



PLAN RAZVOJA
PRENOSNOG SISTEMA CRNE GORE
2023 - 2032.
- PREDLOG -

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.....	12
2.2 Simulacije tržišta električne energije	13
2.3 Tehnički kriterijumi i ograničenja u radu EES-a	14
2.4 Procjena kandidata za izgradnju "CBA" metodologijom	14
2.5 Maksimalna raspoloživa snaga priključenja (ΔGTC)	15
3 OPIS SCENARIJA.....	16
3.1 Ciljevi razvoja prenosnog sistema	17
4 POLAZNA OSNOVA ZA IZRADU PLANA.....	20
4.1 Energetski bilans u prethodnom periodu	20
4.2 Udio proizvodnih instalisanih kapaciteta prema kategoriji proizvodnje	24
4.3 Udio proizvedene električne energije prema kategoriji proizvodnje	25
4.4 Raspoložive snage priključenja po tačkama u sistemu (ΔGTC)	26
4.5 Pregled elektroprenosne infrastrukture	30
4.5.1 Dalekovodi.....	30
4.5.2 Transformatori 400, 220 i 110kV	34
4.6 Pregled potreba za intervencijama na postojećim elementima u toku planskog perioda.....	37
4.6.1 Dalekovodi.....	37
4.6.2 Transformatori	37
5 IDENTIFIKOVANJE POTREBA	40
5.1 Prognoza potrošnje	40
5.1.1 Potrebe razvoja distributivnog sistema	43
5.2 Prognoza proizvodnje	44
5.3 Prekogrančni projekti	46
5.3.1.1 Projekti u okviru ENTSO-E TYNDP liste.....	46
5.3.1.2 Projekti u okviru PECE/PMI liste	47
5.3.1.3 Osvrt na planove razvoja susjednih zemalja	47
6 SISTEMSKE ANALIZE.....	51
6.1 Analize za 2021. godinu.....	51
6.1.1 Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema	51
6.1.2 Analiza naponsko reaktivnih prilika	51

6.1.3	Analiza struja kratkih spojeva.....	52
6.1.4	Analiza dinamičke stabilnosti sistema	52
6.1.4.1	Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana	52
6.1.4.2	Proračun kritičnog vremena isključenja kvara	53
6.1.5	Analiza gubitaka	56
6.1.6	Analiza prenosne moći i zagušenja.....	56
6.1.7	Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije	57
6.1.8	Stanje 2021. godina - Zaključak:.....	59
6.2	Analize za 2025. godinu.....	61
6.2.1	Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema	61
6.2.2	Analiza naponsko reaktivnih prilika	63
6.2.3	Analiza struja kratkih spojeva.....	63
6.2.4	Analiza dinamičke stabilnosti sistema	63
6.2.4.1	Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana	64
6.2.4.2	Proračun kritičnog vremena isključenja kvara	64
6.2.5	Analiza gubitaka	67
6.2.6	Analiza prenosne moći i zagušenja.....	67
6.2.7	Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije	68
6.3	Analize za 2032. godinu.....	69
6.3.1	Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema	70
6.3.2	Analiza naponsko reaktivnih prilika	71
6.3.3	Analiza struja kratkih spojeva.....	71
6.3.4	Analiza dinamičke stabilnosti sistema	72
6.3.5	Analiza gubitaka	72
6.3.6	Analiza prenosne moći i zagušenja.....	73
6.3.7	Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije	76
7	NEOPHODNE INVESTICIJE U PLANSKOM PERIODU	77
7.1	Pregled neophodnih novih elemenata sistema i intervencije na postojećim elementima.....	77
7.2	Pregled nepotrebnih intervencija na postojećim elementima u toku planskog perioda.....	80
7.3	Pregled ostalih potreba za ulaganjem u prenosni sistem električne energije	80
8	TEHNO-EKONOMSKE ANALIZE.....	82
9	ILUSTRACIJA SVEOBUHVAATNE EVALUACIJE INVESTICIJA	94
9.1	110/10 kV TS Bečići	94
9.2	Izgradnja DV 110kV Virpazar – Ulcinj	95
9.3	Revitalizacija DV 110 kV Bar - Možura i DV 110 kV Možura – Ulcinj.....	96
9.4	Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Podgorica 1.....	97

9.5 Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Mojkovac	98
10 LITERATURA I PODLOGE	99
11 PRILOG.....	101
11.1 Prilog – Ulazni podaci korišćeni za analizu tržišnih efekata	101
11.2 Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana.....	103
11.3 Proračun vrijednosti struja kratkih spojeva	109
11.4 Tokovi snaga i naponske prilike	112
11.4.1 Priključenje TS Bečići -tehno-ekonomska analiza CEDIS (kao poseban Prilog).....	117

Lista tabela

Tabela 4-1: Ostvarene potrošnje u periodu 2017-2021. godina na mjestima preuzimanja električne energije iz prenosnog sistema CGES	23
Tabela 4-2: Pregled raspoložive snage priključenja po tačkama u sistemu CGES.....	28
Tabela 4-3: Podaci o dalekovodima naponskog nivoa 400, 220 i 110kV prenosnog sistema CGES	32
Tabela 4-4 (nastavak): Podaci o dalekovodima naponskog nivoa 400, 220 i 110kV prenosnog sistema CGES.....	33
Tabela 4-5: Podaci o transformatorima prenosnog sistema CGES	35
Tabela 4-6: Pregled potrebnih intervencija na postojećim elementima CGES	38
Tabela 5-1: Progoza potrošnje električne energije za čvorišta 110/XkV (mesta preuzimanja energije CEDIS iz sistema prenosa) i prognozirana vršna aktivna i reaktivna opterećenja za horizontne 2025 i 2032. godinu	42
Tabela 5-2 – Nove TS 110/x kV do 2025. godine	43
Tabela 5-3: Nove TS 110/x kV u periodu 2026 – 2032. godina.....	43
Tabela 5-4: Spisak proizvodnih objekata do 2025. godine.....	44
Tabela 5-5: Spisak proizvodnih objekata u periodu 2026 – 2032. godina	45
Tabela 5-6: Lista ENTSO-E TYNDP projekata	46
Tabela 6-1: Kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) u neproizvodnim čvorovima.....	53
Tabela 6-2: kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) dalekovoda	55
Tabela 6-4: Analiza "N-1" kriterijuma sigurnosti prenosnog sistema EES Crne Gore.....	57
Tabela 6-5: Kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) u neproizvodnim čvorovima.....	65
Tabela 6-6: kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) dalekovoda	66
Tabela 6-7: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2025. godina.....	67
Tabela 6-8: Analiza pojačanja i otklanjanje uočenih nesigurnosti u prenosnoj mreži Crne Gore.....	67
Tabela 6-9: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2032. godina.....	72
Tabela 6-10: Analiza pojačanja i otklanjanje uočenih nesigurnosti u prenosnoj mreži Crne Gore	73
Tabela 7-1: Pregled neophodnih novih elemenata prenosne mreže i intervencije na postojećim	78
Tabela 7-2: Pregled investicija na postojećim elementima koje se odlažu	80
Tabela 11-1 Spisak proizvodnih objekata do 2032. godine.....	101
Tabela 11-2: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2021.....	109
Tabela 11-3: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2025.....	110
Tabela 11-4: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2032.....	111

Lista slika

Slika 2-1 Metodološki pristup izradi Plana	11
Slika 2-2 Interakcija između tržišnih i mrežnih analiza	13
Slika 4-1: Bilans potrošnje CGES 2019-2021	20
Slika 4-2: Grafički prikaz razmjene električne energije po granicama Crne Gore 2019-2021	21
Slika 4-3: Grafički prikaz utrošene električne energije u Crnoj Gori	21
Slika 4-4: Raspodjela godišnje kapaciteta/ proizvodnje u 2021. godini po elektranama	25
Slika 4-5: Proizvodnja EES Crne Gore po tipovima elektrana u periodu 2017-2021.	25
Slika 4-6: Geografski prikaz ukupno raspoloživih snaga po tačkama u sistemu slobodnih za priključenje novih korisnika	27
Slika 4-7: Prenosna mreža CGES	30
Slika 4-8 – Dužine dalekovoda u prenosnoj mreži	31
Slika 4-9 – Kapaciteti dalekovoda u prenosnoj mreži.....	31
Slika 5-1: Porast vršne snage EES Crne Gore 2023 - 2032. godina	41
Slika 5-2: Porast neto konzuma EES Crne Gore 2023 - 2032. godina	41
Slika 6-1: Prosječno trajanje prekida 2021. godina	58
Slika 6-2: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2025. godina.....	61
Slika 6-3: Prosječno trajanje prekida 2025. godina	69
Slika 6-4: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2032. godina.....	70
Slika 6-5: Geografski prikaz regiona između Crne Gore i Albanije sa kapacitetima OIE	75
Slika 6-6: Prosječno trajanje prekida 2032. godina	77
Slika 11-1: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Mojkovac, režim zimskog maksimuma 2021. godine	103
Slika 11-2: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Piva, režim zimskog maksimuma 2021. godine	104
Slika 11-3: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110 kV Perućica - Podgorica 1 (1), režim zimskog maksimuma 2021. godine	104
Slika 11-4: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Mojkovac,, režim ljetnjeg maksimuma 2021. godine.....	105
Slika 11-5: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Piva - Sarajevo 20 (BiH), režim ljetnjeg maksimuma 2021. godine.....	105
Slika 11-6: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Piva, režim zimskog maksimuma 2025. godine	106
Slika 11-7: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110kV Perućica - Podgorica 1 (1), režim zimskog maksimuma 2025. godine	106
Slika 11-8: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Mojkovac, režim ljetnjeg maksimuma 2025. godine.....	107
Slika 11-9: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Piva - Sarajevo 20 (BiH), režim ljetnjeg maksimuma 2025. godine.....	107

Slika 11-10: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110 kV Perućica - Danilovgrad, režim ljetnjeg maksimuma 2025. godine.....	108
Slika 11-11: Tokovi snaga i naponske prilike u prenosnoj mreži Crne Gore za režim visokih tranzita 2021.	113
Slika 11-12: Tokovi snaga i naponske prilike u prenosnoj mreži Crne Gore za režim niskih opterećenja 2021.....	114
Slika 11-13: Topologija prenosne mreže za 2025. godinu	115
Slika 11-14: Topologija prenosne mreže za 2032. godinu	116

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
MNE	Crna Gora	ME
MK, MKD, FYROM	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
AHP	Analitički Hijerarhijski Proces
ATC	Available Transfer Capacity (Raspoloživ 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
ESO	Operator prenosnog sistema Bugarske
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, Agencija	Regulatorna agencija za energetiku Crne Gore
TE	Termoelektrana
TEL	Operator prenosnog sistema Rumunije
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 Zakonu o energetici Crne Gore [1] operator prenosnog sistema električne energije dužan je da vrši prenos električne energije pod uslovima određenim licencom 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 112 Zakona o energetici Crne Gore („Službeni list Crne Gore“, br. 005/16, 051/17, 082/20), izradi desetogodišnji plan razvoja prenosnog sistema. Taj Plan mora biti u najvećoj mjeri usklađen sa planskim dokumentima Crne Gore, odnosno sa planom razvoja susjednih prenosnih sistema.

U skladu sa tim, operator prenosnog sistema dostavlja i godišnje investicione planove utvrđene prema potrebama korisnika sistema, a koji su u skladu sa izrađenim desetogodišnjim planom razvoja prenosnog sistema i prostorno-planskim dokumentima.

Operator prenosnog sistema (u daljem 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] i Strategijom razvoja energetike [6] u Crnoj Gori, pri čemu se svake tri godine, izrađuje plan razvoja za sljedećih 10 godina i podnosi se Regulatornoj agenciji za energetiku na odobrenje.

Pored toga, Regulatorna Agencija za Energetiku Crne Gore (RAE) je propisala Pravila za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije [3] kojima se utvrđuju način i postupak izrade, sadržaj, način i postupak davanja saglasnosti, postupak sprovođenja javne rasprave, kao i način praćenja realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije (u daljem tekstu: plan razvoja).

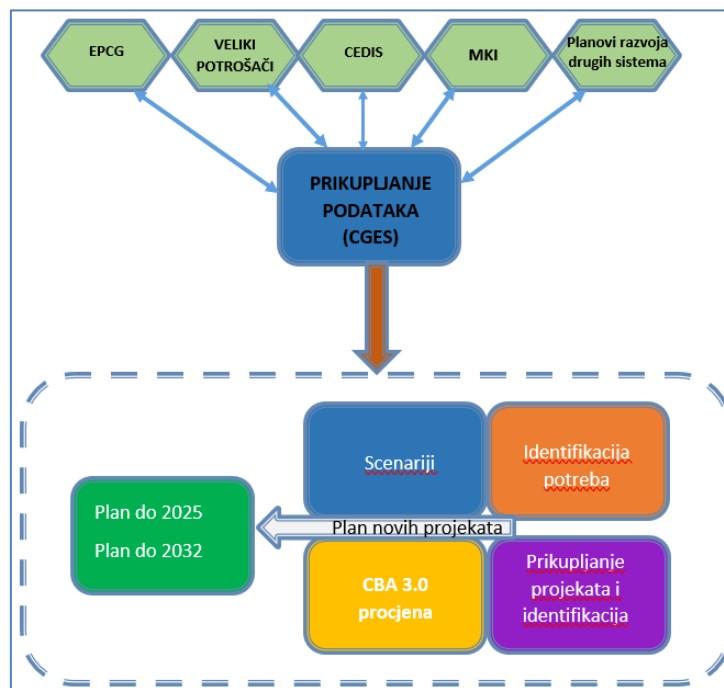
2 Metodološki pristup za izradu Plana razvoja

Metodološki pristup izradi 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 novih korisnika.

Sama procedura izrade Plana započeta je nizom aktivnosti od strane Operatora prenosnog sistema (CGES), prije svega sa ciljem prikupljanja podataka i upoznavanja korisnika prenosnog sistema (CEDIS, EPCG) i nadležnih državnih subjekata (MKI) o dinamici izrade Plana.

Metodološki pristup za izradu Plana sastoji se od sljedećih komponenti:

- Prikupljanje podataka od korisnika prenosnog sistema u koje spadaju:
 - CEDIS,
 - EPCG,
 - Ministarstvo kapitalnih investicija,
 - Direktni potrošači;
- 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 (ΔGTC) zasnovan na trenutnom stanju prenosne mreže;
- Identifikacija potrebnih projekata;
- Analiza isplativosti (ENTSO-E CBA 3.0);
- Plan razvoja novih projekata.



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 uticaj 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 CGES, 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.

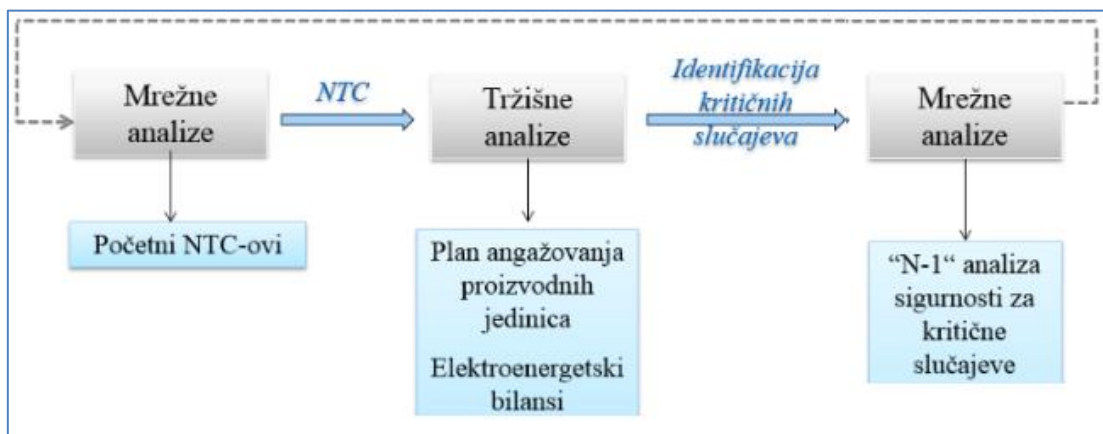
Potom se za svaki novi objekat odredio njegov plan investicija, koji zajedno za ostalim investicijama (rekonstrukcije, zamjene dotrajale opreme, sistemi zaštite, sistemi za nadzor, razmjenu i skladištenje podataka, itd.), čine jedinstven Investicioni plan.

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, uzele 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.



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. U takve projekte spadaju nabavke pojedine opreme, popravke dotrajalih elemenata i slično.

U ovoj analizi, uzeta je vrijednost od 10 000 €/MWh za neisporučenu električnu energiju (ENTSO-TYNDP 2020) sagledanu iz ugla prenosnog sistema, dok je kod analiza priključenja distributivnih TS, uzeta cijena od 2,5€/kWh, kako je to dato u Tehno-ekonomskim analizama CEDIS-a (poseban Prilog).

Cijena električne energije u Crnoj Gori iz vjetroelektrana iznosi 96 €/MWh.

Za cijenu gubitaka i neisporučene energije iz ostalih proizvodnih objekata (osim VE Krnovo i 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 Članom 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. 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.

2.2 Simulacije tržišta električne energije

U okviru tržišnih simulacija optimizovan je rad mješovitih hidro-termo sistema Evrope sa ciljem maksimizacije dobrobiti 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 2025. i 2032. godinu, kao presječne godine.

Tržišne simulacije će biti 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.

Sprovedenim simulacijama se za svaki sat u svakoj analiziranoj godini, dobijaju se 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 2022.

U dostupnim SECI modelima za 2025. i 2030 (ažuriran na 2032. 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.

2.3 Tehnički kriterijumi i ograničenja u radu EES-a

Pored kriterijuma i metodologije koja su opisana 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 za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije, CGES [3].

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 poredi prema njihovim indikatorima. Indikatori benefit kategorija su rezultat mrežnih i tržišnih analiza.

U skladu sa Pravilima za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja [4] i ENTSO-E CBA 3.0 metodologijom [8] iz 2020. godine, rezultati Studije će pokazati sljedeće indikatore na osnovu kojih će se vrednovati projekti/klasteri (nabrojani u skladu sa numeracijom Pravila):

1. K1 - Opštedruštvena ekonomska korist (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 redišpećinga. [€/godina]
 - a. K1.1 Ušteda troškova energenata [€/godina]
 - b. K1.2 Ušteda troškova emisije gasova [€/godina]
2. K2 – Promjena u emisiji CO₂ [t/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
 - 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 redispečiranjem [€/godina]
11. K11 – Robusnost

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.

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.

Maksimalna raspoloživa snaga priključenja, za svaku tačku priključenja utvrđuje se na iznos manje od vrijednosti preostalog teorijski slobodnog kapaciteta i ostalih ograničenja:

$$MAC = \min(RTC, OO)^1$$

¹ CGES zadržava pravo da u zavisnosti od konkretnog zahtjeva potencijalnih korisnika mreže za priključenje, uradi dodatne analize mogućnosti priključenja u određenoj tački prenosne mreže.

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.

NEKP-ovi bi trebali pokrivati period od 2021. do 2030., postavljajući put za postizanje dogovorenih ciljeva za 2030., 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 energetske politike i strategije jedan je od najvećih izazova zemlje u pridruživanju Evropskoj uniji.

Imajući u vidu da Plan naročito mora da sadrži (između ostalog) razrađene scenarije u skladu sa Nacionalnim energetskim i klimatskim planom (NEKP), potrebno je napomenuti da je NEKP trenutno u fazi izrade i da nije realno očekivati da u zvaničnoj, nacrtnoj fazi bude prije kraja 2022. godine. Kako je NEKP u početnoj fazi izrade, u okviru ovog Plana nije rađena analiza prema scenarijima koje bi taj plan obuhvatio, pa su stoga u okviru predmetnog Plana korišćeni rezultati i ulazni podaci aktuelnih studija ([15], EMI projekat i druge).

U ranijim planovima razvoja (i u Strategiji) bila je predviđena izgradnja hidroelektrana na rijeci Morači, ali u predmetnom Planu razvoja HE na Morači više nijesu aktuelne (prema dostavljenim podacima od strane MKI-a).

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“ prioritetna proizvodnja;
- Prenosna ograničenja na interkonekcijama definisana NTC vrijednostima.

Izvor podataka za Crnu Goru su upitnici dobijeni od strane korisnika prenosnog sistema Crne Gore (EPCG, Ministarstvo, investitori...), a za ostale evropske države relevantne studije ERRa 2021, TYNDP 2020, 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, hidrogenacije 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 za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije“ (u daljem tekstu 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, kao bi se omogućilo 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 takođe 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, ali i solarnih jedinica.

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 kupovinu i prodaju 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 ugalj, 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 rok.

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 dobrobiti 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 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 BiH i Srbijom novim 400 kV interkonekcijama 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 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; Ugradnja DLS uređaja za praćenje opterećenja kritičnih raspona vodova zamjenjuje, ili odlaže njihovu rekonstrukciju, odnosno znatno manje utiče na okolinu (magnetna zračenja i slično).

4 Polazna osnova za izradu Plana

4.1 Energetski bilans u prethodnom periodu

Na osnovu raspoloživih bilansa utrošene električne energije u Crnoj Gori za pet godina (2017 – 2021.), prikazanih na Slici 4-1, uočava se pad ukupne potrošnje do 2021. godine (kao posljedica pada potrošnje velikih potrošača).

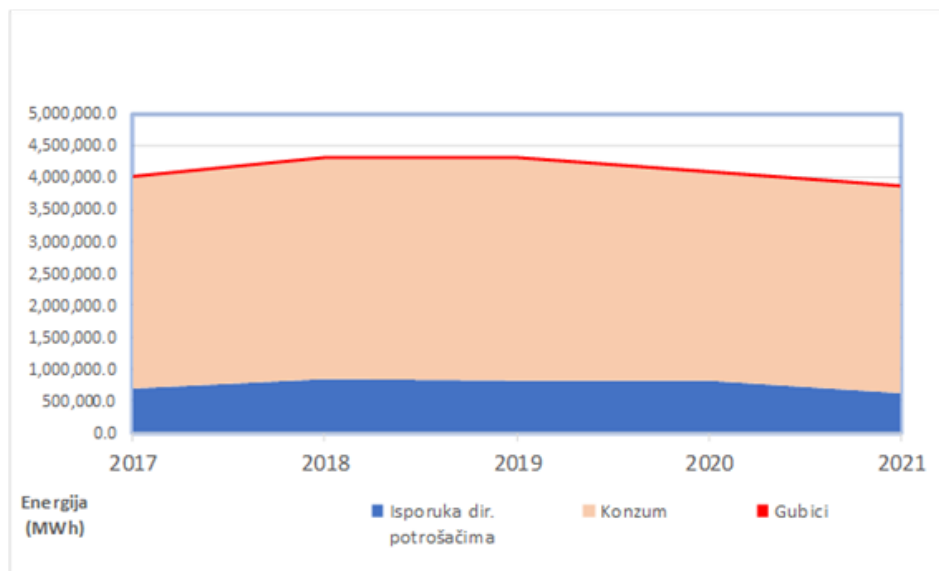
Najveći dio potrošnje električne energije čini distributivna potrošnja, ali je ukupna potrošnja električne energije u značajnoj mjeri određena potrošnjom tri postojeća direktna potrošača: KAP, Željezara i ŽICG. U istom periodu, distributivna potrošnja u Crnoj Gori bilježi rast do 2018. godine, da bi nakon toga, usljed pandemije COVID 19, došlo do značajnog pada od oko 13.5%.

U toku 2021. godine je došlo i do značajnog smanjenja potrošnje KAP-a, što ukupno utiče na energetski bilans Crne Gore u smislu da znatno manje uvozi nego prethodnih godina.

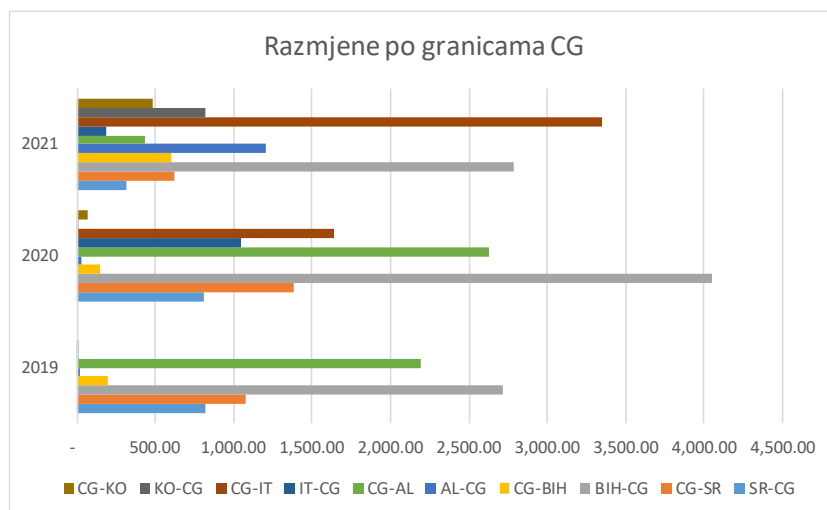
Kada su u pitanju razmjene po granicama, u toku prethodne 3 godine (Slika 4-2), najveći nivo razmjene je ostvaren sa Bosnom i Hercegovinom u toku 2020. godine od oko 4,06 TWh uvoza, kao i sa Albanijom u istoj godini od oko 2,6 TWh izvoza. To dovodi do zaključka da je CGES uglavnom bio tranziter električne energije, što dovodi do jasnog signala da je potrebno razmišljati o novim interkonekcijama na navedenim granicama.

Kada je u pitanju granica ka Italiji (HVDC), električna energija je uglavnom imala smjer ka Italiji, što je za posljedicu imalo znatno uvećanje tranzita u odnosu na period prije 2019. godine

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.



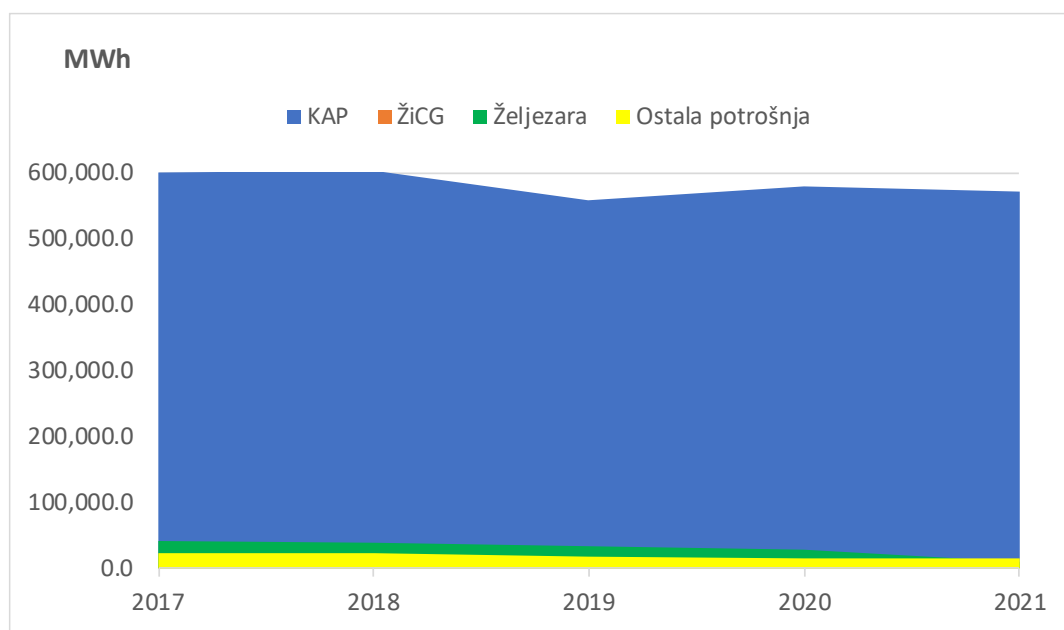
Slika 4-1: Bilans potrošnje CGES 2019-2021



Slika 4-2: Grafički prikaz razmjene električne energije po granicama Crne Gore 2019-2021

Potrošnju električne energije velikih potrošača određuju potrošnja KAP-a, Željezare i potrošnja energije za potrebe željezničke infrastrukture tj. elektrovučnih postrojenja. Na grafiku (Slika 4-3) prikazane su ostvarene vrijednosti potrošnje velikih potrošača od 2017 – 2021. godine, gdje se jasno vidi da u ukupnoj potrošnji velikih potrošača KAP učestvuje sa dominantnih 90% posljednjih godina.

Najveći uticaj ima promjena potrošnje KAP-a, s obzirom na visok udio kako u snazi, tako i u energiji sistema.



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

KAP - Kombinat Aluminijuma Podgorica koji u periodu od 2017. godine učestvuje u ukupnoj potrošnji u rasponu od 17-33% ukupne utrošene energije (Slika 4-3), sa vršnim godišnjim angažovanjem od 70-75 MW u 2018. godini i prosječnim angažovanjem od oko 70 MW. Za sve analize u okviru predmetnog Plana razvoja vršno angažovanje KAP će iznositi 10 MW.

Željezara Nikšić - drugi po značaju direktan potrošač, čiji udio u ukupno utrošenoj električnoj energiji u sistemu na godišnjem nivou značajno opada u posljednje dvije godine. Za predstojeći period, očekuje se vršno satno opterećenje jednako ostvarenom u 2021. godini.

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 očekivani vršnim opterećenjem od 6 MW, ravnomjerno raspoređeno po postojeća četiri elektrovučna postrojenja.

