

Analiza kritičnih tokova snage i kršenja N-1 kriterijuma u prenosnoj mreži Jugoistočne Evrope: studija slučaja od 9. februara 2025. godine

Andela Krljaš
Data Quality and Analytics Department
Security Coordination Centre SCC Ltd.
Belgrade, Serbia
andjela.krljas@scc-rsci.com

Jovana Jevremović
Data Quality and Analytics Department
Security Coordination Centre SCC Ltd.
Belgrade, Serbia
jovana.jevremovic@scc-rsci.com

Bogdana Knežević
National Dispatching Center
Montenegrin Transmission System a.d.
Podgorica, Montenegro
bogdana.knezevic@cges.me

Tijana Milovanović
Data Quality and Analytics Department
Security Coordination Centre SCC Ltd.
Belgrade, Serbia
tijana.milovanovic@scc-rsci.com

Ksenija Papić
Data Quality and Analytics Department
Security Coordination Centre SCC Ltd.
Belgrade, Serbia
ksenija.papic@scc-rsci.com

Mičo Kontić
National Dispatching Center
Montenegrin Transmission System a.d.
Podgorica, Montenegro
mičo.kontic@cges.me

Abstract—Rad analizira kritičnu situaciju u prenosnom sistemu regiona Jugoistočne Evrope od 9. februara 2025. godine, obilježenu izraženim tokovima snage iz pravca jugoistoka i istoka ka sjeverozapadu i zapadu. Analiza je zasnovana na realnim modelima i raspoloživim korektivnim mjerama, čime je očuvan realan prikaz sistemskih uslova. Zabilježena su preopterećenja 220 kV dalekovoda Vau Dejes–Koplik i Koplik–Podgorica 1 u baznom stanju kao i lančana preopterećenja duž 220 kV koridora od Albanije do Bosne i Hercegovine za ispad ključnih 400 kV dalekovoda. Najkritičniji čas bio je dvanaesti, koji je detaljnije razmatran kroz N-1 analizu sigurnosti. Rad identifikuje ključna regionalna uska grla i ukazuje na potrebu za unapređenjem regionalne koordinacije u uslovima visokih tranzitnih tokova snage.

Keywords— regionalna koordinacija, analize sigurnosti, kritična situacija, N-1 kriterijum, korektivne akcije

I. UVOD

Prenosni elektroenergetski sistem (EES) Jugoistočne Evrope (JIE) predstavlja snažno međupovezanu regionalnu mrežu, sastavljenu od nacionalnih prenosnih sistema koji su povezani brojnim 400 kV i 220 kV interkonekcijama. Glavni prekogranični koridori omogućavaju intenzivnu razmjenu električne energije između sistema Crne Gore (ME), Srbije (RS), Bosne i Hercegovine (BA), Albanije (AL) i susjednih zemalja, čime region funkcioniše kao dio sinhronne oblasti kontinentalne Evrope (*Continental Europe Synchronous Area*). Zbog svoje geografske pozicije i tranzitne uloge, prenosna mreža Zapadnog Balkana često je izložena visokim tranzitnim tokovima snage koji ne odražavaju lokalne odnose između proizvodnje i potrošnje.

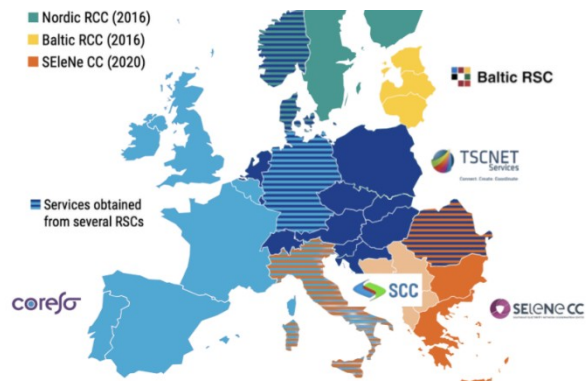
Upkos visokom stepenu međupovezanosti i razvijenim mehanizmima koordinacije, region JIE je u prethodnom periodu bio pogođen nizom značajnih sistemskih poremećaja. Među njima se izdvajaju: ispad koji se dogodio 28. maja 2023. godine na granici između ME i BA, regionalni incident u EES-u JIE od 21. juna 2024. godine i incident od 18. maja 2025. godine u Sjevernoj Makedoniji (MK), kada je došlo do prenaponskog kolapsa i razdvajanja 400 kV i 110 kV mreže.

Međutim, pored rijetkih, ali izrazito ozbiljnih incidenata, region je znatno češće izložen kritičnim operativnim situacijama koje se identifikuju u fazi operativnog planiranja, kroz analize sigurnosti koje se sprovode dan unaprijed i više puta unutarodneвно. U najvećem broju slučajeva, takve situacije se uspješno sprječavaju primjenom raspoloživih korektivnih akcija (*Remedial Action* - RA) i koordinacijom između operatora prenosnog sistema (OPS). Ipak, postoje operativni dani u kojima raspoložive RAs nisu dovoljne za obezbjeđenje dovoljnog nivoa sigurnosti EES-a. Jedan takav primjer je 9. februar 2025. godine, kada je EES ušao u stanje povišenog operativnog rizika, sa potencijalom eskalacije u kaskadne ispade. Posmatrani dan nije izolovan slučaj, ali je specifičan po tome što je već u baznom stanju bio prisutan preopterećen interkonektivni 220 kV dalekovod (DV), čime je značajno smanjena otpornost sistema na dodatne poremećaje.

