

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.01)

C2.01

ANALIZA I NAUČENE LEKCIJE IZ INCIDENTA U ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU JUGOISTOČNE EVROPE – 21. JUN 2024.

ANALYSIS AND LESSONS LEARNED FROM THE POWER SYSTEM INCIDENT IN SOUTHEASTERN EUROPE – JUNE 21, 2024

Vladimir Bečejac^{*1}, Nikola Savić^{*}

Kratak sadržaj: Dana 21. juna 2024. godine, u elektroenergetskom sistemu jugoistočne Evrope došlo je do ozbiljnog incidenta koji je rezultirao značajnim gubicima opterećenja i proizvodnje električne energije u više zemalja, uključujući Albaniju, Bosnu i Hercegovinu, Crnu Goru i Hrvatsku. Ovaj rad analizira sekvencu događaja koji su doveli do kolapsa sistema, oslanjajući se na podatke iz izveštaja ENTSO-E. Posebna pažnja posvećena je analizama pre incidenta, uključujući sigurnosne procene Regionalnih Koordinacionih Centara (RCC), funkcionisanje zaštitnih sistema i mehanizme komunikacije između operatora prenosnih sistema (TSO). Takođe, istražuje se proces restauracije sistema, uz identifikaciju ključnih izazova i preporuka za poboljšanje operativne otpornosti elektroenergetskih mreža. Rad pruža detaljan uvid u tehničke i organizacione aspekte incidenta, sa ciljem unapređenja metoda prevencije i ubrzanja reakcije na buduće poremećaje u elektroenergetskim sistemima.

Ključne reči: *blackout, incident, analiza*

Abstract: On June 21, 2024, a severe incident occurred in the power system of Southeastern Europe, resulting in significant load and generation losses across multiple countries, including Albania, Bosnia and Herzegovina, Montenegro, and Croatia. This paper analyzes the sequence of events leading to the system collapse, based on data from the ENTSO-E report. Special attention is given to pre-incident assessments, including security evaluations conducted by Regional Coordination Centers (RCC), the functioning of protection systems, and communication mechanisms between Transmission System Operators (TSOs). Additionally, the system restoration process is examined, identifying key challenges and recommendations for improving the operational resilience of power grids. The paper provides a detailed insight into the technical and organizational aspects of the incident, aiming to enhance prevention methods and accelerate response strategies for future disturbances in power systems.

Keywords: *blackout, incident, analysis*

* Akcionarsko društvo Elektromreža Srbije

¹ Mašinski fakultet – Univerzitet u Beogradu

1 UVOD

Upravljanje prenosnim elektroenergetskim sistemima visokog nivoa kompleksnosti predstavlja izazov koji zahteva konstantno unapređenje metoda nadzora, kontrole i zaštite. Povezanost evropskih elektroenergetskih mreža, u okviru ENTSO-E okvira, omogućava efikasniju razmenu energije, ali istovremeno povećava osetljivost sistema na poremećaje koji se mogu brzo proširiti preko granica pojedinačnih operatera sistema.

Događaj koji se odigrao 24. juna 2021. godine, kada je došlo do podeljenosti kontinentalnog elektroenergetskog sistema Evrope na dve zone (jednu „u mraku” i jednu ne), predstavlja jedan od najznačajnijih incidenata u poslednjoj deceniji, sa potencijalno ozbiljnim posledicama po stabilnost snabdevanja električnom energijom. Analiza ovog incidenta, predstavljena u izveštaju ENTSO-E iz februara 2025. godine, pruža vredan uvid u uzroke, tok i posledice događaja, kao i u efikasnost postojećih mehanizama koordinacije i zaštite u panevropskom kontekstu. Ovaj rad ima za cilj da, kroz sistemsku analizu pomenutog događaja, identifikuje ključne faktore rizika u upravljanju povezanim sistemima, kao i da predloži unapređenja u domenu merenja, automatizacije i koordinacije između operatera sistema.

Rad je organizovan na sledeći način. U glavi 2 su dati DACF rezultati. Glava 3 se bavi stanjem sistema tokom događaja. Potrošnja i proizvodnja tokom incidenta su opisani u Glavi 4, dok se radom transformatora bavi Glava 5. U Glavi 6 autori su opisali rad MONITA DC kabla koji spaja Italiju i Crnu Goru. Proces ponovnog uspostavljanja je dat u Glavi 7. Minimalni potrebni uslovi da ne dođe do incidenta su dati u Glavi 8. U Glavi 9 su izvedeni zaključci, preporuke i interni koraci komisije koja se stručno bavila ovim incidentom. Glava 10 je rezervisana za autorski zaključak na ovu temu.

2 DACF REZULTATI

Tokom kritičnog perioda u 13. satu, nije identifikovano značajno narušavanje N-1 kriterijuma sigurnosti u redovnim dnevnim analizama bezbednosti nijednog od pogođenih operatera prenosnog sistema. Poslednji slučaj zabeležen je ranije tog jutra (u 9:30), kada je isključenje internog dalekovoda 400 kV Lastva – Podgorica dovelo do preopterećenja veze sa Albanijom i to dalekovoda 220 kV Podgorica 1 – Koplík (107% - dakle 7% preopterećenje) i internog 220 kV dalekovoda Vau Dejes – Koplík (112%) u Albaniji. Međutim, nakon toga, nisu identifikovani nikakvi slučajevi koji bi doveli do opterećenja od 90% i više do 19:30 istog dana. Za sve identifikovane slučajeve tokom dana, pripremljene su korektivne mere.

U sistemu Bosne i Hercegovine (NOSBiH) identifikovana su neka preopterećenja u kritičnom satu, ali su sva bila na nivou 110 kV. Nijedno preopterećenje nakon isključenja nije premašilo 90% u mreži od 220 kV i 400 kV, osim blagog preopterećenja transformatora 400/220 kV u Obrenovcu (102%), koje se nalazi unutar oblasti posmatranja NOSBiH, ali nije unutrašnji element NOSBiH. Za preostala preopterećenja na mreži od 110 kV pripremljene su korektivne mere.

U albanskom sistemu (OST), tokom tog sata identifikovano je još nekoliko preopterećenja, ali većina njih se odnosila na elemente na nivou od 110 kV. Jedino preopterećenje nakon isključenja više od 90% u mreži od 220 kV i 400 kV odnosi se na transformatore 220/110 kV u trafostanici Tirana 2. Ovo preopterećenje, kao i preopterećenje interkonektivnog dalekovoda 150 kV Mourtos (GR) – Bistrica (AL) identifikovano u slučaju isključenja interkonektivnog dalekovoda 400 kV Zemblak – Kardija (133%), nije imalo potencijal za širenje i uticalo je samo na lokalnu potrošnju. Korektivne mere su pripremljene za sva identifikovana preopterećenja.

Vredno je napomenuti da su svi unutrašnji elementi od 400 kV svih pogođenih operatera prenosnih sistema deo listi za slučajeve nezgoda susednih operatera prenosnih sistema (npr. interni crnogorski 400 kV Ribarevine-Podgorica 2 je na spiskovima CGES, OST, EMS (Srbija), NOSBiH i MEPSO (Severna Makedonija)).

U hrvatskom elektroenergetskom sistemu (HOPS) nije identifikovano preopterećenje veće od 90% na mreži nominalnog napona 220 kV i 400 kV, dok su korektivne mere pripremljene za preostala blaga preopterećenja u mreži 110 kV.

Uopšteno, može se zaključiti da analiza sigurnosti za dan unapred nije ukazivala na kritičnije stanje sistema od uobičajenog u pogođenom području. Posebno, analize DACF su pokazale da isključenje 400 kV Ribarevine – Podgorica 2 nije izazvalo kritično opterećenje dalekovoda u Crnoj Gori kao ni u Albaniji, stoga isključenje nije označeno kao kritično ni u jednom od dva pomenuta sistema.

U Tabeli 1 su prikazani kako potencijalni ispadi dalekovoda menjaju opterećenje na drugim dalekovodima. Kao primer, opterećenje dalekovoda Vau Dejes – Koplík 67.52% u odnosu na njegovo nominalno, a ispadom dalekovoda Lastva – Podgorica 2 to opterećenje prelazi 11.68% njegovo nominalno opterećenje.

Tabela 1: N-1 analiza za pojedine dalekovode

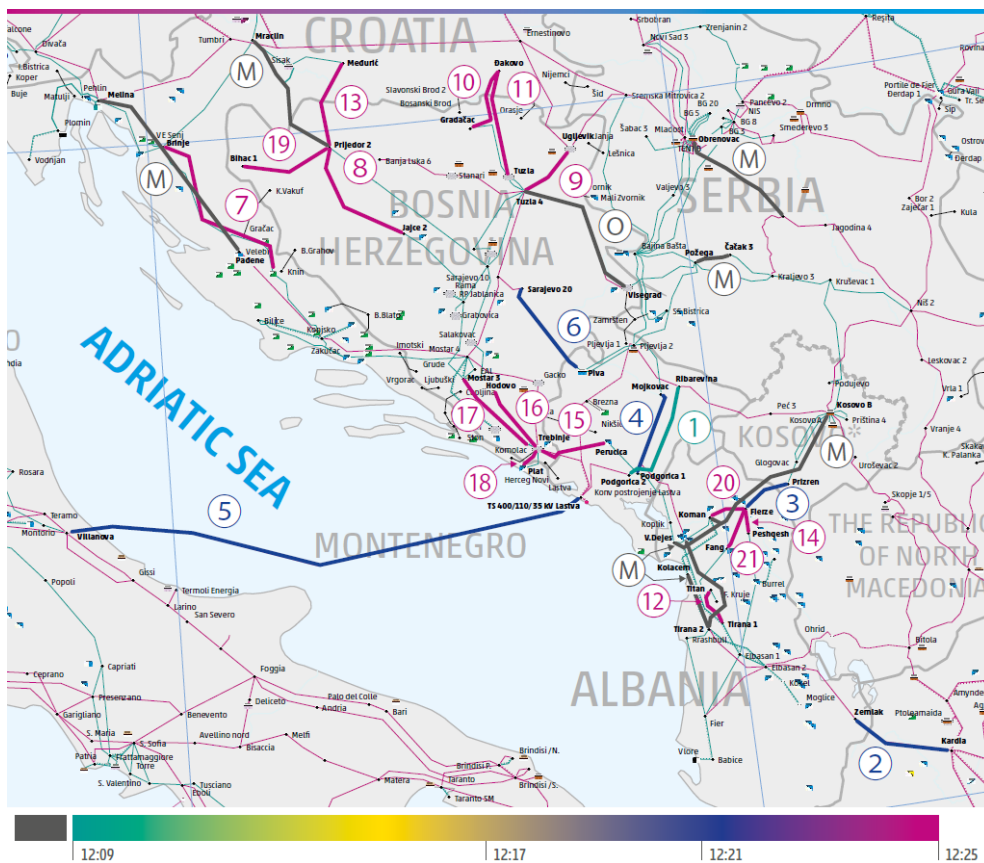
Vre- menski interval	Potencijalni ispad	Kritični element nakon posmatranog ispada	Opterećen je pre ispada (%)	Opterećenje nakon ispada (%)
09:30	400 kV Lastva - Podgorica 2	220 kV OHL Vau Dejes - Koplík	67.52	111.68
09:30	400 kV Lastva - Podgorica 2	220 kV TIE Podgorica 1 - Koplík (AL)	63.81	106.87
09:30	400 kV Tirana 2 - Podgorica	220 kV OHL Vau Dejes - Koplík	67.52	96.90
09:30	400 kV Tirana 2 - Podgorica	220 kV TIE Podgorica 1 - Koplík (AL)	63.81	92.43
19:30	220 kV Bajina Bašta - Pljevlja 2	220 kV TIE TS Bistrica - Pljevlja 2 (RS)	73.64	94.79
20:30	220 kV Bajina Bašta - Pljevlja 2	220 kV TIE TS Bistrica - Pljevlja 2 (RS)	70.51	90.43

3 RAZVOJ STANJA SISTEMA TOKOM DOGAĐAJA

Geografska mapa regiona na Slici 1 prikazuje hronologiju događaja. Boje na mapi označavaju vreme isključenja. Brojevi ukazuju na tačan redosled isključenja i povezani su sa ID brojevima isključenja iz Tabele 2 . Planirana isključenja koja su obavljena pre poremećaja istaknuta su sivom bojom i označena velikim slovom M (održavanje). Isključenje dalekovoda Višegrad – Tuzla 4 označeno je slovom O (ostalo), zbog prethodne noći isključenog zbog visokog napona na mreži NOSBiH.

