sagledani u okviru panevropskog desetogodišnjeg plana razvoja (TYNDP paketa), kao što se može videti na narednoj slici, utićuće na povećanje prenosnih kapaciteta na čak šest granica Republike Srbije.



Slika 6. Prikaz glavnih prenosnih koridora i dominantnih pravaca tokova u elektroenergetskom sistemu Srbije i regionu

U skladu sa Strategijom razvoja energetike Republike Srbije, planovima razvoja proizvodnog i distributivnog sistema i poslovnom strategijom EMS AD, ulaganja u infrastrukturu za prenos električne energije usmerena su na sledeće ciljeve:

- povećanje sigurnosti rada prenosnog sistema i pouzdanosti napajanja korisnika prenosnog sistema, što je i zakonska obaveza EMS AD;
- povećanje prekograničnih prenosnih kapaciteta Republike Srbije koji imaju regionalni i panevropski značaj;
- uravnotežen, održiv i blagovremen razvoj prenosnog sistema sa ciljem priključivanja novih konvencionalnih i obnovljivih izvora električne energije i objekata kupaca;
- razvoj tržišta električne energije na nacionalnom i regionalnom nivou.

U skladu sa odredbama Zakona o energetici Republike Srbije, EMS AD najmanje jednom na svake dve godine donosi plan razvoja za naredni desetogodišnji period.

Prema članu 111 srpskog Zakona o energetici iz 2024. godine, neophodni projekti razvoja mreže se sumiraju u Planovima razvoja mreže, koje na svake dve godine izrađuje operator prenosnog sistema EMS AD, a koje mora da odobri regulatorno telo.

Snažna i pouzdana mreža je ključni faktor za postizanje minimalnog kapaciteta koji treba da bude dostupan za prekograničnu trgovinu, u skladu sa članom 16(8) Uredbe.

Desetogodišnji plan razvoja se svake godine ažurira i ima za cilj povećanje prenosnog kapaciteta, smanjenje zagušenja u mreži i olakšavanje postizanja ciljeva. Mere za postizanje ovih ciljeva uključuju ojačanja i optimizaciju postojeće mreže, kao i razvoj nove infrastrukture. Snažna i pouzdana mreža je ključan činilac za postizanje kriterijuma 70% iz Uredbe. U narednim godinama planirano je ojačanje ili optimizacija više postojećih dalekovoda i transformatorskih stanica.

U skladu sa članom 15(1) Uredbe o tržištu električne energije, Akcioni plan mora da sadrži odredbe koje se odnose na praćenje njegove primene. Praćenje je ključno kako bi se obezbedilo da se planirane mere za povećanje kapaciteta prekogranične trgovine i smanjenje strukturnih zagušenja zaista sprovedu u skladu sa definisanom linearnom putanjom i da se ne ugrožava sigurnost rada elektroenergetskog sistema.

8. ZAKLJUČAK

Nakon definisanja i uspostavljanja operativnog rada regiona za koordinisani proračun prenosnih kapaciteta, proračuni bi se radili na regionalnom nivou u okviru RCC-ova na koordinisan način, najpre za dnevni i intradnevni nivo. Primenom metodološkog pristupa zasnovanog na tokovima snage, za svaki element mreže se razmatra i sagledava njegova opterećenost.

Kroz koordinisane proračune zasnovane na tokovima snage u RCC-u, na transparentniji način definisaće se domeni prenosnih kapaciteta, koji će tek nakon berzanskih transakcija pokazati da li postoje i koji su kritični elementi u mreži. Pri proračunima se uzima u obzir ispunjenost uslova 70% na svakom kritičnom elementu iz predefinisane liste ispada. Ovo će predstavljati izazov i za planiranje i za upravljanje u realnom vremenu, kada se kritične situacije sa zagušenjima u mreži moraju otklanjati redišpečingom ili kontratrgovinom, pri čemu oba mehanizma nose finansijske posledice.

Iskustva iz evropskih zemalja koje su već morale da implementiraju pravilo 70% pokazuju da OPS-ovi, u cilju dodele 70% kapaciteta, ulaze u režim u kojem postoje preopterećenja u mreži. Postavlja se pitanje da li je to pravilo *insecurity of 70% rule*. Takođe, ostaju otvorena pitanja da li postoje dovoljni potencijali za kontratrgovinu.

Pri proračunima i validaciji prenosnih kapaciteta uzimaju se u obzir i potencijalne korektivne mere (*remedial actions*), koje u realnom vremenu treba sprovesti kada postoji pitanje njihove izvodljivosti.

U EMS AD sagledana su strukturna zagušenja i u skladu sa njima izrađen je Akcioni plan za otklanjanje

identifikovanih problema u mreži. EMS AD treba da obezbedi godišnje povećanje prenosnih kapaciteta u linearnoj putanji između zona trgovanja do njegove minimalne vrednosti, najkasnije do kraja 2027. godine. Definisanjem Akcionog plana, EMS AD dobija dodatno vreme za potpuno poštovanje MACZT kriterijuma i dodatno jačanje infrastrukture.