II. REGIONALNA KOORDINACIJA

Svakim prenosnim sistemom u regionu upravlja OPS, koji je odgovoran za siguran i pouzdan rad svoje mreže. Potreba za koordinisanim i centralizovanim operativnim aktivnostima dovela je do formiranja novih specijalizovanih kompanija, poznatih kao regionalni koordinacioni centri (*Regional Security Coordinator* – RSC, *Regional Coordination Centre* – RCC). RSC/RCC-i su u vlasništvu svojih klijenata, odnosno OPS-a, i obavljaju dio poslova planiranja prije realnog vremena. OPS-i dostavljaju relevantne podatke, na osnovu kojih RSC/RCC-i vrše analize s ciljem identifikacije potencijalnih rizika po sigurnost sistema i daju preporuke koje OPS-i koriste prilikom donošenja konačnih odluka. Trenutno postoji šest regionalnih entiteta (Sl. 1) od kojih su pet u pravnom statusu RCC-a i jedan u statusu RSC-a, zavisno od statusa države na čijoj su teritoriji osnovani po pitanju članstva u Evropskoj uniji.

Ključnu ulogu u regionu JIE imaju dva regionalna koordinaciona centra SCC (*Security Coordination Centre*) i SELENE CC (*Southeast Electricity Network Coordination Center*), koji kroz koordinisan pristup različitih OPS-a obezbjeđuje usklađivanje aktivnosti u rješavanju sigurnosnih izazova u okviru operativnog planiranja.



Slika 1. Pregled RSC/RCC-a sa pripadajućim regionima [1]

Tokom trigerovane telekonferencije održane 9. februara 2025. godine (nedjelja) u 11:00 CET (*Central European Time*) SCC je koordinisao aktivnosti relevantnih OPS-a: EMS (RS OPS), CGES (ME OPS), OST (AL OPS) i NOSBiH (BA OPS) s ciljem prevencije nastanka kritične situacije. Na telekonferenciji su prezentovani rezultati inicijalnih analiza sigurnosti, na osnovu kojih su identifikovana kritična preopterećenja pojedinih elemenata mreže.

Nakon toga su koordinisano definisane i analizirane preventivne RAs, koje su testirane na spojenom modelu kontinentalne Evrope (*Common Grid Model – CGM*) sa aktiviranim proračunom tokova snaga (*Load Flow – LF*) korišćenjem alata eTNA (*Enterprise Transmission Network Analyzer*). Ažurirani rezultati proračuna, nakon primjene predloženih RAs, potom su prezentovani i zajednički razmotreni. U ovom radu biće sistematski prikazani rezultati inicijalnih i dodatnih sigurnosnih analiza, sa posebnim naglaskom na procjenu efekata primijenjenih RAs na sigurnost i stabilnost prenosnog sistema u realnom vremenu.

III. INICIJALNE ANALIZE SIGURNOSTI

A. Tokovi snaga i prekogranične razmjene

Stanje prenosnog sistema regiona JIE na posmatrani dan obilježili su izraženi tranzitni tokovi snage iz pravca istoka i jugoistoka ka zapadu i sjeverozapadu. Posebno su uočeni veoma visoki tokovi iz Grčke (GR) i Bugarske (BG). CGES je detektovao tzv. *kružne tokove snage (Loop Flows)*. U regionu često dolazi do velikih odstupanja između planiranih (Sl. 2) i stvarnih prekograničnih razmjena (Sl. 3), što je posljedica kružnih tokova. Takva odstupanja su donekle očekivana, ali ne u obimu koji trenutno postoji (Tabela 1).



Slika 2. Planirane (komercijalne) razmjene za 1130 [2, 3]



Slika 3. Planirani (fizički) tok iz CGM-a za 1130 [2, 3]

Povećan izvoz IPTO-a (GR OPS) preko sistema OST-a i CGES-a doveo je do značajnih opterećenja na DV 400 kV Lastva – Podgorica 2, dok su istovremeno visoki tokovi registrovani i u sistemu EMS-a na DV 400 kV Mladost – Sremska Mitrovica 2. Oba DV-a u baznom stanju bila su opterećena preko 800 MW. Najkritičniji element mreže je DV 220 kV Koplík – Podgorica 1, zajedno sa DV 220 kV Vau Dejes – Koplík, sa preopterećenjima u baznom stanju (*Base case - BC*) većim od 100%. Planirani tok na HVDC interkonekciji MONITA je 600 MW u smjeru ka Italiji (IT). CGES je inicirao komunikaciju sa Ternom (IT OPS) s ciljem smanjenja toka po MONITA-i. Međutim, zahtjev je u početnoj fazi odbijen zbog identifikovanih ograničenja na sjevernoj granici IT prenosnog sistema, što su potvrdili i rezultati mrežnih proračuna, naročito na granicama TERNA–ELES (Slovenski OPS) i TERNA–APG (Austrijski OPS) [2, 3].