U 12:09:16.213 došlo je do kvara na 400 kV dalekovodu između Ribarevine (CGES) i Podgorice 2 (CGES). Diferencijalna zaštita dalekovoda aktivirana je zbog zemljospoja koji se desio u fazi L3 usled smanjenja bezbedonosnog rastojanja do vegetacije u trasi dalekovoda. Sistem relejne zaštite radio je u skladu sa svojim postavkama, pri čemu je prva faza diferencijalne zaštite (postavljena na 480 A) delovala bez vremenskog kašnjenja (0 ms). Budući da je kvar bio trajan, nakon neuspešnog automatskog ponovnog uključjenja došlo je do definitivnog isključenja u sve tri faze, i dalekovod je ostao van pogona.

U 12:21:33:200 došlo je do kvara na 400 kV interkonektivnom dalekovodu između Zemblaka (OST) i Kardie (IPTO – Grčka). Distantna zaštita prvo je isključila dalekovod sa strane Zemblaka (OST) u fazi L2, a prekostrujna zaštita na glavnoj zaštitnoj jedinici 1 sa strane Kardie (IPTO) delovala je u sve tri faze. Zatim je u trafostanici Zemblak (OST) došlo do neuspešnog automatskog ponovnog uključjenja u fazi L2, koje je završeno definitivnim isključenjem u sve tri faze. Uzrok aktiviranja zaštite bilo je smanjenje rastojanja do vegetacije ispod dalekovoda, što je izazvalo kvar u fazi L2 blizu trafostanice Zemblak (OST) – na 19,2% dužine dalekovoda (od TS Zemblak). U trenutku događaja, jednopolno automatsko ponovno uključjenje na Kardia P940 bilo je van upotrebe. Zbog toga su sva isključenja bila u sve tri faze. Tele-zaštitni sistem dalekovoda takođe je bio van upotrebe. Stoga u trafostanici Kardie nije mogao biti primljen signal za prenos isključenja iz Zemblaka; zbog toga ubrzanje funkcije Z2 koja je bila pokrenuta nije bila moguća. Funkcija za prekostrujnu zaštitu od zemljospoja u TS Kardie imala je približno isti domet kao i distantna zaštita Z2, ali sa kraćim vremenskim kašnjenjem, zbog čega je delovala pre funkcije Z2. Može se reći da je sistem relejne zaštite radio prema svojim postavkama.

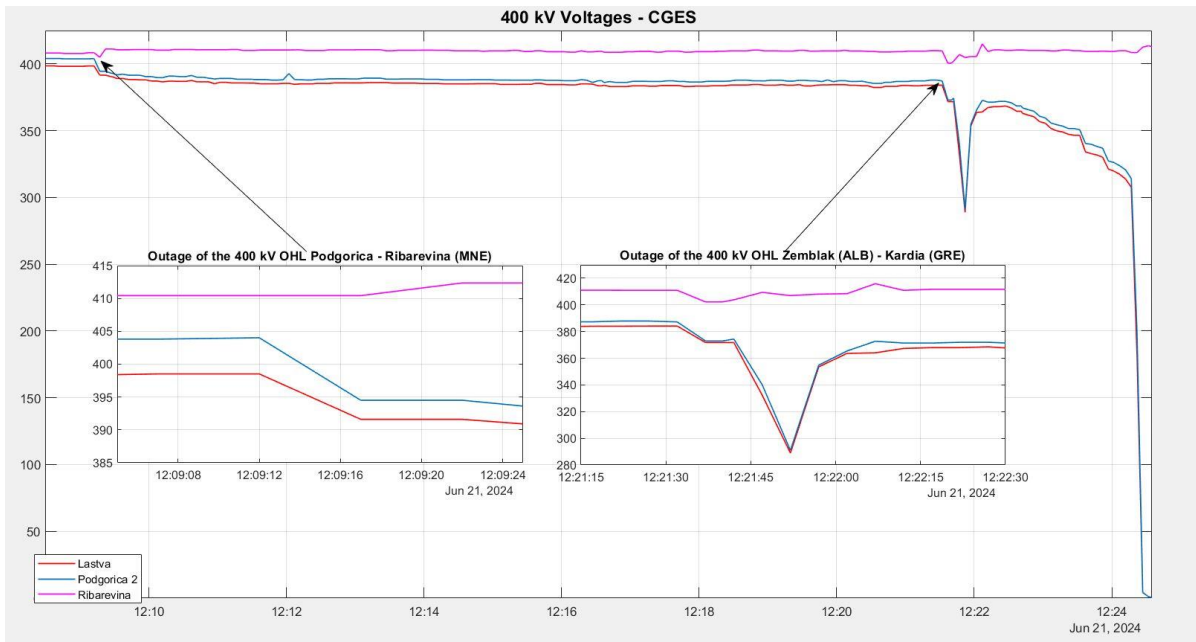


Slika 1: Hronologija događaja u regionu

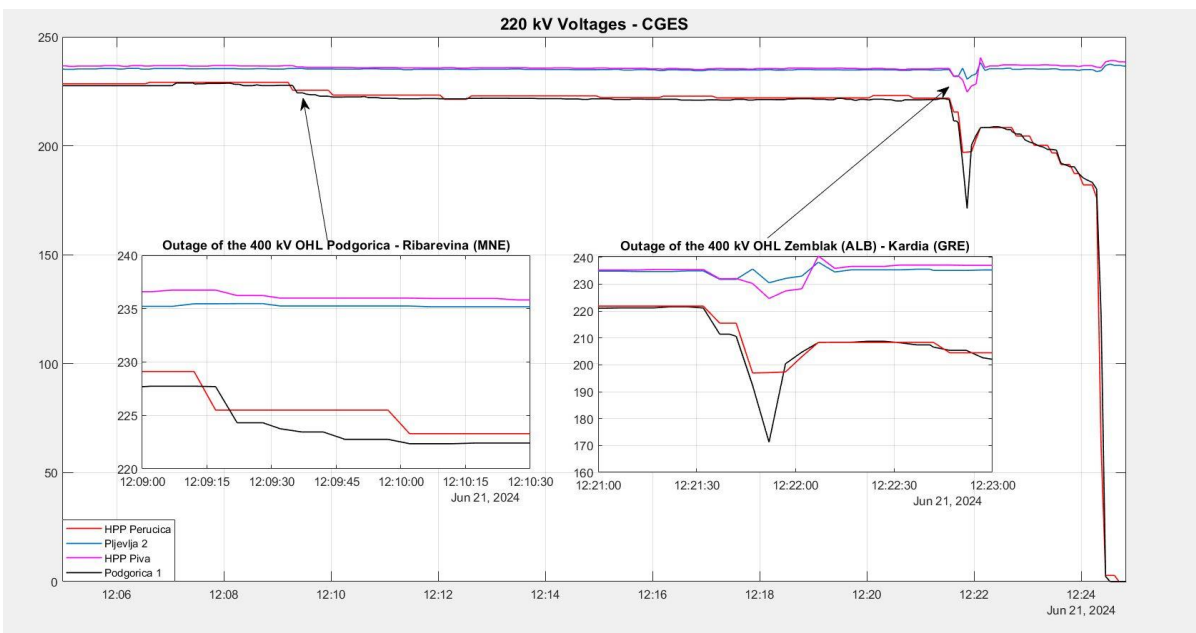
Tabela 2: Redosled isključenja

ID isključenja	Vreme (CEST)	Trafostanica A (TSO)	Trafostanica B (TSO)	Nivo napona (kV)	Aset tip	Okidač releja
1	09:16.2	Ribarevine (CGES)	Podgorica 2 (CGES)	400	OHL	DIFF
2	12:21:33:200	Zemblak (OST)	Kardia (IPTO)	400	OHL-TIE	DIST
3	12:21:44:000	Fierze (OST)	Prizren 2 (KOSTT)	220	OHL-TIE	OC
4	21:45.8	Podgorica 1 (CGES)	Mojkovac (CGES)	220	OHL	OC
5	12:21:51:446	Lastva (CGES)	Villanova (Terna)	500	DCC-TIE	UV
6	12:22:06:012	Sarajevo 20 (NOSBiH)	Piva (CGES)	220	OHL-TIE	OC
7	12:24:21:587	Brinje (HOPS)	Pađene (HOPS)	220	OHL	DIST
8	12:24:22:341	Prijedor 2 (NOSBiH)	Jajce 2 (NOSBiH)	220	OHL	OC
9	12:24:22:350	Ugljevik (NOSBiH)	Tuzla 4 (NOSBiH)	400	OHL	OC
10*	12:24:22:959	Đakovo (HOPS)	Gradačac (NOSBiH)	220	OHL-TIE	UV
11*	12:24:22:959	Đakovo (HOPS)	TPP Tuzla (NOSBiH)	220	OHL-TIE	UV
12	12:24:23:000	Titan (OST)	Tirana 1 (OST)	220	OHL	DIST
13	12:24:23:089	Međurić (HOPS)	Prijedor 2 (NOSBiH)	220	OHL-TIE	DIST
14	12:24:24:000	Fierze (OST)	Peshqesh (OST)	220	OHL	MAN
15	12:24:26:558	Trebinje (NOSBiH)	Perucica (CGES)	220	OHL-TIE	UV
16	12:24:26:579	Trebinje (NOSBiH)	Hodovo (NOSBiH)	220	OHL	UV
17	12:24:26:583	Trebinje (NOSBiH)	Mostar 3 (NOSBiH)	220	OHL	UV
18	12:24:26:593	Trebinje (NOSBiH)	Plat (HOPS)	220	OHL-TIE	UV
19	12:24:27:694	Prijedor 2 (NOSBiH)	Bihać 1 (NOSBiH)	220	OHL	DIST
20	12:24:28:000	Fierze (OST)	Koman (OST)	220	OHL	MAN
21	12:24:28:000	Fierze (OST)	Fang (OST)	220	OHL	OC

Na slikama 2 i 3 su prikazani naponski profili na 400 kV i 220 kV strani u CGES tokom incidenta, respektivno.