LITERATURA

[1] ENERGY COMMUNITY, CLEAN ENERGY PACKAGE, <https://www.energy-community.org/implementation/package/EL.html>

[2] Uredba o uspostavljanju smernica za rad međusobno povezanih sistema za prenos električne energije

[3] Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>

[4] ACER, Day-ahead Capacity Calculation Methodology of the CORE Capacity Calculation Region, Annex Ia, 21 February 2019, https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXESTODECISIONOFTHEAGENCYNo022019/Annex%20I%20-%20ACER%20Decision%20on%20Core%20CCM.pdf

[5] Zakon o energetici („Službeni glasnik RS”, br. 145/2014, 95/2018 – dr. zakon, 40/2021 i 94/2024)

[6] Uredba o raspodeli prenosnog kapaciteta i upravljanje zagušenjima („Sl. glasnik RS”, br. 102/2024)

BIOGRAFIJE



Marija Đorđević je rođena 1972. godine u Srbiji. Diplomirala je na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu 1997. godine. Magistrirala je 2003. godine na istom fakultetu. Doktorirala u oblasti energetike 2013. godine na Univerzitetu u Beogradu. Trenutno je rukovodilac Centra za operativno planiranje i analizu rada prenosnog sistema. Oblasti interesovanja su kratkoročno planiranje i analiza rada, tržišni aspekti i implementacija evropske regulative u EES-u Srbije.



Srđan Mladenović je rođen 1982. godine u Kruševcu, gde je i završio osnovno obrazovanje i gimnaziju. Diplomirao je na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu 2010. godine. Već 15 godina zaposlen je u „Elektromreži Srbije”, gde je prošao kompletan razvojni put. Trenutno radi na poziciji rukovodioca Sektora za planiranje i analizu rada prenosnog sistema.



Ivana Stamenić je rođena 1993. godine u Užicu. Osnovno i srednje obrazovanje stekla je u Bajinoj Bašti. Diplomirala je 2016. godine na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu, na Odseku za energetiku. Master akademske studije završila je 2017. godine na istom fakultetu.

Od 2018. godine zaposlena je u „Elektromreži Srbije”, trenutno na poziciji šefa Službe za planiranje rada prenosnog sistema.



Branko Šumonja je rođen 1969. godine. Završio Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, smer Energetika. Od 1998. godine radi u energetsom sektoru Srbije, prvo u „Elektroprivredi Srbije”, a nakon toga u „Elektromreži Srbije”, od njenog osnivanja 2005. godine. Prošao je kompletan razvojni put u vezi sa upravljanjem prenosnim sistemom – od dispečera NDC preko raznih nivoa rukovođenja u upravljanju i planiranju rada prenosnog sistema. Trenutno je na poziciji direktora Direkcije za upravljanje prenosnim sistemom.

UDC: 621.311.1(497.11)
621.311:351.824.11(497.11:4-6EU)Marija Djordjević¹, Srdjan Mladenović¹, Ivana Stamenić¹, Branko Šumonja¹

Implementation of European Processes in the Operational Activities of EMS JSC

¹ Joint Stock Company Elektromreza Srbije Belgrade, Serbia*

Professional article

Highlights

- This paper examines the coordinated processes taking place at the level of European Transmission System Operators, as well as the key changes currently being implemented in the operational activities of EMS JSC
- Particular emphasis is placed on the two most important processes, namely coordinated security analysis and coordinated transmission capacity calculation
- A technical framework has been established for defining a region for coordinated capacity calculation in South-Eastern Europe
- The paper also assesses the ability of the Serbian Transmission System Operator to fulfil its regulatory obligation to allocate transmission capacity in accordance with the MACZT methodology

Abstract

At the level of ENTSO-E and across Europe, processes are under way that directly impact the Serbian power sector and the day-to-day operations of the Transmission System Operator. Two key ENTSO-E processes — coordinated security analysis and coordinated transmission capacity calculation — are implemented in a coordinated manner. Within the framework of transmission capacity calculation, two methodological approaches are applied: the Net Transfer Capacity (NTC) method and the flow-based method. This paper presents the regulatory process of EMS JSC joining the European capacity calculation regions — CORE and the South-Eastern Europe (SEE) region — with particular emphasis on the challenges faced by EMS JSC in this context. Furthermore, the fundamental concepts of coordinated processes are outlined, which will be implemented partly within the Transmission System Operator and partly through the regional coordination centres. Irrespective of the transmission capacity calculation methodology applied at different stages, compliance with the rule requiring the allocation of 70% of the capacity of critical network elements is mandatory. The paper presents preliminary results regarding compliance with this requirement, bearing in mind that its implementation is obligatory under the Energy Law.

Keywords

**ENTSO-E, MACZT (Margin Available for Cross-Zonal Trade),
RCC (Regional Coordination Centre), TSO (OPS)**

Received: December 19th, 2025 Reviewed: March 11th, 2026Modified: - / without objection / Accepted: March 12th, 2026

*Corresponding author: Marija Đorđević, +381 64/840-86-69

E - mail: marija.djordjevic@ems.rs

Note:

This article represents an expanded, improved and additionally peer-reviewed version of the paper "Coordinated Processes in EMS AD in Compliance with the Latest European Regulations" (<https://doi.ub.kg.ac.rs/doi/cigre37-c5-08/>), awarded by Expert Committee EC-C5 Electricity Market and Regulation at the 37th CIGRE Serbia Conference, Zlatibor, May 26-30, 2025

