



**PLAN RAZVOJA  
DISTRIBUTIVNOG SISTEMA  
ELEKTRIČNE ENERGIJE  
CEDIS  
(2023-2032)**



**PLAN RAZVOJA  
DISTRIBUTIVNOG SISTEMA  
ELEKTRIČNE ENERGIJE  
CEDIS  
(2023-2032)**

Septembar, 2022. godine

## SADRŽAJ

SADRŽAJ .....	2
POPIS TABELA .....	5
POPIS SLIKA.....	9
1. UVOD .....	15
1.1. Osnovni podaci .....	15
1.2. Legislativni okvir .....	16
1.3. Kratak pregled poglavlja .....	18
2. METODOLOŠKI PRISTUP .....	20
2.1. Ciljevi, vrste planova i specifičnosti planiranja ED sistema .....	20
2.2. Metodologija planiranja .....	25
2.2.1. Procedura planiranja .....	25
2.3. Kriterijumi planiranja.....	28
2.3.1. Tehnički kriterijumi planiranja.....	29
2.3.2. Ekonomski kriterijumi planiranja.....	33
2.4. Baza podataka .....	33
2.5. Osvrt na prethodne planove razvoja .....	35
2.6. Analiza gubitaka energije i snage .....	41
2.7. Distribuirana proizvodnja .....	48
3. PREGLED STANJA 35 KV MREŽE.....	53
3.1. Starosna struktura elemenata mreže .....	53
3.1.1. Trafostanice .....	53
3.1.2. Vodovi.....	54
3.2. Karakteristike ostvarenog pogona 35 kV mreže.....	55
3.2.1. Region 1 .....	55
3.2.2. Region 2 .....	58
3.2.3. Region 3 .....	64
3.2.4. Region 4 .....	70
3.2.5. Region 5 .....	77
3.2.6. Region 6 .....	82
3.2.7. Region 7 .....	86
3.3. Pouzdanost napajanja potrošača .....	89
3.3.1. Pregled broja planiranih i neplaniranih prekida .....	89

---

3.3.2. Indeksi pouzdanosti SAIFI i SAIDI.....	93
3.3.3. Analiza neplaniranih prekida .....	102
3.3.4. Analiza dobijenih podataka .....	104
3.3.5. Neisporučena energija.....	110
3.3.6. Kvalitet isporuke električne energije.....	111
4. PREGLED STANJA 10 KV MREŽE.....	113
4.1. Opšte karakteristike i starosna struktura elemenata mreže .....	113
4.1.1. Trafostanice .....	113
4.1.2. Vodovi.....	117
4.2. Karakteristike ostvarenog pogona 10 kV mreže.....	119
4.2.1. Region 1 .....	119
4.2.2. Region 2 .....	123
4.2.3. Region 3 .....	128
4.2.4. Region 4 .....	131
4.2.5. Region 5 .....	135
4.2.6. Region 6 .....	139
4.2.7. Region 7 .....	141
5. PREGLED STANJA NISKONAPONSKE MREŽE .....	145
6. DUGOROČNA PROGNOZA ELEKTRIČNE ENERGIJE I OPTEREĆENJA .....	155
6.1. Metodološke mogućnosti i ograničenja prognoze .....	155
6.1.1. Metode dugoročne prognoze.....	156
6.1.2. Probabilistički autonomni modeli prognoze .....	158
6.2. Rezultati dugoročne prognoze .....	159
6.2.1. REGION 1 .....	160
6.2.2. REGION 2 .....	163
6.2.3. REGION 3 .....	166
6.2.4. REGION 4 .....	170
6.2.5. REGION 5 .....	174
6.2.6. REGION 6 .....	177
6.2.7. REGION 7 .....	181
6.2.8. Prognoza snage i energije sa osvrtom na 2025. i 2032. godinu .....	184
7. PLANIRANJE RAZVOJA EDS-a CEDIS-a.....	187
7.1. Svrha planiranja razvoja EDS-a .....	187
7.2. Osnovna načela i smjernice razvoja mreža CEDIS-a .....	187