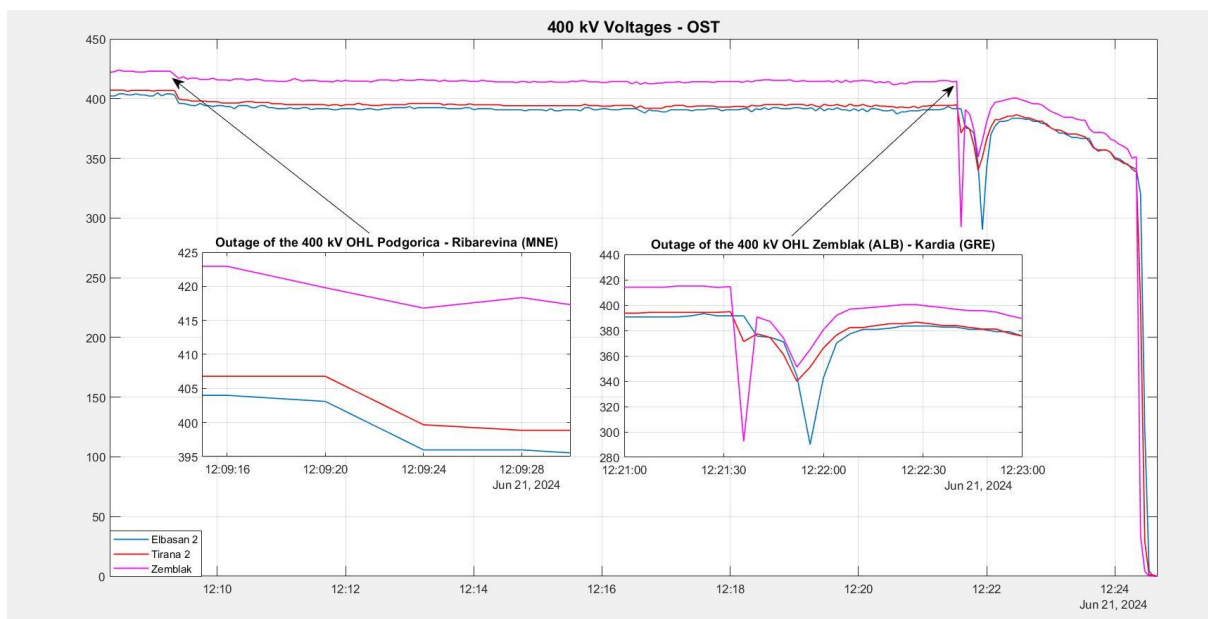


Slika 2. Merenja 400 kV napona u prenosnom sistemu CGES

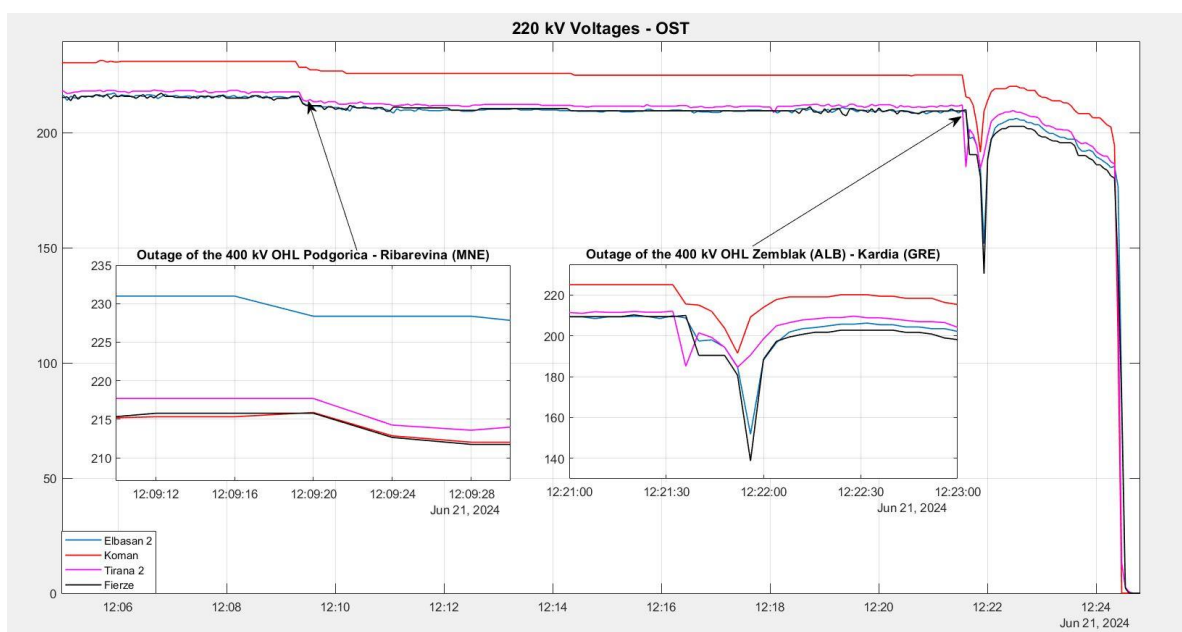


Slika 3. Merenja 220 kV napona u prenosnom sistemu CGES

Na slikama 4 i 5 su prikazani naponski profili na 400 kV i 220 kV strani u OST tokom incidenta, respektivno.



Slika 4. Merenja 400 kV napona u prenosnom sistemu OST



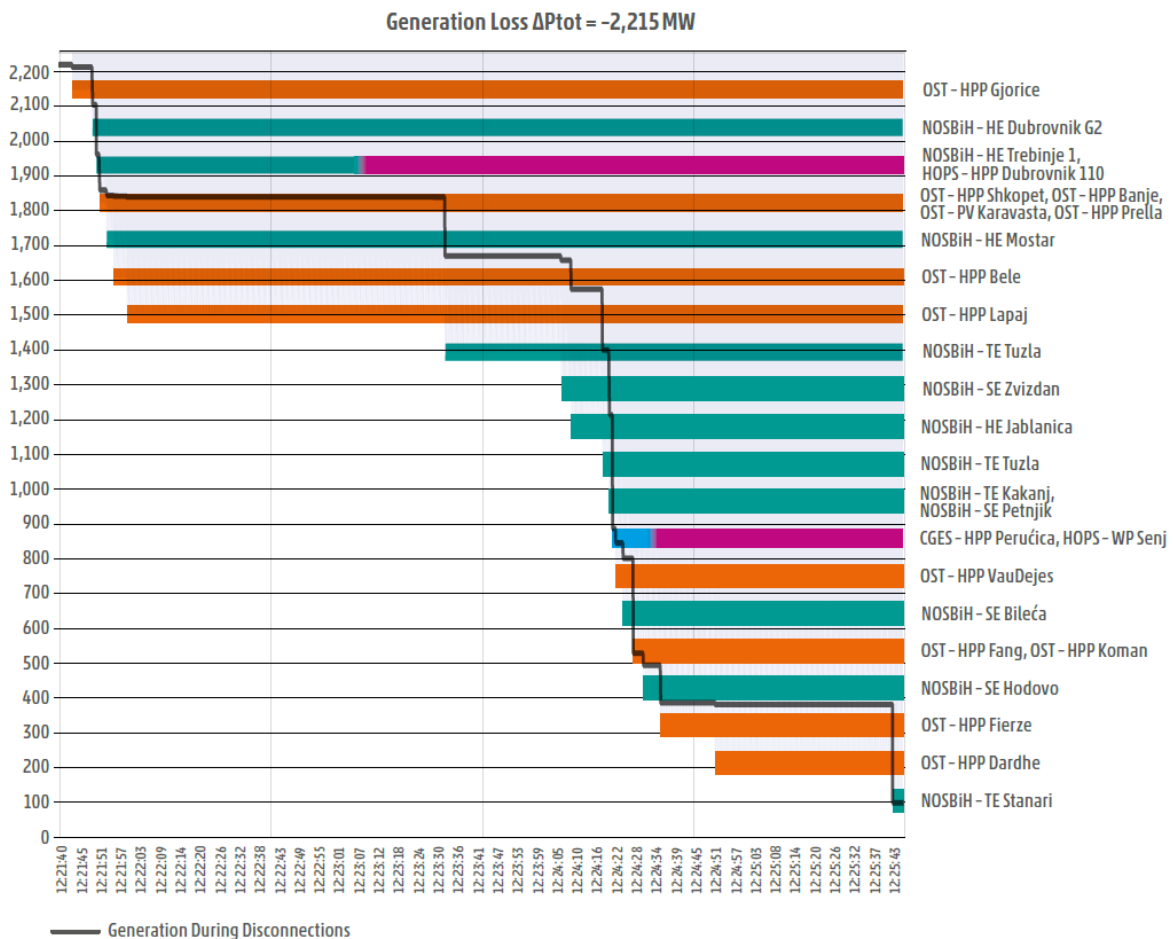
Slika 5. Merenja 220 kV napona u prenosnom sistemu OST

4 PROIZVODNJA I POTROŠNJA TOKOM INCIDENTA

Ovaj odeljak prikazuje detalje o gubitku opterećenja i proizvodnje tokom incidenta. Pre nestanka napajanja, pogođeno područje je imalo procenjenu aktivnu proizvodnju snage od 2,2 GW. Na slici 6 prikazan je gubitak proizvodnje hronološkim redosledom.

Na y-osi sa desne strane su prikazane pojedinačne elektrane (hidroelektrane, termoelektrane i drugi izvori), dok x-osa predstavlja vreme u sekundama, od 12:21 do 12:25, čime je jasno naglašeno da se ceo proces odigrao u manje od pet minuta.

Crna linija prikazuje akumulativni pad proizvodnje, dok različite boje označavaju pripadnost elektrana različitim operatorima prenosnog sistema (npr. OST – Albanija narandžasta, NOSBiH – BiH zelena, HOPS – Hrvatska bordo, CGES – Crna Gora plava). Grafik jasno pokazuje da je do najvećih gubitaka došlo ispadanjem hidroelektrana u Albaniji i termoelektrana u Bosni i Hercegovini, a najintenzivniji pad desio se u intervalu između 12:22:30 i 12:24:30, ukazujući na kaskadni karakter događaja. Prikaz jasno ukazuje na brzinu širenja poremećaja. Ovakav grafik predstavlja dragocen alat za vizuelizaciju dinamike sistemskog kolapsa i treba da posluži kao osnova za formulisanje tehničkih i organizacionih preporuka u cilju prevencije sličnih incidenata u budućnosti, što će i biti navedeno na kraju rada.