Tabela 4-1: Ostvarene potrošnje u periodu 2017-2021. godina na mjestima preuzimanja električne energije iz prenosnog sistema CGES

Elektroenergetski objekti	2021						2020						2019						2018						2017							
	Zima			Ljeto			Zima			Ljeto			Zima			Ljeto			Zima			Ljeto			Zima			Ljeto				
	W _a (MWh)	W _r (Mvarh)	P _{max} (MW)	W _a (MWh)	W _r (Mvarh)	P _{max} (MW)	W _a (MWh)	W _r (Mvarh)	P _{max} (MW)	W _a (MWh)	W _r (Mvarh)	P _{max} (MW)	W _a (MWh)	W _r (Mvarh)	P _{max} (MW)	W _a (MWh)	W _r (Mvarh)	P _{max} (MW)	W _a (MWh)	W _r (Mvarh)	P _{max} (MW)	W _a (MWh)	W _r (Mvarh)	P _{max} (MW)	W _a (MWh)	W _r (Mvarh)	P _{max} (MW)	W _a (MWh)	W _r (Mvarh)	P _{max} (MW)		
TE Pljevlja SP	5,111	4,319	7.47	4,098	3,571	4.42	5,085	4,221	10	4,077	3,553	4.72	4,346	4,079	4.58	4,317	3,899	4.69	5,565	4,594	9.65	4,199	3,798	10.92	5,437	4,594	7.95	4,359	3,798	4.7		
ŽCG	9,353	4,956	7.13	9,772	5,818	7.27	9,393	4,977	7	9,814	5,843	7.36	9,337	4,495	7.85	10,545	5,560	7.77	9,949	5,272	8	10,394	6,189	8	9,949	5,272	7.58	10,394	6,189	7.73		
KAP	324,471	171,070	65.8	317,598	127,159	65.8	264,225	166,794	64.2	258,628	126,313	62.7	307,854	186,117	78.7	301,118	214,143	84.8	345,128	181,961	70	337,818	135,255	70	345,128	181,961	70	337,818	135,255	70		
Željezara Nikšić	3,814	2,265	5.08	1,199	744	4.42	18,242	10,835	38.5	15,832	9,822	39.8	22,127	11,847	42.6	21,072	12,035	38.3	4,057	2,409	5	1,275	791	5	4,057	2,409	5.4	1,275	791	4.7		
TS Andrijevića	10,268	5,358	5.53	9,736	6,828	8.31	11,539	5,723	5.64	12,675	6,738	5.71	18,029	7,266	6.59	15,213	7,543	6.35	5,613	5,699	6.45	-7,210	7,263	6.86	10,921	5,699	5.88	10,356	7,263	8.84		
TS Bar	89,083	21,721	38.5	90,625	30,520	47.3	88,791	21,453	34.4	86,556	30,177	40.3	94,836	24,757	38.9	89,729	34,117	46.9	92,853	23,104	39.45	100,198	32,463	49.47	94,755	23,104	40.96	96,395	32,463	50.26		
TS Berane	40,614	10,420	18.3	33,574	12,544	24	33,291	9,993	16.7	30,675	11,947	15.6	47,236	11,020	18.9	34,419	13,444	16.4	39,889	11,083	17.12	26,221	13,343	16.13	43,199	11,083	19.47	35,711	13,343	25.55		
TS Brezna	3,461	1,267	4.69	3,995	1,205	6.06	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	5,698	1,348	4.54	5,113	1,282	6.15	3,681	1,348	4.99	4,249	1,282	6.45		
TS Ribarevine	49,958	15,900	19.1	44,561	17,700	22.9	49,683	14,968	18.3	41,933	16,293	15.6	53,021	16,537	19	43,860	18,169	16.4	47,245	16,912	16.61	40,722	18,827	16.21	53,139	16,912	20.29	47,398	18,827	24.39		
TS Budva	102,326	17,505	44.5	132,943	33,803	70	97,156	14,180	47.2	126,591	33,844	60.3	101,495	17,444	47.8	127,424	36,853	70	109,673	18,619	48.68	147,500	35,955	72.58	108,841	18,619	47.34	141,407	35,955	74.49		
TS Cetinje	42,819	9,556	20.8	35,548	12,432	19.8	46,211	10,739	23.5	31,138	11,271	17.8	54,951	13,736	23.2	36,812	14,138	18	46,263	10,165	19.40	33,442	13,224	16.43	45,545	10,165	22.08	37,811	13,224	21.11		
TS Danilovgrad	32,107	16,701	13.4	30,403	18,070	16.2	24,715	13,127	12.2	23,807	16,407	10.4	32,039	15,826	12.9	28,373	17,869	13.1	35,555	17,764	13.52	29,936	19,220	12.86	34,151	17,764	14.2	32,339	19,220	17.2		
TS Herceg Novi	82,924	21,619	37.8	80,458	29,420	40.1	86,147	23,763	35.2	79,636	30,715	35.1	93,370	28,084	36.9	83,791	34,584	39.3	87,015	22,995	34.51	88,127	31,292	41.17	88,203	22,995	40.16	85,581	31,292	42.7		
TS Mojkovac	21,194	7,343	8.19	18,713	8,490	10.6	19,969	7,016	8.02	17,548	7,994	6.74	23,230	7,564	8.88	19,037	8,077	6.95	21,662	7,810	7.33	18,906	9,031	7.60	22,544	7,810	8.71	19,904	9,031	11.23		
TS Nikšić - ukupno	111,600	36,705	47.5	76,677	36,151	35.3	124,673	42,062	42.3	94,431	43,576	33.5	138,029	45,512	48.3	101,161	47,471	42	88,584	39,042	30.02	69,965	38,452	29.09	118,705	39,042	50.57	81,558	38,452	37.54		
TS Pljevlja 1 (sa ED Čajniče)	69,504	22,233	26.1	61,480	25,034	33.9	68,672	21,946	25.2	61,103	25,080	22.7	76,224	24,582	26.2	68,428	29,387	24	65,459	23,649	21.34	59,845	26,627	20.09	73,929	23,649	27.72	65,394	26,627	36.05		
TS Podgorica 1	140,798	34,619	60.1	120,509	43,605	51.8	144,573	38,262	55.3	111,041	44,924	41.7	147,899	40,626	57.5	115,413	47,576	46.5	153,800	36,823	57.18	132,493	46,381	52.09	149,762	36,823	63.9	128,182	46,381	55.13		
TS Podgorica 3	104,921	14,302	47.1	85,040	19,793	38.8	103,159	16,288	40.5	77,655	19,550	30	109,971	20,711	41.6	89,003	26,359	36.1	105,781	15,213	42.20	89,896	21,054	38.63	111,601	15,213	50.14	90,454	21,054	41.24		
TS Podgorica 4	130,143	17,781	57.9	98,526	20,285	46.7	129,117	18,541	48.9	96,404	21,111	37	134,329	22,345	48.8	99,606	22,723	39.2	126,450	18,913	50.86	105,092	21,577	44.82	138,428	18,913	61.59	104,798	21,577	49.66		
TS Podgorica 5	72,912	11,862	33.7	54,818	14,130	25.7	74,033	12,701	28.4	52,368	14,072	20.5	75,238	13,402	28.5	54,090	14,879	22.5	77,473	12,617	31.33	62,191	15,029	27.64	77,554	12,617	35.84	58,308	15,029	27.34		
TS Tivat	82,259	15,661	42.3	77,984	20,463	35.9	101,413	20,384	36.3	91,289	26,073	38	101,550	22,201	37.8	85,683	27,019	38	67,234	16,658	32.16	67,271	21,766	26.14	87,496	16,658	45.01	82,948	21,766	38.21		
TS Kotor	26,593	6,545	23.3	18,588	6,392	21.3	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	45,714	6,962	21.84	44,473	6,799	21.50	28,286	6,962	24.76	19,772	6,799	22.67		
TS Kličevo	18,929	6,434	25	4,810	2,409	5.39	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	38,767	6,844	13.23	28,459	2,562	12.71	20,134	6,844	26.58	5,116	2,562	5.73		
TS Ulcinj	41,349	14,688	15.3	53,058	23,262	33.4	39,769	12,254	18.5	49,439	20,965	30.2	41,502	14,085	16.7	48,409	21,894	33.9	44,001	15,624	20.29	59,221	24,743	37.77	43,982	15,624	16.26	56,435	24,743	35.53		
TS Vilusi	3,043	2,292	1.22	2,880	2,608	1.59	2,949	2,086	1.14	2,806	2,505	1.17	2,951	2,006	1.23	2,874	2,375	1.07	3,402	2,438	1.30	3,205	2,774	1.29	3,237	2,438	1.3	3,064	2,774	1.69		
TS G.Mrke	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	3,436	3,264	2.39	4,394	4,175	2.17	/	/	/	/	/	/		
TS Uvac	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	1,347	1,280	0.67	1,780	1,691	0.64	/	/	/	/	/	/		
VE Krnovo	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	297	282	0.45	349	331	0.41	/	/	/	/	/	/		
TS Virpazar	20,705	6,256	9.9	24,254	7,791	13.6	20,044	5,643	10.1	22,308	7,975	11.4	21,036	6,703	10.7	17,973	6,699	11.8	21,240	6,654	10.22	25,744	8,287	13.53	22,023	6,654	10.53	25,798	8,287	14.44		
* distribuirana proizvodnja veća od ukupne potrošnje																																

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:

- Instalisana snaga 330 MVA (307 MW 5x38MW i 2x58.5MW),
- Sedam agregata sa horizontalno postavljenim sinhronim generatorima.

Planirano je da se ugradi i osmi agregat snage 65 MVA 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:

- Instalisana 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:

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

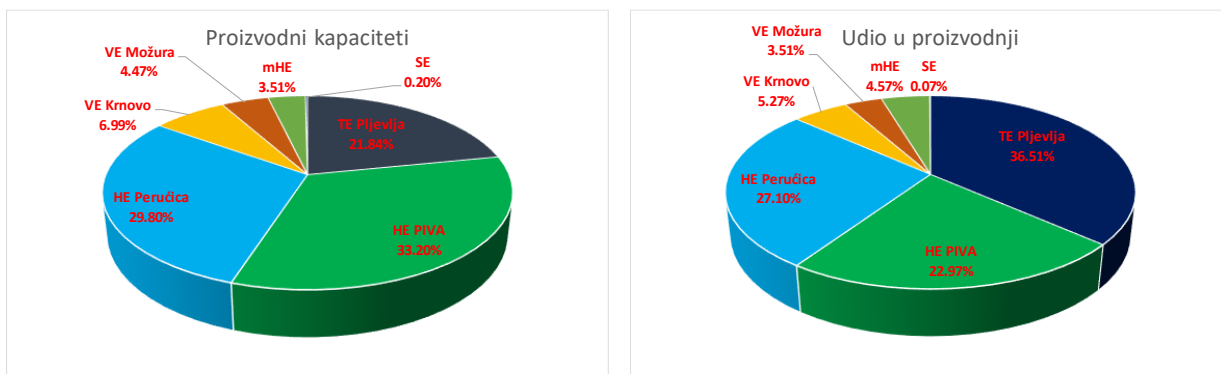
Za elektroenergetski sistem Crne Gore TE "Pljevlja" predstavlja baznu elektranu koja najveći značaj ima u pokrivanju konstantnog dijagrama opterećenja.

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

VE Možura - VE Možura je u pogonu od 2018. godine. Ukupna instalisana snaga 23 vjetrogeneratorske jedinice iznosi 46MW, sa planiranom godišnjom proizvodnjom od 100GWh.

Male HE - U Crnoj Gori se na distributivnoj mreži nalazi priključeno 38 malih hidroelektrana (mHE) ukupne odobrene priključne snage 64.71 MVA (računato sa odobrenom snagom na koju je ograničena mHE Pecka od 400 kVA).

Pored navedenih, u elektroenergetskom sistemu radi i pet solarnih elektrana, odobrene priključne snage 2,235 MVA.



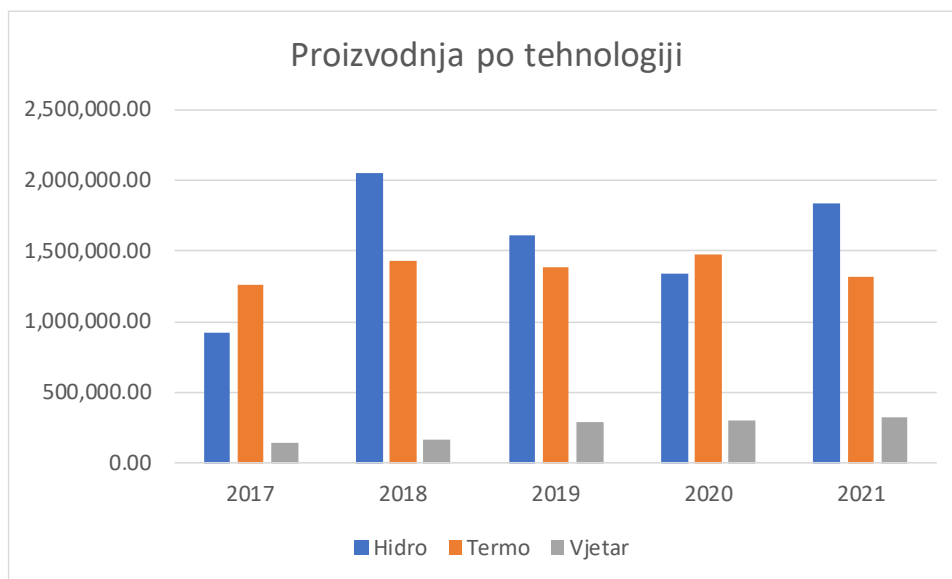
Proizvodni kapaciteti CG 2021

Godišnja proizvodnja CG 2021

Slika 4-4: Raspodjela godišnje kapaciteta/ proizvodnje u 2021. 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 2017 - 2021. 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 2017. godini bilo manje od 50%, zbog loše hidrološke situacije).



Slika 4-5: Proizvodnja EES Crne Gore po tipovima elektrana u periodu 2017-2021.

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.

Izuzetak je posljednja godina razmatranog perioda, tokom kog je Crna Gora ostvarila suficit električne energije. Uslijed povoljnih hidroloških prilika, proizvodnja HE Piva i HE Perućica je značajno veća u poređenju sa prethodne dvije godine. Sa druge strane, proizvodnja TE Pljevlja je u posljednjoj godini bila

nešto manja nego u prethodnim godinama. Suficitu električne energije svakako doprinosi i VE Krnovo i VE Možura. Njihovo učešće u ukupnoj proizvodnji je u 2021. godini iznosilo oko 9,2%.

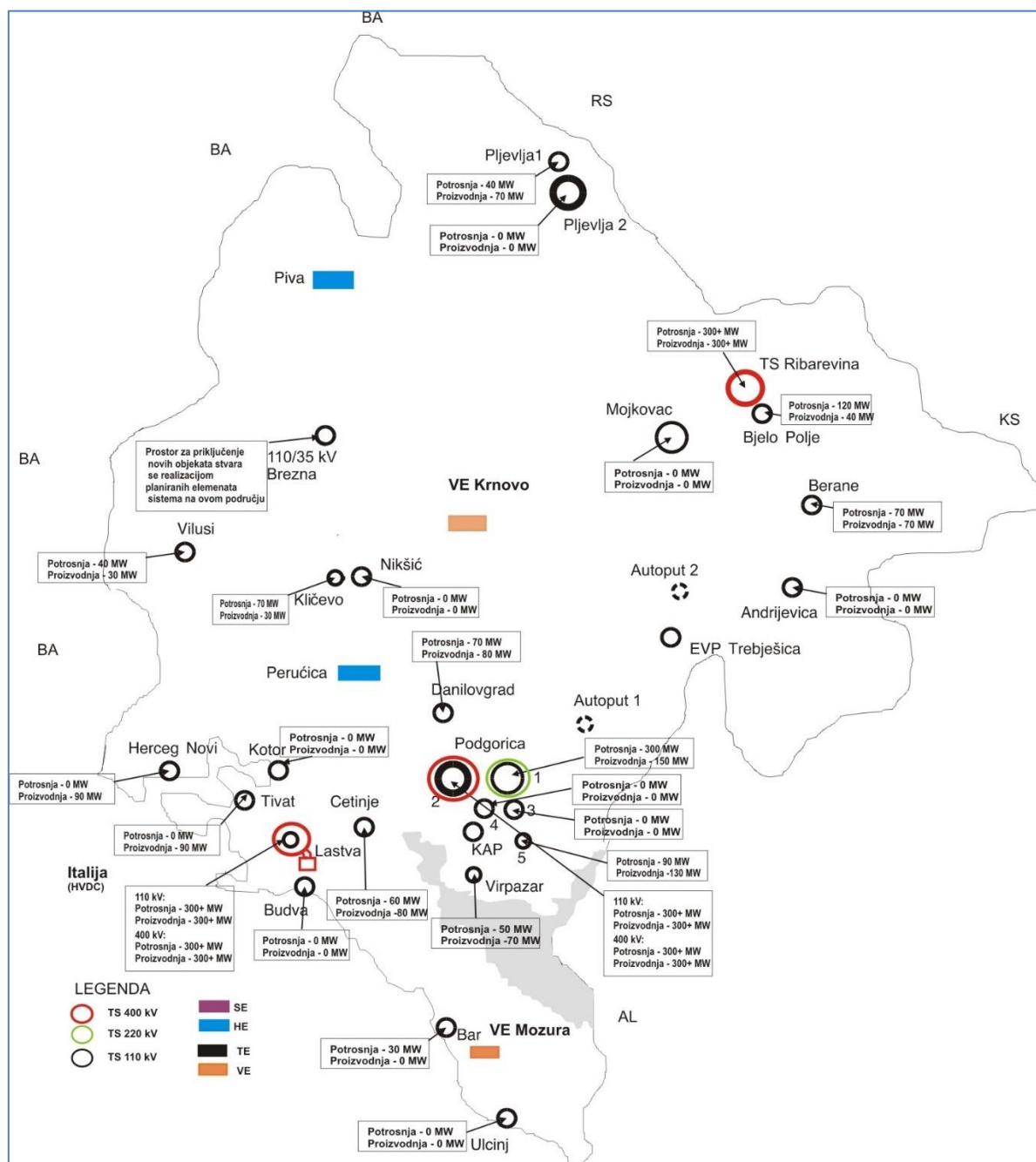
4.4 Raspoložive snage priključenja po tačkama u sistemu (ΔGTC)

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. Na taj način su dobijene maksimalno raspoložive snage (MAC) na tačkama priključenja prenosnog sistema za 110kV i 400kV sabirnice u objektima u vlasništvu CGES-a. Priključenje na 220kV naponski nivo je eliminisano u procesu sagledavanja ostalih ograničenja, imajući u vidu stav iz Strategije razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine: *“Za period nakon 2020. godine, potrebno je posebno izučiti posljedice eventualnog napuštanja 220 kV naponskog nivoa u prenosnoj mreži.”* S obzirom da se i u ostalim dijelovima regiona jugoistočne Evrope razmišlja o napuštanju 220 kV naponskog nivoa, u okviru ovih analiza nije urađena procjena za ovaj naponski nivo².

Maksimalna raspoloživa snaga na tački priključenja je najviša dozvoljena snaga razmjene na tački priključenja, koja ne zahtijeva dalji razvoj sistema u cilju trajnog očuvanja garantovanih parametara prenosa, te se ova vrijednost smatra da je indikativnog karaktera.

Vrijednosti snaga u tabeli ukazuju na mogućnost priključenja novog korisnika na sistem u aktuelnom momentu u datoj tački. U praksi je očekivano da se priključenje novog korisnika može tehno-ekonomski efikasnije izvesti duž trasa postojećih vodova.

² Vrijednosti u tabelama su informativnog karaktera i u zavisnosti od potreba i zahtjeva za priključenjem, biće urađene precizne analize za svaku TS pojedinačno.



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	Smjer	MAC	MAC	MAC	Komentar
		110kV	220 kV	400kV	
Bar	<i>Potrošnja</i>	30			U toku je sagledavanje zahtjeva za priključenje proizvodnje na ovom području pa ne postoji prostor za indicaciju dodatne snage proizvodnje
	<i>Proizvodnja</i>	0			
Budva	<i>Potrošnja</i>	0			Ne postoje rezervna polja i nema mogućnosti proširenja trafostanice
	<i>Proizvodnja</i>	0			
Cetinje	<i>Potrošnja</i>	60			
	<i>Proizvodnja</i>	80			
Danilovgrad	<i>Potrošnja</i>	70			
	<i>Proizvodnja</i>	80			
Herceg Novi	<i>Potrošnja</i>	0			Nema prostora za priključenje nove potrošnje u ovom trenutku
	<i>Proizvodnja</i>	90			
Tivat	<i>Potrošnja</i>	0			Nema prostora za priključenje nove potrošnje u ovom trenutku
	<i>Proizvodnja</i>	90			
Kotor	<i>Potrošnja</i>	0			Ne postoje rezervna polja i nema mogućnosti proširenja trafostanice
	<i>Proizvodnja</i>	0			
Ulcinj	<i>Potrošnja</i>	0			Čvor ne zadovoljava N-1 kriterijum pouzdanosti u osnovnom slučaju
	<i>Proizvodnja</i>	0			
Lastva	<i>Potrošnja</i>	300+		300+	
	<i>Proizvodnja</i>	300+		300+	
Podgorica 1	<i>Potrošnja</i>	300+	300+		
	<i>Proizvodnja</i>	150	150		
Podgorica 2	<i>Potrošnja</i>	300+		300+	
	<i>Proizvodnja</i>	300+		300+	
Podgorica 3	<i>Potrošnja</i>	0			Ne postoje rezervna polja i nema mogućnosti proširenja trafostanice
	<i>Proizvodnja</i>	0			
Podgorica 4	<i>Potrošnja</i>	0			Ne preporučuje se uvođenje novih vodova u ovaj objekat
	<i>Proizvodnja</i>	0			
Podgorica 5	<i>Potrošnja</i>	90			
	<i>Proizvodnja</i>	130			
Vilusi	<i>Potrošnja</i>	40			

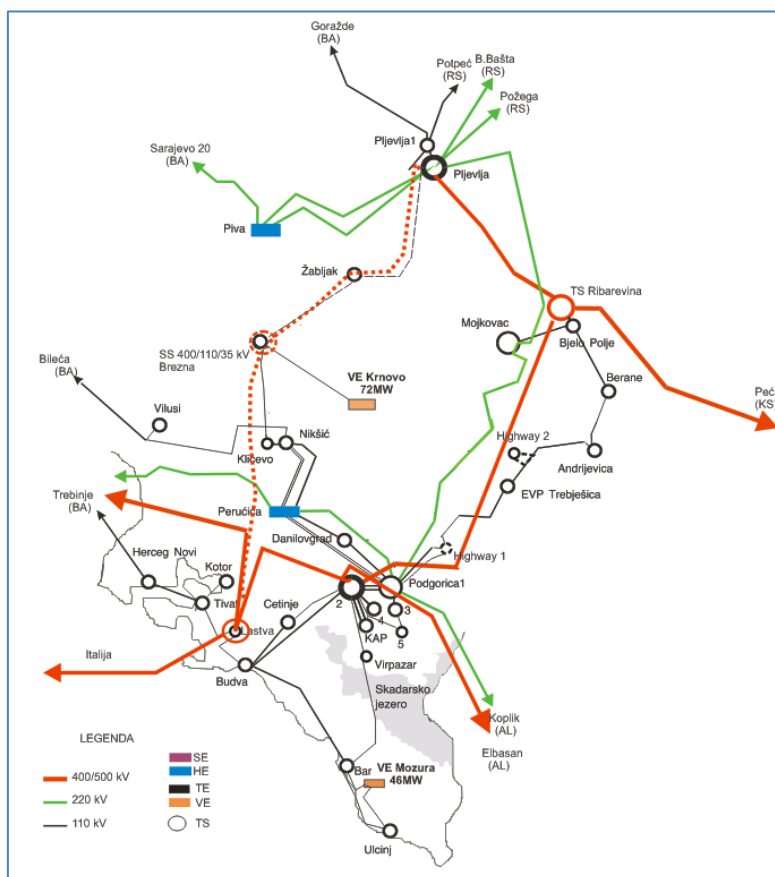
	<i>Proizvodnja</i>	30			Preduslov svih novih priključenja je eliminacija postojećeg T-spoja i izgradnja 110kV sabirnica u postrojenju
Nikšić 1	<i>Potrošnja</i>	0			Nema mogućnosti daljeg proširenja
	<i>Proizvodnja</i>	0			
Nikšić 2	<i>Potrošnja</i>	70			Prostor za priključenje je raspoloživ ali je jedino preostalo 110kV polje preliminarno rezervisano
	<i>Proizvodnja</i>	30			
Brezna	<i>Potrošnja</i>	0			Prostor za priključenje novih objekata stvara se realizacijom planiranih elemenata sistema na ovom području
	<i>Proizvodnja</i>	0			
Mojkovac	<i>Potrošnja</i>	0			Ne postoje rezervna polja i nema mogućnosti proširenja trafostanice
	<i>Proizvodnja</i>	0			
Andrijevisa	<i>Potrošnja</i>	0			Ne postoje rezervna polja i nema mogućnosti proširenja trafostanice
	<i>Proizvodnja</i>	0			
Berane	<i>Potrošnja</i>	70			
	<i>Proizvodnja</i>	70			
Ribarevine	<i>Potrošnja</i>	120		300+	
	<i>Proizvodnja</i>	140		300+	
Pljevlja 1	<i>Potrošnja</i>	40			Vrijednosti će biti raspoložive nakon rekonstrukcije i proširenja koje je u toku
	<i>Proizvodnja</i>	70			
Pljevlja 2	<i>Potrošnja</i>	0		0	Rezervna polja su rezervisana za potrebe realizacije započetih projekata, a trenutno nema mogućnosti dodatnog proširenja trafostanice
	<i>Proizvodnja</i>	0		0	
Virpazar	<i>Potrošnja</i>	50			
	<i>Proizvodnja</i>	70			

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 2021. godine) je prikazana na Slici 4-7.



Slika 4-7: Prenosna mreža CGES

4.5.1 Dalekovodi

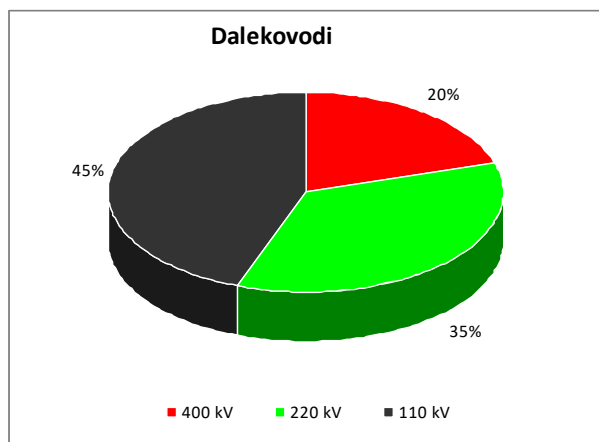
U sklopu prenosnog sistema se nalaze vodovi naponskog nivoa 110, 220 i 400kV. Svi dalekovodi su pravljeni od Al/Fe materijala, sa izuzetkom dalekovoda 110kV Vilusi-Nikšić, Vilusi - Bileća i Vilusi-Vilusi KT koji su napravljeni od materijala Cu 120 mm². Najveći dio čine 110kV dalekovodi, koji su ujedno i najopterećeniji, bez obzira na doba dana ili godine.

Oko 50% ukupnih kapaciteta dalekovoda, čine 110kV dalekovodi, od kojih su više od polovine dalekovodi presjeka Al-Fe150/25 mm² kapaciteta 470A (89MVA). 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. 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

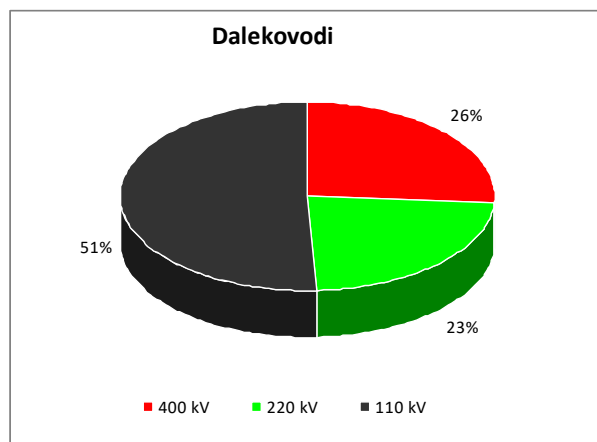


Tabela 4-3: Podaci o dalekovodima naponskog nivoa 400, 220 i 110kV prenosnog sistema CGES

Naponski nivo (kV)	Redni broj	Naziv dalekovoda	Strujni krug	Dužina		materijal	Presjek (mm²/fazi)	R1		X1		B1		Sn	In
				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	66.0	66.0	Al-Fe	(2x490/65)-5	2.51958	2.51958	29.2237	29.2237	0.91958	0.91958	1330.2	1920
	2	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
	3	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
	4	Ribarevine - Peć 3	1	53.1	65	Al-Fe	(2x490/65)-5	1.56114	1.911	18.1071	43.6821	0.569775	1.374542	1330.2	1920
	5	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	40.4	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	40.0	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-Fe	150/25	3.3792	3.3792	7.3392	7.3392	0.152381	0.152381	89.5	470
	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	Podgorica 1 – Trebješica	1	36.1	36.1	Al-Fe	150/25	6.9312	6.9312	15.0537	15.0537	0.312555	0.312555	89.5	470
	9	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
	10	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
	11	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

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

Naponski nivo (kV)	Redni broj	Naziv dalekovoda	Strujni krug	Dužina		materijal	Presjek (mm²/fazi)	R1		X1		B1		Sn	In
				u CG	ukup.			u CG	ukup.	u CG	ukup.	u CG	ukup.		
				(km)				(ohm/fazi)		(ohm/fazi)		(µF/fazi)			
110	12	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
	13	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
	14	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
	15	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
	16	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
	17	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
	18	Lastva - Tivat	1	11.9	11.9	Al-Fe	150/25	2.2848	2.2848	4.9622	4.9622	0.103082	0.103080	89.5	470
	19	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
	20	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
	21	Danilovgrad - HE Perućica	1	17.1	17.1	Al-Fe	150/25	3.2832	3.2832	7.1307	7.1307	0.148052	0.148052	89.5	470
	22	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
	23	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
	24	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
	25	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
	26	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
	27	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
	28	Trebješica - Andrijevića	1	30.8	30.8	Al-Fe	150/25	5.913	5.6064	12.844	12.1764	0.26675	0.26675	89.5	470
	29	Andrijevića - 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
	30	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
	31	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
	32	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
	33	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
	34	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
	35	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
	36	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
	37	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
	38	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
	39	Tivat - Kotor	1	5.9	5.9	Al-Fe	240/40	0.907500	0.907500	3.008060	3.008060	0.043669	0.043669	122.9	470
	40	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	470

4.5.2 Transformatori 400, 220 i 110kV

Trenutno su u EES Crne Gore operativne:

- 1 TS 400/220/110kV (TS Pljevlja 2),
- 1 TS 400/110kV (TS Podgorica 2),
- 2 TS 400/110/35kV (TS Ribarevine i TS Lastva),
- 2 TS 220/110/35kV (TS Podgorica 1 i TS Mojkovac),
- 15 transformatorskih stanica 110/35kV (TS H. 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 Andrijević, TS Kotor i TS Brezna),
- 4 TS 110/10kV: i TS Kličevo, TS Podgorica 3, TS Podgorica 4 i TS Podgorica 5.

Najveća TS je 400/220/110kV TS Pljevlja 2 (2x400 MVA + 1x125 MVA).

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

Sljedeća transformatorska stanica s instalisanom snagom transformacije od 600 MVA (2x300MVA, od čega je jedan zamijenjen 2021. godine) je TS 400/110kV Podgorica 2, kao jedan dio najbitnijeg napojnog čvorišta u EES Crne Gore.

Na 400kV naponu je povezana s TS Ribarevine, TS Lastva i TS Tirana u Albaniji. Takođe je povezana sa TS 220/110kV Podgorica 1 preko dva 110kV dalekovoda, kao i sa TS 110/35kV Virpazar i TS 110/35kV Budva. Putem 110kV veza napaja TS Podgorica 4, TS Podgorica 5, TS Cetinje i KAP.

