



Datum: 28.04.2026. godine

PLAN RAZVOJA PRENOSNOG SISTEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE CRNE GORE

PERIOD 2027 - 2036. godine

- NACRT -

SADRŽAJ

LISTA TABELA.....	5
LISTA SLIKA	6
LISTA SKRAĆENICA	8
1 PRAVNI OKVIR ZA DONOŠENJE PLANA RAZVOJA.....	10
2 METODOLOŠKI PRISTUP ZA IZRADU PLANA RAZVOJA	11
2.1 Metodologija i kriterijumi za planiranje prenosnog sistema.....	13
2.2 Simulacije tržišta električne energije	14
2.3 Tehnički kriterijumi i ograničenja u radu EES-a	15
2.4 Procjena kandidata za izgradnju "CBA" metodologijom	16
2.5 Maksimalna raspoloživa snaga priključenja (ΔGTC)	17
2.5.1 Definicije.....	17
2.5.2 Mrežna topologija	17
2.5.3 Način proračuna	18
3 OPIS SCENARIJA.....	19
3.1 Ciljevi razvoja prenosnog sistema	20
4 POLAZNA OSNOVA ZA IZRADU PLANA RAZVOJA	23
4.1 Energetski bilans u prethodnom periodu	23
4.2 Udio proizvodnih instalisanih kapaciteta prema kategoriji proizvodnje.....	27
4.3 Udio proizvedene električne energije prema kategoriji proizvodnje	28
4.4 Geografski prikaz ukupno raspoloživih snaga po tačkama u sistemu slobodnih za priključenje novih korisnika (ΔGTC).....	29
4.5 Pregled elektroprenosne infrastrukture	33
4.5.1 Dalekovodi.....	33
4.5.2 Transformatori 400, 220 i 110kV.....	39
4.6 Pregled potreba za intervencijama na postojećim elementima u toku planskog perioda pod pretpostavkom da neće biti promjena u potrebama korisnika sistema u toku planskog perioda.....	43
5 IDENTIFIKOVANJE POTREBA	45
5.1 Prognoza konzuma.....	45
5.1.1 Potrebe razvoja distributivnog sistema	48
5.2 Prognoza proizvodnje	50
5.3 Prekogrančni projekti.....	51
5.3.1.1 Projekti u okviru ENTSO-E TYNDP liste.....	52
5.3.1.2 Projekti u okviru PECE/PMI liste	52

5.3.1.3	Osvrt na planove razvoja susjednih zemalja	53
6	SISTEMSKE ANALIZE	56
6.1	Analize za 2025. godinu.....	56
6.1.1	Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema	56
6.1.2	Analiza naponsko reaktivnih prilika	56
6.1.3	Analiza struja kratkih spojeva	56
6.1.4	Analiza dinamičke stabilnosti sistema	57
6.1.4.1	Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana	57
6.1.4.2	Proračun kritičnog vremena isključenja kvara	58
6.1.5	Analiza gubitaka električne energije.....	60
6.1.6	Analiza prenosne moći i zagušenja.....	60
6.1.7	Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije	61
6.1.8	Stanje 2025. godina - Zaključak:.....	63
6.2	Analize za 2029. godinu.....	64
6.2.1	Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema	65
6.2.2	Analiza naponsko reaktivnih prilika	66
6.2.3	Analiza struja kratkih spojeva.....	66
6.2.4	Analiza dinamičke stabilnosti sistema	67
6.2.4.1	Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana	67
6.2.4.2	Proračun kritičnog vremena isključenja kvara	68
6.2.5	Analiza gubitaka električne energije.....	71
6.2.6	Analiza prenosne moći i zagušenja.....	71
6.2.7	Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije	72
6.3	Analize za 2036. godinu.....	74
6.3.1	Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema	75
6.3.2	Analiza naponsko reaktivnih prilika	76
6.3.3	Analiza struja kratkih spojeva.....	77
6.3.4	Analiza dinamičke stabilnosti sistema	77
6.3.5	Analiza gubitaka električne energije.....	78
6.3.6	Analiza prenosne moći i zagušenja.....	78
6.3.7	Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije	82
7	NEOPHODNE INVESTICIJE U PLANSKOM PERIODU	84
7.1	Pregled neophodnih novih elemenata sistema i intervencije na postojećim elementima.....	84
7.2	Pregled nepotrebnih intervencija na postojećim elementima u toku planskog perioda.....	86
7.3	Pregled ostalih potreba za ulaganjem u prenosni sistem električne energije	

8	TEHNO-EKONOMSKE ANALIZE.....	88
	8.1 Izgradnja novih elemenata prenosnog sistema ili intervencije na postojećim elementima prenosnog sistema kojima se mijenja nominalna snaga	88
9	ILUSTRACIJA SVEOBUHVAATNE EVALUACIJE INVESTICIJA	115
10	LITERATURA I PODLOGE	116
11	PRILOG.....	117
	11.1 Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana.....	117
	11.2 Proračun vrijednosti struja kratkih spojeva.....	123
	11.3 Tokovi snaga i naponske prilike	126
	11.4 Elektrane za koje je primljen zahtjev za priključenje i urađena analiza mogućnosti priključenja.....	130

Lista tabela

Tabela 4-1: Ostvarene potrošnje u periodu 2023-2025. godina na mjestima preuzimanja električne energije iz prenosnog sistema CGES.....	26
Tabela 4-2: Pregled raspoložive snage priključenja po tačkama u sistemu CGES.....	32
Tabela 4-3: Podaci o dalekovodima naponskog nivoa 400, 220 i 110kV prenosnog sistema CGES	35
Tabela 4-4 (nastavak): Podaci o dalekovodima naponskog nivoa 400, 220 i 110kV prenosnog sistema CGES.....	36
Tabela 4-5: Podaci o transformatorima prenosnog sistema CGES.....	40
Tabela 4-6: Pregled potrebnih intervencija na postojećim elementima CGES-a	44
Tabela 5-1: Prognoza potrošnje električne energije za čvorišta 110/x kV (mjesto preuzimanja energije CEDIS-a iz sistema prenosa) i prognozirana vršna aktivna i reaktivna opterećenja za horizontne 2029 i 2036. godinu	47
Tabela 5-2: Nove TS 110/x kV u periodu planskom periodu	49
Tabela 5-3: Spisak proizvodnih objekata do 2029. godine.....	50
Tabela 5-4: Spisak proizvodnih objekata u periodu 2030 – 2036. godina (EPCG).....	51
Tabela 5-5: Lista ENTSO-E TYNDP	52
Tabela 6-1: Kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) u neproizvodnim čvorovima.....	58
Tabela 6-2: kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) dalekovoda	59
Tabela 6-3: Analiza "N-1" kriterijuma sigurnosti prenosnog sistema EES Crne Gore.....	61
Tabela 6-4: Kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) u neproizvodnim čvorovima.....	68
Tabela 6-5: kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) dalekovoda	70
Tabela 6-6: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2029. godina	71
Tabela 6-7: Analiza pojačanja i otklanjanje uočenih nesigurnosti u prenosnoj mreži Crne Gore.....	71
Tabela 6-8: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2036. godina	78
Tabela 6-9: Analiza pojačanja i otklanjanje uočenih nesigurnosti u prenosnoj mreži Crne Gore.....	79
Tabela 7-1: Pregled neophodnih novih elemenata prenosne mreže i intervencije na postojećim u planskom periodu 2027-2036. godina.....	84
Tabela 7-2: Pregled investicija na postojećim elementima koje se odlažu	86
Tabela 11-1: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2025. godine	123
Tabela 11-2: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2026. godina	124
Tabela 11-3: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2036. godina	125

Lista slika

Slika 2-1 Metodološki pristup izradi Plana	12
Slika 2-2 Interakcija između tržišnih i mrežnih analiza	14
Slika 4-1: Bilans potrošnje CGES 2021-2025	24
Slika 4-2: Grafički prikaz razmjene električne energije po granicama Crne Gore 2022-2025	24
Slika 4-3: Grafički prikaz utrošene električne energije u Crnoj Gori	25
Slika 4-4: Raspodjela godišnje kapaciteta/ proizvodnje u 2025. godini po elektranama	28
Slika 4-5: Proizvodnja EES Crne Gore po tipovima elektrana u periodu 2020-2024.	28
Slika 4-6: Geografski prikaz ukupno raspoloživih snaga po tačkama u sistemu slobodnih za priključenje novih korisnika	31
Slika 4-7: Prenosna mreža CGES	33
Slika 4-8 – Dužine dalekovoda u prenosnoj mreži	34
Slika 4-9 – Kapaciteti dalekovoda u prenosnoj mreži.....	34
Slika 5-1: Porast vršne snage EES Crne Gore 2027 - 2036. godina.....	46
Slika 5-2: Porast neto konzuma EES Crne Gore 2027 - 2036. godina.....	46
Slika 6-1: Prosječno trajanje prekida 2025. godina	62
Slika 6-2: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2029. godina.....	65
Slika 6-3: Prosječno trajanje prekida 2029. godina	73
Slika 6-4: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2036. godina.....	74
Slika 6-5: Smanjenje „prosipanja“ RES-a nakon izgradnje infrastrukture u 2036. godini	74
Slika 6-6: Geografski prikaz regiona između Crne Gore i Albanije sa kapacitetima OIE	81
Slika 6-7: Prosječno trajanje prekida 2036. godina	83
Slika 11-1: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Mojkovac, režim zimskog maksimuma 2024. godine.....	117
Slika 11-2: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Piva, režim zimskog maksimuma 2024. godine.....	118
Slika 11-3: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110 kV Perućica - Podgorica 1 (1), režim zimskog maksimuma 2024. godine.....	118
Slika 11-4: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Mojkovac,, režim ljetnjeg maksimuma 2024. godine.....	119
Slika 11-5: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Piva - Sarajevo 20 (BiH), režim ljetnjeg maksimuma 2024. godine.....	119
Slika 11-6: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Piva, režim zimskog maksimuma 2026. godine.....	120
Slika 11-7: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110kV Perućica - Podgorica 1 (1), režim zimskog maksimuma 2026. godine.....	120

Slika 11-8: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Mojkovac, režim ljetnjeg maksimuma 2026. godine.....	121
Slika 11-9: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Piva - Sarajevo 20 (BiH), režim ljetnjeg maksimuma 2026. godine.....	121
Slika 11-10: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110 kV Perućica - Danilovgrad, režim ljetnjeg maksimuma 2026. godine.....	122
Slika 11-11: Topologija prenosne mreže za 2025. godinu	127
Slika 11-12: Topologija prenosne mreže za 2029. godinu	128
Slika 11-13: Topologija prenosne mreže za 2036. godinu	129

Lista skraćenica

Skraćenice država:

skraćenica	Zemlja	ISO skraćenica
A	Austrija	AT
AL, ALB	Albanija	AL
BG, BUL	Bugarska	BG
BiH, B&H	Bosna i Hercegovina	BA
GR	Grčka	GR
CRO	Hrvatska	HR
I, IT, ITA	Italija	IT
KS	Kosovo	XK
MNE	Crna Gora	ME
MK, MKD	Sjeverna Makedonija	MK
RO, ROM	Rumunija	RO
SLO, SI	Slovenija	SI
TR, TUR	Turska	TR
UA, UKR	Ukrajina	UA
RS, SRB	Srbija	RS

ostale skraćenice:

ACER	Agencije za saradnju energetske regulatornih tijela (ACER) Evropske unije
ATC	Available Transfer Capacity (Rasploživ prenosni kapacitet)
BCE	Osnovni scenario razmjene
B/C	Odnos dobit /cijena
CBA	ENTSO-E Metodologija za analizu dobiti
CEPA	Cambridge Economic Policy Associates
CGES	Operator prenosnog sistema Crne Gore
DV	Dalekovod
EENS	Expected Energy Not Supplied: Očekivana neisporučena električna energija
EES	Elektroenergetski sistem
EMI	Electricity Market Initiative
EMS	Operator prenosnog sistema Srbije (Elektromreža Srbije)
EPCG	Elektroprivreda Crne Gore

ERAA	Evropska procena adekvatnosti izvora (European Resource Adequacy Assessment)
ENTSO-E	Evropska asocijacija operatora prenosnog sistema za struju
GTC	Propusna moć mreže
HE	Hidroelektrana
HVDC	Visokonaponski kabl jednosmjerne struje
IRR	Interna stopa povraćaja
JIE	Jugoistočna Evropa
KOSTT	Operator prenosnog sistema Kosova
MKI	Ministarstvo kapitalnih investicija Crne Gore
MEPSO	Operator prenosnog sistema Makedonije
mHE	Male hidroelektrane
NE	Nuklearna elektrana
NOS (BiH)	Nezavisni operator sistema Bosne i Hercegovine
NPV/NSV	Neto sadašnja vrijednost
NRL, nrl	Nerealan limit
NTC	Neto propusni kapacitet na granici
OPS	Operator Prenosnog Sistema
OST	Operator prenosnog sistema Albanije
PS Transformator	Transformator sa pomjeranjem ugla („Phase-shift“ Transformer)
PZ	Programski zadatak
SECI	Inicijativa zemalja Jugoistočne Evrope – (projekat)
SEW	Socijalno-ekonomska dobit
RAE, REGAGEN	Regulatorna agencija za energetiku Crne Gore
TE	Termoelektrana
TERNA	Operator prenosnog sistema Italije
TR	Transformator
TS	Transformatorska stanica
TSO	Operator prenosnog sistema
WB6	Western Balkan 6 zemlje (Albanija, Bosna i Hercegovina, Crna Gora, Kosovo, Sjeverna Makedonija i Srbija)

1 Pravni okvir za donošenje Plana razvoja

Prema članu 86 Zakona o energetici Crne Gore [1] operator prenosnog sistema električne energije dužan je da obavlja djelatnost prenosa električne energije i upravlja prenosnim sistemom električne energije pod uslovima utvrđenim ovim zakonom, licencom i sertifikatom na principima objektivnosti, transparentnosti i nediskriminatornosti. Kako bi ispunio tu najvažniju ulogu, odnosno da bi ispunio uslove koji se pred njega postavljaju u toku operativnog rada, operator prenosa električne energije je dužan da prema članu 87 Zakona o energetici Crne Gore („Službeni list Crne Gore“, br. 28/2025 i 3/2026), izradi desetogodišnji plan razvoja prenosnog sistema. Shodno citiranoj odredbi, polazeći od stanja i stepena iskorišćenosti sistema, Operator prenosnog sistema utvrđuje desetogodišnji plan razvoja prenosnog sistema na način da je isti usklađen sa:

- Nacionalnim energetske i klimatskim planom (NEKP), uzimajući u obzir projekte izgradnje objekata za proizvodnju električne energije, a naročito projekte korišćenja energije iz obnovljivih izvora,
- planom razvoja susjednih prenosnih sistema, i regionalnim investicionim planovima, uzimajući u obzir projekte od zajedničkog interesa za Zajednicu i projekte od uzajamnog interesa,
- potrebama razvoja prenosnog i distributivnog sistema. Operator prenosnog sistema na osnovu neposrednog i stalnog praćenja rada sistema i sagledavanja trenda potreba, kao i podataka i informacija dobijenih od svih relevantnih subjekata utvrđuje plan razvoja. Operator, u slučaju potrebe, ažurira plan razvoja na način što uključuje eventualne promjene nastale iz objektivnih razloga ili obaveze izgradnje objekata u skladu sa potvrđenim međunarodnim ugovorima. U skladu sa navedenim, operator prenosnog sistema dostavlja i godišnje investicione planove utvrđene prema potrebama korisnika sistema, a koji su u skladu sa izrađenim (ažuriranim) desetogodišnjim planom razvoja prenosnog sistema.

Operator prenosnog sistema Crnogorski elektroprenosni sistem AD Podgorica (dalje u tekstu: CGES) je nadležan i odgovoran za tehničke kriterijume planiranja i prognozu potrošnje električne energije koji su usklađeni sa tehničkim standardima datim u okviru "Pravila za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije" [3] (dalje u tekstu: Pravila za funkcionisanje i Nacionalnim energetske i klimatskim planom u Crnoj Gori (kao strateški validnim dokumentom), pri čemu se svake tri godine, izrađuje plan razvoja za sljedećih 10 godina i podnosi se Regulatornoj agenciji za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti (dalje u tekstu: REGAGEN) na odobrenje.

Potrebno je napomenuti da je u toku procesa usklađivanja i usvajanja Nacionalnog energetske i klimatske plana Crne Gore (usvojen zvanično u decembru 2025. godine od strane Vlade Crne Gore), pristigao veliki broj zahtjeva za priključenjem novih izvora obnovljive energije (uglavnom solarnih elektrana), te su se u skladu sa tim formirali modeli na kojima su rađene analize, bez obzira na očekivanja koja su obuhvaćena NEKP-om (mnogo više pristiglih zahtjeva ka CGES-u).

REGAGEN je propisala Pravila za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije [3] (dalje u tekstu: Pravila) kojima se utvrđuju sadržaj, način i postupak izrade predmetnih dokumenata i sprovođenja javne raspave, kao i postupak davanja saglasnosti i način praćenja realizacije desetogodišnjeg plana razvoja prenosnog sistema električne energije.

U skladu sa članom 4 Pravila, Plan razvoja ima za cilj da detaljno prikaže stanje prenosnog sistema električne energije u Crnoj Gori u godini koja prethodi planskom periodu, utvrdi smjernice za njegov razvoj u skladu sa potrebama korisnika sistema, kao i potrebne infrastrukturne investicije u skladu sa predloženim razvojem prenosnog sistema. Plan razvoja je utemeljen na postojećoj i planiranoj proizvodnji i opterećenju sistema i sadrži mjere koje garantuju sposobnost sistema da zadovolji potrebe za prenosom električne energije i dugoročnu sigurnost snabdijevanja.

2 Metodološki pristup za izradu plana razvoja

Metodološki pristup izradi predmetnog plana podrazumijeva niz aktivnosti koje je potrebno sprovesti kako bi plan doveo do svog cilja, a to je planiranje sistema koje omogućava pouzdan i siguran rad elektroenergetskog sistema, kao i mogućnost priključenja novih izvora i potrošača, u skladu sa potrebama korisnika sistema.

Sama procedura izrade Planarazvoja započeta je nizom aktivnosti od strane CGES-a, prije svega sa ciljem prikupljanja podataka i upoznavanja korisnika prenosnog sistema (CEDIS, EPCG, zahtjevi za priključenjem novih korisnika prenosne mreže...), nadležnih državnih subjekata i operatora susjednih prenosnih sistema. Metodološki pristup za izradu Plana sastoji se od sljedećih komponenti:

- Prikupljanje podataka od korisnika prenosnog sistema u koje spadaju:
 - CEDIS,
 - EPCG,
 - Direktni potrošači,
 - Prikupljanje podataka od strane nadležnog državnog subjekta (Ministarstva energetike i rudarstva),
 - Podaci sa oficijelnih internet stranica ENTSO-E (prije svega ERAA2025 i TYNDP 2024),
- Prikupljanje podataka o planovima razvoja susjednih sistema ili sistema čiji razvojni projekti mogu imati uticaj na prenosnu mrežu CGES-a;
- Pravljenje tržišnih i mrežnih scenarija razmjene električne energije u regionu;
- Identifikacija uskih grla u prenosnoj mreži;
- Geografski prikaz ukupno raspoloživih snaga po tačkama u sistemu slobodnih za priključenje novih korisnika (Δ GTC) zasnovan na trenutnom stanju prenosne mreže;
- Identifikacija potrebnih projekata;
- Analiza isplativosti (ENTSO-E CBA 4.0);
- Plan razvoja novih projekata.

Pošto potražnja za električnom energijom, kao i proizvodnja iz vjetra, sunca i hidroenergije, zavise od klimatskih uslova (temperatura, brzine vjetra, insolacija, padavine), analiza TYNDP-a koju sprovodi ENTSO-E uključuje ove uticaje kroz različite parametre za različite vremenske scenarije.

„Vremenski scenariji“ predstavljaju različite klimatske godine za koje je sljedeći definisani skup parametara posebno dat u okviru Panevropske klimatske baze podataka (PECD).

Pošto broj vremenskih scenarija uzetih u obzir u analizama značajno utiče na vrijeme proračuna, kroz ERAA proces ENTSO-E je odabrao ograničenu kombinaciju vremenskih scenarija, uz istovremeno očuvanje reprezentativnosti klimatske varijabilnosti.

Na osnovu statističkih analiza ENTSO-E-a, za potrebe analiza odabrana su sljedeća 3 reprezentativna vremenska scenarija sa pripadajućim težinskim faktorima: WS14, WS25 i WS28, sa faktorima težine od 0,44, 0,12 i 0,44, respektivno.

Ti faktori se odnose na različite klimatske godine koje obuhvataju sušnu, vlažnu i prosječnu godinu, što je izuzetno značajno kod modelovanja hidro i solarnih jedinica. Svaki faktor se množi sa vrijednostima benefita dobijenih iz tržišnih analiza na godišnjem nivou (godišnja vrijednost društveno-ekonomske dobiti, varijacija porasta implementacije obnovljivih izvora, varijacija CO₂, itd.), a potom se dobijaju ponderisane vrijednosti koje se monetizuju, ili izražavaju u MWh/god.

Na taj način je uticaj različitih klimatskih godina korigovan težinskim faktorima, kao i uticaj ekstremnih godina, što je u skladu sa standardnom praksom ENTSO-E TYNDP studija.



Slika 2-1 Metodološki pristup izradi Plana

Tržišne analize podrazumijevaju proračun socio-ekonomske dobiti od izgradnje novog prenosnog objekta, za društvo u cjelini (uključujući region), pri čemu je ta dobit posljedica spajanja dvije cjenovne oblasti i izjednačavanje cijena između njih, odnosno angažovanja proizvodnih jedinica sa nižim troškovima proizvodnje. Ukoliko neki projekat prenosnog sistema doprinosi izjednačavanju cijena između dvije cjenovne oblasti, tržišne analize pokazuju koliko taj projekat ima uticaja na društvo u cjelini.

Na osnovu modela tržišta električne energije, odabrali su se karakteristični sati (obično sa maksimalnom i minimalnom potrošnjom, maksimalnom i minimalnom komercijalnom razmjenom na granici prenosnog sistema Crne Gore, sa maksimalnim i minimalnim tranzitima) na osnovu kojih su se pravili mrežni modeli.

Na mrežnim modelima su se radile dalje analize koje su dale rezultate u vidu potrebe ojačanja prenosnog sistema kako bi se na najsigurniji i najbezbjedniji način zadovoljile potrebe postojećih i novih korisnika prenosnog sistema.

Ukupne dobiti proračunate u mrežnim i tržišnim analizama čine ukupnu dobit po društvo (od strane novog objekta). Pomenute analize se rade kako bi se uradila procjena potrebnih investicija i njihova isplativost u periodu eksploatacije.

Potom se za svaki novi objekat odredio njegov finansijski plan, koji zajedno sa ostalim investicijama (rekonstrukcije, revitalizacije, zamjene dotrajale opreme, sistemi zaštite, sistemi za nadzor, razmjenu i skladištenje podataka, itd.) čini jedinstven Investicioni plan.

Prema NEKP Crne Gore, predviđene su 4 baterijska postrojenja po 60 MW/60 MWh pri čemu je izdvojeno nekoliko lokacija gdje postoji postojeća mrežna infrastruktura za priključenje (u vlasništvu EPCG):

- HE Perućica
- VE Gvozd I
- TS Željezara Nikšić
- Ostale lokacije koje su još u fazi analize

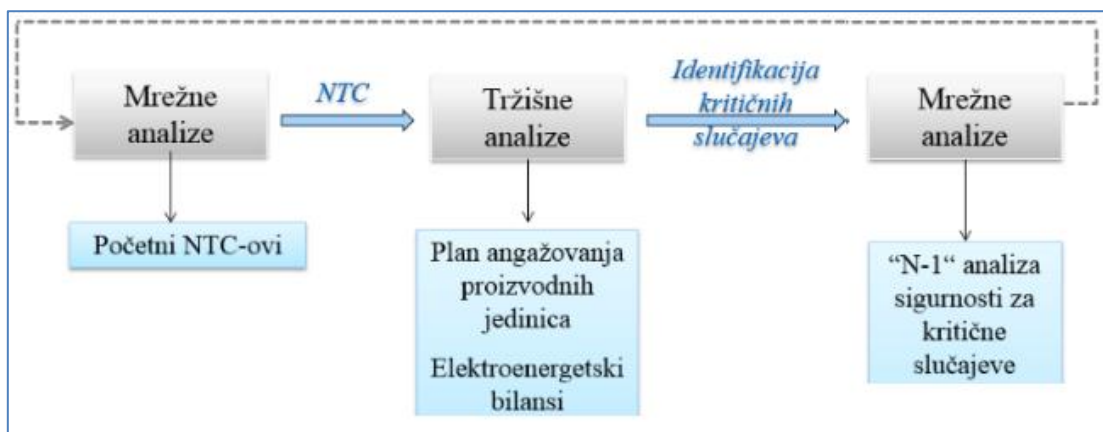
Dakle, sistem Crne Gore je modelovan sa 240 MWh BESS-a, s tim da u mrežnim analizama nije uvažena četvrta baterija, za koju se ne zna tačna lokacija. Istovremeno je potrebno napomenuti da baterijska postrojenja mogu samo doprinijeti rasterećenju prenosne mreže i nemaju negativan doprinos za sistem. Kako je NEKP predvidio potencijalne lokacije, precizirajući kapacitet baterija, to je kroz ovaj plan i sprovedene analize računato sa prethodno pomenutim kumulativnim kapacitetom, pri čemu se lokacije modifikovane na način da su iskorištene one za koje je su Investitori pokazali interesovanje i koje se s tog aspekta u ovom trenutku mogu ocijeniti kao realnije.

2.1 Metodologija i kriterijumi za planiranje prenosnog sistema

Deregulacijom elektroenergetskog sektora i liberalizacijom tržišta električne energije, umjesto centralnog upravljanja i planiranja, pojavljuje se veliki broj kompetitivnih učesnika koji djeluju nezavisno i čiju koordinaciju je potrebno uskladiti sa višeg nivoa, odnosno sa nivoa sistemskih mogućnosti i potreba, pri čemu glavnu ulogu treba da ima operator prenosnog sistema. U ovakvim uslovima, planiranje razvoja prenosnog sistema postaje izuzetno kompleksan zadatak u kom planeri moraju uvažiti veliki broj nepoznanica i neizvjesnosti u vidu tehničkih, ekonomskih i regulatornih ograničenja.

Planovi razvoja prenosnog sistema moraju se pokazati dovoljno robusnim i adekvatnim da zadovolje široku lepezu mogućih budućih stanja sistema. Iz ovih razloga, više nije samo poželjno, već i neophodno da mrežnim prethode tržišne analize, koje će optimizovati rad proizvodnog portfelja, proizvesti plan angažovanja proizvodnih jedinica, ali i identifikovati pojedine specifične (nekarakteristične) sate, za koje je potrebno uraditi analizu stanja sistema. Ovakva praksa korišćenja i tržišnih i mrežnih analiza u izradama planova razvoja se koristi i kod procesa pan-Evropskog planiranja razvoja prenosnog sistema od strane asocijacije ENTSO-E.

Naravno, uzete su se u obzir i specifičnosti sistema, te pronašao optimalan način da se ispune i jedni i drugi uslovi, uz uvažavanje činjenice da su ENTSO-E metodologije napravljene za otvoreno tržište električne energije, bez političkih i socijalnih ograničenja u trgovini električnom energijom (što je naročito bitno za EES Crne Gore i njenih tendencija da se spoji sa tržištem EU („market coupling“), kroz spajanje sa Italijanskim tržištem (na HVDC kablu).



Slika 2-2 Interakcija između tržišnih i mrežnih analiza

Za pojedine projekte nije bilo moguće dati detaljnu analizu benefita koja bi se mogla monetizovati, ali je dato obrazloženje potreba za realizaciju takvih projekata.

Cijena EENS-a temelji se na metodologiji ERAA2025¹ sa maksimalnom tržišnom cijenom od 4.000 €/MWh² ("maximum market price cap"). Za cijenu gubitaka i neisporučene električne energije iz ostalih proizvodnih objekata (osim VE Krnovo i VE Možura), korišćena je cijena dobijena iz tržišnih analiza zasnovana na očekivanim prilikama pri vođenju sistema za datu godinu u budućnosti. Naime, prema članu 9 stav 6, kao i članu 28 Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije [14], cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka određuje se na način definisan Zakonom. S obzirom da su analize u okviru predmetnog Plana zasnovane na simulacijama tržišta električne energije, kako je predviđeno smjernicama ENTSO-E [8], tako su i cijene gubitaka i tehno-ekonomske analize preuzete iz rezultata dobijenih tržišnim analizama.

Generalno gledajući, ENTSO-E CBA metodologija se primjenjuje na međudržavne projekte (regionalne projekte) ili na interne projekte koji imaju uticaj na određeni region. Istovremeno, CBA analize se mogu primijeniti na prenosne objekte koji doprinose implementaciji obnovljivih izvora i izvora za skladištenje električne energije (kao što su reverzibilne elektrane i baterijska skladišta električne energije)

2.2 Simulacije tržišta električne energije

U okviru tržišnih simulacija optimizovan je rad mješovitih hidro-termo sistema Evrope sa ciljem maksimizacije dobiti pan-Evropskog tržišta električne energije, uz uvažavanje raspoložive energije iz obnovljivih izvora, ograničenja u prenosnoj mreži, kao i tržišne interakcije između modelovanih zemalja. Analize su sprovedene za 2029. i 2036. godinu.

Tržišne simulacije su izvršene u programskom paketu Antares. Za svih 8760 sati, utvrđuje se angažovanje svih proizvodnih kapaciteta, uz optimizaciju ukupnih troškova rada kompletnog modelovanog sistema i primjenu kratkoročnih marginalnih troškova. Tokom simulacija uvažavaju se komercijalna ograničenja prenosa (NTC) uz pretpostavku idealnog tržišta (bez primjene tržišne moći) i cjenovno neelastične potrošnje.

¹ https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2025/report/ERAA_2025_Annex_2_Methodology.pdf

² https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2025/report/ERAA_2025_Annex_3_Detailed_results.pdf

Sprovedenim simulacijama se za svaki sat u svakoj analiziranoj godini dobijaju sljedeći izlazni podaci od interesa za mrežne analize:

- angažovanje proizvodnih jedinica Crne Gore (8760 satnih vrijednosti),
- uvozno/izvozne pozicije zemalja SEE,
- komercijalne razmjene Crne Gore po granicama.

Ograničenja prenosne mreže između cjenovnih oblasti su predstavljena kroz NTC vrijednosti na osnovu najnovijih podataka iz ENTSO-E TYNDP 2024, kao i potrošnja sistema u jugoistočnoj Evropi i scenariji razvoja obnovljivih izvora.

U dostupnim SECI modelima za 2030. i 2035. (ažuriran za 2036. godinu), ovisno o području, proizvodni pogoni su modelovani kao:

- po elektranama za Albaniju, Bosnu i Hercegovinu, Bugarsku, Grčku, Hrvatsku, Crnu Goru, Sjevernu Makedoniju, Rumuniju, Srbiju, Kosovo i Sloveniju;
- po tehnologijama za Austriju, Češku, Mađarsku, Italiju, Poljsku i Slovačku;
- spot tržišta: Njemačka i Turska.

Crnogorski elektroprenosni sistem je modelovan prema dostupnim podacima za ciljnu godinu i na osnovu zahtjeva za priključenjem za koje su urađene analize mogućnosti priključenja zaključno sa 2025. godinom. U tom smislu, obuhvaćeni su ulazni podaci dobijeni od EPCG u dijelu planiranih proizvodnih kapaciteta, ali i svi proizvodni objekti za koje je urađena analiza mogućnosti priključenja (kompletna lista data u Aneksu 11.4).

Pored toga, tržišni i mrežni modeli su uključili integraciju baterijskih postrojenja za skladištenje električne energije (BESS).

Povećanje udjela obnovljivih izvora energije u ukupnoj finalnoj potrošnji energije je dugogodišnje strateško opredjeljenje države, ali je iz ugla postizanja visoke integracije obnovljivih izvora energije to veoma izazovan zadatak, jer novi izvori poput onih baziranih na solarnoj ili energiji vjetra, značajno komplikuju i poskupljuju upravljanje elektroenergetskim sistemom. Rješenje leži u povećanju fleksibilnosti elektroenergetskog sistema, a baterijski elektro-skladišni sistem (BESS) je jedan od načina da se to postigne.

2.3 Tehnički kriterijumi i ograničenja u radu EES-a

Pored kriterijuma i metodologije koji su opisani u okviru „Tržišnih analiza“, u okviru ovog poglavlja je dat kratak pregled ostalih kriterijuma, koji se mogu podvesti pod „Tehničke kriterijume“, koji su obuhvaćeni Pravilima.

Planirana izgradnja, rekonstrukcija i dogradnja prenosnih objekata mora obezbijediti preduslove za razvoj proizvodnih i distributivnih kapaciteta, razvoj tržišta električne energije i pouzdanu i kvalitetnu isporuku električne energije za prognozirani nivo potrošnje.

Za identifikaciju eventualnih problema i planiranje prenosnog sistema, OPS koristi sljedeće kriterijume planiranja:

1. Tehničke kriterijume i ograničenja za normalne pogonske uslove,
2. Tehničke kriterijume i ograničenja za otežane uslove rada,
3. Kriterijum dozvoljenih struja kratkih spojeva i
4. Kriterijume uvođenja novih elemenata prenosnog sistema i rekonstrukcije postojećih.

2.4 Procjena kandidata za izgradnju "CBA" metodologijom

Uticaj potencijalnih budućih prenosnih objekata je analiziran kroz više kriterijuma „cost-benefit“ analize utvrđenih od strane ENTSO-E. Prema ovom pristupu scenariji novih prenosnih objekata se procjenjuju preko različitih benefit kategorija i poreda prema njihovim indikatorima. Indikatori benefit kategorija su rezultat mrežnih i tržišnih analiza.

U skladu sa Pravilima i ENTSO-E CBA 4.0 metodologijom [8] iz 2024. godine, rezultati studije će pokazati sljedeće indikatore na osnovu kojih će se vrednovati projekti/klasteri (prikazani u odnosu na definisani šablon tehnokonomске analize za infrastrukturne projekte):

1. K1 – Društveno-ekonomska dobrobit (koristi se samo za one interne projekte koji mogu imati značajan prekogranični uticaj kao projekti interkonekcije ili mogu riješiti interna uska grla, što dovodi do velikih internih koristi koje se postižu smanjenjem generisanja troškova redišpečinga. [€/godina]
 - a. K1.1 Ušteda troškova energenata [€/godina]
 - b. K1.2 Ušteda troškova emisije gasova [€/godina]
2. K2 – Promjena u emisiji CO₂ [t/godina] i [€/godina]
3. K3 – Integracija obnovljivih izvora energije [MW] ili [MWh/godina]
4. K4 – Emisija ne-CO₂ [t/godina]
5. K5 – Gubici u mreži [MWh/godina]
6. K6 – Adekvatnost [MWh/godina]
7. K7 – Fleksibilnost
 - a. K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]
 - b. K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta
8. K8 – Stabilnost
 - a. K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]
 - b. K8.2 Stabilnost frekvencije
 - c. K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i
 - d. K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom
9. K9 – Izbjegavanje/odlaganje intervencija na postojećim elementima [€]
10. K10 – Promjena potreba za redišpečiranjem [€/godina]
11. K11 – Robusnost [redna skala]

Pored nabrojanih koeficijenata isplativosti, dva dodatna pokazatelja se prikazuju kao indikatori troškovne strane:

1. T1 CAPEX [€]
2. T2 OPEX [€/godina]

Pokazatelji koristi od izgradnje pojedinih projekata su dobijeni primjenom proračuna SA i BEZ projekta, čime se dobija njegov uticaj korisnosti na prenosnu mrežu i cjelokupan sistem Crne Gore uopšte. Za slučajeve gdje nije bila moguća monetizacija koristi projekta, njegovi benefiti su dati opisno.

ENTSO-E CBA metodologija se u evropskoj praksi primjenjuje na regionalne projekte ili interne projekte koji imaju uticaj na region, ali se sve više primjenjuje i na projekte koji direktno utiču na priključenje obnovljivih izvora, ili izvora za skladištenje električne energije.

2.5 Maksimalna raspoloživa snaga priključenja (ΔGTC)

Još jedan važan pokazatelj spremnosti prenosne mreže da primi nove proizvodne i potrošačke objekte je maksimalno raspoloživa snaga priključenja na tačkama priključenja prenosnog sistema i u okviru ovog plana je urađena analiza u skladu sa Pravilima za funkcionisanje prenosnog sistema i važećom Metodologijom za proračun raspoloživih kapaciteta za priključenje.

Ovom metodologijom utvrđuje se način proračuna maksimalne raspoložive snage priključenja na postojećim tačkama priključenja elektroprenosnog sistema, koje ne zahtijevaju dalji razvoj sistema u cilju trajnog očuvanja garantovanih parametara prenosa.

Maksimalna raspoloživa snaga na tački priključenja (GTC – Grid Transfer Capacity) je najviša dozvoljena snaga razmjene na tački priključenja, koja ne zahtijeva dalji razvoj sistema u cilju trajnog očuvanja parametara prenosa garantovanih Pravilima za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije.

Proračuni su bazirani na sljedećim pretpostavkama i koracima.

2.5.1 Definicije

Prethodno zauzeti kapacitet na tački priključka određuje se pojedinačno za proizvodnju (AACG) i opterećenje (AACL) i za maksimalni i za minimalni režim rada sistema po svakoj transformatorskoj stanici elektroenergetskog sistema Crne Gore:

AACGmax: Maksimalni prethodno zauzeti proizvodni kapacitet, na osnovu najveće satne proizvodnje u posljednjih 12 mjeseci.

AACGmin: Minimalni prethodno zauzeti proizvodni kapacitet, na osnovu najniže satne proizvodnje u posljednjih 12 mjeseci.

AACLmax: Maksimalni prethodno zauzeti kapacitet opterećenja, na osnovu najveće satne potrošnje u posljednjih 12 mjeseci.

AACLmin: Minimalni prethodno zauzeti kapacitet opterećenja, na osnovu najniže satne potrošnje u posljednjih 12 mjeseci

2.5.2 Mrežna topologija

Prenosna mreža Crne Gore je predstavljena korišćenjem nodalnog modela koji se sastoji od sljedećih elemenata:

- Čvorovi: transformatorske stanice sa modelovanim opterećenjima, proizvodnja koja je priključena u pojedinim tačkama sistema, uključujući ključne hidroelektrane kao što su Piva i Perućica.
- Nadzemni vodovi/dalekovodi (400 kV, 220 kV i 110 kV), kablovi, transformatori, interkonekcije ka Srbiji, Bosni i Hercegovini, Kosovu, Albaniji i Italiji.

Elektroenergetski sistemi susjednih zemalja i zemalja jugoistočne Evrope su modelovani na osnovu ENTSO-E modela i SECI modela koji su dostupni za ciljnu godinu i prilagođeni su proračunima sa ciljem dobijanja što realnijih rezultata (korišćeni podaci iz prošlosti, na osnovu zabilježenih „snapshots“-va).

Razmatrana su dva modela crnogorskog prenosnog sistema:

- 2026. godina – trenutni model prenosne mreže za karakteristična stanja:
- Model pripremljen za prognoze zagušenja za dan unaprijed i kombinovan sa drugim modelima sinhronog područja kontinentalne Evrope;
 - Uključuje uobičajenu topologiju i topologiju elemenata crnogorskog sistema.
 - Početno angažovanje crnogorskih hidroelektrana omogućava neophodna prilagođavanja za potencijalna povećanja kapaciteta u smislu povećanja proizvodnje ili potrošnje u analiziranom čvoru (TS).

Obračun se vrši pojedinačno za sve postojeće TS u prenosnom sistemu.

2.5.3 Način proračuna

Na mjestu priključka modeluje se virtualna elektrana velikog instalisanog kapaciteta, pri čemu se za proračun maksimalne snage priključenja proizvodnje, snaga elektrane podiže korakom od 5 MW, a za isto toliko se u udaljenom sistemu (obzirom na najmanji uticaj na tokove snaga i opterećenja susjednih sistema - izabrana je Austrija) spušta proizvodnja za istu vrijednost.

Na isti način se povećava potrošnja u određenom čvoru, pri čemu se povećava proizvodnja u „udaljenom“ čvoru u nekom od susjednih sistema.

Sprovode se proračuni tokova snaga i analize sigurnosti N-1 sistema, dok se ne detektuje preopterećenje u prenosnoj mreži Crne Gore.

Maksimalna priključna snaga za proizvodnju (GTCG) i opterećenje (GTCL) izračunava se na sljedeći način:

$$GTCG = BCG - BCL + \Delta CG$$

$$GTCL = BCL - BCG + \Delta CL$$

Pri čemu su:

- ΔCG – priraštaj snage proizvodnje u čvoru
- ΔCL – priraštaj snage potrošnje u čvoru
- BCG/BCL – Bazna snaga proizvodnje/potrošnje u čvoru

Preostali prenosni kapacitet za proizvodnju (RTCG) i potrošnju (RTCL) se izračunava na sljedeći način:

$RTCG (RTCL) = GTCG (GTCL) - TRMG (TRML) - AACGmax (AACLmax) + AACLmin (AACGmin)$ pri čemu je TRM margina greške proračuna tokova snaga 10 MW.

3 Opis scenarija

U Strategiji za Evropsku energetska uniju koju je objavila Evropska komisija u februaru 2015. godine, naglašeno je da je potrebno integrisano upravljanje kako bi se osiguralo da sve energetske aktivnosti na nivou EU i na nacionalnom, regionalnom i lokalnom nivou doprinose ciljevima Energetske unije. Time će se do 2030. godine proširiti opseg izvan okvira klimatske i energetske politike i uključiti svih pet ključnih dimenzija Energetske unije:

1. Energetska sigurnost,
2. Unutrašnje energetska tržište,
3. Energetska efikasnost,
4. Dekarbonizacija i
5. Istraživanje, inovativnost i konkurentnost.

Nacionalni energetska i klimatska planovi bi trebali pokrivati period od 2021. do 2030. godine, postavljajući put za postizanje dogovorenih ciljeva za 2030. godinu, nadograđivati se na ono što svaka ugovorna strana treba da isporuči u odnosu na svoje politike i uključujući perspektivu do 2050. kako bi se osigurala konzistentnost s dugoročnim relevantnim ciljevima politike na nivou EU i Energetske zajednice.

Crna Gora se, kao članica UN, ratifikacijom Pariskog sporazuma obavezala da će se pridružiti međunarodnoj zajednici sa ciljem smanjenja emisije gasova staklene bašte. Pored toga, kao članica Energetske zajednice i kandidat za članstvo u EU, Crna Gora se obavezala da će ispuniti ciljeve Energetske zajednice i Evropske unije u oblastima obnovljive energije, energetske efikasnosti i smanjenja emisije gasova staklene bašte. Da bi ispunila ove obaveze i ostvarila postavljene ciljeve, Crna Gora mora uskladiti i koordinirati svoju energetska i klimatska politiku. Integracija pitanja životne sredine i klimatskih promjena u ambiciozne razvojne i energetska politike i strategije jedan je od najvećih izazova zemlje u pridruživanju Evropskoj uniji.

U skladu sa navedenim, u okviru ovog dokumenta je rađena analiza prema scenarijima koje je obuhvatio NEKP, ali su istovremeno korišćeni rezultati i ulazni podaci aktuelnih studija ([15], EMI projekat i druge). Model EES-a obuhvata Crnu Goru, kao i ostale Evropske države modelovane sa sljedećim nivoom detaljnosti:

- Potrošnja: ukupna potrošnja definisana srednje satnim opterećenjima;
- Konvencionalni proizvodni kapaciteti (TE, HE): svaka elektrana posebno ili elektrane grupisane po klasterima sa odgovarajućim tehničkim i ekonomskim parametrima;
- Obnovljivi izvori energije (vjetar, sunčeva energija): ukupna raspoloživa satna proizvodnja za svaku tehnologiju, u skladu sa satnim CF faktorima, tretirana kao „must run“ prioritarna proizvodnja;
- Prenosna ograničenja na interkonekcijama definisana NTC vrijednostima.

Izvor podataka za Crnu Goru su odgovori na upitnik dobijeni od strane korisnika prenosnog sistema Crne Gore (EPCG, CEDIS, Ministarstvo energetike i rudarstva, investitori objekata za koje postoji namjera da budu priključeni na prenosnu mrežu...), dobijeni planovi razvoja prenosnih mreža susjednih zemalja, a za ostale evropske države relevantne studije ERRa 2025, TYNDP 2024, kao i klimatske baze podataka.

Sami scenariji razvoja novih izvora su sadržani kroz tržišnu simulaciju definisanu na osnovu vjerovatnoće sekvencijalne satne simulacije rada elektroenergetskog sistema uz primjenu sljedećih simulacija:

- Primjena Monte Carlo metode koja obuhvata različite kombinacije vjetra, sunca, hidrogeneracije kao i različite promjene potražnje u odnosu na vremenske uslove (promjene brzine vjetra, hidrološki uslovi, temperatura) i različite nivoe nedostupnosti termalnih jedinica zbog kvarova ili održavanja;
- Hidro-termo optimizacija („optimalno dispečiranje po satu“) s ciljem minimiziranja troškova rada sistema;
- Poštovanje karakteristika i ograničenja u prenosnoj mreži (NTC ili GTC ograničenja sa istosmjernim protokom opterećenja u skladu sa PTDF faktorima).