Slika 6: Hronološki gubitak proizvodnje

U tabeli 3 su prikazani generatori nominalne snage veće od 25 MW koji su isпали tokom incidenta.

Tabela 3. Generatori nominalne snage veće od 25 MW koji su isпали tokom incidenta

TSO	Tip	Elektrana	Stvarna proizvodnja (MW)	Generator	Vreme ispada	Razlog ispada
OST	Hidro	HE Fierze	109	G1	12:24:36	Prenaponska zaštita, Impedansna zaštita
OST	Hidro	HE Vau Dejes	40	G5	12:24:23	Klizanje pola

TSO	Tip	Elektrana	Stvarna proizvodnja (MW)	Generator	Vreme ispada	Razlog ispada
OST	Hidro	HE Fang	61	G1	12:24:28	Impedansna zaštita, Prenaponska zaštita, Podnaponska zaštita, Zaštita od previsoke frekvencije
OST	Hidro	HE Fang	-	G2	12:24:28	Zaštita od previsoke frekvencije
OST	Hidro	HE Koman	211	G1	12:24:28	Prenaponska zaštita
OST	Hidro	HE Koman	-	G4	12:24:28	Prenaponska zaštita
OST	Solarno - PV	PV Karavasta	94	N/A	12:21:52	Podnaponska zaštita
CGES	Hidro	HE Perućica	113	G2	12:24:22	Prenaponska zaštita
CGES	Hidro	HE Perućica	-	G3	12:24:22	Impedansna zaštita
CGES	Hidro	HE Perućica	-	G4	12:24:22	Prenaponska zaštita
HOPS	Vetar	VE Senj	33,8	N/A	12:24:22	Podnaponska zaštita
HOPS	Hidro	HE Dubrovnik	97	G1	12:21:48	Prenaponska zaštita na priključnoj liniji
NOSBiH	Hidro	HE Dubrovnik (za NOSBiH)	107	G2	12:21:51	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Hidro	HE Trebinje 1	46	G3	12:21:51	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Termo	TE Tuzla	169	G5	12:23:33	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Hidro	HE Jablanica	85	G4	12:24:10	Prenaponska zaštita zavisna od napona
NOSBiH	Termo	TE Tuzla	173	G4	12:24:19	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Termo	TE Kakanj	81	G5	12:24:21	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Termo	TE Kakanj	85	G6	12:24:21	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Solarno	PV Bileća	45	G1	12:24:25	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Solarno	PV Hodovo	34	G1	12:24:31	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Termo	TE Stanari	282	G1	12:25:44	Podnaponska zaštita

NOSBiH je zabeležio gubitak opterećenja od približno 1.365 MW u 12:24. U 12:24:21, HOPS je prijavio gubitak opterećenja od oko 700 MW. U 12:25, CGES je zabeležio gubitak opterećenja od približno 338 MW, dok je OST registrovao gubitak od oko 1.102 MW u 12:24:24. Podaci pokazuju da su svi pogođeni operatori prenosnog sistema iskusili gubitak opterećenja u vremenskom intervalu kraćem od jednog minuta. Ukupan gubitak opterećenja iznosio je približno 3,5 GW.

Operatori prenosnog sistema pogođeni nestankom napajanja nisu prijavili nikakve povrede ljudi niti materijalnu štetu usled događaja. Nijedan od TSO-ova nije izvršio ekonomsku procenu gubitaka prouzrokovanih nestankom električne energije.

5 FUNKCIONISANJE TRANSFORMATORA TOKOM INCIDENTA

U ovom poglavlju analizira se funkcionisanje transformatora tokom incidenta, a za tu svrhu navedene su najvažnije informacije koje se odnose na naponske nivoe u svakoj kontrolnoj oblasti i transformatore koji ih povezuju.

Prenosna mreža pod nadležnošću CGES-a obuhvata naponske nivoe 400 kV, 220 kV i 110 kV, dok su naponski nivoi 35 kV i niži u nadležnosti operatora distributivnog sistema. Svi transformatori koji povezuju prenosne naponske nivoe (400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV) regulišu se ručno, dok se transformatori koji povezuju prenosnu i distributivnu mrežu (110/x kV) uglavnom regulišu automatski, pri čemu se reguliše niži naponski nivo.

Prenosna mreža pod nadležnošću HOPS-a obuhvata 400 kV, 220 kV i 110 kV naponske nivoe, dok su nivoi 35 kV i niži u nadležnosti distributivnog sistema. Transformatori 400/220 kV regulišu se ručno, dok se transformatori 400/110 kV regulišu automatski, pri čemu se reguliše niži naponski nivo. Transformatori 220/110 kV regulišu se ručno u nekim trafostanicama, a u drugima automatski, u zavisnosti od potreba konkretne lokacije u mreži. Transformatori koji povezuju prenosnu i distributivnu mrežu (110/x kV) regulišu se automatski.

Prenosna mreža pod nadležnošću NOSBiH obuhvata 400 kV, 220 kV i 110 kV naponske nivoe, dok su nivoi 35 kV i niži u nadležnosti distributivnih operatora. Transformatori 400/220 kV i 400/110 kV regulišu se ručno. Transformatori 220/110 kV regulišu se ručno u svim trafostanicama osim u TS Mostar 4, gde se regulišu automatski, pri čemu se reguliše niži naponski nivo. Transformatori 110/x kV regulišu se automatski.

Prenosna mreža pod nadležnošću OST-a uključuje naponske nivoe 400 kV, 220 kV, 150 kV i 110 kV, dok su nivoi 35 kV i niži u nadležnosti operatora distributivnog sistema. Svi transformatori koji povezuju prenosne naponske nivoe (400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV i 150/110 kV), kao i oni koji povezuju prenosnu i distributivnu mrežu (220/x kV i 110/x kV), regulišu se ručno.

Zaključno, mogla se očekivati reakcija automatske regulacije napona samo na sledećim transformatorima:

- CGES: većina transformatora 110/x kV,
- HOPS: svi transformatori 400/110 kV, neki transformatori 220/110 kV i svi 110/x kV,
- NOSBiH: transformatori 220/110 kV u TS Mostar 4 i svi 110/x kV,
- OST: nijedan transformator.

U nastavku ovog rada će biti opisana reakcija transformatora u korelaciji sa incidentima navedenim u Tabeli 2. Međutim, nije moguće sa sigurnošću potvrditi svaku korelaciju, jer su se istovremeno mogli odvijati i drugi događaji koji su uticali na sistem, ali nisu obuhvaćeni analiziranim podacima.

Pre početnog događaja, sistem je bio u stabilnom stanju, sa samo nekoliko promena u položaju sklopki za promenu prenosa na transformatorima, što se može smatrati normalnim tokom dnevne eksploatacije.

Tokom niza ispada u vremenskom rasponu od 12:09 do 12:24, došlo je do progresivnog pada napona u više kontrolnih oblasti (CGES, HOPS, NOSBiH, OST), što je izazvalo različite reakcije transformatora, u zavisnosti od primenjene regulacije napona (ručne ili automatske).

Prvi ispad (12:09:16) – 400 kV Ribarevine – Podgorica 2

U CGES oblasti zabeležen je pad napona do 10 kV u 400 kV mreži, 6 kV u 220 kV mreži i 3 kV u 110 kV mreži. Transformatori 110/x kV sa automatskom regulacijom reagovali su promenom pozicije prema višim stepenima, kako bi se kompenzovao pad napona na višoj strani. U HOPS oblasti posledice su se osetile lokalno (Dubrovnik), gde su regulacione sklopke transformatora 220/110 kV i 110/35 kV reagovala promenom za 1 do 3 otepa. U NOSBiH, reakcija je zabeležena u TS Mostar 4 i u pojedinim 110/x kV trafostanicama, dok u OST oblasti nije bilo reakcije, jer se svi transformatori regulišu ručno i nije bilo intervencije operatera.

Drugi ispad (12:21:33) – 400 kV Zemblak – Kardia

U CGES oblasti pad napona dostigao je 15 kV u 400 kV mreži, 11 kV u 220 kV mreži i 6 kV u 110 kV mreži, s blagom reakcijom automatski regulisanih 110/x kV transformatora (najviše jedan korak). U HOPS oblasti zabeležen je pad od 8 kV u Dalmaciji, ali nijedan automatski transformator nije reagovao. U NOSBiH oblasti pad je bio do 12 kV u 400 kV mreži i 4 kV u 220 kV mreži, ali nije zabeležena značajna reakcija tap preklopnika, uključujući i TS Mostar 4. U OST oblasti pad napona je bio izražen (do 23 kV u 400 kV), ali nije bilo promene pozicija zbog nepostojanja automatske regulacije.

Ispadi 3, 4, 5 i 6 (12:21:43–12:22:02)

Višestruki ispadi u kratkom periodu analizirani su kao zajednički uzrok promene. Ispadi su izazvali dodatne padove napona u svim oblastima, dok je MONITA kabl privremeno doveo do lokalnog porasta napona. U CGES mreži, padovi su nastavili da se produbljuju (do 310 kV u 400 kV mreži), a regulacioni transformatori 110/x kV u trafostanicama su reagovali. U HOPS oblasti, regulacione sklopke su reagovala u svim stanicama sa automatskom regulacijom, pri čemu su mnogi dostigli krajnje pozicije. U NOSBiH oblasti zabeležena je višestepena reakcija u 110/x kV stanicama. U OST oblasti, nakon privremenog porasta napona zbog ispada MONITA kabla, naponi su ponovo pali, ali regulacioni transformatori nisu reagovali.

Ispadi 7, 8 i 9 (12:24:22) – neposredno pre kolapsa

Zabeležen je iznenadan pad napona u svim oblastima, neposredno pre nestanka napona u mreži. Regulacioni transformatori su reagovali gde su god nisu već bili na krajnjoj poziciji, ali zbog vrlo kratkog vremena (3–4 sekunde) nisu sve stanice stigle da reaguju.