TABELA 1. RAZLIKE IZMEĐU PLANIRANIH I FIZIČKIH TOKOVA

Zemlja	Komercijalni tok	Fizički tok	Razlika
GR-AL	231	749	-518
GR-IT	500	500	0
GR-MK	449	682	-233
TR-GR	100	238	-138
TR-BG	200	62	138
GR-BG	512	-99	611
BG-MK	179	340	-161
MK-RS	425	381	44
MK-KS*	328	776	-448
BG-RO	1900	655	1245
BG-RS	400	734	-334
KS*-RS	0	-96	96
AL-KS*	152	27	125
KS-ME	110	520	-410
AL-ME	175	819	-644
ME-IT	600	602	-2
ME-RS	-213	44	-257
ME-BA	-258	537	-795
RS-BA	-37	556	-593
BA-HR	-242	1146	-1388
SI-HR	148	-1508	1656
SI-IT	481	2041	-1560
SI-AT	447	373	74
HU-SI	1312	1107	205
HU-HR	1144	1014	130
RS-HR	33	467	-434
RO-RS	40	541	-501
RO-HU	2876	397	2479
RS-HU	33	-44	77

B. Planirana isključenja

Na posmatrani dan nije bilo planiranih isključenja značajnijih 400 kV DV-a u regionu. Međutim, u modelu su evidentirana isključenja pojedinih 400 kV DV-a, i to kako onih u rezervi, tako i DV-a isključenih iz nepoznatih razloga. U režimu rezerve nalazili su se sljedeći 400 kV DV-i:

DV-i 400 kV u rezervi:

- Interkonektivni 400 kV Pančevo 2 (RS) - Rešica (RO) vod 2,
- Interkonektivni 400 kV Kozloduj (BG) - Tintareni (RO) vod 1,
- Interkonektivni 400 kV Ernestinovo (HR) - Pečuj (HU) vod 2 i
- Interni (GR) 400 kV Kardina - Larisa vod 2.

Iz nepoznatog razloga bio je isključen interni DV 400 kV Subotica 3 - Sombor 3 u RS sistemu.

Na naponskom nivou 220 kV, uočen je veći broj isključenih DV-a. Kao planirana i najavljena isključenja registrovani su:

- Interni (AL) 220 kV Koman - Tirana 2,
- Interni (AL) 220 kV Tirana 2 – Kolacem,
- Interkonektivni 220 kV Višegrad (BA) - Požega (RS),
- Interni (HR) 220 kV Žerjavinec – Mraclin i
- Interkonektivni 220 kV Padričano (IT) - Divača (SI).

Istovremeno, iz nepoznatih razloga bili su isključeni sljedeći 220 kV DV-i:

- Interni (AL) 220 kV Fier – Babice,
- Interni (HR) 220 kV Mraclin - TE Sisak vod 1,
- Interni (BA) 220 kV Mostar 3 - Mostar 4 vod 1 i
- Interni (RS) 220 kV Niš 2 - Kruševac 1.

Na početku telekonferencije prezentovani su planirani radovi, pri čemu je potvrđeno da je interkonektivni DV 220 kV Višegrad – Požega bio planiran za posmatrani period. EMS je tom prilikom obavijestio da su radovi obustavljeni usljed nepovoljnog stanja u EES-u.

C. N-X proračun

Kriterijum sigurnosti N-1 nije bio ispunjen tokom gotovo svih sati posmatranog kritičnog dana u okviru DACF (*Day Ahead Congestion Forecast*) procesa. Kao najkritičniji identifikovan je dvanaesti čas (model za 11:30), te će on u nastavku rada biti detaljnije analiziran. Rezultati N-1 analiza ispada za sistem CGES prikazani na Sl. 5.

Na osnovu prikazanih rezultata može se zaključiti da je najkritičniji scenario ispad internog DV-a 400 kV Lastva – Podgorica 2, čiji gubitak dovodi do izraženih preopterećenja gotovo čitavog 220 kV koridora od HE Koman u sistemu OST-a, preko CGES-a, do elemenata u transformatorskoj stanici (TS) Trebinje u sistemu NOSBiH-a (Sl. 4). Zabilježene razlike u postotcima opterećenja na ME i AL strani za isti element su posljedica razlika u strujnim limitima u modelima ova dva OPS-a.

Time	CO Name	CB Name	Loading BC	Loading after outage
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	111.55	171.39
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	165.78
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	90.36	140.19
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	87.45	116.12
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Podgorica 1 - HE Perućica	58.65	116.61
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Sarajevo 20 - HE Piva (BA)	55.29	95.38
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (ME)	53.71	114.13
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (BA)	49.89	106.93
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TR 400/220kV Trebinje (1)	40	121.09