7.3. Kriterijumi za zamjenu i obnovu elemenata ED mreže .....	189
7.4. Primijenjeni kriterijumi i smjernice za obnovu i izgradnju ED mreže .....	191
7.5. Smjernice za obnovu i izgradnju sistema upravljanja, mjerenja i komunikacija .....	198
7.6. Pregled projekata .....	199
7.6.1. Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije mreže (35 kV, 10 kV i NN) .....	202
7.6.2. Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije trafostanica .....	203
7.6.3. Ostali projekti koji se odnose na unaprjeđenje poslovanja mrežnog operatora kao cjeline .....	204
7.6.3.1. Eksploatacija i razvoj sistema mjerenja električne energije .....	205
7.6.3.2. Nadzor i upravljanje distributivnim sistemom (SCADA i ADMS) .....	208
7.6.3.3. Informaciono komunikacioni sistemi .....	209
7.6.3.4. Zaštita na radu i zaštite životne sredine .....	217
7.6.3.5. Vozila .....	220
7.6.3.6. Opremanje i uređenje radnih prostorija .....	220
PRILOG .....	222

**POPIS TABELA**

Tabela 2-1. Tipična vremena trajanja kratkoročnog i dugoročnog planiranja za pojedine objekte EES-a .....	22
Tabela 2-2. Prosječna vremena potrebna za izgradnju pojedinih elemenata EDS-a.....	24
Tabela 2-3. Dozvoljeno strujno opterećenje voda i transformatora pri planiranju ED mreža Hrvatske .....	30
Tabela 2-4. Dozvoljena odstupanja napona pri planiranju ED mreža u Crnoj Gori.....	31
Tabela 2-5 Pregled odobrenih i iskorišćenih sredstava po dijelu mreže za period 2012-2015. godina .....	36
Tabela 2-6 Pregled odobrenih i iskorišćenih sredstava po dijelu mreže za period 2016-2018. godina .....	36
Tabela 2-7 Pregled odobrenih i realizovanih sredstava po kategorijama za period 2019-2021. godina .....	37
Tabela 2-8 Kumulativni pregled ukupnih investicija i realizacije za period 2012-2021. godina.....	38
Tabela 2-9 Preuzeta energija, isporučena energija po kategorijama potrošnje i gubici za EDS CG, 1980-2021.g. .....	43
Tabela 2-10 Struktura gubitaka energije u odnosu na mjesto nastajanja za ED Crna Gora – prosjek 2019-2021. godina .....	46
Tabela 2-11 Tehnički podaci o distribuiranim izvorima u Crnoj Gori u 2021 godini .....	48
Tabela 2-12 Planirane male HE.....	50
Tabela 2-13 Lista kupaca – proizvođača .....	51
Tabela 3-1 Prosječna starost transformatora 35/X kV po regionima.....	53
Tabela 3-2 Broj transformatora 35/X kV određene starosti po regionima .....	54
Tabela 3-3 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 1 u 2021. godini [MW] .....	55
Tabela 3-4 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 1 .....	55
Tabela 3-5 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 2 u 2021. godini [MW] .....	58
Tabela 3-6 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 2 .....	60
Tabela 3-7 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 3 u 2021. godini [MW] .....	64
Tabela 3-8 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 3 .....	65
Tabela 3-9 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 4 u 2021. godini [MW] .....	70
Tabela 3-10 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 4 .....	71
Tabela 3-11 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 5 u 2021. godini [MW] .....	77
Tabela 3-12 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 5 .....	78
Tabela 3-13 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 6 u 2021. godini [MW] .....	82
Tabela 3-14 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 6 .....	83
Tabela 3-15 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 7 u 2021. godini [MW] .....	86
Tabela 3-16 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 7 .....	87
Tabela 3-17. Pregled ukupnog broja potrošača .....	93
Tabela 3-18. Statistički podaci SAIDI i SAIFI.....	93