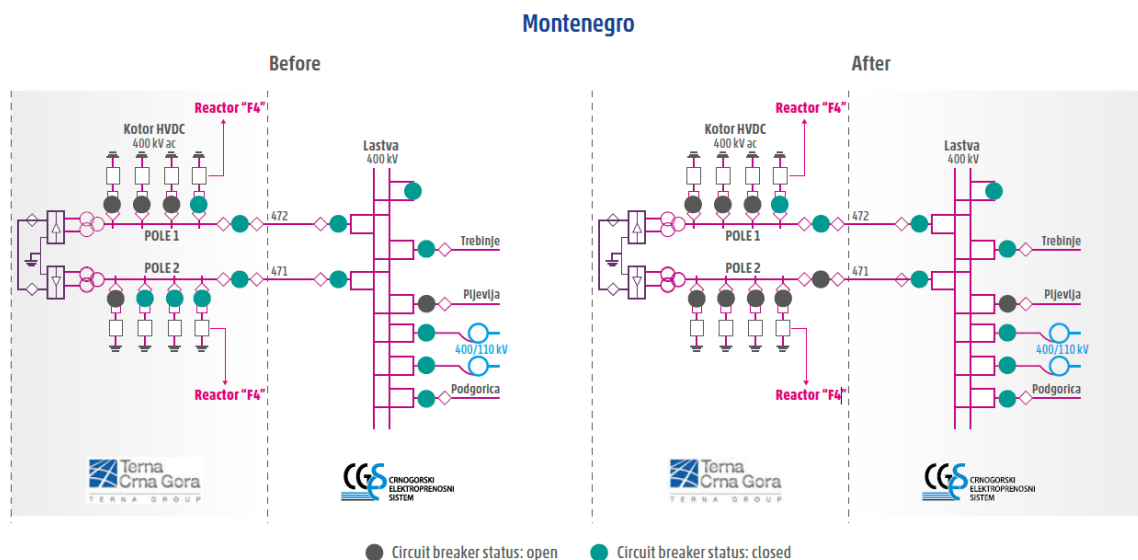
Generalizovano, može se zaključiti da je sposobnost automatske regulacije transformatora bila ključna za ublažavanje efekata naponskih padova, ali je njihova efikasnost bila ograničena u uslovima brzih i sukcesivnih ispada koje su se u ovoj situaciji dogodili. Sistemi bez automatske regulacije nisu pokazali nikakvu sposobnost adaptacije, što ih čini posebno ranjivim u ovakvim scenarijima.

6 MONITA HVDC

MONITA link koji spaja Italiju i Crnu Goru, sastoji se od dva pola, od kojih se za sada samo jedan koristi za prenos snage, dok se u budućnosti očekuje polaganje i drugog podmorskog kabla. Kada je jedan pol u radu, kontrolni sistem upravlja elementima za kompenzaciju reaktivne snage, kako bi obezbedio ispravan rad pretvarača i ograničio razmenu reaktivne snage sa mrežom. Pored toga, kontrolni sistem automatski podešava preklopnik regulacione sklopke transformatora kako bi održao pravilno funkcionisanje pretvarača.

S obzirom na to da je MONITA veza zasnovana na LCC HVDC tehnologiji (HVDC sistemi sa pretvaračima usklađenim sa mrežom (LCC – *Line-Commutated Converter*) ne mogu efikasno regulisati reaktivnu snagu zbog značajnih potreba za reaktivnom snagom na obe strane – i na strani ispravljača i na strani invertora. Ovo je posledica kašnjenja u uključenju tiristora, što dovodi do faznog pomeraja između struje i napona, a samim tim i do povećane potrošnje reaktivne snage. LCC HVDC sistemi zahtevaju dodatne spoljne kompenzacione uređaje, kao što su kondenzatori i prigušnice, kako bi zadovoljili svoje potrebe za reaktivnom snagom. Ova zavisnost od eksternih uređaja ograničava njihovu sposobnost samostalne regulacije reaktivne snage, te nemogućnost da pruži podršku u vidu regulacije reaktivne snage tokom tranzijentnih procesa. Kada pol ne prenosi aktivnu snagu, šant prigušnice se i dalje mogu koristiti za regulaciju napona.

Tokom događaja 21. juna, Pol 2 je prenosio aktivnu snagu. Na slici 7 prikazano je stanje prekidača u trafostanici Kotor, gde se vidi da su tri od četiri šant prigušnice bile u radu. Suprotno tome, Pol 1, koji nije prenosio snagu, imao je u pogonu samo prigušnicu F4, koja je ostala u pogonu tokom čitavog incidenta.



slika 7. Pojednostavljeni jednopolni dijagram Monita veze, stanica Kotor, sa prikazom statusa prekidača pre i posle ispada Monita veze

7 PROCES PONOVOG USPOSTAVLJENJA PRENOSNOG SISTEMA U REGIONU

Zahvaljujući promenama u prikazu stanja semafora u EAS (ENTSO-E Awareness System), operatori prenosnih sistema (TSO) su ubrzo nakon poremećaja dobili informaciju da je veliki deo prenosnih sistema Albanije, Crne Gore, Bosne i Hercegovine, kao i Hrvatske, pretrpeo kolaps napona, nakon čega je usledio potpuni ili delimični nestanak napajanja (kao što je prikazano na slici 8).

Tokom incidenta sa nestankom napajanja električnom energijom u jugoistočnom delu kontinentalne Evrope 21. juna, u HOPS-ovom sistemu došlo je do nestanka napajanja u manjem delu oblasti Osijek i gotovo celokupnoj oblasti Dalmacije. NOSBiH i OST su imali nestanak napajanja u celokupnom sistemu (osim manjeg opterećenja koje je bilo napajano radijalno sa juga Albanije iz grčkog sistema), i najbrži proces povratka sistema sproveden je korišćenjem međusobnih interkonekcija sa susedima.

Nakon razmene informacija o incidentima između pogođenih TSO-a, planovi za povratak sistema su odmah pokrenuti. Interkonekcije su korišćene za primenu metode povratka "odozgo na dole" (top-down), uz pažljivu kontrolu razmene aktivne snage na interkonektivnim dalekovodima, u skladu sa Sporazumom o radu prenosnog sistema između TSO-ova.



Slika 8: Pogođeni region

7.1 HOPS

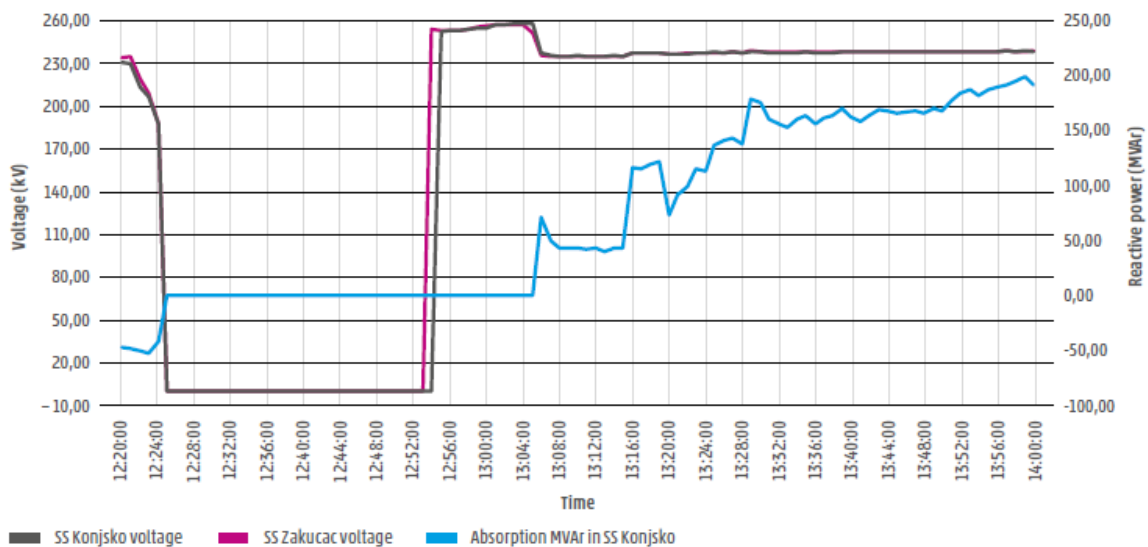
Zbog nestanka napajanja u Bosni i Hercegovini i istovremenog izvođenja radova na 400 kV dalekovodu Melina – Velebit, dispečeri HOPS-a su započeli proces uspostavljanja napajanja u oblasti Dalmacije sa naponskog nivoa od 220 kV, primenom metode uspostavljanja „odozgo nadole“ (top-down). Redosled ponovnog uključjenja elemenata u mreži HOPS-a prikazan je na slici 9.



Slika 9: Proces ponovnog uspostavljanja za HOPS

Prvo uključenje izvršeno je u 12:52 na 220 kV dalekovodu Brinje – Pađene (①), zatim u 12:53 uključen je 220 kV dalekovod Pađene – Konjsko (②), a u 12:54 uključen je 220 kV dalekovod Konjsko – Zakučac, nakon čega je u 12:55 pušten u pogon transformator 220/110 kV u trafostanici Zakučac (③). Cilj ove sekvence manipulacija bio je dovođenje napona na 220 kV sabirnice u HE Zakučac i napajanje sabirnica 220 kV u TS Konjsko, gde se nalazi statički kompenzator reaktivne snage (SVC).

Zbog prisutnog visokog napona u 220 kV mreži, koji je posledica dugih, slabo opterećenih dalekovoda, dispečeri HOPS-a su u 13:02 pustili u pogon HE Zakučac sa snagom od 63 MW, a zatim je u 13:05 uključio SVC na 220 kV strani u TS Konjsko. Ove manipulacije su doprinele rešavanju problema previsokog napona, što je ilustrovano na slici 10.



Slika 10: Uz problem previsokih napona

Nakon završetka radova na 400 kV dalekovodu Melina – Velebit, dispečer HOPS-a je započeo sa uspostavljanjem naponskog nivoa 400 kV.

U 13:09 je uključen 400 kV dalekovod Melina – Velebit (④), zatim u 13:11 i dalekovod Velebit – Konjsko (⑤). U trafostanici Konjsko, u 13:14 i 13:15, uključena su oba transformatora 400/220 kV, a u 13:19 su uključena dva transformatora 220/110 kV. Ovim manipulacijama, jedna od najvažnijih trafostanica u regiji – TS Konjsko – bila je gotovo u potpunosti pod naponom.

Proces uspostavljanja se nastavio u 13:24, kada su uključeni dalekovodi 220 kV Konjsko – Bilice 1 i Konjsko – Bilice 2 (⑥), zatim dalekovod Bilice – Zakučac (⑦), a u 13:51 je uključen transformator 220/110 kV u TS Bilice.

U 14:04 je uključen transformator 400/110 kV u TS Velebit, čime je naponski nivo 400 kV dodatno stabilizovan. U tom trenutku, deo HOPS-ove mreže u okolini Dubrovnika počeo je da se napaja iz mreže NOSBiH. U 14:09 je uključen 220 kV interkonektivni dalekovod Trebinje (BiH) – Plat (Hrvatska) (⑧), a zatim je u 14:14 uključen i transformator 220/110 kV u TS Plat.

U 15:00 je uključen 220 kV interkonektivni dalekovod Đakovo (HR) – Gradačac (BiH), nakon čega je uključen i dalekovod Đakovo – Tuzla (BiH) (9). U 15:20 je uključen prvi transformator 220/110 kV u TS Đakovo, a u 15:26 i drugi transformator, čime je omogućena stabilna interkonekcija i napajanje u tom delu mreže.

Ova detaljna i pažljivo koordinisana akcija uključivanja elemenata omogućila je stabilan i bezbedan povratak napona u kritičnim delovima južne i istočne Hrvatske, kao i povezivanje sa susjednim TSO-ima u Bosni i Hercegovini.