Slika 4. Scenario za ispad DV-a 400 kV Lastva – Podgorica 2

Time	CO Name	CB Name	Loading BC	Loading after outage
11:30	OHL 400kV Ugljevik - Tuzla 4	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	111.55	118.13
11:30	OHL 400kV Tirana 2 - Elbasan 2 (1)	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	111.55	118.05
11:30	TIE 400kV Kotor - Lastva (2)	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	111.55	103.51
11:30	OHL 400kV Zemlak - Elbasan 2	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	111.55	93.45
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	165.78
11:30	TIE 400kV Tirana 2 - Podgorica 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	146.45
11:30	TIE 400kV Peč 3 - Ribarevine	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	128.25
11:30	OHL 400kV Kosovo B - Peč 3	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	125.73
11:30	TIE 400kV Trebinje - Lastva	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	119.3
11:30	OHL 400kV RP Mladost - S. Mitrovica 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	117.42
11:30	TIE 220kV Prizren 2 - Fierza	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	114.72
11:30	OHL 400kV Jagodina 4 - Niš 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	114.48
11:30	OHL 400kV Ugljevik - Tuzla 4	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	113.55
11:30	OHL 400kV Tirana 2 - Elbasan 2 (1)	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	113.48
11:30	TIE 400kV Kotor - Lastva (2)	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	107.11	99.22
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	90.36	140.19
11:30	TIE 400kV Tirana 2 - Podgorica 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	90.36	123.75
11:30	TIE 400kV Peč 3 - Ribarevine	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	90.36	108.3
11:30	OHL 400kV Kosovo B - Peč 3	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	90.36	106.16
11:30	TIE 400kV Trebinje - Lastva	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	90.36	100.7
11:30	OHL 400kV RP Mladost - S. Mitrovica 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	90.36	99.12
11:30	TIE 220kV Prizren 2 - Fierza	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	90.36	96.82
11:30	OHL 400kV Jagodina 4 - Niš 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	90.36	96.61
11:30	OHL 400kV Ugljevik - Tuzla 4	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	90.36	95.82
11:30	OHL 400kV Tirana 2 - Elbasan 2 (1)	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	90.36	95.76
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	87.45	116.12
11:30	TIE 400kV Peč 3 - Ribarevine	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	87.45	104.15
11:30	OHL 400kV Kosovo B - Peč 3	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	87.45	101.33
11:30	TIE 400kV Tirana 2 - Podgorica 2	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	87.45	100.09
11:30	OHL 400kV Tirana 2 - Koman	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	87.45	98.27
11:30	OHL 220kV Titan - Tirana 1	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	87.45	96.42

Slika 5. N-1 rezultati za CGES za 1130

IV. DODATNE ANALIZE SIGURNOSTI

Tokom telekonferencije analizirane su moguće kombinacije RAs kako bi se procijenio njihov uticaj na stabilnost sistema. Analize su u realnom vremenu (*on-line*) sprovedene na oba modela mreže: za dan unaprijed DACF i unutardnevnim IDCF (*Intraday Congestion Forecast*) modelima. Prva primjenjena mjera podrazumijevala je ponovno uključivanje DV 220 kV Višegrad – Požega u pogon, čime je mrežna topologija ažurirana na realno stanje. Dodatno je vršena simulacija ispada DV 400 kV Lastva – Podgorica 2, jer se pokazalo da bi taj događaj izazvao lančanu reakciju na DV 220 kV Koplík – Podgorica 1, a posljedice bi se dalje širile kroz međusistemske DV-e CGES-a, EMS-a, NOSBiH-a i HOPS-a. Primarni cilj sprovedenih analiza bio je pronalaženje rješenja za smanjenje baznog opterećenja na kritičnom DV-u 220 kV Koplík – Podgorica 1.

A. Uključenje 220 kV Višegrad (BA) - Požega (RS)

Rezultati analiza sigurnosti za scenario u kojem je DV 220 kV Višegrad – Požega uključen te za ispad DV-a 400 kV Lastva – Podgorica 2 prikazani su na narednoj slici (Sl. 6).

Time	CO Name	CB Name	Loading BC	Loading after outage
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	110.95	167.49
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	106.52	161.96
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	89.85	136.95
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TR 400/220kV Trebinje (1)	40.01	119.62
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	87.01	113.9
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Podgorica 1 - HE Perućica	57.44	111.26
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (ME)	52.24	107.98
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (BA)	48.5	101.14

Slika 6. RA 1 → Uključenje 220 kV Višegrad (BA) - Požega (RS)

Uključivanjem DV 220 kV Višegrad – Požega tokovi na prethodno preopterećenim DV-ima u baznom stanju smanjili su se za samo 1%, dok za ispad DV 400 kV Lastva – Podgorica 2 smanjenje iznosi do 5%. S obzirom na to da i u novom baznom stanju i u N-1 scenariju i dalje postoje izrazito visoka preopterećenja, predložena RA nije imala značajan efekat.

Rasterećenje posmatranih elemenata u baznom stanju nije postignuto, dok nakon N-1 ispada i dalje ostaju kritični elementi u sistemu OST-a, CGES-a i NOSBiH-a.

B. Promjena set-point-a na MONITA kablu

Sljedeća RA koja je primijenjena odnosi se na smanjenje toka aktivne snage po podmorskom HVDC kablu MONITA sa 600 MW na 450 MW između ME i IT. Ova mjera predstavlja jednu od najčešće primjenjivanih RA u regionu JIE i u većini slučajeva daje zadovoljavajuće rezultate u pogledu rasterećenja mreže [4]. Sprovedenje ove mjere realizuje se u koordinaciji OPS-a TERNA i CGES. U posmatranom slučaju, TERNA se istovremeno suočavala sa problemima na sjevernoj granici sistema, zbog čega je dozvoljena promjena toka bila ograničena na 150 MW. Prema podacima iz IT modela, gubici na MONITA kablu pri prenosu maksimalne snage od 600 MW iznose približno 15 MW. Kako bi se obezbijedila konzistentnost, korekcija snage sa 600 na 450 MW izvršena je simetrično, tako što je na oba kraja MONITA kabla oduzeto po 150 MW, uz istovremeno uvažavanje pripadajućih gubitaka u prenosu.