3.1 Ciljevi razvoja prenosnog sistema

Cilj Plana razvoja definisan je članom 4 Pravila, u kome je jasno naznačeno da Plan treba detaljno da prikaže stanje prenosnog sistema u Crnoj Gori u godini koja prethodi planskom periodu, utvrdi smjernice za njegov razvoj u skladu sa potrebama korisnika sistema, kao i potrebne investicije u skladu sa predloženim razvojem prenosnog sistema.

Okosnica ovog planiranja razvoja prenosne mreže je Zakon o energetici, odnosno oni njegovi članovi koji se odnose na Plan razvoja prenosne mreže. Ukazano je da pri izradi Plana razvoja, Zakon o energetici poseban naglasak stavlja na podršku ostvarivanja niza dugoročnih ciljeva od kojih je najvažniji pouzdano, sigurno i kvalitetno snabdijevanje električnom energijom, što se poklapa i sa misijom koju CGES ima ispred sebe.

Cilj 1 – Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu

Na početku analiza, Plan razvoja ima za cilj da detaljno prikaže stanje prenosnog sistema u Crnoj Gori, kako bi se uočila uska grla koja doprinose smanjenoj razmjeni električne energije, kako u okviru iste cjenovne zone, tako i između različitih cjenovnih oblasti, a sve u cilju stvaranje uslova za nesmetano trgovanje električnom energijom. Dakle, naglasak nije samo na razvoju domaćeg, već i kompletnog evropskog tržišta električne energije.

Na 110 kV naponskom nivou, osim projekata interne 110 kV mreže i rješavanja radijalno napajanih distributivnih transformatorskih stanica 110/x kV, CGES na transparentan i nediskriminatoran način planira i realizuje i projekte povezivanja prenosnog i distributivnog sistema, kao i projekte priključenja objekata na prenosni sistem Crne Gore, čime se omogućava plasiranje svih količina proizvedene električne energije i njen pouzdan i efikasan prenos do kupaca, odnosno krajnjih potrošača.

Cilj 2 – Sigurnost nacionalnog sistema

Plan razvoja mora biti utemeljen na postojećoj i planiranoj proizvodnji i opterećenju sistema i sadržati mjere koje garantuju sposobnost sistema da zadovolji potrebe za prenosom električne energije i dugoročnu sigurnost snabdijevanja.

Istovremeno, definišu se potrebna pojačanja postojećih i izgradnja novih objekata prenosnog sistema kako bi se pravovremeno pokrenule procedure vezane za njihovo projektovanje, osiguranje sredstava, izgradnju i puštanje u pogon.

Cilj 3 - Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu

Prenosni sistemi država u regionu JIE su, u poređenju sa ostalim ENTSO-E regionima, međusobno slabije povezani. Posljednjih godina se uočava značajan rast novih instalisanih kapaciteta u obnovljivim izvorima, naročito vjetroelektrana i solarnih elektrana.

Planirani projekti u prenosnoj mreži regiona JIE (novi objekti i rekonstrukcija postojećih objekata) tokom naredne decenije imaju za cilj povećanje sigurnosti snabdijevanja, podršku integraciji obnovljivih izvora, povezivanje tržišta električne energije u regionu, kao i jačanje interkonektivnih veza između prenosnih sistema i povećanje raspoloživih prenosnih kapaciteta.

Cilj 4 – Pravilno planiranje u cilju minimizacije kapitalnih investicija u prenosnu mrežu

Potrebno je prije svega voditi računa da se prilikom pripreme i izbora tehničkog rješenja, na način da se između mogućih tehničkih rješenja koja ispunjavaju zahtjeve i ograničenja, izabere:

- rješenje koje za postizanje ciljeva prouzrokuje minimalne troškove investicije, i
- rješenje koje omogućava umanjivanje ukupnih troškova poslovanja operatora ili, ako to nije moguće, prouzrokuje najmanje uvećanje ovih troškova.

Zakon jasno definiše da OPS održava, modernizuje, poboljšava i razvija prenosni sistem električne energije sa jasno definisanim ciljevima u okviru planiranja:

- utvrđuje tehničko-tehnološke uslove za povezivanje elektroenergetskih objekata, uređaja i postrojenja u jedinstven sistem;
- razvija prenosnu mrežu na način da u okviru tehničko -tehnoloških mogućnosti prenosnog sistema ne ograničava kupovina i prodaja električne energije;
- planira rad prenosnog sistema, u saradnji sa operatorom tržišta i operatorima drugih sistema;
- rješava preopterećenja pojedinih elemenata prenosnog sistema, vodeći računa o ravnopravnom položaju svih korisnika prenosnog sistema.

Cilj 5 – Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti

Planiranje prenosne mreže mora uvažiti različite tehnologije (vjetroelektrane, solarne elektrane, gasne elektrane, elektrane na uglj, hidroelektrane, itd.) i energiju koju proizvode i koja se, u cilju snabdijevanja određene potrošnje mora prenijeti uz pomoć prenosnog sistema na manje ili veće udaljenosti. Stoga se planiranje prenosne mreže odnosi na predviđanje koliko energije (i snage) će biti potrebno za zadovoljenje potrošnje, dok je za planiranje i izbor prenosnih elemenata bitno i gdje će se generisati i gdje će se trošiti ta energija. Iako su troškovi prenosa znatno manji od troškova proizvodnje, tek dobro izgrađen prenosni sistem omogućava optimalno iskorišćenje proizvodnih kapaciteta i raspoložive energije te povećanje energetske efikasnosti i smanjenje ukupnih troškova na duži vremenski period.

U procesu planiranja razvoja prenosnog sistema ne želi se napraviti tzv. „zlatna mreža“, mreža koja neće imati nikakvih ograničenja, već je cilj da se razvije dinamična, fleksibilna i robusna mreža, prilagodljiva budućim promjenama u proizvodnji i potrošnji.

U okviru tržišnih simulacija optimizovan je rad mješovitih hidro-termo sistema Evrope sa ciljem maksimizacije dobiti pan-Evropskog tržišta električne energije (ne samo nacionalnog tržišta), uz uvažavanje raspoložive energije iz obnovljivih izvora, ograničenja u prenosnoj mreži, kao i tržišne interakcije između modelovanih zemalja.

Cilj 6 – Povezivanje evropskog tržišta električne energije

Bitan segment strateškog razvoja prenosnog sistema i u narednom ažuriranom desetogodišnjem periodu ostaje izgradnja interkonektivnih veza ka susjednim sistemima, prije svega sa Bosnom i Hercegovinom, Srbijom, Kosovom i Albanijom, čime se osigurava visok nivo sigurnosti napajanja potrošača na čitavoj teritoriji Crne Gore u posmatranom periodu. Projekat povezivanja sa Srbijom novom 400 kV interkonekcijom je dio izgradnje tzv. Transbalkanskog koridora, koji za cilj ima povećanje kapaciteta

zapadno-balkanske interkonekcije, u pravcu istok - zapad i sjever – jug, a koji ujedno omogućava i integraciju obnovljivih izvora, prvenstveno u Crnoj Gori i plasman energije ka susjednim državama.

Cilj 7 – Strateški pravci unapređenja i razvoja u oblasti zaštite životne sredine

U okviru ovog cilja, potrebno je prije svega prilagoditi sopstveno poslovanje u cilju sljedećih aktivnosti:

- Upravljanje opasnim materijama (izolacionim uljima);
- Izgradnja novih „ekoloških“ uljnih jama ili rekonstrukcija postojećih;
- Uvođenje novih informacionih tehnologija - GIS u svrhu praćenja parametara sistema;
- Aktivno učešće u usklađivanju zakonskih propisa;
- Izrada studija, elaborata u oblasti zaštite životne sredine;
- Projekti energetske efikasnosti – pilot projekti.

Cilj 8 – Unapređenje kvaliteta obavljanja osnovne djelatnosti i izvršavanja svakodnevnih aktivnosti

U skladu sa razvojem poslovnih procesa, nametnula se potreba za obezbjeđenjem resursa potrebnih za uspostavljanje, implementaciju, održavanje i kontinuirano poboljšanje sistema upravljanja i zaštite, telekomunikacione infrastrukture i ostalih elemenata prenosne mreže. Dodatno, ovaj cilj je upućen i na poboljšanje uslova i nabavku sredstava za kvalitetnije i efikasnije obavljanje svakodnevnih aktivnosti u okviru redovnih poslovnih procesa.

4 Polazna osnova za izradu plana razvoja

4.1 Energetski bilans u prethodnom periodu

Na slici 4-1 je prikazan bilans utrošene električne energije za prethodnih pet godina (2021-2025.). Ukoliko se posmatra samo ostvarenje za period 2023-2025. daje se zaključiti da je došlo do blagog rasta potrošnje. Međutim, u poređenju sa 2021. i 2022. godinom, zaključuje se da je potrošnja niža, prije svega zbog drastičnog smanjenja potrošnje KAP-a kao jednog od najznačajnijih direktnih korisnika prenosne mreže.

Najveći dio potrošnje električne energije čini distributivna potrošnja, ali je ukupna potrošnja električne energije u značajnoj mjeri bila određena potrošnjom tri postojeća direktna potrošača: KAP, ŽICG i Željezara.

Evidentno je da se u nekim TS javio skok vršnih opterećenja, tako da su transformatori u TS Danilovgrad i TS Bar bili opterećeni i do 75%-80 % prividne snage. U skladu sa navedenim, planirana je ugradnja transformatora 2x63 MVA u TS Bar, TS Danilovgrad, TS Tivat i TS Berane.

Za TS Herceg Novi, CEDIS je uputio zahtjev za povećanje kapaciteta transformacije, što takođe implicira potrebu za nabavkom transformatora većeg kapaciteta, iz razloga što najveću vrijednost ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja ima TS Herceg Novi, odmah nakon TS Grbalj 2, koja je u pogonu svega par mjeseci.

U toku 2022/2023. godine je došlo do značajnog smanjenja potrošnje KAP-a, što ukupno utiče na energetski bilans Crne Gore u smislu da znatno manje uvozi nego prethodnih godina, s tim da je KAP, konačno u 2025. godini dodatno smanjio potrošnju za 4,27 GWh (sa 13,163 na 8,888 GWh).

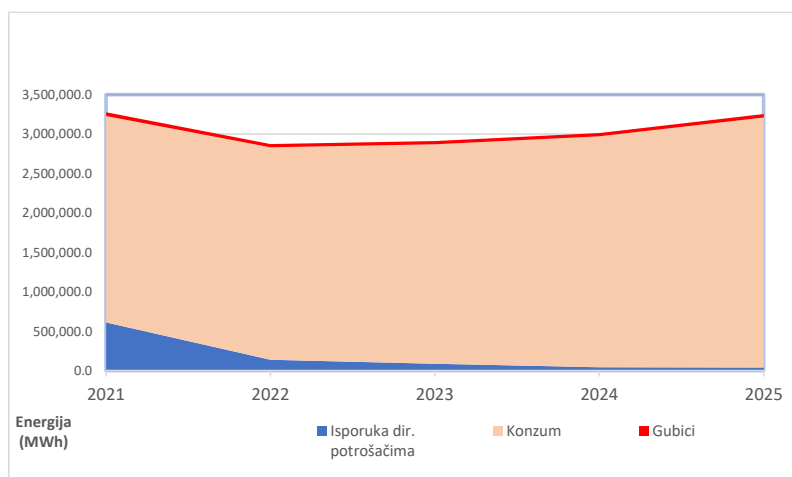
Za razmjene po granicama i AC dalekovodima, karakteristično je da su u toku prethodne 3 godine (Slika 4-2) najveći nivo razmjene je ostvaren sa Bosnom i Hercegovinom u toku 2024. godine od oko 3,844 TWh uvoza, kao i sa Albanijom u istoj godini od oko 1,320 TWh izvoza. To dovodi do zaključka da je CGES uglavnom bio tranziter električne energije, što jasno upućuje na to da su planovi izgradnje interkonekcija na tim granicama (prije svega sa BiH) sasvim opravdane.

S druge strane, u toku 2025. godine, u odnosu na 2024. godinu, porasla je razmjena električne energije na granici sa Srbijom i Kosovom u oba smijera, dok je istovremeno pao izvoz ka Albaniji.

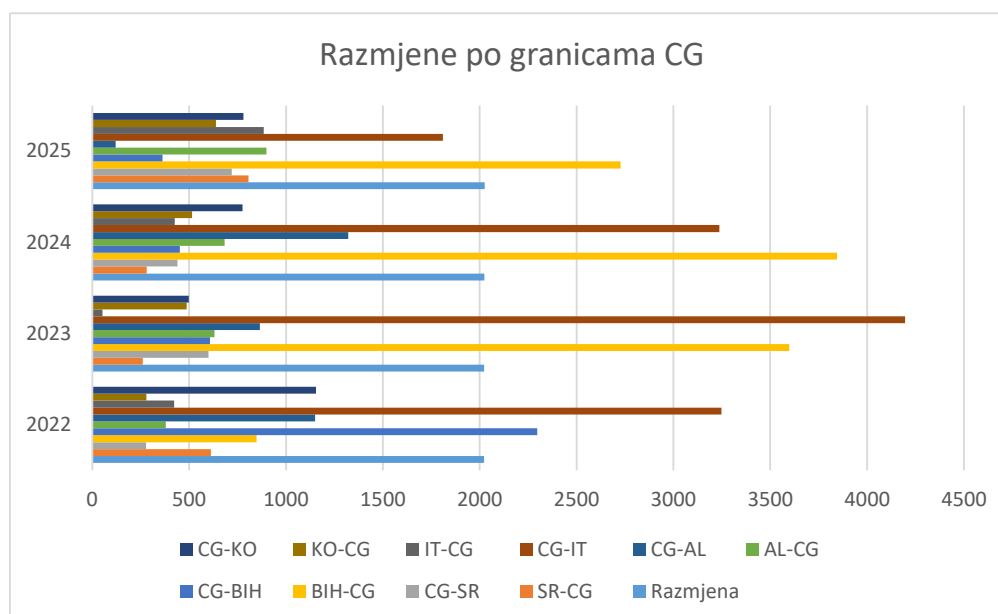
Kada je u pitanju granica ka Italiji (HVDC), električna energija je uglavnom imala smjer ka Italiji, s tim da je i na toj granici značajno opala razmjena u oba pravca u 2025. godini u odnosu na 2024. što je dovelo i do smanjenja tranzita.

Uzrok smanjenja tranzita je ograničenje razmjene na kابلu ka Italiji od strane TERNA-e, te nešto lošiji energetski bilans Bosne i Hercegovine i povećanje proizvodnje iz solarnih elektrana u Grčkoj, što je dovelo do znatno manje razmjene na granici sa Albanijom.

CGES u svojim mrežnim simulacijama ne uvažava distributivnu mrežu (nije obrađen model distributivne mreže), što je u skladu sa ustaljenom praksom ostalih ENTSO-E operatora prenosne mreže, osim ukoliko neki TSO specifično ne modeluje distributivnu mrežu zbog posebnih potreba i uticaja na prenosni sistem.



Slika 4-1: Bilans potrošnje CGES 2021-2025

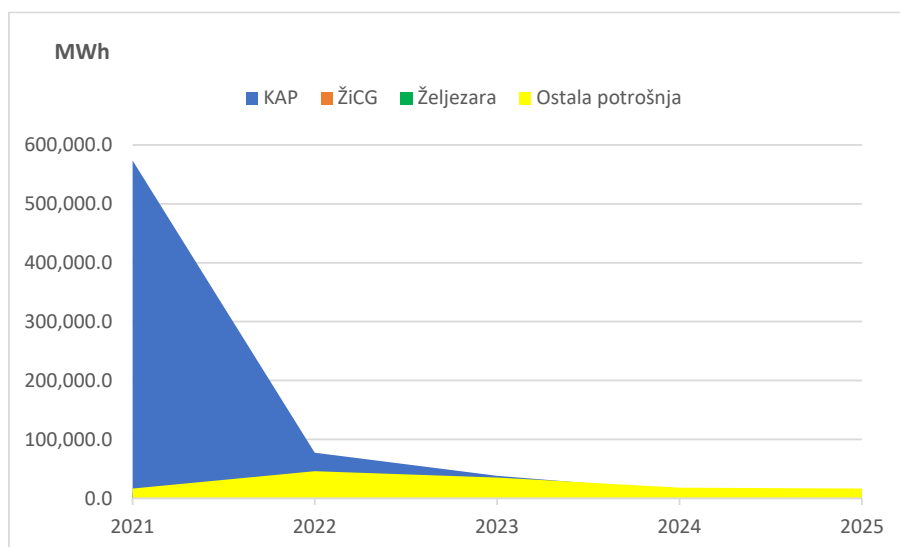


Slika 4-2: Grafički prikaz razmjene električne energije po granicama Crne Gore 2022-2025

Potrošnju električne energije velikih potrošača je u dosadašnjem periodu određivala potrošnja KAP-a, Željezare i potrošnja energije za potrebe željezničke infrastrukture tj. elektrovučnih postrojenja.

Kao što je prethodno rečeno, u toku 2025. godine je potrošnja KAP-a (uključujući ZDS Uniprom) pala sa 13.163 MWh u 2024. na 8.888,3 MWh u 2025. godini, što je dovelo do toga da je praktično ŽICG postao najveći direktni potrošač.

Na grafiku (Slika 4-3) prikazane su ostvarene vrijednosti potrošnje velikih potrošača od 2021 – 2025. godine, gdje se jasno vidi da u ukupnoj potrošnji velikih potrošača najviše učestvuje „ostala“ potrošnja koju čine sopstvene potrošnje: Monteput doo, JP Željeznice CG, TE Pljevlja, Rudnik uglja - drobilčno postrojenje i CGES razvodno postrojenje 400 kV, te sopstvene potrošnje VE Krnovo i VE Možura. Praktično, KAP je prestao posljednjih godina da učestvuje značajno u potrošnji kako je to bilo u prethodnom periodu do dominantnih 90%.



Slika 4-3: Grafički prikaz utrošene električne energije u Crnoj Gori

KAP - Kombinat Aluminijuma Podgorica koji je u periodu do 2021. godine učestvovao u ukupnoj potrošnji u rasponu od 17-33% ukupne utrošene energije (Slika 4-3), nakon ovog perioda je drastično smanjio potrošnju, pa u skladu sa tim, u svim analizama u okviru predmetnog plana KAP nije angažovan u modelu.

Željezara Nikšić - direktan potrošač čiji udio u ukupno utrošenoj električnoj energiji u sistemu na godišnjem nivou opada u posljednje tri godine. Za predstojeći period, ne očekuje se povećanje opterećenja željezare, odnosno kao i kod KAP-a, taj potrošač nije modelovan.

ŽICG – elektro-vučna postrojenja, u koja spadaju četiri objekta locirana u Baru, Trebješici, Podgorici, Mojkovcu, imaju udio od 0.6% ukupne potrošnje električne energije sistema Crne Gore sa očekivanim vršnim opterećenjem od 6 MW, ravnomjerno raspoređeno po postojeća četiri elektrovučna postrojenja. ŽICK je postao najveći direktni potrošač u 2025. godini.

Tabela 4-1: Ostvarene potrošnje u periodu 2023-2025. godina na mjestima preuzimanja električne energije iz prenosnog sistema CGES

Elektroenergetski objekt	2023						2024						2025					
	Zima			Ljeto			Zima			Ljeto			Zima			Ljeto		
	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)
TS Andrijevića	2,607.99	5.17	1.93	3,984.00	5.59	2.25	2,380.90	4.98	2.08	6,681.86	5.62	2.25	2,186.71	5.94	2.48	7,148.05	6.44	6.44
TS Bar	111,390.80	45.11	15.00	116,657.95	57.79	16.13	116,732.52	52.83	14.65	127,943.63	59.05	15.75	120,808.64	51.98	14.41	122,781.62	63.97	17.06
TS Berane	38,496.44	18.25	7.76	34,934.98	16.66	4.94	46,202.26	21.14	7.69	44,154.20	16.99	4.90	48,798.40	24.84	9.04	45,489.72	19.38	5.59
TS Budva	138,294.33	55.78	1.90	166,413.48	78.08	1.57	141,280.50	55.93	1.90	180,511.26	80.23	1.57	141,797.66	68.17	2.32	179,589.13	86.79	1.70
TS Cetinje	39,069.33	17.80	7.40	27,547.41	18.16	4.93	37,324.71	17.64	7.34	22,532.84	19.79	4.89	36,631.67	18.22	7.58	23,193.19	16.15	3.99
TS Tivat	82,011.66	34.95	23.64	80,118.10	33.86	24.23	86,414.78	33.14	22.99	89,005.66	41.50	23.57	94,343.36	39.19	27.19	93,334.42	40.81	23.18
TS Herceg Novi	102,858.99	40.88	6.99	108,556.94	47.88	6.38	103,145.77	38.37	6.82	113,817.14	50.83	6.22	108,060.97	46.60	8.28	112,801.87	52.49	6.43
TS Danilovgrad	27,980.03	13.12	4.41	27,828.88	15.13	5.35	33,514.26	14.00	4.30	30,459.01	16.49	5.21	26,689.53	16.84	5.17	29,785.36	16.16	5.11
TS Podgorica1	158,883.88	63.04	12.94	143,187.43	64.95	13.76	166,095.65	64.77	12.66	152,365.08	73.63	13.46	181,858.84	69.04	13.49	143,493.63	60.73	11.10
TS Podgorica3	111,682.23	45.89	2.57	92,374.40	40.18	3.31	110,321.66	43.78	2.62	100,231.02	44.73	3.38	116,658.84	48.79	2.92	100,363.95	43.97	3.32
TS Podgorica4	131,233.93	54.65	15.69	105,761.30	44.52	11.65	131,924.42	51.53	15.50	111,513.16	45.59	11.50	139,412.40	54.48	16.38	114,084.83	48.80	12.31
TS Podgorica5	93,344.66	39.40	21.67	76,579.02	32.11	8.12	93,718.46	37.13	11.30	81,433.29	34.56	7.92	98,055.95	37.66	11.46	79,745.53	32.01	7.33
TS Mojkovac	15,666.99	7.80	21.67	13,656.49	7.63	17.22	17,973.89	8.47	20.82	17,511.81	8.20	16.55	19,625.04	10.31	25.37	18,228.23	7.85	15.84
TS Niksic	85,895.13	30.75	16.20	65,303.01	25.91	13.32	87,800.64	30.78	15.79	63,340.53	25.17	12.98	93,268.44	35.53	18.22	64,398.89	30.64	15.81
TS Kliscevo	36,751.15	13.47	20.60	27,022.33	10.69	15.66	37,364.91	13.98	19.88	25,586.31	11.01	15.12	38,274.51	14.01	19.92	24,510.30	11.74	16.12
TS Kotor	60,859.77	24.51	9.81	60,635.81	28.02	7.16	60,422.69	26.78	9.10	64,490.87	28.58	6.65	63,037.09	27.13	9.22	65,542.46	29.86	6.95
TS Pljevlja	61,292.67	63.04	11.94	54,248.66	19.72	10.70	55,185.04	64.77	7.76	47,225.80	16.86	8.26	57,245.47	69.04	8.27	48,659.94	17.08	8.38
TS Ribarevine	48,896.66	16.62	6.48	44,523.79	14.93	6.96	54,638.64	19.47	6.32	48,699.11	16.76	6.78	56,902.87	22.79	7.40	50,643.52	16.63	6.73
TS Brezna	5,100.90	5.97	2.17	8,646.51	8.14	0.90	3,779.96	6.40	2.13	4,514.58	5.98	0.89	2,808.47	6.84	2.28	4,752.93	5.68	0.84
TS Ulcinj	48,860.39	19.66	9.10	69,838.39	42.09	12.05	52,617.66	24.60	8.74	76,079.09	43.96	11.58	58,273.48	22.98	8.17	75,899.16	47.55	12.52
TS Vilusi	3,569.06	1.23	0.51	3,464.06	1.23	0.35	2,962.26	1.32	0.51	3,504.61	1.26	0.34	3,740.05	1.38	0.53	3,568.69	1.20	0.33
TS Virpazar	18,513.78	17.94	4.37	23,667.70	14.34	3.69	21,175.50	15.39	4.33	27,727.45	12.21	3.66	21,972.75	14.33	4.03	27,117.02	13.58	4.07
TS Lastva	2,377.97	0.78	0.74	2,380.43	0.79	0.75	2,366.02	0.77	0.73	2,298.90	0.77	0.74	6,033.48	3.55	3.37	3,731.18	3.41	3.24
TS Zabljak	270.56	5.39	5.12	0.00	0.00	0.00	10,335.85	6.51	6.19	10,247.40	4.79	4.55	13,449.19	7.49	7.12	12,319.95	5.85	5.56

4.2 Udio proizvodnih instalisanih kapaciteta prema kategoriji proizvodnje

U okviru ovog poglavlja napravljen je osvrt na tehničke karakteristike postojećih proizvodnih objekata u EES Crne Gore i udio proizvodnje po pojedinim kategorijama proizvodnje.

HE Perućica - najstariji objekat u EES Crne Gore koji je pušten u pogon 1960. godine.

Osnovne tehničke karakteristike HE Perućica su:

- Instalirana snaga 330 MVA (307 MW odnosno 5x38 MW i 2x58.5 MW),
- Sedam agregata sa horizontalno postavljenim sinhronim generatorima.

U toku je realizacija projekta ugradnje i osmog agregata snage 65 MVA (58,5 MW) za koga su izgrađeni svi dovodni i odvodni organi, pomoćni i zajednički pogoni i određeno mjesto za ugradnju u mašinskoj zgradi.

HE Piva - akumulaciono pribransko postrojenje sa jednom od najvećih betonskih lučnih brana u svijetu, u pogonu je od 1976. godine.

Osnovne tehničke karakteristike HE Piva su:

- Instalirana snaga 360 MVA (342 MW - 3x114 MW).

TE Pljevlja je kondenzaciona termoelektrana projektovana sa dva bloka od 210 MW. Akumulacija vode kao i svi pomoćni, tehnički i upravno-administrativni objekti (izuzev dekarbonizacije i recirkulacionog rashladnog sistema) izvedeni su za dva bloka, a trenutno je izgrađen samo jedan blok.

Osnovne tehničke karakteristike TE Pljevlja su:

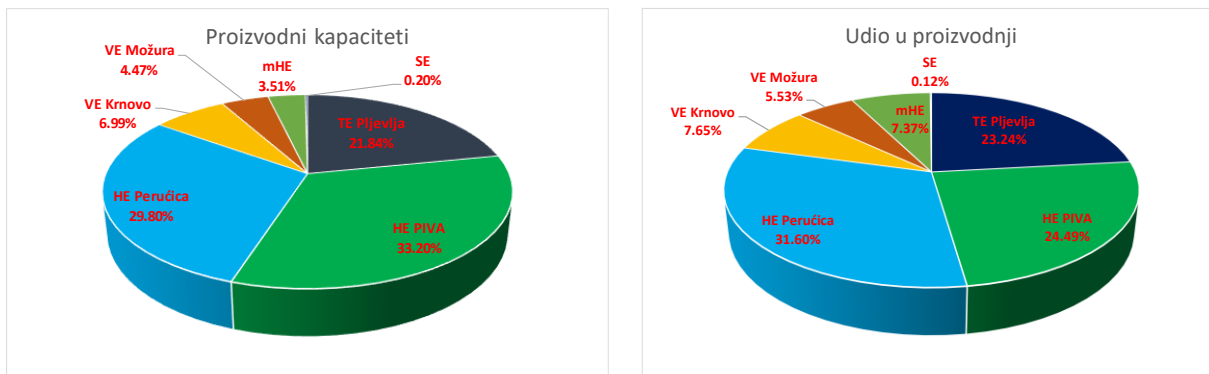
- Instalirana snaga elektrane 225 MW,
- Nakon obavljene rekonstrukcije (2009. godine), tehnoloških sanacija i poboljšanja čitavog postrojenja, godišnja proizvodnja ide i preko 1400 GWh.

Za elektroenergetski sistem Crne Gore TE "Pljevlja" predstavlja baznu elektranu koja najveći značaj ima u pokrivanju konstantnog dijagrama opterećenja.

VE Krnovo - VE Krnovo je u pogonu od 2017. godine, sa ukupnom instalisanom snagom 72 MW i godišnjom proizvodnjom od oko 170-200 GWh.

VE Možura - VE Možura je u pogonu od 2018. godine. Ukupna instalirana snaga 23 vjetrogeneratorske jedinice iznosi 48 MW, sa planiranom godišnjom proizvodnjom od 120-130 GWh.

U odnosu na 2024. godinu, udio hidro proizvodnje u ukupnoj proizvodnji Crne Gore, značajno je povećan zbog bolje hidrologije u 2025. godini (56% u 2025. godini u odnosu na 47% u 2024. godini).



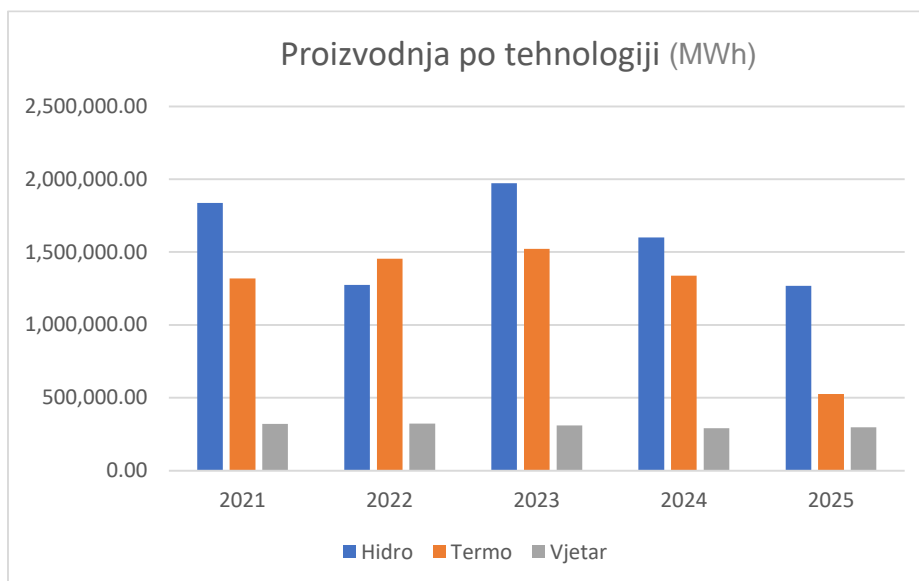
Proizvodni kapaciteti CG 2025

Godišnja proizvodnja CG 2025

Slika 4-4: Raspodjela godišnje kapaciteta/ proizvodnje u 2025. godini po elektranama

4.3 Udio proizvedene električne energije prema kategoriji proizvodnje

Na Dijagramu (Slika 4-5) je prikazana godišnja proizvodnja u EES Crne Gore po tipu elektrane od 2021 - 2025. godine. Sa dijagrama se može zaključiti da se u EES Crne Gore prosječno preko 60% godišnje proizvodnje dobija iz hidroelektrana (s tim da je u 2025. godini taj nivo dostigao oko 60%, kada je TE Pljevlja bila u remontu duži period).



Slika 4-5: Proizvodnja EES Crne Gore po tipovima elektrana u periodu 2020-2024.

Imajući u vidu visok procenat godišnje proizvodnje iz hidroelektrana može se zaključiti da je EES Crne Gore uglavnom deficitaran u ljetnim mjesecima sa slabom hidrologijom i visokim nivoom potrošnje naročito u Podgorici i na primorju.

Uslijed povoljnih hidroloških prilika, proizvodnja HE Piva i HE Perućica je značajno veća u 2023. godini pogotovo u poređenju sa godinama nakon toga tj. 2024. i 2025. godine. Sa druge strane, proizvodnja TE

Pljevlja je praktično konstantna i mogu se uočiti samo blage varijacije iz godine u godinu, što je posljedica perioda remonta elektrane. Suficitu električne energije svakako doprinosi i VE Krnovo i VE Možura. Njihovo učešće u ukupnoj proizvodnji je u 2025. godini iznosilo oko 9,22%.

4.4 Geografski prikaz ukupno raspoloživih snaga po tačkama u sistemu slobodnih za priključenje novih korisnika (ΔGTC)

U okviru ovog poglavlja je proračunata maksimalna raspoloživa snaga na tački priključenja (GTC – Grid Transfer Capacity). Ta snaga predstavlja najvišu dozvoljenu snagu razmjene na tački priključenja, koja ne zahtijeva dalji razvoj sistema u cilju trajnog očuvanja parametara prenosa garantovanih Pravilima za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije.

Za stvarni model mreže, u proračunu se koristi reprezentativni model crnogorskog elektroenergetskog sistema, pripremljen za prognoze zagušenja za dan unaprijed i kombinovan sa drugim modelima sinhronog područja kontinentalne Evrope. Uzimaju se u obzir sljedeće pretpostavke:

- Model odražava stanje sistema od marta do aprila 2025.godine, radnim danom.
- Uključuje uobičajenu topologiju i uklopno stanje elemenata crnogorskog sistema.
- Početni angažman crnogorskih hidroelektrana daje fleksibilnost modelu za potencijalno povećanje kapaciteta (ΔC)

Metodologija se svodi na određivanje različitih parametara u svakoj tački priključka kao:

Inicijalni scenario

Snaga razmjene na mjestu priključka u baznom slučaju (BC) određuje se u oba smjera pojedinačno:

- Snaga proizvodnje (BCG): Snaga za proizvodnju u osnovnom slučaju.
- Snaga potrošnje (BCL): Snaga za potrošnju u osnovnom slučaju.

Prethodno zauzeti kapacitet

Prethodno zauzeti kapacitet na tački priključka određuje se pojedinačno za proizvodnju (AACG) i opterećenje (AACL) i za maksimalni i za minimalni scenario razmjene pri čemu su:

- AACG(L)max: Maksimalni prethodno zauzeti proizvodni (konzumni) kapacitet, na osnovu najveće prosječne proizvodnje po satu u posljednjih 12 mjeseci.
- AACG(L)min: Minimalni prethodno zauzeti proizvodni (konzumni) kapacitet, na osnovu najniže prosječne proizvodnje po satu u posljednjih 12 mjeseci.

Potencijalno povećanje kapaciteta u tački priključka (ΔC) izračunava se i za proizvodnju (ΔCG) i za opterećenje (ΔCL) sa korakom od 5 MW, sa modelovanom virtualnom mašinom na mjestu priključka, uz uvažavanje N-1 kriterijuma sigurnosti.

Maksimalna teoretska priključna snaga za proizvodnju (GTCC) i opterećenje (GTCL) izračunava se na sljedeći način:

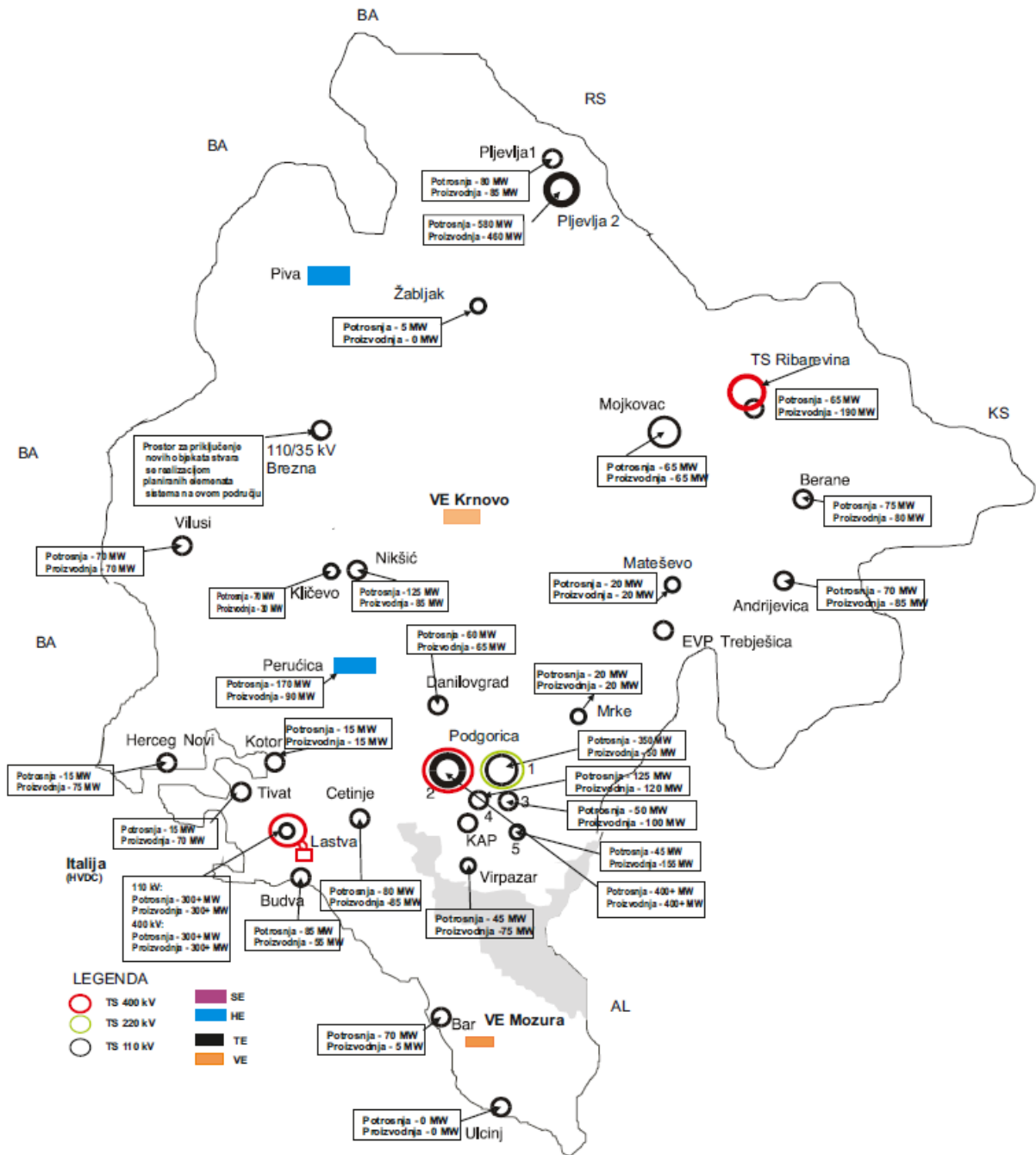
$$GTCC = BCG - BCL + \Delta CG$$

$$GTCL = BCL - BCG + \Delta CL$$

Preostali prenosni kapacitet za proizvodnju (RTCC) i potrošnju (RTCL) se izračunava na sljedeći način:

$RTCG(L) = GTCG(L) - TRMG(L) - AACGmax(Lmax) + AACLmin(Gmin)$, pri čemu su:

- $GTCG(L)$: Maksimalno raspoloživi kapacitet proizvodnje (potrošnje) priključne snage.
- $TRMG(L)$: Margina pouzdanosti za proračune tokova snaga (proizvodnja ili potrošnja).



Slika 4-6: Geografski prikaz ukupno raspoloživih snaga po tačkama u sistemu slobodnih za priključenje novih korisnika

Tabela 4-2: Pregled raspoložive snage priključenja po tačkama u sistemu CGES

Tačka priključenja	Smjer	BC	AAC		ΔC	GTC	TRM	RTC	RTCr
			min	max					
Bar	Potrošnja	30	8	40	40	70	10	20	20
	Proizvodnja	0	0	0	80	50	10	48	40
Budva	Potrošnja	20	11	76	65	85	10	-1	-10
	Proizvodnja	0	0	0	75	55	10	56	50
Cetinje	Potrošnja	10	3	21.5	70	80	10	48.5	40
	Proizvodnja	0	0	0	95	85	10	78	70
Danilovgrad	Potrošnja	9	0.75	13.7	75	84	10	60.3	60
	Proizvodnja	0	0	0	85	76	10	67	60
Herceg Novi	Potrošnja	16	2.8	45	0	16	10	-39	-40
	Proizvodnja	0	0	0	90	74	10	66.8	60
Tivat	Potrošnja	15	2	35	0	15	10	-30	-30
	Proizvodnja	0	0	0	85	70	10	62	60
Kotor	Potrošnja	14	3.5	28	0	14	10	-24	-30
	Proizvodnja	0	0	0	0	-14	10	-21	-30
Ulcinj	Potrošnja	12	2.5	38	0	12	10	-36	-40
	Proizvodnja	0	0	0	0	-12	10	-20	-20
Lastva	Potrošnja	0.4	0.3	0.5	310	310.4	10	299.9	290
	Proizvodnja	0	0	0	340	340	10	330	320
Podgorica 1	Potrošnja	51	9	62	310	361	10	289	280
	Proizvodnja	0	0	0	100	49	10	48	40
Podgorica 2	Potrošnja	0	0	0	400	400	10	390	390
	Proizvodnja	0	0	0	400	400	10	390	390
Podgorica 3	Potrošnja	13.5	6.5	41.2	35	48.5	10	-2.7	-10
	Proizvodnja	0	0	0	110	97	10	93	90
Podgorica 4	Potrošnja	16.5	7.5	53.2	110	126.5	10	63.3	60
	Proizvodnja	0	0	0	145	129	10	126	120
Podgorica 5	Potrošnja	9.5	4	32	35	44.5	10	2.5	0
	Proizvodnja	0	0	0	165	156	10	150	140
Vilusi	Potrošnja	0.5	0.2	1.45	70	70.5	10	59.05	50
	Proizvodnja	0	0	0	70	70	10	60	50
Nikšić	Potrošnja	27.5	8.5	34	100	127.5	10	83.5	80
	Proizvodnja	0	0	0	110	83	10	81	80
Perućica	Potrošnja	0	0	0	205	170	10	160	160
	Proizvodnja	35	0	307	55	90	10	-227	-230
Brezna	Potrošnja	0.5	0.2	9	120	121	10	101.5	100
	Proizvodnja	0	0	0	120	120	10	110	100
Mojkovac	Potrošnja	4.5	1.7	11.7	60	64.5	10	42.8	40
	Proizvodnja	0	0	0	70	66	10	57	50
Andrijevica	Potrošnja	3.5	0.5	6.2	65	68.5	10	52.3	50
	Proizvodnja	0	0	0	90	87	10	77	70
Berane	Potrošnja	9.35	0.75	16.7	65	74.35	10	47.65	40
	Proizvodnja	0	0	0	90	81	10	71	70
Ribarevine	Potrošnja	16.5	3.5	17.8	50	66.5	10	38.7	30
	Proizvodnja	0	0	0	205	189	10	182	180
Pljevlja 1	Potrošnja	16.8	5.8	24.2	65	81.8	10	47.6	40
	Proizvodnja	0	0	0	100	83	10	79	70
Pljevlja 2	Potrošnja	0	0	0	800	580	10	570	570
	Proizvodnja	220	0	220	240	460	10	230	230
Virpazar	Potrošnja	4.4	1.95	19.2	40	44.4	10	15.2	10
	Proizvodnja	0	0	0	80	76	10	68	60
Mrke	Potrošnja	0.5	0.5	1	20	20	10	9.5	0
	Proizvodnja	0.5	0.5	1	20	20	10	10	0
Mateševo	Potrošnja	0.5	0.5	1	20	20	10	9.5	0
	Proizvodnja	0.5	0.5	1	20	20	10	10	0
Žabljak	Potrošnja	5	2	8	0	5	10	-13	-20
	Proizvodnja	0	0	0	0	-5	10	-13	-20

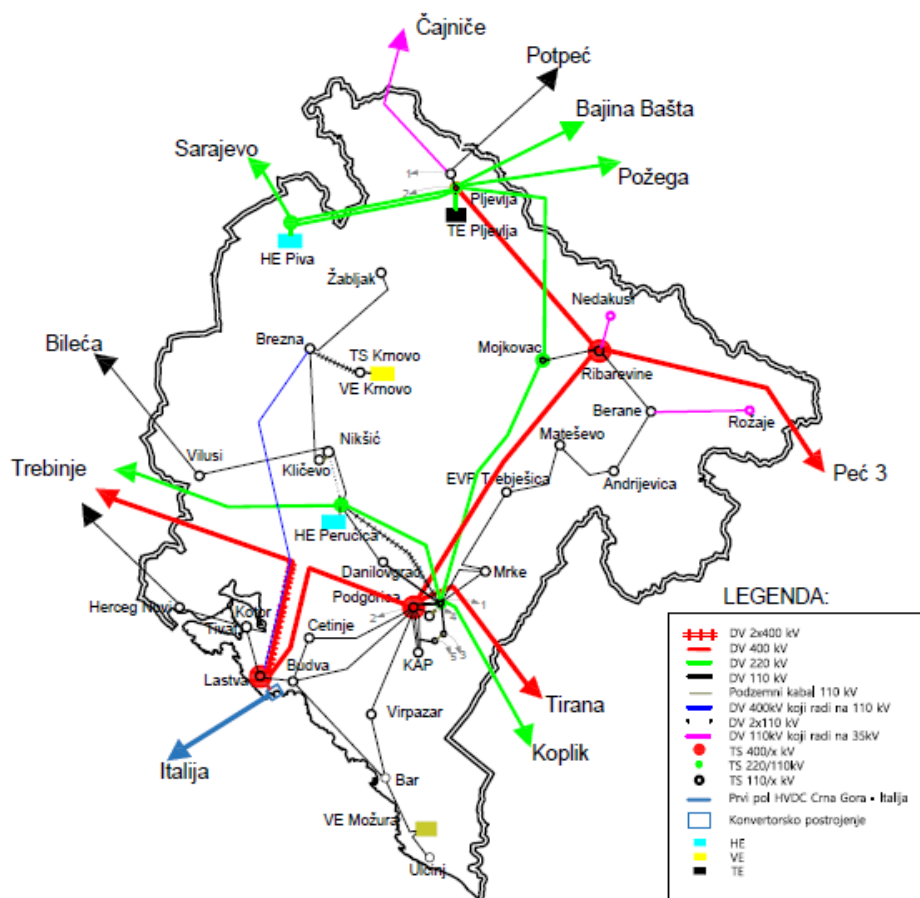
4.5 Pregled elektroprenosne infrastrukture

U okviru ovog poglavlja je prikazano stanje u prenosnoj mreži Crne Gore, njena starost, mogućnost proširenja, kao i budućnost pojedinih objekata sa stanovišta napuštanja pojedinih rješenja (prevashodno se misli na objekte čija je revitalizacija u toku).