7.2 NOSBIH

Nakon razmene informacija o incidentu sa susjednim operatorima prenosnog sistema Hrvatske (HOPS), Srbije (EMS) i Crne Gore (CGES), plan uspostavljanja prenosnog sistema započet je odmah. Interkonektivne veze sa HOPS-om, EMS-om i CGES-om, koje nisu bile isključene, korišćene su za uspostavljanje sistema primenom metode „odozgo nadole“ (top-down).

Pre početka procesa ponovnog uspostavljanja prenosnog sistema, dispečeri u NOSBiH su, u skladu sa planom uspostavljanja, isključili sve prekidače koji su nakon poremećaja ostali u uključenom stanju u pogođenim trafostanicama. Oba 400 kV interkonektivna dalekovoda iz TS Ugljevik ka TS Ernestinovu (Hrvatska) i TS Sremskoj Mitrovici 2 (Srbija) bila su u pogonu, i dispečeri NOSBiH odlučili su da započnu proces uspostavljanja iz TS Ugljevik (kao što je prikazano na slici 11).



Slika 11: Proces ponovnog uspostavljanja za NOSBiH

Uspostavljanje je započeto u 12:33, kada je uključen interni 400 kV dalekovod Ugljevik – Tuzla 4 (1) i time je napon doveden na 400 kV sabirnice u TS Tuzla 4, koja je jedna od najvažnijih za NOSBiH.

U 12:41 je uključen 220 kV interkonektivni dalekovod Sarajevo 20 – Piva (②), čime je sistem ponovo povezan sa severnim delom mreže CGES-a. Neposredno zatim uključen je 400 kV dalekovod Sarajevo 20 – Sarajevo 10 (③), čime je napon doveden na 400 kV sabirnice u TS Sarajevo 10, a u rad je pušten i transformator 400/110 kV u TS Sarajevo 10.

U 12:46 uključen je 400 kV dalekovod Tuzla 4 – Sarajevo 10 (④), odmah potom i 400 kV dalekovod Tuzla 4 – Stanari (⑤). U 13:05 uključen je 400 kV dalekovod Stanari – Banja Luka 6 (⑥), a u 13:07 je pušten u rad transformator 400/110 kV u TS Banja Luka 6. Tim potezima, tri od četiri najvažnije 400 kV trafostanice u BiH bile su pod naponom.

U 12:55 je uključen 220 kV interkonektivni dalekovod Međurić – Prijedor 2 (⑦), a iz TS Prijedor 2, u 13:00, započeto je dovođenje napona ka TS Jajce 2 (⑧), nakon čega se nastavilo ka TS Jablanica, u kojoj se nalaze HE Rama (instalirana snaga 170 MW) i HE Grabovica (114 MW).

Nakon što je uključen transformator 400/220 kV u TS Tuzla 4, u 13:28 je uključen 220 kV dalekovod Tuzla 4 – Zenica 2 (⑨), a zatim u 13:42 i dalekovod Zenica 2 – Kakanj V (gde se nalazi TE Kakanj, instalirane snage 215 MW). U 13:43 je zatvorena prstenasta veza 220 kV mreže, uključivanjem dalekovoda TS Kakanj – Kakanj V.

Zbog visokog napona izazvanog dugim, slabo opterećenim dalekovodima u sistemu, najbrže rešenje bilo je čekanje da se napon dovede iz 400 kV TS Konjsko (HR) ili 220 kV TS Zakučac (HR) ka TS Mostar 4. U 13:47 je uključen 400 kV interkonektivni dalekovod Konjsko (HR) – Mostar 4 (BA) (⑩), a odmah nakon toga pušten je u rad transformator 400/220 kV u TS Mostar 4.

Sledeći korak bio je dovođenje napona na 220 kV sabirnice TS Mostar 3 iz TS Mostar 4, zatim ka TS Trebinje iz TS Mostar 3 (⑪).

U 14:06, iz TS Mostar 4 je doveden napon na 400 kV TS Gacko (⑫), odmah nakon toga i na 400 kV TS Trebinje (⑬), a u 14:07 je uključen transformator 400/220 kV u TS Trebinje.

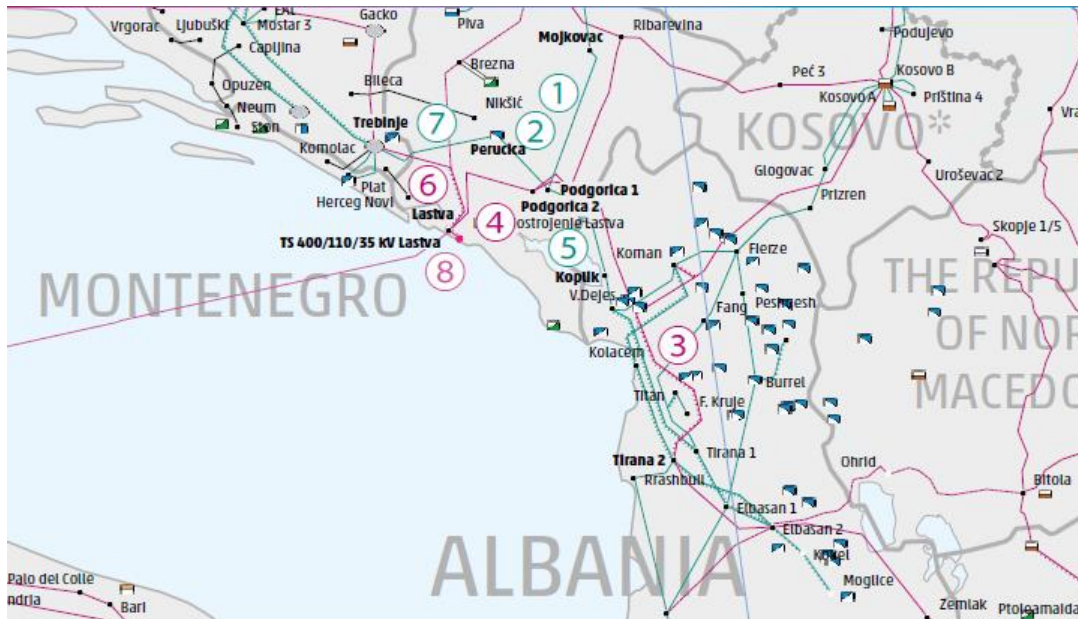
Zatim je u 14:09 uključen 220 kV interkonektivni dalekovod Trebinje (BiH) – Plat (Hrvatska) (⑭).

U 15:05 je uključen 400 kV dalekovod Sarajevo 10 – Mostar 4 (⑮), odmah nakon toga u 15:06 i 400 kV interkonektivni dalekovod Trebinje (BiH) – Lastva (CGES) (⑯), a u 15:08 i 220 kV interkonektivni dalekovod Trebinje – Perućica (CGES) (⑰).

7.3 CGES

CGES je bio podeljen na severni deo, koji je bio pod naponom, i južni deo, koji nije bio pod naponom. Plan uspostavljanja je predviđao povezivanje ova dva dela CGES sistema, uz vođenje računa o unutrašnjim tokovima snage. Pre početka povezivanja dalekovoda, dispečeri CGES-a su, u skladu sa planom uspostavljanja, isključili sve prekidače u trafostanicama u južnom delu mreže.

Redosled ponovnog uključivanja elemenata u mreži CGES-a prikazan je na slici 12. Najbrži način za povratak napajanja u južni deo sistema CGES-a bio je sinhronizacija dva razdvojena dela sistema.



Slika 12: Proces ponovnog uspostavljanja za CGES

Proces ponovnog uspostavljanja južnog dela prenosnog sistema CGES-a započeo je uključanjem 220 kV dalekovoda Mojkovac – Podgorica 1 (①) u 12:39, a odmah nakon toga, u 12:40, uključen je 220 kV dalekovod Podgorica 1 – HE Perućica (②). U 12:46 je uključen prvi transformator 220/110 kV u TS Podgorica 1, čime je započeto ponovno napajanje potrošača u glavnom gradu Crne Gore, dok je drugi transformator 220/110 kV u TS Podgorica 1 uključen u 13:23.

Nakon toga, u 13:01 uključen je 400 kV interkonektivni dalekovod Tirana 2 (AL) – Podgorica 2 (ME) (③), a u 13:02 uključen je transformator 2 (TR 2) 400/110 kV u TS Podgorica 2. Od tog trenutka, CGES je ponovo sinhronizovan sa OST-om (Albanska mreža).

U 13:49 uključen je 400 kV dalekovod Podgorica 2 – Lastva (④), kao i oba transformatora 400/110 kV u TS Lastva.

Takođe u 13:49, uključeni su i 220 kV interkonektivni dalekovodi iz HE Perućica ka TS Trebinje, čime je omogućena ponovna sinhronizacija sa južnim delom mreže NOSBiH, dok je HE Perućica u TS Trebinje uključena u 15:08 (⑦).

U 13:58 uključen je prvi transformator 400/110 kV u TS Podgorica 2.

U 14:01 uključen je 400 kV dalekovod Ribarevine – Podgorica 2, ali je isključen nakon jednog minuta.

U 14:51 uključen je 220 kV interkonektivni dalekovod Podgorica 1 (ME) – Koplík (AL) (⑤).

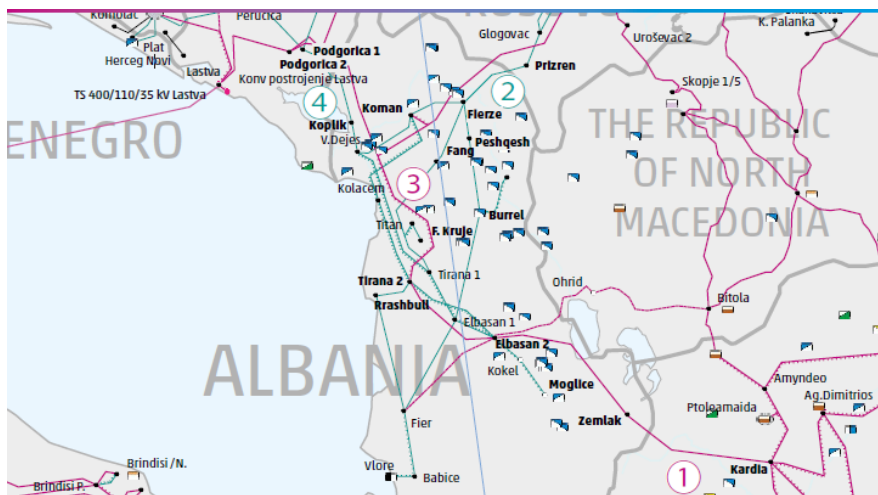
U 15:05 uključen je 400 kV interkonektivni dalekovod Lastva (ME) – Trebinje (BA) u TS Lastva (⑥), a zatim u 15:16 i dalekovodi ka Lastva – HVDC 1 i Lastva – HVDC 2 (⑧).