Tabela 3-19. Pregled SAIDI (min) 2019. godina .....	94
Tabela 3-20. Pregled SAIDI (min) 2020. godina .....	94
Tabela 3-21. Pregled SAIDI (min) 2021. godina .....	95
Tabela 3-22. Pregled SAIFI 2019. godina .....	95
Tabela 3-23. Pregled SAIFI 2020. godina .....	95
Tabela 3-24. Pregled SAIFI 2021. godina .....	95
Tabela 3-25. Pregled broja i trajanje (min) prekida po gradovima - 35 kV .....	102
Tabela 3-26. Pregled broja i trajanje (min) prekida po gradovima - 10 kV.....	103
Tabela 3-27. Pregled broja i trajanje (min) prekida po gradovima – 0,4 kV.....	103
Tabela 3-28 Broj prekida na DV 10 kV Tomaševo i DV 10 kV Gubavač .....	105
Tabela 3-29 EEO 35 kV mreže rangirani po SAIDI (h) .....	106
Tabela 3-30 EEO 35 kV mreže rangirani po SAIFI .....	107
Tabela 3-31 EEO 10 kV mreže rangirani po SAIDI (h) .....	107
Tabela 3-32 EEO 10 kV mreže rangirani po SAIFI .....	108
Tabela 3-33 EEO 0.4 kV mreže rangirani po SAIDI (h) .....	108
Tabela 3-34 EEO 0.4 kV mreže rangirani po SAIFI .....	109
Tabela 3-35 Proračun neisporučene energije za 2021. godinu po regionima i ukupno.....	111
Tabela 4-1 Pregled broja TS 10/0,4 kV po regionu sa instalisanom snagom i brojem potrošača .....	113
Tabela 4-2 Dužine vodova (km) po regionu i tipu (vazdušni, kablovski) .....	117
Tabela 4-3 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 1 .....	120
Tabela 4-4 Dužina 10 kV mreže po TS 110/10 kV i TS 35/10 kV Regiona 2 .....	124
Tabela 4-5 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 3 .....	129
Tabela 4-6 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 4 .....	132
Tabela 4-7 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 5 .....	136
Tabela 4-8 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 6 .....	139
Tabela 4-9 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 7 .....	142
Tabela 6-1. Preuzete energije ED konzuma u periodu 2004-2021. (GWh) .....	160
Tabela 6-2. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 1 za 2032. godinu .....	162
Tabela 6-3. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 2 za 2032. godinu .....	165
Tabela 6-4. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 3 za 2032. godinu .....	169
Tabela 6-5. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 4 za 2032. godinu .....	173
Tabela 6-6. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 5 za 2032. godinu .....	177
Tabela 6-7. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 6 za 2032. godinu .....	180
Tabela 6-8. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 7 2032. godinu.....	184