Za svaki element prenosnog sistema su date njegove osnovne karakteristike, neophodne za dalje analize.

Trenutna topologija prenosnog sistema (kraj 2025. godine) je prikazana na Slici 4-7.

CGES AD PODGORICA MREŽA PRENOSNOG EES CRNE GORE (postojeće stanje)



Slika 4-7: Prenosna mreža CGES

4.5.1 Dalekovodi

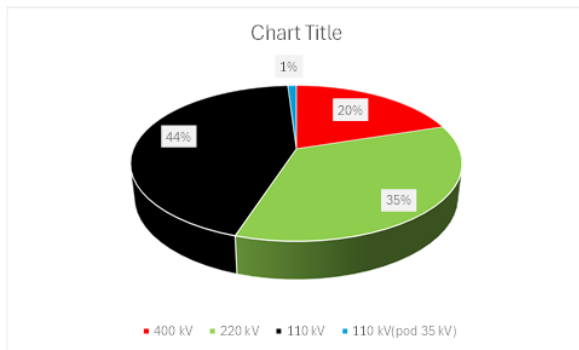
U sklopu prenosnog sistema se nalaze vodovi naponskog nivoa 110, 220 i 400 kV, kao i vodovi 110 kV koji trenutno rade pod naponom 35 kV. Svi dalekovodi su pravljeni od Al/Fe materijala, sa izuzetkom dalekovoda 110 kV Nikšić - Bileća koji je najvećim dijelom od materijala Cu 120 mm² (postoji dio sa AIFE 150/25). Najveći dio čine 110 kV dalekovodi, koji su ujedno i najopterećeniji, bez obzira na doba dana ili

godine. U toku 2024. godine je izvršena prva implementacija visokotemperaturnog kompozitnog provodnika termičkog limita od 946 A na maksimalnoj kontinualnoj radnoj temperaturi od 180°C i to na DV 110 kV Podgorica 1 – Danilovgrad – Perućica.

Kao što je navedeno, u prenosnoj mreži su operativni i DV 110 kV koji trenutno rade pod naponom 35 kV, kojih je ukupno četiri (DV 110 (35) kV Pljevlja 1 – Čajniče, DV 110 (35) kV Pljevlja 1 – Žabljak, DV 110 (35) kV Berane – Rožaje, DV 110 (35) kV Ribarevine – Nedakusi). Oko 50% ukupnih kapaciteta dalekovoda, čine 110 kV dalekovodi, od kojih su više od polovine dalekovodi presjeka Al-Fe 150/25 mm² kapaciteta 470A (89 MVA). Najveći dio tih dalekovoda je izgrađen upravo u primorskom dijelu Crne Gore, čime se automatski zbog povećanog opterećenja (naročito u budućnosti) nameću kao prvi kandidati za rekonstrukciju (zamjenu).

Ovdje je važno napomenuti da će prilikom zamjene dalekovodnih užadi istog tipa, a veće propusne moći, morati da se mijenjaju i stubovi i kompletna ovjesna oprema (kao i oprema u postrojenjima), što praktično znači izgradnju novog dalekovoda. Prednost ovog pristupa je što će se u najvećoj mjeri koristiti već postojeće trase. Kao prelazno rješenje, do potpunog rješavanja imovinsko-pravnih pitanja, na objektima (DV) gdje su evidentirana preopterećenja primjenjuje se ugradnja HTLS provodnika – provodnika specijalne konstrukcije koji omogućavaju veću prenosnu moć jer mogu raditi na višim temperaturama, dok sa mehaničkog aspekta ne predstavljaju dodatno opterećenje u odnosu na postojeće vodove, zadržavajući slične mehaničke karakteristike i bez značajnog povećanja ugiba provodnika. Spisak vodova je dat u Tabeli (Tabela 4-3 i Tabela 4-4).

Slika 4-8 – Dužine dalekovoda u prenosnoj mreži



Slika 4-9 – Kapaciteti dalekovoda u prenosnoj mreži

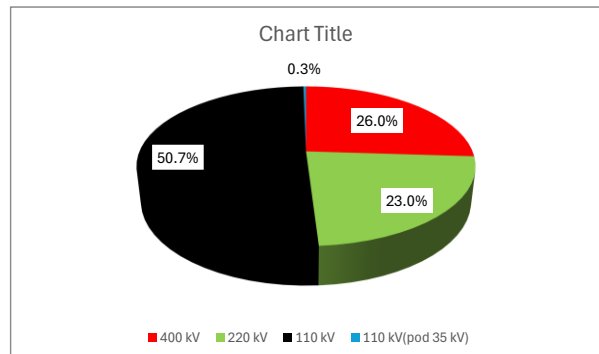


Tabela 4-3: Podaci o dalekovodima naponskog nivoa 400, 220 i 110kV prenosnog sistema CGES

Naponski nivo (kV)	Redni broj	Naziv dalekovoda	Strujni krug	Dužina		materijal	Presjek (mm ² /fazi)	R		X		B		Sn (MVA)	In (A)
				u CG	ukup.			u CG	ukup.	u CG	ukup.	u CG	ukup.		
				(km)				(ohm/fazi)		(ohm/fazi)		(μF/fazi)			
400	1	Lastva - Trebinje	1	67.0	95	Al-Fe	(2x490/65)-5	1.80516	2.62836	20.9374	30.4854	0.658836	0.959282	1330.2	1920
	2	Lastva - Podgorica 2	1	59.5	59.5	Al-Fe	(2x490/65)-5	2.51958	2.51958	29.2237	29.2237	0.91958	0.91958	1330.2	1920
	3	Ribarevine - Podgorica 2	1	85.1	85.1	Al-Fe	(2x490/65)-5	2.51958	2.51958	29.2237	29.2237	0.91958	0.91958	1330.2	1920
	4	Ribarevine - Pljevlja	1	54.8	54.8	Al-Fe	(2x490/65)-5	1.61112	1.61112	18.6868	18.6868	0.588016	0.588016	1330.2	1920
	5	Ribarevine - Peć 3	1	53.1	81.1	Al-Fe	(2x490/65)-5	1.56114	1.911	18.1071	43.6821	0.569775	1.374542	1330.2	1920
	6	Podgorica 2 - Tirana 2	1	29.3	156	Al-Fe	(2x490/65)-5	0.8614	4.586	9.991	53.196	0.317578	1.673915	1330.2	1920
220	1	Pljevlja 2 - HE Piva 264	1	50.1	50.1	Al-Fe	490/65	2.8884	2.8884	21.2646	21.2646	0.423244	0.423244	381.1	1000
	2	Pljevlja 2 - HE Piva 265	2	49.7	49.7	Al-Fe	490/65	2.8768	2.8768	21.1792	21.1792	0.421544	0.421544	381.1	1000
	3	Piva - Lukavica (Buk Bijela)	1	11.0	25	Al-Fe	490/65	1.3572	1.45	9.9918	10.675	0.198874	0.212472	381.1	1000
	4	Pljevlja 2 - Požega	1	14.1	92	Al-Fe	360/57	1.128	7.36	6.1476	40.112	0.116692	0.761397	274.4	720
	5	Podgorica 1 - HE Perućica	1	34.1	34.1	Al-Fe	360/57	2.728	2.728	14.8676	14.8676	0.282214	0.282214	274.4	720
	6	HE Perućica - Trebinje	1	42.5	63.2	Al-Fe	360/57	3.4	5.056	18.53	27.5552	0.351732	0.523047	274.4	720
	7	Podgorica 1 - Mojkovac	1	72.3	72.3	Al-Fe	360/57	5.816	5.816	31.6972	31.6972	0.601669	0.601669	274.4	720
	8	Mojkovac - Pljevlja 2	1	81.6	81.6	Al-Fe	360/57	6.48	6.48	35.316	35.316	0.670361	0.670361	274.4	720
	9	B.Bašta - Pljevlja 2	1	15.7	97.2	Al-Fe	360/57	1.256	7.776	6.8452	42.3792	0.129934	0.804433	274.4	720
	10	Podgorica 1 - Koplík	1	21	65.6	Al-Fe	360/57	1.68	3.0224	9.156	16.427	0.172549	0.322785	274.4	720
110	1	Podgorica 1 - HE Perućica	1	32.6	32.6	Al-Fe	240/40	3.9446	3.9446	13.0726	13.0726	0.295742	0.295742	122.9	645
	2	Podgorica 1 - HE Perućica	2	32.6	32.6	Al-Fe	240/40	3.9446	3.9446	13.0726	13.0726	0.295742	0.295742	122.9	645
	3	Podgorica 1 - Danilovgrad	1	17.6	17.6	Al-HVCRC	217,1/28	4.29264	4.292642.60656	4.1712	4.1712	0.08585	0.08585	180	946
	4	Podgorica 1 - Podgorica 2	1	5.8	5.8	Al-Fe	(2x240/40)-5	0.35148	0.35148	1.8328	1.8328	0.067386	0.067386	245.8	1290
	5	Podgorica 1 - Podgorica 2	2	5.9	5.9	Al-Fe	(2x240/40)-5	0.35754	0.35754	1.8644	1.8644	0.068548	0.068548	245.8	1290
	6	Podgorica 2 - Podgorica 4	1	3.5	3.5	Al-Fe	240/40	0.4235	0.4235	1.4035	1.4035	0.031751	0.031751	122.9	645
	7	Podgorica 1 - Podgorica 3	1	3.9	3.9	Al-Fe	240/40	0.4719	0.4719	1.5639	1.5639	0.03538	0.03538	122.9	645
	8	DV 110 kV Podgorica - Mrke, vod 1	1	7.47	7.47	Al-Fe	150/25	1.43424	1.43424	3.11499	3.11499	0.06470828	0.06470828	89.5	470
	9	DV 110 kV Mrke - EVP Trebješica	1	29.47	29.47	Al-Fe	150/25	5.65824	5.65824	12.28899	12.28899	0.255281529	0.255281529	89.5	470
	10	Podgorica 2 - Virpazar	1	30.0	30.0	Al-Fe	150/25	5.51	5.51	11.967	11.967	0.248485	0.248485	89.5	470
	11	Virpazar- Bar	1	16.4	16.4	Al-Fe	150/25	3.283	3.283	7.13	7.13	0.148052	0.148052	89.5	470
	12	Podgorica 2 - Budva	1	36	36	Al-Fe	150/25	7.296	7.296	15.846	15.846	0.329005	0.329005	89.5	470
	13	Čevo - Brezna	1	54	50	Al-Fe	(2x490/65)-5	1.5876	1.5876	18.144	18.144	0.579726	0.579726	1330.2	1920

Tabela 4-4 (nastavak): Podaci o dalekovodima naponskog nivoa 400, 220 i 110kV prenosnog sistema CGES

Plan razvoja prenosnog sistema električne energije Crne Gore (period 2027-2036. godine)

Naponski nivo (kV)	Redni broj	Naziv dalekovoda	Strujni krug	Dužina		materijal	Presjek (mm ² /fazi)	R		X		B		Sn (MVA)	In (A)
				u CG	ukup.			u CG	ukup.	u CG	ukup.	u CG	ukup.		
				(km)				(ohm/fazi)		(ohm/fazi)		(μS/fazi)			
110	14	Podgorica 2 - Cetinje	1	31.7	31.7	Al-Fe	240/40	3.835	3.835	12.711	12.711	0.287577	0.287577	122.9	645
	15	Bar – Možura	1	17.0	17.0	Al-Fe	150/25	3.2832	3.2832	7.1307	7.1307	0.148127389	0.148127389	89.5	470
	16	Možura - Ulcinj	1	7.1	7.1	Al-Fe	150/25	1.344	1.344	2.919	2.919	0.060636943	0.060636943	89.5	470
	17	Bar - Budva	1	33.4	33.4	Al-Fe	150/25	6.4128	6.4128	13.9278	13.9278	0.289178	0.289178	89.5	470
	18	Budva - Cetinje	1	11.5	11.5	Al-Fe	150/25	2.400	2.400	5.2125	5.2125	0.108225	0.108225	89.5	470
	19	Budva - Lastva	1	6.0	6.0	Al-Fe	150/25	1.1520	1.1520	2.5022	2.5022	0.051970	0.051970	89.5	470
	20	Lastva - Tivat	1	11.9	11.9	Al-Fe	150/25	2.2848	2.2848	4.9622	4.9622	0.103082	0.103082	89.5	470
	21	Tivat - Herceg Novi	1	20.7	20.7	Al-Fe	150/25	3.9744	3.9744	8.6319	8.6319	0.179221	0.179221	89.5	470
	22	Herceg Novi - Trebinje	1	15.6	30.8	Al-Fe	150/25	2.976	5.9136	6.4635	12.8436	0.134199	0.266667	89.5	470
	23	Danilovgrad - HE Perućica	1	17.1	17.1	Al-HVCRC	217,1/28	4.171	4.171	4.0527	4.0527	0.08341	0.08341	180	946
	24	HE Perućica - Nikšić	1	12.8	12.8	Al-Fe	240/40	1.5488	1.5488	5.1328	5.1328	0.116119	0.116119	122.9	645
	25	HE Perućica - Nikšić	2	12.8	12.8	Al-Fe	240/40	1.5488	1.5488	5.1328	5.1328	0.116119	0.116119	122.9	645
	26	HE Perućica - Nikšić	3	13.5	13.5	Al-Fe	240/40	1.6335	1.6335	5.4135	5.4135	0.12247	0.12247	122.9	645
	27	Nikšić - Vilusi KT	1	37.4	37.4	Cu	120	5.797	5.797	16.3064	16.3064	0.333334	0.333334	89.4	470
	28	Vilusi KT - Bileća	1	13.8	17.7	Cu	120	2.139	2.7435	6.0168	7.7172	0.122995	0.157754	89.4	470
	29	Vilusi KT - Vilusi	1	0.5	0.5	Al-Fe	150/25	0.096	0.096	0.2085	0.2085	0.004329	0.004329	89.5	470
	30	DV 110 kV EVP Trebješica - Mateševo	1	12	12	Al-Fe	150/25	2.304	2.304	5.004	5.004	0.103949045	0.103949045	89.5	470
	31	DV 110 kV Mateševo - Andrijevica	1	21.66	21.66	Al-Fe	150/25	4.15872	4.15872	9.03222	9.03222	0.187628025	0.187628025	89.5	470
	32	Andrijevica - Berane	1	17.1	17.1	Al-Fe	150/25	3.436	3.436	7.464	7.464	0.155233	0.155233	89.5	470
	33	Berane - Ribarevine	1	21.1	21.1	Al-Fe	150/25	4.0512	4.0512	8.7987	8.7987	0.182684	0.182684	89.5	470
	34	Ribarevine - Mojkovac	1	14.0	14.0	Al-Fe	150/25	2.688	2.688	5.838	5.838	0.121212	0.121212	89.5	470
	35	Pljevlja 1 - Pljevlja 2	1	2.8	2.8	Al-Fe	240/40	0.3388	0.3388	1.122	1.122	0.024242	0.024242	122.9	645
	36	Pljevlja 1 - Potpeć	1	8.2	28.3	Al-Fe	150/25	1.5744	5.4336	3.4194	11.8011	0.070996	0.245022	89.5	470
	37	Podgorica 2 - KAP	1	8.1	8.1	Al-Fe	(2x240/40)-5	0.49086	0.49086	2.5596	2.5596	0.094108	0.094108	245.8	1290
	38	Podgorica 2 - KAP	2	8	8	Al-Fe	(2x240/40)-5	0.4848	0.4848	2.528	2.528	0.092946	0.092946	245.8	1290
	39	Podgorica 2 – Podgorica 5	1	11.7	11.7	Al-Fe	240/40	1.4399	1.4399	4.7719	4.7719	0.1080247	0.1080247	122.9	645
	40	Kličevo - Nikšić	1	3.7	3.7	A2XS(FL)2Y	3x(1x1000) Al	0.09922	0.09922	0.363	0.363	0.73527	0.73527	141	740
	41	Podgorica 3 - Podgorica 5	1	3.0	3.0	A2XS(FL)2Y	3x(1x1000) Al	0.08954	0.08954	0.33033	0.33033	0.668451	0.668451	141	740
	42	Tivat - Kotor	1	5.9	5.9	Al-Fe	240/40	0.7139	0.7139	2.3659	2.3659	0.053558	0.053558	122.9	645
	43	Brezna – Kličevo	1	32.0	32.0	Al-Fe	240/40	3.533200	3.533200	11.709170	11.709170	0.265171	0.265171	122.9	645

Plan razvoja prenosnog sistema električne energije Crne Gore (period 2027-2036. godine)

44	DV+KB 110 kV Podgorica 1 - Podgorica 4	1	5.15	5.15	Al-Fe	240/40	3.533200	3.533200	11.709170	11.709170	0.265171	0.265171	122.9	645
----	--	---	------	------	-------	--------	----------	----------	-----------	-----------	----------	----------	-------	-----

4.5.2 Transformatori 400, 220 i 110kV

Trenutno su u EES Crne Gore operativne:

- 1 TS 400/220/110 kV (TS Pljevlja 2),
- 1 TS 400/110 kV (TS Podgorica 2),
- 2 TS 400/110/35 kV (TS Ribarevine i TS Lastva),
- 1 razvodno postrojenje 220 kV Piva
- 2 TS 220/110/35 kV (TS Podgorica 1 i TS Mojkovac),
- 16 TS 110/35 kV (TS Herceg Novi, TS Tivat, TS Budva, TS Bar, TS Ulcinj, TS Virpazar, TS Nikšić, TS Vilusi, TS Danilovgrad, TS Pljevlja 1, TS Cetinje, TS Berane, TS Andrijevića, TS Kotor, TS Žabljak i TS Brezna),
- 2 TS 110/20 kV: TS Mrke i TS Mateševo
- 4 TS 110/10 kV: TS Kličevo, TS Podgorica 3, TS Podgorica 4 i TS Podgorica 5
- 1 TS 220/110 kV (TS Perućica).

Najveća TS je 400/220/110kV TS Pljevlja 2 (2x400 MVA + 1x125 MVA). Na 400 kV naponu je povezana sa TS Ribarevine, a na 220 kV naponu s HE Piva i TE Pljevlja, te sa TS 220/110/35 kV Mojkovac, kao i EES Srbije (TS Bajina Bašta i TS Požega). Preko transformacije 220/110 kV napaja se TS 110/35 kV Pljevlja 1.

Sljedeća transformatorska stanica s instalisanom snagom transformacije od 600 MVA (2x300 MVA, od čega je jedan zamijenjen 2021. godine) je TS 400/110 kV Podgorica 2, kao jedan dio najbitnijeg napojnog čvorišta u EES Crne Gore. Na 400 kV naponu je povezana s TS Ribarevine, TS Lastva i TS Tirana u Albaniji. Takođe je povezana sa TS 220/110 kV Podgorica 1 preko dva 110 kV dalekovoda, kao i sa TS 110/35 kV Virpazar i TS 110/35 kV Budva. Putem 110 kV veza napaja TS Podgorica 4, TS Podgorica 5, TS Cetinje i KAP.

TS Lastva je puštena u pogon 2019. godine sa instalisanom snagom 2x300 MVA i predstavlja važno čvorište za snabdijevanje primorskog dijela Crne Gore. Preko 400 kV naponskog nivoa je jednom vezom spojena sa TS Podgorica 2, a drugom sa TS Trebinje (BiH). Na 110 kV naponskom nivou je spojena sa TS Tivat i TS Budva (DV 110 kV Budva – Tivat je uveden u TS Lastva po principu ulaz-izlaz). Sa dvije kratke 400 kV veze je spojena na konvertorsko postrojenje (TERNA) i dalje preko HVDC 500 kV ka Italiji (jedan pol kabla kapaciteta 600 MW).

Preko transformatorskih stanica 110/35 kV i 110/10 kV napajaju se distributivni potrošači Crne Gore. U najvećem broju postrojenja instalisana su po dva transformatora, a vrlo često različitih instalisanih snaga.

Svi transformatori su tronamotajni, pri čemu je treći namotaj kompenzacioni.

Spisak transformatora je dat u Tabeli 4-5.

Tabela 4-5: Podaci o transformatorima prenosnog sistema CGES

Objekat	Prenosni odnos (kV/kV)	Oznaka	Nominalna snaga (MVA)	Step. regul. (+/-) %	Sprega	Proizvođač	Godina		uk 1-2 (%)	uk 1-3 (%)	uk 2-3 (%)	Pfe (kW)	Pcu (kW)	R (Ω)	X (Ω)	In1 (A)	In2 (A)	In3 (A)
							Proizvodnje	Ugradnje										
Pljevlja 2	400/231/31.5	T1	400	5	YNaOd5	Rade Končar	1982	1991	11.93	13.37	9.72	127.1	594.5	0.59	47.2	577	1000	1833
		T2	400	5	YNaOd5	Rade Končar	1984	1991	11.8	13.27	9.88	131.8	615.5	0.62	47.2	577	1000	1833
Podgorica 2	400/115/10.5	T2	300	8x1.25	YNaOd5	CHINT	2020	2021	12.53	31.16	16.38	64.57	538.69	1.1	65.33	433.3	1506.1	5482
		T1	300	8x1.25	YNaOd5	CHINT	2015	2016	12.34	31.16	16.34	71.69	539.29	0.96	65.82	433	1506	5482
Ribarevine	400/115/10.5	T1	150	+10%, -8%	YyOd5	Siemens	2010	2010	12.22	23.88	8.8	49.11	339.41	1.1	130.4	216.5	753.1	2749.3
Lastva	400/115/10.5	T1	300	8x1.25	YNaOd5	CHINT	2020	2021	12.44	31.16	16.38	64.73	533.4	0.96	65.82	433	1506.1	5482
	400/115/10.5	T2	300	8x1.25	YNaOd5	CHINT	2016	2017	12.37	30.99	16.34	72.63	541.12	0.96	65.82	433.3	1506.1	5482
Podgorica 1	220/115/10.5	T1	150	12x1.25	YNaOd5	Končar-Siemens	2012	2012	10.64	11.24	6.36	41	282	0.61	32.9	393.6	753	2749.3
	220/115/10.5	T2	150	12x1.25	YNaOd5	Rade Končar	1972	1973	10.22	13.13	8.66	52.46	428.2	0.92	32.9	394	754	2750
Mojkovac	220/115/10.5	T2	150	12x1.25	YNaOd5	Elta	1975	1977	10.53	11.73	7.43	59.4	371.08	0.8	33.97	393.7	753	2749
HE Perucica	220/110/6.3	T1	125	6x2	YyOd5	SSSR	1978	1981	10.1	15.2	9.55	80.2	295	0.91	40.7	313	595	3000
Pljevlja 2	230/115/6.3	T3	125	6x2	YNaOd5	SSSR	1979	1984	10.51	19.7	31.6	80.2	295	0.91	40.7	313	595	577
Podgorica 1	110/36.5/10.5	T4	63	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2005	2015	10.44			36	178	0.54	20	330.7	989.7	1154.7
		T5	63	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2005	2005	10.32	-	-	37.36	179.97	0.55	19.82	330.7	989.7	1154.7
Podgorica 3	110/10.5/10.5	T2	40	10x1.5	YNynOd5	Končar D&ST	2013	2013	11.04			19.32	114.3	0.86	33.39	210	2199.4	428.6
		T1	31.5	12x1.33	YNynOd5	Minel	2001	2001	10.41	5.77	1.6	25.59	165.61	2.13	39.98	166	1732	578
Podgorica 4	110/10.5/10.5	T1	40	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2005	2008	10.57	-	-	27.04	113.93	0.86	31.97	209.9	2199.4	742.3
		T2	40	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2005	2008	10.6	-	-	27.95	113.66	0.86	32.06	209.9	2199.4	742.3
Danilovgrad		T1	20	10x1.5	YNynO(d5)	Energoinvest	1986	1986	10.7			21.09	101.25	3.06	64.73	104.9	314	367
Nikić		T2	63	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2009	2009	10.27	-	-	39.01	184.29	0.56	19.72	330.7	989.7	1154.7
		T1	40	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2015	2015	10.48			24.58	113.24	0.86	31.71	209.9	628.4	742.3
		T3	63	10x1.5	YNynOd5	Rade Končar	1979	1979	11.03	11.1	6.74	54.9	302.89	0.92	21.14	330.7	989.7	1924.5
		T4	63	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2020	2020	11.59			34.94	204.135	0.56	19.72	330.7	989.7	1154.7
		T1	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2004	2005	10.14	11.1	9.89	27.38	114.03	0.86	30.67	209.9	628.4	742.3
Herceg Novi		T2	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2005	2005	10.12	11.09	9.89	27.64	114.42	0.86	30.61	209.9	628.4	742.3

Plan razvoja prenosnog sistema električne energije Crne Gore (period 2027-2036. godine)

Objekat	Prenosni odnos (kV/kV)	Oznaka	Nominalna snaga (MVA)	Step. regul.(+/-) %	Sprega	Proizvođač	Godina		uk 1-2 (%)	uk 1-3 (%)	uk 2-3 (%)	Pfe (kW)	Pcu (kW)	R (Ω)	X (Ω)	In1 (A)	In2 (A)	In3 (A)
							Proizvodnje	Ugradnje										
Tivat	110 / 36.5/(10.5)	T1	20	10x1.5	YyOd5	Minel	1981	1981	10.43	-	-	21.27	116.63	3.53	63.1	105	314.2	357.8
		T2	63	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2011	2011	10.3	-	-	32.77	190.81	0.58	19.78	330.7	989.7	1154.7
Budva		T1	63	10x1.5	YNynO(d5)	Končar DST	2016	2023	11.196			28.59	161.7	0.92	21.14	330.7	989.7	1154.7
		T2	63	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2009	2009	10.21	-	-	39.26	184.25	0.56	19.6	330.7	989.7	1154.7
Bar		T1	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2004	2005	10.1	11.1	9.89	26.99	114.1	0.86	30.55	209.9	628.4	742.3
		T2	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2005	2005	10.06	11.09	9.88	26.41	113.93	0.86	30.55	209.9	628.4	742.3
Ulcinj		T1	31.5	10x1.5	YNynO(d5)	Minel	1979	2015	10.43	-	-	27.71	125.76	2.13	39.85	165.3	494.9	333.3
		T2	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2004	2005	10.08	-	-	27.18	114.16	0.86	30.49	209.9	628.4	742.3
Cetinje		T1	20	10x1.5	YNynO(d5)	Elta	1977	1979	10.76	-	-	20.48	99.08	3.01	65.09	84	251.4	170
		T2	31.5	10x1.5	YNynO(d5)	Minel	2001	2001	10.3	-	-	24.96	152.07	1.85	62.31	165	495	577
Pljevlja 1		T1	20	10x1.5	YNynO(d5)	Minel	1981	1987	10.38	-	-	20.19	113.99	3.45	62.79	105	314.2	357.4
		T2	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2004	2005	10.12	-	-	26.9	114.29	0.86	30.61	209.9	628.4	742.3
Ribarevine		T1	20	10x1.5	YNynO(d5)	Elin-Minel	1977/1990	1983	10.95			15.07	141.97	3.1	66.24	105	314	367
		T2	20	10x1.5	YNynO(d5)	Minel	1997	1999	10.43	-	-	19.92	102.83	3.11	63.1	105	314	357.4
Mojkovac		T1	20	10x1.5	YNynO(d5)	Minel	1981/2007	2012	10.4	-	-	20.1	118	3.75	64.37	105	314	357.4
		T3	20	10x1.5	YNynO(d5)	ABB	2015	2015	10.82			14.98	76.04	2.3	65.44	105	314.2	366.6
Berane		T1	20	10x1.5	YNynO(d5)	Rade Končar	1963	1964	10.9	8.9	5.3	43.26	114.33	3.46	65.94	105	314	357.4
		T2	20	10x1.5	YNynO(d5)	Elta-Minel	1964	1964/80	10.58	5.77	1.79	26.08	108.93	3.3	64	105	314.2	366.6
Andrijeвица		T1	10	10x1.5	YNynO(d5)	Rade Končar	1961	1988	10.98	4.85	1.18	21.98	63.88	7.73	132.86	52.5	157	275
	T2	20	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2009	2011	10.58	-	-	12.18	77.06	2.33	64	105	314.2	362.9	
Vilusi		T1	20	10x1.5	YNynOd5	Rade Končar	1987	2024	11.05	-	-	25.2	146.2			105	314.2	366.6
Podgorica 5	110/10.5/10.5	T1	31.5	10x1.5	YNynOd5	Energoinv.	1988	88/2010	11.43	-	-	28.03	145.5	1.77	43.9	165	1732	577.3
	110/10.5/10.5	T2	31.5	10x1.5	YNynOd5	Energoinv.	1988	88//2010	11.5	-	-	28.5	144	1.76	44.17	165	1732	577.3
Virpazar	110/36.5/10.5	T1	20	10x1.5	YNynOd5	Elta	1977	88/2009	10.93	-	-	19.62	102.8	3.1	66.12	84	251.4	170
	110/36.5/10.5	T2	20	10x1.5	YNynOd5	Rade Končar	1990	99/2021	11.05	-	-	29.7	137.5	2.33	64	104.97	314.2	362.9

Plan razvoja prenosnog sistema električne energije Crne Gore (period 2027-2036. godine)

Objekat	Prenosni odnos (kV/kV)	Oznaka	Nominalna snaga (MVA)	Step. regul. (+/-) %	Sprega	Proizvođač	Godina		uk 1-2 (%)	uk 1-3 (%)	uk 2-3 (%)	Pfe (kW)	Pcu (kW)	R (Ω)	X (Ω)	In1 (A)	In2 (A)	In3 (A)
							Proizvodnje	Ugradnje										
Kotor	110/36.5/10.5	T2	20	10x1.5	YNynOd5	Končar D&ST	2020	2020	10.83			12.96	78.91	2.38	10.31	105	314.2	211.7
	110/36.5/10.5	T1	20	10x1.5	YNynOd5	ABB	2015	2015	10.74			14.96	75.23	2.27	64.96	105	314.2	366.6
Kličevo	110/10.5/10.5	T1	31.5	10x1.5	YNynOd5	ABB	2015	2015	10.75			27.751	185.29	2.26	41.23	165.3	1732	577.35
	110/10.5/10.5	T2	31.5	10x1.5	YNynOd5	ABB	2015	2015	10.63			27.529	184.734	2.25	40.78	165.3	1732	577.35
Brezna	110/35/10,5	T1	20	10x1.5	YNyn0(d)	SGB	2016	2016	10.95			10.448	77.443	2.34	66.23	105	329.9	211.6
Lastva	110/36,75/10,5	T3	20	10x1,5	YNynOd5	Končar D&ST	2016	2018	10.81			16.65	109.4	3.31	10.29	105	314.2	211.8
Mateševo	110/21/10,5	T1	20	10x1,5	YNynOd5	Končar D&ST	2020	2022	14.94			10.1	116.75	3.53	90.27	105	549.9	211.8
	110/21/10,6	T2	20	10x1,5	YNynOd6	Končar D&ST	2020	2022	14.94			10.1	116.75	3.58	90.51	105	549.9	211.8
Mrke	110/21/10,5	T1	20	10x1,5	YNynOd5	Comem	2020	2022	14.5			10.7	104	3.14	87.64	105	549.9	366.8
	110/21/10,5	T2	20	10x1,5	YNynOd6	Comem	2020	2022	14.5			10.76	103.7	3.14	87.7	105	549.9	366.8
Žabljak	110/36.5/10.5	T1	20	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2023	2023	10.44			14.45	79.27	2.4	63.1	105	314.2	367
	110/36.5/10.5	T2	20	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2023	2023	10.45			14.37	79.56	2.41	63.16	105	314.2	367

4.6 Pregled potreba za intervencijama na postojećim elementima u toku planskog perioda pod pretpostavkom da neće biti promjena u potrebama korisnika sistema u toku planskog perioda

Područje Crne Gore se napaja preko relativno dobro izgrađene mreže prenosnog sistema (posebno 110 kV vodova), ali je problem sigurnog i kvalitetnog napajanja električnom energijom pojedinih dijelova značajno izražen u toku ljetnih mjeseci. Osnovni parametar koji karakteriše stanje postojeće mreže prenosnog sistema, posebno dijela mreže preko koje se napaja područje Crnogorskog primorja je starost objekata prenosnog sistema, odnosno opreme ugrađene u njima, a samim tim i zastarjelost i amortizovanost iste.

Kriterijum (N-1), kada je u pitanju napajanje iz prenosnog sistema, nije zadovoljen na području Crnogorskog primorja u toku ljetnje sezone, jer ispadom nekog od dalekovoda 110 kV koji napajaju područje primorja, uz vršno opterećenje, dolazi do preopterećenja drugih vodova, pri čemu je najizraženiji problem nedostatka kriterijuma (N-1) koji se odnosi na područje Ulcinja i Kotora.

Naprezanja dalekovodne opreme od prenapona atmosferskog porijekla su veoma izražena zbog kraških karakteristika terena u srednjem i južnom dijelu Crne Gore, pri čemu najčešće stradaju izolatori, zatim nešto rjeđe zaštitna i provodna užad. Ni ovi kvarovi uglavnom ne ostavljaju trajne posljedice na opšte stanje dalekovoda jer se odmah otklanjaju zamjenom izolatora i spajanjem ili zamjenom provodnika.

Kao što je i navedeno u prethodnim poglavljima, distributivni potrošači se napajaju iz 16 transformatorskih stanica 110/35 kV i 4 transformatorske stanice 110/10 kV, ukupne instalisane snage transformacije 1298,5 MVA. Transformatorske stanice su izvedene sa po dvije transformatorske jedinice (za distributivne potrošače) izuzev Danilovgrada, Vilusa i Brezana gdje je ugrađena po jedna transformatorska jedinica. U prethodnom periodu, u cilju poboljšanja kvaliteta i unapređenja rada mreže, uporedno sa zamjenom transformatora vršena je i zamjena dijela VN opreme, opreme za zaštitu i upravljanje za koju se pokazalo da svojim tehničkim i eksploatacionim karakteristikama ne zadovoljava uslove sigurnog pogona.

U cilju pouzdanog i sigurnog napajanja pojedinih područja, a na osnovu trenda potrošnje i stanja pojedinih transformatora, potrebno je izvršiti zamjenu pojedinih postojećih transformatora sa transformatorima veće jedinice, odnosno jedinicama iste snage u objektima gdje su upitne samo tehničke karakteristike postojećih transformatora i to:

- Oba transformatora u TS Bar (transformatore snage 40 MVA je potrebno zamijeniti transformatorima snage 63 MVA)
- Oba transformatora u TS Tivat (transformatore snage 63 MVA i 20 MVA je potrebno zamijeniti novim transformatorima snage 40 MVA)
- Oba transformatora u TS Pljevlja 2 (dvije jedinice od po 400 MVA je potrebno zamijeniti novim jedinicama)
- Jedan transformator u TS Podgorica 1 (jedna jedinica od 150 MVA treba biti zamijenjena novom jedinicom iste snage)
- Jedan transformator u TS Mojkovac (jedna jedinica od 150 MVA treba biti zamijenjena novom jedinicom iste snage)
- Jedan transformator u TS Danilovgrad (trenutno je operativna samo jedna jedinica od 20 MVA, a usljed povećanog opterećenja javlja se potreba za ugradnjom još jedne jedinice od 20 MVA)

- Jedan transformator u TS Berane (potrebno je zamijeniti jedinicu od 20 MVA novom iz razloga što su posljednja ispitivanja pokazala da je ista oslabljena)
- Jedan transformator u TS Herceg Novi (transformator od 40 MVA je potrebno zamijeniti transformatorom veće instalisane snage od 63 MVA imajući u vidu zahtjev CEDIS-a za povećanjem priključne snage, te trenutno opterećenje transformatora koji su operativni u predmetnoj TS).
- Jedan transformator u TS Perućica (potrebno je zamijeniti jedinicu od 125 MVA sa dva nova transformatora snage po 200 MVA)

Imajući u vidu potrebno vrijeme za nabavku transformatora, te važnost ovih elemenata u cilju obezbjeđenja sigurnog pogona sistema, nameće se potreba stvaranja i operativne rezerve u narednom periodu.

U sljedećoj tabeli je navedena lista potrebnih intervencija na postojećim elementima u toku planskog perioda.

Tabela 4-6: Pregled potrebnih intervencija na postojećim elementima CGES-a

POTREBNE INTERVENCIJE NA POSTOJEĆIM ELEMENTIMA ČIJI JE POČETAK REALIZACIJE PLANIRAN U TOKU PERIODA NA KOJI SE PLAN ODNOSI ILI ČIJA JE REALIZACIJA ZAPOČETA PRIJE PLANSKOG PERIODA		
REDNI BROJ	ID BROJ	NAZIV INVESTICIJE
1	IPR009	Rekonstrukcija DV 110 kV Budva - Lastva
2	IPR115	Rekonstrukcija i proširenje postrojenja 220/110 kV TS Perućica
3	IPR072	Rekonstrukcija DV 110 kV Nikšić – Bileća
4	IPR109	Rekonstrukcija DV 110 kV Podgorica 1 - EVP Trebješica - Andrijevića
5	IPR110	Povećanje propusne moći DV 220 kV Trebinje (BiH) – Perućica – Podgorica - Koplík (AL)
6	IPR118	Revitalizacija 110 kV dalekovoda
7	IPR125	Proširenje TS Podgorica 2 sa transformacijom 110/10 kV
8	IPR126	Rekonstrukcija DV 110kV Bar -Možura - Ulcinj – povećanje propusne moći
9	IPR127	Rekonstrukcija DV 110 kV Bar – Budva – povećanje propusne moći
10	IPR128	Rekonstrukcija DV 110 kV Podgorica 2 - Virpazar – povećanje propusne moći

5 Identifikovanje potreba

5.1 Prognoza konzuma

Prognoza potrošnje na prenosnoj mreži predstavlja nastavak prognoze iz Ažuriranog plana razvoja 2023-2032 zasnovan na usvojenom Nacionalnom energetsom i klimatskom planu Crne Gore.

Crna Gora je u međuvremenu počela primjenu tzv. „zelene agende“, što se može vidjeti iz velikog broja zahtjeva za priključenjem obnovljivih izvora, kako na prenosni, tako i na distributivni sistem.

U skladu sa tim, prognoza potrošnje na kojoj su rađene analize u Planu razvoja je bazirana na više zvaničnih izvora, pri čemu se proces sastojao od sljedećih koraka:

- Satna potrošnja po distributivnim oblastima Crne Gore iz prošlosti (prethodne 3 godine) je skalirana prema procentu porasta iz NEKP-a Crne Gore do 2036. godine
- Na ukupnu, satnu, potrošnju distributivnih područja, dodata je konstantna potrošnja velikih potrošača dostavljenih od strane od korisnika prenosne mreže (Uniprom KAP, Željeznica, Željezara)
- Ukupna energija potrošnje električne energije do 2029. godine je procijenjena tako što je sabrana satna električna energija na nivou godine, dobijena u prethodnim tačkama.
- Za pojedine TS, gdje se ne očekuje porast potrošnje u narednom periodu, zadržana je nulta stopa porasta (konstantna potrošnja u presječnim godinama).

Slika 5-1 predstavlja prognozu porasta vršnog opterećenja za Crnu Goru po analiziranim godinama i usklađena je sa procentom rasta iz ENTSO-E baze podataka (korišćeno u ERAA2025).

Ukupan porast konzuma električne energije u Crnoj Gori, koji uključuje i potrošače priključene na 110 kV naponski nivo, kao i turističke komplekse Porto Montenegro i Lušticu je prikazan na slici 5-2, dok je prognoza potrošnje po pojedinim TS prikazana u tabeli (Tabela 5-1). Porast potrošnje do 2036. godine je uzet iz NEKP-a.

Potrebno je napomenuti da će se postojeće transformatorske stanice rasteretiti izgradnjom novih, s tim da će se sa CEDIS-om napraviti plan preraspodjele opterećenja.

Za karakteristični režim zimskog maksimuma može se zaključiti sljedeće:

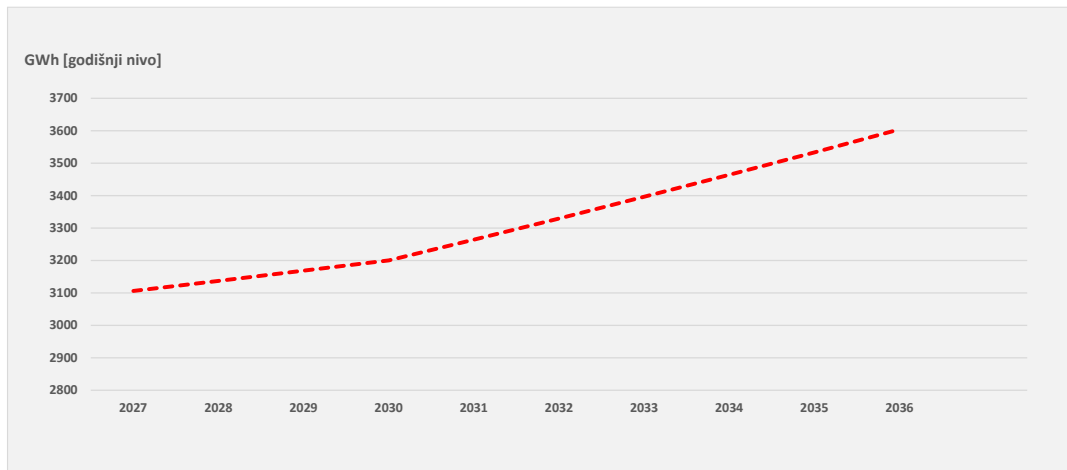
- Zabilježen je prosječan godišnji porast od 1.3% godišnje u periodu od 2027 - 2029. godine
- U periodu od 2029 - 2036. godine prosječan godišnji porast vršnog opterećenja je veći, nego u prethodnom periodu, ali manji od 1.35% usljed ulaska u pogon trafostanica za napajanje infrastrukture autoputa na dionici Bar – Podgorica te samim tim dati rast odražava rast potrošnje na ključnim čvorištima 110/x kV.

Za karakteristični režim ljetnjeg maksimuma može se zaključiti sljedeće:

- Blago povećanje vršnog opterećenja sa godišnjim porastom od 1.66 % u periodu 2027 - 2029. kao posljedica povratka turizma na primorju na nivo od prije pandemije COVID-a, ali i usljed povećanja potrošnje zbog većeg korišćenja rashlanih uređaja,
- U periodu od 2029 - 2036. godine prosječan godišnji porast vršnog opterećenja iznosi 1.2% . s tim da je neophodno u ovom slučaju obratiti pažnju na turističku sezonu koja ima značajan uticaj na ljetnje vršno opterećenje, za koje se očekuje da možda i premaši zimski vrh.