7.4 OST

Redosled ponovnog uključivanja elemenata u mreži OST-a prikazan je na slici 13. Pošto su prekidači u trafostanicama Zemblak, Elbasan 2 i Tirana 2 već bili uključeni, odmah nakon uključjenja 400 kV interkonektivnog dalekovoda Kardia (GR) – Zemblak (AL) (①) u 12:38, napon je doveden na 400 kV sabirnice u TS Zemblak, Elbasan 2 i Tirana 2.

Prekidači na transformatorima 400/220 kV u TS Elbasan 2 i Tirana 2 takođe su bili uključeni, pa su 220 kV sabirnice u tim trafostanicama odmah dobile napon. Prekidači na 220 kV nivou u sledećim trafostanicama bili su uključeni i odmah su bili pod naponom: TS Elbasan 2, TS Elbasan 1, TS Burreli, TS Peshqesh, TS Fier, TS Rashbull, TS Karavasta, i TS Moglice.

U 12:40 izvršena je ponovna sinhronizacija sa KOSTT-om putem 220 kV interkonektivnog dalekovoda Priština 2 – Fierza (②), pri čemu su sabirnice u TS Koman i TS Fangu odmah bile energizovane. U 12:59, izvršena je ponovna sinhronizacija sa CGES-om putem 400 kV interkonektivnog dalekovoda Tirana 2 (AL) – Podgorica 2 (ME) (③), a zatim u 13:06 i putem 220 kV interkonektivnog dalekovoda Koplík (AL) – Podgorica 1 (ME) (④).



Slika 13: Proces ponovnog uspostavljanja za OST

7.5 Sinhronizacija elektrana

U tabeli 4 je dat pregled ispada i ponovne sinhronizacije elektrana tokom incidenta.

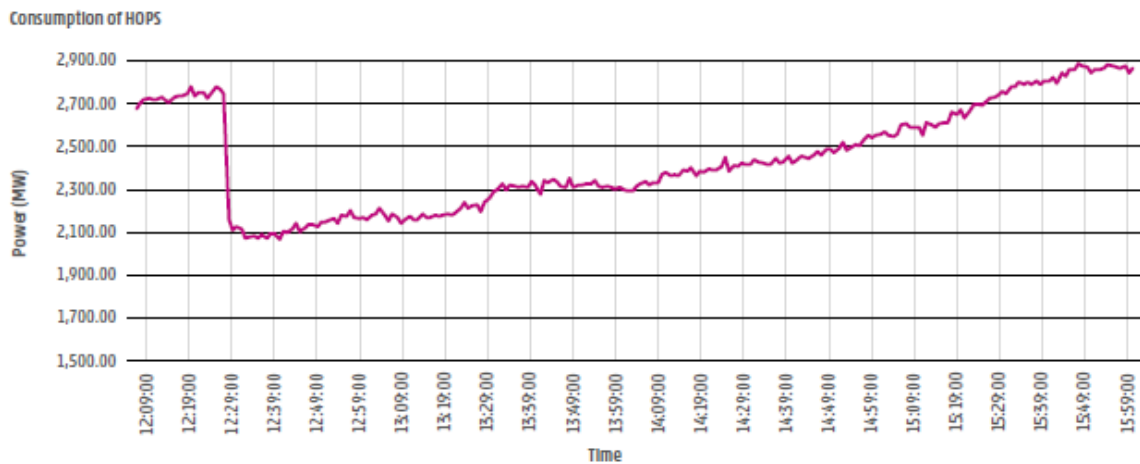
Tabela 4: Sinhronizacija elektrana

TSO	Elektrana	Trafostanica	Snaga (MW)	Isključenje	Ponovna sinhronizacija
HOPS	VE Senj	TS Brinje	34	12:24	12:30
HOPS	HE Dubrovnik G1	TS Plat	97	12:21	14:43
NOSBiH	HE Dubrovnik G2	TS HE Dubrovnik	107	12:21	14:45
NOSBiH	HE Trebinje 1	TS HE Trebinje 1	46	12:21	14:10
NOSBiH	TE Tuzla G4	TS TE Tuzla	169	12:23	20:30
NOSBiH	TE Tuzla G5	TS TE Tuzla	173	12:24	sledeći dan
NOSBiH	TE Stanari	TS TE Stanari	260	12:25	sledeći dan

TSO	Elektrana	Trafostanica	Snaga (MW)	Isključenje	Ponovna sinhronizacija
NOSBiH	SE Hodovo	TS SE Hodovo	34	12:24	16:15
NOSBiH	SE Bileća	TS SE Bileća	45	12:24	15:30
NOSBiH	SE Petnjik	TS SE Petnjik	21	12:24	16:05
NOSBiH	TE Kakanj G5	TS TE Kakanj	81	12:24	21:00
NOSBiH	TE Kakanj G6	TS TE Kakanj	85	12:24	21:05
NOSBiH	HE Jablanica	TS HE Jablanica	85	12:24	14:55
NOSBiH	SE Zvizdan	TS SE Zvizdan	12	12:24	14:57
NOSBiH	HE Mostar	TS HE Mostar	14	12:21	14:35
CGES	HE Perućica	TS Perućica	110	12:24	13:41
CGES	HE Piva	TS Piva	99	12:33	15:15
OST	HE Vau Dejes	TS Vau Dejes	40	12:24	13:11
OST	HE Fierze	TS Fierze	109	12:24	12:43
OST	HE Fang	TS Fang	61	12:24	12:48
OST	HE Koman	TS Koman	211	12:24	13:30

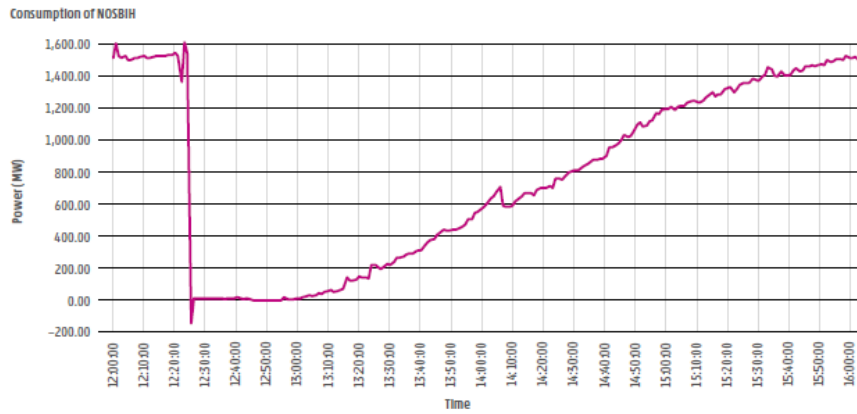
7.6 Akcije povratka potrošnje

HOPS je izgubio približno 700 MW potrošnje. Slika 14 prikazuje porast potrošnje u HOPS mreži tokom procesa uspostavljanja. Brzina povratka potrošnje zavisila je od operatora distributivnog sistema (DSO) i dispečerskih centara.



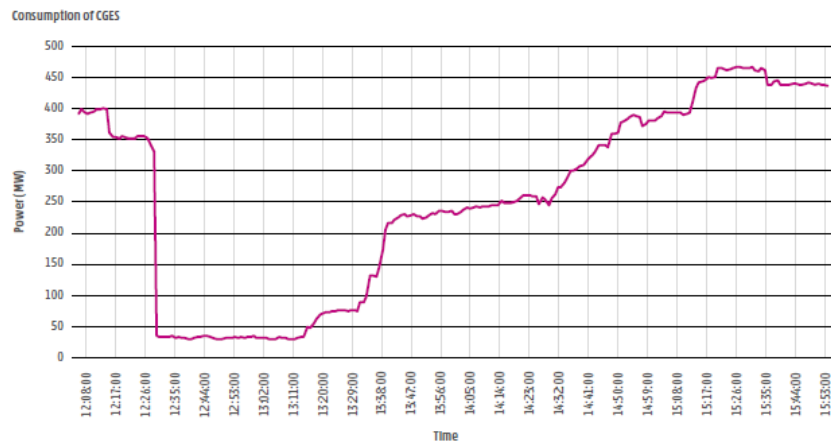
Slika 14: porast potrošnje u mreži HOPS

NOSBiH je izgubio celokupnu potrošnju. Slika 15 prikazuje porast potrošnje u NOSBiH mreži tokom procesa uspostavljanja. Brzina povratka potrošnje zavisila je od DSO-ova i mrežnih centara.



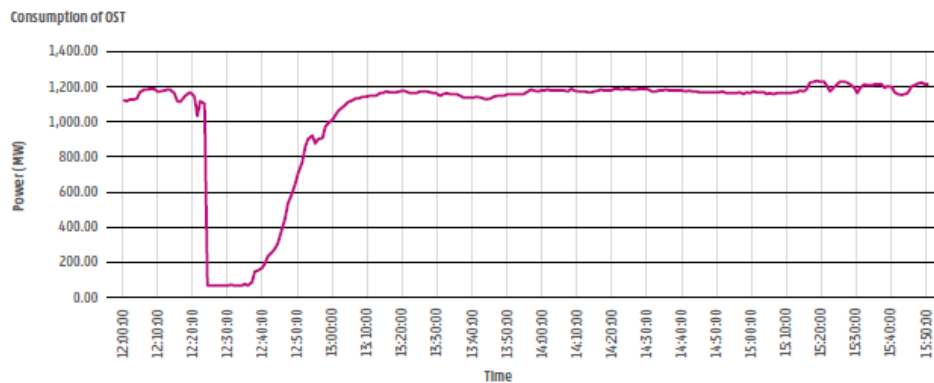
Slika 15: porast potrošnje u mreži NOSBiH

CGES je izgubio približno 70% potrošnje. Slika 16 prikazuje porast potrošnje u CGES mreži tokom procesa uspostavljanja. Brzina povratka potrošnje zavisila je od DSO-ova i mrežnih centara.



Slika 16: porast potrošnje u mreži CGES

OST je izgubio gotovo svu potrošnju; samo je mali deo mreže bio radijalno povezan sa mrežom IPTO-a (Grčka). Slika 17 prikazuje porast potrošnje u OST mreži tokom procesa uspostavljanja. Brzina povratka potrošnje zavisila je od DSO-ova i mrežnih centara.



Slika 17: porast potrošnje u mreži OST

8 MINIMALNI NEOPHODNI USLOVI DA NE DOĐE DO BLACKOUT-A

Analizom tokova snaga na spojenom UCT modelu kontinentalne Evrope pokušano je da se dodje do zaključka o minimalnim uslovima koji su bili neohpodni da blackout-a izbegne.

Pre svega, u simulaciji je uključen 400 kV dalekovod Tuzla - HE Višegrad i isključena je prigušnica u polu HVDC linka koji se ne koristi za prenos aktivne snage.

Usvojena je pretpostavka da bi do prva dva ispada došlo u svakom slučaju jer dalekovodi nisu ispali usled preopterećenja (već zbog blizine vegetacije).