Tabela 6-9 Prognoza energije i snage po tačkama priključenja na prenosni sistem (trafostanice 110/x kV) za 2025. i 2032. godinu .....	185
Tabela 6-10. Prognoza snage i energije distribuiranih izvora za 2025. i 2032. godinu .....	186
Tabela 7-1. Preporučeni uslovi za obnovu elemenata mreže zbog starosti .....	189
Tabela 7-2 Pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i periodima plana po dijelu ED mreže .....	200
Tabela 7-3 Pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i periodima plana po tipu investicija i dijelu ED mreže .....	202
Tabela 7-4 Dinamički plan realizacije investicija CEDIS potrebnih za priključenje na napojnim tačkama (TS 110/x kV) .....	203
Tabela 7-5 Pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i po tipu investicija i dijelu ED mreže .....	203
Tabela 7-6 Pregled broja ostalih projekata po tipu .....	205
Tabela 7-7 Broj mjernih mjesta u sistemu mjerenja CEDIS .....	206
Tabela 7-8 Broj AMM brojila po godini proizvodnje .....	206
Tabela P.1. Geografsko - demografski indikatori opštine Nikšić .....	222
Tabela P.2 Geografsko - demografski indikatori opštine Plužine .....	222
Tabela P.3. Geografsko - demografski indikatori Glavnog grada .....	223
Tabela P.4. Geografsko - demografski indikatori opštine Danilovgrad .....	223
Tabela P.5. Geografsko - demografski indikatori Prijestonice Cetinje .....	223
Tabela P.6. Geografsko - demografski indikatori opštine Berane .....	224
Tabela P.7. Geografsko - demografski indikatori opštine Andrijevica .....	224
Tabela P.8. Geografsko - demografski indikatori opštine Plav .....	225
Tabela P.9. Geografsko - demografski indikatori opštine Rožaje .....	225
Tabela P.10. Geografsko - demografski indikatori opštine Budva .....	226
Tabela P.11. Geografsko - demografski indikatori opštine Bar .....	226
Tabela P.12. Geografsko - demografski indikatori opštine Ulcinj .....	227
Tabela P.13. Geografsko - demografski indikatori opštine Herceg Novi .....	227
Tabela P.14. Geografsko - demografski indikatori opštine Kotor .....	228
Tabela P.15. Geografsko - demografski indikatori opštine Tivat .....	228
Tabela P.16. Geografsko - demografski indikatori opštine Kolašin .....	229
Tabela P.17. Geografsko - demografski indikatori opštine Mojkovac .....	229
Tabela P.18. Geografsko - demografski indikatori opštine Bijelo Polje .....	229
Tabela P.19. Geografsko - demografski indikatori opštine Pljevlja .....	230

Tabela P.20. Geografsko - demografski indikatori opštine Žabljak .....	230
Tabela P.21. Geografsko - demografski indikatori opštine Šavnik .....	231

## POPIS SLIKA

Slika 1-1 Karta Crne Gore sa regionima CEDIS-a.....	16
Slika 1-2 Povezani prioriteti energetske politike Crne Gore do 2030. g.....	17
Slika 2-1. Uloga strateškog planiranja .....	21
Slika 2-2. Hijerarhija ciljeva planiranja izgradnje i pojačanja ED mreža .....	22
Slika 2-3. Procedura planiranja EDS-a .....	27
Slika 2-4 Ukupna odobrena i realizovana sredstva po godinama od 2012. do 2021. godine .....	37
Slika 2-5 Sredstva uložena prema planiranoj dinamici i naknadno realizovana sredstva po kategorijama....	38
Slika 2-6 Ukupna odobrena i realizovana sredstva na nivou primarne mreže .....	39
Slika 2-7 Ukupna odobrena i realizovana sredstva na nivou sekundarne mreže.....	39
Slika 2-8 Ukupna odobrena i realizovana sredstva za AMM i mjerna mjesta .....	40
Slika 2-9 Ukupna odobrena i realizovana sredstva za Revitalizacija SN i NN mreže .....	41
Slika 2-10 Procentualni gubici regiona za period 2016. – 2021.(a) i EDS Crne Gore za 2004-2021. g. (b) .....	44
Slika 2-11 Preuzeta energija i ukupni gubici na nivou EDS Crne Gore za period 2004-2021 .....	45
Slika 2-12 Uporedni pregled nivoa i strukture gubitaka po djelovima mreže za period 2019.-2021. godina .	46
Slika 2-13 Isporučena energija i struktura gubitaka energije u ED Crna Gora – prosjek 2019-2021. godina..	47
Slika 2-14 Isporučena energija i struktura gubitaka energije prema mjestu nastanka za EDS Crna Gora – prosjek 2019-2021. godina .....	47
Slika 2-15 Ukupna proizvodnja iz distribuiranih izvora u periodu 2013-2018. godina.....	50
Slika 3-1 Starosna struktura transformatora 35/X kV u elektrodistributivnom sistemu Crne Gore .....	53
Slika 3-2 Udio transformatora određene starosti po regionima .....	54
Slika 3-3 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja (prvi dio) .....	56
Slika 3-4 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja (drugi dio) ....	57
Slika 3-5 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 1 .....	58
Slika 3-6 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (prvi dio).....	61
Slika 3-7 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (drugi dio).....	62
Slika 3-8 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (treći dio).....	63
Slika 3-9 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 2 .....	64
Slika 3-10 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Berane bez mHE) .....	66
Slika 3-11 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 3 (konzum 110/35 kV Berane sa radom mHE) .....	67