Slika 5-1: Porast vršne snage EES Crne Gore 2027 - 2036. godina



Slika 5-2: Porast neto konzuma EES Crne Gore 2027 - 2036. godina

Tabela 5-1: Prognoza potrošnje električne energije za čvorišta 110/x kV (mesta preuzimanja energije CEDIS-a iz sistema prenosa) i prognozirana vršna aktivna i reaktivna opterećenja za horizontne 2029 i 2036. godinu

Elektroenergetski objekt	2027						2029						2036					
	Zima			Ljeto			Zima			Ljeto			Zima			Ljeto		
	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)	W _a (MWh)	P _{max} (MW)	Q (MVar)
TS Andrijevic	17,845.43	6.53	1.93	15,229.79	6.29	2.25	2,380.90	4.98	1.47	6,681.86	5.62	2.01	2,380.90	4.98	1.47	6,681.86	5.62	2.01
TS Bar	119,550.91	54.11	15.00	131,032.70	60.47	16.13	122,437.34	55.41	15.36	134,196.35	61.93	16.52	129,962.02	58.82	16.31	142,443.71	65.74	17.53
TS Berane	46,572.62	21.30	7.76	44,508.14	17.13	4.94	46,945.94	21.48	7.82	44,864.92	17.27	4.98	47,892.40	21.91	7.97	45,769.42	17.61	5.08
TS Budva	145,264.05	57.51	1.90	185,600.95	82.49	1.57	149,359.91	59.13	1.96	190,834.16	84.82	1.61	160,111.98	63.39	2.10	204,571.86	90.92	1.73
TS Cetinje	38,074.94	18.00	7.40	22,985.76	20.19	4.93	38,840.25	18.36	7.55	23,447.77	20.60	5.03	40,821.49	19.30	7.94	24,643.84	21.65	5.28
TS Tivat	88,676.16	34.00	23.64	91,334.85	42.59	24.23	90,996.73	34.89	24.26	93,724.99	43.70	24.87	97,067.31	37.22	25.88	99,977.58	46.62	26.53
TS Herceg Novi	105,427.46	39.21	6.99	116,334.89	51.96	6.38	107,759.62	40.08	7.14	118,908.34	53.11	6.52	113,818.23	42.34	7.54	125,593.77	56.09	6.89
TS Danilovgrad	34,391.29	14.37	4.41	31,256.09	16.92	5.35	35,291.28	14.74	4.53	32,074.03	17.36	5.49	37,645.63	15.73	4.83	34,213.76	18.52	5.85
TS Podgorica1	172,805.92	67.39	12.94	158,520.63	76.60	13.76	179,787.28	70.11	13.46	164,924.86	79.70	14.31	198,499.68	77.41	14.86	182,090.37	87.99	15.80
TS Podgorica3	113,208.67	44.93	2.57	102,853.96	45.90	3.31	116,171.23	46.11	2.64	105,545.55	47.10	3.40	123,921.25	49.18	2.81	112,586.71	50.25	3.63
TS Podgorica4	136,716.44	53.40	15.69	115,563.76	47.24	11.65	141,682.53	55.34	16.26	119,761.50	48.96	12.07	154,901.34	60.50	17.78	130,935.11	53.52	13.20
TS Podgorica5	96,551.10	38.25	21.67	83,894.61	35.61	8.12	99,469.35	39.41	22.32	86,430.32	36.68	8.36	107,156.74	42.46	24.05	93,110.00	39.52	9.01
TS Mojkovac	17,973.89	8.47	21.67	17,511.81	8.20	17.22	17,973.89	8.47	21.67	17,511.81	8.20	17.22	17,973.89	8.47	21.67	17,511.81	8.20	17.22
TS Niksic	88,680.84	31.08	16.20	63,975.52	25.42	13.32	89,569.87	31.40	16.36	64,616.87	25.68	13.46	91,831.62	32.19	16.78	66,248.53	26.33	13.80
TS Klincevo	37,965.14	14.21	20.60	25,997.33	11.18	15.66	38,575.02	14.44	20.93	26,414.95	11.36	15.92	40,142.90	15.02	21.78	27,488.59	11.83	16.56
TS Kotor	62,003.89	27.48	9.81	66,178.53	29.33	7.16	63,626.47	28.20	10.06	67,910.36	30.09	7.35	67,871.13	30.08	10.73	72,440.80	32.10	7.84
TS Pljevlja	56,294.26	67.39	11.94	48,175.04	17.19	10.70	57,425.77	70.11	12.42	49,143.36	17.54	10.91	60,355.06	77.41	13.71	51,650.16	18.43	11.47
TS Ribarevine	55,076.62	19.63	6.48	49,089.48	16.89	6.96	55,518.12	19.78	6.53	49,482.98	17.03	7.01	56,637.40	20.18	6.67	50,480.59	17.37	7.15
TS Brezna	3,779.96	6.40	2.17	4,514.58	5.98	0.90	3,779.96	6.40	2.17	4,514.58	5.98	0.90	3,779.96	6.40	2.17	4,514.58	5.98	0.90
TS Ulcinj	54,743.41	25.59	9.10	79,152.69	45.74	12.05	56,955.05	26.62	9.46	82,350.46	47.59	12.53	62,882.97	29.39	10.45	90,921.56	52.54	13.84
TS Vilusi	2,997.91	1.33	0.51	3,546.79	1.27	0.35	3,034.00	1.35	0.52	3,589.48	1.29	0.35	3,126.12	1.39	0.53	3,698.46	1.33	0.36
TS Virpazar	21,430.37	15.58	4.37	28,061.18	12.36	3.69	21,688.30	15.77	4.42	28,398.92	12.51	3.74	22,346.80	16.24	4.55	29,261.18	12.89	3.85
TS Lastva	2,404.65	0.79	0.75	2,359.06	0.79	0.75	2,523.86	0.82	0.78	2,452.26	0.83	0.78	2,523.86	0.82	0.78	2,452.26	0.83	0.78
TSZabljak	10,495.38	6.68	6.35	10,515.56	4.91	4.67	11,025.37	6.95	6.60	10,931.02	5.11	4.85	11,025.37	6.95	6.60	10,931.02	5.11	4.85

5.1.1 Potrebe razvoja distributivnog sistema

U okviru ovog poglavlja, urađena je analiza priključenja novih TS 110/x kV čija dinamika izgradnje je predmet usaglašavanja između CGES-a i CEDIS-a.

U skladu sa dinamičkim planovima, nije predviđeno da u toku 2026. godine bude pušten u pogon neki od objekata odnosno trafostanica 110/x kV.

Izgradnja ostalih TS će se planirati u zavisnosti od porasta potrošnje i geografske raspodjele iste.

Tabela 5-2: Nove TS 110/x kV u periodu planskom periodu

Objekat	Instalisana snaga transformatora (MVA)	Prenosni odnos TR (kV/kV)
2029. godina		
Izgradnja TS 110/35 kV Luštica sa priključkom na 110 kV mrežu ³	2x40 MVA	110/35
Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 7 i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	2x31,5 (40) MVA	110/10
2036. godina		
Izgradnja 110 kV veze Ulcinj-Velika Plaža-Velipoje sa TS 110/35 kV Velika Plaža	2x31,5 (40) MVA (predmet analize)	110/35
Izgradnja TS 110/35 kV Buljarica i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	2x40 MVA (predmet analize)	110/35
Izgradnja TS 110/10 kV Bečići	2x40 MVA (predmet analize)	110/10
Izgradnja TS 110/x kV Podgorica 9 sa priključenjem na 110 kV mrežu	2x31,5 (40) MVA (predmet analize)	110/x
Izgradnja TS 110/35 kV Kolašin (Drijenak) i izgradnja DV 110 kV Kolašin - Mateševo	predmet analize	110/35
Izgradnja TS 110/x kV Bijela i priključenje na prenosnu mrežu	predmet analize	110/x
Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 6 i priključenje na prenosnu mrežu	predmet analize	110/10
Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 8 i priključenje na prenosnu mrežu	predmet analize	110/10
Izgradnja TS 110/35 kV Golubovci i veze 110 kV Podgorica 5 – Golubovci - Virpazar	predmet analize	110/35
Izgradnja TS 110/35 kV Tuzi i veze 110 kV Tuzi - Golubovci	predmet analize	110/35
Izgradnja TS 110/35 kV Rožaje i izgradnja DV 110 kV Rožaje – Tutin	predmet analize	110/35

³ U okviru projekta izgradnje i priključenja TS Luštica predviđena je i rekonstrukcija TS Tivat za koju se, u skladu sa posljednjim projekcijama, kao godina završetka predviđa 2030. godina

5.2 Prognoza proizvodnje

Izgradnju novih proizvodnih objekata u EES Crne Gore, kao i realnost njihove implementacije treba posmatrati imajući u vidu sljedeće činjenice:

- veliki neiskorišćeni hidroenergetski potencijal,
- ekspanziju izgradnje obnovljivih izvora u regionu,
- realizaciju projekta povezivanja sistema Crne Gore i Italije preko podmorskog DC kabla, a samim tim i povezivanja tržišta električne energije Jugoistočne Evrope i Italije.

Uzimajući u obzir gore navedeno, sasvim je realno očekivati značajan broj novih proizvodnih objekata u Crnoj Gori, naročito nakon ulaska u pogon DC kabla (decembar 2019. godine) kao i plana izgradnje druge žile DC kabla. U skladu sa tim, jedan od zadataka ovog dokumenta je dati pravce razvoja prenosnog elektroenergetskog sistema u dijelu proizvodnje. Polazište za planiranje izgradnje novih prenosnih kapaciteta čine Nacionalni energetski i klimatski plan, kao i zvanična dokumenta dobijena od nadležnog ministarstva u skladu sa trenutno raspoloživim informacijama o statusu svakog pojedinačnog projekta, uz uvažavanje zahtjeva za priključenje i zaključenih ugovora o izgradnji infrastrukture za priključenje i samom priključenju, kao i iskazanog interesovanja investitora budućih RES projekata za koje su već urađene analize mogućnosti priključenja.

Priključenje novih elektrana definisano je prema već urađenim i usvojenim studijama i analizama usvajajući rješenja koja su održiva, služe postizanju ciljeva za dalji razvoj elektroenergetskog sistema i prouzrokuju minimalne troškove investicija.

U sljedećoj tabeli (Tabela 5-3), prikazana je lista novih proizvodnih objekata dostavljena od strane relevantnih institucija Crne Gore (EPCG). Ostali obnovljivi izbori električne energije za koje je CGES uradio analizu mogućnosti priključenja se nalaze u poglavlju 11.4 gdje je definisano kada se očekuje njihov ulazak u pogon.

Tabela 5-3: Spisak proizvodnih objekata do 2029. godine

EPCG do 2029. godine			
Velike hidroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
HE Perućica - Agregat A8	58.5	22-50	2028
Vjetroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
VE Gvozd I	54,6	150	2026
VE Gvozd II	21	62	2027
Solarne elektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
SE Krupac	42		2028
SE Slano	49	80-90	2028
SE Štedim	115	170	2029

Tabela 5-4: Spisak proizvodnih objekata u periodu 2030 – 2036. godina (EPCG)

EPCG 2030-2036			
Velike hidroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
HE Čehotina	185 (predmet analize)	780 (predmet analize)	2034
HE Kruševo	82	170,4	2032
Gasne elektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
CHPP Bar	50/400		2036
CHPP KAP	150/200		2036
CHPP Pljevlja	200/400		2036

Male hidroelektrane su modelovane po principu ekvivalentnog rezervoara dok su solarni paneli ekvivalentirani preko negativne potrošnje.

Izgradnja bloka 2 TE Pljevlja nije predviđena planom EPCG, te će se u analizama uvažiti da je konstantno u pogonu samo jedan blok. Izlazak iz pogona TE Pljevlja je, prema nacionalnom NEKP-u predviđen nakon 2041. godine.

Kada su u pitanju nove elektrane do kraja posljednje godine perioda na koji se Plan odnosi, modelovane su sve elektrane za koje je CGES primio zvaničan zahtjev za izdavanje mišljenja o mogućnosti priključenja i za koje su urađene analize mogućnosti priključenja (Prilog 11.4)⁴.

2029. godina:

- Solarne elektrane instalisanog kapaciteta 2378,63 MW
- Vjetroelektrane instalisanih kapaciteta 118,8 MW

2036. godina

- Solarne elektrane instalisanog kapaciteta 3749,63 (dodatno 1371 MW u odnosu na 2029. godinu) MW
- Vjetroelektrane instalisanog kapaciteta 720,6 (dodatno 601,8 MW u odnosu na 2029. godinu)

5.3 Prekogranični projekti

U okviru ovog poglavlja, dat je kratak presjek novih projekata operatora prenosnog sistema susjednih zemalja (uključujući i HOPS - Operator prenosnog sistema Hrvatske), koji mogu imati uticaj na promjene tokova snaga u regionu i sigurnost prenosnog sistema Crne Gore. Informacije o navedenim podacima su preuzete iz posljednje verzije TYNDP 2024 ENTSO-E, odnosno iz nacionalnih planova razvoja.

U okviru narednih potpoglavlja, prikazane su liste projekata čiji je nosilac CGES, a koji se nalaze na listi ENTSO- TYNDP i PECI/PMI listi.

5.3.1.1 Projekti u okviru ENTSO-E TYNDP liste

U okviru ENTSO-E liste projekata vezanih za aktivnosti CGES-a se nalaze sljedeći projekti:

- 400 kV DV Pljevlja – Bajina Bašta (RS) – Višegrad (BA) – Transbalkanski koridor,
- HVDC Crna Gora – Italija drugi pol kabla (600 MW),
- 400 kV DV Lastva – Pljevlja.

400 kV DV Pljevlja – Bajina Bašta (RS) – Višegrad (BA) se nalazi u okviru velikog investicionog projekta nazvanog „Transbalkanski koridor“ koji se proteže od centralne Srbije (TS Kragujevac 2 i TS Kraljevo 3) i zapadne Srbije (TS Obrenovac i TS Bajina Bašta) pa sve do TS Višegrad u Bosni i Hercegovini i TS Lastva (preko TS Pljevlja) u Crnoj Gori. Projekat ima za cilj povećanje kako prenosnog kapaciteta u okviru prenosnog sistema Crne Gore, tako i prenosnih kapaciteta na granicama između navedenih zemalja. Ovaj projekat je usko povezan sa projektima Italija - Crna Gora i Centralnobalkanski koridor.

Drugi pol kabla (600 MW), odnosno projekat interkonekcije Italije i Crne Gore uključuje novi HVDC podzemni kabl između Villanove (Italija) i Lastve (Crna Gora) i DC konvertorske stanice. Drugi HVDC modul (600 MW) projekta interkonekcije Italija-Crna Gora je u strogoj korelaciji sa Transbalkanskim koridorom i stoga značajno doprinosi korišćenju prenosnog kapaciteta između Italije i zemalja Jugoistočne Evrope.

DV 400 kV Pljevlja – Lastva je u fazi završetka izvođenja radova.

Tabela 5-5: Lista ENTSO-E TYNDP

Broj projekta	Ime projekta	Zemlje	Očekivana godina ulaska u pogon	Status ID 1 : Razmatra se, 2 :U toku procesa planiranja 3 : U toku izdavanje dozvola, 4 : Izgradnja u toku	Da li je projekat u 5. PCI listi?		Porast kapaciteta A-B (MW)	Porast kapaciteta B-A (MW)
28	Italy-Montenegro	IT;ME	2027	4	False	ITCS-ME00	600	600
144	Mid Continental East corridor	RO;RS	2029	3	False	RO00-RS00 HU00-RO00	844 617	600 335
227	Transbalkan Corridor	BA;ME;RS	2027	3	False	BA00-RS00 ME00-RS00	1200 240	1200 840
243	New 400 kV interconnection line between Serbia and Croatia	HR;RS	2038	1	False	HR00-RS00	746	306
341	North CSE Corridor	RO;RS	2029	2	False	RO00-RS00	680	720
342	Central Balkan Corridor	BG;RS	2034	2	False	BG00-RS00	490	270
343	CSE1 New	BA;HR	2035	2	False	BA00-HR00	644	298
350	South Balkan Corridor	AL;MK	2026	4	False	AL00-MK00	500	500
1074	Pannonian Corridor	HU;RS	2030	2	True	HU00-RS00	500	500
1183	New interconnection line 400 kV Greece - Albania	AL;GR	2030	2	False	AL00-GR00	200	200

Za TYNDP2026 je kandidovan i projekat Izgradnja 400 kV DV Brezna- Pivska planina -Sarajevo sa TS 400/220 kV Pivska planina.

5.3.1.2 Projekti u okviru PECI/PMI liste

U okviru PECI liste, nalazi se projekti povećanja kapaciteta postojećeg 220 kV dalekovoda Trebinje (BA) – Perućica i izgradnja DV 2x400 kV Pljevlja- Bajina Bašta – Višegrad.

5.3.1.3 Osvrt na planove razvoja susjednih zemalja

U okviru ovog poglavlja, dat je kratak presjek novih projekata operatora prenosnog sistema susjednih zemalja (uključujući i HOPS - Operator prenosnog sistema Hrvatske), koji mogu imati uticaj na promjene tokova snaga u regionu i sigurnost prenosnog sistema Crne Gore. Informacije o navedenim podacima su preuzete iz posljednje verzije TYNDP 2024 ENTSO-E, odnosno iz nacionalnih planova razvoja.

Albanija:

- TS 400/220 kV Vau Dejes u blizini postojeće 220/110 kV, očekivan ulazak u pogon do 2030. godine.
- DV 400 kV Rrashbul – Fier, očekivana godina ulaska u pogon do 2030. godine.
- DV 400kV Thesprotia (GR) – Fier (AL), očekivan ulazak u pogon do 2035. godine.
- DV 400 kV Elbasan (AL) – Ohrid (MK)
- Rekonstrukcija 220 kV Podgorica – Koplík, zamjena provodnika specijalnim užetom većeg kapaciteta

Od navedenih 5 projekata, izvjesno je da će izgradnja TS 400/220 kV Vau Dejes, izgradnja 400 kV dalekovoda ka Grčkoj i rekonstrukcija 220 kV dalekovoda imati značajan uticaj na povećanje tranzita preko EES Crne Gore.

Bosna i Hercegovina:

- **DV 400kV Bajina Bašta (RS) – Višegrad**, prema aktuelnom planu razvoja (Dugoročni plan razvoja prenosnog sistema 2021-2030) iz decembra 2017. godine ulazak u pogon ovog dalekovoda je očekivan 2025. godine, međutim prema dostupnim podacima iz TYNDP2024 očekivana godina je pomjerena na 2027.
- **DV 400kV Višegrad – Bistrica (RS) – Pljevlja (ME)**, prema aktuelnom planu razvoja (Dugoročni plan razvoja prenosnog sistema 2021-2030) iz decembra 2017. godine ulazak u pogon ovog dalekovoda je očekivan 2025. godine, međutim prema dostupnim podacima iz TYNDP2024 očekivana godina je pomjerena na 2027.
- **DV 400 kV Banja Luka (BiH) – Lika (HR)**, nova interkonekcija 400 kV između HR i BiH, u zavisnosti od dogovora dvije strane

Pored navedenih objekata prenosne mreže koji mogu imati uticaj na prenosnu mrežu Crne Gore, potrebno je istaknuti da je prema nacrtu NEKP-a Bosne i Hercegovine, u pogonu viđeno preko 2100 MW solarnih i oko 780 MW vjetro elektrana, od kojih je veći dio smješten u Hercegovini. Taj broj je prema Indikativnom planu BiH 2026 – 2035 nešto veći.

Zbog njihove električne blizine EES Crne Gore, očekivano je da će proizvodnja tih elektrana uticati i na tokove snaga na granici Crna Gora – Bosna i Hercegovina.

Hrvatska period 2025-2034 (Nacrt plana):

- **DV 220 kV Konjsko - Krš Pađene – Brinje**, povećanje prenosne moći vodiča
- **DV 2x400 kV Konjsko – Lika, TS 400/220 kV Lika,**

- **DV (2x)400 kV Lika-Melina ,**
- **DV 2x400 kV Tumbri - Veleševac,**
- **DV 2x400 kV Lika – Tumbri/Veleševac,**

Izgradnje DV 2x400 kV Konjsko-Lika-Melina i DV 2x400 kV Lika-Tumbri te izgradnju TS 400/220/110 kV Lika i dogradnje/proširenja TS 400/220/110 kV Konjsko, TS 400/220/110 kV Melina i TS 400/220/110 kV Tumbri nastaje primarno zbog potrebe priključenja novih obnovljivih izvora energije.

Ostali projekti nisu pomenuti u ovom Planu, jer im je neizvjesna izgradnja do 2036. godine (uključujući i novu interkonekciju ka BiH).

Od navedenih projekata koji su pod nadležnošću HOPS-a, ne postoji nijedan projekat koji može direktno uticati na EES crne Gore.

Italija period 2025-2034:

Prenosna mreža Italijanskog Operatera prenosne mreže (TERNA), nema značajniji uticaj na prenosni sistem CGES-a, iz razloga što su povezani HVDC kablom, koji se praktično može tretirati kao potrošnja, kada je u pitanju EES Crne Gore. Od značajnijih projekata, koji su planirani od strane italijanskog operatera prenosne mreže (i mogućeg uticaja na razmjenu na HVDC kablom ME – IT), izdvajaju se sljedeća pojačanja:

- **HVDC 500 kV Lastva (ME) – Villanova (IT)**, drugi pol HVDC kabla, čija godina završetka još nije tačno definisana;
- **HVDC 500 kV Sicilija (IT) – Tunis**, HVDC 600 MW;
- **DV 400 kV Codrongianos (IT) – Lucciana (Korzika, FR) – Suvereto (IT)**, trenutno poznata kao SACOI 3;
- **Bolano (Sicilija) – Annunziata (Kalabrija)**, 2000 MW (bitan za snabdijevanje južnog dijela Italije)
- **HVDC Salgareda (IT) – Divača (SI)**, 1000 MW.
- **Italija – Grčka**, do 1000 MW

U zavisnosti od deficita/suficita električne energije u zapadnoj Evropi, očekivati je da se povećana razmjena na granicama Italija – zapadna Evropa, odrazi i na opterećenje HVDC kabla ME – IT.

Kosovo:

- **TS 400/220/110kV Prizren 4**, nova TS koja se priključuje po principu ulaz/izlaz na DV 400kV Kosovo B – Tirana (AL).

Srbija:

- Interkonektivni dvostruki **DV 400kV Pančevo – Resica (RO)**, koji je završen sa strane Srbije i čijepuštanje u pogon je predviđeno nakon završetka radova na rumunskoj strani (trenutno, zbog radova na rumunskoj strani, radi pod 110kV naponom).
- Interkonektivni dvostruki **DV 400kV Leskovac – Bobov Dol (BG)**, predviđeno puštanje nakon 2030. godine.

- **DV 2x400 kV HPP Đerdap 1 – Portile de Fier (RO)**, nakon 2029. godine.
- Dvostruki **DV 400kV Obrenovac – Bajina Bašta**, sa podizanjem naponskog nivoa u TS Bajina Bašta na 400kV. Prema planu razvoja (Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije 2023-2032) iz juna 2023. godine očekivana godina ulaska u pogon je 2026.
- **Interkonektivni vod između Srbije, Crne Gore i BiH**. U prvoj fazi se gradi dalekovod kod koga se opremaju oba sistema od Bajine Bašte (RS) do račvanja ka BiH, a potom samo jedan opremljen sistem do Pljevalja (do 2028.). U drugoj fazi se oprema i drugi sistem, u zavisnosti od realizacije projekta RHE Bistrica (RS).
- **Panonski koridor**, prva faza (planirana godina **2028/2032**) koju čine a) Sekcija 1: novi DV 2x400 kV TS Subotica 3 – Šandorfalva i b) Sekcija 2: novi DV 2x400 kV TS Sombor 3 – TS Novi Sad 3; druga faza (planirana godina 2030) koju čini Sekcija 3: novi DV 2x400 kV TS Sremska Mitrovica 2 – TS Beograd 50.
- **Projekat „Beograd 2025“**, koji čini: Nova TS 400/110 kV Beograd 50 sa raspletom i novi DV 2x400 kV TS Begograd 50 – PRP Čibuk. Rok za završetak projekta je **2028.** godina.
- **Centralno-balkanski koridor**, čija Sekcija 1: DV 2x400 kV TS Jagodina 4 – RP 400 kV Požarevac je planirana za **2030.** godinu. Ostale sekcije su predviđene nakon 2030. godine.
- **Rekonstrukcija TS 220/110 kV Požega** i podizanje na 400 kV naponski nivo **nakon 2030.** godine

Svaki od navedenih projekata može potencijalno da izazove povećanje razmjena na HVDC ME – IT, pa bi se njihovo modelovanje i analiza tokova snaga po crnogorskom EES morala obavezno uzeti u obzir kod proračuna NTC-ova na gore pomenutim granicama.

6 Sistemske analize

Sistemske analize u okviru predmetnog Plana su urađene prema preporukama iz Pravila o planiranju prenosne mreže [4], sa određenim izmjenama u smislu prilagođenja potrebama i mogućnostima CGES-a:

- Analize dinamičke stabilnosti su urađene za 2029. godinu, kao ciljnu godinu regulatornog okvira, ali i kao godinu do koje se sa dovoljnom tačnošću mogu odrediti parametri pojedinih proizvodnih objekata, koji su od presudnog značaja za formiranje dinamičkih modela EES. Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije su analize koje se rade na operativnom nivou do 25. u mjesecu za prethodni mjesec, kao i na godišnjem nivou (član 7 „Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom“ [5]). U okviru predmetnog Plana nisu posebno obrađene za planirani period.

6.1 Analize za 2025. godinu

6.1.1 Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema

U okviru ovog poglavlja, analizirana su dva kritična režima:

- Režim maksimalnog tranzita (u cilju sagledavanja opterećenja sistema) i
- Režim minimalnog opterećenja (u cilju sagledavanja naponsko-reaktivnih problema).

Za visoke tranzite je karakteristično da su uglavnom vezani za pun kapacitet HVDC-a i visok uvoz albanskog sistema. Može se uočiti da energija dolazi iz EES Bosne i Hercegovine, kao posljedica jakog proizvodnog čvorišta u Hercegovini (TE Gacko, HE Trebinje, HE Dubrovnik) i uvoza u albanski sistem, pri čemu je CGES značajan tranziter električne energije. Topološka struktura 400 kV mreže u tom dijelu regiona je praktično takva da postoji 400 kV veza između Trebinja (BA) i Tirane (AL), preko 400 kV mreže Crne Gore.

Analiza je urađena za punu topologiju i rezultati su pokazali da je najopterećeniji element DV 110 kV Budva - Lastva koji je opterećen sa 128% svoje termičke granice (470 A, Al/Fe 150/25 mm²).

Usljed visoke opterećenosti, radi se podužno rastavljanje u TS Budva.

6.1.2 Analiza naponsko reaktivnih prilika

U periodu niskih opterećenja viši naponi se uočavaju uglavnom u blizini proizvodnih objekata i u dijelovima slabo opterećene mreže 220 kV i 400 kV naponskog nivoa, što za posljedicu ima generisanje reaktivne energije i dodatno povećanje napona. Problem se prvenstveno uočava u TS Lastva, kada su naponi iznad dozvoljenih vrijednosti na 400 kV naponskom nivou (vrijednost napona za minimalnu opterećenost prenosne mreže ide i do 439 kV).

Generalno gledajući naponsko-reaktivnu problematiku, visoki naponi se uočavaju u svim 400 i 220 kV čvorištima prenosne mreže Crne Gore i Bosne i Hercegovine.

6.1.3 Analiza struja kratkih spojeva

Proračun struja kratkih spojeva je izvršen za režim zimskog maksimuma. U datom režimu je u sistemu Crne Gore i u okolnim sistemima, u pogonu najveći broj elektrana, čime se dobijaju maksimalne vrijednosti struja kratkih spojeva.

Proračuni struja kratkih spojeva su izvršeni u skladu sa IEC 60909 internacionalnim standardom, pri čemu se za proračun maksimalne vrijednosti struje kratkih spojeva usvaja da koeficijent za uvećanje napona po čvorovima iznosi 1.1.

Detaljan proračun struja kratkih spojeva (na svim naponskim nivoima u prenosnoj mreži, kao i na sabirnicama nižeg napona u objektima koji pripadaju CGES, a na koje su priključeni korisnici) je urađen kroz posebnu studiju koja je dala i mjere za njihovo sniženje [13].

Najveće očekivane vrijednosti u TS Podgorica 1 i Podgorica 2 iznose:

2026.

TS Podgorica 1: I_{3pks} - 24,992 A I_{1pks} - 28,775 A

TS Podgorica 2: I_{3pks} - 26,065 A I_{1pks} - 29,449 A

6.1.4 Analiza dinamičke stabilnosti sistema

Provjera dinamičke stabilnosti izvršena je kroz analizu tranzijentne stabilnosti. Analiza tranzijentne stabilnosti vrši se preko analize ugla rotora generatora na velike poremećaje.

Analize frekventne stabilnosti rade se za sisteme koji nisu dobro povezani, pri čemu bi ispad neke od veza mogao dovesti do izolovanog rada sistema i time dovesti do značajnog smanjenja/porasta učestanosti ispod/iznad dozvoljenih vrijednosti. S obzirom na dobru povezanost sistema Crne Gore sa susjedima, ovakve analize nije bilo potrebno raditi u ovoj studiji.

Modeli dinamičkih analiza su formirani na osnovu modela iz pojedinih studija ([12], [19] i [20]).

Simulacije kvarova su izvršene na svim značajnijim elementima prenosnog sistema, uključujući i dalekovode koji povezuju elektrane sa ostatkom prenosnog sistema. Vrijeme trajanja kvara iznosilo je 100 ms, nakon čega je kvar otklonjen isključenjem elementa pogođenog kvarom.

U svim slučajevima odzivi su pokazali da je sistem stabilan, odnosno da sistem, poslije poremećaja, dostiže novo stacionarno stanje bez bilo kakvih dodatnih ili kaskadnih ispada.

Takođe, u okviru analize tranzijentne stabilnosti izvršen je i proračun kritičnih vremena otklanjanja kvara (CCT – *Critical Clearing Time*). U okviru simulacija potrebnih za određivanje kritičnih vremena isključenja kvarova rađene su analize najkritičnijih slučajeva, jer su posmatrani kvarovi na sabirnicama i to takvi da otklanjanje kvara podrazumijeva isključenje sabirnica i svih grana koje se stiču u njima. Praktično, simulirani su slučajevi djelovanja drugog stepena distantne zaštite u susjednim čvorovima.

6.1.4.1 Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana

U ovom poglavlju prikazani su rezultati simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana. Simuliran je kvar na strani elektrane, u trajanju od 100ms, nakon čega se kvar otklanja reagovanjem distantne zaštite, odnosno isključenjem dalekovoda.

Za režim zimskog maksimuma prikazane su simulacije sljedećih kvarova:

- Kratak spoj na početku 220 kV dalekovoda Pljevlja - Mojkovac i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 220 kV dalekovoda Piva - Pljevlja (2) i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 110 kV dalekovoda Perućica - Podgorica 1 (1) i ispad dalekovoda.

Za režim ljetnjeg maksimuma prikazane su simulacije sljedećih kvarova:

- Kratak spoj na početku 220 kV dalekovoda Pljevlja - Mojkovac i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 220 kV dalekovoda Piva - Sarajevo 20 (BiH) i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 110 kV dalekovoda Perućica - Danilovgrad i ispad dalekovoda.

Odzivi generatora za razmatrane kvarove su prikazani na slikama u Poglavlju 11.2.

6.1.4.2 Proračun kritičnog vremena isključenja kvara

Kritično vrijeme isključenja kvara (CCT – *Critical Clearing Time*), u poređenju sa realnim vremenima isključenja kvara, daje dobru procjenu rezerve tranzijentne stabilnosti u sistemu Crne Gore.

Kritično vrijeme isključenja kvara je utvrđeno simulacijom kvarova koji izazivaju ispad čvora i svih njemu incidentnih grana. Na taj način su simulirane najkritičnije situacije u kojima je izostala reakcija distantne zaštite u prvom stepenu (zaglavljani kontakti prekidača, nereagovanje zaštitnih uređaja i sl.), pa je distantna zaštita u susjednim čvorovima pobuđena u drugom ili trećem stepenu i isključila povezne dalekovode.

Takođe, razmatrani su i slučajevi prolaznih kvarova na sabirnicama, odnosno kvarova kod kojih dolazi do nestanka kvara (npr. gašenja luka) prije djelovanja zaštite.

Proračuni su urađeni za 2025. godinu, za koju postoje dinamički modeli susjednih sistema.

Rezultati proračuna su prikazani u narednoj tabeli.

Tabela 6-1: Kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) u neproizvodnim čvorovima

Kvar u čvoru	Un [kV]	Opis simulacije	Zim. maks CCT [ms]	Let. maks CCT [ms]	Usvojen CCT [ms]
TS Podgorica 2	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	550	680	550
		prolazni kvar	550	680	550
TS Lastva	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	550	690	550
		prolazni kvar	530	680	530
TS Pljevlja	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	530	470	470
		prolazni kvar	520	430	430
TS Ribarevine	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000
TS Mojkovac	220	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000
TS Podgorica 1	220	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000
TS Perućica	220	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000
TS Pljevlja	110	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	660	1 000	660
		prolazni kvar	670	1 000	670

Ovakvi kvarovi, sa isključenjem sabirnica nisu simulirani za slučajeve čvorova na koje su priključeni agregati elektrana (sabirnice 220 kV u HE Piva i u TS Pljevlja 2, kao i sabirnice 110 kV u HE Perućica), jer bi isključenje sabirnica automatski podrazumijevalo i isključenje agregata sa mreže.

Zbog toga su, za potrebe procjene rezerve tranzijentne stabilnosti, simulirani i trolpolni kratki spojevi na krajevima svih 400 kV i 220 kV dalekovoda (za interkonektivne dalekovode su analizirani kvarovi u postrojenjima na teritoriji Crne Gore) i 110 kV dalekovoda priključenih na HE Perućica. Kritično vrijeme

isključenja kvara je proračunato za oba razmatrana režima, a manje vrijednosti su usvojene za konačnu vrijednost.

Iz rezultata se može vidjeti da se najniže vrijednosti kritičnih vremena isključenja kvara dobijaju za slučajeve kvarova na granama koje se stiču na sabirnicama na koje su priključeni i agregati elektrana i to za kvarove na strani elektrane. Najkritičnije vrijednosti se dobijaju za kvarove na vodovima 220 kV, koji se stiču u TS Pljevlja 2, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 240 ms, kao i za kvarove na vodovima 110 kV, koji se stiču u HE Perućica, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 220 ms.

Tabela 6-2: kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) dalekovoda

Dalekovod	Un [kV]	Kvar u čvoru	Zim. maks CCT [ms]	Ljet. maks CCT [ms]	CCT [ms]
Podgorica 2 - Tirana (AL)	400	Podgorica 2	530	630	530
Podgorica 2- Lastva	400	Podgorica 2	520	640	520
Lastva - Trebinje (BiH)	400	Podgorica 2	520	640	520
Ribarevine - Peć (KS)	400	Ribarevine	> 1000	> 1000	> 1000
Pljevlja - Ribarevine	400	Pljevlja	510	440	440
		Ribarevine	> 1000	> 1000	> 1000
Podgorica 2 - Ribarevine	400	Podgorica 2	520	630	520
		Ribarevine	> 1000	> 1000	> 1000
Pljevlja - Požega (RS)	220	Pljevlja	250	250	250
Podgorica 1 - Kopic (AL)	220	Podgorica 1	> 1000	> 1000	> 1000
Piva - Sarajevo 20 (BiH)	220	Piva	330	300	300
Perućica - Trebinje (BiH)	220	Perućica	> 1000	> 1000	> 1000
Pljevlja - Bajina Bašta (RS)	220	Pljevlja	250	250	250
Perućica - Podgorica 1	220	Perućica	> 1000	> 1000	> 1000
		Podgorica 1	> 1000	> 1000	> 1000
Piva - Pljevlja (1)	220	Piva	360	320	320
		Pljevlja	250	250	250
Piva - Pljevlja (2)	220	Piva	360	320	320
		Pljevlja	240	240	240
Mojkovac - Podgorica 1	220	Mojkovac	> 1000	> 1000	> 1000
		Podgorica 1	> 1000	> 1000	> 1000
Mojkovac - Pljevlja	220	Mojkovac	> 1000	> 1000	> 1000
		Pljevlja	240	240	240
Pljevlja (1) - Pljevlja (2)	110	Pljevlja (1)	650	> 1000	650
Pljevlja (2) - Zamršten (RS)	110	Pljevlja (2)	590	790	590
Danilovgrad - Perućica (A)	110	Perućica (A)	220	270	220
Perućica (A) - Nikšić (1)	110	Perućica (A)	220	270	220
Perućica (A) - Nikšić (2)	110	Perućica (A)	220	270	220
Perućica (B) - Nikšić (3)	110	Perućica (B)	220	270	220

Perućica (B) - Podgorica 1 (1)	110	Perućica (B)	220	270	220
Perućica (B) - Podgorica 1 (2)	110	Perućica (B)	220	275	220

6.1.5 Analiza gubitaka električne energije

Analiza gubitaka je obrađena na osnovu prikupljenih podataka u toku 2025. godine. U sljedećoj tabeli su prikazani gubici u 2025. godini.

Tabela 6-3: Gubici u prenosnoj mreži Crne Gore u toku 2025. godine

Prenešena energija	Od početka godine		
	2025	2024	Razlika
Ukupna energija koja je ušla u prenosni sistem (GWh)	8,012.85	9,228.35	-1,215.5
Ukupna prenešena energija (GWh)	7,881.43	9,085.12	-1,203.69
Tranzit (GWh)	4,563.49	5,410.22	-846.73
Gubici u prenosu (GWh)	131.42	143.23	-11.81
Stopa gubitaka u odnosu na ukupnu električnu energiju koja je ušla u prenosni sistem (%)	1.64	1.55	0.09

Vrijednost gubitaka zavisi od više faktora, između ostalih usljed velikog tranzita koji ide preko prenosnog sistema Crne Gore, prema albanskom i preko podmorskog kabla prema italijanskom EES-u, kao i zbog specifičnog rasporeda proizvodnih objekata i potrošačkih centara u Crnoj Gori.

Stopa gubitaka prikazuje zavisnost istih od ukupne energije koja ulazi u sistem i izlazi iz sistema, tako da se može konstataovati praktično isti trend njihovog procenta u odnosu na ukupnu energiju koja je ušla u prenosni sistem, u odnosu na period prije 2025 godine.

6.1.6 Analiza prenosne moći i zagušenja

Pojedinačni ispadi elemenata prenosnog sistema Crne Gore u modelovanom režimu maksimalnih tranzita (uključujući i uvoz iz Italije preko HVDC kabla do 600 MW) dovode do preopterećenja unutar sistema Crne Gore, a samim tim i do narušavanja normalnog radnog režima EES-a Crne Gore.

Kod analize "N-1" sigurnosti, uočava se veliki broj preopterećenja elemenata preko 100% prije svega u 220 kV mreži. Treba napomenuti da zbog velikog preopterećenja, 110 kV DV Budva – Lastva mora biti isključen u normalnoj topologiji.

Analize kaskadnih ispada i simulacija kvarova sa reagovanjem zaštite, pokazale su sljedeće kritične situacije sa stanovišta sigurnosti EES-a Crne Gore:

Nakon ispada DV 400 kV **Trebinje (BA) – Lastva** dolazi do ulaska u režim preopterećenja cijele 220 kV dionice Trebinje (BA) – HE Perućica – Podgorica 1 – Vau Dejes (AL).

Nakon ispada DV 400kV **Lastva – Podgorica 2** dolazi do ulaska u režim preopterećenja 110 kV dalekovoda između Herceg Novi – Tivat, kao i DV 110 kV Tivat – Lastva.

Nakon ispada DV 400 kV **Podgorica 2 – Tirana (AL)** dolazi do ulaska u režim preopterećenja cijele 220 kV dionice Trebinje (BA) – HE Perućica – Podgorica 1 – Vau Dejes (AL), kao i nekih 110 kV vodova na pravcu Trebinje (BiH) - Lastva. U ovom slučaju usljed preopterećenosti, dolazi do aktiviranja II stepena zaštite od preopterećenja na DV Podgorica 1 – Vau Dejes i njegovog automatskog isključenja nakon 20 sekundi. Nakon ovog isključenja sistem se vraća u normalno stanje.

Problem paralelnog rada 400 kV i 110 kV rješava se radikalnim režimom 110 kV mreže ili primjenom automatike. Problem 110 kV mreže, treba posmatrati sa aspekta dovoljne rezerve u kapacitetu da može da se napaja konzumno područje i nakon kvara nekog od relevantnih elemenata.

Tabela 6-3: Analiza "N-1" kriterijuma sigurnosti prenosnog sistema EES Crne Gore

PRVI ISPAD	PREOPTEREĆEN ELEMENT	Termička Granica (MVA)/(A)	Tok po Elementu (MVA)/(A)	Zaštita od preopterećenja (A)		Strujno Opterećenje (%)
				I Step / II Step		
400kV DV Trebinje (BA) - Lastva	220kV DV Trebinje (BA) - HE Perućica-VauDejes	274.4 / 790	321.5 / 843.7	720 / 940		106.8
	110kV DV Trebinje (BA) - Herceg Novi	89.5 / 470	147.8 / 817.4	468/-		174
	110kV DV Herceg Novi - Tivat	89.5 / 470	107.4 / 584.4	- / -		124.4
	110kV DV Trebinje (BA) - Herceg Novi	89.5 / 470	123.7 / 634.2	- / -		135
		/	/	/		/
400kV DV Lastva - Podgorica 2	110kV DV Trebinje (BA) - Herceg Novi	106.2 / 557	89.5 / 715.2	468/-		128.3
		89.5 / 470	93.7 / 491.8	468/-		104.7
		89.5 / 470	100 / 524.7	468/-		111.7
	110kV DV Budva - Lastva	89.5 / 470	200.2 / 1025	- / -		218.2
400kV DV Podgorica 2 - Tirana	220 kV DV Podgorica 1 - Vau Dejes	274.4 / 720	305.8 / 802.2	720 / 900		111.4
	110kV DV Trebinje (BA) - Herceg Novi	89.5 / 470	93.5 / 490.9	468/-		104.5
	110kV DV Budva - Lastva	89.5 / 470	92.5 / 485.3	450 / 500		103.3
	110kV DV Trebinje (BA) - Herceg Novi	89.5 / 470	99 / 519.5	468/-		110.6
220kV DV Trebinje (BA) - HE Perućica	110kV DV Trebinje (BA) - Herceg Novi	89.5 / 470	104.6 / 549.1	468/-		116.9
	110kV DV Trebinje (BA) - Herceg Novi	89.5 / 470	108.1 / 567	468/-		120.7
	110kV DV Trebinje (BA) - Herceg Novi	89.5 / 470	113.6 / 596.1	468/-		126.9
110kV DV Bar - Budva	110kV DV Bar - Virpazar	91.5 / 480	113.8 / 597.4	480 / 600		124.4
	110kV DV Podgorica 2 - Virpazar	99.1 / 520	123.6 / 648.6	520 / 600		124.7

6.1.7 Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije

U cilju podsticanja operatora prenosnog sistema na dostizanje i održavanje nivoa opštih i pojedinačnih pokazatelja minimuma kvaliteta snabdijevanja električnom energijom, Odbor Agencije je utvrdio Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom ([5]), kojima se propisuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, koji se zasniva na sljedećim kriterijumima:

- kvalitetu usluga,
- neprekidnosti napajanja,
- kvalitetu napona električne energije.

Najvažniji indikator kvaliteta funkcionisanja prenosnog sistema predstavlja AIT (Prosječno trajanje prekida) koji pruža informacije o prosječnom trajanju prekida napajanja električnom energijom kupaca, djelova distributivnih sistema i zatvorenih distributivnih sistema koji su priključeni na prenosni sistem, izražen u minutima na godišnjem nivou. Sa aspekta rada prenosnog sistema poželjno je da vrijednosti AIT parametara budu što niže.

Što se tiče broja učestanosti prolaznih kvarova dalekovoda, mora se naglasiti da je veličina tog parametra zavisna od velikog broja faktora, te da ovakav trend ne mora nužno nastati usljed lošeg stanja elemenata sistema, već može biti i posljedica klimatskih uslova, kao što je broj udara groma u blizini dalekovoda u predmetnoj godini. Ovakve pojave, naširoko prepoznate kao rizične po adekvatan rad prenosnog sistema, nisu predvidive u dovoljnoj mjeri, a dovode do kratkotrajnog smanjenja izolacionog nivoa opreme, te, samim tim i do povoljnih uslova za nastanak prolaznih kvarova.

Za 2025. godinu, vrijednosti prosječnog godišnjeg prekida napajanja su predstavljene na sljedećem dijagramu:



Slika 6-1: Prosječno trajanje prekida 2025. godina

Sa dijagrama se može uočiti da su TS Ulcinj i TS Žabljak imali najduži prosječan period trajanja prekida u iznosu od oko 220 – 290 minuta, pri čemu je najduži prekid zabilježen u maju mjesecu u TS Ulcinj. Treba napomenuti da je na obje trafostanice razlog za ovakvo trajanje prekida to što su u predmetnom vremenu izvođeni radovi koji su zahtjevali beznaponsko stanje prenosne mreže u dužim intervalima, te da je napajanje obezbijeđeno iz distributivne mreže.

Od ostalih transformatorskih stanica, najduži period trajanja prekida su zabilježeni u TS Vilusi, TS Danilovgrad, TS Brezna i TS Kotor, takođe kao posljedica planiranih radova.

Potrebno je napomenuti da je u odnosu na 2024. godinu, zabilježen značajan pad trajanja prekida napajanja, što je prvenstveno posljedica pravovremenog i pravilnog održavanja sistema.

Kada su u pitanju neplanirani prekidi napajanja, najduži prekidi su zabilježeni u TS Ulcinj u trajanju od 354 minuta i TS Žabljak u trajanju od 239 minuta.

U TS Željezara, zabilježen je samo jedan prekid napajanja od 363 minuta, ali je i to u sklopu planiranih radova i nije posebno obrađen.