TS Lastva je puštena u pogon 2019. godine sa instalisanom snagom 1x300MVA i predstavlja važno čvorište za snabdijevanje primorskog dijela Crne Gore. Preko 400kV naponskog nivoa je jednom vezom spojena ka TS Podgorica 2, a drugom sa TS Trebinje (BiH). Na 110kV naponskom nivou je spojena sa TS Tivat i TS Budva (DV 110kV Budva – Tivat je uveden u TS Lastva po principu ulaz-izlaz). Sa dvije kratke 400kV veze je spojena na konvertorsko postrojenje (TERNA) i dalje preko HVDC 500kV ka Italiji (jedan pol kabla kapaciteta 600MW).

Preko transformatorskih stanica 110/35kV i 110/10kV 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	Pcu	R	X	In1	In2	In3
							Proizvodnje	Ugradnje	(%)	(%)	(%)	(kW)	(kW)	(Ω)	(Ω)	(A)	(A)	(A)
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	400/115/31.5	T2	300	17	YNaOd5	CHINT	2020	2021	12.25	14	9.3	129.7	619.1	1.1	65.33	433	1506	1833
		T1	300	17	YNaOd5	CHINT	2015	2016	12.34			71.69	539.29	0.96	65.82	433	1506	1833
Ribarevine	400/115/10.5	T1	150	+10%, -8%	Yy0d5	Siemens	2010	2010	12.22	-	-	49.11	388.5	1.1	130.4	216.5	753.1	2749.3
Lastva	400/115/31.5	T1	300		YNaOd5	CHINT	2017	2017	12.39			71.8	540.4	0.96	65.82	433	1506	1833
Lastva	400/115/31.5	T2	300		YNaOd5	CHINT	2020	2021	12.39			71.8	540.4	0.96	65.82	433	1506	1833
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		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	T1	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	Yy0d5	SSSR		1981	10.1	15.2	9.55							
Pljevlja 2	220/115/10.5	T1	125	6x2	YNaOd5	SSSR	1979	1984	10.51	19.7	31.6	80.2	295	0.91	40.7	313	595	3333
Podgorica 1	110/36.75/10.5	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

Objekat	Prenosni odnos (kV/kV)	Oznaka	Nominalna snaga (MVA)	Step. regul. (+/-) %	Sprega transformat. -	Proizvođač	Godina		uk 1-2	uk 1-3	uk 2-3	Pfe	Pcu	R	X	In1	In2	In3	
							Proizvodnje	Ugradnje	(%)	(%)	(%)	(kW)	(kW)	(Ω)	(Ω)	(A)	(A)	(A)	
Danilovgrad	110/36.75/10.5	T1	20	10x1.5	YNynOd5	Ra de Končar	1959	1982	10.63	4.78	1.18	44.2	111	3.36	64.31	105	314.2	333	
Nikšić		T2	63	10x1.5	YNynOd5		2009	2009	10.27	-	-	39.01	184.29	0.56	19.72	330.7	989.7	-	
		T1	40	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2015	2015	10.48			24.58	113.24	0.86	31.71	209.9	628.4		
		T3	63	10x1.5	YNynOd5	Ra de 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	Ra de Končar	1979	1979	11.23	12.13	7.64	52.04	314.39	0.96	21.56	330.7	989.7	1924.5	
Herceg Novi		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	
		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	
Tivat		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	-	
Budva		T1	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2004	2005	10.08	-	-	27.18	114.16	0.86	30.49	209.9	628.4	742.3	
		T2	63	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2009	2009	10.21	-	-	39.26	184.25	0.56	19.6	330.7	989.7	-	
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	
Uldinj		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	20	10x1.5	YNynO(d5)	Energoinvest	1986	1986	10.7			21.09	101.25	3.06	64.73	104.9	314	367	
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)		Ra de 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
Andrijevica		T1	10	10x1.5	YNynO(d5)		Ra de 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	-
Vilusi			T1	10	12x1.33	YNynO(d5)		Minel	1985	1986	10.62	-	-	11.35	58.69	7.1	128.5	52.5	157
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	-	
	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	-	
Virpazar	110/36.75/10.5	T1	20	10x1.5	YNynOd6	Elta	1977	88/2009	10.93	-	-	19.62	102.8	3.1	66.12	84	251.4	170	
	110/36.75/10.5	T2	20	10x1.5	YNynOd7	Elta	1972	88/2009	10.81	-	-	19.72	117.55	3.55	65.4	84.08	251.7	294.5	
Kotor	110/36.75/10.5	T1	20	10x1.5	YNynOd8	Ra de Končar	1990	2013	11.05			22.1	137.5	4.16	66.85	104.97	314.2	333	
	110/36.75/10.5	T2	20	10x1.5	YNynOd9	ABB	2015	2015	10.74			14.96	75.23	2.27	64.96	105	314.2	366.6	
Brezna	110/36.75/10.5	T1	20	10x1.5	YNynOd8	Ra de Končar	-	2016	11.05			22.1	137.5	4.16	66.85	104.97	314.2	333	
Kilčevo	110/36.75/10.5	T1	31.5	10x1.5	YNynOd10	ABB	2015	2015		5.77	1.6	25.59	165.61	2.13	39.98	166	1732	578	
	110/36.75/10.5	T2	31.5	10x1.5	YNynOd11	ABB	2015	2015		5.77	1.6	25.59	165.61	2.13	39.98	166	1732	578	

4.6 Pregled potreba za intervencijama na postojećim elementima u toku planskog perioda

4.6.1 Dalekovodi

Područje Crne Gore se napaja preko relativno dobro izgrađene mreže prenosnog sistema (posebno 110kV 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 110kV 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.

Od značajnijih rekonstrukcija koje je potrebno završiti do 2025. godine, izdvajaju se rekonstrukcije sljedećih elemenata:

- Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica 2 – Virpazar,
- Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica1 – EVP Trebješica – Andrijevića,
- Rekonstrukcija DV 110kV Bar – Ulcinj,
- Rekonstrukcija DV 110kV Nikšić – Bileća (Vilusi),
- Zamjena VN opreme u transformatorskim stanicama,
- Rekonstrukcija sabirnica u TS Budva³,
- Rekonstrukcija DV 110kV Bar – Budva.

Rekonstrukcije DV 110 kV Podgorica 2-Virpazar, DV 110 kV Bar-Ulcinj i DV 110 kV Bar-Budva su izuzetno kritične sa stanovišta napajanja južnog dijela primorja Crne Gore, pa imajući u vidu navedeno i činjenicu da se u toku izrade predmetnog plana ove rekonstrukcije bile u toku, daje se zaključiti da ih je potrebno što prije završiti, kako se ne bi došlo u situaciju da se ugrozi napajanje potrošača.

Nikšić – Vilusi – Bileća (dio na teritoriji BiH je već u proceduri rekonstrukcije i povećanja presjeka na 240/40mm², na teritoriji Crne Gore jedan dio se rekonstruiše kako bi se stubovi pripremili za povećanje propusne moći dalekovoda, ali se još uvijek ne povećava presjek provodnika).

4.6.2 Transformatori

Kao što je i navedeno u prethodnim poglavljima, distributivni potrošači se napajaju iz 19 transformatorskih stanica 110/35kV i četiri 110/10kV, ukupne instalisane snage transformacije 1421,5 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.

³ Umjesto ove investicije kandidovana je investicija „Izgradnja TS 110/10 kV Bečići“ - odustajanje od predmetne investicije će biti konačno nakon dobijanja saglasnosti RAE na projekat „Izgradnja TS 110/10 kV Bečići“

Veoma intenzivan razvoj posljednjih godina pojedinih područja Crne Gore, a posebno područja Crnogorskog primorja, uslovio je porast vršne potrošnje električne energije, pogotovo u ljetnjem periodu, u vrijeme turističke sezone.

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.

Imajući u vidu naprijed navedeno stanje transformatorskih stanica, može se konstatovati da je stanje takvo da zadovoljava potrebe potrošača za električnom energijom.

Ipak potrebno je naglasiti da je u cilju pouzdanog i sigurnog napajanja pojedinih područja potrebno izvršiti zamjenu pojedinih postojećih transformatora sa jedinicama veće snage i to u:

- TS Ulcinj,
- TS Budva i
- TS Podgorica 4.

Kao alternativa, nameće se izgradnja novih TS, u skladu sa potrebama i zahtjevima korisnika prenosnog sistema Crne Gore, prije svega CEDIS-a.

Istovremeno, potrebno je istaći da se povećanjem snage transformacije, povećavaju i struje kratkih spojeva na niženaponskoj strani transformatora i odgovarajućim sabirnicama u distributivnoj mreži, pri čemu je potrebno predvidjeti dodatne mjere u cilju zaštite opreme na srednjenaponskoj i niženaponskoj strani EES Crne Gore.

Problem je detaljno obrađen u Studiji [12].

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

Potrebne intervencije na postojećim elementima čiji je početak realizacije planiran u toku prvog regulatornog perioda, ili čija je realizacija započeta prije perioda na koji se Plan odnosi				
R.B.	ID BROJ	Naziv Investicije	Godina početka realizacije	Godina kraja realizacije
1	IPR009	Rekonstrukcija DV 110kV Lastva - Budva	2013	2024
2	IPR089	Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica - Danilovgrad - Perućica	2020	2023
3	IPI018	Rekonstrukcija i proširenje TS 110/35kV Pljevlja 1	2019	2023
4	IPR034	Zamjena VN opreme u transformatorskim stanicama	2016	2023
5	IPR006a	Rekonstrukcija sistema zaštita	2016	2023
6	IPR098	Rekonstrukcija DV 110kV Bar – Možura - Ulcinj	2023	2024

Potrebne intervencije na postojećim elementima čiji je početak realizacije planiran nakon prvog regulatornog perioda			
1	IPRXXX	Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica1 – EVP Trebješica – Andrijevića	2026-2032
2	IPRXXX	Rekonstrukcija DV 110kV Bar – Možura - Ulcinj – povećanje propusne moći	2026-2032
3	IPRXXX	Rekonstrukcija DV 110kV Bar – Budva – povećanje propusne moći	2026-2032
4	IPRXXX	Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica 2 - Virpazar – povećanje propusne moći	2026-2032
5	IPRXXX	Rekonstrukcija DV 110kV Nikšić – Bileća (Vilusi)	2026-2032

5 Identifikovanje potreba

5.1 Prognoza potrošnje

Na osnovu usvojenih scenarija porasta vršnog opterećenja po distributivnim područjima iz Ažuriranog plana razvoja 2020-2029 [1], kao i na osnovu plana projektovane snage KAP-a i ostalih velikih potrošača na prenosnu mrežu (podaci dostavljeni od korisnika prenosne mreže), na slici (Slika 5-1) je dat prikaz ukupnog prognoziranog porasta vršnog opterećenja za Crnu Goru po analiziranim godinama, kao i ukupan porast konzuma električne energije u Crnoj Gori, koji uključuje i potrošače priključene na 110 kV, kao i turističke komplekse Porto Montenegro i Lušticu (Slika 5-2).

Prognoza potrošnje po pojedinim TS je prikazana u tabeli **Error! Reference source not found.**⁴.

Ovdje je potrebno napomenuti da je ukupna potrošnja, u odnosu na projekcije u prethodnim planovima umanjena za očekivani (i planirani) pada potrošnje KAP-a (sa 85 MW na 10 MW).

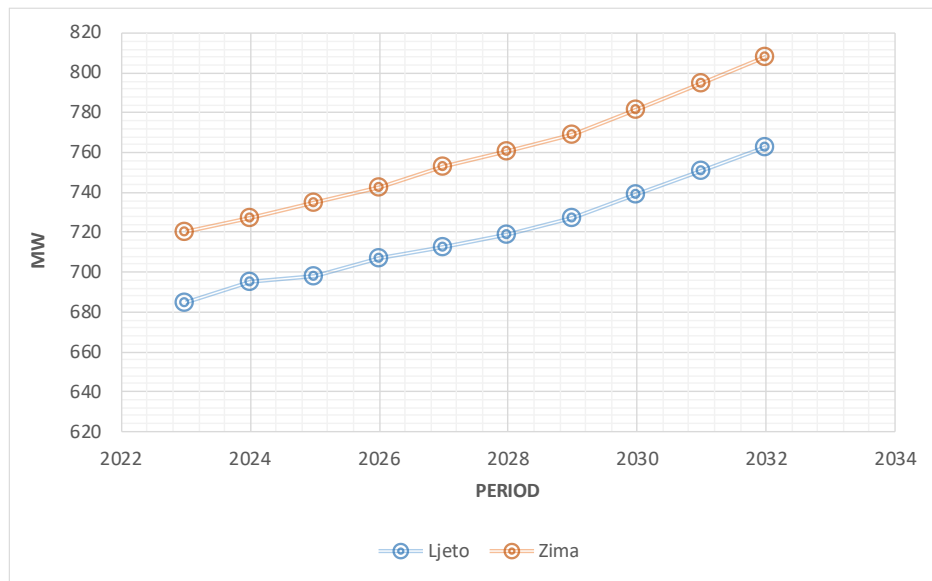
Za karakteristični režim zimskog maksimuma može se zaključiti sljedeće:

- Prosječan godišnji porast od 2.46% godišnje u periodu od 2022 - 2025. godine, usljed ulaska u pogon trafostanica za napajanje infrastrukture autoputa na dionici Smokovac – Mateševo.
- U periodu od 2026 - 2032. godine prosječan godišnji porast vršnog opterećenja je 1.5% 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/xkV.

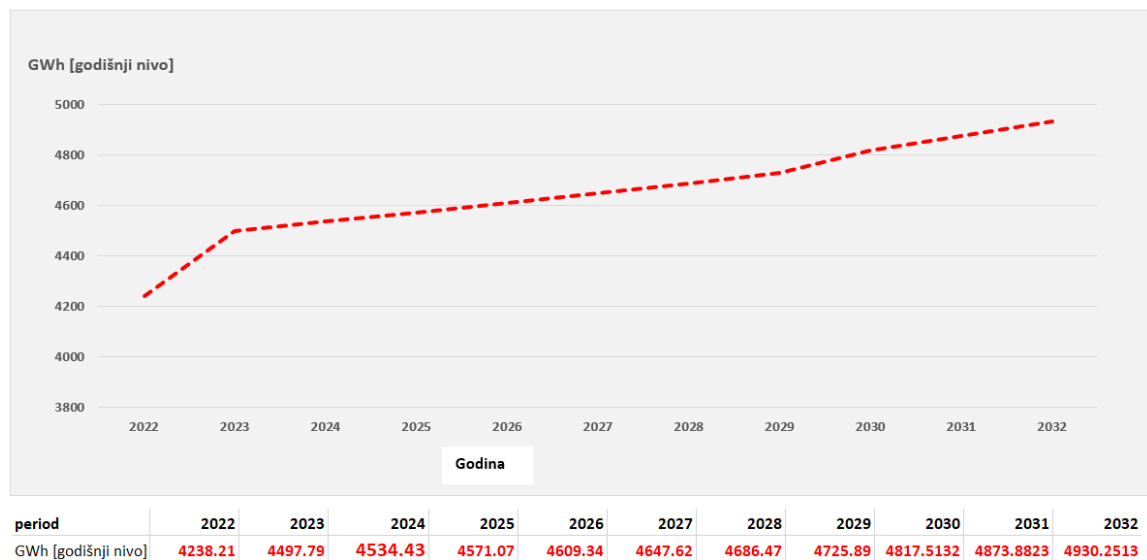
Za karakteristični režim ljetnjeg maksimuma može se zaključiti sljedeće:

- Naglo povećanje vršnog opterećenja sa godišnjim porastom od 2.83% u periodu 2023 - 2025. godina usljed ulaska u pogon hotelskih kompleksa i trafostanica za napajanje infrastrukture autoputa na dionici Smokovac - Mateševo,
- U periodu od 2026 - 2032. godine prosječan godišnji porast vršnog opterećenja iznosi 1.54% usljed trafostanica za napajanje infrastrukture autoputa na dionici Bar - Podgorica. Neophodno je u ovom slučaju obratiti pažnju na turističku sezonu koja ima značajan uticaj na ljetnje vršno opterećenje.

⁴ Prognoza potrošnje po pojedinim TS je preuzeta iz podataka dostavljenih od strane CEDIS-a



Slika 5-1: Porast vršne snage EES Crne Gore 2023 - 2032. godina



Slika 5-2: Porast neto konzuma EES Crne Gore 2023 - 2032. godina

Tabela 5-1: Prognoza potrošnje električne energije za čvorišta 110/XkV (mjesto preuzimanja energije CEDIS iz sistema prenosa) i prognozirana vršna aktivna i reaktivna opterećenja za horizontne 2025 i 2032. godinu

Elektroenergetski objekat	2023						2025						2032					
	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	18,495.60	7.14	2.08	15,584.80	6.87	2.25	18,059.57	6.60	1.93	15,412.55	6.36	2.25	18,317.20	7.14	2.08	16,192.00	6.87	2.25
TS Bar	101,662.98	50.22	14.65	103,674.09	53.99	15.75	104,117.53	51.43	15.00	106,177.20	55.29	16.13	110,516.32	54.59	15.92	112,702.57	58.69	17.12
TS Berane	48,499.44	26.38	7.69	35,247.81	16.80	4.90	48,888.21	26.59	7.76	35,530.36	16.93	4.94	49,873.83	27.13	7.91	36,246.67	17.27	5.04
TS Brezna	6,983.24	6.53	1.90	6,043.20	5.37	1.57	6,983.24	6.53	1.90	6,043.20	5.37	1.57	6,983.24	6.53	1.90	6,043.20	5.37	1.57
TS Ribarevine	56,093.19	25.18	7.34	49,082.09	16.76	4.89	56,542.84	25.38	7.40	49,475.53	16.89	4.93	57,682.78	25.89	7.55	50,472.99	17.23	5.03
TS Budva	122,313.59	78.84	22.99	149,901.40	80.81	23.57	125,762.34	81.06	23.64	154,128.02	83.09	24.23	134,815.68	86.89	25.34	165,223.33	89.07	25.98
TS Cetinje	47,586.26	23.38	6.82	41,012.23	21.34	6.22	48,769.76	23.96	6.99	42,032.24	21.87	6.38	51,257.51	25.18	7.34	39,992.23	22.98	6.70
TS Danilovgrad	35,465.21	14.75	4.30	33,583.46	17.86	5.21	36,393.30	15.13	4.41	34,462.31	18.33	5.35	38,821.18	16.14	4.71	36,761.36	19.55	5.70
TS Herceg Novi	95,317.52	43.40	12.66	92,483.43	46.14	13.46	97,426.04	44.36	12.94	94,529.26	47.16	13.76	102,903.66	46.85	13.67	99,844.01	49.82	14.53
TS Mojkovac	23,492.28	8.99	2.62	20,590.96	11.59	3.38	23,028.25	8.81	2.57	20,184.23	11.36	3.31	23,492.28	8.99	2.62	20,590.96	11.59	3.38
TS Nikšić	127,483.84	53.13	15.50	84,935.55	39.44	11.50	129,073.34	53.79	15.69	85,994.55	39.93	11.65	132,332.60	55.15	16.09	88,166.02	40.94	11.94
TS Pljevlja 1	78,763.58	38.73	11.30	70,443.74	27.15	7.92	80,722.48	74.28	21.67	72,195.73	27.83	8.12	84,840.14	77.30	22.55	75,878.43	26.48	7.72
TS Podgorica 1	165,439.61	71.40	20.82	145,577.01	56.74	16.55	172,123.37	74.28	21.67	151,458.32	59.03	17.22	190,038.10	82.01	23.92	167,222.23	65.17	19.01
TS Podgorica 3	118,921.07	54.13	15.79	100,080.16	44.52	12.98	122,033.12	55.54	16.20	102,699.16	45.68	13.32	130,174.20	59.25	17.28	109,550.44	48.73	14.21
TS Podgorica 4	148,969.57	68.14	19.88	118,291.43	51.82	15.12	154,380.74	70.62	20.60	122,588.25	53.71	15.66	168,784.29	77.21	22.52	134,025.59	58.72	17.13
TS Podgorica 5	79,762.11	31.21	9.10	59,153.02	22.80	6.65	85,926.45	33.62	9.81	63,724.60	24.56	7.16	92,567.18	36.22	10.56	68,649.49	26.46	7.72
TS Tivat	60,676.04	26.62	7.76	62,972.08	28.34	8.26	62,263.87	40.92	11.94	64,620.00	36.68	10.70	66,417.63	31.37	9.15	68,930.93	31.68	9.24
TS Kotor	52,168.70	21.66	6.32	48,947.68	23.24	6.78	53,533.90	22.22	6.48	50,228.59	23.85	6.96	57,105.26	23.71	6.91	53,579.45	25.44	7.42
TS Kličevo	13,192.66	7.31	2.13	13,406.98	3.04	0.89	13,404.58	7.43	2.17	13,622.35	3.08	0.90	13,949.42	7.73	2.25	14,176.03	40.94	11.94
TS Ulcinj	49,911.18	29.98	8.74	62,225.47	39.70	11.58	51,927.59	31.19	9.10	64,739.38	41.30	12.05	57,332.25	34.44	10.04	71,477.51	45.60	13.30
TS Vilusi	3,321.98	1.74	0.51	3,147.20	1.18	0.34	3,348.53	1.75	0.51	3,172.35	1.19	0.35	3,402.43	1.78	0.52	3,223.41	1.21	0.35
TS Virpazar	23,149.83	14.85	4.33	26,174.54	12.56	3.66	23,334.84	14.97	4.37	26,383.72	12.66	3.69	23,710.44	15.21	4.44	26,808.40	12.86	3.75

5.1.1 Potrebe razvoja distributivnog sistema

U okviru ovog poglavlja, urađena je analiza priključenja novih TS 110/x kV za čijom izgradnjom je upućen zahtjev od strane CEDIS-a. Analiza obuhvata izgradnju sljedećih postrojenja:

Tabela 5-2 – Nove TS 110/x kV do 2025. godine⁵

Nove TS 110/x kV			
Objekat	Instalisana snaga	Prenosni odnos TR	Očekivana godina
TS 110/10 kV Podgorica 7	2x31,5 MVA	110/10	2025
TS 110/10 kV Bečići ⁶	2x40 MVA	110/10	2025
TS 110/35 kV Žabljak	2x20 MVA	110/35	2024
TS 110/35 kV Radovići (Luštica)	2x40 MVA	110/35	2024

Kao što se može vidjeti i iz tabele 5.2, procjena je da je tehnički izvodljivo da se u narednih pet godina realizuju projekti TS Podgorica 7 TS Žabljak i TS Radovići (Luštica) (izdata saglasnost od strane RAE-a), dok je za TS Bečići izražena obostrana spremnost (CEDIS i CGES) da projekat započne sa realizacijom već u regulatornom okviru.

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

Kada je u pitanju period od 2026. do 2032. godine, lista novih transformatorskih stanica za koje je CEDIS izrazio zainteresovanost i potrebu je data u sljedećoj tabeli.

Tabela 5-3: Nove TS 110/x kV u periodu 2026 – 2032. godina

Nove TS 110/x kV			
Objekat	Instalisana snaga transformatora (MVA)	Prenosni odnos TR (kV/kV)	Očekivana godina ulaska u pogon
TS 110/35 kV Buljarica	2x40 MVA	110/35	2026
TS 110/35 kV Kolašin (Drijenak)	2x40 MVA	110/35	2032
TS 110/10 kV Igalo	2x20 MVA	110/10	2032
TS 110/10 kV Podgorica 6	2x40 MVA	110/10	2032
TS 110/10 kV Podgorica 8	2x31,5 MVA	110/10	2032
TS 110/10 kV Tuzi	2x20 MVA	110/10	2032
TS 110/35 kV (20 kV) kV Golubovci	2x20 MVA	110/35(20)	2032

⁵ Zahtjev za izgradnjom novih TS na zahtjev CEDIS-a

⁶ Tehno-ekonomska analiza dostavljena od strane CEDIS-a

Od novih objekata prenosnog sistema čija je realizacija viđena u periodu tretiranim planom, a nakon prvog regulatornog perioda (tabela 5.3) samo je za projekat izgradnje TS 110/35 kV Buljarica dobijena saglasnost RAE, dok ostali objekti iz predmetne tabele još uvijek nijesu bili predmet razmatranja u smislu davanja saglasnosti od pomenutog organa.

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). U skladu sa tim, jedan od zadataka ovog dokumenta je dati pravce razvoja prenosnog sistema elektroenergetskog sistema u dijelu proizvodnje. Polazište za planiranje izgradnje novih prenosnih kapaciteta je Strategija razvoja energetike Crne Gore, te zvanična dokumenta dobijena iz nadležnog Ministarstva Crne Gore u skladu sa trenutno raspoloživim informacijama o postojećem statusu svakog pojedinačnog projekta, kao i izvjesnosti njegove izgradnje odnosno dodijeljene koncesije.

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 5-4), prikazana je lista novih proizvodnih objekata dostavljena od strane relevantnih institucija Crne Gore (EPCG i MKI).

Tabela 5-4: Spisak proizvodnih objekata do 2025. godine

CGES do 2025. godine			
Velike hidroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
HE Perućica - Agregat A8	58.5	50	2024
Vjetroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
VE Brajići	100.8	250	2025
VE Gvozd	54,6	150	2023
Solarne elektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon

SE Briska Gora	I faza 50	90	2023
SE Velje Brdo	I faza 50	80	2024
SE Vilusi I	30	45	2024
SE Slano	39 (50)	(60)	2023
Male hidroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon (2021. - 2023.)
mHE "Bjelojevička 1", na vodotoku Bjelojevička, Opština Mojkovac	0.92	2.32	2023
mHE "Bjelojevička 2", na vodotoku Bjelojevička, Opština Mojkovac	2.250	5.59	2023
mHE Otilovići	3.06	11.5	2024

Tabela 5-5: Spisak proizvodnih objekata u periodu 2026 – 2032. godina

CGES 2023-2032			
Velike hidroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
HE Komarnica	171.9	213	2028
HE Boka	290		2030
HE Kruševo	90-120	235	2030
Vjetroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
Solarne elektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
SE Briska Gora	II faza 200	360	2026
SE Velje Brdo	II faza 100	160	2026
SE Dragalj/Vilusi II	80-150	140	2026
SE Čevo	100	Nije odlučeno	Nije odlučeno

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

Termoelektrane korišćene u modelovanju su sljedeće⁷:

⁷ Podaci dobijeni od EPCG

Rehabilitacija/revitalizacija postojećih				
Objekat	Instalisana snaga (MW)			Godina ulaska u pogon rehabilitovane jedinice
	2018	2021 - 2023	2023 - 2032	
TE Pljevlja - G1	225	225	225	

Izgradnja bloka 2 nije predviđena planom EPCG, te će se u analizama uvažiti da je konstantno u pogonu samo jedan blok.

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 2020 ENTSO-E, odnosno iz nacionalnih planova razvoja.

U februaru 2020. godine pokrenut je poziv za dostavljanje projekata za treći postupak selekcije Projekti od interesa za Energetsku zajednicu (PECI) i Projekti od zajedničkog interesa (PMI). Promoteri projekata koji rade na realizaciji projekata energetske infrastrukture u kategorijama definisanim usvojenom Uredbom 347/2013 Aneks I/1-2-3 (prenos električne energije, skladištenje, pametna mreža; prenos gasa, skladištenje, LNG/CNG infrastruktura; prenos nafte i skladištenje) mogli su podnijeti svoje projekte Sekretarijatu Energetske zajednice najkasnije do 28. februara 2020.

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. **Planirani ulazak u pogon je poslije 2025. godine.**

Drugi pol kabla (600 MW), odnosno projekat interkonekcije Italije i Crne Gore uključuje novi HVDC podmorski 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 5-6: Lista ENTSO-E TYNDP projekata

Ime projekta	God. ulaska u pogon	Status	Progres investicije	Tip elementa	TS1	TS2	Type of HVDC	Dužina (km)	CAPEX (MEUR)	OPEX (MEUR)
HVDC ME-IT (drugi pol)	2026	izgradnja	odložen	HVDC	Villanova (IT)	Lastva (ME)	Bipolar	445	362	0.7
400kV DV in RS-ME	2026	Izdavanje dozvola	odložen	AC	Bajina Basta (RS)	Pljevlja (ME)	None	100	44.4	0.53
400 kV DV Lastva - Pljevlja	2019	izgradnja	odložen	AC	SS Lastva	SS Pljevlja	None	151	67.5	1.35

5.3.1.2 Projekti u okviru PEI/PMI liste

U okviru PEI liste, nominovan je i 400 kV DV Pljevlja – Bajina Bašta (RS) – Višegrad (BA).

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 2020 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 Arachtos (GR) – Fier (AL)**, očekivan ulazak u pogon do **2030.** godine.

Od navedena 3 projekta, izvjesno je da će izgradnja TS 400/220 kV Vau Dejes 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 2018-2027) iz decembra 2017. godine ulazak u pogon ovog dalekovoda je očekivan 2023. godine, međutim prema dostupnim podacima iz TYNDP očekivana godina je pomjerena na **2024.**
- **DV 400kV Višegrad – Bistrica (RS) – Pljevlja (ME)**, prema aktuelnom planu razvoja (Dugoročni plan razvoja prenosnog sistema 2018-2027) iz decembra 2017. godine, ulazak u pogon ovog dalekovoda je očekivan nakon **2027.** godine.

Pored navedenih objekata prenosne mreže koji mogu imati uticaj na prenosnu mrežu Crne Gore, potrebno istaknuti da je prema Indikativnom planu razvoja proizvodnih objekata BiH 2022 – 2031 predviđena izgradnja HE Dabar sa priključnim vodovima, koja je smještena u Istočnoj Hercegovini. Elektrana će biti spojena na 220 kV DV Trebinje – Mostar, ali najvjerovatnije neće biti realizovan prije 2025. godine. Zbog

njene električne blizine EES Crne Gore, očekivano je da će proizvodnja te elektrane uticati i na tokove snaga na granici Crna Gora – Bosna i Hercegovina.

Hrvatska period 2019-2028:

- **DV 400kV Banja Luka (BA) – Lika**, nova interkonekcija 400kV između HR i BiH,
- **DV 400kV Brinje – Lika**, 400kV dalekovod koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220kV Brinje – Konjsko,
- **DV 400kV Lika – Velebit**, 400kV dalekovod koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220kV Brinje – Konjsko,
- **Cirkovce (SI) – Heviz (HU), Žerjavinec (HR)** (Nova interkonekcija 400kV između HR i SI, te HR i HU)
- **DV 400kV Velebit – Konjsko**, 400kV dalekovod koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220kV Brinje – Konjsko,
- **DV 400kV TE Tuzla (BA) – Đakovo**,
- **DV 400kV TE Tuzla (BA) – Gradačac (BA) – Đakovo**,
- **DV 400kV Ernestinovo – Sombor (RS)**, nova 400kV interkonekcija između HR i Srbije, očekivan ulazak u pogon **2035.** godine.