Slika 3-12 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Andrijevića bez mHE).....	68
Slika 3-13 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Andrijevića sa radom mHE) .....	69
Slika 3-14 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 3 .....	70
Slika 3-15 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (konzum TS 110/35 kV Ulcinj).....	72
Slika 3-16 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (konzum TS 110/35 kV Bar) .....	73
Slika 3-17 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (drugi diokonzum TS 110/35 kV Virpazar) .....	74
Slika 3-18 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (drugi diokonzum TS 110/35 kV Budva).....	75
Slika 3-19 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 4 .....	77
Slika 3-20 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5 (konzum TS 110/35 kV Herceg Novi) .....	79
Slika 3-21 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5 (konzum TS 110/35 kV Tivat i TS 110/35 kV Kotor) .....	80
Slika 3-22 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5 (konzum TS 110/35 kV Tivat i TS 110/35 kV Kotor) .....	81
Slika 3-23 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 5 .....	82
Slika 3-24 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (konzum TS 110/35 kV Ribarevine ) .....	84
Slika 3-25 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (Konzum TS 110/35 kV Mojkovac).....	85
Slika 3-26 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 6 .....	86
Slika 3-27 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 7 ...	88
Slika 3-28 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 7 .....	88
Slika 3-29 Pregled ukupnog broja prekida (godišnji) .....	90
Slika 3-30 Pregled ukupnog broja prekida (mjesečni) .....	91
Slika 3-31 Pregled planirani SAIFI po regionima 2019. ....	92
Slika 3-32 Pregled planirani SAIFI po regionima 2020. ....	92
Slika 3-33 Pregled planirani SAIFI po regionima 2021. ....	93
Slika 3-34 Pregled SAIFI SAIDI ukupno.....	94
Slika 3-35 Pregled SAIDI neplanirani CEDIS .....	96
Slika 3-36 Pregled SAIDI neplanirani CGES .....	96
Slika 3-37 Pregled SAIDI neplanirani VIŠA SILA .....	97

Slika 3-38 Pregled SAIFI neplanirani CEDIS .....	97
Slika 3-39 Pregled SAIFI neplanirani CGES.....	97
Slika 3-40 Pregled SAIFI neplanirani VIŠA SILA .....	98
Slika 3-41 Pregled SAIFI neplanirani Region 1 .....	98
Slika 3-42 Pregled SAIFI neplanirani Region 2 .....	99
Slika 3-43 Pregled SAIFI neplanirani Region 3 .....	99
Slika 3-44 Pregled SAIFI neplanirani Region 4 .....	100
Slika 3-45 Pregled SAIFI neplanirani Region 5 .....	100
Slika 3-46 Pregled SAIFI neplanirani Region 6 .....	101
Slika 3-47 Pregled SAIFI neplanirani Region 7 .....	101
Slika 4-1 Struktura regiona prema (a) broju i (b) instalisanoj snazi TS 10/0,4 kV .....	113
Slika 4-2 Raspodjela transformatora 10/0,4 kV po stepenu opterećenja na nivou ED Crne Gore.....	114
Slika 4-3 Raspodjela transformatora 10/0,4 kV po stepenu opterećenja po regionima.....	115
Slika 4-4 Broj preopterećenih transformatora 10/0,4 određene snage po regionu sa učešćem u ukupnom broju .....	116
Slika 4-5 Broj značajno opterećenih transformatora 10/0,4 (iznad 70 % P <sub>n</sub> ) određene snage po regionu sa učešćem u ukupnom broju.....	117
Slika 4-6 Struktura 10 kV vodova prema tipu .....	118
Slika 4-7 Struktura 10 kV vodova prema tipu po regionima.....	118
Slika 4-8 Struktura 10 kV vodova prema presjecima [mm <sup>2</sup> ] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu.....	119
Slika 4-9 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 1 .....	121
Slika 4-10 Struktura 10 kV vodova Regiona 1 prema presjecima [mm <sup>2</sup> ] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu .....	121
Slika 4-11 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 1 .....	122
Slika 4-12 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda u km po TS 35/10 kV Regiona 1 .....	123
Slika 4-13 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 2 .....	125
Slika 4-14 Struktura 10 kV vodova Regiona 2 prema presjecima [mm <sup>2</sup> ] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu .....	126
Slika 4-15 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 2 .....	127
Slika 4-16 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 2 .....	128
Slika 4-17 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 3 .....	129
Slika 4-18 Struktura 10 kV vodova Regiona 3 prema presjecima [mm <sup>2</sup> ] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu Regiona 3 .....	130
Slika 4-19 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 3 .....	131
Slika 4-20 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 3 .....	131