6.1.8 Stanje 2025. godina - Zaključak:

Generalno gledajući, nakon analize postojećeg stanja mreže, bez obzira na režim rada, potrebno je riješiti sljedeće probleme:

1. Pouzdanije napajanje primorskog dijela Crne Gore, naročito Herceg Novog, Kotora i Ulcinja (spojen samo jednim vodom na prenosnu mrežu), koji su praktično jednostrano napajani iz sistema Crne Gore (Herceg Novi se sa druge strane napaja iz sistema Bosne i Hercegovine).
2. U toku rada HVDC kabla ME-IT, uočeni su problemi u režimu kada Italija izvozi ka jugoistočnoj Evropi. Smjer razmjene na HVDC kablju od Italije dovodi do toga da je 110 kV mreža u primorskom dijelu Crne Gore (na potezu od Lastve ka Budvi i Baru) izuzetno opterećena, pa se radi podužno sekcionisanje sabirnica u TS Budva. Stoga je potrebno planirati rekonstrukciju 110 kV mreže na pomenutom potezu, odnosno dalekovodima 110 kV Lastva – Budva, Bar – Budva i Bar – Možura - Ulcinj.
3. Nakon gašenja Aluminijumskog kombinata Mostar (BiH), loše hidrološke situacije u regionu (često se dešava da je mali broj proizvodnih jedinica u regionu na mreži), kao i ograničene mogućnosti operatora prenosnih mreža u regionu kada je u pitanju upravljanje reaktivnom energijom, došlo je do porasta napona u svim prenosnim mrežama u regionu od interesa za rad CGES-a, naročito na 400 kV naponskom nivou. Projekat ugradnje varijabilnog šant reaktora snage 250 MVAR u TS Lastva u cilju veće fleksibilnosti i angažovanja uređaja (kod fiksnih šantova se daje nalog za uključenje ili isključenje uređaja, dok se kod varijabilnog zadaje željeni stepen u zavisnosti od potreba) je realizovan.
4. U cilju održanja napona u okviru zahtijevanih granica, **biće potrebno ispitati ugradnju još jednog varijabilnog reaktora** u sjevernom dijelu Crne Gore (TS Pljevlja ili TS Ribarevine – lokaciju će definisati rezultati regionalne studije), zbog velikog uticaja susjednih sistema (ukoliko ne učestvuju svi susjedni sistemi u doprinosu smanjenja napona, nije dovoljno da to samo uradi CGES).
5. TS Kotor je jednostrano napajana iz prenosnog sistema (iz TS Tivat), pa je potrebno predvidjeti još najmanje jednu vezu, kako bi bio ispunjen kriterijum sigurnosti N-1. Druga veza koja je planirana i predložena u Planu i koja rješava ovaj problem je DV 110 kV Lastva – Kotor.
6. Svi DV 110 kV u primorskom dijelu Crne Gore su stari i presjeka $150/25 \text{ mm}^2$ sa termičkom granicom 470 A (89 MVA). S obzirom da su stubovi projektovani tako da nose užad postojećeg presjeka, neće biti moguće zamijeniti samo postojeću užad sa užadima većeg presjeka, već će se praktično morati zamijeniti i postojeći stubovi, stubovima koji mogu da nose užad većeg presjeka. Izgradnja TS Luštica, povećanje kapaciteta postojećih vodova, kao i izgradnja 110 kV DV Vilusi – Herceg Novi i Kotor – Tivat, uz već izgrađenu TS Lastva potpuno rješavaju ovaj problem.
7. Neophodno je riješiti problem T-spoja u TS Vilusi, uključujući rekonstrukciju trafostanice sa pripadajućim dalekovodima (dalekovodi Cu 120 mm^2 prenosne moći 76 MVA), što je predviđeno kroz projekat izgradnje DV 110kV Vilusi – Herceg Novi.
8. Analiza gubitaka snage na odabranim režimima je pokazala da nivo gubitaka zavisi od tranzita električne energije, a što treba imati u vidu, sada kada je u pogonu HVDC Crna Gora – Italija. Svi gubici koji nastanu usljed tranzita električne energije ka drugim operatorima prenosnog sistema, biće nadoknađeni iz evropskog mehanizma za obračun gubitaka električne energije („ENTSO-E ITC mechanism“), čiji je CGES član. Ne očekuje se da ukupni gubici u odnosu na raspoloživu energiju pređu 1.8-2.1%.
9. Kada su u pitanju vrijednosti struja kratkih spojeva u prenosnoj mreži, one su posebno obrađene kroz studiju Analiza struja kratkih spojeva u prenosnoj mreži Crne Gore [13], ali je svakako potrebno preuzeti mjere za njihovo smanjenje, u krajnjem slučaju kroz ugradnju niskoomskih otpora.

6.2 Analize za 2029. godinu

Analize za 2029. godinu - rezultati tržišnih simulacija

U okviru ovog poglavlja su urađene analize razvoja tržišta električne energije iz ugla spajanja cjenovnih oblasti pojedinih regiona Evrope.

U okviru ove studije, osnovne analize bazirane su na podacima iz:

- ENTSO-e baze podataka,
- ERAA2025.

Stope rasta za realistični scenario za većinu zemalja računate su prema ostvarenim godišnjim potrošnjama u 2025. godini i prognoziranim potrošnjama za 2036. godinu. Ovako utvrđene stope rasta primijenjene su na srednje-satna opterećenja iz 2025. godine i tako je određena potrošnja u 2029. i 2036. godini.

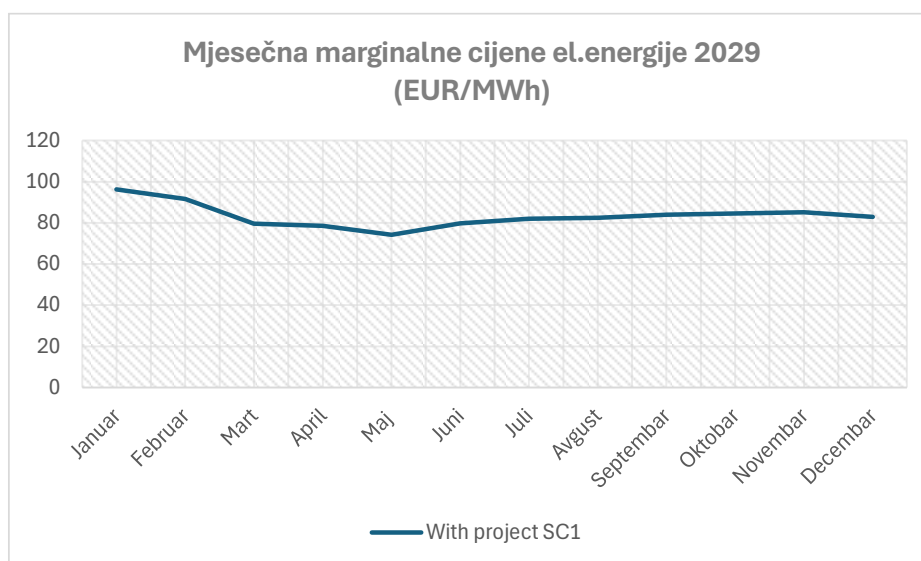
Kada je u pitanju Crna Gora, stopa porasta i ukupna vrijednost konzuma je preuzeta iz NEKP-a (prosječne godine, Tabela 5.6), dok je za ciljne godine 2029. i 2036. urađena interpolacija u cilju dobijanja vrijednosti u skladu sa NEKP-om. Kao i za ostale zemlje, ovako utvrđene stope rasta primijenjene su na srednje-satna opterećenja iz 2025. godine i tako je određena potrošnja u 2029. i 2036. godini.

Prosječna godišnja marginalna cijena na tržištu Crne Gore se kreće između 74 i 96€/MWh, sa prosječnom godišnjom cijenom of 83,4 €/MWh. Bitno je napomenuti da simulacije podrazumijevaju idealno tržište električne energije, kao što pretpostavlja ENTSO-E CBA metodologija.

Maksimalni očekivani tranzit (kao rezultat komercijalnih razmjena na granici) je oko 1500 MW/satu (uvoz i izvoz podrazumijevaju energiju koja je ušla/izašla iz sistema). Tržišni rezultati su korišćeni za pravljenje mrežnih modela regiona jugoistočne Evrope.

Kao glavni pokazatelj ponašanja tržišta električne energije predstavlja kretanje cijena na tzv. „Whole Sail Market“-u, kao što je prikazano na slici (prosječne mjesečne cijene dobijene nakon simulacije ponašanja tržišta električne energije).

Slika 6-2 predstavlja osnovne rezultate tržišnih analiza za 2029. godinu.



Slika 6-2: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2029. godina

Tržišni rezultati su korišćeni za pravljenje mrežnih modela regiona jugoistočne Evrope za maksimalan zimski i maksimalan ljetni režim.

6.2.1 Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema

U toku je realizacija sljedećih razvojnih projekata, čiji se završetak i puštanje u pogon očekuje u toku 2026. godine, prije narednog regulatornog perioda i koji su uvaženi u modelu prenosne mreže za 2029. godinu:

- DV 400 kV Lastva (Čevo) – Pljevlja,
- DV 110 kV Brezna – Žabljak – Pljevlja (trenutno 400 kV dalekovod od Lastve do Žabljaka radi pod 110 kV naponom sa uvođenjem u TS Brezna,
- Ugradnja varijabilnog šant reaktora 250 MVar u TS Lastva
- TS 400/110/35 kV Brezna
- TR 2x200 MW TS Perućica
- Povećanje propusne moći DV 220 kV Trebinje (BiH) – Perućica – Podgorica - Koplík (AL)

Na osnovu trenutne situacije i stepena izgrađenosti novih proizvodnih objekata na prenosnoj mreži, u narednom trogodišnjem periodu se sa sigurnošću očekuju sljedeći proizvodni objekti (ostali proizvodni objekti su još uvijek u fazi razvoja, ali sa dinamikom ulaska u pogon navedenom u Poglavlju 11.4)⁵:

- **VE Gvozd 54,6 MW** – priključenje novim 110 kV dalekovodima na postojeću TS 110/33 kV Krnovo;
- **HE Perućica - Agregat A8 58.5 MW**,
- **VE Gvozd II 21 MW** – priključenje na postojeću VE Gvozd I i novim 110 kV dalekovodom na postojeću TS 110/35 kV Nikšić;

Od distributivnih, modelovane su sljedeće TS:

⁵ Izgradnja VE Gvozd I i II je praktično završena, ali se za Gvozd II čeka završetak 110 kV voda od VE Gvozd ka TS Nikšić. Ostale elektrane su u fazi razvoja

- **110/10 kV Podgorica 7** – rasijecanje voda Podgorica 2 – Podgorica 5;

Tokovi snaga i naponske prilike u prenosnoj mreži Crne Gore su pokazali sljedeće:

- za maksimalan zimski režim:
 - 220kV DV Pljevlja (ME) - Bajina Bašta (RS), koji je opterećen sa 97% svoje termičke granice;
 - 110 kV DV Kličevo - Brezna, koji je opterećen sa 91% svoje termičke granice (direktno je posljedica instaliranih kapaciteta proizvodnih objekata) kao posljedica angažovanja VE Krnovo i malih HE, pri čemu se energija iz ovih proizvodnih objekata prirodnim putem plasira u pravcu Kličeva odnosno u pravcu centra potrošnje; Mogućnost sekcionisanja mreže 110kV u čvoru Brezna rješava ovaj problem, ali i izgradnja TS 400/110kV Brezna
 - 110kV DV Herceg Novi (ME) - TS Trebinje (BA) koji je opterećen sa 81% svoje termičke granice.
- za maksimalan ljetni režim:
 - 220 kV DV Pljevlja (ME) - Bajina Bašta (RS) koji je opterećen sa 88% svoje termičke granice;
 - 110 kV DV Kličevo - Brezna koji je opterećen sa 91% svoje termičke granice;
 - 110 kV DV Herceg Novi (ME) - TS Trebinje (BA) koji je opterećen sa 85% svoje termičke granice.

6.2.2 Analiza naponsko reaktivnih prilika

U periodu niskih opterećenja, kao i za 2025. godinu i u 2029. godini, viši naponi se uočavaju uglavnom u blizini proizvodnih objekata i u dijelovima slabo opterećene mreže 220 kV i 400 kV naponskog nivoa, što za posljedicu ima generisanje reaktivne energije i dodatno povećanje napona. Problem se prvenstveno uočava u TS Lastva, kada su naponi iznad dozvoljenih vrijednosti na 400 kV naponskom nivou. Ugradnja varijabilnog šant reaktora u TS Lastva dovodi napon u dozvoljene granice, ali to zavisi i od susjednih sistema i njihove regulacije napona.

Završetak ugradnje varijabilnog šant reaktora 250 MVar u TS Lastva je planiran za 2026. godinu, te je u 2029. godini modelovan kao završen projekat, ali je i pored njegove ugradnje, potreba za dodatnim šant reaktorom uočena i kroz druge analize i studije [20], prvenstveno ukoliko susjedni sistemi ne realizuju projekte za kompenzaciju napona.

Generalno gledajući naponsko-reaktivnu problematiku, visoki naponi se uočavaju u svim 400 i 220 kV čvorištima prenosne mreže Crne Gore i Bosne i Hercegovine i potreba je taj problem riješiti na regionalnom nivou uz dodatne investicije za CGES (potrebno je palnirati još jedan šant-reaktor na sjeveru sistema).

6.2.3 Analiza struja kratkih spojeva

Evidentan je porast vrijednosti struja kratkog spoja u gotovo svim transformatorskim stanicama. Najugroženija je TS Podgorica 1 sa izuzetno visokim vrijednostima u 2025. i 2029. godini.

Najveće očekivane vrijednosti struja kratkog spoja su u TS Podgorica 1 i TS Podgorica 2 i iznose:

2029

TS Podgorica 1: I_{3pks} - 28,990 A I_{1pks} - 31,5 A

TS Podgorica 2: I_{3pks} - 31,1 A I_{1pks} - 33,9 A

Imajući u vidu da je izvršena zamjena primarne opreme u TS Podgorica 2 (40 kA), to se navedena vrijednost struje kratkog spoja u TS Podgorica 2 ne smatra kritičnom.

6.2.4 Analiza dinamičke stabilnosti sistema

Provjera dinamičke stabilnosti izvršena je kroz analizu tranzijentne stabilnosti. Analiza tranzijentne stabilnosti vrši se preko analize ugla rotora generatora na velike poremećaje.

Analize frekventne stabilnosti rade se za sisteme koji nisu dobro povezani, pri čemu bi ispad neke od veza mogao dovesti do izolovanog rada sistema i time dovesti do značajnog smanjenja/porasta učestanosti ispod/iznad dozvoljenih vrijednosti. S obzirom na dobru povezanost sistema Crne Gore sa susjedima, ovakve analize nije bilo potrebno raditi u ovoj studiji.

Isto tako, naponska stabilnost se posebno ispituje za sisteme u kojima može doći do naponskog sloma, najčešće kao posljedica velikog tranzita energije. S obzirom da su ovakve analize već rađene u Odbrambenom planu (rezultati posljednjeg Odbrambenog plana su pokazali da se EES Crne Gore ne suočava sa problemima naponske nestabilnosti i pojavama naponskog kolapsa, kao i da se naponski slom može pojaviti isključivo pri velikom uvozu EES-a Crne Gore koji značajno prevazilazi trenutne potrebe sistema i raspoložive prenosne kapacitete na graničnim dalekovodima prema susjedima [12]).

Modeli dinamičkih analiza su formirani na osnovu modela iz pojedinih studija ([12], [19] i [20]), potom su ažurirani prema predloženom planu razvoja CGES do 2029. godine.

Analiza tranzijentne stabilnosti izvršena je u skladu sa zahtjevom CGES-a o uslovima rada sistema u poremećenim radnim režimima iz Pravilnika o funkcionisanju prenosnog sistema ([3]). Simulirani su tropolni kratki spojevi (tzv. metalni kratki spojevi) na strani sabirnica (u slučaju vodova, simulirani su kratki spojevi na izlaznom/ulaznom portalu, a u slučaju transformatora simulirani su kratki spojevi na provodnim izolatorima na ulazu u transformatore).

Simulacije kvarova su izvršene na svim značajnijim elementima prenosnog sistema, uključujući i dalekovode koji povezuju elektrane sa ostatkom prenosnog sistema. Vrijeme trajanja kvara iznosilo je 100 ms, nakon čega je kvar otklonjen isključenjem elementa pogođenog kvarom.

U svim slučajevima odzivi su pokazali da je sistem stabilan, odnosno da sistem, poslije poremećaja, dostiže novo stacionarno stanje bez bilo kakvih dodatnih ili kaskadnih ispada.

Takođe, u okviru analize tranzijentne stabilnosti izvršen je i proračun kritičnih vremena otklanjanja kvara (CCT – *Critical Clearing Time*). U okviru simulacija potrebnih za određivanje kritičnih vremena isključenja kvarova rađene su analize najkritičnijih slučajeva, jer su posmatrani kvarovi na sabirnicama i to takvi da otklanjanje kvara podrazumijeva isključenje sabirnica i svih grana koje se stiču u njima. Praktično, simulirani su slučajevi djelovanja drugog stepena distantne zaštite u susjednim čvorovima.

6.2.4.1 Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana

Simuliran je kvar na strani elektrane, u trajanju od 100 ms, nakon čega se kvar otklanja reagovanjem distantne zaštite, odnosno isključenjem dalekovoda.

Za režim zimskog maksimuma prikazane su simulacije sljedećih kvarova:

- Kratak spoj na početku 220 kV dalekovoda Pljevlja - Mojkovac i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 220 kV dalekovoda Piva - Pljevlja (2) i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 110 kV dalekovoda Perućica - Podgorica 1 (1) i ispad dalekovoda.

Za režim ljetnjeg maksimuma prikazane su simulacije sljedećih kvarova:

- Kratak spoj na početku 220 kV dalekovoda Pljevlja - Mojkovac i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 220 kV dalekovoda Piva - Sarajevo 20 (BiH) i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 110 kV dalekovoda Perućica - Danilovgrad i ispad dalekovoda.

Odzivi generatora za razmatrane kvarove su prikazani na slikama u Poglavlju 11.2.

6.2.4.2 Proračun kritičnog vremena isključenja kvara

Kritično vrijeme isključenja kvara (CCT – *Critical Clearing Time*), u poređenju sa realnim vremenima isključenja kvara, daje dobru procjenu rezerve tranzijentne stabilnosti u sistemu Crne Gore.

Kritično vrijeme isključenja kvara je utvrđeno simulacijom kvarova koji izazivaju ispad čvora i svih njemu incidentnih grana. Na taj način su simulirane najkritičnije situacije u kojima je izostala reakcija distantne zaštite u prvom stepenu (zaglavljani kontakti prekidača, nereagovanje zaštitnih uređaja i sl.), pa je distantna zaštita u susjednim čvorovima pobuđena u drugom ili trećem stepenu i isključila povezne dalekovode.

Takođe, razmatrani su i slučajevi prolaznih kvarova na sabirnicama, odnosno kvarova kod kojih dolazi do nestanka kvara (npr. gašenja luka) prije djelovanja zaštite.

Proračuni su urađeni za 2029. godinu, za koju postoje pouzdani dinamički modeli susjednih sistema (urađene analize priključenja na konkretnim dinamičkim parametrima).

Rezultati proračuna su prikazani u narednoj tabeli.

Tabela 6-4: Kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) u neproizvodnim čvorovima

Kvar u čvoru	Un [kV]	Opis simulacije	Zim. maks CCT [ms]	Let. maks CCT [ms]	Usvojen CCT [ms]
TS Podgorica 2	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	570	680	570
		prolazni kvar	560	680	560
TS Lastva	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	560	690	560
		prolazni kvar	540	680	540
TS Pljevlja	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	540	480	480
		prolazni kvar	520	440	440
TS Ribarevine	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000
TS Mojkovac	220	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000
TS Podgorica 1	220	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000
TS Perućica	220	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000
TS Pljevlja	110	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	660	1 000	660

	prolazni kvar	670	1 000	670
--	---------------	-----	-------	-----

Ovakvi kvarovi, sa isključenjem sabirnica nisu simulirani za slučajeve čvorova na koje su priključeni agregati elektrana (sabirnice 220 kV u HE Piva i u TS Pljevlja 2, kao i sabirnice 110 kV u HE Perućica), jer bi isključenje sabirnica automatski podrazumijevalo i isključenje agregata sa mreže.

Zbog toga su, za potrebe procjene rezerve tranzijentne stabilnosti, simulirani i trolejni kratki spojevi na krajevima svih 400 kV i 220 kV dalekovoda (za interkonektivne dalekovode su analizirani kvarovi u postrojenjima na teritoriji Crne Gore) i 110 kV dalekovoda priključenih na HE Perućica. Kritično vrijeme isključenja kvara je proračunato za oba razmatrana režima, a manje vrijednosti su usvojene za konačnu vrijednost (Tabela 6-5).

Iz rezultata se može vidjeti da se najniže vrijednosti kritičnih vremena isključenja kvara dobijaju za slučajeve kvarova na granama koje se stiču na sabirnicama na koje su priključeni i agregati elektrana, i to za kvarove na strani elektrane. Najkritičnije vrijednosti se dobijaju za kvarove na vodovima 220 kV, koji se stiču u TS Pljevlja 2, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 250 ms, kao i za kvarove na vodovima 110 kV, koji se stiču u HE Perućica, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 220 ms.

Tabela 6-5: kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) dalekovoda

Dalekovod	Un [kV]	Kvar u čvoru	Zim. maks CCT [ms]	Ljet. maks CCT [ms]	CCT [ms]
Podgorica 2 - Tirana (AL)	400	Podgorica 2	535	635	535
Podgorica 2- Lastva	400	Podgorica 2	525	645	525
Lastva - Trebinje (BiH)	400	Podgorica 2	525	645	525
Ribarevine - Peć (KS)	400	Ribarevine	> 1000	> 1000	> 1000
Pljevlja - Ribarevine	400	Pljevlja	515	440	440
		Ribarevine	> 1000	> 1000	> 1000
Podgorica 2 - Ribarevine	400	Podgorica 2	525	635	525
		Ribarevine	> 1000	> 1000	> 1000
Pljevlja - Požega (RS)	220	Pljevlja	250	250	250
Podgorica 1 - Kopic (AL)	220	Podgorica 1	> 1000	> 1000	> 1000
Piva - Sarajevo 20 (BiH)	220	Piva	330	305	305
Perućica - Trebinje (BiH)	220	Perućica	> 1000	> 1000	> 1000
Pljevlja - Bajina Bašta (RS)	220	Pljevlja	250	250	250
Perućica - Podgorica 1	220	Perućica	> 1000	> 1000	> 1000
		Podgorica 1	> 1000	> 1000	> 1000
Piva - Pljevlja (1)	220	Piva	360	320	320
		Pljevlja	250	250	250
Piva - Pljevlja (2)	220	Piva	360	325	325
		Pljevlja	250	250	250
Mojkovac - Podgorica 1	220	Mojkovac	> 1000	> 1000	> 1000
		Podgorica 1	> 1000	> 1000	> 1000
Mojkovac - Pljevlja	220	Mojkovac	> 1000	> 1000	> 1000
		Pljevlja	250	250	250
Pljevlja (1) - Pljevlja (2)	110	Pljevlja (1)	660	> 1 000	660
Pljevlja (2) - Zamršten (RS)	110	Pljevlja (2)	600	795	600
Danilovgrad - Perućica (A)	110	Perućica (A)	220	275	220
Perućica (A) - Nikšić (1)	110	Perućica (A)	220	275	220
Perućica (A) - Nikšić (2)	110	Perućica (A)	220	275	220
Perućica (B) - Nikšić (3)	110	Perućica (B)	220	275	220
Perućica (B) - Podgorica 1 (1)	110	Perućica (B)	220	275	220
Perućica (B) - Podgorica 1 (2)	110	Perućica (B)	220	275	220

6.2.5 Analiza gubitaka električne energije

Analiza gubitaka je obrađena kroz analizu i poređenje snage gubitaka u 2029. godini na analiziranim režimima (zimski i ljetni maksimum), u odnosu na proračunate gubitke u 2025. godini. Potrošnja u odnosu na 2025. godinu je uvećana za porast od 1,2%.

U sljedećoj tabeli su prikazani gubici snage u 2029. godini, dok se ukupni gubici na prenosnoj mreži računaju u odnosu na ukupnu energiju koja ulazi u sistem.

Tabela 6-6: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2029. godina⁶

Ljeto 2029.				Zima 2029.			
Proizvodnja	Potrošnja	Gubici*		Proizvodnja	Potrošnja	Gubici*	
MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	%
988	547	18.0	3.29	836	589	15.1	2.55

* računajući i HVDC (kao potrošnju 600MW) potrošnja je 1060 MW ljeti i 1402 MW zimi, pa su gubici 1,5% i 1,27% respektivno

Ukupni gubici u EES Crne Gore iznose oko 18 MW za zimski i 15 MW za ljetni režim, što iznosi 3.29%, odnosno 2,55 u odnosu na ukupnu potrošnju Crne Gore, respektivno.

Poredeći sa gubicima iz 2026. godine, može se reći da se očekuje blago smanjenje gubitaka u prenosnoj mreži, što je posljedica prije svega očekivanih ulaganja u prenosnu mrežu i puštanja u pogon 400 kV DV Lastva - Pljevlja.

Gubici uzrokovani tranzitom će biti kompenzovani preko ITC mehanizma u okviru ENTSO-E obračuna troškova za pokrivanje gubitaka (ENTSO-E „Inter TSOs Compensation Mechanism“), tako da će nivo gubitaka uzrokovan internim tranzitima ostati na približno istom nivou, dok bi se izgradnjom novih elemenata prenosnog sistema i izgradnjom novih proizvodnih kapaciteta, mogla očekivati njihova redukcija.

Proračun gubitaka na osnovu 8760 satnih modela za 2029. godinu je pokazao da se gubici kreću na nivou iz 2025. godine i iznose 130,026 MWh⁷.

6.2.6 Analiza prenosne moći i zagušenja

Kod uvoza električne energije iz pravca Italije, kritično su opterećeni dalekovodi 110 kV iz TS Budva, jer se TS Lastva na 400 kV naponskom nivou ponaša kao generator snage 600 MW (ili manje, u zavisnosti od programa razmjene na kابلu) i direktno potiskuje električnu energiju u 110 kV mrežu i na taj način optereću pravac ka TS Budva i dalje do maksimalne granice (ova tema je posebno obrađena kroz Odbrambeni plan CGES-a).

Kao rješenje uočenih problema, predlažu se sljedeće rekonstrukcije, operativne mjere i izgradnja prenosnih elemenata (Tabela 6-7):

Tabela 6-7: Analiza pojačanja i otklanjanje uočenih nesigurnosti u prenosnoj mreži Crne Gore

2029. godina

⁶ Troškovi gubitaka nastalih prekograničnim tranzitima se nadoknađuju iz ITC mehanizma.

⁷ Sa uračunatim gubicima na transformatorima 110/x kV

Ispad elementa/ problem u mreži	Preopterećen element	Opterećenje [%]	Mjera za rasterećenje	Razvojna mjera
Uvoz iz Italije na HVDC 600 MW (Bazni slučaj)	DV 110 kV Budva-Bar	141	sekcionisanje sabirnica u TS Budva i radijalizacija TS Budva, kao regularnog stanja u kome se smanjuju gubici u prenosnoj mreži	Rekonstrukcija DV 110 kV Budva- Bar-Ulcinj
DV 110 kV Bar-VE Možura	ispad potrošnje u TS Ulcinj i VE Krnovo	-	-	Izgradnja još jedne 110 kV veze od TS Ulcinj ka TS Virpazar ili izgradnja 110 kV Ulcinj – V.Plaža – Velipoje (Alb)
DV 110 kV Kotor- Tivat	Ispad dijela potrošnje u TS Kotor	-	-	Izgradnja DV 110 kV Lastva-Kotor
400 kV Trebinje (BA) - Lastva (ME)	Herceg Novi (ME) - Trebinje (BA) Herceg Novi – Tivat	136	promjena uklopnog stanja i sekcionisanje mreže u regionu H.Novog	Napraviti odvojene oblasti na 110 kV naponskom nivou, koji bi se napajali iz 400 kV mreže preko , odnosno iz odgovarajućih 400/110 kV transformatorskih stanica.
Visoki naponi u mreži u regionu Pljevalja i Ribarevina	Naponi veći od 420 kV	-	-	Ugradnja varijabilnog šant reaktora 250 MVAR u TS Ribarevine
Visoki naponi u mreži u regionu Lastve	Naponi veći od 420 kV	-	-	Ugradnja varijabilnog šant reaktora 250 MVAR u TS Lastva (završetaku 2026. godini)

6.2.7 Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije

U cilju poboljšanja kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, koji se zasniva na Pravilima ([5]), CGES će u regulatornom periodu do 2029. godine nastaviti s realizacijom aktivnosti na izgradnji novih i rekonstrukciji starih elemenata prenosne mreže koje će obezbijediti visok stepen pouzdanosti pojedinih elemenata prenosnog sistema, a prije svega:

- Izgradnja dijela 110 kV DV Žabljak – Pljevlja
- Izgradnja DV 110 kV Krnovo – Gvozd – Nikšić
- Rekonstrukcija DV 110kV Lastva – Tivat.
- Izgradnja TS 400/110/35 kV Brezna – II faza,

Uvažavajući prethodno nabrojana pojačanja i rekonstrukcije, očekuje se znatno smanjenje broja ispada i nerasploživosti pojedinih elemenata prenosne mreže, u prvom redu:

- TS Kotor,
- TS Budva,
- TS Žabljak,
- TS Ulcinj,
- TS Bar,
- TS Vilusi i
- TS Danilovgrad.

Za ostale objekte visokonaponske mreže, smanjenje neisporučene električne energije se može očekivati nakon implementacije niza mjera, u smislu pojačanja i rekonstrukcije prenosne mreže u periodu nakon 2029. godine.

Za 2029. godinu, očekivane vrijednosti AIT-a (uzevši u obzir iskustva sa postojećim TS koje su ili dvostrano napajane ili rekonstruisane) su predstavljene na sljedećem dijagramu:



Slika 6-3: Prosječno trajanje prekida 2029. godina

Veoma važno je naglasiti da je veličina parametra pouzdanosti pojedinih elemenata zavisna i od ostalih uticaja, prije svega klimatskih uslova, kao što su grmljavinske aktivnosi, visoke/niske temperature koje su rizične po adekvatan rad prenosnog sistema i nisu predvidive u dovoljnoj mjeri, a dovode do kratkotrajnog smanjenja izolacionog nivoa opreme, te, samim tim i do povoljnih uslova za nastanak prolaznih kvarova.

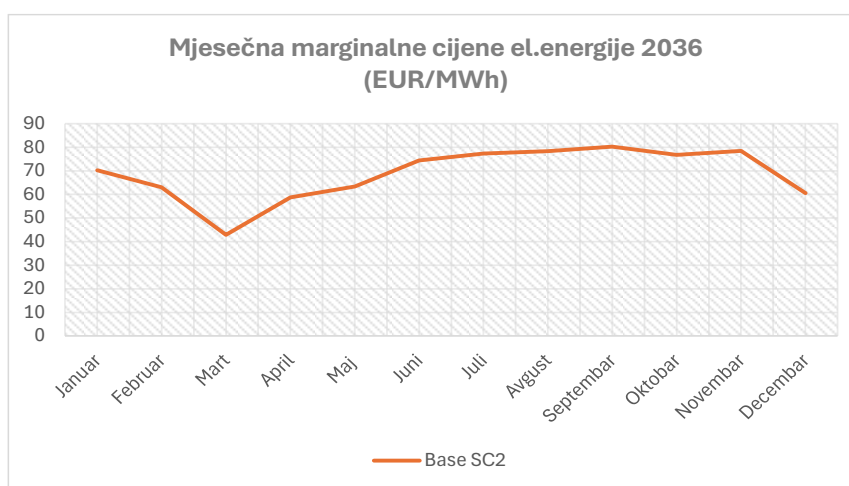
6.3 Analize za 2036. godinu

Rezultati tržišnih simulacija – 2036. godina

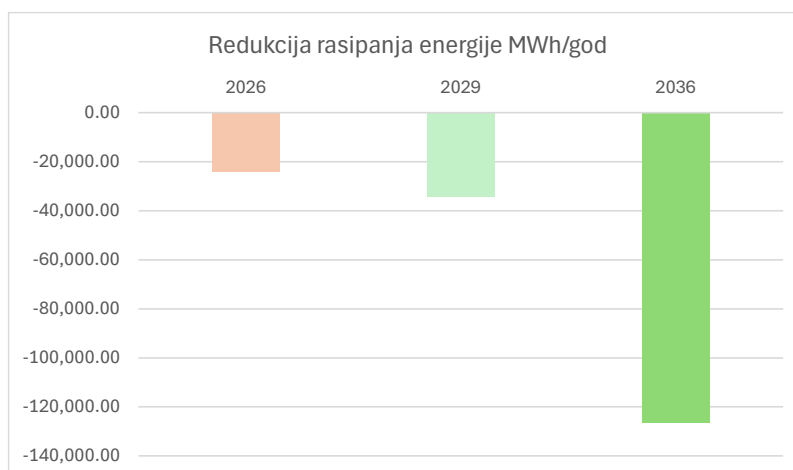
Slika 6-4 predstavlja osnovne rezultate tržišnih analiza za 2036. godinu. Prosječna godišnja marginalna cijena na tržištu Crne Gore se kreće između 43 i 80,24 €/MWh, sa prosječnom godišnjom cijenom of 68,75 €/MWh. Maksimalni očekivani tranzit (kao rezultat komercijalnih razmjena na granici) je oko 1500 MW/satu (uvoz i izvoz podrazumijevaju energiju koja je ušla/izašla iz sistema). Tržišni rezultati su korišćeni za pravljenje mrežnih modela regiona jugoistočne Evrope.

Slika 6-5 prikazuje poređenje uticaja izgradnje predložene infrastrukture u 2036. godini u odnosu na predviđeni nivo izgradnje za 2025. i 2029. godinu sa istim nivoom RES-a kao u završnoj godini Plana.

Uočava se da je sa visokim stepenom izgradnje obnovljivih potrebno predvidjeti i izgradnju prenosne infrastrukture koja bi omogućila plasman energije u susjedne sisteme, kao i nabavku iste u satima niske proizvodnje u EES Crne Gore.



Slika 6-4: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2036. godina



Slika 6-5: Smanjenje „prosipanja“ RES-a nakon izgradnje infrastrukture u 2036. godini

Analizom komercijalnih razmjena po granicama Crne Gore, može se zaključiti sljedeće:

- ✓ **Bosna i Hercegovina:** dominantan smjer razmjene iz BiH ka Crnoj Gori, koja u većoj mjeri potiče od izvoza BiH ka kabl i tržištu Italije, a u manjoj mjeri od sopstvenih uvoznih potreba Crne Gore, zbog porasta kapaciteta kabla u odnosu na 2029. godinu, porastao je i uvoz iz BiH i to za skoro 0.5 TWh.
- ✓ **Srbija:** dominantan smjer razmjene je ka Crnoj Gori.
- ✓ **Kosovo:** dominantan smjer razmjene je ka Crnoj Gori, koja kao i u slučaju BiH potiče od izvoza preko Crne Gore ka Italiji, a u manjoj mjeri zbog sopstvenih potreba Crne Gore. I pored promjene kapaciteta kabla, očekivani izvoz je na sličnom nivou kao i 2025. godine.
- ✓ **Italija:** dominantan smjer razmjene je ka Italiji, uzrokovan uvoznim potrebama i višim cijenama u Italiji u poređenju sa regionom jugoistočne Evrope. Porast izvoza preko kabla raste za oko 28%, tj. 2,5 TWh u odnosu na 2026. godinu. Ovo je omogućeno višim uvozom iz BiH cjenovne oblasti, manjim izvozom u Albaniju, ali i viškovima u proizvodnji Crne Gore u odnosu na domaće potrebe.
- ✓ **Albanija:** dominantan smjer razmjene je i dalje od Crne Gore ka Albaniji, kao posljedica izvoznog tranzita ka Grčkoj i Albaniji, i ovaj izvoz iznosi oko 446 GWh, jer veći dio električne energije zbog viših cijena odlazi ka Italiji. Ukoliko Grčka realizuje planove visoke implementacije solarne energije u ljetnim periodima je za očekivati da smijer bude ka Crnoj Gori, odnosno Centralnoj Evropi.

6.3.1 Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema

Na osnovu ulaznih podataka dobijenih od strane relevantnih institucija (prije svega EPCG) u narednom periodu se očekuju sljedeći proizvodni objekti (analizirani u tržišnim i mrežnim analizama):

- **HE Čehotina** – 185 MW
- **HE Kruševo 82 MW** – priključenje na 400 kV DV Sarajevo 20 (BA)- Brezna.
- **CHPP Bar** – 50/400 MW
- **CHPP KAP** – 150/200 MW
- **CHPP Pljevlja** – 200/400 MW

Potrebno je napomenuti da se predmetni Plan razvoja nije posebno bavio problematikom priključenja elektrana za koje nije urađena Studija (analiza mogućnosti) priključenja, pa je za njih mjesto i način priključenja usvojen na osnovu ranije prihvaćenih studija koje su se bavile tom problematikom ([15]).

Pored gore navedenih elektrana, tržišni i mržni model za 2036. godinu je uključio i elektrane za koje je CGES uradio studije (analize mogućnosti) priključenja, na osnovu primljenih zahtjeva od strane investitora. Spisak tih elektrana se nalazi u Aneksu 11.4.

Imajući u vidu lokacije elektrana za koje su tražena priključenja, predloženo je više priključnih tačaka, koje su određene u cilju smanjenja troškova priključenja i održavanja visokog nivoa sigurnosti EES Crne Gore.

Od distributivnih, modelovane su sljedeće TS:

- **TS 110/10 kV Bečići**– priključena po principu ulaz/izlaz na 110 kV DV Budva – Bar;
- **TS 110/35 kV Buljarica** – priključena po principu ulaz/izlaz na 110 kV DV Bečići – Bar;
- **TS 110/35 kV Podgorica 9** – po principu ulaz/izlaz na DV 110kV Podgorica 1 – Podgorica 2 (II vod);

U cilju priključenja velikog broja obnovljivih izvora, kao i plasmana energije iz istih, predložena su sljedeća pojačanja (izgradnja) prenosne infrastrukture:

- Izgradnja 400 kV DV Brezna-Pivska planina -Sarajevo sa TS 400/220 kV Pivska planina

- RP 400 kV Čevo i priključni 400 kV dalekovodi (3 x ulaz-izlaz)
- TS 220/110 kV Vilusi sa priključkom na mrežu
- Rekonstrukcija DV 110 kV Nikšić - Bileća
- TS 400/110 kV Trubjela sa priključkom na mrežu
- TS 400/110 kV Kolašin sa priključkom na mrežu
- Izgradnja 110 kV DV Vilusi - Herceg Novi
- Rekonstrukcija dalekovoda DV 110 kV Podgorica - EVP Trebješica – Andrijevića
- Rekonstrukcija i proširenje postrojenja 220/110 kV TS Perućica
- Izgradnja 110 kV DV Virpazar-Briska Gora-Ulcinj
- Izgradnja 110 kV veze Ulcinj-Velika Plaža-Velipoje sa TS 110/35 kV Velika Plaža
- Izgradnja TS 110/35 kV Kolašin (Drijenak) i izgradnja DV 110 kV Kolašin - Mateševo

Od ostalih elemenata koji su očekivani da budu u pogonu nakon 2036. godine, ali čija izgradnja bi trebala da krene do kraja planskog perioda, najvažniji su:

- Proširenje TS Podgorica 2 sa transformacijom 110/10 kV
- Izgradnja TS 110/x kV Bijela
- Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 6
- Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 8
- Izgradnja TS 110/35 kV Tuzi i veze 110 kV Tuzi - Golubovci
- Izgradnja TS 110/35 kV Golubovci i veze 110 kV Podgorica 5 - Golubovci – Virpazar
- Izgradnja TS 110/35 kV Rožaje i izgradnja DV 110 kV Rožaje – Tutin
- Rekonstrukcija DV 110 kV Bar – Budva – povećanje propusne moći
- Rekonstrukcija DV 110 kV Podgorica 2 - Virpazar – povećanje propusne moći
- Rekonstrukcija DV 110kV Bar -Možura - Ulcinj – povećanje propusne moći
- Izgradnja DV 400 kV Čevo - Brezna (vod II)
- Ugradnja šant reaktora u TS Ribarevine

Na osnovu svih prikupljenih podataka, napravljen je tržišni i mrežni model na kome su rađene analize dobiti i sigurnosti sistema za krajnju godinu planskog perioda. Na slici 11-13 su prikazani samo oni elementi čiji ulazak u pogon je predviđen očekivanom dinamikom do 2036. godine.

6.3.2 Analiza naponsko reaktivnih prilika

U periodu niskih opterećenja, kao i za 2029. godinu, viši naponi se uočavaju uglavnom u blizini proizvodnih objekata i u djelovima slabo opterećene mreže 220 i 400kV naponskog nivoa, što za posljedicu ima generisanje reaktivne energije i dodatno povećanje napona. Problem se prvenstveno uočava TS Lastva, TS Pljevlja i TS Ribarevine, kada su naponi iznad dozvoljenih vrijednosti na 400 kV naponskom nivou. Nakon završetka projekta ugradnje varijabilnog šant reaktora u TS Lastva, za očekivati je da naponi budu dovedeni u dozvoljene granice, ali to zavisi i od susjednih sistema i njihove regulacije napona.

Zavisno od realizacije RES i dinamike njihovog priključenja na prenosnu mrežu Crne Gore, biće potrebno uraditi posebnu studiju za ugradnju drugog reaktora. Problematika visokih napona u pomenutom regionu će svakako biti odrađena i kroz studiju priključenja novih izvora za one kandidate koji se prijave za priključenje nakon nabavke opreme, odnosno izrade glavnog projekta elektrane.

Generalno gledajući naponsko-reaktivnu problematiku, visoki naponi se uočavaju u svim 400 i 220 kV čvorištima prenosne mreže Crne Gore i Bosne i Hercegovine.

6.3.3 Analiza struja kratkih spojeva

Kao i za prethodna dva vremenska okvira, najveće očekivane vrijednosti struja kratkog spoja su u TS Podgorica 1 i TS Podgorica 2 i iznose:

2036

TS Podgorica 1: I_{3pks} - 31,331 A I_{1pks} - 35,914 A

TS Podgorica 2: I_{3pks} - 32,244 A I_{1pks} - 36,045 A

Imajući u vidu da je izvršena zamjena primarne opreme u TS Podgorica 2 (40 kA), to se navedena vrijednost struje kratkog spoja u TS Podgorica 2 ne smatra kritičnom.

Imajući u vidu sve prethodno navedeno, preporuka je da se u nekoj od detaljnih analiza predloži rješenje koje će ograničiti vrijednosti struja kratkih spojeva u cijeloj prenosnoj mreži.

Kao moguća rješenja, mogu se predložiti:

- sekcionisanje mreže na 110 kV naponskom nivou;
- ugradnja niskoomskih otpornosti u cilju smanjenja struja KS;
- zamjena opreme gdje je to moguće i isplativo;
- procjena vjerovatnoće dešavanja kvara u trenutku angažovanja svih (ili velikog broja) proizvodnih jedinica u Crnoj Gori i okruženju.

Detaljne vrijednosti struja kratkih spojeva su prikazane u Prilogu 11.2 .

6.3.4 Analiza dinamičke stabilnosti sistema

Uvažavajući činjenicu da trenutno ne postoje pouzdani modeli sistema jugoistočne Evrope za dinamičke analize, u okviru ovog poglavlja je dat samo kvalitativan osvrt na očekivane parametre tranzijentne stabilnosti.

Imajući u vidu da se u periodu od 2029. godine do 2036. godine očekuje ulazak u pogon novih interkonekcija ka Bosni i Hercegovini i Srbiji, realno je očekivati da će vrijednosti dinamičkih pokazatelja stabilnosti elektroenergetskog sistema Crne Gore biti veći nego u 2029. godini. U prilog ovoj tvrdnji ide i činjenica da se svi konvencionalni izvori u EES Crne Gore, južnom dijelu Bosne i Hercegovine i EES Albanije (prevashodno sve hidroelektrane koje su u pogonu 2029. godine), nalaze u pogonu i u 2036. godini, što znatno utiče na brže otklanjanje kvara na elementu koji je pogođen istim.

Najniže vrijednosti kritičnih vremena isključenja kvara dobijaju za slučajeve kvarova na granama koje se stiču na sabirnicama na koje su priključeni i agregati elektrana, i to za kvarove na strani elektrane. Najkritičnije vrijednosti se dobijaju za kvarove na vodovima 220 kV koji se stiču u TS Pljevlja 2, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 250 ms u 2029. godini, pri čemu se u 2036. mogu očekivati veće vrijednosti, zbog nove interkonekcije ka Bosni i Hercegovini i Srbiji, dakle manje kritične vrijednosti.

Za kvarove na vodovima 110 kV, koji se stiču u HE Perućica, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 220 ms u 2036. godini se može očekivati da u najgorem slučaju vrijednosti ostanu na istom nivou.

6.3.5 Analiza gubitaka električne energije

Analiza gubitaka je obrađena kroz analizu i poređenje gubitaka u 2036. godini na analiziranim režimima (zimski i ljetni maksimum), u odnosu na proračunate gubitke u 2029. godini. Potrebno je napomenuti da porast potrošnje obuhvata i ulazak u pogon turističkih kompleksa Luštica, Porto Montenegro, Autoput i slično. Prognoza porasta vršnog opterećenja transformatorskih stanica (izuzimajući „direktne potrošače“) se kreće oko 1.5% na godišnjem nivou.

U sljedećoj tabeli su prikazani gubici u 2036. godini izračunati na analiziranim režimima.

Tabela 6-8: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2036. godina⁸

Ljeto 2036.					Zima 2036.				
Proizvodnja	Potrošnja	Izvoz	Gubici*		Proizvodnja	Potrošnja	Izvoz	Gubici*	
MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	%
3594	616	3198	64	1.73%	992	664	2658	43	1.32%

* računato u odnosu na ukupnu raspoloživu snagu u sistemu

Ukupni gubici u EES Crne Gore iznose oko 43 MW za zimski i 64 MW za ljetni režim, što iznosi 1,32 i 1,73.5%, u odnosu na ukupnu raspoloživu energiju u sistemu Crne Gore, respektivno.

Poredeći sa gubicima iz 2029. godine, gubici se nalaze na približno istom nivou, a kao za slučaj tranzita snage na kablju od 600 MW, i ovdje će gubici uzrokovani povećanjem tranzita na 1200 MW, biti kompenzovani preko ITC mehanizma u okviru ENTSO-E obračuna troškova za pokrivanje gubitaka (Inter TSO Compensation Mechanism) i neće uticati na povećanje troškova rada CGES-a.

Proračun gubitaka na osnovu 8760 satnih modela za 2036. godinu je pokazao da se može očekivati značajan porast gubitaka u odnosu na 2029. godinu, kao posljedica više faktora od kojih su najznačajniji ulazak druge žile HVDC-a i velikog broj proizvodnih objekata. U svakom slučaju svi gubici koji su uzrokovani međunarodnim isporukama električne energije se nadoknađuju iz posebnog fonda (ENTSO- E „ITC mehanizma“)

6.3.6 Analiza prenosne moći i zagušenja

Analize sigurnosti su rađene za razvoj prenosne mreže za visok stepen priključenja obnovljivih izvora i sa svim potrebnim pojačanjima kako bi se omogućilo njihovo priključenje.