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

Italija period 2020-2031:

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, 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;
- **HVDC Salgareda (IT) – Divača (SI)**, 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)**, predviđeno puštanje u nakon 2022. godine (trenutno, zbog radova na rumunskoj strani, radi pod 110kV naponom).
- Interkonektivni dvostruki **DV 400kV Niš – Sofija 2 (BG)**, predviđeno puštanje nakon 2030. godine.
- 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.
- **DV 400kV Kragujevac 2 – Kraljevo 3**, - Realizovan projekat
- 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 2019-2028) iz oktobra 2019. godine očekivana godina ulaska u pogon je 2025. Takođe, prema dostupnim podacima iz TYNDP2022 očekivana godina je **2025.** godinu.
- **DV 400kV Bajina Bašta – Višegrad (BA)**, prema planu razvoja (Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije 2021-2030) ulazak u pogon ovog dalekovoda je očekivan 2025. godine. Takođe, prema dostupnim podacima iz TYNDP2022 očekivana godina je **2026.** godine.
- **DV 400kV Bajina Bašta – Bistrica – Pljevlja (ME)**, prema planu razvoja (Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije 2021-2030) ulazak u pogon ovog dalekovoda je očekivan **2026.** godine. Napomena: Elektromreža Srbije trenutno izrađuje Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije za period 2023-2032. godina. U procesu prikupljanja podataka EMS AD je od strane Elektroprivrede Srbije informisan od odluci da se krene u proces realizacije projekta Reverzibilne HE Bistrica snage 700 MW sa planiranom godinom priključenja na prenosni sistem do 2030. U skladu sa prethodnim potrebno je planirati do 2030. godine i realizaciju drugog sistema dalekovoda.
- **Panonski koridor**, prva faza (planirana godina **2028**) 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 **2026.** godina.
- **Centralno-balkanski koridor**, čija Sekcija 1: DV 2x400 kV TS Jagodina 4 – RP 400 kV Požarevac je planirana za **2028.** godinu. Ostale sekcije su predviđene nakon 2030. godine.

Od navedenih projekata pod nadležnošću EMS-a, potrebno je izdvojiti **DV 400kV Bajina Bašta – Bistrica** (mjesto na kome će se praviti razvodno postrojenje) – **Pljevlja (ME)**, koji podrazumijeva dvosistemski vod iz TS Bajina Bašta, gdje bi jedan krak otišao ka TS Višegrad, a drugi ka TS Bistrica (RS) i dalje ka TS Pljevlja.

Naime, kao nastavak ovog projekta, EMS je uzeo u razmatranje još jedan projekat, a to je DV 110kV Tutin – državna granica (TS Rožaje (ME)).

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 potreba i mogućnosti CGES-a:

- Analize dinamičke stabilnosti su urađene za 2025. godinu, kao ciljnu godinu realizacije Investicionog plana, 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.

6.1 Analize za 2021. 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).

Na slikama Slika 11-11 i Slika 11-12 (Prilog 11.4) su prikazani tokovi snaga na granici Crne Gore, kao i naponske prilike u EES Crne Gore za analizirani režim.

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 110kV Budva - Lastva koji je opterećen sa 128% svoje termičke granice (470 A, Al/Fe 150/25 mm²).

Usljed visoke opterećenosti, 110 kV DV Budva – Lastva mora biti isključen u normalnoj topologiji u režimu uvoza energije iz Italije.

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 i 400kV 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 400kV naponskom nivou (sa slike se može uočiti da 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 [12].

Najveće očekivane vrijednosti u TS 110kV Podgorica 1 i Podgorica 2 iznose:

2021.

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 ([13], [19], [20] i [21]), potom su ažurirani prema predloženom planu razvoja CGES do 2025. godine.

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 220kV u HE Piva i u TS Pljevlja 2, kao i sabirnice 110kV 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 400kV i 220kV dalekovoda (za interkonektivne dalekovode su analizirani kvarovi u postrojenjima na teritoriji Crne Gore) i 110kV 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 220kV, koji se stiču u TS Pljevlja 2, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 240 ms, kao i za kvarove na vodovima 110kV, 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 - Koplic (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

Analiza gubitaka je obrađena na osnovu prikupljenih podataka u toku 2021. godine. U sljedećoj tabeli su prikazani gubici u 2021. godini.

Tabela 6-3: Gubici u prenosnoj mreži Crne Gore u toku 2021. godine

Energija [MWh] / Godina	2020	2021
Energija na ulazu u prenosni sistem	9.096.499	8.867.258
Proizvodnja na pragu elektrana	3.123.734	3.480.567
Ukupni gubici u prenosnom sistemu	163.589	158.412
Ukupna potrošnja [MWh]	3.075.039	3.219.901
Odnos gubitaka i ukupne energija [%]	1.80	1.79

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.

Naime, u tabeli je prikazana energija koja ulazi u prenosni sistem, i počev od 2020. u odnosu na period prije puštanja u rad kabla, njeno povećanje je preko 40%. Stopa gubitaka prikazuje zavisnost istih od ukupne energije koja ulazi u sistem i izlazi iz sistema, tako da se može konstatovati trend njihovog smanjenja u odnosu na period prije 2020 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 600MW) 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 220kV 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 400kV **Trebinje (BA) – Lastva** dolazi do ulaska u režim preopterećenja cijele 220kV dionice Trebinje (BA) – HE Perućica – Podgorica 1 – Vau Dejes (AL).

Nakon ispada DV 400kV **Lastva – Podgorica 2** dolazi do ulaska u režim preopterećenja cijele 220kV dionice Trebinje (BA) – HE Perućica – Podgorica 1 – Vau Dejes (AL), svih 110kV dalekovoda između HE Perućica i Podgorica 1, kao i DV 110kV Tivat – Lastva.

Nakon ispada DV 400kV **Podgorica 2 – Tirana (AL)** dolazi do ulaska u režim preopterećenja cijele 220kV dionice Trebinje (BA) – HE Perućica – Podgorica 1 – Vau Dejes (AL). 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.

Interkonektivni dalekovod 220kV Podgorica 1 - Vau Dejes (AL) se preopterećuje u slučaju više ispada 400kV vodova u regionu (Pljevlja – Ribarevine – Peć – Kosovo B, Tirana – Elbasan, Kragujevac – Obrenovac). U svim slučajevima došlo bi do reagovanja I stepena zaštite od preopterećenja, dispečeri imaju 20 minuta za primjenu korektivnih akcija, kako bi se sistem iz poremećenog stanja vratio u normalno ili prelazno stanje.

Nakon ispada DV 220kV HE Perućica – Podgorica 1 došlo bi do preopterećenja paralelne 110kV dionice između Perućice i Podgorice 1. Takođe, ispad jednog od dva DV 110kV HE Perućica – Podgorica 1 dovodi do preopterećenja DV 110kV HE Perućica – Danilovgrad – Podgorica 1.

Od projekata koji se ističu u smislu rješavanja uočenih problema, potrebno je istaći sljedeće (elaborirani su u nastavku dokumenta):

- Rekonstrukcija TS Budva (ugradnja sabirničkog prekidača),
- Rekonstrukcija DV 110 kV Perućica-Danilovgrad-Podgorica 1.

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

ISPAD ELEMENTA	PREOPTEREĆEN ELEMENT	Termička Granica (MVA)/(A)	Tok po Elementu (MVA)/(A)	Zaštita od preopterećenja (A) I Step / II Step	Strujno Opterećenje (%)
/	110kV DV Budva - Lastva	89.5 / 470	119.1 / 601.3	450 / 500	128
400kV DV Trebinje (BA) - Lastva	220kV DV HE Perućica - Podgorica 1	274.4 / 720	322.1 / 833.9	720 / 900	115.8
	110kV DV Danilovgrad - HE Perućica	89.5 / 470	99.5 / 495.1	- / -	105.4
	220kV DV HE Perućica - Trebinje (BA)	274.4 / 720	344.2 / 874.2	720 / 940	121.4
	220kV DV Podgorica 1 - Vau Dejes (AL)	274.4 / 720	294.2 / 761.9	720 / 900	105.8
	110kV DV Herceg Novi - Trebinje (BA)	89.5 / 470	101.7 / 527.5	- / -	112.3
400kV DV Lastva - Podgorica 2	220kV DV HE Perućica - Podgorica 1	274.4 / 720	451.3 / 1188.9	720 / 900	165.1
	110kV DV Danilovgrad - HE Perućica	89.5 / 470	129 / 663.3	- / -	141.2
	110kV DV Danilovgrad - Podgorica 1	89.5 / 470	114.2 / 602.2	- / -	128.2
	110kV DV HE Perućica - Podgorica 1	122.9 / 645	143.3 / 737.3	- / -	114.3
	110kV DV Lastva - Tivat	89.5 / 470	109.6 / 544.4	- / -	115.9
	220kV DV HE Perućica - Trebinje (BA)	274.4 / 720	495.5 / 1305.6	720 / 940	181.3
	220kV DV Podgorica 1 - Vau Dejes (AL)	274.4 / 720	348.8 / 934.7	720 / 900	129.8
	110kV DV Bileća (BA) - Nikšić	89.4 / 469	96.2 / 494.1	- / -	105.3
400kV DV Podgorica 2 - Tirana (AL)	220kV DV HE Perućica - Podgorica 1	274.4 / 720	317.2 / 820.9	720 / 900	114
	220kV DV HE Perućica - Trebinje (BA)	274.4 / 720	295.2 / 748.2	720 / 940	103.9
	220kV DV Podgorica 1 - Vau Dejes (AL)	274.4 / 720	471.9 / 1221.3	720 / 900	169.6
400kV DV Pljevlja 2 - Ribarevine	220kV DV Podgorica 1 - Vau Dejes (AL)	274.4 / 720	289.6 / 745.3	720 / 900	103.5
400kV DV Ribarevine - Peć		274.4 / 720	318.7 / 808	720 / 900	112.2
400kV DV Kragujevac - Obrenovac		274.4 / 720	282.3 / 725.2	720 / 900	100.7
400kV DV Peć - Kosovo B		274.4 / 720	284.7 / 723	720 / 900	100.4
400kV DV Tirana (AL) - Elbasan (AL)		274.4 / 720	287 / 735.2	720 / 900	102.1
220kV DV HE Perućica - Podgorica 1	110kV DV Danilovgrad - HE Perućica	89.5 / 470	121.8 / 598.9	- / -	127.5
	110kV DV Danilovgrad - Podgorica 1	89.5 / 470	106.5 / 537.9	- / -	114.5
	110kV DV HE Perućica - Podgorica 1	122.9 / 645	128.9 / 662.5	- / -	102.7
110kV DV HE Perućica - Podgorica 1	110kV DV Danilovgrad - HE Perućica	89.5 / 470	114 / 559.9	- / -	119.2
	110kV DV Danilovgrad - Podgorica 1	89.5 / 470	99.5 / 500.3	- / -	106.5

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 2021. godinu, vrijednosti AIT-a su predstavljene na sljedećem dijagramu:



Slika 6-1: Prosječno trajanje prekida 2021. godina

Sa dijagrama se može uočiti da je TS Kotor imao najduži prosječan period trajanja prekida u iznosu od oko 4,400 minuta, što je zabilježeno u aprilu mjesecu. Isključenje je bilo planirano zbog hitnih radova na zamjeni opreme i trajalo je 12 dana.

Od ostalih transformatorskih stanica, najduži period trajanja kvarova su zabilježeni u TS Ulcinj i TS Danilovgrad, što je posljedica starosti napojnih 110 kV vodova i rasklopne opreme postrojenja.

U ostalim postrojenjima nijesu zabilježeni kvarovi koji bi doveli do prekida napajanja, što je razlog dobrog održavanja i pravovremenih intervencija na samim postrojenjima.

6.1.8 Stanje 2021. 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 H. Novog 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 kابلu od Italije dovodi do toga da je 110kV mreža u primorskom dijelu Crne Gore (na potezu od Lastve ka Budvi i Baru) izuzetno opterećena, pa je potrebno izvršiti sekcionisanje sabirnica u TS Budva, te povećanje kapaciteta vodova od Lastve ka Budvi i dalje ka Baru i Ulcinju. Stoga je potrebno planirati rekonstrukciju 110 kV mreže na pomenutom potezu.
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 400kV naponskom nivou. Neophodno je da se u TS Lastva ugradi varijabilni šant reaktor snage 250 MVar 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).
4. 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 je DV 110kV Lastva – Kotor, koja rješava ovaj problem i koja će biti u pogonu do 2025. godine.
5. Konstantno potiskivanje snage proizvodnje iz HE Perućica ka TS Podgorica 1 kroz 110kV dalekovode HE Perućica - Podgorica 1 (dvostruki na istim stubovima) i HE Perućica - Danilovgrad - Podgorica 1 (Al/Fe 470A, presjeka 150/25 mm²), koji su pri punoj topologiji mreže i raspoloživosti svih elemenata prenosnog sistema opterećeni sa preko 50% svoje termičke granice. Izgradnja DV 110kV Vilusi – H.Novi i rekonstrukcija DV 110kV Perućica – Danilovgrad – Podgorica rješava ovaj problem preopterećenja.
6. Svi DV 110kV u primorskom dijelu Crne Gore su stari i presjeka 150/25 mm² 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 Radovići, povećanje kapaciteta postojećih vodova, kao i 110kV 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 mm² prenosne moći 76 MVA), što je predviđeno kroz projekat izgradnje DV 110kV Vilusi – H.Novi.
8. Kritično mjesto snabdijevanja primorja je TS Budva u kojoj ne postoji mogućnost sekcionisanja 110kV mreže, niti mogućnost, za sada, proširenja ove trafostanice (neophodan bi bio još jedan sistem sabirnica, pošto postrojenje trenutno ima samo jedan). Predlaže se ugradnja sabirničkog prekidača.
9. 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%.

10. 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 [12]. Trenutno su najveće uočene vrijednosti struja kratkih spojeva u TS Podgorica 1 (I3pks 25 kA i I1pks 28,8 kA) i TS Podgorica 2 (I3pks 26 kA i I1pks 29,5 kA).

6.2 Analize za 2025. godinu

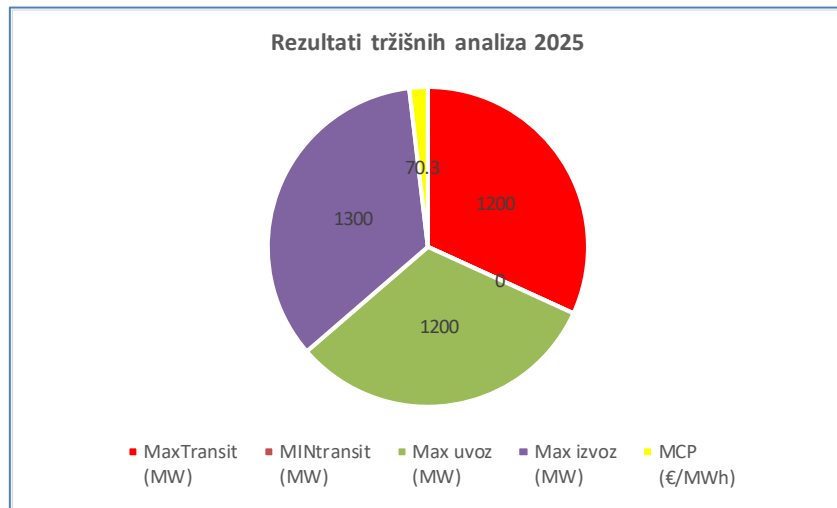
Analize za 2025. godinu - rezultati tržišnih simulacija

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,
- PEMDDB-a (2020-Expected Progress, 2030-Vision 1),
- Zvaničnih dokumenata prenosnih i proizvodnih kompanija zemalja u regionu,
- ERAA 2021.

Stope rasta za realistični scenario za većinu zemalja računane su prema ostvarenim godišnjim potrošnjama u 2021. godini i prognoziranim potrošnjama za 2032. godinu. Ovako utvrđene stope rasta primijenjene su na srednjesatna opterećenja iz 2021. godine i tako je određena potrošnja u 2025. i 2032. godini.



Slika 6-2: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2025. godina

Slika 6-2 predstavlja osnovne rezultate tržišnih analiza za 2025. godinu. Prosječna godišnja marginalna cijena je oko 70€/MWh, dok je očekivani maksimalni tranzit oko 1200 MW/satu (uvoz i izvoz podrazumijevaju energiju koja je ušla/izašla iz sistema). Tržišni rezultati su korišćeni za pravljenje mrežnih modela regiona jugoistočne Evrope.

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 narednom regulatornom periodu (eventualno sa određenim kašnjenjem) i koji su uvaženi u modelu prenosne mreže za 2025. godinu⁸:

- DV 400kV Lastva – Pljevlja,
- TS 110/35kV Žabljak,
- DV 110kV Brezna – Žabljak – Pljevlja,
- TS Buljarica,

⁸ Odobreni od strane Agencije [1], ali ne prejudicira godinu ulaska u pogon.

- TS Podgorica 7,
- Od projekata koje je nominovao CEDIS, procjena je da je tehnički izvodljivo da se u narednih pet godina realizuje projekat TS Bečići (u prvom regulatornom okviru se predviđa realizacija TS Podgorica 7, TS Žabljak i TS Buljarica). Izgradnja ostalih TS će se planirati u zavisnosti od porasta potrošnje i geografske raspodjele iste. TS Bečići je analizirana kao dio razvoja prenosne mreže (analiza prikazana u Prilogu 11.4.1).

Na osnovu ulaznih podataka dobijenih od strane relevantnih institucija, u narednom periodu se očekuju sljedeći proizvodni objekti (analizirani u tržišnim i mrežnim analizama)⁹:

- **VE Gvozd 54,6MW** – priključenje novim 110kV dalekovodima na postojeću TS 110/33kV Krnovo i TS 110/35kV Nikšić;
- **SE Briska Gora 50MW** - u prvoj fazi (50MW) se priključuje preko DV 110kV, dužine oko 12km, presjeka 2x240 mm², na TS Ulcinj;
- **SE Velje brdo** - prva faza, kako je već ranije rečeno, predviđa priključenje kapaciteta 50MW na prenosnu mrežu i analiza je rađena za priključenje po sistemu ulaz/izlaz na 110 kV DV Podgorica 1 – Podgorica 2;
- **SE Vilusi I 30 MW** – priključenje na TS Vilusi na 110 kV;
- **SE Slano 50 MW** – priključenje po principu ulaz/izlaz na 110 kV DV Nikšić – Vilusi;
- **HE Perućica G8 58.5MW** – u postojeće postrojenje HE Perućica;
- **VE Brajići 100.8MW**¹⁰ - priključenje na TS Bečići.

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;
 - 110kV 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;
 - 110kV DV Herceg Novi (ME) - TS Trebinje (BA) koji je opterećen sa 81% svoje termičke granice.
- za maksimalan ljetni režim:
 - 220kV DV Pljevlja (ME) - Bajina Bašta (RS), koji je opterećen sa 96% svoje termičke granice;
 - 110kV DV Kličevo - Brezna, koji je opterećen sa 91% svoje termičke granice;
 - 110kV DV Herceg Novi (ME) - TS Trebinje (BA) koji je opterećen sa 85% svoje termičke granice.

⁹ Osim za VE Gvozd, čiji način priključenja je urađen kroz poseban Elaborat o priključenju, načini priključenja novih proizvodnih objekata su informativnog karaktera i biće obrađeni kroz posebne studije, nakon dobijanja zvaničnih zahtjeva za priključenjem.

¹⁰ Nije uzet u obzir u 2025. godini zbog velike neizvjesnosti u vezi dobijanja lokacijskih dozvola u naredne 3 godine i analizirana je u 2032 godini kao kritičniji slučaj opterećenja mreže.

6.2.2 Analiza naponsko reaktivnih prilika

U periodu niskih opterećenja, kao i za 2021. godinu, i u 2025. godini, viši naponi se uočavaju uglavnom u blizini proizvodnih objekata i u dijelovima slabo opterećene mreže 220 i 400kV 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 400kV naponskom nivou. Ukoliko se ugradi kompenzator u TS Lastva, moguće je napone dovesti u dozvoljene granice, ali to zavisi i od susjednih sistema i njihove regulacije napona.

Varijabilna prigušnica je planirana za ugradnju nakon 2025. godine, ali je potreba za njenom ugradnjom viđena kroz druge analize i studije [22].

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

6.2.3 Analiza struja kratkih spojeva

Evidentan je porast vrijednosti struja kratkog spoja u gotovo svim transformatorskim stanicama. Najugroženije su TS Podgorica 1 i Podgorica 2 sa izuzetno visokim vrijednostima u 2025. i 2032. godini (u 2032. su na granici vrijednosti instalisane rasklopne opreme 110kV, od 31.5 kA, koja se nalazi u većini TS 110kV).

Najveće očekivane vrijednosti u TS 110kV Podgorica 1 i Podgorica 2 iznose:

2025

TS Podgorica 1: I_{3pks} - 27,660 A I_{1pks} - 30,321 A

TS Podgorica 2: I_{3pks} - 31,725 A I_{1pks} - 33,835 A

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 tranzite snage. 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 [13]).

Modeli dinamičkih analiza su formirani na osnovu modela iz pojedinih studija ([13], [19], [20] i [21]), potom su ažurirani prema predloženom planu razvoja CGES do 2025. 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 tropski 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 stižu 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 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 220kV dalekovoda Pljevlja - Mojkovac i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 220kV dalekovoda Piva - Pljevlja (2) i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 110kV dalekovoda Perućica - Podgorica 1 (1) i ispad dalekovoda.

Za režim ljetnjeg maksimuma prikazane su simulacije sljedećih kvarova:

- Kratak spoj na početku 220kV dalekovoda Pljevlja - Mojkovac i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 220kV dalekovoda Piva - Sarajevo 20 (BiH) i ispad dalekovoda;
- Kratak spoj na početku 110kV 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 2025. godinu, za koju postoje dinamički modeli susjednih sistema.

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 220kV u HE Piva i u TS Pljevlja 2, kao i sabirnice 110kV 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 trolni kratki spojevi na krajevima svih 400kV i 220kV dalekovoda (za interkonektivne dalekovode su analizirani kvarovi u postrojenjima na teritoriji Crne Gore) i 110kV 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 220kV, koji se stiču u TS Pljevlja 2, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 250 ms, kao i za kvarove na vodovima 110kV, 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 - Koplic (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

Analiza gubitaka je obrađena kroz analizu i poređenje snage gubitaka u 2025. godini na analiziranim režimima (zimski i ljetni maksimum), u odnosu na proračunate gubitke u 2018. godini. Potrošnja u odnosu na 2018. godinu je uvećana za potrošnju turističkih kompleksa.

U sljedećoj tabeli su prikazani gubici u 2025. godini.

Tabela 6-6: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2025. godina¹¹

Ljeto 2025.				Zima 2025.			
Proizvodnja	Potrošnja	Gubici*		Proizvodnja	Potrošnja	Gubici*	
MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	%
606	610	16.43	2.69	769	702	22.1	3.14

* računajući i HVDC (kao potrošnju 600MW) potrošnja je 1370MW ljeti i 1402MW zimi, pa su gubici 1,5% i 2% respektivno

Ukupni gubici u EES Crne Gore iznose oko 22.1MW za zimski i 16.43MW za ljetni režim, što iznosi 3.14%, odnosno 2,7% u odnosu na ukupnu potrošnju Crne Gore, respektivno.

Poredeći sa gubicima iz 2021. godine, za očekivati je povećanje gubitaka u procentima od ukupnog opterećenja kao i u apsolutnoj vrijednosti, što je posljedica prije svega očekivanih povećanja tranzita električne energije.

Gubici uzrokovani povećanjem tranzita 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 2025. godinu je pokazao da se gubici kreću na nivou iz 2017. godine i iznose 150,541.7 MWh¹².

6.2.6 Analiza prenosne moći i zagušenja

Kod uvoza električne energije iz pravca Italije, kritično su opterećeni dalekovodi 110kV iz TS Budva, jer se TS Lastva na 400kV naponskom nivou ponaša kao generator snage 600 MW (ili manje, u zavisnosti od programa razmjene na kابلu) i direktno potiskuje električnu energiju u 110kV 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 iz 2020. godine).

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

2025. godina				
Ispad elementa/ problem u mreži	Preopterećen element	Opterećenje [%]	Mjera za rasterećenje	Razvojna mjera

¹¹ Troškovi gubitaka nastalih prekograničnim tranzitima se nadoknađuju iz ITC mehanizma.

¹² Sa uračunatim gubicima na transformatorima 110/x kV

Uvoz iz Italije na HVDC 600 MW (Bazni slučaj)	DV 110 kV Budva-Bečići-Buljarica	237	sekcionisanje sabirnica u TS Budva	Rekonstrukcija DV 110 kV Budva-Bečići-Buljarica-Bar-Ulcinj
Ispad DV 110 kV Perućica-Podgorica	DV 110 kV Perućica-Danilovgrad	110	sekcionisanje sabirnica u HE Perućica	- Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica – Danilovgrad – HE Perućica - Izgradnja TS 400/110 kV Brezna
DV 110 kV Bar-VE Možura	ispad potrošnje u TS Ulcinj i VE Krnovo/SE Briska gora	-	-	Izgradnja još jedne 110 kV veze od SE Briska gora (TS Ulcinj) ka TS Virpazar
DV 110 kV Kotor-Tivat	Ispad dijela potrošnje u TS Kotor	-	-	Izgradnja DV 110 kV Lastva-Kotor
400kV Trebinje (BA) - Lastva (ME)	Naponi veći od 420 kV	-	-	Ugradnja varijabilne prigušnice 250MVar u TS Lastva
40 kV Trebinje (BA) - Lastva (ME)	Herceg Novi (ME) - Trebinje (BA) Herceg Novi – Tivat	130	promjena uklopnog stanja mreže u regionu H.Novog	Rekonstrukcija DV 110 kV Lastva-Tivat Izgradnja DV 110 kV Lastva-Kotor
Visoki naponi u mreži u regionu Lastve	Naponi veći od 420 kV	-	-	Ugradnja varijabilne prigušnice 250MVar u TS Lastva

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 2025. godine započeti niz aktivnosti na izgradnji novih i rekonstrukciji starih elemenata prenosne mreže koje će obezbijediti visok stepen pouzdanosti pojedinih elemenata prenosnog sistema, a prije svega:

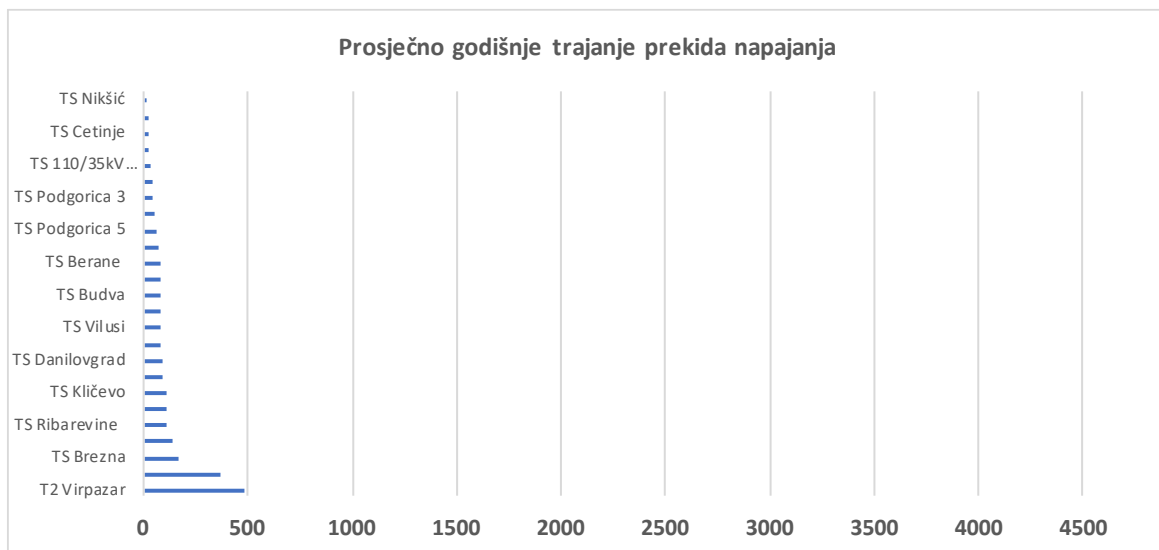
- Rekonstrukcija 110 kV DV Podgorica – Danilovgrad - Perućica,
- Rekonstrukcija DV 110kV Lastva - Budva,
- Rekonstrukcija dijela DV 110kV Nikšić – Bileća (Vilusi),
- Revitalizacija DV 110kV Bar – Možura – Ulcinj,
- Izgradnja 110 kV DV Lastva – Kotor.

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

- TS Kotor,
- TS Budva,
- 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 2025. godine.

Za 2025. godinu, očekivane vrijednosti AIT-a (uzevši u obzir iskustva sa postojećim TS koje su ili dvostrano napajane, ili rekonstruisane) su predstavljene na sljedećem dijagramu:



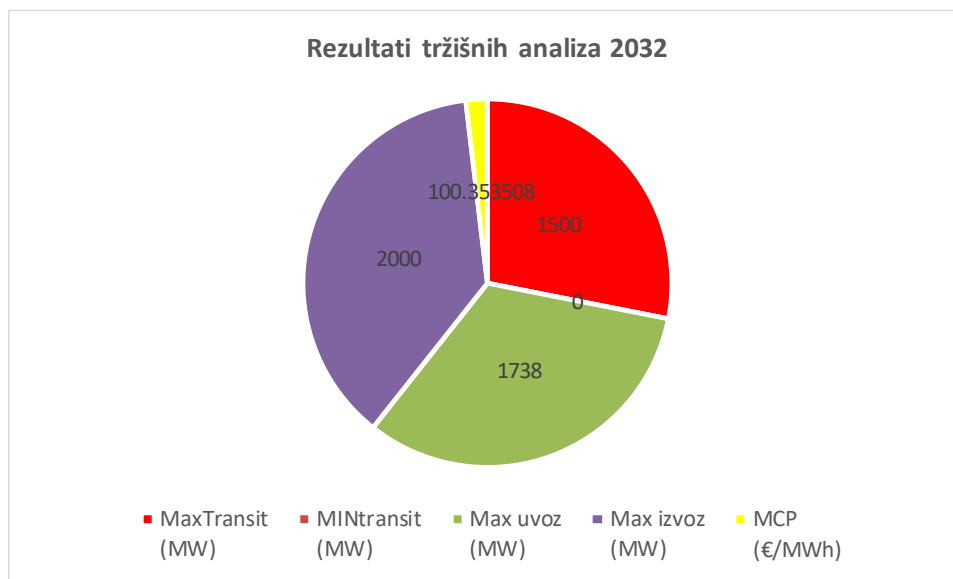
Slika 6-3: Prosječno trajanje prekida 2025. godina

Veoma važno je naglasiti da je veličina parametra pouzdanosti pojedinih elemenata zavisna od 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 2032. godinu

Rezultati tržišnih simulacija – 2032. godina

Slika 6-4 predstavlja osnovne rezultate tržišnih analiza za 2025. godinu. Prosječna godišnja marginalna cijena na tržištu Crne Gore je oko 100,3€/MWh, dok je maksimalni očekivani maksimalni tranzit 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 6-4: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2032. godina

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 kablo i tržištu Italije, a u manjoj mjeri od sopstvenih uvoznih potreba Crne Gore, zbog porasta kapaciteta kabla u odnosu na 2025. 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 2025. 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 360 GWh, jer veći dio električne energije zbog viših cijena odlazi ka Italiji.