Time stan	CO Name	CB Name	Loading_BCI	Loading after outage
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	110.28	162.8
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	105.87	157.39
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	89.3	133.05
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	86.39	111.22
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Podgorica 1 - HE Perućica	56.82	106.78
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (ME)	52.02	103.77
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TR 400/220kV Trebinje (1)	34.71	102.78
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (BA)	48.3	97.14

Slika 7. RA 2 → Promjena set-point-a na MONITA kablu sa 600 MW na 450 MW

Setovana vrijednost na MONITA kablu od 450 MW, zajedno sa uključenjem 220 kV dalekovoda Višegrad (BA) – Požega (RS), predstavlja novo bazno i referentno stanje sistema. U novom baznom stanju (Sl. 7) uočava se rasterećenje posmatranih elemenata za svega nekoliko procenata, što nije dovoljno za eliminaciju postojećih preopterećenja. Slično tome, i u novom N-1 stanju, u poređenju sa stanjem prije primjene ove mjere, dolazi do blagog smanjenja opterećenja kritičnih elemenata, ali i dalje ostaju prisutna značajna preopterećenja, naročito na 220 kV potezu Vau Dejes (AL) – Koplík (AL) – Podgorica (ME).

Najpozitivniji efekat zabilježen je na transformatoru (TR) 400/220 kV Trebinje, gdje dolazi do značajnog smanjenja opterećenja. Iako TR i dalje ostaje blago preopterećen, nivo opterećenja smanjen je sa približno 121% na oko 103%, čime je rizik od termičkog preopterećenja znatno umanjen.

C. Uključenje 110 kV sabirničkog rastavljača u TS Podgorica 2 i promjena pozicija regulacionih otcjepa na 400/110 kV TR-ima

U normalnom pogonskom režimu, radi postizanja ravnomjernije raspodjele tokova snage u 110 kV mreži, CGES drži spojno polje u TS Podgorica 2 isključenim. Dodatno, usljed povišenih naponskih nivoa na TR-ima koji raspolažu mogućnošću regulacije pod opterećenjem putem regulacionih otcjepa (*Load Tap Changer* - LTC), primjenjuje se postupak tzv. *tap staggering*. Ova metoda podrazumijeva da se dva TR-a koja rade u paraleli namerno drže na skoro potpuno suprotnim regulacionim otcjepima čime se postiže vještačko cirkulisanje reaktivne snage. Posljedično, dolazi do povećane potrošnje reaktivne snage u sistemu, što se manifestuje kao lokalno smanjenje napona. Navedeni postupak primjenjuje se u TS Podgorica 2 i TS Lastva.

Predložena RA obuhvata uključenje spojnog polja u TS Podgorica 2, uz istovremeno odustajanje od primjene *tap staggering* postupka. Cilj ove mjere je preusmjeravanje dijela snage iz 220 kV mreže u 110 kV mrežu, čime se nastoji smanjiti opterećenje višeg naponskog nivoa. Međutim, primjena ove mjere nosi i odgovarajući operativni rizik, budući da može dovesti do značajnog povećanja opterećenja elemenata 110 kV mreže.

Time stan	CO Name	CB Name	Loading_BCI	Loading after outage
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	107.32	125.9
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (ME)	55.32	123.05
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	103.02	121.22
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (BA)	51.46	115.38
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TR 400/220kV Trebinje (1)	37.52	110.03
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Podgorica 1 - HE Perućica	56.51	106.25
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	86.86	102.32
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	84.46	92.44

Slika 8. RA 3 → Uključenje spojnog polja u TS Podgorica 2 i odustajanje od *tap staggering* postupka

Primjena razmatrane RA dovodi do dodatnog smanjenja opterećenja na posmatranim DV-ima (Sl. 8). U uslovima N-1 ispada, na elementima u AL sistemu uočava se izraženije rasterećenje u odnosu na prethodno stanje, ali i dalje ostaju prisutna značajna preopterećenja. Negativan efekat ove mjere primjećen je na interkonektivnom dalekovodu 220 kV Perućica (ME) – Trebinje (BA), gdje dolazi do drastičnog porasta opterećenja u odnosu na prethodno analizirani scenario. U ovom scenariju dalekovod postaje kritično preopterećen, sa nivoom opterećenja koji prelazi 120%.

D. Interni redispješing u OST-u i uključenje 220 kV Fier - Babice

Interni redispješing predstavlja promjenu angažovanja proizvodnih jedinica unutar jednog OPS-a, pri čemu se ne uspostavlja mehanizam raspodjele troškova sa susjednim OPS-om. Ipak, na internom nivou, OPS snosi odgovarajuće troškove prema vlasnicima proizvodnih jedinica koje učestvuju u redispješingu. Na prijedlog kolega iz OST-a, razmatrana je mogućnost redispješinga hidroelektrane (HE) Vau Dejes i termoelektrane (TE) Vlora u iznosu od 90 MW.

Cilj ove akcije bio je rasterećenje 220 kV mreže na sjeveru AL, kroz povećanu podršku potrošnji u južnom dijelu sistema. S obzirom na to da je DV 220 kV Fier – Babice bio isključen, pri čemu ovaj DV praktično funkcioniše kao radijalni 220 kV priključak TE Vlora, predloženo je i njegovo uključenje kako bi se obezbijedila adekvatna mrežna podrška za realizaciju redispješinga.