Slika 4-21 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 4 .....	133
Slika 4-22 Struktura 10 kV vodova Regiona 4 prema presjecima [mm <sup>2</sup> ] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu .....	133
Slika 4-23 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 4 .....	134
Slika 4-24 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 4 .....	135
Slika 4-25 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 5 .....	137
Slika 4-26 Struktura 10 kV vodova Regiona 5 prema presjecima [mm <sup>2</sup> ] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu .....	137
Slika 4-27 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 5 .....	138
Slika 4-28 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 5 .....	138
Slika 4-29 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 6 .....	140
Slika 4-30 Struktura 10 kV vodova Regiona 6 prema presjecima [mm <sup>2</sup> ] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu .....	140
Slika 4-31 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 6 .....	141
Slika 4-32 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 6 .....	141
Slika 4-33 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 7 .....	142
Slika 4-34 Struktura 10 kV vodova Regiona 7 prema presjecima [mm <sup>2</sup> ] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu .....	143
Slika 4-35 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 7 .....	143
Slika 4-36 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 7 .....	144
Slika 5-1 Struktura niskonaponske mreže ED Crne Gore prema tipu .....	145
Slika 5-2 Struktura niskonaponske mreže po regionima .....	145
Slika 5-3 Struktura niskonaponske mreže po ED .....	146
Slika 5-4 Dužina NN mreže po TS X/0,4 kV (a) i po izvodu TS X/0,4 kV (b) po regionima .....	146
Slika 5-5 Dužina NN mreže po TS X/0,4 kV (a) i po izvodu TS X/0,4 kV (b) po ED .....	147
Slika 5-6 Dužina NN mreže po NN potrošaču po regionima .....	148
Slika 5-7 Dužina NN mreže po NN potrošaču po ED .....	148
Slika 5-8 Struktura niskonaponske mreže po presjecima provodnika .....	149
Slika 5-9 Učešće pojedinih presjeka provodnika niskonaponske mreže po regionu .....	150
Slika 5-10 Učešće pojedinih presjeka provodnika niskonaponske mreže po ED .....	150
Slika 5-11 Dužina ekvivalentnog niskonaponskog izvoda po ED .....	151
Slika 5-12 Presjek ekvivalentnog naponskog izvoda po ED .....	151
Slika 5-13 Prosječna mjesečna potrošnja el. energije i vršna snaga potrošača po regionima .....	152
Slika 5-14 Prosječna mjesečna potrošnja el. energije i vršna snaga potrošača po ED .....	153
Slika 6-1 Stanovništvo u opštini Nikšić po popisima 1948-2011. ....	161