6.3.1 Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema

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

- **SE Briska Gora faza II MW - 200MW** priključenje izgradnjom novog DV 110kV, kapaciteta 245 MVA, ka TS Virpazar, uključujući rekonstrukciju postojećeg DV 110 kV Virpazar – Podgorica 2 na 245 MVA;
- **SE Velje brdo faza II - 100MW** priključena na prenosnu mrežu po sistemu ulaz/izlaz na 110 kV DV Podgorica 1 – Podgorica 2;

- **SE Dragalj/Vilusi II 80-150 MW** – priključenje na TS Vilusi na 110 kV;
- **SE Čevo 100 MW** – priključenje po principu ulaz/izlaz na 400 kV DV Trebinje – Podgorica;
- **VE Brajići 100.8MW¹³** - priključenje na TS Bečići;
- **HE Komarnica 171. MW** -priključenje na TS Brezna 400/110 kV;
- **HE Boka 290 MW** -priključenje na DV 400 kV Trebinje - Lastva¹⁴;
- **HE Kruševo 120 MW** – priključenje na 400 kV DV Sarajevo 20 (BA)- Brezna¹⁵.

Od distributivnih prenosnih objekata, modelovane su sljedeće TS:

- **110/35 kV Kolašin (Drijenak)** - puštanje DV 110kV Mojkovac – Kolašin (koji sada radi pod naponom 35kV) pod napon 110kV;
- **110/10 kV TS Igalo** – priključena po principu ulaz/izlaz na 110 kV DV H. Novi-Trbinje (BA);
- **110/35 kV Podgorica 6** – rasijecanje kabla Podgorica 1 – Podgorica 4 i uvođenje u Podgoricu 6;
- **110/35 kV Podgorica 8** – po principu ulaz/izlaz na DV 110kV Podgorica 1 – Podgorica 3;
- **110/35 kV TS Bijela** – priključena po principu ulaz/izlaz na 110 kV DV H.Novi-Tivat;
- **110/10 kV Tuzi** – priključenje na TS Podgorica 1, potom još jedan vod ka TS Podgorica 5.

6.3.2 Analiza naponsko reaktivnih prilika

U periodu niskih opterećenja, kao i za 2025. 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 u TS Lastva, kada su naponi iznad dozvoljenih vrijednosti na 400kV naponskom nivou. Ukoliko se ugradi kompenzator u TS Lastva, moguće je napone dovesti u dozvoljene granice, ali to zavisi i od susjednih sistema i njihove regulacije 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.

6.3.3 Analiza struja kratkih spojeva

Kao i za prethodna dva vremenska okvira, najveće očekivane vrijednosti u TS 110kV Podgorica 1 i Podgorica 2 iznose:

2032

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

Stoga je preporuka 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 110kV naponskom nivou;

¹³ Nije uzet u obzir u 2025. godini zbog velike neizvjesnosti u vezi dobijanja lokacijskih dozvola u naredne 3 godine.

¹⁴ Zbog velikog kapaciteta elektrane, i nedovoljnog kapaciteta prenosne mreže elektrana je priključena kako bi uzrokovala što manje problema u sistemu. Biće obrađena kroz Elaborat o priključku, ukoliko se podnese zahtjev za priključenje.

¹⁵ Ukoliko se donese odluka o novoj interkonekciji ME-BA.

- 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.

kod izgradnje novih TS 110/x kV, potrebno je ugraditi transformatore sa znatno većim naponom kratkog spoja da bi se ograničile struje kratkih spojeva na distributivnom naponskom nivou¹⁶.

Detaljne vrijednosti struja kratkih spojeva su prikazane u Prilogu 11.3 .

6.3.4 Analiza dinamičke stabilnosti sistema

Uvažavajući činjenicu da trenutno ne postoje pouzdani modeli sistema jugoistočne Evrope za dinamičke analize (SECI dinamički modeli za 2030. godinu su u izradi u trenutku izrade ovog Plana), u okviru ovog poglavlja je dat samo kvalitativan osvrt na očekivane parametre tranzijentne stabilnosti.

Imajući u vidu da se u periodu od 2025. godine do 2032. 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 2025. 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 2025. godine), nalaze u pogonu i u 2032. 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 stižu na sabirnicama na koje su priključeni i agregati elektrana, i to za kvarove na strani elektrane. Najkritičnije vrijednosti se dobijaju za kvarove na vodovima 220kV, koji se stižu u TS Pljevlja 2, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 250 ms u 2025. godini, pri čemu se u 2032. mogu očekivati veće vrijednosti, zbog nove interkonekcije ka Bosni i Hercegovini i Srbiji, dakle manje kritične vrijednosti.

Za kvarove na vodovima 110kV, koji se stižu u HE Perućica, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 220 ms u 2025. godini se može očekivati da u najgorem slučaju vrijednosti ostanu na istom nivou.

6.3.5 Analiza gubitaka

Analiza gubitaka je obrađena kroz analizu i poređenje gubitaka u 2032. godini na analiziranim režimima (zimski i ljetni maksimum), u odnosu na proračunate gubitke u 2025. 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 2032. godini izračunati na analiziranim režimima.

Tabela 6-8: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2032. godina¹⁷

Ljeto 2032.			Zima 2032.		
Proizvodnja	Potrošnja	Gubici*	Proizvodnja	Potrošnja	Gubici*

¹⁶ Za TS Bečići, vrijednost napona kratkog spoja kod transformatora 110/35 kV će biti određena kroz posebnu studiju, u cilju ograničenja struja kratkog spoja na vrijednost prihvatljivu za CEDIS.

¹⁷ Troškovi gubitaka nastalih prekograničnim tranzitima se nadoknađuju iz ITC mehanizma.

MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	%
487	802	36.5	4.55	992	844	43	5.09

* računajući i HVDC (kao potrošnju 1000MW) snaga potrošnje je 2002MW ljeti i 2044MW zimi, pa su gubici 1,8% ljeti i 2,1% zimi

Ukupni gubici u EES Crne Gore iznose oko 43.0MW za zimski i 36.5MW za ljetni režim, što iznosi 5.1 i 4.5%, u odnosu na ukupnu potrošnju Crne Gore, respektivno.

Poredeći sa gubicima iz 2025. godine, za očekivati je povećanje gubitaka u apsolutnoj vrijednosti, što je posljedica prije svega povećanja tranzita električne energije, s tim da bi se moglo smatrati da bi nivo gubitaka u odnosu na **raspoloživu energiju (sa HVDC)** u sistemu mogao ostati kao i u periodu 2020-2025. godina (**oko 2%**).

Kao i za slučaj tranzita snage na kablu od 600MW, i ovdje će gubici uzrokovani povećanjem tranzita na 1200MW, 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 2032. godinu je pokazao da se može očekivati značajan porast gubitaka u odnosu na 2025. godinu, kao posljedica ulaska druge žile HVDC-a i iznose 230,611 MWh¹⁸, što iznosi oko 5,7% potrošnje Crne Gore.

6.3.6 Analiza prenosne moći i zagušenja

Kod analize "N-1" sigurnosti za zimski i ljetni režim se uočavaju preopterećenja preko 100% dva elemenata 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. 110kV veze Lastva - Tivat - Herceg Novi - Trebinje (BA) i 400kV veze Lastva - Trebinje (BA) i rješava se promjenom uklopnog stanja u mreži 110kV.

Istovremeno, visok nivo opterećenja DV 400kV iz pravca Trebinja doprinosi tome, da se dobar dio energije, u slučaju njegovog ispada, „prelije“ na 110kV 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 2032 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).

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

2032. godina				
Ispad elementa/ problem u mreži	Preopterećen element	Opterećenje [%]	Mjera za rasterećenje	Razvojna mjera
Uvoz iz Italije na HVDC 1200 MW (Bazni slučaj) ¹⁹	DV 220 kV Pljevlja – B.Bašta (RS)	267	Spuštanje snage razmjene na HVDC	400 kV DV Pljevlja 2 - Bajina Bašta (RS), ili 400 kV Brezna – Sarajevo 20 (BA)
TR 1 31,5 MVA u TS Ulcinj	TR 2 31,5 MVA u TS Ulcinj	118	Redukcija konzuma	Povećanje snage transformatora u TS Ulcinj

¹⁸ Nisu uračunati gubici na transformatorima 110/x kV.

¹⁹ U skladu sa ENTSO-E TYNDP 2020, ulazak u pogon drugog pola HVDC ME-IT je pomjeren iza 2025. godine.

DV 110 kV Virpazar Podgorica 2	DV Virpazar-Bar	110	Potiskivanje proizvodnje SE Briska gora	Izgradnja DV 110kV Podgorica 5 – TS Virpazar
DV 110 kV SE Briska gora-Ulcinj (Virpazar)	DV 110 kV SE Briska gora- Virpazar (Ulcinj)	150	Redukcija proizvodnje SE Briska gora	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 – H.Novi

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

- 400 kV Brezna – Sarajevo 20 (BA)

Krajem 2019. godine je u pogon pušten jedan pol HVDC linka između Crne Gore i Italije, sa kapacitetom položenog kabla od 600 MW. Ugovorom između dva operatora prenosne mreže CGES (Crna Gora) i Terna (Italija), u budućnosti je predviđeno polaganje i drugog pola kabla (druge žile), odnosno stavljanje u pogon oba pola (1200 MW) što će dodatno opteretiti prenosnu mrežu Crne Gore kroz povećanje tranzita i tokova snaga, kako na 400 kV mreži, tako i na 110 kV.

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 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 (EMS) 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.

- 110 kV DV SE Briska gora – Dajc (AL)

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.

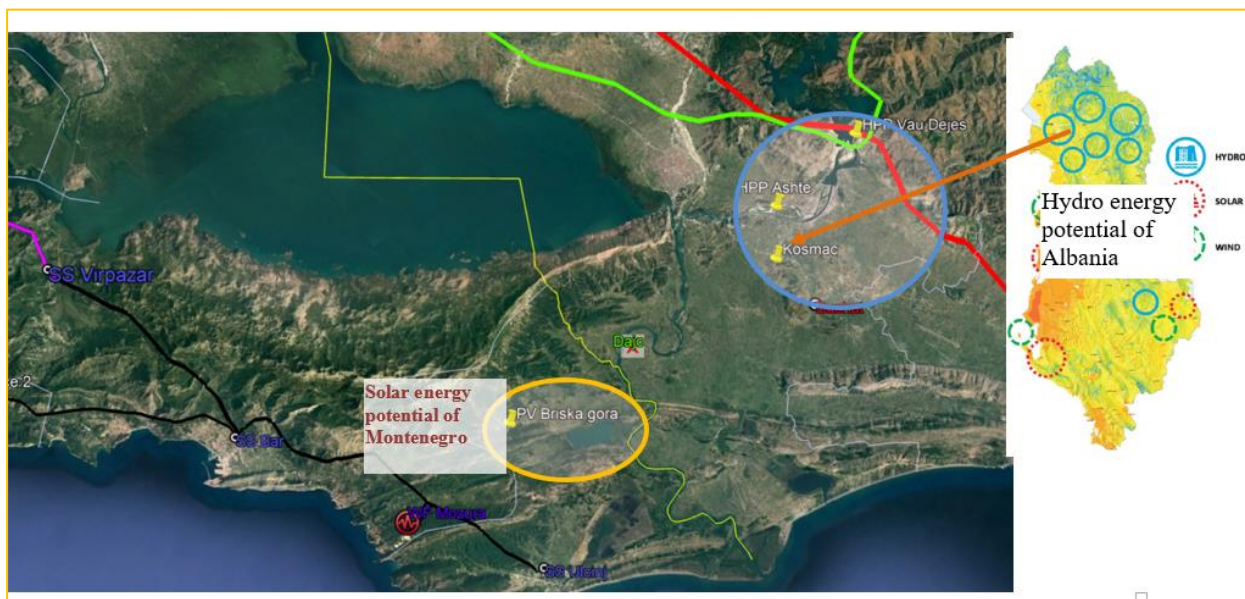
Geografske karakteristike Crne Gore i Albanije, te energetska politika diversifikacije konvencionalnih izvora električne energije i revidirani pravni okviri obje države, otvorili su put izgradnji i priključenju sve većeg broja elektrana na obnovljive izvore energije (vjetar i fotonaponska energija).

Brojni su novi privatni investitori koji su izrazili interes za implementaciju novih projekata OIE u blizini granice između ove dvije zemlje, s namjerom da izvoze proizvodnju prema ostatku jugoistočne Evrope, odnosno italijanskom tržištu električne energije.

Od posebnog značaja za ovaj projekat je planirana solarna proizvodnja u Crnoj Gori (Briska gora), koja će biti izgrađena u blizini granice sa Albanijom (2023-2026) i koja će značajno uticati na razvoj novih OIE u regionu. Efekat i veze sa TS Briska gora stoga će morati da budu uključeni u obim buduće studije sa posebnim uticajem na sigurnost snabdijevanja u regionu južnog dijela Crne Gore i sjevernog dijela Albanije.

Geografski prikaz regiona od interesa je dat na slici 6.4.

Projekat podrazumijeva izgradnju novog dvosistemskog 110 kV dalekovoda između Crne Gore i Albanije (kapaciteta 245 MVA), uključujući izgradnju potrebnih trafostanica 110/x kV (Kosmac (AL), TS Briska gora (ME) i Ulcinj (ME)²⁰). Šema je prikazana na sljedećoj slici:



Slika 6-5: Geografski prikaz regiona između Crne Gore i Albanije sa kapacitetima OIE

Imajući u vidu sljedeće činjenice:

- Prosječna starost 220kV dalekovoda i transformatora 220/110kV će u 2032. godini iznositi 56 godina;
- Pouzdanost 220kV prenosnog sistema je već sada značajno smanjena;

²⁰ Podrazumijeva rekonstrukciju TS Ulcinj i izgradnju SE Briska gora, ukoliko se u međuvremenu ne realizuje DV 110 kV Ulcinj-Briska gora-Vipazar.

- Paralelan rad 400 i 220kV 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 220kV mreže u zapadnoj Srbiji na 400kV naponski nivo (očekivani završetak do 2025. godine).

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

Čitav projekat zahtijeva mnogo širu analizu, ali je potrebno naglasiti da u karakterističnim režimima za 2032. godinu nijesu uočeni veći problemi u mreži u slučaju ovako opisanog napuštanja 220kV mreže osim pomenutih pojačanja u 110kV mreži na pravcu Bijelo Polje - Mojkovac u slučaju da se ne izgradi još jedan 400kV dalekovod na ovom pravcu koji bi povezao TS Pljevlja i TS Podgorica 1.

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 2021. godine, OST planira izgradnju 400/220kV transformacije koja bi se vezala na dalekovod 400kV 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 220kV dalekovod Podgorica-Koplik-Vau Dejes ukloni, a da se umjesto njega izgradi novi 400kV dalekovod, 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 snage u Crnu Goru iz Bosne i Hercegovine, pošto je taj sistem prvi susjedni sistem sa očekivanim viškovima energije već od 2016. godine, logično je bilo pretpostaviti da će upravo njihov višak snage biti plasiran u Crnu Goru prema HVDC kablju. Jedan od predloga za analizu je novi interkonektivni dalekovod koji bi povezao neko od postojećih 400kV razvodnih postrojenja, ili buduće razvodno postrojenje 400kV Brezna, u Crnoj Gori, sa susjednom priključnom tačkom 400kV (postojećom ili planiranom) u BiH, pri čemu je najlogičnije da to bude TS Sarajevo 20 (BiH). Uklapanje ovog dalekovoda bi zahtijevalo demontažu 220kV dionice dalekovoda Piva – Sarajevo 20 i upotrebu 400kV dionice od lokacije gdje je u BiH ranije bila predviđena izgradnja HE Buk Bijela.

6.3.7 Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije

Kada su u pitanju pokazatelji kvaliteta isporuke električne energije do 2032. godine, očekuje se znatno smanjenje broja kao posljedica rekonstrukcije, revitalizacije i izgradnje određenog broja prenosnih kapaciteta, prije svega:

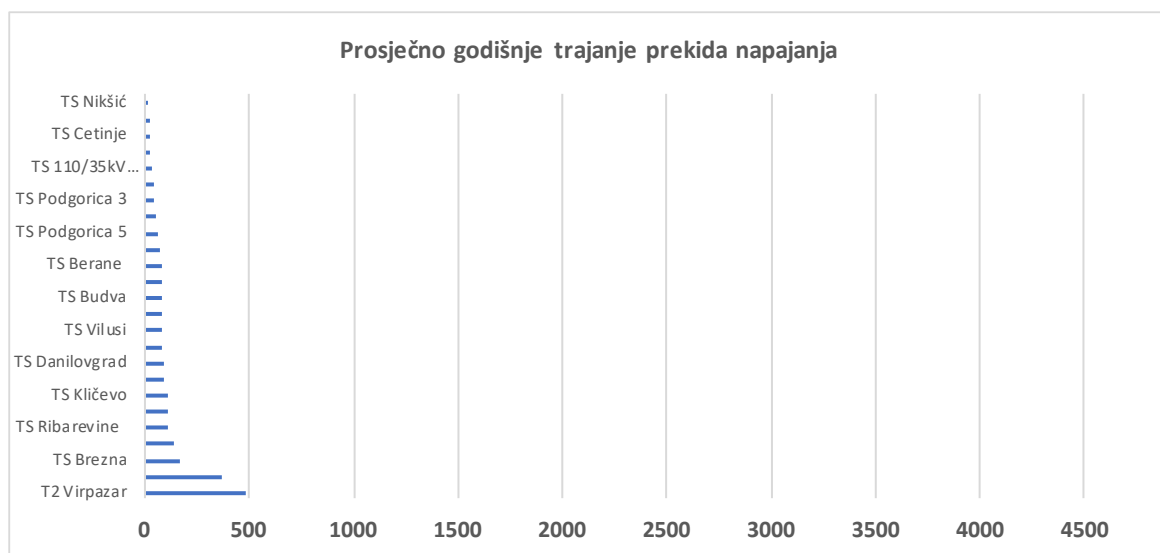
- Izgradnja 110 kV DV Vilusi - Herceg Novi,
- Izgradnja TS 110/10 kV Bečići,

- TS 400/110/35 kV Brezna,
- Izgradnja 400 kV DV Pljevlja2 - B.Bašta – Višegrad,
- 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 2032. 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 6-6: Prosječno trajanje prekida 2032. 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 2023-2025. 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, investicije koje su prikazane u Investicionom planu 2023-2025. 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. Takođe, u skladu sa članom 10 Pravila 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. Investicije su podijeljene na programe i projekte, kako je navedeno u Tabeli 7-1 gdje je data lista lista neophodnih investicija u planskom periodu do 2032. godine.

Tabela 7-1: Pregled neophodnih novih elemenata prenosne mreže i intervencije na postojećim

INVESTICIJE ČIJI JE POČETAK REALIZACIJE PLANIRAN U TOKU PRVOG REGULATORNOG PERIODA ILI ČIJA JE REALIZACIJA ZAPOČETA PRIJE PERIODA NA KOJI SE PLAN ODNOSI					
REDNI BROJ	ID BROJ	NAZIV INVESTICIJE	NOVI ELEMENTI ili INTERVENCIJE NA POSTOJEĆIM ELEMENTIMA	GODINA POČETKA REALIZACIJE	GODINA KRAJA REALIZACIJE
1	IPR009	Rekonstrukcija DV 110kV Lastva - Budva	intervencija na postojećem elementu	2013	2024
2	IPR089	Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica - Danilovgrad - Perućica	intervencija na postojećem elementu	2020	2023
3	IPI018	Rekonstrukcija i proširenje TS 110/35kV Pljevlja 1	intervencija na postojećem elementu	2019	2023
4	IPR034	Zamjena VN opreme u transformatorskim stanicama	intervencija na postojećim elementima	2016	2023
5	IPR006a	Rekonstrukcija sistema zaštita	intervencija na postojećim elementima	2016	2023
6	IPR098	Revitalizacija DV 110 kV Bar – Možura - Ulcinj	intervencija na postojećem elementu	2023	2024
7	IPI006b	Izgradnja 400 kV DV Čevo - Pljevlja	novi element	2013	2023
8	IPI019	TS 400/110/35 kV Brezna	novi element	2016	2026
9	IPI009	Izgradnja 400 kV DV Pljevlja2 - B.Bašta - Višegrad	novi element	2012	2026
10	IPI015	Izgradnja 110 kV DV Virpazar - Briska Gora - Ulcinj	novi element	2018	2027
11	IPI058	Ugradnja varijabilne prigušnice 250MVAR u TS Lastva	novi element	2020	2023
12	IPI030	Izgradnja TS 110/35 kV Luštica sa priključkom na 110 kV mrežu	novi element	2015	2024
13	IPI013	Izgradnja TS 110/35 kV Žabljak	novi element	2012	2024
14	IPI055	Izgradnja TS 110/10 kV	novi element	2021	2025

		Podgorica 7 i njeno povezivanje na 110 kV mrežu			
15	IPI056	Izgradnja TS 110/35 kV Buljarica i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	novi element	2021	2026
16	IPI017	Izgradnja 110 kV DV Lastva - Kotor	novi element	2013	2024
17	IPI016	Izgradnja 110 kV DV Vilusi - Herceg Novi	novi element	2013	2027
18	IPI060	Izgradnja TS 110/10 kV Bečići	novi element	2023	2025
INVESTICIJE ČIJI JE POČETAK REALIZACIJE PLANIRAN U NAKON PRVOG REGULATORNOG PERIODA					
19	IPIXXX	Izgradnja DV 400 kV Brezna - Sarajevo	novi element	2026-2032	
20	IPIXXX	Izgradnja DV 110 kV Ulcinj – B.Gora – Kosmač	novi element	2026-2032	
21	IPIXXX	Izgradnja TS 110/35 kV Kolašin (Drijenak)	novi element	2026-2032	
22	IPIXXX	Izgradnja TS 110/35 kV V.Plaža sa priključkom na prenosnu mrežu	novi element	2026-2032	
23	IPIXXX	Izgradnja TS 110/10 kV Igalo	novi element	2026-2032	
24	IPIXXX	Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 6	novi element	2026-2032	
25	IPIXXX	Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 8	novi element	2026-2032	
26	IPIXXX	Izgradnja TS 110/35 kV Tuzi	novi element	2026-2032	
27	IPIXXX	Izgradnja TS 110/35 kV Golubovci	novi element	2026-2032	
28	IPIXXX	Izgradnja DV 110 kV Podgorica 5 - Virpazar	novi element	2026-2032	
29	IPRXXX	Rekonstrukcija DV 110 kV Podgorica1 – EVP Trebješica – Andrijevića	novi element/intervencija na postojećem elementu ²¹	2026-2032	
30	IPRXXX	Rekonstrukcija DV 110kV Bar - Možura - Ulcinj – povećanje propusne moći	novi element/intervencija na postojećem elementu ²²	2026-2032	
31	IPRXXX	Rekonstrukcija DV 110kV Bar – Budva – povećanje propusne moći	novi element/intervencija na postojećem elementu ²³	2026-2032	

²¹ U zavisnosti od daljih analiza i sprovedenih studija, definisaće se da li će se raditi u potpunosti novi element sistema ili će se izvršiti potrebna rekonstrukcija na postojećem elementu

²² U zavisnosti od daljih analiza i sprovedenih studija, definisaće se da li će se raditi u potpunosti novi element sistema ili će se izvršiti potrebna rekonstrukcija na postojećem elementu

²³ U zavisnosti od daljih analiza i sprovedenih studija, definisaće se da li će se raditi u potpunosti novi element sistema ili će se izvršiti potrebna rekonstrukcija na postojećem elementu

32	IPRXXX	Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica 2 - Virpazar – povećanje propusne moći	novi element/intervencija na postojećem elementu ²⁴	2026-2032
33	IPRXXX	Rekonstrukcija DV 110kV Nikšić – Bileća (Vilusi)	novi element/intervencija na postojećem elementu ²⁵	2026-2032
34	PIXXX	Ugradnja sinhronog kompenzatora	novi element	2026-2032

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 (u toku), stvoreni su preduslovi za odustajanje od skupe investicije rekonstrukcija sabirnica 110 kV u Budvi (GIS tehnologija) koja je bila viđena prethodnim planom.

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 2023 - 2025. 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 za prvi regulatorni period tj. za nepredviđene intervencije u predmetnom periodu predviđena su određena sredstva, tako da

²⁴ U zavisnosti od daljih analiza i sprovedenih studija, definisaće se da li će se raditi u potpunosti novi element sistema ili će se izvršiti potrebna rekonstrukcija na postojećem elementu

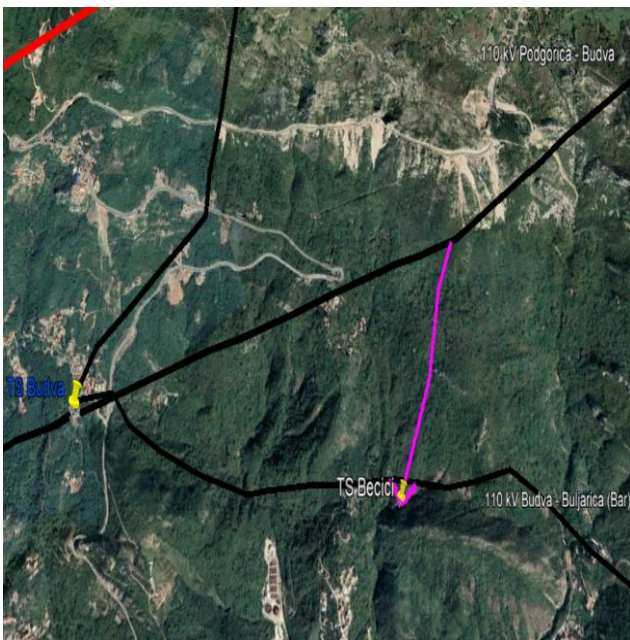
²⁵ U zavisnosti od daljih analiza i sprovedenih studija, definisaće se da li će se raditi u potpunosti novi element sistema ili će se izvršiti potrebna rekonstrukcija na postojećem elementu

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

U nastavku su date tehno-ekonomske analize za nove infrastrukturne projekte (Izgradnja TS 110/10 kV Bečići, Revitalizacija DV 110 kV Bar - Možura i DV 110 kV Možura – Ulcinj, Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Podgorica 1 i Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Mojkovac) odnosno za infrastrukturne projekte kod kojih je izmijenjeno tehničko rješenje (Izgradnja 110 kV DV Virpazar - Briska Gora - Ulcinj).

Izgradnja TS 110/10 kV Bečići

NAZIV INVESTICIJE	GEOGRAFSKI PRIKAZ*
Izgradnja TS 110/10 kV Bečići	
IDENTIFIKACIONI BROJ INVESTICIJE	
IPI060	
OPIS TEHNIČKOG RJEŠENJA	
<i>Planom razvoja predviđena je jedna nova investicija za izgradnju nove elektroenergetske infrastrukture čiji početak izgradnje je planiran u prvom trogodišnjem periodu.</i> <i>Sagledavajući zahtjev CEDIS-a za potrebu izgradnje novih trafostanica 110/x kV, predložena je nova investicija - izgradnja TS 110/10 kV Bečići. U skladu sa informacijama dobijenim iz Cedis-a, predložena TS 110/10 kV Bečići predstavlja zamjenu za više 35/10 kV trafostanica koje bi morale biti izgrađene. Trafostanica 110/10 kV Bečići preuzela bi i dio potrošnje grada Budve (nekoliko 10 kV kablova bi bilo planirano da se polože prema Budvi). Prema analizi CEDIS-a koja je rađena za mjesec jul i avgust, nova TS bi preuzela 27,6 % energije.</i> <i>Imajući na umu da je lokacija relativno blizu dalekovodima 110 kV Podgorica 2 – Budva i Bar – Budva, tehničko rješenje predlaže uvođenje oba dalekovoda u novu trafostanicu. Trafostanica Bečići bi bila sa dva sistema sabirnica. Nova trafostanica daje veću fleksibilnost evakuacije energije u različitim pravcima, mogućnost napajanja TS Budva i TS Bečići iz 3 pravca, mogućnost izdvajanja područja Bara i Ulcinja i njihovog napajanja preko DV Podgorica-Bečići i Podgorica-Virpazar kao i mogućnost priključenja VE Brajići na TS Bečići.</i>	
POČETAK IZGRADNJE	KRAJ IZGRADNJE

2023	2025
☒ Projekat	☐ Program
KATEGORIJA INVESTICIJE	
Elektroprenosna infrastruktura - izgradnja	
CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČIJEM OSTVARENJU INVESTICIJA DOPRINOSI	
<i>Cilj 1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu</i> <i>Cilj 2 Sigurnost nacionalnog sistema</i> <i>Cilj 5 Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti</i> <i>Cilj 7 Strateški pravci unapređenja i razvoja u cilju zaštite životne sredine</i>	
KORISTI	
K1 Društveno-ekonomska korist (€/god)	
K1.1 Ušteda troškova energenata (€/god)	0
K1.2 Ušteda troškova emisije gasova (€/god)	1,242,500
K2 Promjena u emisiji CO2 (t/god) i (€/god)	177,500 t/god 1,242,500 €
K3 Integracije OIE (MW) ili (MWh/god)	100.3
K4 Emisija non CO2 (t/god)	Nox CO SOx 59 11 148
K5 Gubici u mreži (MWh/god)	1
K6 Adekvatnost [MWh/godina]	Nema uticaja
K7 Fleksibilnost 4	
K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]	Nema uticaja
K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8 Stabilnost	

K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]	Nema uticaja
K8.2 Stabilnost frekvencije [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom [max 200 riječi]	Nema uticaja
K9 Izbjegavanje/odlaganje intervencija na postojećim elementima [€]	Izbjegava se rekonstrukcija sabirnica u TS 110/35 kV Budva (GIS tehnologija) 2 280 000 €
K10 Promjena potreba za redispečiranjem [€/godina]	Nema uticaja
K11 Robusnost [redna skala]	8
TROŠKOVI	
T1 CAPEX [€]	7,500,000.0
T2 OPEX [€]/god	112,500.0

Izgradnja DV 110kV Virpazar - Ulcinj

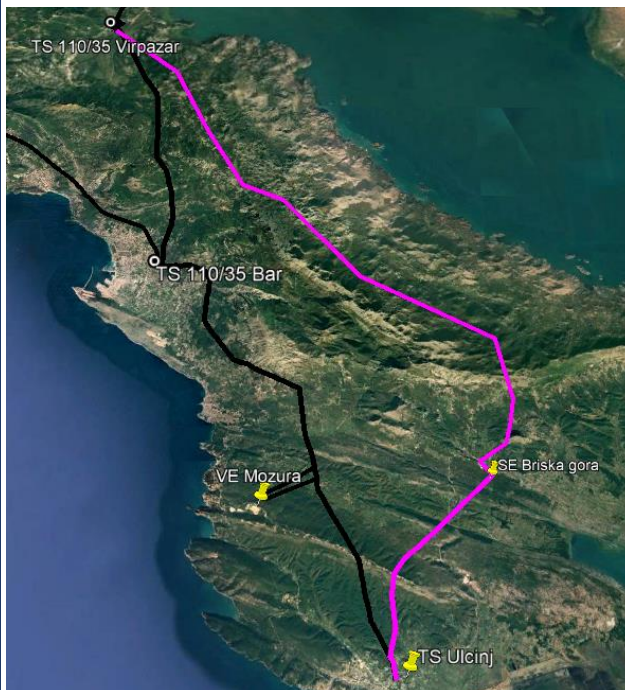
NAZIV INVESTICIJE	GEOGRAFSKI PRIKAZ*
Izgradnja DV 110kV Virpazar - Ulcinj	
IDENTIFIKACIONI BROJ INVESTICIJE	
IPI015	
OPIS TEHNIČKOG RJEŠENJA	
Područje grada Ulcinja se napaja iz TS 110/35kV Ulcinj preko jednog 110kV i jednog 35kV dalekovoda iz TS 110/35kV Bar (koristi se samo u vanrednim situacijama i to vrlo ograničene prenosne moći). Izgradnjom 110kV dalekovoda Virpazar – Ulcinj bi se omogućilo dvostrano napajanje TS Ulcinj, čime bi se osigurao "n-1" kriterijum sigurnosti napajanja i time povećao nivo snabdijevanja potrošnje.	