Time stan	CO Name	CB Name	Loading_BCI	Loading after outage
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	105.23	157.73
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	100.93	152.39
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	85.1	128.81
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	96.79	121.83
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Podgorica 1 - HE Perućica	55	105.11
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TR 400/220kV Trebinje (1)	34.4	102.29
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (ME)	50.04	102.07
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (BA)	46.41	95.54

Slika 9. RA 4 → Interni redispješing u OST-u

Posmatrani elementi sistema ostaju kritično preopterećeni (Sl. 9). U novom analiziranom stanju, nakon primjene redispješinga u AL sistemu, uočava se smanjenje opterećenja za svega nekoliko procenata. U N-1 stanju, u poređenju sa referentnim scenarijem prije primjene RA, dolazi do blagog rasterećenja posmatranih elemenata, ali i dalje se javljaju izuzetno visoka preopterećenja.

E. Kontratrgovanje na granici ME - AL: prekogranični redispješing HE Perućica i HE Vau Dejes

U slučajevima kada postoje bilateralni ili multilateralni sporazumi između OPS-a kao i uspostavljeni mehanizmi za

raspodjelu troškova, kao RA može se primijeniti prekogranični redispječing. Ova mjera se može posmatrati kao oblik kontratrgovanja (*countertrading*). Nažalost, u regionu JIE ovakvi sporazumi u većini slučajeva ne postoje, zbog čega je primjena prekograničnog redispječinga rijetka i ograničena na izuzetne operativne situacije.

Ipak, u okolnostima kada je sigurnost rada sistema ozbiljno ugrožena, prekogranični redispječing može biti razmatran kao vanredna RA. Na prijedlog kolega iz CGES-a, uz saglasnost OST-a, razmatrana je primjena prekograničnog redispječinga između HE Perućica i HE Vau Dejes u iznosu od 100 MW. Cilj je bio uspostavljanje kontratkovka po 220 kV DV-ima na pravcu od HE Perućica ka HE Koman, čime bi se potencijalno ostvarilo rasterećenje 220 kV mreže na sjeveru AL.

Time stan	CO Name	CB Name	Loading_BC	Loading after outage
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	92.86	143
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	88.84	137.92
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	94.48	118.65
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	74.82	116.53
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (ME)	56.47	107.49
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TR 400/220kV Trebinje (1)	36.05	104.37
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (BA)	52.54	100.67
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Podgorica 1 - HE Perućica	51.84	99.91

Slika 10. RA 5 → Kontratrgovanje na granici ME - AL

Primjenom kontratrgovanja na granici ME - AL postiže se rasterećenje svih posmatranih elemenata (Sl. 10). Nivo opterećenja u baznom stanju dopijeva ispod 95%, dok se nivo opterećenja nakon ispada smanjuje do 20%, što ukazuje na pozitivan efekat ove mjere. Nakon razmatranog N-1 ispada, i dalje ostaju prisutna kritična preopterećenja na pojedinim elementima u nadležnosti OST-a, kao i na interkonekcijama 220 kV Koplík - Podgorica i 220 kV Trebinje - HE Perućica.

F. Razdvajanje sabirnica u AL i evakuisanje energije iz HE Koman u 400 kV mrežu

Slično praksi koja se primjenjuje u HE Perućica, OST u HE Koman (4×150 MW) održava konfiguraciju sa po dva generatorska agregata priključena na dva sistema sabirnica. U uslovima visoke proizvodnje HE Koman, kada su u pogonu sva četiri ili tri od četiri agregata, postoji mogućnost razdvajanja sabirnica, čime se omogućava evakuacija dijela proizvedene energije preko TR-a 400/220 kV direktno u 400 kV mrežu. U modelima OST-a, spojno polje se u pojedinim slučajevima preventivno isključuje, dok se u drugim zadržava uključenim, čime se ostavlja mogućnost primjene navedene RA u realnom vremenu.

Na prijedlog SCC-a, razmatrana je primjena ove mjere, s obzirom na to da je u modelu OST-a na sabirnicama 1 bio priključen generator G1 sa proizvodnjom od 110 MW, dok su na sabirnicama 2 bili priključeni generatori G3 i G4 sa ukupnom proizvodnjom od 207 MW, uz uključeno spojno polje. Cilj ove RA bio je preusmjeravanje dijela proizvodnje HE Koman ka 400 kV mreži, prvenstveno u pravcu sistema KOSTT*, kao i rasterećenje 220 kV koridora na potezu HE Koman - HE Perućica.

Time stan	CO Name	CB Name	Loading_BC	Loading after outage
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	97.44	145.89
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	93.29	140.75
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	78.62	118.94
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Podgorica 1 - HE Perućica	52.24	101.44
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TR 400/220kV Trebinje (1)	32.98	101.22
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (ME)	47.23	98.34
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (BA)	43.76	92.03

Slika 11. RA 6 → Razdvajanje sabirnica u HE Koman

Primjenom razmatrane RA postiže se rasterećenje svih posmatranih elemenata ispod granice od 100%, ali je efekat slabiji u odnosu na prethodnu mjeru (Sl. 11). I dalje je prisutno značajno preopterećenje u području Koplíka, dok su ostali

elementi mreže uočljivo rasterećeni. U novom N-1 stanju i dalje ostaju prisutna kritična preopterećenja, prvenstveno na elementima u OST-u. Istovremeno, primjena ove RA dovodi do značajnijeg rasterećenja DV 220 kV Perućica - Trebinje, kao i TR 400/220 kV Trebinje, čime se ostvaruje povoljnija raspodjela opterećenja na ovom dijelu mreže.