Slika 6-2. Stanovništvo u opštini Plužine po popisima 1948-2011. ....	161
Slika 6-3. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za Region 1.....	162
Slika 6-4. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 1 za period 2022 – 2032. godine.....	162
Slika 6-5. Stanovništvo Glavnog grada po popisima 1948-2011. ....	163
Slika 6-6. Stanovništvo opštine Danilovgrad po popisima 1948-2011. ....	163
Slika 6-7. Stanovništvo Prijestonice Cetinje po popisima 1948-2011. ....	164
Slika 6-8. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Podgorica .....	164
Slika 6-9. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Cetinje.....	165
Slika 6-10. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 2 za period 2022 – 2032. godina.....	166
Slika 6-11. Stanovništvo opštine Berane po popisima 1948-2011. ....	166
Slika 6-12. Stanovništvo opštine Andrijevica po popisima 1948-2011.....	167
Slika 6-13. Stanovništvo opštine Plav po popisima 1948-2011. ....	167
Slika 6-14. Stanovništvo opštine Rožaje po popisima 1948-2011. ....	167
Slika 6-15. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Berane.....	168
Slika 6-16. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Rožaje .....	169
Slika 6-17. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 3 za period 2022 – 2032. godina.....	170
Slika 6-18. Stanovništvo opštine Budva po popisima 1948-2011.....	170
Slika 6-19. Stanovništvo opštine Bar po popisima 1948-2011. ....	171
Slika 6-20. Stanovništvo opštine Ulcinj po popisima 1948-2011.....	171
Slika 6-21. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Budva .....	172
Slika 6-22. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Bar.....	172
Slika 6-23. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Ulcinj .....	173
Slika 6-24. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 4 za period 2022 – 2032. godina.....	173
Slika 6-25. Stanovništvo opštine Herceg Novi po popisima 1948-2011. ....	174
Slika 6-26. Stanovništvo opštine Kotor po popisima 1948-2011.....	174
Slika 6-27. Stanovništvo opštine Tivat po popisima 1948-2011. ....	175
Slika 6-28. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Herceg Novi .....	175
Slika 6-29. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Kotor .....	176
Slika 6-30. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Tivat .....	176
Slika 6-31. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 5 za period 2022 – 2032. godina.....	177
Slika 6-32. Stanovništvo opštine Kolašin po popisima 1948-2011. ....	178
Slika 6-33. Stanovništvo opštine Mojkovac po popisima 1948-2011. ....	178
Slika 6-34. Stanovništvo opštine Bijelo Polje po popisima 1948-2011.....	178
Slika 6-35. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Kolašin.....	179

Slika 6-36. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Mojkovac .....	179
Slika 6-37. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Bijelo Polje .....	180
Slika 6-38. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 6 za period 2022 – 2032. godina.....	181
Slika 6-39. Stanovništvo opštine Pljevlja po popisima 1948-2011. ....	181
Slika 6-40. Stanovništvo opštine Žabljak po popisima 1948-2011. ....	182
Slika 6-41. Stanovništvo opštine Šavnik po popisima 1948-2011. ....	182
Slika 6-42. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Pljevlja.....	183
Slika 6-43. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Žabljak.....	183
Slika 6-44. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 7 za period 2022 – 2032. godina.....	184
Slika 7-1. Dvije šeme spojnih vodova u 10 KV mreži TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV .....	193
Slika 7-2. Maksimalna ekonomski opravdana dužina rezervnog napajanja na 35 kV .....	198
Slika 7-3 Ulaganja po kategorijama za period 2022-2032. godina (M€ i %).....	201
Slika 7-4 Raspodjela projekata po regionima .....	201

## 1. UVOD

### 1.1. Osnovni podaci

Distributivnim sistemom električne energije Crne Gore upravlja operator distributivnog sistema – Crnogorski elektrodistributivni sistem (u daljem tekstu: CEDIS). Osnivač CEDIS-a je Elektroprivreda Crne Gore (u daljem tekstu EPCG) sa vlasničkim udjelom od 100%. Izdvajanje CEDIS-a od vertikalno integrisane kompanije EPCG je izvršeno u junu 2016. godine.

Osim upravljanja distributivnim sistemom, CEDIS ima ulogu da održava, unapređuje i razvija distributivni sistem, uz uvažavanje principa pouzdanosti, sigurnosti i efikasnosti, kao i zaštite životne sredine.