Od svih prijavljenih pojačanja u 2036. godini, za potrebe priključenja obnovljivih najvažniji su:

1. Rekonstrukcija 220 kV dalekovoda Trebinje (BA) – Perućica – Podgorica – Koplík (AL) i zamjena užeta sa većim kapacitetom
2. TS 400/110/35 kV Brezna – ulazak u pogon 2028. godine (priključenje snage od oko 320 MW)
3. DV 400 kV Pljevlja – B.Bašta (RS) ulazak u pogon 2028. godine (priključenje dodatne snage od oko 350 MW)⁹

⁸ Troškovi gubitaka nastalih prekograničnim tranzitima se nadoknađuju iz ITC mehanizma.

⁹ U baznoj topologiji radi pod 220 kV

4. RP Čevo – ulazak u pogon 2027. godine (priklučenje snage oko 1100 MW)
5. 220/110 kV TS Vilusi – ulazak u pogon 2028. godine (priklučenje snage oko 200 MW)
6. 400/110 kV TS Trubjela – ulazak u pogon u 2029. godine (priklučenje snage oko 330 MW)

Kod analize "N-1" sigurnosti za zimski i ljetni režim se uočavaju preopterećenja preko 100% dva elementa u prenosnoj mreži EES Crne Gore. U pitanju su DV 110kV Trebinje (BA) - Herceg Novi i Herceg Novi - Tivat, prilikom ispada 400kV dalekovoda Trebinje (BA) - Lastva.

Problem pomenutog preopterećenja posljedica je rada ovih dalekovoda u paraleli, tj. 110 kV veze Lastva - Tivat - Herceg Novi - Trebinje (BA) i 400 kV veze Lastva - Trebinje (BA) i rješava se promjenom uklopnog stanja u mreži 110 kV.

Istovremeno, visok nivo opterećenja DV 400 kV iz ili ka pravcu Trebinja doprinosi tome, da se dobar dio energije, u slučaju njegovog ispada, „prelije“ na 110 kV mrežu i dovede do preopterećenja iz pravca Trebinja.

Za ostatak CGES mreže se može konstatovati da zadovoljava sigurnosne kriterijume predviđene Pravilima za funkcionisanje sistema CGES [3], uz uslov da se do 2036. godine realizuju sva predložena rješenja u prethodnom periodu.

Kao rješenje uočenih problema, predlažu se sljedeće rekonstrukcije, operativne mjere i izgradnja prenosnih elemenata (Tabela 6-9) do 2036 godine.

Tabela 6-9: Analiza pojačanja i otklanjanje uočenih nesigurnosti u prenosnoj mreži Crne Gore

2036. godina				
Ispad elementa/ problem u mreži	Preopterećen element	Opterećenje [%]	Mjera za rasterećenje	Razvojna mjera
Uvoz iz Italije na HVDC 1200 MW (Bazni slučaj) ¹⁰	DV 220 kV Pljevlja – B.Bašta (RS) ¹¹	267	Spuštanje snage razmjene na HVDC	400 kV Brezna – Sarajevo 20 (BA), pored podizanja DV 220 kV Pljevlja – B.Bašta (RS) na 400 kV
DV 110 kV Ulcinj-Virpazar	DV 110 kV Možura-Ulcinj	110	Redukcija konzuma	Izgradnja 110 kV interkonekcije (245 MVA) ka Albaniji
400 kV Trebinje (BA) - Lastva (ME)	Herceg Novi (ME) - Trebinje (BA) Herceg Novi – Tivat	110		Izgradnja DV 110 kV Vilusi – Herceg Novi Novi

Od navedenih projekata, a u cilju spajanja tržišta električne energije i priklučenje obnovljivih izvora, se izdvajaju dvije nove potencijalne interkonektivne veze, ka Bosni i Hercegovini i Albaniji:

- Izgradnja 400 kV DV Brezna-Pivska planina -Sarajevo sa TS 400/220 kV Pivska planina
- Izgradnja 110 kV interkonekcije (245 MVA) ka Albaniji

Stepen realizacije novih interkonekcija ka susjednim sistemima zavisi od mogućnosti da se realizuju u datom trenutku i time omoguće povećanje razmjena električne energije preko elektroenergetskog sistema Crne Gore, prvenstveno za potrebe uvoza/izvoza, ali i u cilju spajanja tržišta električne energije

¹⁰ U skladu sa ENTSO-E TYNDP 2024, ulazak u pogon drugog pola HVDC ME-IT je pomjeren iza 2027. godine.

¹¹ Planirano u prethodnim planovima i međunarodnim studijama da se završi do 2028. godine

regiona jugoistočne Evrope, omogućavajući povećanje benefita potrošačima i proizvođačima električne energije.

Veza od Crne Gore ka Srbiji zavisi od tempa izgradnje i rekonstrukcije postojeće infrastrukture u zapadnom dijelu Srbije, odnosno da se izgradi više stotina kilometara nove 400 kV mreže u narednih 5 godina, što je predviđeno Planom razvoja EMS-a (operator prenosne mreže Srbije).

Prema posljednjim informacijama, Elektromreža Srbije je započeo aktivnosti na realizaciji Sekcije IV Transbalkanskog koridora, ali je za njegovu realizaciju potrebno prije toga završiti Sekciju III 400 kV Obrenovac (RS) – B.Bašta (RS).

Sa druge strane, na teritoriji Crne Gore izgrađena je značajna nova infrastruktura, koja je spremna za eksploataciju u punom obimu i spajanje ka susjednim sistemima, prvenstveno u cilju realizacije Sekcije IV Transbalkanskog koridora, odnosno veze ka Srbiji.

Druga 400 kV interkonekcija iz sistema Crne Gore i Bosne i Hercegovine bi omogućila eliminaciju zagušenja na granici sa BiH (uslovno i ka Srbiji zbog električne povezanosti ta tri sistema). Ovakav režim rada trebao bi dodatno da podstakne puno iskorišćenje energetske potencijala Crne Gore, Bosne i Hercegovine, ali i ostalih susjednih sistema za koje jaka veza sa italijanskim tržištem električne energije treba da ponudi pouzdan investicioni signal i garanciju isplativosti ulaganja u proizvodnju električne energije.

Položaj Albanije i Crne Gore u jugoistočnoj Evropi pruža povoljne uslove da djeluje kao region „kanalisanja električne energije“ (od Italije/Crne Gore do Centralne Evrope i obrnuto), što iziskuje nove zahtjeve za izgradnjom stabilne i sigurne prenosne mreže.

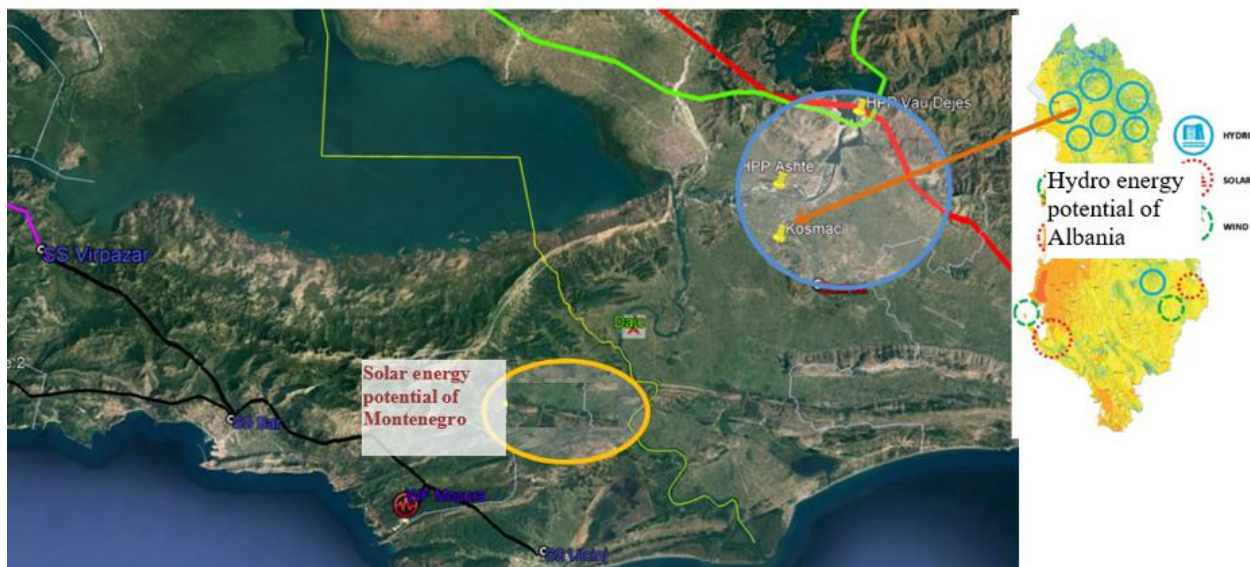
Dalji razvoj regionalnog tržišta električne energije Jugoistočne Evrope (SEE) u skladu sa Ugovorom o Energetskoj zajednici i očekivano otvaranje lokalnih tržišta električne energije u obje zemlje, uz neophodnost ispunjenja ciljeva EK u vezi sa implementacijom OIE u regionu Crne Gore (ME) i Albanije (AL), a što dalje implicira potrebu za daljim jačanjem internih i interkonektivnih veza.

Geografske karakteristike Crne Gore i Albanije, te energetska politika diversifikacije konvencionalnih izvora električne energije i revidirani pravni okviri obje države, otvorili su put izgradnji i priključenju sve većeg broja elektrana na obnovljive izvore energije (vjetar i fotonaponska energija).

Brojni su novi privatni investitori koji su izrazili interes za implementaciju novih projekata OIE u blizini granice između ove dvije zemlje, što će dodatno dovesti do povećanja opterećenja mreže u regionu Ulcinja.

Geografski prikaz regiona od interesa je dat na slici 6.4.

Projekat podrazumijeva izgradnju nove 110 kV veze između Crne Gore i Albanije (kapaciteta 245 MVA), uključujući izgradnju potrebnih trafostanica 110/x kV Kosmac (AL) i TS Velika plaža. Šema je prikazana na sljedećoj slici:



Slika 6-6: Geografski prikaz regiona između Crne Gore i Albanije sa kapacitetima OIE

Imajući u vidu sljedeće činjenice:

- Prosječna starost 220 kV dalekovoda i transformatora 220/110 kV će u 2036. godini iznositi 67 godina;
- Pouzdanost 220 kV prenosnog sistema je već sada značajno smanjena;
- Paralelan rad 400 i 220 kV mreže koje povezuju praktično iste djelove sistema i koji predstavljaju ograničenja prilikom tranzita energije preko prenosnog sistema Crne Gore smanjujući prekogranične prenosne kapacitete;
- Skoro izvjesno podizanje 220 kV mreže u zapadnoj Srbiji na 400 kV naponski nivo (prethodni planovi su predviđali do 2030. godine, ali to više nije realno i za sada se posebno ne obrađuje u EMS-ovim planovima).

Potrebno je dati preporuke i smjernice budućnosti dijela 220 kV mreže u Crnoj Gori, odnosno odgovoriti na pitanje da li se i kako može izvršiti eventualno napuštanje 220 kV mreže. Čitava problematika eventualnog napuštanja 220 kV mreže je veoma složena i zahtijeva detaljne analize različitih karakterističnih stanja mreže kako bi se uočili eventualni problemi koji mogu nastati. Postepeno napuštanje 220 kV naponskog nivoa obavilo bi se po fazama u skladu sa dinamikom mogućnosti isključenja i prestanka rada 220 kV interkonektivnih dalekovoda (dogovor sa susjednim operatorima prenosnog sistema), kao i dinamikom izgradnje pojedinih elemenata prenosnog sistema što je od presudnog uticaja na realizaciju čitavog projekta.

Čitav projekat zahtijeva mnogo širu analizu, ali je potrebno naglasiti da u karakterističnim režimima za 2036. godinu nijesu uočeni veći problemi u mreži u slučaju ovako opisanog napuštanja 220 kV mreže osim pomenutih pojačanja u 110 kV mreži na pravcu Bijelo Polje - Mojkovac u slučaju da se ne izgradi još jedan 400 kV dalekovod na ovom pravcu koji bi povezao TS Pljevlja ka Srbiji i TS Podgorica 1 ka Albaniji.

Imajući u vidu da CGES kroz svoj plan predviđa povećanje kapaciteta na 220 kV potezu od Trebinja (BiH) ka Albaniji, kao i nabavku 220/110 kV transformatora u Perućici, to se nameće neophodnost procjene potrebe i načina napuštanja 220 kV naponskog nivoa kroz posebne studije i analize.

Perspektiva izgradnje novih interkonektivnih veza ka Bosni i Hercegovini i Albaniji (u svjetlu pojačanja veza ka susjednim sistemima).

- ✓ Nova 400kV interkonekcija Crna Gora – Albanija. Naime, prema planu razvoja prenosnog sistema, nakon 2030. godine, OST planira izgradnju 400/220kV transformacije koja bi se vezala na dalekovod 400 kV Podgorica-Tirana, na dionici između Tirane i Vau Dejese (i to u TS Koman, 21 km od Vau Dejese). Na osnovu ograničenih informacija vezanih za aktuelnu inicijativu, može se analizirati sljedeće: da se 220 kV dalekovod Podgorica-Koplik-Vau Dejes ukloni, a da se umjesto njega izgradi novi 400kV dalekovod koji bi išao u TS Podgorica 2, ili neka slična kombinacija.
- ✓ Nova 400kV interkonekcija Crna Gora – Bosna i Hercegovina. Uzimajući u obzir da su studije urađene u prethodnih nekoliko godina pokazale da je očekivani pravac uvoza energije u Crnu Goru iz Bosne i Hercegovine, pošto je taj sistem prvi susjedni sistem sa očekivanim viškovima energije već od 2026. godine, logično je bilo pretpostaviti da će upravo njihov višak snage biti plasiran u Crnu Goru prema HVDC kابلu. Jedan od predloga za analizu je novi interkonektivni dalekovod koji bi povezao neko od postojećih 400kV razvodnih postrojenja, ili buduće razvodno postrojenje 400 kV Brezna, u Crnoj Gori, sa susjednom priključnom tačkom 400 kV (postojećom ili planiranom) u BiH, pri čemu je najlogičnije da to bude TS Sarajevo 20 (BiH). Uklapanje ovog dalekovoda bi zahtijevalo demontažu 220 kV dionice dalekovoda Piva – Sarajevo 20 i upotrebu 400 kV dionice od lokacije gdje je u BiH ranije bila predviđena izgradnja HE Buk Bijela.
- ✓ Nova interkonekcija ka Srbiji, nastala kao proces rasijecanja postojećeg 220 kV dalekovoda Mojkovac- Pljevlja i njegovo uvođenje u TS Bistrica (Srbija). Razlog promjene topologije bi bio opravdan činjenicom otežanog održavanja voda koji prolazi kroz teritoriju druge države. Ujedno bi se dobio i dodatni kapacitet između dvije oblasti (povećanje NTC-a).

6.3.7 Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije

Kada su u pitanju pokazatelji kvaliteta isporuke električne energije do 2036. godine, očekuje se znatno smanjenje broja kao posljedica rekonstrukcije, revitalizacije i izgradnje određenog broja prenosnih kapaciteta, prije svega:

- Izgradnja 110 kV DV Vilusi - Herceg Novi,
- Izgradnja TS 110/10 kV Bečići,
- Izgradnja TS 110/35 kV Buljarica,
- Izgradnja TS 110/35 kV Rožaje,
- Izgradnja TS 110/35 kV Kolašin
- Izgradnja 110 kV DV Virpazar - Briska Gora – Ulcinj,
- Izgradnja niza transformatorskih stanica u području Podgorice i primorskog dijela Crne Gore.

Uvažavajući prethodno nabrojana pojačanja i rekonstrukcije, procjenjuje se da će se značajnije smanjiti broj ispada i neraspoloživosti pojedinih elemenata prenosne mreže (uz povećanje kvaliteta isporuke), u prvom redu:

- TS Brezna,
- TS Podgorica 3,
- TS Podgorica 5,
- TS Kličevo.

Za 2036. godinu, očekivane vrijednosti AIT-a (uzevši u obzir iskustva sa postojećim TS koje su ili dvostrano napajane, ili rekonstruisane) su predstavljene na sljedećem dijagramu:



Slika 6-7: Prosječno trajanje prekida 2036. godina

Naravno, ovdje se treba ograditi od procjena o stanju mreže za 10 godina i eventualnim neplaniranim i iznenadnim kvarovima nastalih uzrokom koji je van kontrole službe za održavanje CGES-a.

7 Neophodne investicije u planskom periodu

7.1 Pregled neophodnih novih elemenata sistema i intervencije na postojećim elementima

Investicioni plan CGES-a za period 2027-2029. god. sadrži značajne projekte razvoja prenosnog sistema električne energije, usmjerene na obezbjeđenje sigurnije, pouzdanije i kvalitetnije usluge prenosa električne energije, kao i na obezbjeđenje uslova za priključenje novih proizvodnih objekata.

U skladu sa članom 10 Pravila za planiranje, investicije koje su prikazane u Investicionom planu 2027-2029. god. se mogu podijeliti na investicije koji se odnose na izgradnju nove ili intervencije na postojećoj elektroprenosnoj infrastrukturi, zatim investicije koje se odnose na telekomunikacionu i upravljačku infrastrukturu, investicije koje su posljedica potrebe za zamjenom elemenata čiji je eksploatacioni vijek ugrozio siguran pogon istih, investicije koje spadaju u takozvane „Smart grid“ projekte čiji je cilj optimalan rad prenosnog sistema, kao i investicije koje se realizuju od strane drugih investitora, a za koje je urađen program otkupa infrastrukture i investicije iz grupe „ostalo“ koje doprinose unapređenju osnovne djelatnosti CGES-a. Takođe, u skladu sa članom 10 Pravila za planiranje predmetni investicioni plan sadrži sredstva namijenjena za realizaciju investicija koje nije moguće predvidjeti u godini podnošenja zahtjeva za davanje saglasnosti na investicioni plan, odnosno za čiju realizaciju se može javiti potreba tokom planskog perioda usljed nepredviđenih okolnosti (Contingency plan).

Dio investicija u okviru ovog Plana je već sadržan u prethodnim planovima CGES-a i odlukama Agencije. U Tabeli 7-1 je data lista neophodnih investicija u planskom periodu do 2036. godine.

Tabela 7-1: Pregled neophodnih novih elemenata prenosne mreže i intervencije na postojećim u planskom periodu 2027-2036. godina

INVESTICIJE ČIJI JE POČETAK REALIZACIJE PLANIRAN U TOKU PERIODA NA KOJI SE PLAN ODNOSI ILI ČIJA JE REALIZACIJA ZAPOČETA PRIJE PLANSKOG PERIODA			
REDNI BROJ	ID BROJ	NAZIV INVESTICIJE	NOVI ELEMENTI Ili INTERVENCIJE NA POSTOJEĆIM ELEMENTIMA
1	IPI009	Izgradnja 400 kV DV Pljevlja2 - B.Bašta - Višegrad	Novi element
2	IPI019	Izgradnja TS 400/110/35 kV Brezna – II faza	Novi element
3	IPI017	Izgradnja 110 kV DV Lastva - Kotor	Novi element
4	IPR009	Rekonstrukcija DV 110 kV Budva - Lastva	Intervencija na postojećem elementu
5	IPI061	Izgradnja 400 kV DV Brezna- Pivska planina - Sarajevo sa TS 400/220 kV Pivska planina	Novi element
6	IPI062	Izgradnja 110 kV veze Ulcinj- Velika Plaža- Velipoje sa TS 110/35 kV Velika Plaža	Novi element
7	IPR115	Rekonstrukcija i proširenje postrojenja 220/110 kV TS Perućica	Intervencija na postojećem elementu

8	IPR072	Rekonstrukcija DV 110 kV Nikšić – Bileća	Intervencija na postojećem elementu
9	IPI015	Izgradnja 110 kV DV Virpazar - Ulcinj	Novi element
10	IPR109	Rekonstrukcija DV 110 kV Podgorica 1 - EVP Trebješica - Andrijevica	Intervencija na postojećem elementu
11	IPR110	Povećanje propusne moći DV 220 kV Trebinje (BiH) – Perućica – Podgorica - Koplík (AL)	Intervencija na postojećem elementu
12	IPI030	Izgradnja TS 110/35 kV Luštica sa priključkom na 110 kV mrežu	Novi element
13	IPI060	Izgradnja TS 110/10 kV Bečići	Novi element
14	IPI055	Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 7 i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	Novi element
15	IPI056	Izgradnja TS 110/35 kV Buljarica i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	Novi element
16	IPI070	Izgradnja TS 110/x kV Podgorica 9 sa priključenjem na 110 kV mrežu	Novi element
17	IPI016	Izgradnja 110 kV DV Vilusi - Herceg Novi	Novi element
18	IPR116	Nabavka energetskih transformatora	Novi element
19	IPR118	Revitalizacija 110 kV dalekovoda	Intervencija na postojećem elementu
20	IPR125	Proširenje TS Podgorica 2 sa transformacijom 110/10 kV	Intervencija na postojećem elementu
21	IPI014	Izgradnja TS 110/35 kV Kolašin (Drijenak) i izgradnja DV 110 kV Kolašin - Mateševo	Novi element
22	IPI071	Izgradnja TS 110/x kV Bijela i priključenje na prenosnu mrežu	Novi element
23	IPI072	Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 6 i priključenje na prenosnu mrežu	Novi element
24	IPI073	Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 8 i priključenje na prenosnu mrežu	Novi element
25	IPI075	Izgradnja TS 110/35 kV Golubovci i veze 110 kV Podgorica 5 – Golubovci - Virpazar	Novi element
26	IPI074	Izgradnja TS 110/35 kV Tuzi i veze 110 kV Tuzi - Golubovci	Novi element
27	IPI077	Izgradnja TS 110/35 kV Rožaje i izgradnja DV 110 kV Rožaje – Tutin	Novi element

28	IPR126	Rekonstrukcija DV 110kV Bar -Možura - Ulcinj – povećanje propusne moći	Intervencija na postojećem elementu
29	IPR127	Rekonstrukcija DV 110 kV Bar – Budva – povećanje propusne moći	Intervencija na postojećem elementu
30	IPR128	Rekonstrukcija DV 110 kV Podgorica 2 - Virpazar – povećanje propusne moći	Intervencija na postojećem elementu
31	IPI078	Izgradnja DV 400 kV Čevo - Brezna (vod II)	Novi element
32	IPR132	Povećanje prekograničnih prenosnih kapaciteta između Crne Gore i Srbije - uvođenje 220 kV voda Mojkovac - Pljevlja u TS Bistrica (SR)	Intervencija na postojećem elementu
33	IPI076	Ugradnja varijabilnog šant reaktora u TS Ribarevine	Novi element

7.2 Pregled nepotrebnih intervencija na postojećim elementima u toku planskog perioda

Predviđenim novim projektom izgradnja TS 110/10 kV Bečići kao i ugradnjom sabirničkog prekidača u TS Budva kao brzog rješenja (završeno), stvoreni su preduslovi za odustajanje od skupe investicije rekonstrukcija sabirnica 110 kV u Budvi (GIS tehnologija) koja je bila viđena prethodnim planovima.

Tabela 7-2: Pregled investicija na postojećim elementima koje se odlažu

R.B.	Naziv investicije koja se odnosi na intervencije na postojećim elementima koja se odlaže	Naziv investicije zbog koje se intervencije na postojećim elementima odlažu
1	Rekonstrukcija sabirnica u TS 110/35 kV Budva	Izgradnja TS 110/10 kV Bečići

7.3 Pregled ostalih potreba za ulaganjem u prenosni sistem električne energije

Sve investicije koje nijesu tretirane potpoglavljima 7.1 i 7.2, a koje su viđene u Investicionom planu za period 2027-2029. godina se mogu svrstati u jednu od sljedećih kategorija: upravljačka infrastruktura, telekomunikaciona infrastruktura, „smart grid“ projekti odnosno pametne mreže čiji je cilj optimalan rad prenosnog sistema, investicije koje se realizuju od strane drugih investitora, a za koje je urađen program otkupa infrastrukture, kao i investicije u grupi „ostalo“ koji doprinose unapređenju osnovne djelatnosti CGES-a.

Za realizaciju investicija koje nije bilo moguće predvidjeti u momentu izrade plana 2027-2029. tj. za nepredviđene intervencije u predmetnom periodu predviđena su određena sredstva, tako da se uz

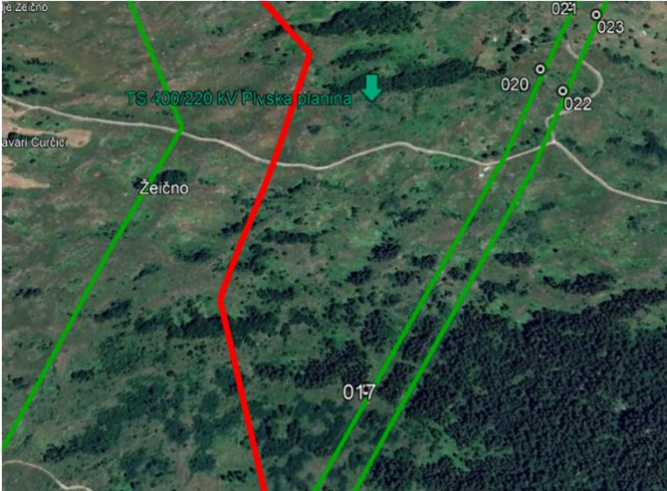
prethodno navedeno može govoriti i o kategoriji nepredviđenih investicija koje po svojoj prirodi takođe predstavljaju ulaganja u prenosni sistem.

8 Tehno-ekonomske analize

8.1 Izgradnja novih elemenata prenosnog sistema ili intervencije na postojećim elementima prenosnog sistema kojima se mijenja nominalna snaga

U nastavku su date tehno-ekonomske analize za izgradnju novih elemenata prenosnog sistema ili intervencije na postojećim elementima prenosnog sistema kojima se mijenja nominalna snaga i/ili prekogranični prenosni kapacitet.

Izgradnja 400 kV DV Brezna-Pivska planina - Sarajevo sa TS 400/220 kV Pivska planina

NAZIV INVESTICIJE	GEOGRAFSKI PRIKAZ
<p><i>Izgradnja 400 kV DV Brezna-Pivska planina - Sarajevo sa TS 400/220 kV Pivska planina</i></p>	
<p>IDENTIFIKACIONI BROJ INVESTICIJE</p>	
<p>IPI061</p>	
<p>OPIS TEHNIČKOG RJEŠENJA [preporučuje se da bude do 200 riječi]</p>	
<p><i>Na teritoriji Crne Gore izgrađena je značajna nova infrastruktura, koja je spremna za eksploataciju u punom obimu i spajanje ka susjednim sistemima, prvenstveno u cilju realizacije Sekcije IV Transbalkanskog koridora.</i></p> <p><i>Nova 400 kV interkonekcija iz sistema Crne Gore i Bosne i Hercegovine bi omogućila eliminaciju zagušenja na granici sa BiH (uslovno i ka Srbiji, zbog električne povezanosti ta tri sistema). Ovakav režim rada trebao bi dodatno da podstakne puno iskorišćenje energetske potencijala Crne Gore, Bosne i Hercegovine, ali i ostalih susjednih sistema za koje jaka veza sa italijanskim tržištem električne energije treba da ponudi pouzdan investicioni signal i garanciju isplativosti ulaganja u proizvodnju električne energije.</i></p> <p><i>Projekat obuhvata izgradnju sljedećih sekcija:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>DV 400 kV Brezna (ME) – Pivska planina (ME) – Sarajevo 20 (BiH)</i> 	

<ul style="list-style-type: none"> • TS 400/220 kV Pivska planina • DV 220 kV Pivska planina – HE Piva. <p>Cilj projekta je unapređenje prenosne mreže u sjeverozapadnom regionu Crne Gore kako bi se poboljšala stabilnost mreže, omogućilo povezivanje OIE i nadogradnja interkonekcije sa BiH. Projekat će podržati prekograničnu trgovinu električnom energijom, stvarajući povoljno okruženje za razvoj projekata iz OIE u regionu.</p> <p>Nova veza između Crne Gore i Bosne i Hercegovine dodatno će eliminisati mogućnost zagušenja na ovoj granici, održavajući otvoreni pristup većem tržištu električne energije u regionu i sa EU. Projekat će takođe direktno smanjiti gubitke na mreži i obezbijediti vezu sa budućom hidroelektranom Kruševo i poboljšati vezu sa HE Piva.</p>	
<input checked="" type="checkbox"/> Projekat <input type="checkbox"/> Program	
<p>(pojasniti zašto je Program – preporučuje se da bude do 200 riječi)</p>	
<p>CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČIJEM OSTVARENJU INVESTICIJA DOPRINOSI</p>	
<p>Cilj 1 – Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu</p> <p>Cilj 2 – Sigurnost nacionalnog sistema</p> <p>Cilj 3 - Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu</p> <p>Cilj 5 – Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti</p>	
<p>KORISTI</p>	
<p>K1 Društveno-ekonomska dobrobit [€/godina]</p>	<p>4.200.000,00</p>
<p>K1.1 Ušteda troškova energenata [€/godina]</p>	<p>1,650,000€ Smanjeno korišćenje energenata (TE Pljevlja) tako što se u pojedinim satima, kada je cijena električne energije na tržištu veća u Evropi, energija uvozi, a proizvodnja termo jedinice Pljevlja se smanjuje Benefit je sadržan u SEW</p>
<p>K1.2 Ušteda troškova emisije gasova [€/godina]</p>	<p>2,550,000€ Na osnovu smanjenja angažovanja termo jedinice, smanjuje se i emisija CO2</p>

	Sadržano u SEW
K2 Promjene u emisiji CO₂ [t/godina] i [€/godina]	26.600,00 t/godini 718.200,00 €/godini Ovaj faktor je procijenjen na osnovu EU iskustava, jer se ne odnosi na CO ₂ emisiju iz K1, nego se odnosi na razliku cijena CO ₂ emisije i ETS cijene (u EU 78-81€/t CO ₂ početkom oktobra 2025). Obzirom da je korišćena cijena 105€/t za CO ₂ , razlika je 24-27€/t
K3 Integracija OIE [MW] ili [MWh/godina]	650 MW
K4 Emisija ne-CO₂ [t/godina]	Nox CO Sox 123 24 436
K5 Gubici u mreži [MWh/godina]	7.700,00
K6 Adekvatnost [MWh/godina]	Nema uticaja
K7 Fleksibilnost	
K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]	4
K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Trenutno je tehnički neizvodljivo izmjeriti uticaj, ali se očekuje da ima uticaj nakon donošenja posebnih zakona i razrade metodologije u okviru ENTSO-E. Ovaj pokazatelj se odnosi na povećanje obima razmjene energije za balansiranje preko međuzonskih granica. Nemogućnost definisanja jedinstvene i univerzalne metodologije proističe iz velikog broja varijabli koje su povezane sa ovim pokazateljem, pa ni u ENTSO-E TYNDP 2024 nije obrađena.
K8 Stabilnost	
K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]	Tranzijentna stabilnost (+ +), Naponska stabilnost (+ +), Frekventna stabilnost (0) Generalno gledajući projekat ima uticaj na povećanje benefita poboljšanja tranzijentne stabilnosti u smislu sposobnosti sistema da ostane sinhronizovan i stabilan nakon velikih, naglih poremećaja. Što je veći broj prenosnih elemenata, sistem se može smatrati stabilnijim kod većih poremećaja. Kod naponske stabilnosti, omogućava stabilne naponske prilike u TS Brezna.
K8.2 Stabilnost frekvencije [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja Stabilnost frekvencije definiše se kao sposobnost elektroenergetskog sistema da održava stabilnu frekvenciju unutar nominalnog opsega, kako u uslovima stalnih odstupanja između proizvodnje i potrošnje, tako i nakon ozbiljnih sistemskih poremećaja koji dovode do značajne neuravnoteženosti između proizvodnje i potrošnje. U skladu sa ovom definicijom, generalno se ne očekuje da će, čak i u budućim scenarijima, stabilnost frekvencije predstavljati ozbiljan problem tokom uobičajenih poremećaja, već prije

	tokom teških događaja, kao što su razdvajanja sistema, naročito u situacijama sa visokim tokovima snage u AC sistemu i niskom inercijom.
K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaj Ovaj indikator nije definisan mrežnim pravilima kroz systemske usluge, odnosno ne postoji metodologija za naplatu ovih usluga. Projekat može uticati na restauraciju sistema Crne Gore u slučaju totalnog raspada sistema, ali je, imajući u vidu dobru povezanost sistema Crne Gore, takav scenario malo vjerovatan. Takođe, tačka sistema Bosne i Hercegovine - Sarajevo 20 nema proizvodnih kapaciteta koji bi pružili naponsku stabilnost kod ponovne obnove sistema.
K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja Tipično, ove usluge se ugovaraju ili nameću od strane operatora prenosnog sistema, u određenom minimalnom obimu, na tačno određenim lokacijama u mreži, koristeći postojeće fleksibilne jedinice na tržištu, kako bi se obezbijedilo da kvalitet napona ostane u granicama neophodnim za sigurnost sistema. Alternativno, ove usluge se mogu obezbijediti i investicijama u pasivne elemente (kondenzatori/reaktori) ili aktivne elemente (elektronski uređaji kao što su STATCOM sistemi), što nije slučaj sa ovim projektom.
K9 Izbjegavanje/odlaganje intervencija na postojećim elementima [€]	Nema uticaja
K10 Promjena potreba za redispečiranjem [€/godina]	Nema uticaja
K11 Robusnost [redna skala]	5
TROŠKOVI	
T1 CAPEX [€]	70.065.000,00
T2 OPEX [€/godina]	1.050.975,00 (U skladu sa opšte prihvaćenom metodologijom CIGRE, očekivani troškovi održavanja rastu po "S" krivoj od 0.7% investicionih troškova na početku životnog vijeka objekta do 2.2% investicionih troškova na presječnom vremenskom intervalu od 25 godina eksploatacije objekta. U skladu sa navedenim, za vrijednost opexa je uzeta uprosječena vrijednost operativnih troškova od 1.5% investicione vrijednosti objekta)

Poređenje varijanti za planiranu vezu sa Bosnom i Hercegovinom:

NAZIV INVESTICIJE	<i>Izgradnja interkonekcije 400 kV Crna Gora – Bosna i Hercegovina</i>	
EVALUACIJA	Izgradnja 400 kV DV Brezna-Pivska planina - Sarajevo sa TS 400/220 kV Pivska planina	Izgradnja 400 kV DV Brezna-Gacko
<p>TEHNIČKI OPIS VARIJANTE</p> <p>[preporučuje se da bude do 100 riječi]</p>	<p>Na teritoriji Crne Gore izgrađena je značajna nova infrastruktura, koja je spremna za eksploataciju u punom obimu i spajanje ka susjednim sistemima, prvenstveno u cilju realizacije Sekcije IV Transbalkanskog koridora.</p> <p>Nova 400 kV interkonekcija iz sistema Crne Gore i Bosne i Hercegovine bi omogućila eliminaciju zagušenja na granici sa BiH.</p> <p>Ovakav režim rada trebao bi dodatno da podstakne puno iskorišćenje energetske potencijala Crne Gore, Bosne i Hercegovine.</p> <p>Projekat obuhvata izgradnju sljedećih sekcija:</p> <ul style="list-style-type: none"> – DV 400 kV Brezna (ME) – Pivska planina (ME) – Sarajevo 20 (BiH) – TS 400/220 kV Pivska planina – DV 220 kV Pivska planina – HE Piva. <p>Nova veza između Crne Gore i Bosne i Hercegovine dodatno će eliminisati mogućnost zagušenja na ovoj granici, podržavajući otvoreni pristup većem tržištu električne energije u regionu i sa EU. Projekat će obezbijediti vezu sa budućom hidroelektranom Kruševo i poboljšati vezu sa HE Piva.</p>	<p>Na teritoriji Crne Gore izgrađena je značajna nova infrastruktura, koja je spremna za eksploataciju u punom obimu i spajanje ka susjednim sistemima, prvenstveno u cilju realizacije Sekcije IV Transbalkanskog koridora.</p> <p>Nova 400 kV interkonekcija iz sistema Crne Gore i Bosne i Hercegovine bi omogućila eliminaciju zagušenja na granici sa BiH.</p> <p>Ovakav režim rada trebao bi dodatno da podstakne veće iskorišćenje energetske potencijala Crne Gore i Bosne i Hercegovine.</p> <p>Projekat obuhvata izgradnju sljedećih sekcija:</p> <ul style="list-style-type: none"> – DV 400 kV Brezna (ME) – Gacko (BiH) – TS 400/X Kruševo za priključenje HE Kruševo po principu ulaz-izlaz na DV 400 kV Brezna (ME) – Gacko (BiH) <p>Nova veza između Crne Gore i Bosne i Hercegovine dodatno će eliminisati mogućnost zagušenja na ovoj granici, podržavajući otvoreni pristup većem tržištu električne energije u regionu i sa EU.</p>
VARIJANTA ZADOVOLJAVA	DA	DA

TEHNIČKE KRITERIJUME PROPISANE PRAVILIMA ZA FUNKCIONISANJE PRENOSNOG SISTEMA ELEKTRIČNE ENERGJE [DA/NE]		
CILj(EVI) PLANA RAZVOJA ČIJEM OSTVARENJU DOPRINOSI INVESTICIJA	C1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu C2 Sigurnost nacionalnog sistema C3 Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu C5 Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti C6 Povezivanje evropskog tržišta električne energije	C1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu C2 Sigurnost nacionalnog sistema C3 Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu C5 Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti C6 Povezivanje evropskog tržišta električne energije
K1 [€]	4,200,000	1,750,000
K3 [MWh/godina]	940,447	590,000
K5 [MWh/godina]	7,700	4,400
K6 [MWh/godina]	0	0
K9 [€]	0	0
K11 [redna skala]	5	3
CAPEX [€]	70.065.000,00	69.000.000,00
OPEX [€/godina]	1.050.975,00	1,035.000,00
RANGIRANJE VARIJANTI	1	2

U vezi sa poređenjem varijanti za predmetnu investiciju IPI061, sveobuhvatno gledano, kao posljedica znatno većih benefita (koeficijenti K1, K3, K5), a uzimajući u obzir kritične trase prolaska

dalekovoda u BiH kroz zaštićeno područje i odluke operatora prenosne mreže BiH da u obzir uzme varijantu Brezna – Sarajevo 20 kao prihvatljiviju za svoj sistem, **varijanta 1 se pokazuje kao povoljnija**, iako je investiciono malo veće vrijednosti od varijante 2. Varijanta 1 bi omogućila i priključenje HE Kruševo u EES Crne Gore, što je dodatno čini znatno prihvatljivijom za crnogorsko društvo u cjelini. Ova ocijena se zasniva i na detaljnim tehničkim, sistemskim i ekonomskim argumentima koji su predstavljeni u nastavku.

1. Tehnički i sistemski razlozi

- * TS Pivska planina omogućava integraciju postojećih 220 kV vodova HE Piva – TE Pljevlja i HE Piva – Sarajevo 20 u novi 400/220 kV prenosni čvor. Time se koristi postojeća infrastruktura i smanjuje potreba za izgradnjom novih trasa, uz značajno povećanje pouzdanosti prenosa.
- * Uvođenjem nove 400/220 kV trafostanice ostvaruje se direktno povezivanje 220 kV mreže sjeverozapadne Crne Gore sa 400 kV sistemom, što Brezna – Gacko varijanta ne obezbjeđuje.
- * Projekat stvara novi jak čvor u prenosnoj mreži, čime se poboljšava naponska stabilnost, smanjuju gubici i rasterećuju postojeći koridori (posebno u regionu Pljevalja i Pive).
- * Analize stabilnosti i sigurnosti (N-1 kriterijum) pokazuju da varijanta br. 1 s izgradnjom TS Pivska planina smanjuje preopterećenja na dijelu mreže BiH (Trebinje–Mostar 3), dok ne izaziva nove kritične režime.

2. Ekonomski i strateški razlozi

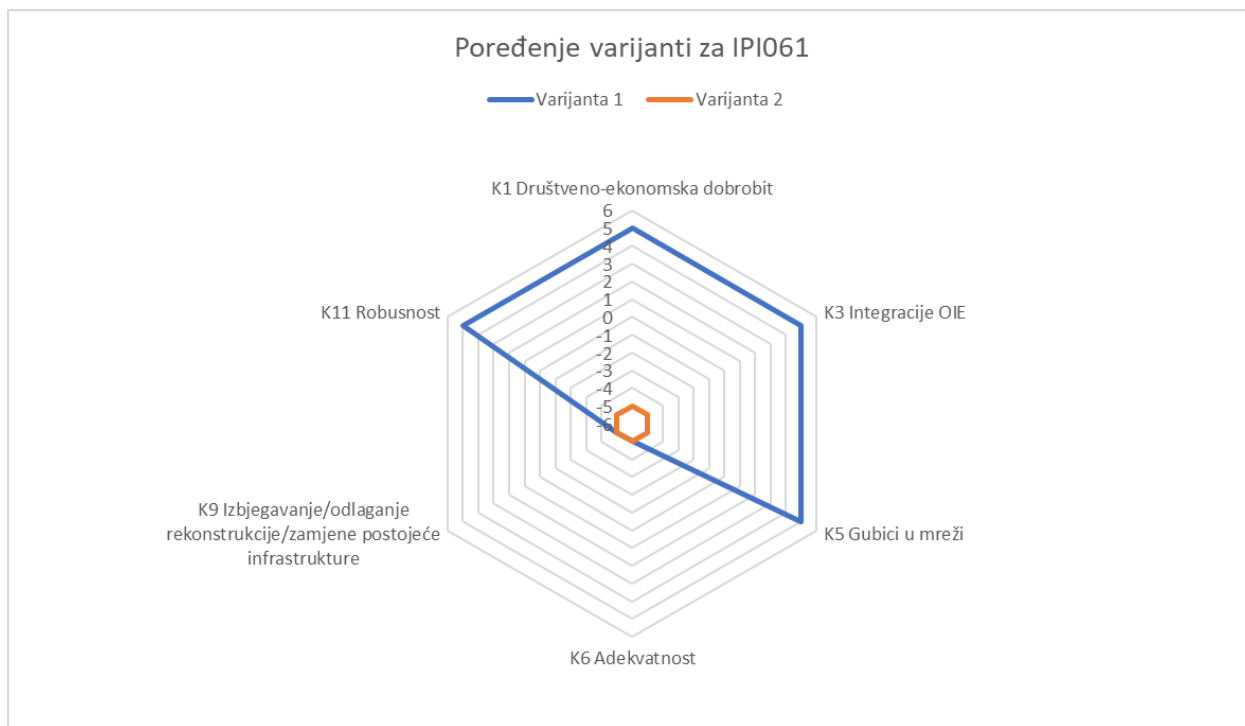
- * U okviru ENTSO-E metodologije (CBA), varijanta br. 1 pokazuje veći pozitivan uticaj na društveno-ekonomsku dobrobit (Socio-Economic Welfare), sigurnost snabdijevanja i integraciju obnovljivih izvora energije.
- * Priključenje budućih proizvodnih objekata (HE Kruševo, vjetroelektrane i solarne elektrane na sjeveru Crne Gore) moguće je direktno u TS Pivska planina, što povećava fleksibilnost i razvojni potencijal mreže.
- * U odnosu na varijantu Brezna – Gacko, varijanta br. 1 ostvaruje značajnije regionalne koristi zahvaljujući povećanju prenosnog kapaciteta (GTC) prema BiH, Srbiji i Kosovu.

3. Zaključak

Varijanta 400 kV veze preko TS Pivska planina predstavlja tehnički optimalno i ekonomski opravdano rješenje. Ona obezbjeđuje stvaranje novog 400/220 kV čvora u sjeverozapadnom dijelu Crne Gore, povećava sigurnost, stabilnost i fleksibilnost elektroenergetskog sistema, te omogućava dugoročni razvoj i integraciju novih obnovljivih izvora. U poređenju sa varijantom Brezna – Gacko, opcija s izgradnjom TS 400/220 kV Pivska planina donosi šire regionalne koristi i predstavlja strateški ispravan izbor za CGES i elektroenergetski sistem Crne Gore. Ukoliko se planira priključenje HE

Kruševo, zbog nedostatka prostora u postrojenju HE Piva (nema prostora za priključenje još jednog generatora) i ograničenja usljed zaštite okoline na lokaciji, HE Kruševo bi se priključilo, ili na TS Pljevlja 2 (prolazak kroz nacionalni park), ili bi se pravilo postrojenje 400/220 kV i odatle se uklapalo na 400 kV DV Brezna – Gacko, što je prilično skupa investicija.