Obim radova:

- izgradnja novog 110kV dalekovoda Al/Fe 2x240/40 mm² Virpazar-Ulcinj
- izgradnja novog 110kV dalekovodnog polja u TS Ulcinj,
- izgradnja novog 110kV dalekovodnog polja u TS Virpazar

Glavni ciljevi projekta:

- smanjenje gubitaka,
- pouzdano snabdijevanje potrošnje u regionu Ulcinja i Bara,
- poboljšanje naponsko-reaktivnih prilika,
- rasterećenja postojećih transformacija 35/10kV,
- osiguranje "n-1" kriterijuma sigurnosti u okolini TS Ulcinj, na 110kV naponskom nivou
- omogućavanje priključenja novih RES u punom planiranom kapacitetu

**POČETAK IZGRADNJE****KRAJ IZGRADNJE**

2018

2027

**Projekat****Program****KATEGORIJA INVESTICIJE****Elektroprenosna infrastruktura izgradnja****CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČIJEM OSTVARENJU INVESTICIJA DOPRINOSI***Cilj 1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu**Cilj 2 Sigurnost nacionalnog sistema**Cilj 5 Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti***KORISTI****K1 Društveno-ekonomska korist (€/god)****K1.1 Ušteda troškova energenata (€/god)**

0

K1.2 Ušteda troškova emisije gasova (€/god)

640,200

K2 Promjena u emisiji CO2 (t/god) i (€/god)	26,500 t/god 715,200 €
K3 Integracije OIE (MW) ili (MWh/god)	50
K4 Emisija non CO2 (t/god)	Nox CO SOx 39 07 75
K5 Gubici u mreži (MWh/god)	7,700
K6 Adekvatnost [MWh/godina]	Nema uticaja
K7 Fleksibilnost 4	
K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]	Nema uticaja
K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8 Stabilnost	
K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]	Nema uticaja
K8.2 Stabilnost frekvencije [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom [max 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]	8
TROŠKOVI	
T1 CAPEX [€]	10,000,000.0
T2 OPEX [€/god]	150,000.0

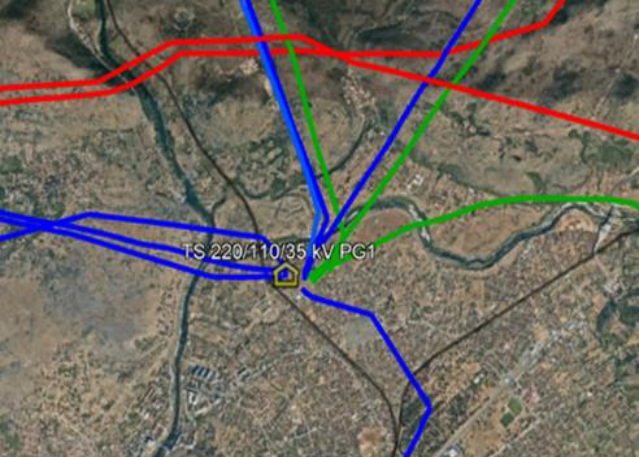
Revitalizacija DV 110 kV Bar - Možura i DV 110 kV Možura – Ulcinj

NAZIV INVESTICIJE		GEOGRAFSKI PRIKAZ*
Revitalizacija DV 110 kV Bar - Možura i DV 110 kV Možura - Ulcinj		
IDENTIFIKACIONI BROJ INVESTICIJE		
IPR098		
OPIS TEHNIČKOG RJEŠENJA		
Revitalizacija DV 110 kV Bar - Možura i DV 110 kV Možura - Ulcinj podrazumijeva nabavku provodnika Al/Fe 150/25 mm², nabavku spojne i ovjesne opreme i nabavku staklenih izolatora, kao i Izvođenje radova na ugradnji navedene opreme. U prethodnom periodu na ovim dalekovodima pojavio se problem sa gornjim ovjesištima. Naime, na konzolama pojedinih stubova dalekovoda 110 kV Bar – Možura došlo je do oštećenja ploča na kojima su montirana gornja ovjesišta. U prethodnom periodu je taj problem riješen. Dodatno, na ovom dalekovodu je rađeno snimanje dronom sa termovizijskim kamerama koje je otkrilo dotrajalost spojne i ovjesne opreme pa je, u cilju povećanja pouzdanosti ovih dalekovoda, neophodno izvršiti zamjenu iste na svim stubovima. Takođe, kako bi revitalizacija ovog dalekovoda bila kompletna, a time i obezbijeđena pouzdanost napajanja konzuma Opštine Ulcinj potrebno je zamijeniti i provodnik koji je skoro 40 godina u eksploataciji. Termin izvođenja radova, zbog uslova koji se tiču napajanja konzumnog područja Opštine Ulcinj, moguće je izvesti u periodu od početka aprila do kraja maja ili od početka oktobra do kraja novembra.		
POČETAK IZGRADNJE	KRAJ IZGRADNJE	
2023	2024	
☒ Projekat	☐ Program	
KATEGORIJA INVESTICIJE		
Elektroprenosna infrastruktura		
CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČIJEM OSTVARENJU INVESTICIJA DOPRINOSI		
Cilj 1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu Cilj 5 Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti		
KORISTI		

K1 Društveno-ekonomska korist (€/god)	Obzirom na činjenicu da projekat ne utiče na promjenu SEW (ENTSO-E CBA 3.0), ne postoji posebna dobit u smislu ove vrste dobiti (nalazi se u istoj cjenovnih oblasti kao i ostatak Crne Gore)
K1.1 Ušteda troškova energenata (€/god)	0
K1.2 Ušteda troškova emisije gasova (€/god)	438,200
K2 Promjena u emisiji CO2 (t/god) i (€/god)	62,599.82 t/god 438,200 €/god
K3 Integracije OIE (MW) ili (MWh/god)	46 MW (VE Možura)
K4 Emisija non CO2 (t/god)	Nox CO SOx 27 5 70
K5 Gubici u mreži (MWh/god)	Nema uticaja
K6 Adekvatnost [MWh/godina]	Nema uticaja
K7 Fleksibilnost 4	
K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]	Nema uticaja
K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8 Stabilnost	
K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]	Nema uticaja
K8.2 Stabilnost frekvencije [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom [max 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]	4
TROŠKOVI	
T1 CAPEX [€]	700 000
T2 OPEX [€]/god	-

Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Podgorica 1

NAZIV INVESTICIJE	GEOGRAFSKI PRIKAZ*
<i>Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Podgorica 1</i>	
IDENTIFIKACIONI BROJ INVESTICIJE	
<i>IPR101</i>	
OPIS TEHNIČKOG RJEŠENJA	
<i>Realizacija projekta obuhvata nabavku i ugradnju energetskog transformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Podgorica 1. Autotransformator sa oznakom T2 u redovnom pogonu u TS 220/110/35 kV Podgorica 1, proizvodnje "Rade Končar", f.br. 337014, tip TARZ 150000/245s, nazivnog napona 220000/115000/10500 V, snage 150 MVA, je proizveden 1972. godine. Iako je u toku 2019. godine izvršena revitalizacija sistema izolacije ovog ATR, ostarjelost celulozne izolacije kao i kompletno zaptivanje ATR je upitno, tako da ovaj ATR može ostati u pogonu najduže do 5 godina. Realizacija investicije će obezbijediti: poboljšanje pogonske spremnosti trafostanice, pouzdaniji i bezbjedniji rad prenosne mreže i samog postrojenja, obezbjeđivanje pouzdanog i sigurnog snabdijevanja potrošača električnom energijom područja Podgorica pouzdaniji i bezbjedniji rad cjelokupnog EES-a Crne Gore</i>	
POČETAK IZGRADNJE	KRAJ IZGRADNJE
2024	2026
☒ Projekat	☐ Program
KATEGORIJA INVESTICIJE	
<i>Elektroprenosna infrastruktura</i>	
CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČIJEM OSTVARENJU INVESTICIJA DOPRINOSI	

Cilj 1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu

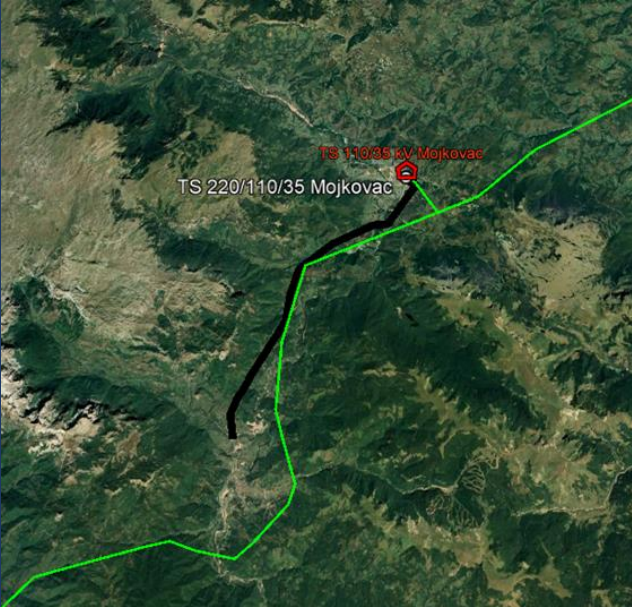
Cilj 2 Sigurnost nacionalnog sistema

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

KORISTI	
K1 Društveno-ekonomska korist (€/god)	
K1.1 Ušteda troškova energenata (€/god)	0
K1.2 Ušteda troškova emisije gasova (€/god)	0
K2 Promjena u emisiji CO2 (t/god) i (€/god)	0
K3 Integracije OIE (MW) ili (MWh/god)	0
K4 Emisija non CO2 (t/god)	0
K5 Gubici u mreži (MWh/god)	612
K6 Adekvatnost [MWh/godina]	Nema uticaja
K7 Fleksibilnost 4	
K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]	Nema uticaja
K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8 Stabilnost	
K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]	Nema uticaja
K8.2 Stabilnost frekvencije [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom [max 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]	2
TROŠKOVI	
T1 CAPEX [€]	2 200 000
T2 OPEX [€]/god	33 000

Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Mojkovac

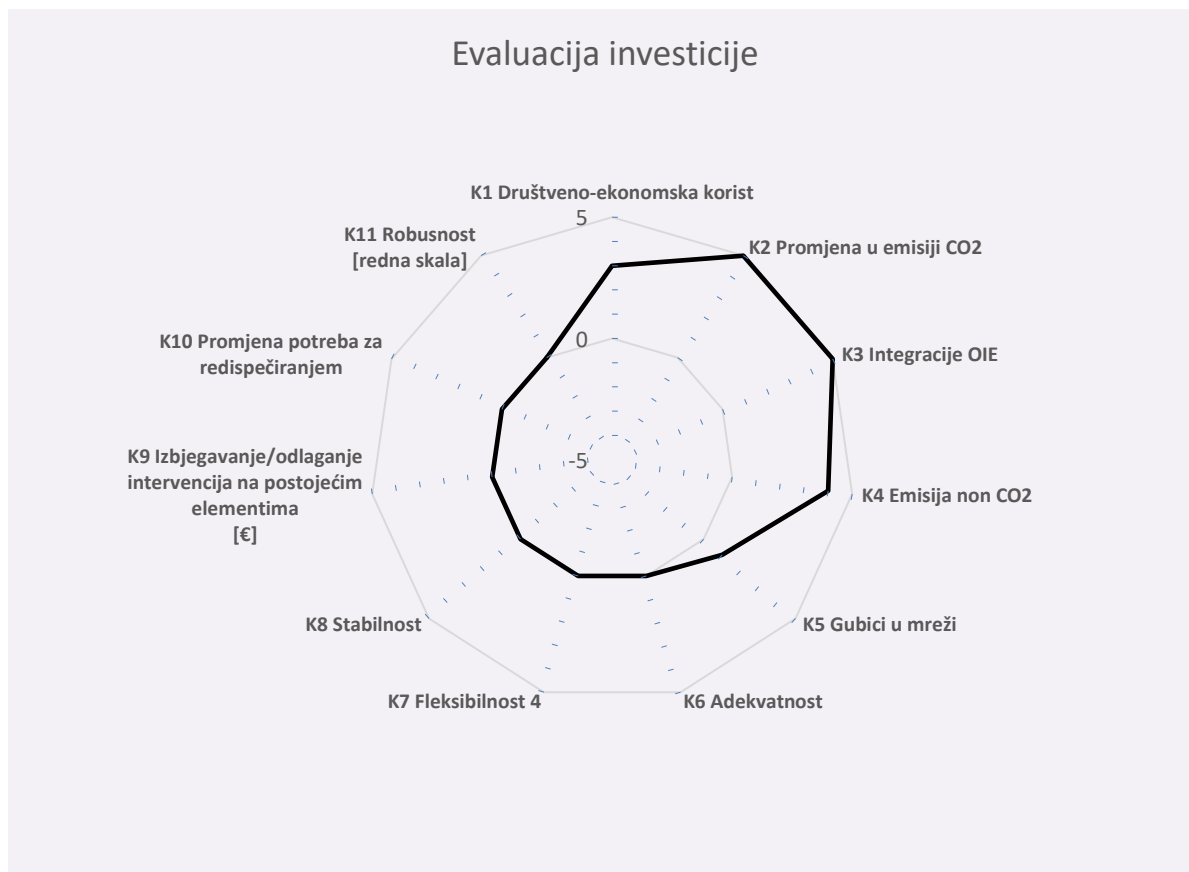
NAZIV INVESTICIJE	GEOGRAFSKI PRIKAZ*
Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Mojkovac	
IDENTIFIKACIONI BROJ INVESTICIJE	
IPR102	
OPIS TEHNIČKOG RJEŠENJA	
Realizacija projekta obuhvata nabavku i ugradnju energetskog transformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Mojkovac. Autotransformator sa oznakom T2 u redovnom pogonu u TS 220/110/35 kV Mojkovac, proizvodnje "Elta Lođ", f.br. 143141, tip AFR 150000/245s, nazivnog napona 220000/115000/10500 V, snage 150 MVA, je proizveden 1975. godine. Poslednji rezultati ispitivanja ovog ATR iz avgusta 2021. ukazuju na moguće postojanje termičkog kvara u nižem temperaturnom opsegu. Odnos gasova ugljen(IV)oksida i ugljen(II)oksida ukazuju na razlaganje celulozne izolacije usljed pregrijavanja. Opšte stanje ovog ATR, posebno kada je riječ o zaptivanju, je prilično upitno, tako da je ovaj ATR okarakterisan kao nepouzdan. Iz tih razloga je neophodno planirati nabavku novog ATR u ovom objektu u naredne 2 godine. Realizacija investicije će obezbijediti: - poboljšanje pogonske spremnosti trafostanice, - pouzdaniji i bezbjedniji rad prenosne mreže i samog postrojenja, - obezbjeđivanje pouzdanog i sigurnog snabdijevanja potrošača električnom energijom	

<i>područja Mojkovac</i>	
<i>-poudaniji i bezbjedniji rad cjelokupnog EES-a Crne Gore</i>	
POČETAK IZGRADNJE	KRAJ IZGRADNJE
2023	2025
☒ Projekat	☐ Program
KATEGORIJA INVESTICIJE	
<i>Elektroprenosna infrastruktura</i>	
CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČIJEM OSTVARENJU INVESTICIJA DOPRINOSI	
<i>Cilj 1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu</i> <i>Cilj 2 Sigurnost nacionalnog sistema</i> <i>Cilj 4 – Pravilno planiranje u cilju minimizacije kapitalnih investicija u prenosnu mrežu</i>	
KORISTI	
K1 Društveno-ekonomska korist (€/god)	
K1.1 Ušteda troškova energenata (€/god)	0
K1.2 Ušteda troškova emisije gasova (€/god)	0
K2 Promjena u emisiji CO2 (t/god) i (€/god)	0
K3 Integracije OIE (MW) ili (MWh/god)	0
K4 Emisija non CO2 (t/god)	0
K5 Gubici u mreži (MWh/god)	936
K6 Adekvatnost [MWh/godina]	Nema uticaja
K7 Fleksibilnost 4	
K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]	Nema uticaja
K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8 Stabilnost	
K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]	Nema uticaja

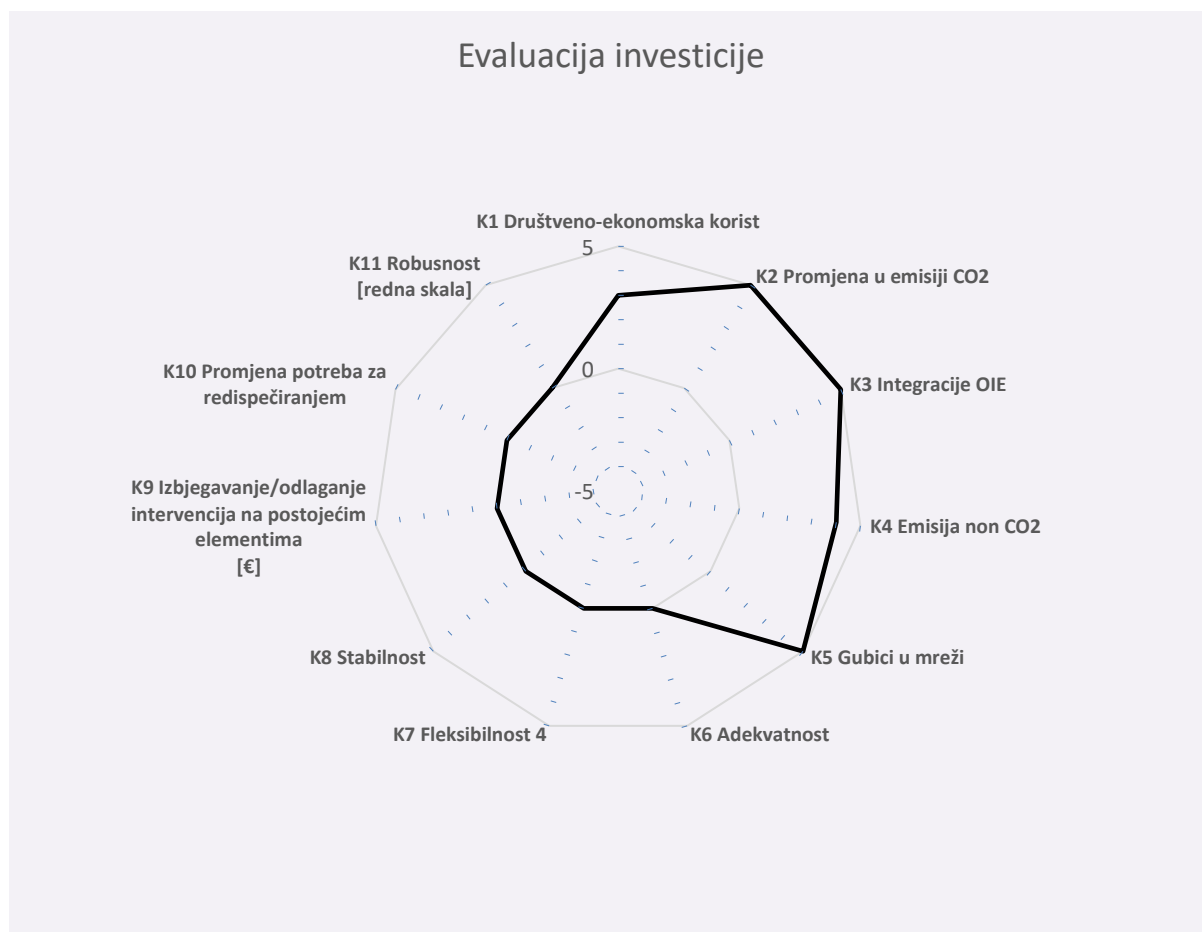
K8.2 Stabilnost frekvencije [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i [max 200 riječi]	Nema uticaja
K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom [max 200 riječi]	Nema uticaja
K9 Izbjegavanje/odlaganje intervencija na postojećim elementima [€]	Nema uticaja
K10 Promjena potreba za redispečiranjem [€/godina]	Nema uticaja
K11 Robusnost [redna skala]	2
TROŠKOVI	
T1 CAPEX [€]	2 200 000
T2 OPEX [€]/god	33 000

9 Ilustracija sveobuhvatne evaluacije investicija

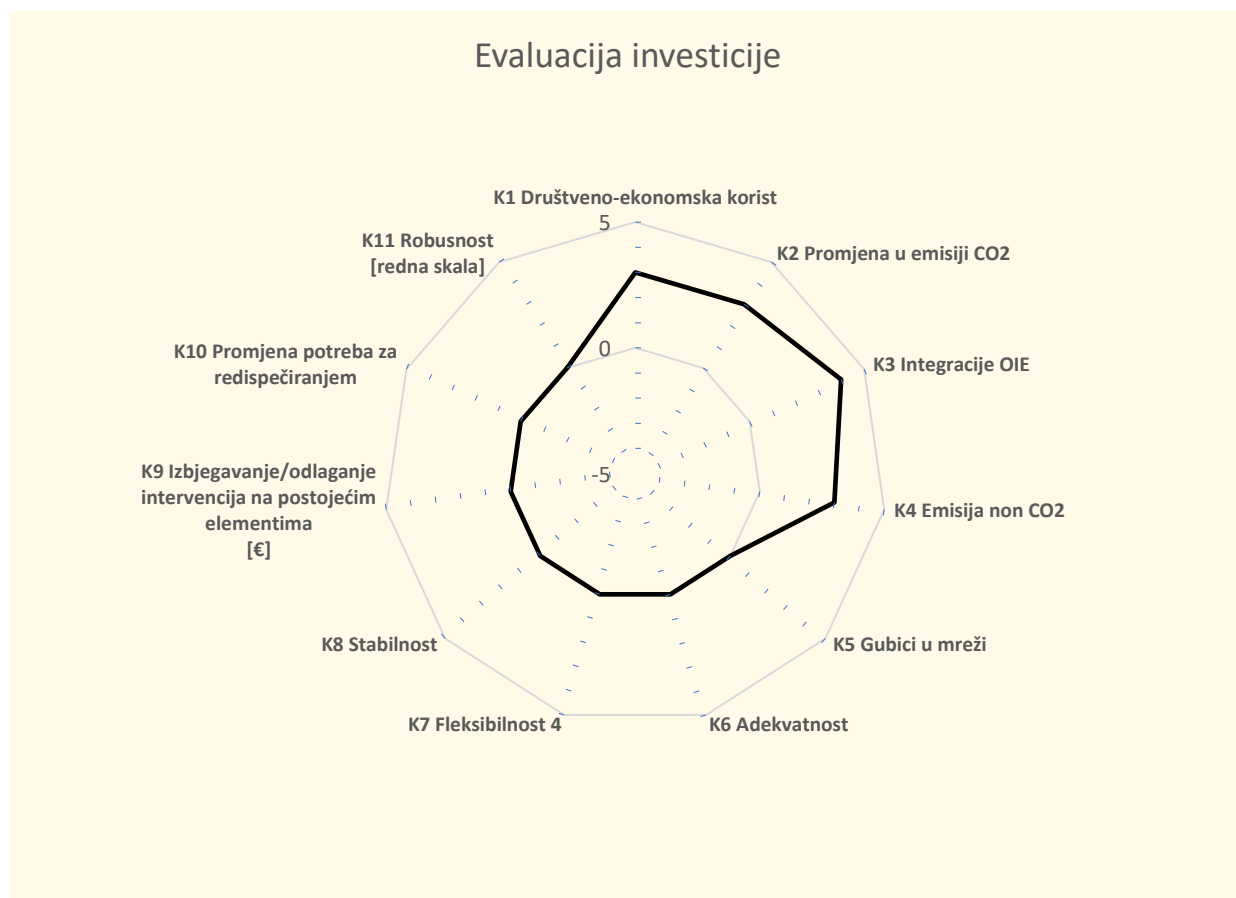
9.1 110/10 kV TS Bečići



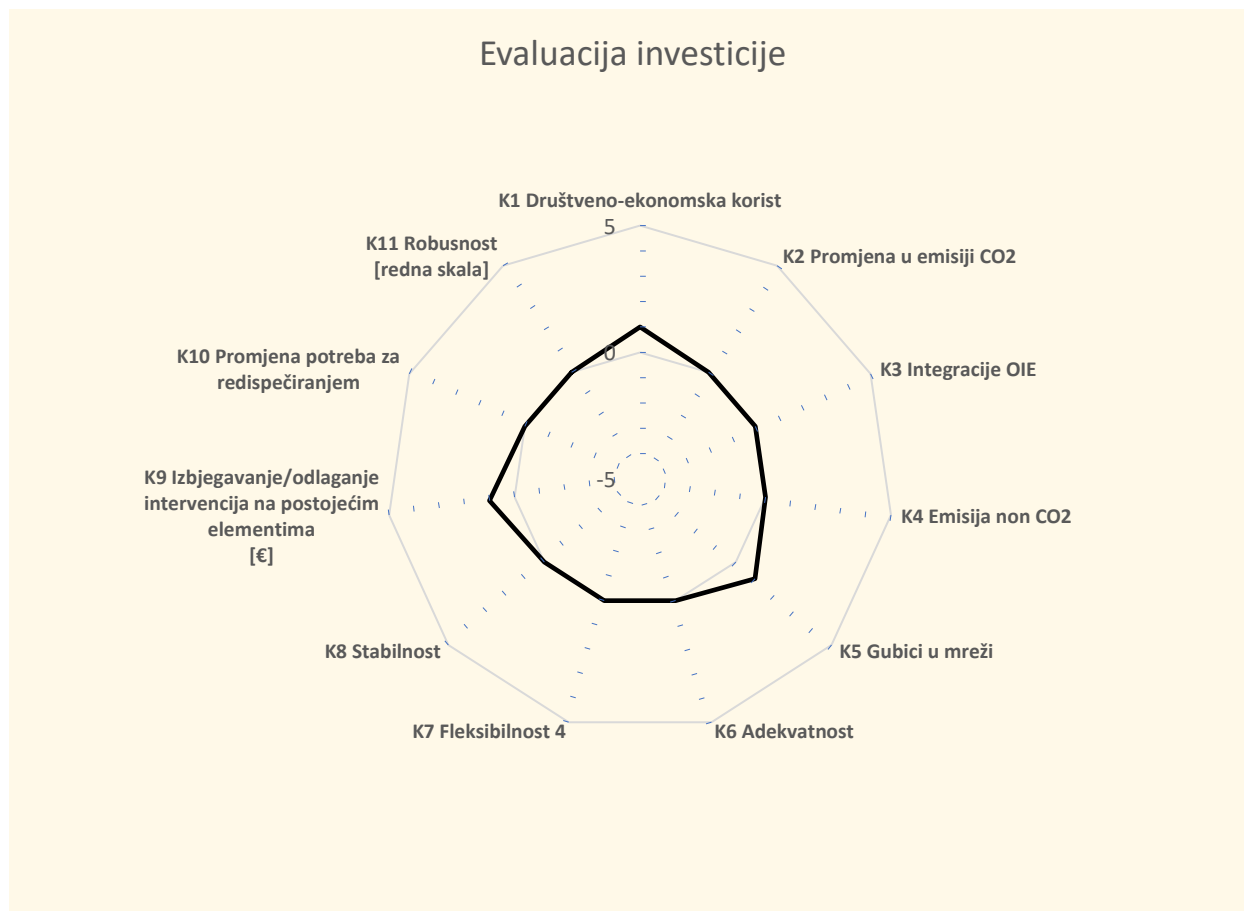
9.2 Izgradnja DV 110kV Virpazar – Ulcinj