G. Razdvajanje sabirnica u TS Kardia i prebacivanje DV-a sa jednog na drugi sistem sabirnica

Generalno, jedan od ključnih problema posmatranog dana bio je izrazito visok izvoz električne energije iz GR preko svih međusistemskih granica. Najopterećenija granica bila je svakako između GR i AL, budući da na ovom pravcu postoji samo jedan DV 400 kV Kardia (GR) - Zemblak (AL). Za razliku od toga, na granicama GR - MK i GR - BG u pogonu su po dva 400 kV DV-a, što obezbjeđuje veću prenosnu sposobnost. Na granici GR - TR takođe postoji samo jedan 400 kV DV, ali ova interkonekcija u posmatranom periodu nije bila kritična, s obzirom na to da je dominantan tok bio usmjeren iz TR ka GR.

Značajan dio snage koja se prenosi preko DV 400 kV Kardia - Zemblak predstavlja tranzitnu energiju koja dalje protiče kroz prenosne sisteme AL, ME, BA i HR, sve do IT, koja je u posmatranim satima imala izrazito visok nivo uvoza električne energije.

Cilj razmatranih RAs bio je da se, u mjeri u kojoj je to moguće, izvrši preusmjeravanje dijela tokova snage sa granice GR - AL ka granicama GR - MK, a potencijalno i ka granici GR - BG. Detaljnom analizom konfiguracije u TS Kardia utvrđeno je da je raspodjela priključenih elemenata relativno ujednačena, što ostavlja određeni prostor za topološke manipulacije. U tom kontekstu, ispitano je više kombinacija koje su podrazumijevale sekcionisanje sabirnica, kao i kombinacije sekcionisanja sabirnica uz prebacivanje pojedinih elemenata sa jednog na drugi sistem sabirnica.

Time stan	CO Name	CB Name	Loading_BC	Loading after outage
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Vau Dejes - Koplík	106.31	164.66
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Podgorica 1 - Koplík (AL)	101.98	159.17
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Koplík - Podgorica 1 (ME)	86	134.58
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TR 400/220kV Trebinje (1)	40.08	120.11
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Koman - Vau Dejes	88.69	116.12
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 220kV Podgorica 1 - HE Perućica	56.86	112.8
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (ME)	51.67	109.83
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Trebinje - HE Perućica (BA)	47.96	102.88
11:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	TIE 220kV Sarajevo 20 - HE Piva (BA)	54.75	92.93

Slika 12. RA 7 → Razdvajanje sabirnica u TS Kardia

Primijenjena mjera razdvajanja sabirnica u TS Kardia i prebacivanje dalekovoda sa jednog na drugi sistem sabirnica podrazumijeva:

- isključivanje spojnog polja 400 kV (11-15);
- prebacivanje DV 400 kV Zemblak - Kardia na sistem sabirnica 11;
- prebacivanje DV 400 kV Kardia - Larisa (11-12), Kardia - Agios Dimitrios (11-13) i Kardia - Aminteo (11-16) na sistem sabirnica 15.

Primjenom razmatrane RA, elementi u području Koplíka ostaju opterećeni iznad 100% (Sl. 12). Nakon posmatranog N-1 ispada, operativna situacija ostaje kritična, posebno za elemente OST-a. Ipak, uprkos ostvarenim poboljšanjima, ukupni efekat ukazuje na ograničenu efikasnost ove mjere u analiziranim uslovima.

V. SAŽETAK REZULTATA

Na osnovu sprovedenih analiza sigurnosti rada EES-a JIE i razmatranih RAs u posmatranom operativnom scenariju, mogu se izvesti sljedeći zaključci:

- Procentualno (pre)opterećenje je proračunato na osnovu maksimalno dozvoljene struje ($I/I_{max} \cdot 100$), odnosno snage ($S/S_{max} \cdot 100$) preuzete iz modela.
- Analize sigurnosti rada sistema pokazale su da kriterijum N-1 nije ispunjen u prenosnim sistemima CGES-a i OST-a.
- U posmatranim uslovima nije bilo adekvatnih preventivnih RAs.
- Kao privremenu preventivnu RA, OST je zadržao HE Vau Dejes na sniženom nivou proizvodnje od 60 MW.
- Razmatrane RA, uključujući redispečing i specifične topološke promjene u TS Podgorica 2 na 110 kV nivou, ne obezbjeđuju zadovoljavajuće rezultate u pogledu potpunog otklanjanja kritičnih preopterećenja.
- Stanje EES-a u realnom vremenu bilo je nešto rasterećenije u odnosu na simulirano stanje, što je vjerovatno doprinijelo izostanku kaskadnih ispada.
- S obzirom na povećan operativni rizik, svim OPS-ima preporučeno je pojačano praćenje stanja sistema i koordinisano djelovanje.

Iako tokom posmatranog dana nije došlo do realizacije ozbiljnog poremećaja u radu sistema, sprovedene analize jasno ukazuju da broj, kao i efektivnost raspoloživih RAs u regionu JIE, trenutno nisu dovoljni za pouzdano upravljanje velikim tranzitnim tokovima snage u uslovima narušene sigurnosti sistema.