Radar dijagram poređenja varijanti:



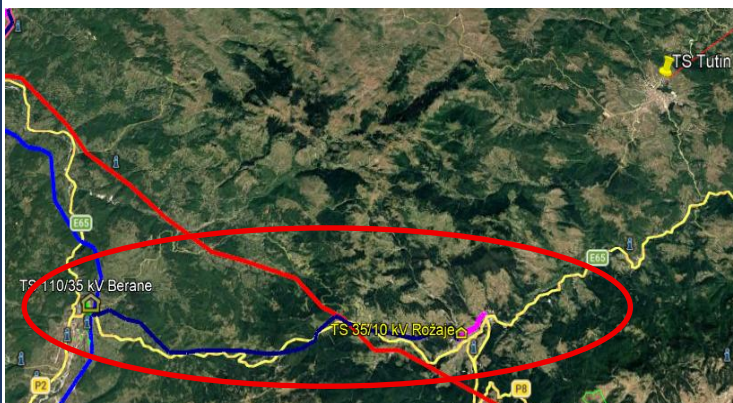
Napomena: Kako se porede samo dvije varijante, a imajući u vidu da su u varijanti 2 svi koeficijenti od interesa takvi da im se na radar dijagramu dodjeljuje vrijednost „-5“, to su krajnje vrijednosti na interesnoj ilustraciji „-6“ i „6“ kako bi bio vidljiv i dijagram za varijantu br. 2.

Izgradnja TS 110/35 kV Rožaje i izgradnja DV 110 kV Rožaje – Tutin

NAZIV INVESTICIJE	GEOGRAFSKI PRIKAZ
Izgradnja TS 110/35 kV Rožaje i izgradnja DV 110 kV Rožaje – Tutin	
IDENTIFIKACIONI BROJ INVESTICIJE	
IPI077	
OPIS TEHNIČKOG RJEŠENJA [preporučuje se da bude do 200 riječi]	

Projekat izgradnje TS Rožaje i njeno povezivanje na 110 kV prenosnu mrežu je potrebno realizovati kako bi se obezbijedilo što sigurnije i pouzdanije napajanje potrošača na području Rožaja, koje se trenutno radijalno napaja iz TS Berane preko 35 kV voda.

Sve trafostanice 35 kV Berana i Andrijevice su radijalno napojene, što ovaj region čini najmanje pouzdanim sa aspekta napajanja iz 35 kV mreže. Realizacija projekta obuhvata izgradnju TS 110/35 kV Rožaje u tehnologiji koja će naknadno biti određena (uslovljeno lokacijom, prostornim pretpostavkama, odnosno mogućnošću rješavanja imovinsko – pravnih pitanja, geološkim osobinama, održivim rješenjem uklapanja), snage transformacije definisane kroz studije izvodljivosti i tehničku dokumentaciju, koji će biti dio projekta, i njeno priključenje na TS Berane podizanjem postojećeg 35 kV voda od Berana ka Rožaju na 110 kV naponski nivo, uz rekonstrukciju nekoliko stubova na ulazu u TS Rožaje. U kasnijoj realizaciji i u zavisnosti od aktuelnih planova operatora prenosne mreže Srbije (EMS), planira se njeno povezivanje sa TS Tutin dužine oko 25 km, od čega bi u Crnoj Gori ta dužina iznosila oko 16-17 km.



Projekat **Program**

(pojasniti zašto je Program – preporučuje se da bude do 200 riječi)

CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČJEM OSTVARENJU INVESTICIJA DOPRINOSI

C1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu na osnovu broja ispada u distributivnom sistemu

C2 Osigurava veću iskorišćenost prenosnih kapaciteta ka distributivnoj mreži

C 7 Omogućava izbjegavanje izgradnje distributivne mreže kroz nepristupačna područja sa lošim vremenskim uslovima	
KORISTI	
K1 Društveno-ekonomska dobrobit [€/godina]	330,000.00
K1.1 Ušteda troškova energenata [€/godina]	205,000.00
K1.2 Ušteda troškova emisije gasova [€/godina]	125,000.00
K2 Promjene u emisiji CO₂ [t/godina] i [€/godina]	Nema uticaja
K3 Integracija OIE [MW] ili [MWh/godina]	Nema uticaja
K4 Emisija ne-CO₂ [t/godina]	Nema uticaja
K5 Gubici u mreži [MWh/godina]	1,420.00
K6 Adekvatnost [MWh/godina]	Nema uticaja
K7 Fleksibilnost	
K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]	Nema uticaja
K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja
K8 Stabilnost	
K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]	Nema uticaja
K8.2 Stabilnost frekvencije [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja
K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja
K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja
K9 Izbjegavanje/odlaganje intervencija na postojećim elementima	Nema uticaja

[€]	
K10 Promjena potreba za redispečiranjem [€/godina]	Nema uticaja
K11 Robusnost [redna skala]	7
TROŠKOVI	
T1 CAPEX [€]	15.000.000,00 €
T2 OPEX [€/godina]	225.000,00 €

Izgradnja DV 400 kV Čevo – Brezna (vod II)

NAZIV INVESTICIJE	GEOGRAFSKI PRIKAZ
IDENTIFIKACIONI BROJ INVESTICIJE	
<i>Izgradnja DV 400 kV Čevo – Brezna (vod II)</i>	
OPIS TEHNIČKOG RJEŠENJA	
[preporučuje se da bude do 200 riječi]	
<p><i>Projekat izgradnje DV 400 kV DV Čevo - Brezna (vod II) je potrebno realizovati kako bi se obezbijedilo povezivanje više obnovljivih izvora u regionu Čeva.</i></p> <p><i>U toku izrade studija priključenja, analize su pokazale da postoji više kritičnih situacija da energiju proizvedenu u solarnim elektranama koje su priključene na RP Čevo, nije moguće plasirati u sistem Crne Gore, niti izvesti van njega bez ograničenja proizvodnje u EES Crne Gore.</i></p> <p><i>Pored toga, projekat daje podršku integraciji evropskih tržišta električne energije, omogućavajući tako povećanu prekograničnu trgovinu i konkurenciju među dobavljačima električne energije boljom integracijom obnovljivih izvora energije.</i></p>	
<input checked="" type="checkbox"/> Projekat <input type="checkbox"/> Program	
<p><i>(pobjasniti zašto je Program – preporučuje se da bude do 200 riječi)</i></p>	
CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČJEM OSTVARENJU INVESTICIJA DOPRINOSI	

<p>Cilj 1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu</p> <p>Cilj 2 Sigurnost nacionalnog sistema</p> <p>Cilj 3 Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu</p> <p>Cilj 5 Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti</p> <p>Cilj 6 Povezivanje evropskog tržišta električne energije</p>							
KORISTI							
K1 Društveno-ekonomska dobrobit [€/godina]	12.500.000,00						
K1.1 Ušteda troškova energenata [€/godina]	7,650,000€/god						
K1.2 Ušteda troškova emisije gasova [€/godina]	4,850,000€/god						
K2 Promjene u emisiji CO₂ [t/godina] i [€/godina]	56.000,00 t/godini 1,512,000.00€						
K3 Integracija OIE [MW] ili [MWh/godina]	300 MW						
K4 Emisija ne-CO₂ [t/godina]	<table border="0"> <tr> <td>Nox</td> <td>CO</td> <td>SOx</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>9</td> <td>6</td> </tr> </table> <p>Rezultati izlaz iz tržišnog programskog paketa kao promjena proizvodnog portfolija koji omogućava projekat i ulaska obnovljivih izvora u pogon.</p>	Nox	CO	SOx	6	9	6
Nox	CO	SOx					
6	9	6					
K5 Gubici u mreži [MWh/godina]	3.830,00						
K6 Adekvatnost [MWh/godina]	0 Nema uticaja Sa i bez projekta, nije zabilježena neisporučena energija, što znači da sistem Crne Gore ima dovoljno proizvodnih i prenosnih kapaciteta za uvoz električne energije za potrebe potrošnje.						
K7 Fleksibilnost							
K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]	Nema uticaja						
K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja Ovaj pokazatelj se odnosi na povećanje obima razmjene energije za balansiranje preko međuzonskih granica. Nemogućnost definisanja jedinstvene i univerzalne metodologije proističe iz velikog broja varijabli koje su povezane sa ovim pokazateljem, pa ni u ENTSO-E TYNDP 2024 nije obrađena						

	Projekat ni u budućnosti neće uticati na razmjenu balansnih kapaciteta
K8 Stabilnost	
K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]	Generalno gledajući projekat ima uticaj na povećanje benefita poboljšanja tranzijentne stabilnosti u smislu sposobnosti sistema da ostane sinhronizovan i stabilan nakon velikih, naglih poremećaja. Što je veći broj prenosnih elemenata, sistem se može smatrati stabilnijim kod većih poremećaja.
K8.2 Stabilnost frekvencije [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja U skladu sa definicijom stabilnosti frekvencije, ne očekuje se da projekat može uticati na stabilnost frekvencije tokom poremećaja, jer će ostatak sistema (Crne Gore i interkonekcije) ostati sinhronizovan, tj. ovaj projekat nema uticaj na razdvajanja sistema.
K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i [preporučuje se da bude do 200 riječi]	0 Nema uticaj Ovaj indikator nije definisan mrežnim pravilima kroz systemske usluge, odnosno ne postoji metodologija za naplatu ovih usluga. Projekat može uticati na restauraciju sistema Crne Gore u slučaju totalnog raspada sistema, ali je, imajući u vidu dobru povezanost sistema Crne Gore takav scenario malo vjerovatan.
K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja Tipično, ove usluge se ugovaraju ili nameću od strane operatora prenosnog sistema, u određenom minimalnom obimu, na tačno određenim lokacijama u mreži, koristeći postojeće fleksibilne jedinice na tržištu, kako bi se obezbijedilo da kvalitet napona ostane u granicama neophodnim za sigurnost sistema. Alternativno, ove usluge se mogu obezbijediti i investicijama u pasivne elemente (kondenzatori/reaktori) ili aktivne elemente (elektronski uređaji kao što su STATCOM sistemi), što nije slučaj sa ovim projektom.
K9 Izbjegavanje/odlaganje intervencija na postojećim elementima [€]	0 Projekat ne utiče na odlaganje intervencija na drugim elementima, jer ne utiče na povećavanje sigurnosti sistema kroz odlaganje ostalih investicija ili rekonstrukcija. Korist se modeluje kao jednokratna. Bez obzira na planove održavanja ili stanja drugih elemenata u sistemu, izgradnja ovog projekta ne utiče na intervenciju na ostalim elementima, jer se održavanje ostalih elemenata odvija na vrijeme i prema tačno utvrđenom redoslijedu
K10 Promjena potreba za redispečiranjem [€/godina]	0 Nema uticaja
K11 Robusnost	4

[redna skala]	
TROŠKOVI	
T1 CAPEX [€]	20.000.000,00
T2 OPEX [€/godina]	300.000,00 (U skladu sa opšte prihvaćenom metodologijom CIGRE, očekivani troškovi održavanja rastu po "S" krivoj od 0.7% investicionih troškova na početku životnog vijeka objekta do 2.2% investicionih troškova na presječnom vremenskom intervalu od 25 godina eksploatacije objekta. U skladu sa navedenim, za vrijednost opexa je uzeta uprosječena vrijednost operativnih troškova od 1.5% investicione vrijednosti objekta)

Poređenje varijanti za izgradnju DV 400 kV Čevo – Brezna (vod II):

NAZIV INVESTICIJE	<i>Izgradnja DV 400 kV Čevo – Brezna (vod II)</i>	
EVALUACIJA	Izgradnja DV 400 kV Čevo – Brezna (vod II)	Izgradnja 400 kV DV Lastva-Podgorica 2
TEHNIČKI VARIJANTE [preporučuje se da bude do 100 riječi]	OPIS Projekat izgradnje DV 400 kV DV Čevo - Brezna (vod II) je potrebno realizovati kako bi se obezbijedilo povezivanje više obnovljivih izvora u regionu Čeva. U toku izrade studija priključenja, analize su pokazale da postoji više kritičnih situacija da energiju proizvedenu u solarnim elektranama koje su priključene na RP Čevo, nije moguće plasirati u sistem Crne Gore, niti izvesti van njega bez ograničenja proizvodnje u EES Crne Gore. Pored toga, projekat daje podršku integraciji evropskih tržišta električne energije, omogućavajući tako povećanu prekograničnu trgovinu i konkurenciju među dobavljačima električne energije boljom integracijom obnovljivih izvora energije.	Na teritoriji Crne Gore izgrađena je značajna nova infrastruktura, koja je spremna za eksploataciju u punom obimu i spajanje ka susjednim sistemima, prvenstveno u cilju realizacije Sekcije IV Transbalkanskog koridora. Nova 400 kV interna veza od Lastve ka Podgorici bi omogućila eliminaciju internih zagušenja i zagušenja na granici sa BiH. Ovakav režim rada trebao bi dodatno da podstakne veće iskorišćenje energetske potencijala Crne Gore. Projekat obuhvata izgradnju sljedećih sekcija DV 400 kV Lastva – Podgorica 2 Nova interna veza dodatno će eliminirati mogućnost zagušenja na ovoj granici, podržavajući

	Projekat podrazumeva izgradnju jednosistemskog voda od budućeg PR Čevo do 400/110/35 kV TS Brezna.	otvoreni pristup većem tržištu električne energije u regionu i sa EU.
VARIJANTA ZADOVOLJAVA TEHNIČKE KRITERIJUME PROPISANE PRAVILIMA ZA FUNKCIONISANJE PRENOSNOG SISTEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE [DA/NE]	DA	DA
CILJ(EVI) RAZVOJA OSTVARENJU DOPRINOSI INVESTICIJA ¹²	PLANA ČIJEM	
	Cilj 1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu Cilj 2 Sigurnost nacionalnog sistema Cilj 3 Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu Cilj 5 Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti Cilj 6 Povezivanje evropskog tržišta električne energije	C1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu C2 Sigurnost nacionalnog sistema C3 Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu C5 Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti C6 Povezivanje evropskog tržišta električne energije
K1 [€]	12,500,000	7,750,000
K3 [MWh/godina]	435,000	259,000
K5 [MWh/godina]	3,830	7,400
K6 [MWh/godina]	0	0
K9 [€]	0	0

¹² Taksativno navesti kojem od ciljeva definisanim u Poglavlju 3.2 ovog plana doprinosi određena varijanta

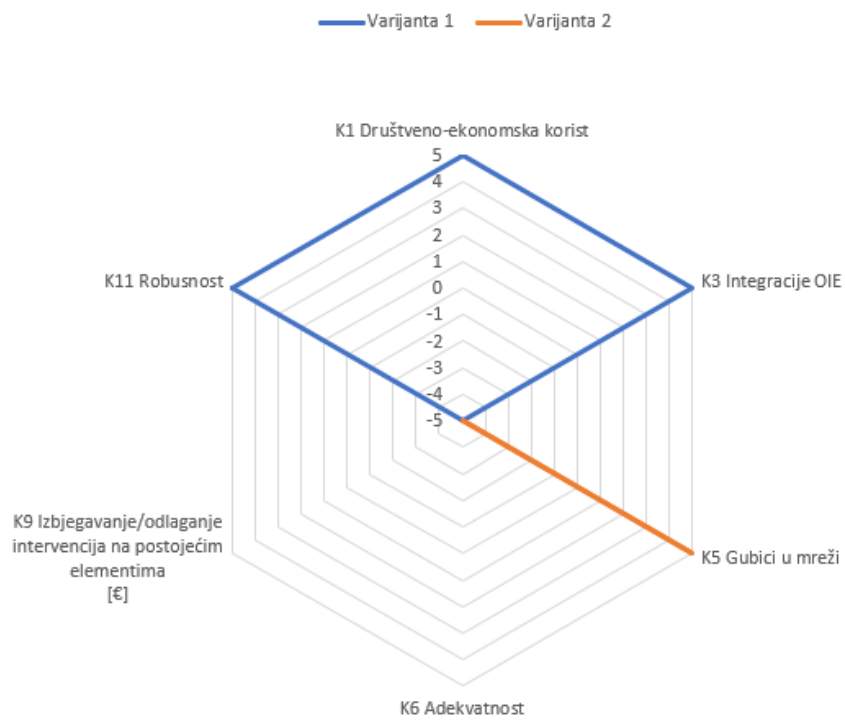
K11 [redna skala]	4	3
CAPEX [€]	20,000,000	32,000,000
OPEX [€/godina]	300,000	480,000
RANGIRANJE VARIJANTI	1	2

Na osnovu broja povećanih zahtjeva za priključenjem u regionu Čeva, urađena je analiza tokova snaga u „N-1“ režimu sigurnosti sistema. U svakoj analizi je bio kritičan ispad 400 kV veze ka Trebinju (BiH). U cilju otklanjanja nesigurnosti u sistemu, nametnula se potreba za još jednom 400 kV vezom iz TS Lastva, ili u pravcu Bosne i Hercegovine ili ka istočnom dijelu EES Crne Gore (pored već planirane interkonekcije ka Sarajevu (BiH)). Na osnovu topološke strukture prenosne mreže Crne Gore postojale su 3 mogućnosti, da se gradi još jedna interkonekcija ka BiH (naravno, uz prethodnu saglasnost Bosne i Hercegovine i nepoznanice oko trase voda kroz nepristupačne i zaštićeno područje u BiH), još jedna veza ka Podgorici, ili još jedan vod ka Čevu.

Poređenjem varijanti se uočava da je DV 400 kV Čevo – Brezna dosta manjih investicionih ulaganja, a da daje veće benefite po svim parametrima, osim gubitaka, iz čega se nametnuo zaključak da je varijanta 1 povoljnija.

Radar dijagram poređenja varijanti:

Poređenje varijanti za IPI078



Povećanje prekograničnih prenosnih kapaciteta između Crne Gore i Srbije - uvođenje 220 kV voda Mojkovac - Pljevlja u TS Bistrica (SR)

NAZIV INVESTICIJE	GEOGRAFSKI PRIKAZ
<p><i>Povećanje prekograničnih prenosnih kapaciteta između Crne Gore i Srbije - uvođenje 220 kV voda Mojkovac - Pljevlja 2 u TS Bistrica (SR)</i></p>	
<p>IDENTIFIKACIONI BROJ INVESTICIJE</p>	
<p>IPR132</p>	
<p>OPIS TEHNIČKOG RJEŠENJA [preporučuje se da bude do 200 riječi]</p> <p><i>Uspostavljanjem granica između država bivše Socijalističke Federativne Republike Jugoslavije (SFRJ), određeni broj vodova, odnosno dijelovi njihovih trasa, našli su se na teritoriji drugih država. Tokom više godina, eksploatacija i održavanje ovih vodova obavljani su na različite načine i ovaj problem nije sistemski riješen. Radi rješavanja problema u skladu sa evropskom praksom, na način da su operatori prenosnog sistema vlasnici dijelova interkonekcionih dalekovoda samo na teritoriji svojih država, dalekovod DV 220 kV TS Mojkovac – TS Pljevlja 2 predstavlja unutrašnji vod crnogorskog prenosnog sistema, pri čemu dio trase prolazi preko teritorije Srbije. U cilju rješavanja problema, urađene su određene analize i predložene su varijante razdvajanja DV 220 kV Pljevlja 2 – Mojkovac na teritoriji Srbije i njegovo uvođenje u TS Bistrica (SR). Na ovaj način bi se obezbijedilo funkcionalnije održavanje predmetnog voda, ali i povećanje prekograničnog prenosnog kapaciteta sa Srbijom. U prvoj fazi bi se uradila revitalizacija voda, odnosno zamjena ovjesne opreme, provodnog i zaštitnog užeta i dotrajale opreme u TS Mojkovac i TS Pljevlja.</i></p>	
<p><input checked="" type="checkbox"/> Projekat <input type="checkbox"/> Program</p>	
<p><i>(pojasniti zašto je Program – preporučuje se da bude do 200 riječi)</i></p>	
<p>CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČJEM OSTVARENJU INVESTICIJA DOPRINOSI</p>	

<p>Cilj 1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu</p> <p>Cilj 2 Sigurnost nacionalnog sistema</p> <p>Cilj 3 Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu</p> <p>Cilj 5 Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti</p> <p>Cilj 6 Povezivanje evropskog tržišta električne energije</p>							
KORISTI							
K1 Društveno-ekonomska dobrobit [€/godina]	930.000,00						
K1.1 Ušteda troškova energenata [€/godina]	650,000€/god						
K1.2 Ušteda troškova emisije gasova [€/godina]	85,000€/god						
K2 Promjene u emisiji CO₂ [t/godina] i [€/godina]	7.5.00,00 t/godini 202,500.00 €/god						
K3 Integracija OIE [MW] ili [MWh/godina]	0						
K4 Emisija ne-CO₂ [t/godina]	<table border="0"> <tr> <td>Nox</td> <td>CO</td> <td>SOx</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>5</td> <td>2</td> </tr> </table> <p>Rezultati izlaz iz tržišnog programskog paketa kao promjena proizvodnog portfolija koji omogućava projekat i ulaska obnovljivih izvora u pogon.</p>	Nox	CO	SOx	4	5	2
Nox	CO	SOx					
4	5	2					
K5 Gubici u mreži [MWh/godina]	3.830,00						
K6 Adekvatnost [MWh/godina]	0 Nema uticaja Sa i bez projekta, nije zabilježena neisporučena energija, što znači da sistem Crne Gore ima dovoljno proizvodnih i prenosnih kapaciteta za uvoz električne energije za potrebe potrošnje.						
K7 Fleksibilnost							
K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]	Nema uticaja						
K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta [preporučuje se da bude do 200 riječi]	<p>Nema uticaja</p> <p>Ovaj pokazatelj se odnosi na povećanje obima razmjene energije za balansiranje preko međuzonskih granica. Nemogućnost definisanja jedinstvene i univerzalne metodologije proističe iz velikog broja varijabli koje su povezane sa ovim pokazateljem, pa ni u ENTSO-E TYNDP 2024 nije obrađena</p> <p>Projekat ni u budućnosti neće uticati na razmjenu balansnih kapaciteta</p>						

K8 Stabilnost	
K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]	Generalno gledajući projekat ima uticaj na povećanje benefita poboljšanja tranzijentne stabilnosti u smislu sposobnosti sistema da ostane sinhronizovan i stabilan nakon velikih, naglih poremećaja. Što je veći broj prenosnih elemenata, sistem se može smatrati stabilnijim kod većih poremećaja.
K8.2 Stabilnost frekvencije [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja U skladu sa definicijom stabilnosti frekvencije, ne očekuje se da projekat može uticati na stabilnost frekvencije tokom poremećaja, jer će ostatak sistema (Crne Gore i interkonekcije) ostati sinhronizovan, tj. ovaj projekat nema uticaj na razdvajanja sistema.
K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i [preporučuje se da bude do 200 riječi]	0 Nema uticaj Ovaj indikator nije definisan mrežnim pravilima kroz systemske usluge, odnosno ne postoji metodologija za naplatu ovih usluga. Projekat može uticati na restauraciju sistema Crne Gore u slučaju totalnog raspada sistema, ali je, imajući u vidu dobru povezanost sistema Crne Gore takav scenario malo vjerovatan.
K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja Tipično, ove usluge se ugovaraju ili nameću od strane operatora prenosnog sistema, u određenom minimalnom obimu, na tačno određenim lokacijama u mreži, koristeći postojeće fleksibilne jedinice na tržištu, kako bi se obezbijedilo da kvalitet napona ostane u granicama neophodnim za sigurnost sistema. Alternativno, ove usluge se mogu obezbijediti i investicijama u pasivne elemente (kondenzatori/reaktori) ili aktivne elemente (elektronski uređaji kao što su STATCOM sistemi), što nije slučaj sa ovim projektom.
K9 Izbjegavanje/odlaganje intervencija na postojećim elementima [€]	0 Projekat ne utiče na odlaganje intervencija na drugim elementima, jer ne utiče na povećavanje sigurnosti sistema kroz odlaganje ostalih investicija ili rekonstrukcija. Korist se modeluje kao jednokratna. Bez obzira na planove održavanja ili stanja drugih elemenata u sistemu, izgradnja ovog projekta ne utiče na intervenciju na ostalim elementima, jer se održavanje ostalih elemenata odvija na vrijeme i prema tačno utvrđenom redoslijedu
K10 Promjena potreba za redispečiranjem [€/godina]	0 Nema uticaja
K11 Robusnost [redna skala]	4

TROŠKOVI	
T1 CAPEX [€]	3.000.000,00
T2 OPEX [€/godina]	45.000,00 (U skladu sa opšte prihvaćenom metodologijom CIGRE, očekivani troškovi održavanja rastu po "S" krivoj od 0.7% investicionih troškova na početku životnog vijeka objekta do 2.2% investicionih troškova na presječnom vremenskom intervalu od 25 godina eksploatacije objekta. U skladu sa navedenim, za vrijednost opexa je uzeta uprosječna vrijednost operativnih troškova od 1.5% investicione vrijednosti objekta)

Ugradnja varijabilnog šant reaktora u TS Ribarevine

NAZIV INVESTICIJE	GEOGRAFSKI PRIKAZ
Ugradnja varijabilnog šant reaktora u TS Ribarevine	
IDENTIFIKACIONI BROJ INVESTICIJE	
IPI076	
OPIS TEHNIČKOG RJEŠENJA [preporučuje se da bude do 200 riječi]	
<p>Regulacija napona pomoću postojećih generatorskih jedinica ne omogućava dovoljan opseg regulacije napona i nije izvodljiva čak i kada bi sve postojeće generatorske jedinice bile u sistemu regulacije napona (da pružaju odgovarajuće sistemske usluge).</p> <p>Analize su pokazale da je bez podrške susjednih sistema, regulacija napona u Crnoj Gori nedovoljna sa reaktorom samo u TS Lastva.</p> <p>Uzimajući u obzir da su u različitim operativnim režimima neophodne različite vrijednosti apsorpcije reaktivne snage u cilju održavanja napona unutar zahtijevanih granica, čestih potreba za uključivanjem reaktora u pogon kao i manjih</p>	

ukupnih troškova održavanja i značajno boljih tehničkih karakteristika u odnosu na fiksni reaktor, predviđa se ugradnja varijabilnog reaktora sa regulacijom pod opterećenjem sa opsegom regulacije od 40(50)-100 % od ukupne snage.

Kao optimalno rješenje za poboljšanje naponsko-reaktivnih problema u EES Crne Gore, nameće se ugradnja još jednog varijabilnog šant reaktora (pored TS Lastva) sa regulacijom pod opterećenjem („variable shunt reactor“) maksimalnog kapaciteta 250 MVar pri naponu $U_n=420$ kV, sa opsegom regulacije 40(50)-100% u zavisnosti od komercijalno dostupne opreme koja zadovoljava predložene tehničke karakteristike. Kao optimalno rješenje, nameće se ugradnja na sjevernom dijelu prenosne mreže Crne Gore, kako bi se izbjegla zavisnost od susjednih sistema.

Karakteristike šant reaktora i njegova lokacija su podložne promjenama u skladu sa rezultatima regionalne studije čija izrada predstoji.

Projekat **Program**

(pojasniti zašto je Program – preporučuje se da bude do 200 riječi)

CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČJEM OSTVARENJU INVESTICIJA DOPRINOSI

Cilj 1 - Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu
 Cilj 3 - Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu
 Cilj 5 – Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti

KORISTI

K1 Društveno-ekonomska dobrobit [€/godina]

Omogućava povećanje NTC na granici Crna Gora-BiH za po 100 MW u oba pravca, čime omogućava razmjenu električne energije iz obnovljivih izvora. 650,000€/god

K1.1 Ušteda troškova energenata [€/godina]	0
K1.2 Ušteda troškova emisije gasova [€/godina]	650.000,00
K2 Promjene u emisiji CO₂ [t/godina] i [€/godina]	9.285,00 t/godini 250.625,00 €/godini
K3 Integracija OIE [MW] ili [MWh/godina]	0
K4 Emisija ne-CO₂ [t/godina]	0
K5 Gubici u mreži [MWh/godina]	Smanjenje gubitaka podizanjem propusne moći interkonektivnih dalekovoda i povećanjem opterećenja mreže aktivnom snagom na prirodnu snagu. 29.500,00
K6 Adekvatnost [MWh/godina]	Nema uticaja
K7 Fleksibilnost	
K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]	4
K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Smanjenjem razmjene reaktivne energije po interkonektivnim vezama, naročito iz pravca Bosne i Hercegovine (kao jedne od zemalja sa izuzetnim viškom reaktivne energije), oslobađaju se dodatni kapaciteti za razmjenu aktivne snage i do 10% (do 150 MW/h).
K8 Stabilnost	
K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]	Nema uticaja
K8.2 Stabilnost frekvencije [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja
K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Nema uticaja
K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom [preporučuje se da bude do 200 riječi]	Alternativa ugradnji reaktora je plaćanje sistemskih usluga proizvodnim jedinicama (konkretno elektranama u Crnoj Gori) sa regulacijom napona na godišnjem nivou od ±250MVar
K9 Izbjegavanje/odlaganje intervencija na postojećim elementima [€]	Nema uticaja
K10 Promjena potreba za redispečiranjem	Nema uticaja

[€/godina]	
K11 Robusnost [redna skala]	Nema uticaja
TROŠKOVI	
T1 CAPEX [€]	17.000.000,00
T2 OPEX [€/godina]	255.000,00 (U skladu sa opšte prihvaćenom metodologijom CIGRE, očekivani troškovi održavanja rastu po "S" krivoj od 0.7% investicionih troškova na početku životnog vijeka objekta do 2.2% investicionih troškova na presječnom vremenskom intervalu od 25 godina eksploatacije objekta. U skladu sa navedenim, za vrijednost opexa je uzeta uprosječna vrijednost operativnih troškova od 1.5% investicione vrijednosti objekta)

Poređenje varijanti za ugradnju varijabilnog šant reaktora 250 MVAr:

EVALUACIJA	Ugradnja varijabilnog šant reaktora 250 MVAr	Ugradnja Sinhronog kompenzatora
TEHNIČKI OPIS VARIJANTE	<p>Regulacija napona pomoću postojećih generatorskih jedinica, kao i planiranog šant reaktora u TS Lastva se pokazalo kao nedovoljno za opseg regulacije napona i nije izvodljiva čak i kada bi sve postojeće generatorske jedinice bile u sistemu regulacije napona (da pružaju odgovarajuće sistemske usluge).</p> <p>Isključenje dalekovoda koji bi omogućili regulaciju napona daje željene rezultate i naponi ostaju u dozvoljenim granicama, ali nije prihvatljiva kao operativna mjera jer zahtijeva isključenje značajnih vodova čime se izuzetno slabi sigurnost i pouzdanost cjelokupnog sistema.</p> <p>Kao optimalno rješenje za poboljšanje naponsko-reaktivnih problema u EES Crne Gore, nameće se ugradnja varijabilnog šant reaktora u nekoj od trafostanica na sjeveru Crne Gore (npr. TS Pljevlja, TS Brezna ili TS Ribarevine) sa</p>	<p>Ugradnja sinhronog kompenzatora jedna je od mjera koje se pokazuju kao dobre za siguran rad prenosnog sistema u budućnosti, a koji će karakterisati dominacija distribuiranih proizvodnih objekata iz energije koja se dobija od obnovljivih izvora, a koji su na mrežu povezani preko uređaja na bazi energetske elektronike.</p> <p>Sinhroni kompenzator je obrtna mašina koja ne služi za pretvaranje električne energije u mehaničku ili obratno, već čiji je zadatak da obezbijedi povećanje struje kratkog spoja sistema, povećanje sistemske inercije, obezbijedi potrebnu reaktivnu energije i omogući prolazak kroz kvar, čak i u slučaju ekstremno sniženih napona u mreži.</p> <p>Obim projekta u ovom trenutku nije potpuno definisan, pa će sama specifikacija koja uključuje i snagu sinhronne mašine, zamajca i</p>

	regulacijom pod opterećenjem („variable shunt reactor“) maksimalnog kapaciteta 250 MVar pri naponu $U_n=420$ kV, sa opsegom regulacije 40(50)-100% u zavisnosti od komercijalno dostupne opreme koja zadovoljava predložene tehničke karakteristike.	ostale opreme zavisiti od dinamike izlaska termoelektrane i integracije obnovljivih izvora
VARIJANTA ZADOVOLJAVA TEHNIČKE KRITERIJUME PROPISANE PRAVILIMA ZA FUNKCIONISANJE PRENOSNOG SISTEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE [DA/NE]	DA	DA
CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČJEM OSTVARENJU DOPRINOSI INVESTICIJA 6	Cilj 1 - Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu Cilj 3 - Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu Cilj 5 – Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti	Cilj 1 - Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu Cilj 3 - Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu Cilj 5 – Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti
K1 [€]	650,000	400,000.0
K3 [MWh/godina]	0	0.0
K5 [MWh/godina]	29,500	22,000.0
K6 [MWh/godina]	0.0	0.0

K9 [€]	0	0.0
K11 [redna skala]	4	4
CAPEX [€]	17.000.000,00	40,000,000.0
OPEX [€/godina]	255.000,00	600,000.0
RANGIRANJE VARIJANTI	1	2

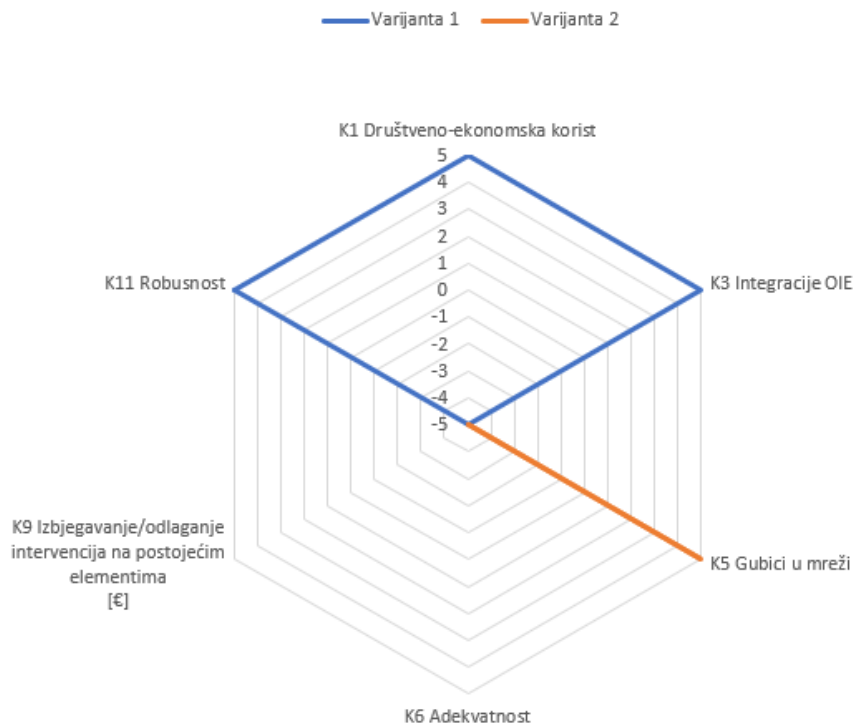
Na osnovu sve više uočenih problema u regionu jugoistočne Evrope u vezi raspada sistema i povećanje fluktuacije reaktivne energije kao jednog od izvora nestabilnosti (visoki naponi koji dodatno ugrožavaju i opremu), urađena je kratka analiza sigurnosti sistema. U svakoj analizi je bio kritičan 400 kV naponski nivo u svakoj tački Crne Gore jer je napon išao i preko 440 kV u velikom broju sati u toku godine (izuzev u TS Lastva zbog ugradnje uređaja za kompenzaciju napona).

U cilju otklanjanja nesigurnosti u sistemu, nametnula se potreba još jednim šant reaktorom ili nekim drugim elementom za regulaciju napona. Na osnovu topološke strukture prenosne mreže Crne Gore i zahtjeva sistema za regulacijom napona, kao i zbog uticaja susjednih sistema (i crnogorskog sistema na susjedne) postojale su 2 mogućnosti, da se ugradi još jedan šant reaktor (u sjevernom dijelu Crne Gore) ili sinhroni kompenzator.

Poređenjem varijanti se uočava da je šant reaktor značajno manjih investicionih ulaganja, a da daje veće benefite po skoro svim parametrima, osim kada je u pitanju stabilnost sistema, ali u trenutku kada TE Pljevlja izađe iz pogona (nedostatak inercije sistema) iz čega se nametnuo zaključak da je varijanta 1 povoljnija.

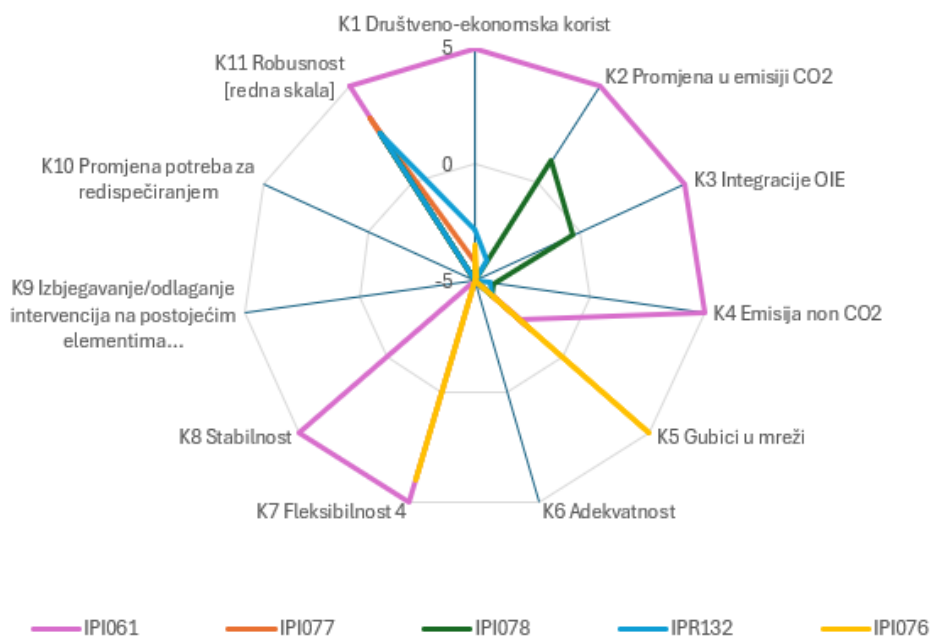
Radar dijagram poređenja varijanti:

Poređenje varijanti za IPI076



9 Ilustracija sveobuhvatne evaluacije investicija

ILUSTRACIJA SVEOBUH VATNE EVALUACIJE INVESTICIJA



Obrađivač:

Direktor Sektora za razvoj i investicije:

Dragan Perunović, dipl.el.inž.

Predlagač:

Izvršni direktor:

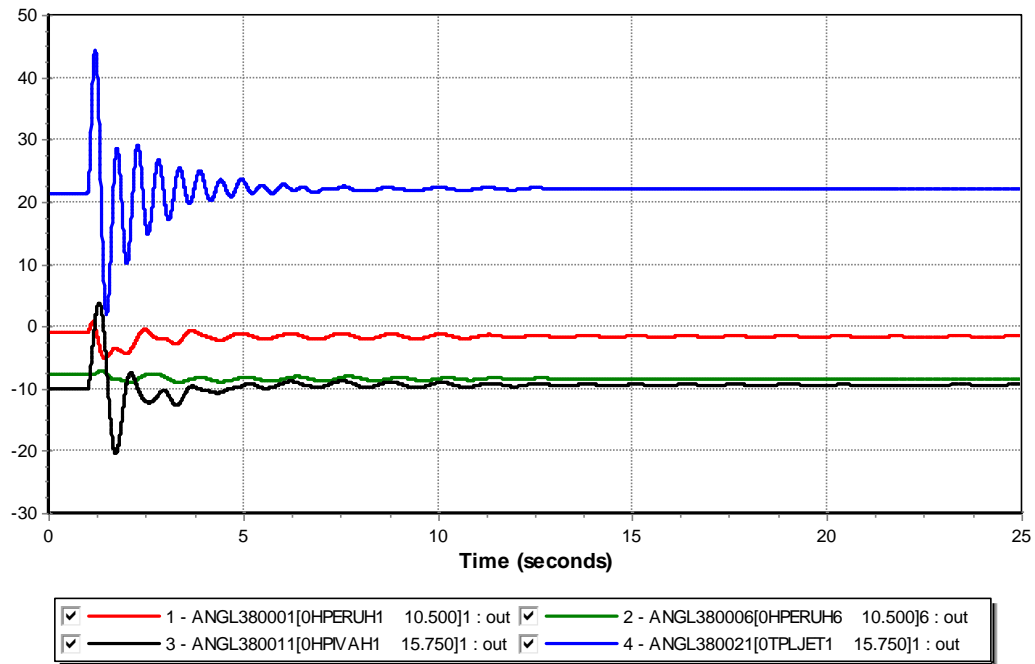
Ivan Asanović, dipl.el.inž.

10 Literatura i podloge

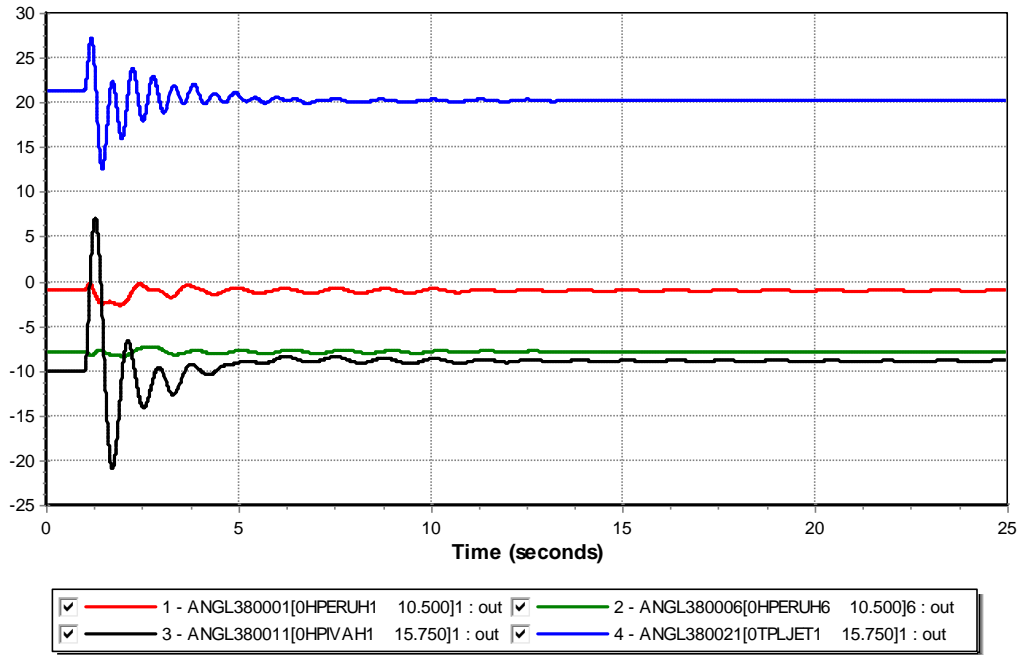
- [1] Ažurirani Plan razvoja prenosnog sistema Crne Gore 2023-2032. godina, decembar 2025. godina
- [2] Zakon o energetici Crne Gore ("Službeni list CG", br.28/2025)
- [3] Pravila za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije ("Službeni list Crne Gore", br. 149/22 od 29.12.2022)
- [4] Pravila za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije, 2025. godina
- [5] Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom ("Službeni list Crne Gore", br. 050/17 od 31.07.2017, 059/23 od 13.06.2023)
- [6] Nacionalni i energetska klimatski plan Crne Gore do 2030. godine, decembar 2025.
- [7] Investicioni Plan CGES-a za 2026. godinu, decembar 2025
- [8] "4th ENTSO-E Guideline for CBA of Grid Development Projects", ENTSO-E, 2024,
- [9] ENTSO-E TYNDP 2024 scenariji razvoja, maj 2024
- [10] ERAA2025 nacrt, septembar 2025
- [11] Elaborat o priključenju VE Gvozd na prenosni sistem Crne Gore, oktobar, 2019.
- [12] Odbrambeni plan elektroenergetskog sistema Crne Gore, januar 2020
- [13] Proračun struja kratkih spojeva u prenosnoj mreži Crne Gore za period 2020. – 2029. godina i mjere za njihovo sniženje, jun 2019/januar 2020.godina
- [14] Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije, jun 2019. godina
- [15] Studije priključenja elektrana na prenosnu mrežu Crne Gore, decembar 2025
- [16] Analiza integracije varijabilnih obnovljivih izvora energije u Crnoj Gori, World Bank, april 2020.
- [17] Montenegro, Montenegro – MNE-ALB new transmission line and existing B&H-MNE-ALB transmission line rehabilitation, Feasibility study, februar 2025
- [18] IEC 60909 -Short-CircuitCurrents In Three-PhaseA.C. Systems, FirstEdition, IEC, July 2001.
- [19] 400 kV OHL Bajina Bašta-Pljevlja-Višegrad, Technical documentation preparation and TSO support System Studies Stage 2, Avgust 2020
- [20] Regional Feasibility Study for Voltage Profile Improvement WB17-REG-ENE-01, Task 2.4, June 2020
- [21] Montenegro Variable Renewable Energy Integration Analysis, mart 2019
- [22] Indikativni plan razvoja proizvodnje BiH 2025-2034, jun 2024
- [23] Tehničko rješenje priključka elektrana čija je izgradnja planirana na teritoriji Crne Gore, EPCG, novembar 2021.
- [24] Tyralis, H., Karakatsanis, G., Tzouka, K., & Mamassis, N. (2017). Exploratory data analysis of the electrical energy demand in the time domain in Greece. Energy, 134, 902-918.
- [25] Hong, T., & Fan, S. (2016). Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review. International Journal of Forecasting, 32(3), 914-938.