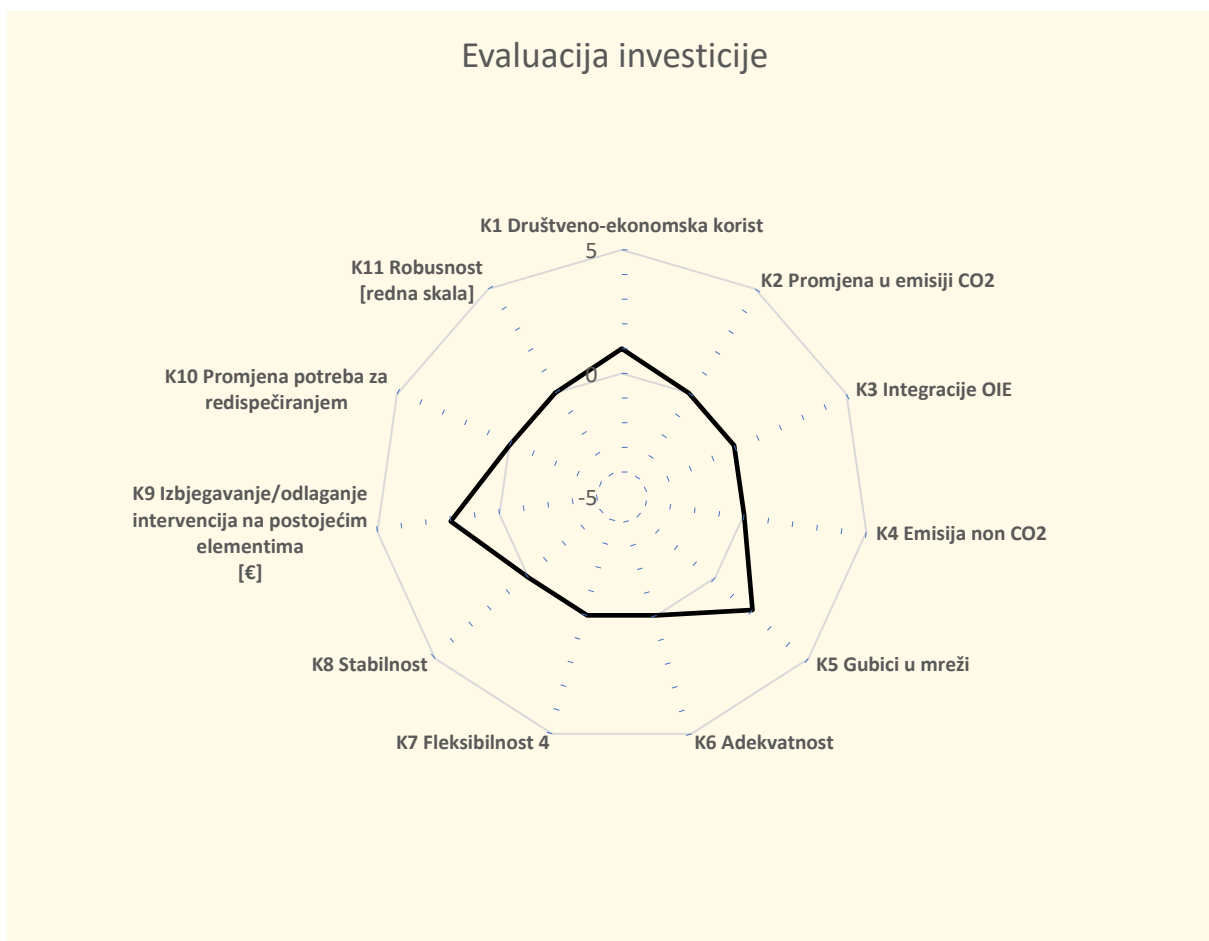
9.3 Revitalizacija DV 110 kV Bar - Možura i DV 110 kV Možura – Ulcinj



9.4 Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Podgorica 1



9.5 Nabavka autotransformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Mojkovac



Obradivač:

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 2020-20029. godina, april 2021. godina
- [2] Zakon o energetici Crne Gore, januar 2020. godine
- [3] Pravila za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije, CGES, 2017.
- [4] Pravila za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije, 2020.godina
- [5] Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, 2017. godina
- [6] Strategija razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine, Bijela knjiga, maj 2014.
- [7] Investicioni Plan CGES-a za 2020-2022. godinu, tehnno-ekonomski parametri, januar 2021
- [8] " 3rd ENTSO-E Guideline for CBA of Grid Development Projects", ENTSO-E, 2020,
- [9] Elaborat o priključenju VE Gvozd na prenosni sistem Crne Gore, oktobar, 2019.
- [10] Analiza priključenja SE Briska gora na prenosni sistem CGES-a (varijanta 5), decembar 2019.
- [11] Studija gubitaka električne energije u prenosnoj mreži elektroenergetskog sistema Crne Gore, februar 2019. godina
- [12] Proračun struja kratkih spojeva u prenosnoj mreži Crne Gore za period 2020. – 2029. godina i mjere za njihovo sniženje, jun 2019/januar 2020.godina
- [13] Odbrambeni plan elektroenergetskog sistema Crne Gore, januar 2020
- [14] Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije, jun 2019. godina
- [15] Analiza integracije varijabilnih obnovljivih izvora energije u Crnoj Gori, World Bank, april 2020.
- [16] Evaluacija tržišnih benefita za različite varijante kapaciteta HVDC kabla Crna Gora– Italija, april 2018
- [17] PSS/E® Documentation, SIEMENS-PTI, October 2010 (v32), May 2012 (v33)
- [18] IEC 60909 -Short-CircuitCurrents In Three-PhaseA.C. Systems, FirstEdition, IEC, July 2001.
- [19] Western Serbia - 400kV Transmission System Upgrade, EKC - Beograd, septembar 2011.
- [20] 400 kV OHL Bajina Bašta-Pljevlja-Višegrad, Technical documentation preparation and TSO support System Studies Stage 2, Avgust 2020
- [21] „Izveštaj o procesu priprema studija uticaja na životnu sredinu i socijalna pitanja“, Za projekat Vjetroelektrana Gvozd, 11. april 2019.
- [22] Regional Feasibility Study for Voltage Profile Improvement WB17-REG-ENE-01, Task 2.4, June 2020
- [23] Montenegro Variable Renewable Energy Integration Analysis, mart 2019
- [24] Indikativni plan razvoja proizvodnje BiH 2022-2031, april 2021.
- [25] European Resource Adequacy Assessment 2021, januar 2022
- [26] Wind farm island operation, XEMC Darwind B.V., oktobar 2010
- [27] Razvojni Načrt Prenosnega Sistema Republike Slovenije od leta 2017 – 2026, ELES, Slovenia
- [28] Hyndman, R. J., & Fan, S. (2015). Monash Electricity Forecasting Model
- [29] Fan, S (2016). Probabilistic Electric Load Forecasting and R Implementation
- [30] 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.
- [31] Regner, J., Salvana, M. L., & Vasquez, J. I. (2016). A Dynamic Approach to Forecasting Long-Term Electricity Demand in the Philippines Using Kalman Filtering Algorithm.
- [32] Hong, T., & Fan, S. (2016). Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review. International Journal of Forecasting, 32(3), 914-938.
- [33] Suzuki, R., & Shimodaira, H. (2006). Pvcust: an R package for assessing the uncertainty in hierarchical clustering. Bioinformatics, 22(12), 1540-1542.
- [34] Murtagh, F. (1983). A survey of recent advances in hierarchical clustering algorithms. The Computer Journal, 26(4), 354-359.

- [35] Zhang, G. P., & Qi, M. (2005). Neural network forecasting for seasonal and trend time series. *European journal of operational research*, 160(2), 501-514.
- [36] Rajaraman, K., & Tan, A. H. (2001, April). Topic detection, tracking, and trend analysis using self-organizing neural networks. In *Pacific-Asia Conference on Knowledge Discovery and Data Mining* (pp. 102-107). Springer, Berlin, Heidelberg.
- [37] Widrow, B., Rumelhart, D. E., & Lehr, M. A. (1994). Neural networks: applications in industry, business and science. *Communications of the ACM*, 37(3), 93-106.
- [38] DePold, H. R., & Gass, F. D. (1998, June). The application of expert systems and neural networks to gas turbine prognostics and diagnostics. In *ASME 1998 International Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exhibition* (pp. V005T15A009-V005T15A009). American Society of Mechanical Engineers.
- [39] Infield, D. G., & Hill, D. C. (1998). Optimal smoothing for trend removal in short term electricity demand forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(3), 1115-1120.
- [40] Murphy, Edmond A. "One cause? Many causes?: The argument from the bimodal distribution." *Journal of Chronic Diseases* 17, no. 4 (1964): 301-324.
- [41] Cologni, A., & Manera, M. (2008). Oil prices, inflation and interest rates in a structural cointegrated VAR model for the G-7 countries. *Energy economics*, 30(3), 856-888.
- [42] Alexander, G. J., & Baptista, A. M. (2002). Economic implications of using a mean-VaR model for portfolio selection: A comparison with mean-variance analysis. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 26(7-8), 1159-1193.
- [43] Dungey, M., & Pagan, A. (2000). A structural VAR model of the Australian economy. *Economic record*, 76(235), 321-342.
- [44] Sims, C. A. (1986). Are forecasting models usable for policy analysis?. *Quarterly Review*, (Win), 2-16.
- [45] Espinoza, M., Joye, C., Belmans, R., & De Moor, B. (2005). Short-term load forecasting, profile identification, and customer segmentation: a methodology based on periodic time series. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3), 1622-1630.
- [46] Handschin, E., & Dornemann, C. (1988). Bus load modelling and forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(2), 627-633.
- [47] Willis, H. L., Engel, M. V., & Buri, M. J. (1995). Spatial load forecasting. *IEEE Computer Applications in Power*, 8(2), 40-43

11 Prilog

11.1 Prilog – Ulazni podaci korišćeni za analizu tržišnih efekata

Novi objekti koji su planirani do kraja 2032. godine, koji takođe ulaze u sam proces modelovanja su dati u nastavku.

Tabela 11-1 Spisak proizvodnih objekata do 2032. godine

CGES 2023-2032			
Velike hidroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
HE Komarnica	171.9	213	2028
HE Perućica - Agregat A8	58.5	50	2024
HE Boka	290		2030
HE Kruševo	90-120	235	2030
Vjetroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
VE Brajići	100.8	250	2025
VE Gvozd	54	150	2023
Solarne elektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
SE Briska Gora	I faza 50	90	2023
	II faza 200	360	2026
SE Velje Brdo	I faza 50	80	2024
	II faza 100	160	2026
SE Vilusi I	30	45	2024
SE Dragalj/Vilusi II	80-150	140 -	2026
SE Čevo	100	Nije odlučeno	Nije odlučeno
SE Slano	39 (50)	(60)	2023
Male hidroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MVA]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon (2021. - 2023.)

mHE "Bjelojevička 1", na vodotoku Bjelojevička, Opština Mojkovac	0.92	2.32	2022
mHE "Bjelojevička 2", na vodotoku Bjelojevička, Opština Mojkovac	2.250	5.59	2022
mHE Otilovići	3.06	11.5	2024

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

Termoelektrane korišćene u modelovanju su sljedeće²⁶:

Rehabilitacija/revitalizacija postojećih				
Objekat	Instalisana snaga (MW)			Godina ulaska u pogon rehabilitovane jedinice
	2018	2021 - 2023	2023 - 2032	
TE Pljevlja - G1	225	225	225	

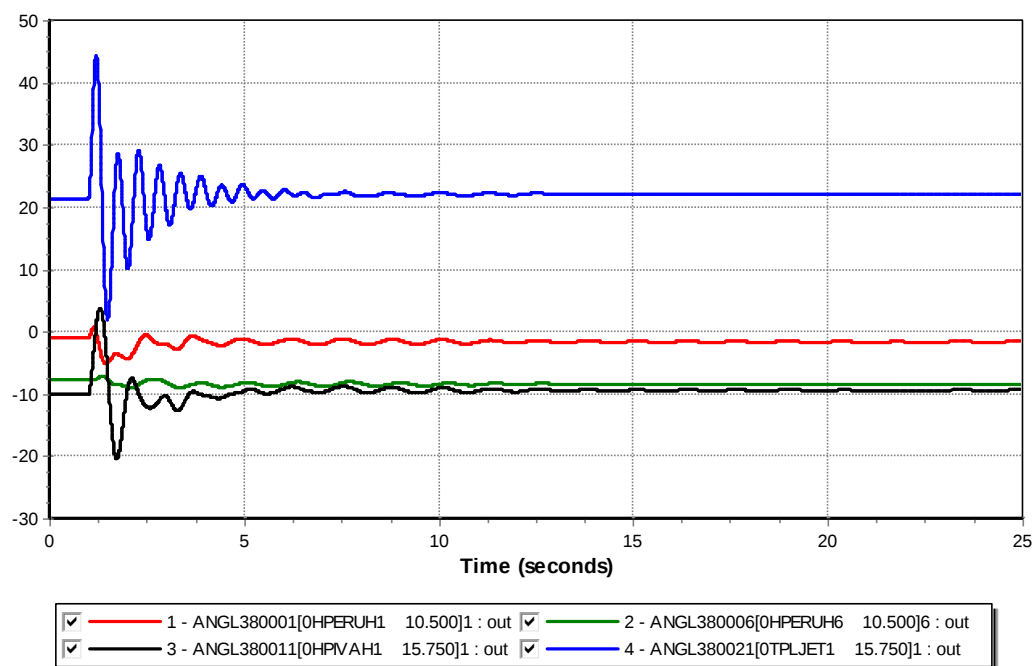
Izgradnja bloka 2 nije predviđena planom EPCG, te će se u analizama uvažiti da je konstantno u pogonu samo jedan blok.

Hidroelektrane su sljedeće:

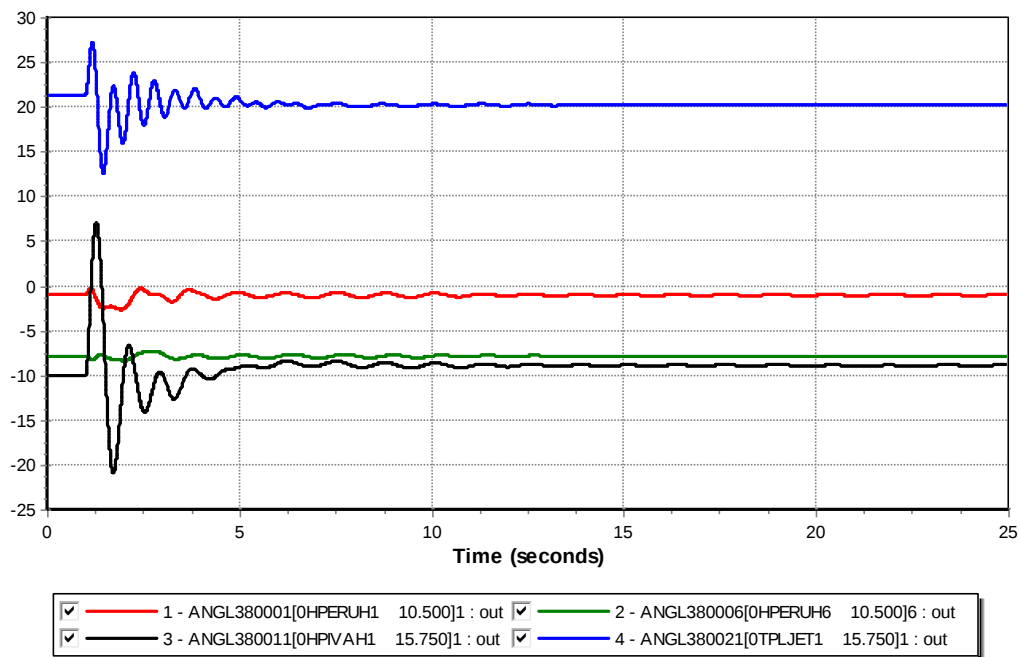
Br	Hidroelektrana	Tip elektrane: sa nedeljnom akumulacijom, sezonskom akumulacijom, protočna itd...	Jedinica	Van pogona	Nominalna snaga [MW]	Tehnički minimum [MW]	Velčina rezervoara [GWh]
1	HPP Piva	Sezonska akumulacija	3	-	114	70	270
				-	114	70	
				-	114	70	
2	HPP Perucica	Sezonska akumulacija	1	-	38	7	190
			2	-	38	7	
			3	-	38	7	
			4	-	38	7	
			5	-	38	7	
			6	-	58.5	12	
			7	-	58.5	12	
			8	-	58.5	12	

²⁶ Podaci dobijeni od EPCG

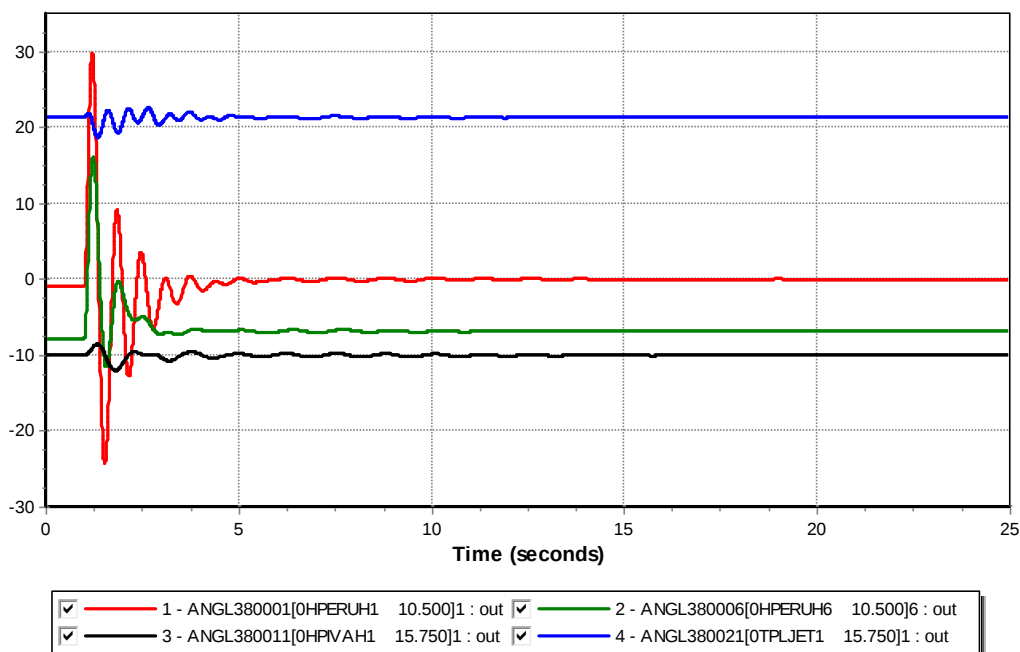
11.2 Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana



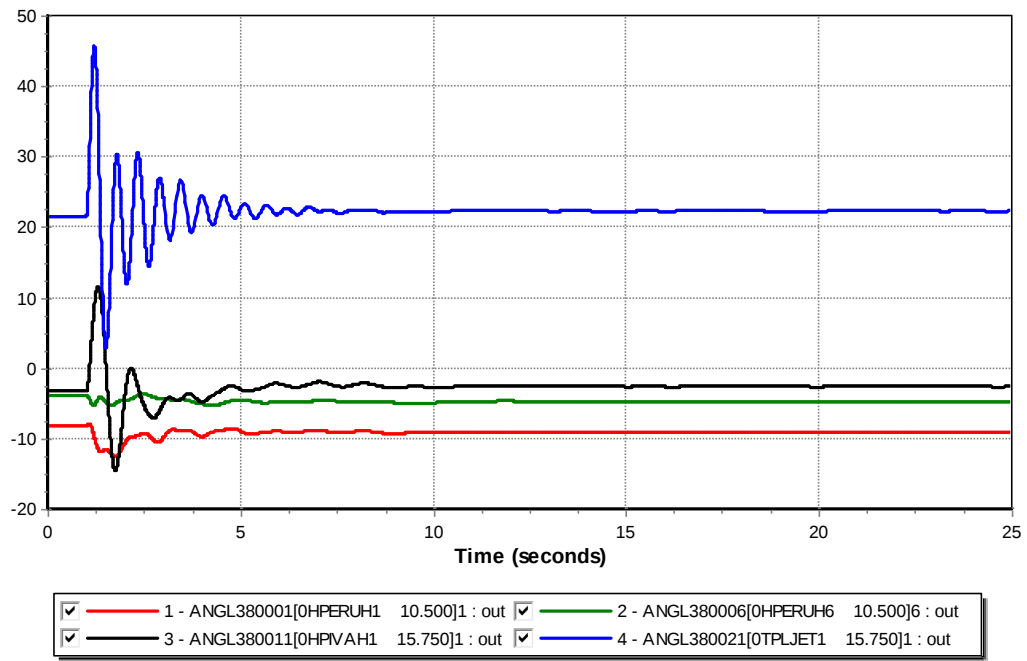
Slika 11-1: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Mojkovac, režim zimskog maksimuma 2021. godine



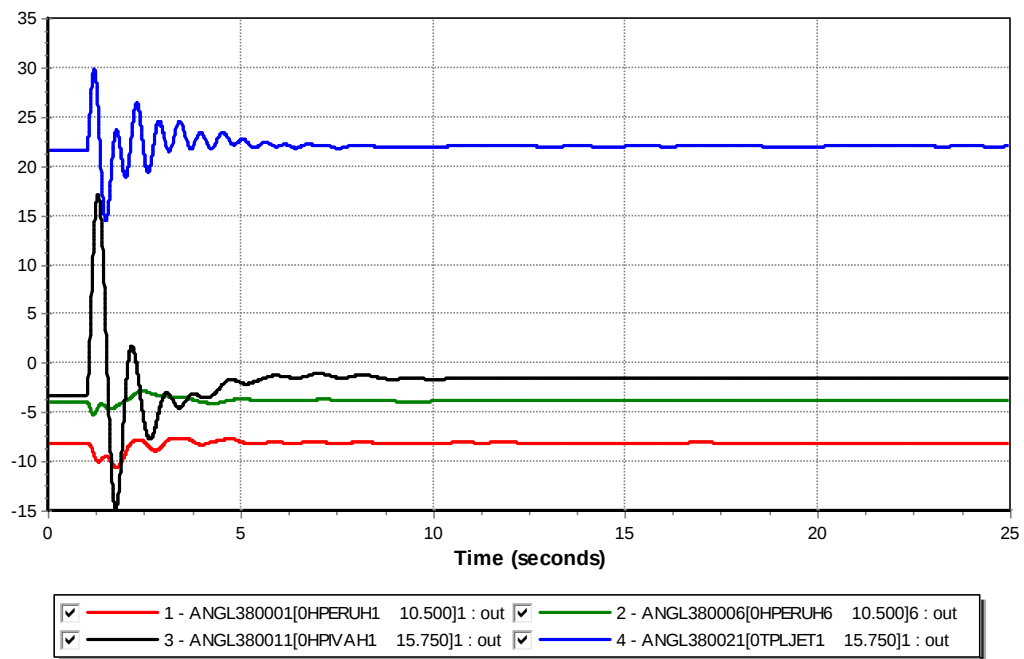
Slika 11-2: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Piva, režim zimskog maksimuma 2021. godine



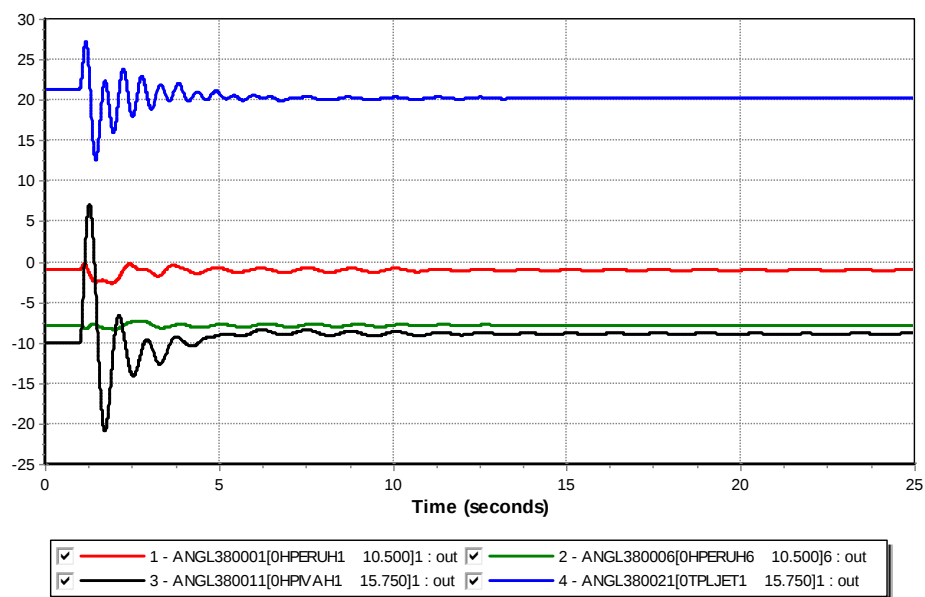
Slika 11-3: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110 kV Perućica - Podgorica 1 (1), režim zimskog maksimuma 2021. godine



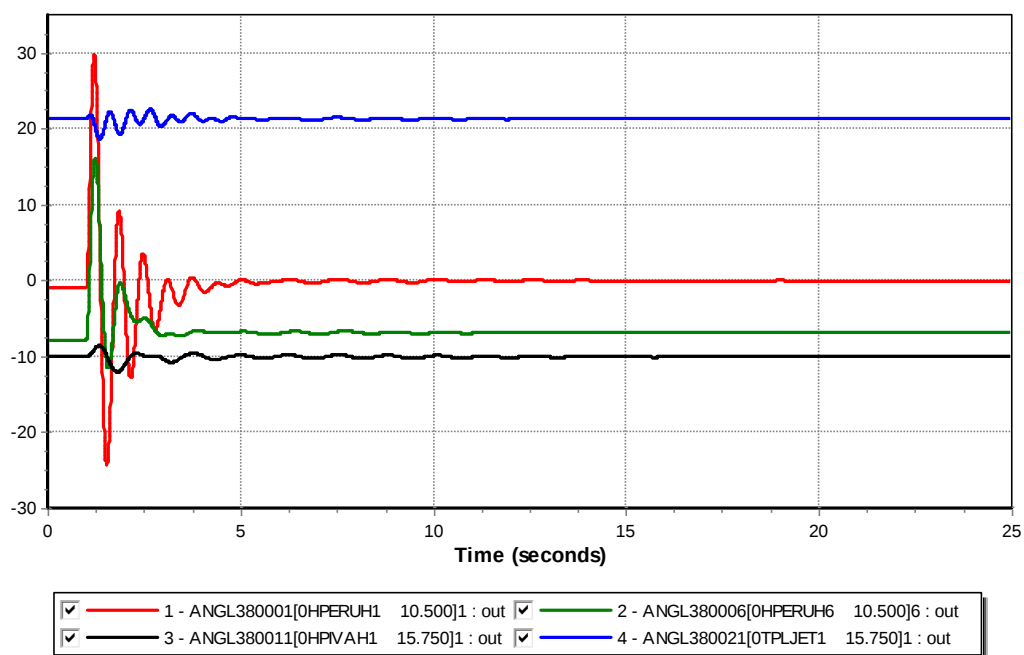
Slika 11-4: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Pljevlja - Mojkovac,, režim ljetnjeg maksimuma 2021. godine



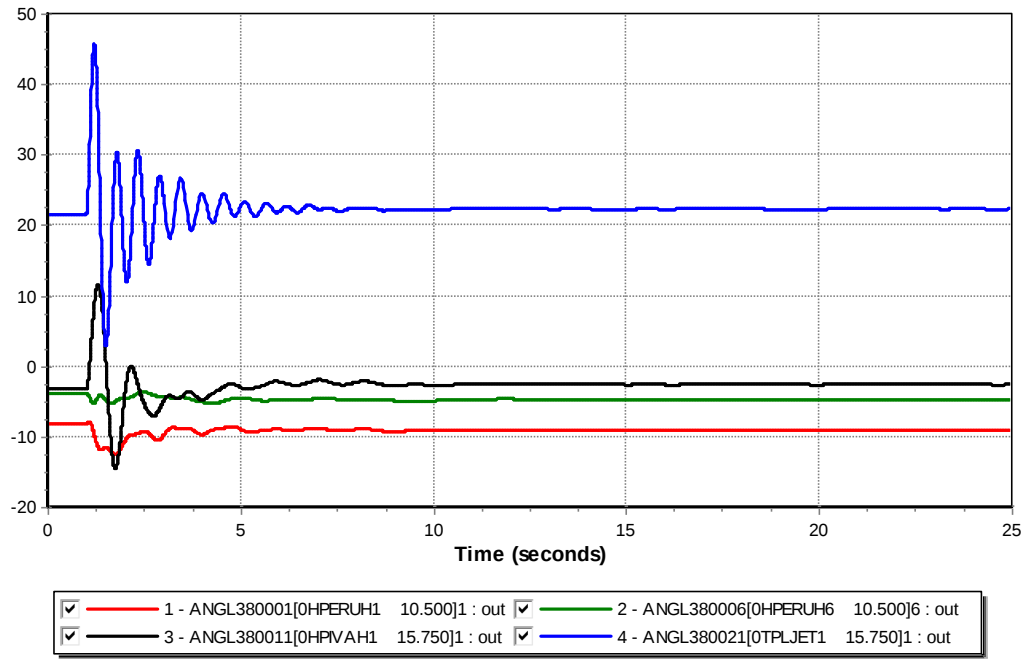
Slika 11-5: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220 kV Piva - Sarajevo 20 (BiH), režim ljetnjeg maksimuma 2021. godine



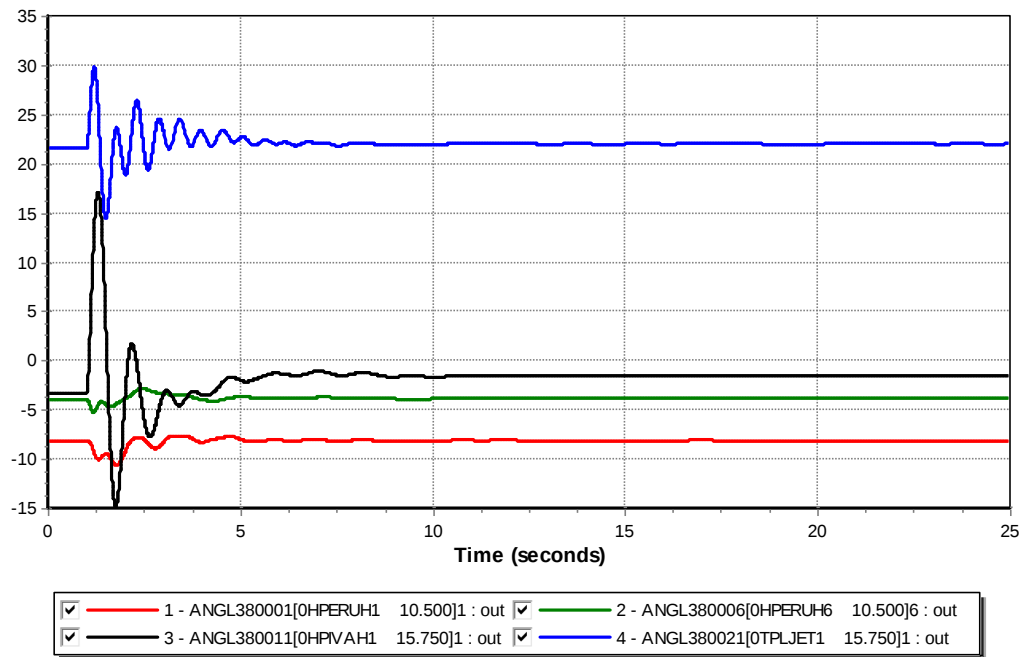
Slika 11-6: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Piva, režim zimskog maksimuma 2025. godine



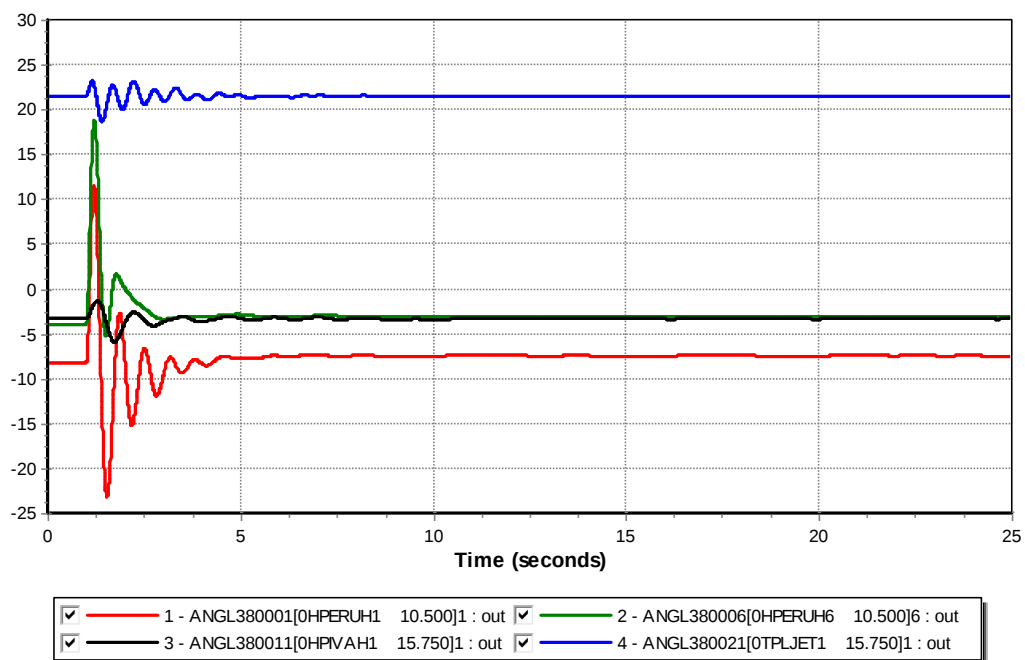
Slika 11-7: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110kV Perućica - Podgorica 1 (1), režim zimskog maksimuma 2025. godine



Slika 11-8: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Mojkovac, režim ljetnjeg maksimuma 2025. godine



Slika 11-9: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Piva - Sarajevo 20 (BiH), režim ljetnjeg maksimuma 2025. godine



Slika 11-10: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110 kV Perućica - Danilovgrad, režim ljetnjeg maksimuma 2025. godine

11.3 Proračun vrijednosti struja kratkih spojeva

Tabela 11-2: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2021.