VI. PRIMIJENJENA POBOLJŠANJA I PREPORUKE ZA UNAPREĐENJE

Nakon incidenata iz 2023. i 2024. godine, regionalni OPS-i značajno su unaprijedili operativno planiranje i sigurnosne analize radi smanjenja rizika od budućih poremećaja. Prošireni su N-X *contingency* izvještaji, unaprijeđena razmjena podataka (uključujući detaljne podatke o MONITA kablo) i uvedeni dodatni izvještaji za bolji uvid u opterećenja mrežnih elemenata.

Istovremeno su uvedene dnevne operativne telekonferencije (*Daily Operational Teleconference* - DOPT) i formirana Regionalna TSO-RSC operativna grupa, čime je ojačana koordinacija, krizna komunikacija, poboljšan kvalitet analiza i uveden monitoring napona po čvorovima. Dodatno, obnovljene su regionalne procedure za kritične situacije i sprovedene specijalizovane obuke za analitičare OPS-a, čime je unaprijeđena ukupna operativna spremnost i saradnja u regionu [5].

Na osnovu operativnih iskustava iz 2025. godine, može se preporučiti dalje unapređenje koordinisanih analiza sigurnosti i kontinuirano poboljšanje kvaliteta mrežnih modela koje dostavljaju OPS-i. OPS-i bi trebalo da prošire skup raspoloživih RAs kroz ulaganja u opremu za upravljanje tokovima aktivne i reaktivne snage, kao i kroz razvoj tržišnih mehanizama. Dalje, češće unutardnevne analize, unapređenje analiza napona i reaktivne snage, uvođenje monitoringa uglova, sistematsko poređenje planskih modela sa SCADA

podacima i unapređenje krizne komunikacije, predstavljaju ključne preduslove za povećanje otpornosti sistema.

Neophodno je unaprijediti proces koordinisanog proračuna prekograničnih kapaciteta, uključujući sprovođenje proračuna bliže realnom vremenu, proširenje zone opservabilnosti i jačanje uloge regionalnog koordinacionog centra, kako bi se smanjio negativan uticaj kružnih tokova i razlika između planiranih i ostvarenih razmjena.

Posebnu pažnju treba posvetiti integraciji sve većeg udjela obnovljivih izvora energije (OIE), jačanju sajber bezbjednosti, kao i kontinuiranoj obuci stručnog kadra i unapređenju regulatornog okvira, kako bi se obezbijedila dugoročna sigurnost i održiv razvoj EES-a.

VII. ZAKLJUČAK

Ovaj rad pruža detaljnu i realističnu analizu kritične operativne situacije u prenosnom sistemu JIE, zasnovanu na stvarnim mrežnim modelima, raspoloživim RAs i koordinisanim analizama sigurnosti sprovedenim u realnom vremenu.

Studija slučaja od 9. februara 2025. godine jasno pokazuje da, u uslovima izraženih tranzitnih tokova snage i već narušene sigurnosti u baznom stanju, čak i intenzivna primjena standardizovanih RAs može imati ograničen domet i ne obezbijediti potpuno ispunjenje N-1 kriterijuma. Poseban značaj rada ogleda se u identifikaciji ključnih regionalnih uskih grla, kvantifikaciji efekata pojedinačnih RA i ukazivanju na strukturna ograničenja postojećeg seta raspoloživih RAs u regionu JIE.

Rezultati potvrđuju da je izostanak kaskadnih ispada u posmatranom slučaju bio više posljedica povoljnog rada i stanja sistema u realnom vremenu nego potpune operativne otpornosti. Rad dodatno naglašava ključnu ulogu regionalne koordinacije, pravovremenih i kvalitetnih sigurnosnih analiza, kao i značaj unapređenja metodologija, alata i institucionalnog okvira za upravljanje sve složenijim EES. U tom smislu, predstavljena analiza ne doprinosi samo boljem razumijevanju konkretnog incidentnog dana, već ima širi značaj kao referentni primjer za buduće unapređenje operativnog planiranja, regionalne saradnje i dugoročne sigurnosti EES JIE.

LITERATURA

- [1] Navigating Complexity: ROSC for a Resilient European Grid, [Online]. Available: <https://www.n-side.com/en/> [15.01.2026.]
- [2] ENTSO - E Transparency Platform, [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/> [15.01.2026.]
- [3] ENTSO - E Transparency Platform, [Online]. Available: <https://newtransparency.entsoe.eu/> [15.01.2026.]
- [4] T. Milovanović, A. Krljaš, P. Marković, M. Đurđević, M. Milovanović, „Analiza uticaja HVDC tehnologije na sigurnost elektroenergetskog sistema: Studija slučaja MONITA HVDC interkonekcije“, 9. Savjetovanje Crnogorskog Komiteta CIGRE, Bečići, septembar 2025.
- [5] A. Krljaš, P. Marković, D. Radulović, B. Knežević, “Incident na granici Crne Gore i Bosne i Hercegovine od 28. maja 2023. godine: Uzroci, tok događaja i poboljšanje sigurnosnih analiza”, 9. Savjetovanje Crnogorskog Komiteta CIGRE, Bečići, septembar 2025.