11 Prilog

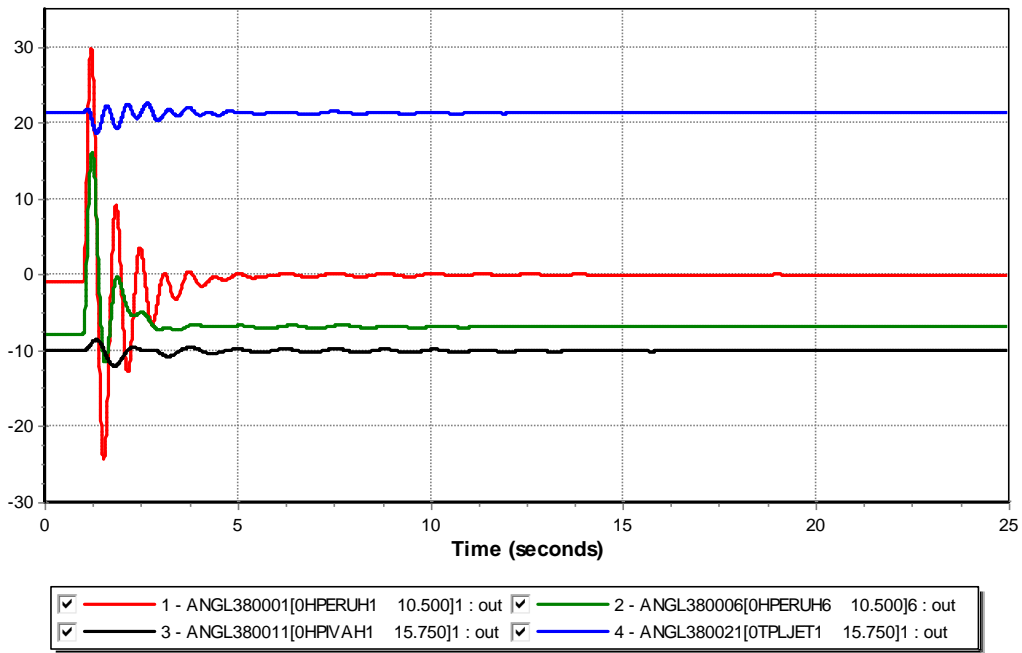
11.1 Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana



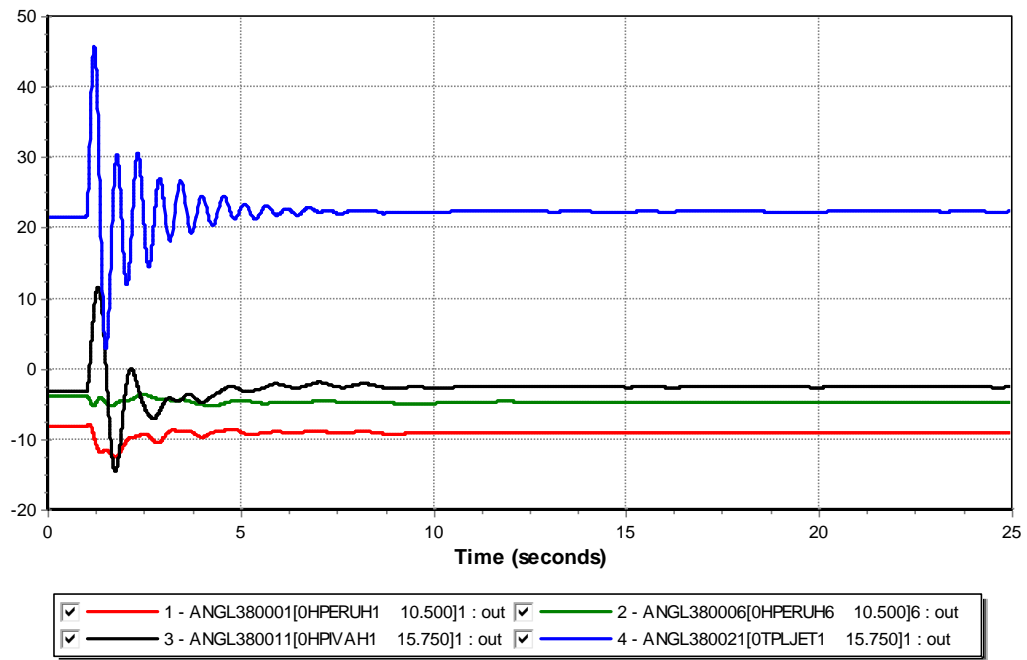
Slika 11-1: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Mojkovac, režim zimskog maksimuma 2025. godine



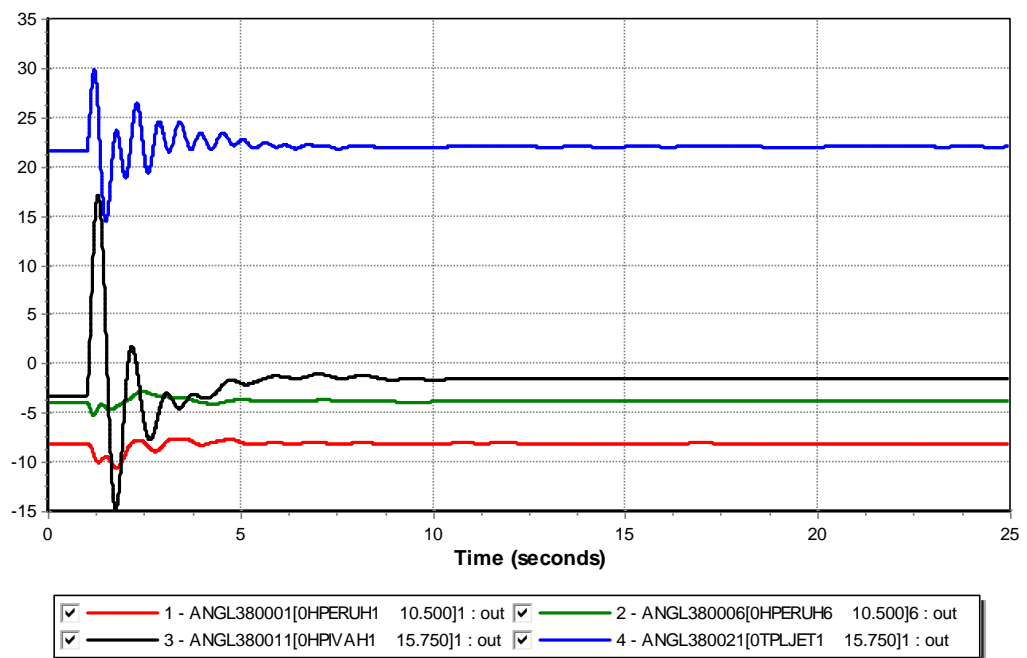
Slika 11-2: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Piva, režim zimskog maksimuma 2025. godine



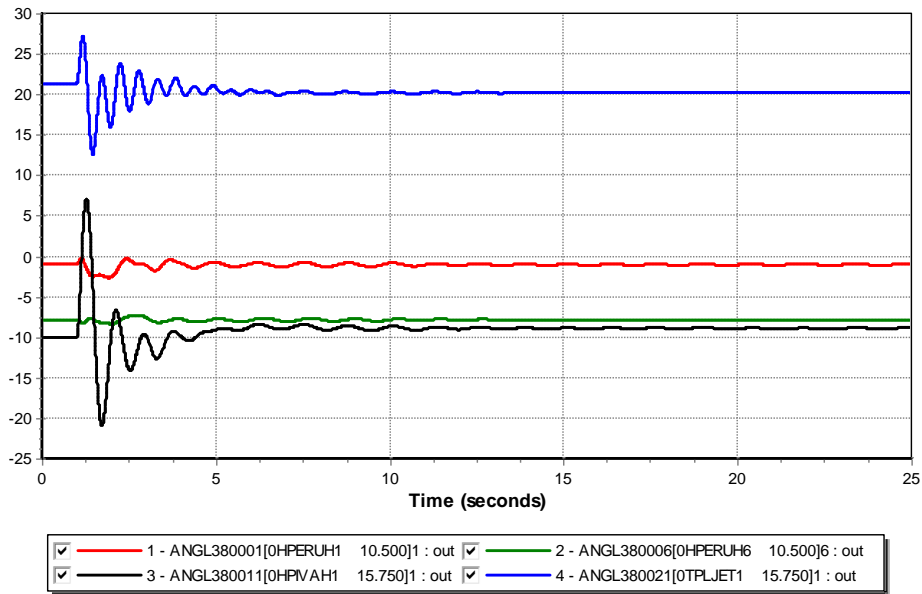
Slika 11-3: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110 kV Perućica - Podgorica 1 (1), režim zimskog maksimuma 2025. godine



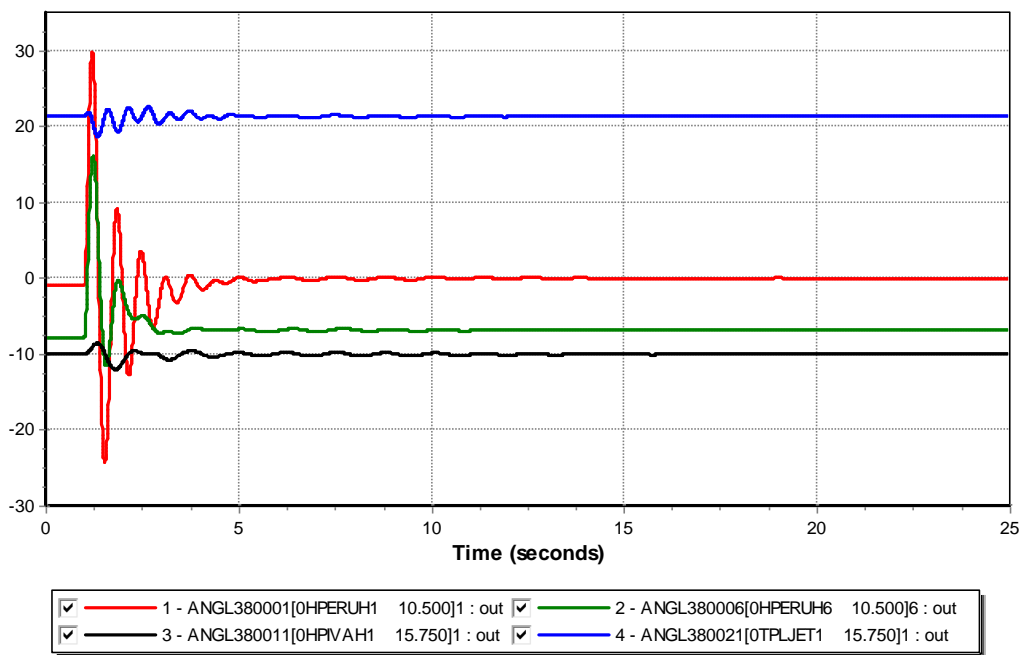
Slika 11-4: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Mojkovac,, režim ljetnjeg maksimuma 2025. godine



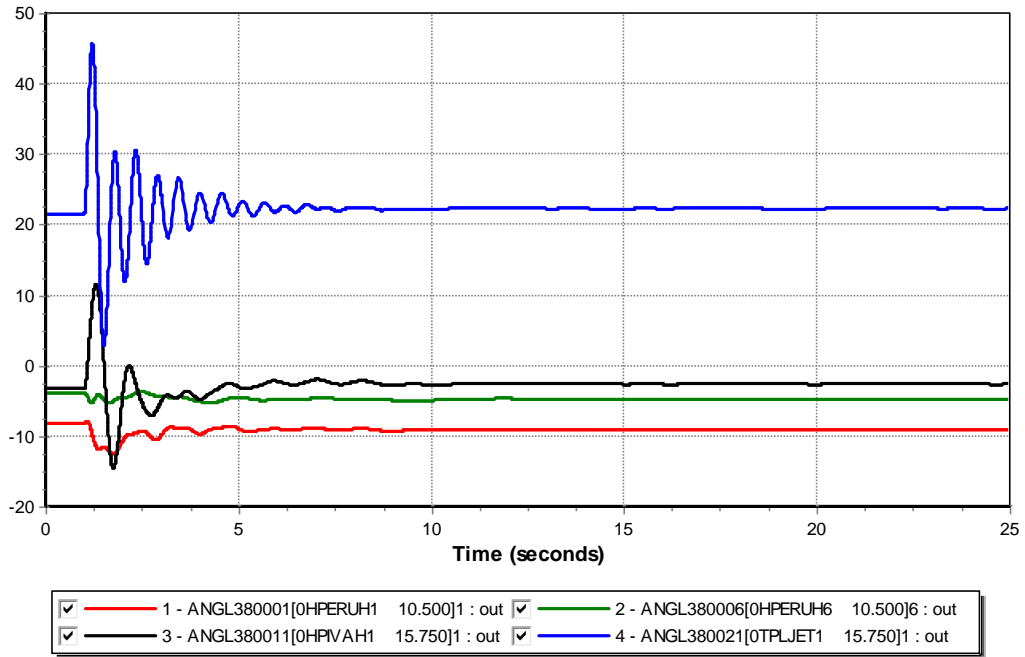
Slika 11-5: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Piva - Sarajevo 20 (BiH), režim ljetnjeg maksimuma 2025. godine



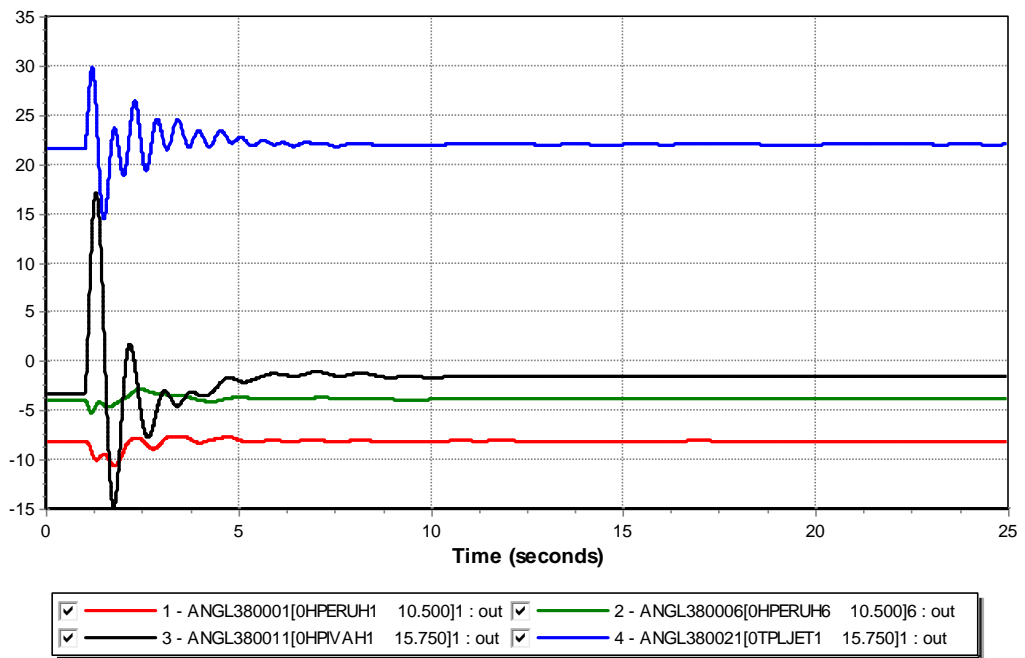
Slika 11-6: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Piva, režim zimskog maksimuma 2029. godine



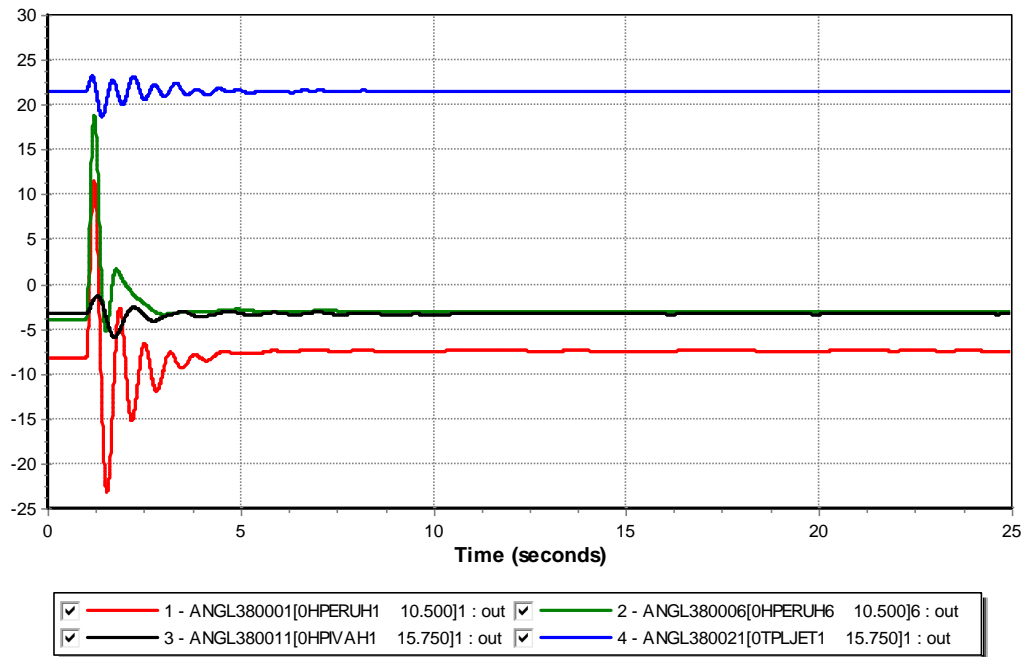
Slika 11-7: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110kV Perućica - Podgorica 1 (1), režim zimskog maksimuma 2029. godine



Slika 11-8: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Mojkovac, režim ljetnjeg maksimuma 2029. godine



Slika 11-9: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Piva - Sarajevo 20 (BiH), režim ljetnjeg maksimuma 2029. godine



Slika 11-10: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110 kV Perućica - Danilovgrad, režim ljetnjeg maksimuma 2029. godine

11.2 Proračun vrijednosti struja kratkih spojeva

Tabela 11-1: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2025. godine

Čvor naziv	VRIJEDNOST STUJE KS 2025							
	IME	KV	Tropolni			Jednopolni		
			MVA	KA	UGAO	KA	UGAO	
ČEVO	400							
PLJEVIJAZ	400	7.2	10.4	-85.12	9.8	-83.06		
BREZNA	400							
PODGORICA2	400	8.6	12.4	-84.76	11.8	-83.10		
LASTVA	400	6.9	9.9	-84.08	10.0	-83.93		
RIBAREVINE	400	8.2	11.9	-84.92	10.6	-82.46		
TRUBJELA	400							
KOLAŠIN	400							
PLJEVIJAZ	220	8.1	21.2	-85.74	22.7	-85.57		
PODGORICA1	220	4.7	12.2	-82.66	11.4	-82.41		
VILUSI	220	0						
PERUĆICA	220	3.6	9.5	-82.49	8.1	-82.19		
ANDRIJEVICA	110	0.9	4.7	-69.75	1.3	-71.19		
BAR	110	1	5.3	-68.85	5.6	-71.52		
BEČIĆI	110							
BERANE	110	1	5.5	-72.30	1.6	-73.19		
BIJELA	110							
BREZNA	110	0.8	4.0	-72.32	3.4	-73.97		
BUDVA	110	1.6	8.6	-71.63	9.1	-73.17		
BULJARICA	110							
CETINJE	110	1.4	7.6	-73.02	7.4	-74.63		
DANILOVGRAD	110	2	10.6	-72.70	8.4	-71.06		
GVOZD VE	110	0						
H.NOVI	110	1.1	5.9	-69.30	6.1	-72.74		
KAP	110	3.3	17.6	-82.61	15.4	-81.62		
KLIČEVO	110	2.1	11.2	-77.46	11.6	-77.88		
KOLAŠIN	110	0						
KOTOR	110	1	5.2	-69.35	5.5	-72.11		
LASTVA	110	3.7	19.2	-82.45	21.5	-83.00		
KRNOVO VE	110	0.7	3.6	-73.23	3.9	-75.55		
LUŠTICA	110							
MATEŠEVO	110	0.9	4.8	-67.59	3.1	-67.88		
MOJKOVAC	110	1.6	8.6	-81.71	9.5	-81.65		
MOŽURAVE	110	0.8	4.0	-70.51	4.4	-72.65		
MRKE	110	2.2	11.5	-71.41	8.5	-69.84		
NIKSIC	110	2.4	12.7	-78.03	13.9	-78.72		
NIKŠIĆ ZEL	110	2.4	12.7	-78.43	13.9	-79.21		
PERUĆICA	110	3.4	18.0	-79.89	21.4	-80.85		
PLJEVIJAZ	110	1.4	7.1	-81.42	2.5	-82.22		
PLJEVIJAZ	110	1.5	7.7	-80.91	9.2	-82.14		
PODGORICA1	110	4.8	25.0	-83.39	28.8	-83.23		
PODGORICA2	110	5.3	27.7	-84.29	31.7	-83.88		
PODGORICA3	110	3.4	17.9	-80.89	18.4	-80.43		
PODGORICA4	110	4.3	22.6	-78.01	22.3	-77.33		
PODGORICA5	110	3.3	17.2	-80.83	17.3	-80.43		
PODGORICA6	110							
PODGORICA7	110							
PODGORICA8	110							
PODGORICA9	110							
ROŽAJE	110							
RIBAREVINE	110	2.3	11.9	-84.92	10.6	-82.46		
TIVAT	110	1.2	6.2	-69.25	6.9	-72.04		
TREBIŠIĆA	110	1	5.2	-68.73	3.7	-68.03		
TRUBJELA	110							
TUZI	110							
ULCINJ	110	0.6	3.4	-67.22	3.7	-70.74		
VELIKA PIAŽA	110	1.6						
VILUSI	110	1.2	6.2	-87.22	5.1	-86.77		
VIRPAZAR	110	1.1	6.0	-69.35	5.7	-71.08		
ŽABLJAK	110	1.4	7.3	-73.01	6.5	-75.34		

Tabela 11-2: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2026. godina

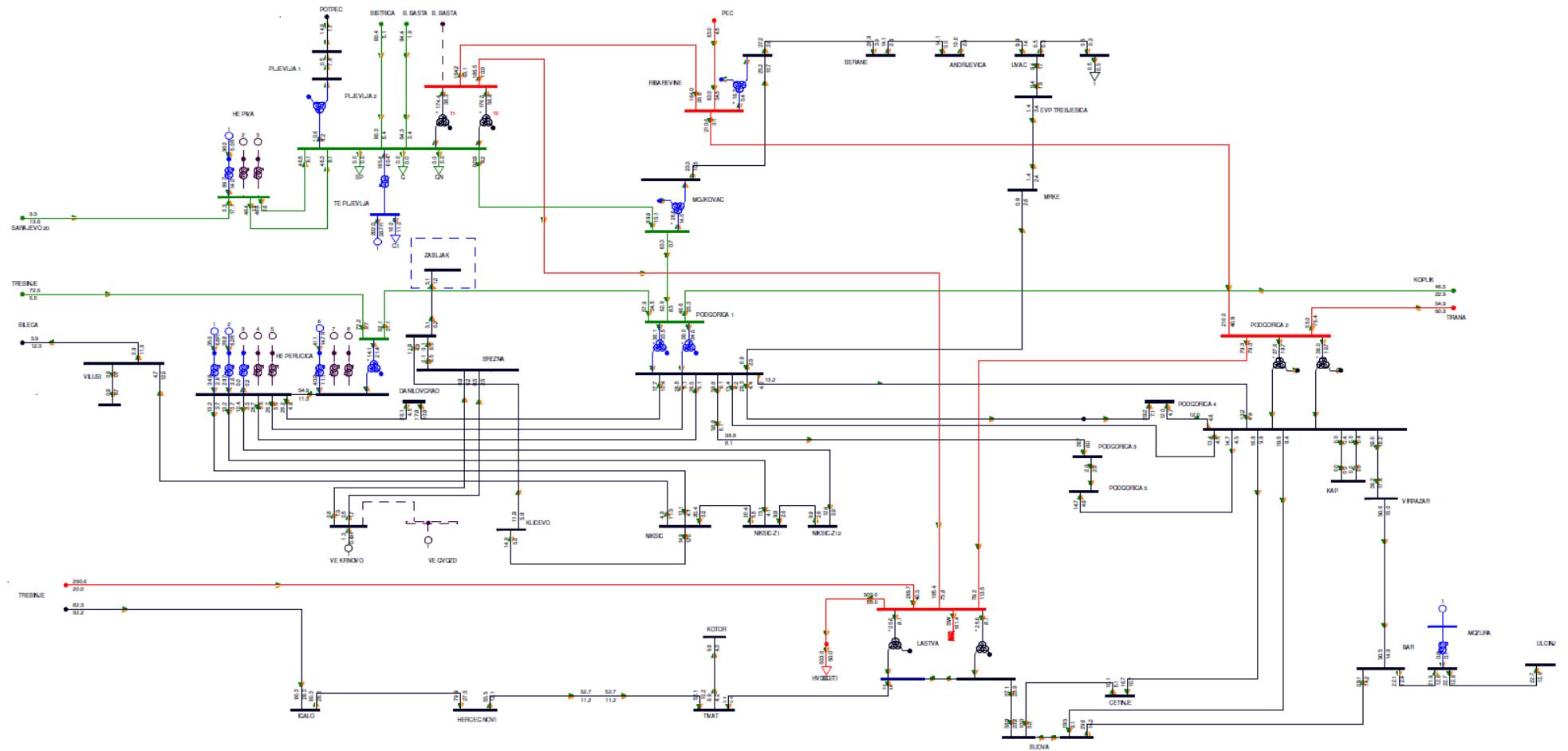
Čvor naziv		VRIJEDNOST STUJIE KS 2029					
		Tropolini			Jednopolini		
		MVA	KA	UGAO	KA	UGAO	UGAO
IME	KV						
ČEVO	400						
PLJEVLJA2	400	7.6	11.1	-85.21	10.5	-83.06	
BREZNA	400	12	17.4	-83.64	18.1	-83.29	
PODGORICA2	400	7.6	11.1	-83.78	11.5	-82.54	
LASTVA	400	6.9	10.0	-82.07	10.1	-81.81	
RIBAREVINE	400	8.4	12.2	-85.02	11.2	-82.19	
TRUBJELA	400	10.4	15.2	-83.49	13.7	-82.91	
KOLAŠIN	400						
PLJEVLJA2	220	8.1	21.5	-85.83	22.9	-85.57	
PODGORICA1	220	4.8	12.8	-82.57	11.8	-82.41	
VILUSI	220	3.7	10.0	-81.67	7.6	-82.11	
PERUĆICA	220	3.7	9.9	-82.57	8.5	-82.19	
ANDRIJEVICA	110	0.9	4.7	-69.04	3.9	-70.96	
BAR	110	2.7	14.3	-70.64	7.7	-73.69	
BEČIĆI	110						
BERANE	110	1.1	5.6	-71.50	5.0	-72.92	
BIJELA	110						
BREZNA	110	1.5	8.2	-88.34	7.5	-88.05	
BUDVA	110	3.2	17.0	-75.91	16.7	-77.14	
BULJARICA	110						
CETINJE	110	1.9	10.3	-72.57	9.1	-75.32	
DANILOVGRAD	110	2.1	11.4	-71.17	8.8	-70.49	
GVOZD VE	110	1.6	8.3	-72.35	8.3	-76.30	
H.NOVI	110	1.4	7.6	-72.35	7.4	-76.30	
KAP	110	3.6	19.0	-80.89	16.4	-80.70	
KLIČEVO	110	2.6	13.6	-76.12	13.6	-77.02	
KOLAŠIN	110						
KOTOR	110	2.7	14.4	-77.57	14.1	-77.73	
LASTVA	110	3.8	20.4	-81.59	23.5	-82.48	
KRNOVO VE	110	1.5	8.0	-81.59	8.1	-82.48	
LUŠTICA	110						
MATEŠEVO	110	1	5.1	-67.65	3.6	-67.88	
MOJKOVAC	110	1.6	8.7	-81.64	9.6	-81.46	
MOŽURA VE	110	0.8	4.0	-68.98	4.4	-71.82	
MRKE	110	2.2	11.6	-71.48	8.6	-69.84	
NIKSIC	110	2.9	15.4	-76.91	16.4	-78.33	
NIKŠIĆ ZEL	110	2.9	15.4	-76.91	16.4	-78.33	
PERUĆICA	110	3.8	20.3	-79.97	23.4	-80.85	
PLJEVLJA1	110	1.7	8.9	-79.39	8.9	-80.49	
PLJEVLJA2	110	1.7	9.1	-80.99	9.3	-82.14	
PODGORICA1	110	5.3	29.0	-80.34	31.5	-80.64	
PODGORICA2	110	5.8	31.1	-81.42	33.9	-81.73	
PODGORICA3	110	3.6	19.3	-78.28	19.6	-78.62	
PODGORICA4	110	4.3	23.1	-78.09	22.9	-77.33	
PODGORICA5	110	3.5	18.5	-78.37	18.5	-78.81	
PODGORICA6	110						
PODGORICA7	110	3.32	18.2	-76.38	17.2	-77.22	
PODGORICA8	110						
PODGORICA9	110						
ROŽAJE	110						
RIBAREVINE	110	1.9	9.9	-82.71	10.9	-82.87	
TIVAT	110	2.6	13.6	-75.80	13.7	-76.70	
TREBJEŠICA	110	1	5.3	-67.68	3.7	-67.67	
TRUBJELA	110	3.8	20.2	-87.50	22.3	-87.54	
TUZI	110						
ULCINJ	110	0.7	3.5	-70.13	3.9	-73.69	
VELIKA PLAŽA	110	1.6	8.7	-87.31	9.6	-86.77	
VILUSI	110	1.3	6.7	-86.19	9.7	-86.09	
VIRPAZAR	110	1.7	9.1	-68.91	8.0	-71.28	
ŽABLJAK	110	1.4	7.6	-73.08	6.7	-75.34	

Tabela 11-3: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2036. godina

Čvor naziv	VRJEDNOST STUJE KS 2036									
	IME	KV	Tropolni			Jednopolni				
			MVA	KA	UGAO	KA	UGAO	KA	UGAO	
ČEVO	400	13.7	19.8	19.8	-81.92	20.65	-81.74			
PLJEVLJA2	400	12.1	17.8	17.8	-84.11	15.76	-82.4			
BREZNA	400	12.4	18.1	18.1	-83.64	18.2	-83.37			
PODGORICA2	400	11.6	16.98	16.98	-82.7	17.29	-81.88			
LASTVA	400	11.1	16.37	16.37	-81.02	17.29	-81.16			
RIBAREVINE	400	11.1	16.27	16.27	-83.93	13.83	-81.54			
TRUBIELA	400	11.14	16.1	16.1	-83.49	13.9	-82.91			
KOLAŠIN	400	9.5	14.03	14.03	-84.02	12.81	-82.35			
PLJEVLJA2	220	7.1	18.81	18.81	-84.72	20.44	-84.89			
PODGORICA1	220	4.8	12.92	12.92	-81.51	11.8	-81.75			
VILUSI	220	4.22	11.1	11.1	-81.67	7.93	-82.11			
PERUĆICA	220	3.7	9.76	9.76	-81.51	8.34	-81.54			
ANDRIJEVICA	110	0.9	4.68	4.68	-68.16	3.86	-70.4			
BAR	110	1.3	7.02	7.02	-69.73	7.22	-73.1			
BEČIĆI	110	2.9	15.36	15.36	-74.03	11.29	-76.17			
BERANE	110	1	5.49	5.49	-70.58	4.88	-72.34			
BIJELA	110	2.3	12.61	12.61	-71.34	10.07	-75.52			
BREZNA	110	5.1	27.26	27.26	-87.21	31.32	-87.35			
BUDVA	110	3.2	16.98	16.98	-74.93	15.87	-76.53			
BULJARICA	110	2.9	15.15	15.15	-73.99	11.09	-76.88			
CETINJE	110	1.9	10.27	10.27	-71.64	9.25	-74.72			
DANILOVGRAD	110	2.1	11.29	11.29	-70.26	8.75	-69.93			
GVOZD VE	110	1.6	8.3	8.3	-71.42	8.4	-75.7			
H.NOVI	110	2.3	12.31	12.31	-71.42	9.86	-75.7			
KAP	110	3.7	19.73	19.73	-79.85	16.48	-80.06			
KLUČEVO	110	2.6	13.73	13.73	-75.15	13.32	-76.41			
KOLAŠIN	110	1.68	9	9	-74.82	9.76	-76.1			
KOTOR	110	3	16.17	16.17	-76.58	15.15	-77.12			
LASTVA	110	4.4	23.7	23.7	-80.54	26.95	-81.82			
KRNOVO VE	110	1.5	8.1	8.1	-80.54	8.2	-81.82			
LUŠTICA	110	2.88	15.36	15.36	-80.56	15.05	-81.82			
MATEŠEVO	110	0.9	4.98	4.98	-66.79	3.46	-67.34			
MOJKOVAC	110	1.6	8.34	8.34	-80.59	9.05	-80.81			
MOŽURA VE	110	1.1	5.9	5.9	-68.1	6.2	-71.25			
MRKE	110	2.2	11.59	11.59	-70.56	8.44	-69.29			
NIKSIC	110	2.9	15.66	15.66	-75.93	16.27	-77.71			
NIŠIĆ ZEL	110	2.9	15.66	15.66	-75.93	16.27	-77.71			
PERUĆICA	110	3.9	20.75	20.75	-78.94	23.9	-80.21			
PLJEVLJA1	110	1.5	8.24	8.24	-78.37	8.44	-79.85			
PLJEVLJA2	110	1.6	8.44	8.44	-79.95	8.64	-81.49			
PODGORICA1	110	5.6	31.33	31.33	-79.31	35.91	-80			
PODGORICA2	110	5.9	32.24	32.24	-80.37	36.45	-81.08			
PODGORICA3	110	3.7	19.93	19.93	-77.28	20.34	-78			
PODGORICA4	110	4.6	24.31	24.31	-77.09	23.8	-76.72			
PODGORICA5	110	3.6	19.12	19.12	-77.37	19.12	-78.19			
PODGORICA6	110	3.8	20.75	20.75	-77.39	22.07	-78.3			
PODGORICA7	110	3.32	17.75	17.75	-76.39	16.71	-77.3			
PODGORICA8	110	4.6	24.92	24.92	-79.31	25.53	-80			
PODGORICA9	110	5.6	30.31	30.31	-79.31	32.34	-80			
RIBAREVINE	110	1.8	9.76	9.76	-81.65	10.78	-82.21			
ROŽAJE	110	1.2	5.49	5.49	-70.58	4.88	-72.34			
TIVAT	110	3.1	15.76	15.76	-74.82	15.05	-76.1			
TREBIŠICA	110	1.1	5.29	5.29	-66.81	3.66	-67.14			
TRUBIELA	110	4.1	21.2	21.2	-87.5	23.2	-87.54			
TUZI	110	1.5	8.03	8.03	-73	6.61	-74.67			
ULCINJ	110	1.4	7.32	7.32	-69.23	7.22	-73.1			
VELIKA PLAŽA	110	1.4	7.32	7.32	-69.73	7.63	-70.1			
VILUSI	110	1.3	6.72	6.72	-86.19	9.66	-86.09			
VIRPAZAR	110	1.3	7.12	7.12	-68.03	6.41	-70.71			
ŽABLIJAK	110	0.9	4.88	4.88	-72.14	4.58	-74.74			

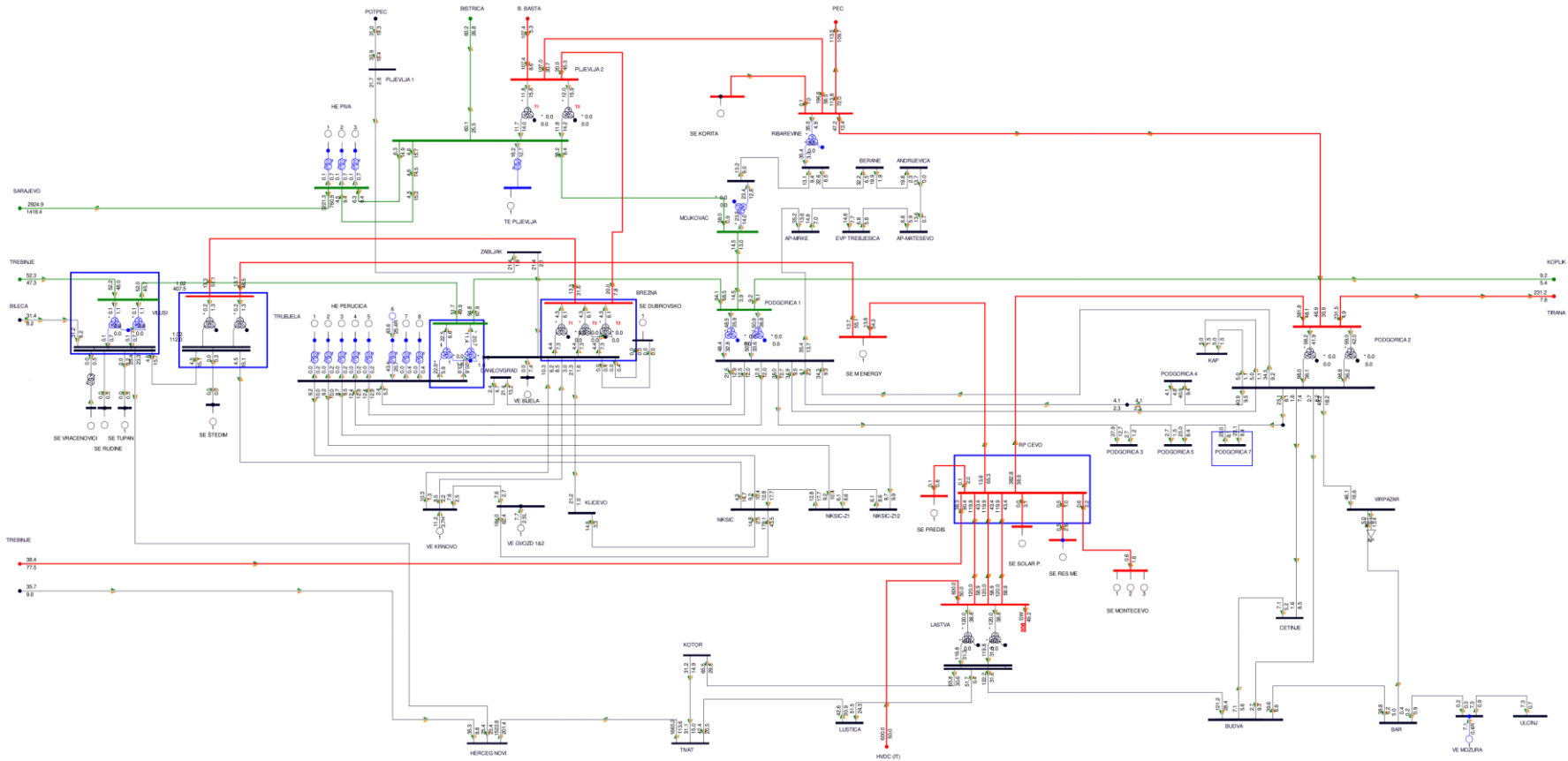
11.3 Tokovi snaga i naponske prilike

Plan razvoja prenosnog sistema električne energije Crne Gore (period 2027-2036. godine)



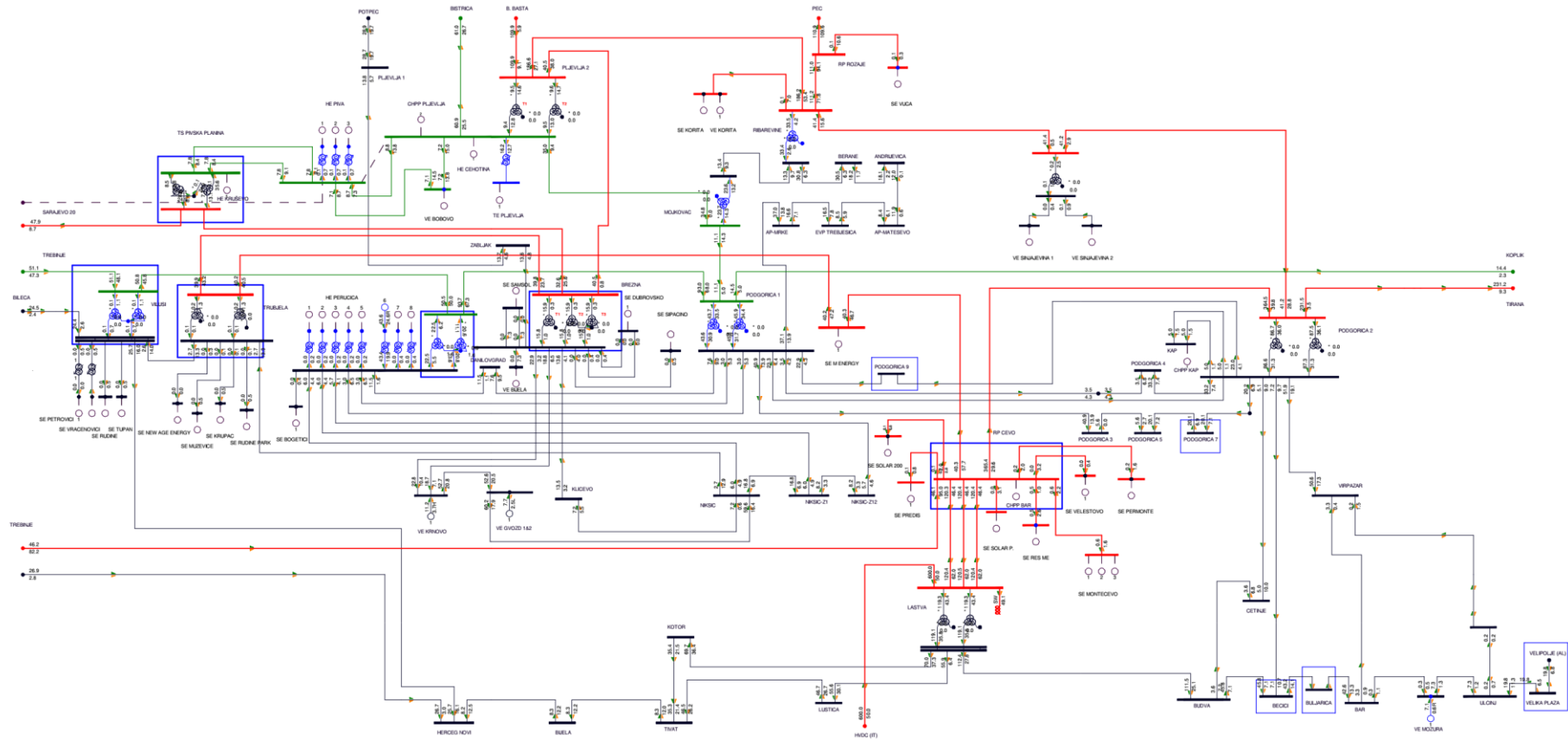
Slika 11-11: Topologija prenosne mreže za 2025. godinu

Plan razvoja prenosnog sistema električne energije Crne Gore (period 2027-2036. godine)



Slika 11-12: Topologija prenosne mreže za 2029. godinu

Plan razvoja prenosnog sistema električne energije Crne Gore (period 2027-2036. godine)



11.4 Elektrane za koje je primljen zahtjev za priključenje i urađena analiza mogućnosti priključenja

Redni broj	Elektrana	Tip elektrane	Opština	Instalisana snaga	Ulazak u pogon (do 2029/ do 2036.)
1.	M ENERGY	SE	Cetinje i Nikšić	385 MW	do 2029.
2.	MONTEČEVO	SE	Cetinje	400 MW	do 2029.
3.	Prediš	SE	Cetinje	215 MW	do 2029.
4.	SOLAR POWER	SE	Cetinje	170 MW	do 2029.
5.	Korita	SE	Bijelo Polje	240 MW	do 2029.
6.	Dubrovsko	SE	Šavnik	I faza – 40 MW i II faza – 155 MW	do 2029.
7.	RES MONTENEGRO	SE	Cetinje	506 MW	do 2029.
8.	Vraćenovići	SE	Nikšić	87,5 MW	do 2029.
9.	Bijela	VE	Šavnik	118,8 MW	do 2029.
10.	QAIR MONTENEGRO-RUDINE	SE	Nikšić	50.13 MW	do 2029.
11.	EPCG (A8)	HE	Nikšić	58,5 MW	do 2029.
12.	Tupan	SE	Nikšić	70 MW	do 2029.
13.	Solar 200	SE	Cetinje	200 MW	do 2029.
14.	Qair Montenegro Petrovići	SE	Nikšić	60 MW	do 2029.
15.	TM Invest Bogetići	SE	Nikšić	67 MW	do 2036.
16.	“Nebojša” (Bobovo)	VE	Pljevlja	120 MW	do 2036.
17.	Sinjajevina I	VE	Kolašin	118.8 MW	do 2036.
18.	Vuča	SE	Rožaje	122 MW	do 2036.
19.	Permonte	SE	Cetinje	100 MW	do 2036.
20.	Rudine energy park	SE	Nikšić	140 MW	do 2036.
21.	Šipačno II	SE	Nikšić	164 MW	do 2036.
22.	Velevstovo	SE	Nikšić	50 MW	do 2036.
23.	Krupac (Stuba)	SE	Nikšić	50 MW	do 2036.
24.	New Age Energy III	SE	Nikšić	68 MW	do 2036.
25.	Vjetro park Korita	VE	Bijelo Polje	72.6 MW	do 2036.
26.	Lika	SE	Ulcinj	12 MW	do 2036.

Redni broj	Elektrana	Tip elektrane	Opština	Instalisana snaga	Ulazak u pogon (do 2029/ do 2036.)
27.	Krstac (Muževice)	SE	Nikšić	80 MW	do 2036.
28.	Sinjajevina II	VE	Kolašin	290.4 MW	do 2036.
29.	Somina (Samsol)	SE	Nikšić	180 MW	do 2036.