Čvor	Naziv	V _n [kV]	2021			
			Tropolni		Jednopolni	
			I'' _{3p} [kA]	I' _{3p} [kA]	I'' _{3p} [kA]	I' _{3p} [kA]
Brezna		400				
Lastva		400	9.324	9.177	8.531	9.374
Pljevlja 2		400	9.254	8.892	7.478	8.802
Podgorica 2		400	12.402	11.895	9.625	11.779
Ribarevine		400	11.851	11.372	9.403	10.573
HE Perućica		220	9.417	9.158	7.972	8.144
HE Piva		220	11.948	10.913	8.909	12.233
Mojkovac		220	7.143	7.021	6.450	5.936
Pljevlja 2		220	18.996	17.764	13.911	20.589
Podgorica 1		220	12.242	11.867	10.163	11.395
Andrijevica		110	4.681	4.657	4.530	3.893
Bar		110	5.316	5.281	5.092	5.811
Bar 2		110				
Bečići		110				
Berane		110	5.514	5.482	5.312	4.912
Bijela		110				
Bijelo Polje		110	9.736	9.636	9.134	10.757
Brezna		110	3.989	3.936	3.708	3.338
Budva		110	8.631	8.536	8.037	9.141
Buljarica		110				
Cetinje		110	7.605	7.532	7.145	7.376
Danilovgrad		110	10.616	10.369	9.299	8.448
Herceg Novi		110	5.862	5.808	5.522	6.088
Igalo		110				
KAP		110	17.588	17.200	15.324	15.432
Kličevo		110	11.169	10.772	9.246	11.563
Kolašin		110				
Kotor		110	5.201	5.165	4.965	5.456
Lastva		110	18.982	18.771	17.826	21.887
Luštica		110				
Mateševo		110				
Mojkovac		110	8.606	8.526	8.121	9.436
Možura		110				
Mrke		110				
Nikšić		110	12.666	12.159	10.254	13.888
Nikšić - Željezara		110	12.666	12.159	10.254	13.888
Pljevlja 1		110	7.119	6.984	6.600	7.420
Pljevlja 2		110	7.461	7.321	6.907	7.905
Podgorica 1		110	24.992	24.117	20.281	28.775
Podgorica 2		110	26.065	25.219	21.379	29.449
Podgorica 3		110	17.886	17.446	15.388	18.397
Podgorica 4		110	18.613	18.219	16.302	17.082
Podgorica 5		110	17.212	16.806	14.896	17.334
Podgorica 6 (I)		110				
Podgorica 6 (II)		110				
Podgorica 7		110				
Podgorica 8		110				
SE Briska gora		110				
SE Slano		110				
SE Velje brdo		110				
SE Dragalj		110				
SE Čevo		110				
Tivat		110	6.151	6.100	5.823	6.837
Trebišća		110	5.231	5.198	5.025	3.667
Tuzi		110				
Ulcinj		110	2.908	2.898	2.840	3.113
VE Brajčići		110				
VE Gvozd		110				
VE Krnovo		110	3.630	3.598	3.474	3.923
Vilusi		110	6.206	6.125	5.742	4.765
Virpazar		110	6.043	5.998	5.757	5.703
Žabljak		110				

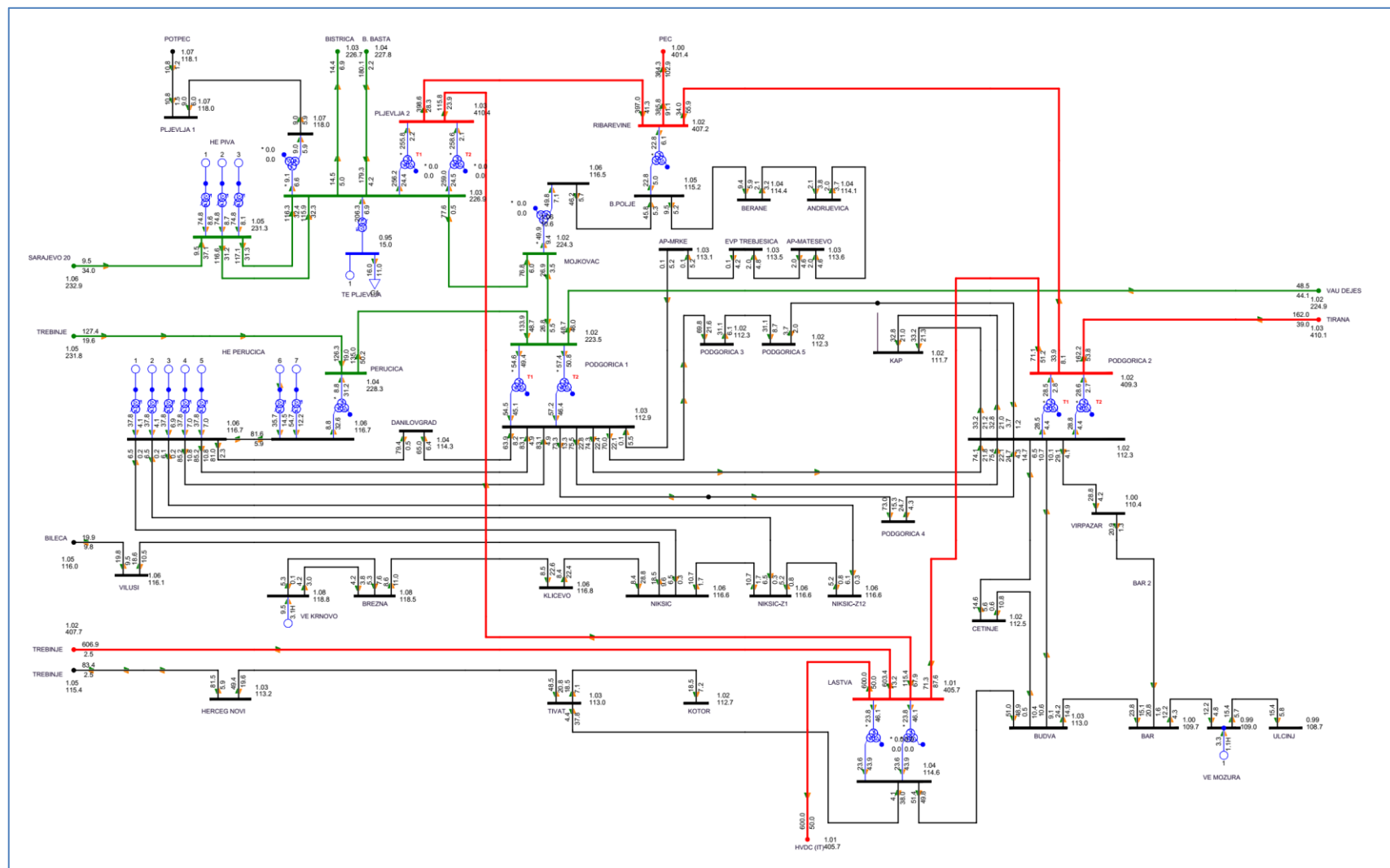
Tabela 11-3: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2025.

Čvor		2025							
		Tropolni				Jednopolni			
Naziv	Vn [kV]	I _{3p} [kA]	I' _{3p} [kA]	I _{3p} [kA]	I'' _{3p} [kA]	I' _{3p} [kA]	I'' _{3p} [kA]	I _{3p} [kA]	I'' _{3p} [kA]
Brezna	400								
Lastva	400	9.920	9.763	9.076	9.973	9.973	9.973	9.919	9.671
Pljevlja 2	400	10.965	10.713	9.645	10.373	10.373	10.373	10.297	9.943
Podgorica 2	400	10.988	10.704	9.457	11.347	11.347	11.347	11.244	10.748
Ribarevine	400	12.085	11.806	10.424	11.043	11.043	11.043	10.964	10.531
HE Perućica	220	9.807	9.638	8.969	7.484	7.484	7.484	7.451	7.311
HE Piva	220	12.383	11.479	10.084	12.204	11.897	11.897	11.354	10.707
Mojkovac	220	7.226	7.149	6.819	5.975	5.958	5.958	5.879	5.799
Pljevlja 2	220	21.247	20.431	17.822	22.674	22.674	22.674	22.356	21.224
Podgorica 1	220	12.675	12.379	11.173	11.661	11.661	11.661	11.576	11.199
Andrijevica	110	4.695	4.679	4.603	3.898	3.898	3.898	3.895	3.877
Bar	110	7.335	7.299	7.131	7.580	7.580	7.580	7.567	7.506
Bar 2	110	14.190	14.051	13.396	16.694	16.694	16.694	16.629	16.315
Bečići	110	8.912	8.863	8.633	7.887	7.887	7.887	7.874	7.812
Berane	110	5.525	5.505	5.404	4.917	4.917	4.917	4.911	4.884
Bijela	110								
Bijelo Polje	110	9.771	9.710	9.410	10.792	10.792	10.792	10.768	10.642
Brezna	110	8.134	8.005	7.553	7.372	7.372	7.372	7.336	7.204
Budva	110	16.839	16.726	16.285	16.488	16.488	16.488	16.452	16.309
Buljarica	110	8.488	8.441	8.222	7.512	7.512	7.512	7.499	7.440
Cetinje	110	10.175	10.103	9.774	9.028	9.028	9.028	9.009	8.920
Danilovgrad	110	11.264	11.034	10.215	8.723	8.723	8.723	8.676	8.498
Herceg Novi	110	7.557	7.523	7.363	7.295	7.295	7.295	7.284	7.233
Igalo	110								
KAP	110	18.793	18.480	17.170	16.256	16.177	16.177	15.825	15.475
Kličevo	110	13.428	12.974	11.536	13.436	13.436	13.436	13.282	12.740
Kolašin	110								
Kotor	110	14.198	14.088	13.582	13.909	13.909	13.909	13.874	13.706
Lastva	110	20.193	19.970	18.963	23.284	23.284	23.284	23.184	22.717
Luštica	110	15.073	14.950	14.383	14.864	14.864	14.864	14.824	14.634
Mateševo	110	4.996	4.976	4.883	3.535	3.535	3.535	3.531	3.516
Mojkovac	110	8.647	8.597	8.363	9.463	9.463	9.463	9.443	9.348
Možura	110	3.984	3.974	3.926	4.401	4.401	4.401	4.397	4.377
Mrke	110	11.495	11.368	10.826	8.512	8.512	8.512	8.489	8.385
Nikšić	110	15.241	14.651	12.820	16.243	16.243	16.243	16.014	15.223
Nikšić - Željezara	110	15.241	14.651	12.820	16.243	16.243	16.243	16.014	15.223
Pljevlja 1	110	8.846	8.803	8.604	8.822	8.822	8.822	8.808	8.741
Pljevlja 2	110	9.024	8.977	8.767	9.164	9.164	9.164	9.148	9.074
Podgorica 1	110	27.660	26.889	23.927	31.725	31.381	31.381	29.939	28.584
Podgorica 2	110	30.321	29.722	29.722	33.835	33.584	33.584	33.584	33.584
Podgorica 3	110	19.042	18.685	17.238	19.420	19.295	19.295	18.753	18.213
Podgorica 4	110	22.850	22.359	20.376	22.628	22.466	22.466	21.757	21.217
Podgorica 5	110	18.258	17.932	16.601	18.283	18.173	18.173	17.694	17.154
Podgorica 6 (I)	110								
Podgorica 6 (II)	110								
Podgorica 7	110	17.493	17.209	16.026	16.423	16.339	16.339	15.966	15.526
Podgorica 8	110								
SE Briska gora	110	8.640	8.585	8.322	7.010	6.998	6.998	6.939	6.879
SE Slano	110	15.241	14.651	12.820	16.243	16.014	16.014	15.223	14.783
SE Velje brdo	110	28.990	28.305	26.825	32.780	32.483	32.483	31.762	31.222
SE Dragalj	110								
SE Čevo	110								
Tivat	110	13.486	13.388	12.931	13.503	13.470	13.470	13.312	13.162
Trebeštica	110	5.275	5.252	5.147	3.683	3.680	3.680	3.662	3.642
Tuzi	110								
Ulcinj	110	3.508	3.500	3.464	3.837	3.834	3.834	3.819	3.799
VE Brajčići	110	12.130	12.023	11.543	10.870	10.841	10.841	10.707	10.567
VE Gvozd	110	8.180	8.037	7.544	8.246	8.197	8.197	8.019	7.879
VE Krnovo	110	7.911	7.783	7.337	8.061	8.016	8.016	7.852	7.702
Vilusi	110	6.608	6.559	6.370	3.641	3.636	3.636	3.616	3.596
Virpazar	110	9.047	8.988	8.714	7.947	7.932	7.932	7.859	7.789
Žabljak	110	7.474	7.400	7.206	6.593	6.573	6.573	6.521	6.471

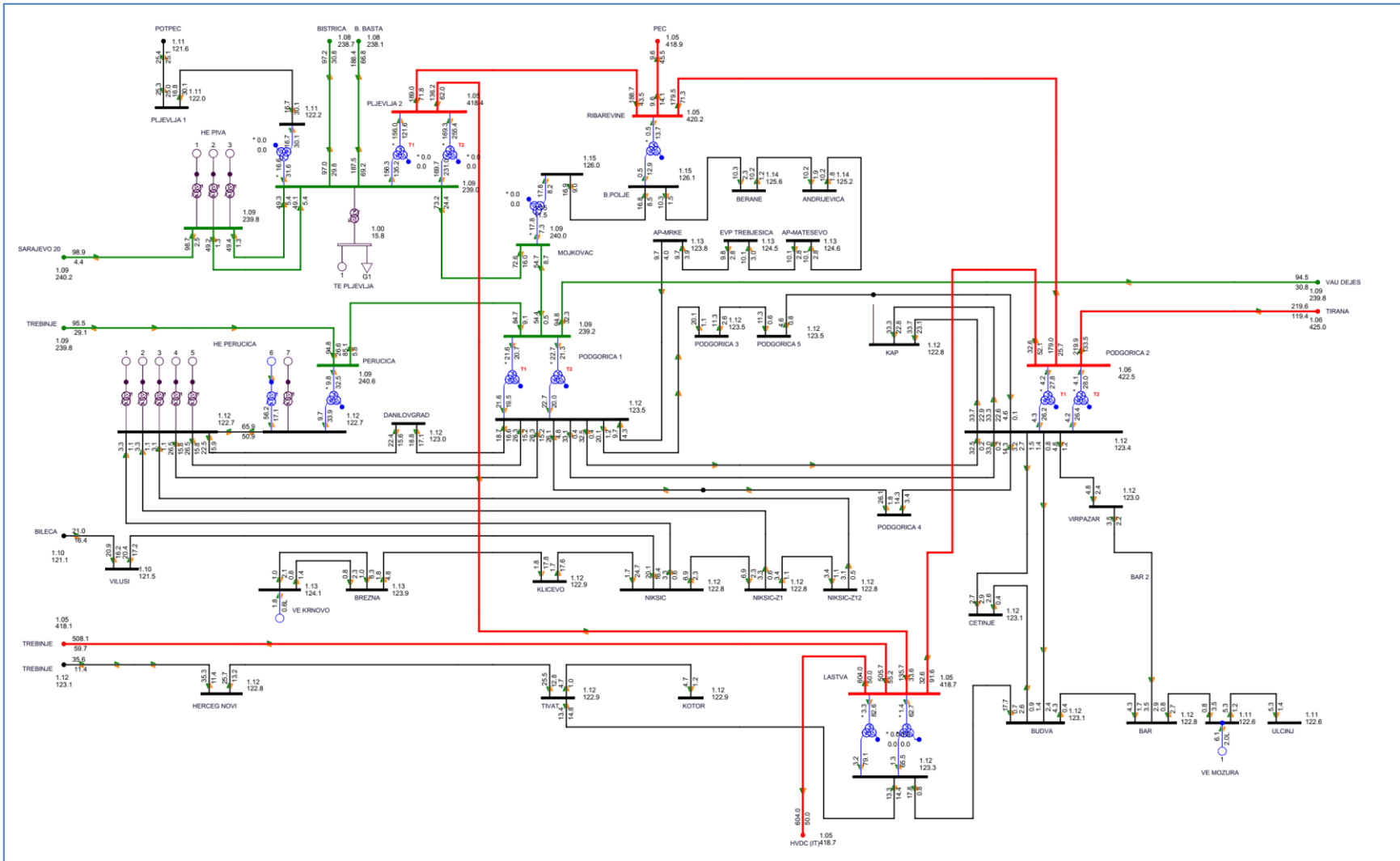
Tabela 11-4: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2032

Čvor	Naziv	Vn [kV]	2032			
			Tropolni		Jednopolni	
			I'' _{3p} [kA]	I' _{3p} [kA]	I'' _{3p} [kA]	I' _{3p} [kA]
	Brezna	400	11.018	10.707	9.762	11.270
	Lastva	400	11.289	11.064	10.224	11.159
	Pljevlja 2	400	16.241	15.801	14.112	15.048
	Podgorica 2	400	14.005	13.491	11.452	14.182
	Ribarevine	400	14.927	14.521	12.667	13.153
	HE Perućica	220	10.269	10.096	9.451	7.695
	HE Piva	220	12.357	11.443	10.039	12.210
	Mojkovac	220	7.405	7.318	6.978	6.071
	Pljevlja 2	220	20.605	19.754	17.180	22.650
	Podgorica 1	220	13.504	13.172	11.910	12.265
	Andrijevica	110	5.652	5.557	5.339	4.662
	Bar	110	7.256	7.214	7.042	7.603
	Bar 2	110	15.262	15.082	14.311	17.741
	Bečići	110	8.797	8.741	8.515	7.827
	Berane	110	24.197	23.069	20.785	27.504
	Bijela	110	8.871	8.827	8.636	8.346
	Bijelo Polje	110	10.397	10.299	9.936	11.342
	Brezna	110	24.197	23.069	20.785	27.504
	Budva	110	16.473	16.277	15.518	15.926
	Buljarica	110	8.378	8.325	8.109	7.454
	Cetinje	110	10.238	10.152	9.820	9.031
	Danilovgrad	110	12.015	11.772	10.972	9.047
	Herceg Novi	110	7.552	7.518	7.370	7.462
	Igalo	110	7.417	7.384	7.238	6.844
	KAP	110	20.191	19.745	18.185	17.062
	Kličevo	110	19.431	18.710	16.723	18.147
	Kolašin	110	8.852	8.787	8.534	9.613
	Kotor	110	14.357	14.235	13.746	14.097
	Lastva	110	20.801	20.541	19.526	23.890
	Luštica	110	13.208	13.105	12.689	12.528
	Mateševo	110	7.166	6.946	6.545	5.555
	Mojkovac	110	8.942	8.876	8.620	9.710
	Možura	110	3.818	3.806	3.758	4.350
	Mrke	110	13.069	12.406	11.236	11.554
	Nikšić	110	21.308	20.422	17.974	21.217
	Nikšić - Željezara	110	21.308	20.422	17.974	21.217
	Pljevlja 1	110	9.194	9.141	8.936	9.168
	Pljevlja 2	110	9.311	9.254	9.036	9.445
	Podgorica 1	110	31.331	30.086	26.276	35.914
	Podgorica 2	110	32.244	31.118	27.411	36.045
	Podgorica 3	110	20.653	20.124	18.383	20.955
	Podgorica 4	110	25.097	24.357	21.919	24.610
	Podgorica 5	110	19.723	19.244	17.653	19.584
	Podgorica 6 (I)	110	20.399	23.123	22.494	21.701
	Podgorica 6 (II)	110	26.720	25.810	22.955	27.166
	Podgorica 7	110	18.757	18.349	16.950	17.297
	Podgorica 8	110	24.585	23.826	21.395	25.510
	SE Briska gora	110	8.998	8.930	8.638	7.181
	SE Slano	110	21.308	20.422	17.974	21.217
	SE Velje brdo	110	31.787	30.602	26.844	35.979
	SE Dragalj	110	6.755	6.713	6.562	3.631
	SE Čevo	110	11.153	10.885	9.993	11.215
	Tivat	110	13.205	13.103	12.689	13.370
	Trebešica	110	6.269	6.087	5.721	4.608
	Tuzi	110	8.309	8.221	7.910	6.824
	Ulcinj	110	3.378	3.369	3.332	3.798
	VE Brajići	110	12.849	12.744	12.403	11.267
	VE Gvozđ	110	12.917	12.657	12.050	11.768
	VE Krnovo	110	13.847	13.496	12.649	12.486
	Vilusi	110	6.893	6.850	6.696	3.705
	Virpazar	110	9.250	9.176	8.879	8.092
	Žabljak	110	7.588	7.512	7.316	6.693

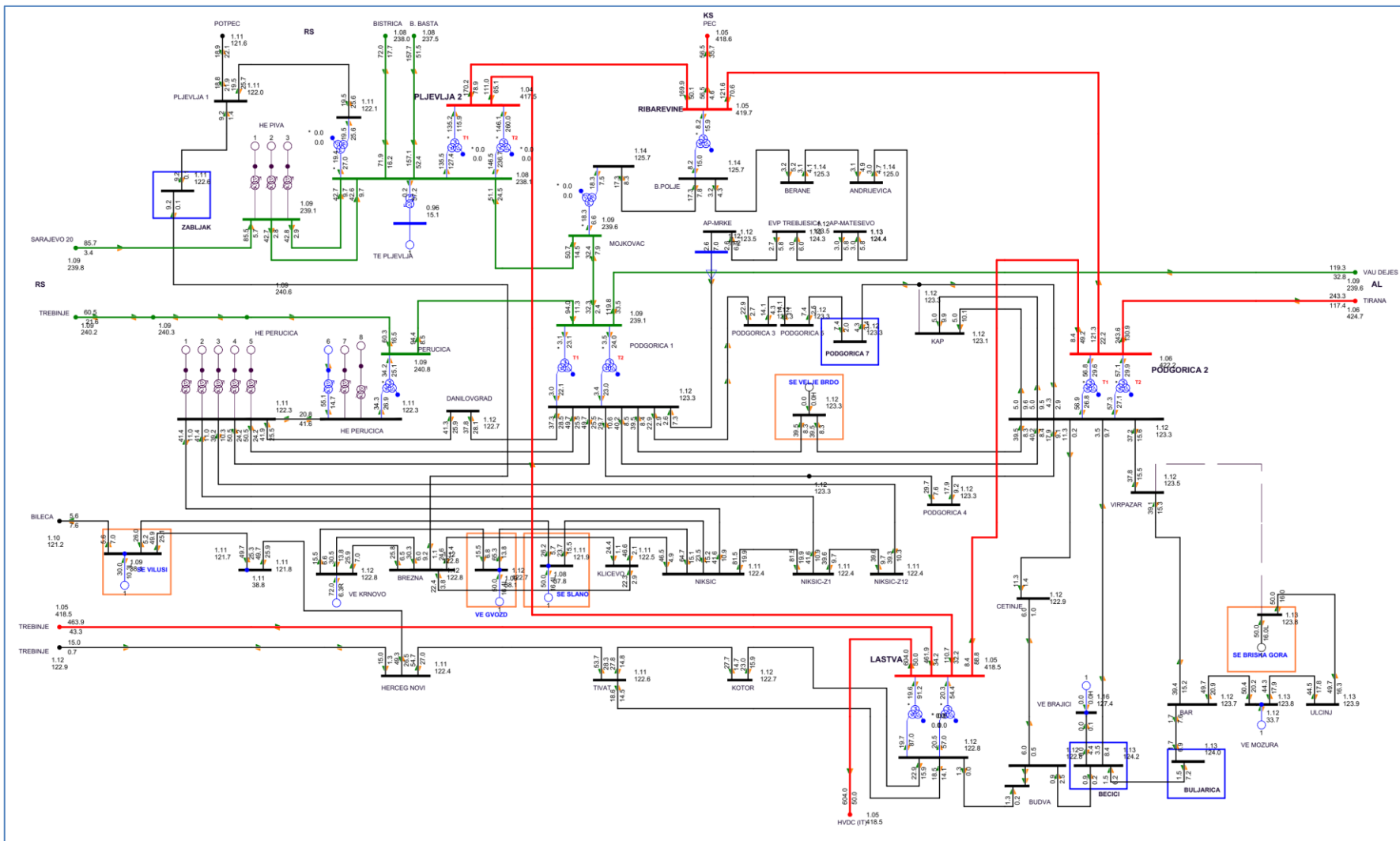
11.4 Tokovi snaga i naponske prilike



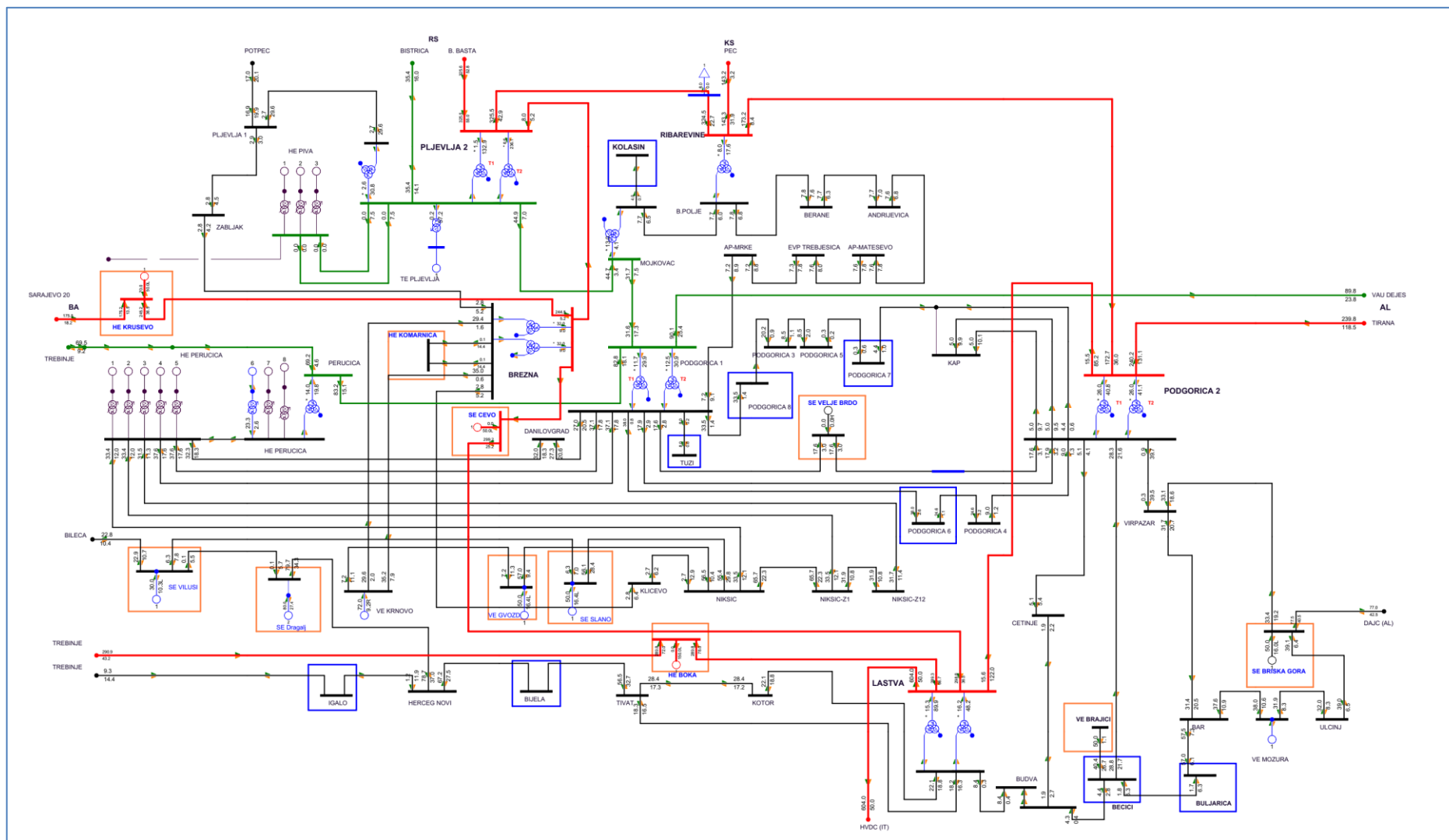
Slika 11-11: Tokovi snaga i naponske prilike u prenosnoj mreži Crne Gore za režim visokih tranzita 2021.



Slika 11-12: Tokovi snaga i naponske prilike u prenosnoj mreži Crne Gore za režim niskih opterećenja 2021.



Slika 11-13: Topologija prenosne mreže za 2025. godinu



Slika 11-14: Topologija prenosne mreže za 2032. godinu

11.4.1 Priključenje TS Bečići -tehno-ekonomska analiza CEDIS (kao poseban Prilog)