Inkrementalnim povećavanjem proizvodnje u Albaniji, u čvoru HE Fierza, dolazi se do zaključka da bi 110 kV dalekovod Bistica (AL) - Mourtos (GR) ispao usled preopterećenja u svakom slučaju, posto predstavlja "paralelnu" vezu prenosnih sistema OST i IPTO na 110 kV naponu. Veliki deo toka aktivne i reaktivne snage dalekovoda Zemblak - Kardina prenosi se bez obzira na proizvodnju u pogođenom području Albanije, zbog čega je ovaj dalekovod isključen u simulaciji.

Sledeći ključni ispad koji se dogodio u stvarnosti je ispad 220 kV dalekovoda Prizren - Fierze. Da bi se predupredio ispad ovog dalekovoda, bilo je neophodno angažovanje dodatne proizvodnje generatora u HE Fierze za bar 250 MW veće od stvarne proizvodnje od 21. juna.

Na osnovu ove simulacije može se zaključiti da je bilo neophodno povećati proizvodnju u pogođenom području za 250 MW pored uključenja dalekovoda Tuzla - HE Višegrad i isključenja prigušnice u HVDC MONITA.

9 ZAKLJUČCI, PREPORUKE I INTERNI KORACI

Ovaj deo sažima glavne zaključke tehničke analize sprovedene povodom događaja i definiše osnovne uzroke koji su doprineli nastanku incidenta.

Dijagram toka naponskog sloma:

1 Vegetacija viša nego što se očekivalo

- → Kratak spoj sa vegetacijom
 - → Gubitak dalekovoda AL – GR
 - → Gubitak internog dalekovoda u CG

2 Preopterećenje nije detektovano / izračunato

- → Nedovoljna opservabilnost (observability area)
- → Dalekovodi preopterećeni nakon drugog ispada

3 Potencijalna nestabilnost nije detektovana / izračunata

- → Nedostatak indikatora stabilnosti
- → Gubitak dalekovoda koji su povezivali region sa ostatkom interkonekcije

4 Zaštite od preopterećenja aktivne i podešene sa niskim vremenskim zatezanjem

- Smanjeno vreme da operativno osoblje reaguje kurativnim merama→
- Jedan dalekovod isključen zbog visokog napona

5 Reakcija transformatora sa promenom stepena prenosa (tap changers)

- → Automatsko povećanje napona u nižim naponskim nivoima dovelo do dodatnog pada napona u prenosnom sistemu

6 Nedovoljni drugi izvori reaktivne snage (Mvar)

- → Nedovoljna Mvar podrška

7 Izostanak mera za sprečavanje kolapsa napona

- → Mala količina priključenih izvora električne energije
- → Napon u oblasti opada
 - → Smanjena električna povezanost između pogođenih sistema i ostatka interkonekcije usled ispada elemenata
 - → Shunt elementi ostali u pogonu tokom poremećaja
 - → Kolaps napona
 - → Isključenje dalekovoda i generatora zbog niskog napona ili visoke struje
 - → **Nestanak napajanja u HR – BIH – CG – AL**

Detaljan opis krucijalnih uzroka je dat u tekstu koji sledi:

1. Kratki spojevi na dalekovodima #1 i #2 zbog blizine vegetacije

Dva različita i nezavisna kratka spoja dogodila su se na visokonaponskoj mreži regiona u razmaku manjem od 15 minuta, oba zbog smanjene udaljenosti provodnika od okolne vegetacije. Analiza pokazuje da je jasan uzrok isključenja to što vegetacija nije bila orezana u skladu sa operativnim granicama (budući da je dozvoljena struja direktno određena raspoloživim razmakom). Glavni razlog za to je potcenjivanje rizika od kratkog spoja i hitnosti situacije. Ovi incidenti su bili inicijalni faktori celokupnog događaja. Prema informacijama koje su dostavili operatori iz regiona kišni period tokom proleća praćen sunčanim periodom tokom juna je doveo do ubrzanog rasta vegetacije u trasi pomenutih dalekovoda.

2. Nedostatak otkrivanja N-1 preopterećenja nakon prvog ispada dalekovoda

Proračuni u realnom vremenu, sprovedeni između prvog i drugog ispada, nisu otkrili nikakva N-1 narušenja u mreži, iako naknadna analiza i činjenice ukazuju da su ta narušenja postojala. Zbog statusa oblasti opservabilnosti u realnom vremenu, i pored ponavljanja N-1 proračuna svakih 15 minuta, nije bilo moguće uočiti da mreža više nije bila bezbedna nakon ispada 400 kV dalekovoda Podgorica – Ribarevine.

Takođe, neki operatori prenosnih sistema (TSO) nisu imali spoljne kontingencije na svojim listama kontingentnih stanja, što ih je onemogućilo da procene posledice drugog ispada.

3. Neuspeh u detekciji potencijalne naponske nestabilnosti oblasti

Postojeći alati nisu bili dizajnirani da otkriju rizik od naponske nestabilnosti u regionu. Situacija nije bila prepoznata kao abnormalna niti kao hitna. Napon je smatran normalnim, pa čak i boljim nego inače, jer je bio ispod 420 kV, dok se ovaj region inače suočava sa problemima usled visokih napona, iznad 420 kV.

Naknadna analiza ispitivala je uticaj isključenja 400 kV dalekovoda Tuzla 4 – Višegrad tokom kolapsa napona. Istraživački tim RCC-a (Regionalni koordinacioni centar) je, koristeći poboljšani IDCF model, utvrdio da uključenje ovog dalekovoda ne bi značajno poboljšalo prevenciju naponske nestabilnosti. Naprotiv, njegovo isključenje bilo je ključno za stabilnost HE Višegrad usled povišenih vrednosti napona u HE Višegrad kada je ovaj dalekovod u pogonu.

4. Isključenje tri dalekovoda usled zaštite od preopterećenja

Nakon drugog ispada, u mreži je došlo do više preopterećenja, pri čemu su tri dalekovoda isključena zaštitom od preopterećenja. Te zaštite su delovale u roku od nekoliko desetina sekundi, sprečavajući operativno osoblje u centrima upravljanja da preduzmu bilo kakvu akciju. Analiza je pokazala kaskadno isključenje tri dalekovoda u roku od 31,5 sekundi, izazvano strujama preopterećenja (oko 120–130%) i kratkim vremenima zatezanja zaštite.

5. Automatsko delovanje regulacionih sklopki transformatora

ULTC transformatori (visoki/srednji napon) u većini oblasti bili su u automatskom režimu regulacije, koji stabilizuje napon nižeg nivoa unutar predefinisanih opsega. Sporedni efekat ovog režima jeste da je došlo do snižavanja napona na višem naponu zbog povećane potrebe za reaktivnom snagom u distributivnoj mreži. U trenutnoj izvedbi upravljačkih sistema nije bila moguća dovoljno brza blokada automatskih promena stepena prenosa (tap changera), što je dodatno snizilo napone u visokonaponskoj mreži.

6. Nedovoljna sredstva za podršku naponu

Analiza pokazuje da tokom incidenta raspoloživa sredstva za podršku naponu nisu bila dovoljna za stabilizaciju sistema. Ovaj nedostatak mera kontrole doprineo je kolapsu napona. Istraživanje je takođe pokazalo da ne postoje specifični alati ili procedure za nadzor i prevenciju kolapsa napona koji bi bili efikasni za upotrebu u realnom vremenu.

7. Potrebne dodatne mere za sprečavanje kolapsa napona

U regionu nisu planirane dodatne akcije u okviru odbrambenog plana. Mere koje preporučuje Network Code on Emergency and Restoration (NC E&R) nisu obavezne i nisu bile implementirane od strane pogođenih TSO-a, jer njihova potreba još uvek nije bila ustanovljena kao neophodna.

9.1 Preporuke

- 1. Proveriti nacionalnu politiku i operativni proces kontrole rasta vegetacije u blizini nadzemnih dalekovoda (OHL) i po potrebi ih revidirati.**
- 2. Proceniti N-1 proračune incidenata u susednoj mreži u okviru SCADA-EMS sistema u realnom vremenu.**
- 3. Redovno ocenjivati aspekte stabilnosti napona u operativnom planiranju.**
- 4. Analizirati mogućnost identifikacije jednostavnih ključnih pokazatelja (KPI) za otkrivanje smanjene stabilnosti napona i rizika od kolapsa napona.**

- 5. Revidirati postojeće smernice ENTSO-E u vezi sa zaštitom od preopterećenja na nadzemnim dalekovodima i razmotriti njihovo ažuriranje u skladu sa nalazima ovog incidenta.**
- 6. Razmotriti blokiranje ULTC (transformatora sa podešavanjem regulacione sklopke pod opterećenjem) na transformatorima VN–SN i VVN–VN, tamo gde je primenljivo (u zavisnosti od karakteristika priključenih obnovljivih izvora i potrošnje).**
- 7. Ponovno proveriti nacionalnu politiku i operativni proces kontrole rasta vegetacije u blizini nadzemnih dalekovoda i po potrebi ih revidirati.**
- 8. Ispitati mogućnost implementacije automatskog koncepta hitne kontrole za kompenzaciju reaktivne snage pomoću uređaja (uključivanje kondenzatora, isključivanje prigušnica) na unapred definisanim ekstremnim nivoima napona.**
- 9. Procena i ugradnja sistema za odbacivanje potrošnje pri niskom naponu (UVLS) kod potrošača koji pozitivno doprinose naponu, u slučajevima kada nisu dostupna druga sredstva za podršku naponu.**

Stavke 1, 2, 5 i 7 su označene sa najvećim prioritetom. Stavke 3, 6 i 8 imaju srednji prioritet, dok stavke 4 i 9 su najnižeg prioriteta.

10 ZAKLJUČAK

Incident iz juna 2021. godine jasno je ukazao na ranjivost kontinentalnog elektroenergetskog sistema u uslovima visoke međuzavisnosti i kompleksnih tokova energije. Iako je brzo i koordinisanom reakcijom izbegnut potpuni kolaps sistema i omogućeno njegovo ponovno sinhronizovanje u roku od sat vremena, što je za apsolutnu pohvalu dispečera, analiza ukazuje na potrebu za unapređenjem ključnih oblasti – uključujući nadzor parametara sistema u realnom vremenu, efikasniju komunikaciju između dispečera i primenu naprednih algoritama za detekciju i upravljanje poremećajima. Primena PMU uređaja i sveobuhvatnih mehanizama za numeričku i topološku observabilnost sistema pokazala se kao posebno važna u ovom kontekstu. Nadalje, uočeno je da razvoj harmonizovanih evropskih protokola i strategija za hitne situacije mora biti prioritet kako bi se očuvala stabilnost i bezbednost u budućim uslovima povećane proizvodnje iz obnovljivih izvora i rastuće potrošnje. Ovaj događaj predstavlja važnu lekciju i snažan argument za ubrzanje digitalne transformacije elektroenergetskih sistema širom Evrope.

11 LITERATURA

- [1] <https://www.entsoe.eu/news/2025/02/25/entso-e-publishes-the-final-report-on-the-grid-incident-in-south-east-europe/>