Crnogorski distributivni sistem čine elektroenergetski vodovi ukupne dužine 19.630,07 km, naponskog nivoa 35 kV, 10 kV i 0,4 kV, kao i 4.720 trafostanice, prenosnog odnosa 35/10 kV, 35/6 kV, 35/0,4 kV i 10/0,4 kV, ukupne snage transformacije 2.961,59 MVA. Na distributivni sistem je priključeno 421.961 korisnika<sup>1</sup>.

Zbog velike površine koju pokriva, a i usljed činjenice da se distribucija električne energije vrši lokalno, distributivni sistem Crne Gore je teritorijalno podijeljen na sedam regiona (Slika 1.1), i to:

Region 1 – opštine Nikšić i Plužine,

Region 2 – opštine Podgorica, Tuzi, Danilovgrad i Cetinje,

Region 3 – opštine Berane, Andrijevica, Plav, Gusinje, Petnjica i Rožaje,

Region 4 – opštine Budva, Bar i Ulcinj,

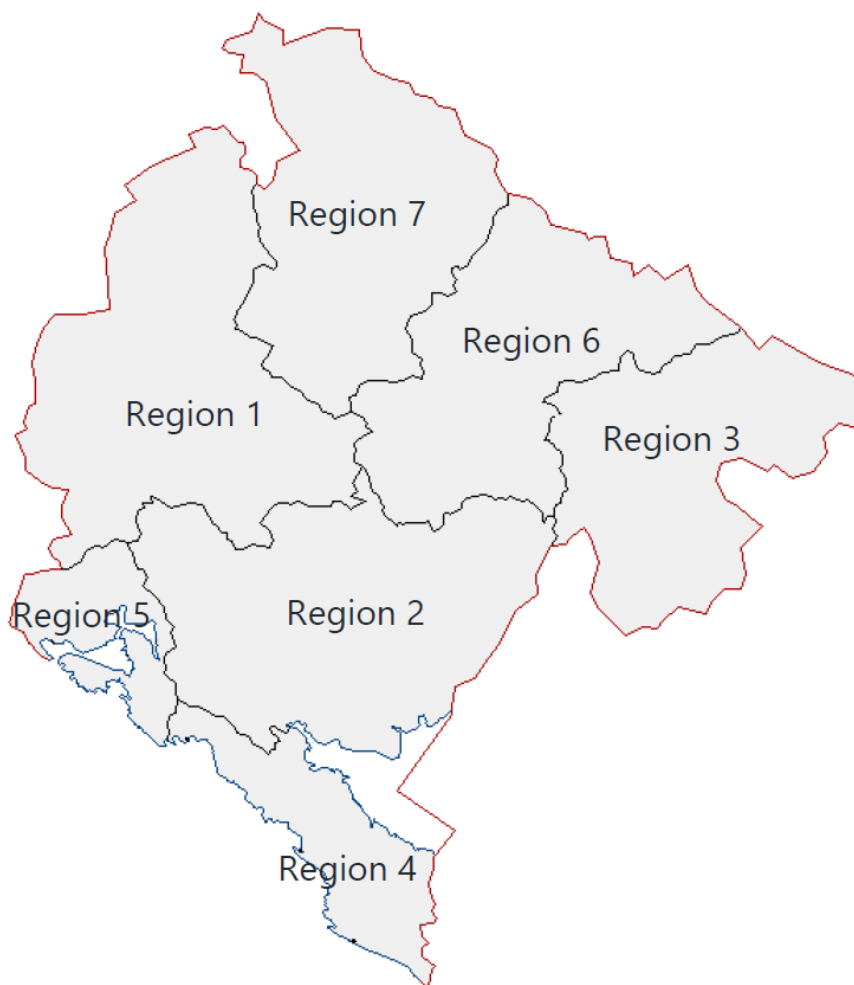
Region 5 – opštine Kotor, Tivat i Herceg Novi,

Region 6 – opštine Bijelo Polje, Kolašin i Mojkovac, i

Region 7 – opštine Pljevlja, Šavnik i Žabljak.

---

<sup>1</sup> Podaci na 31.12.2021.

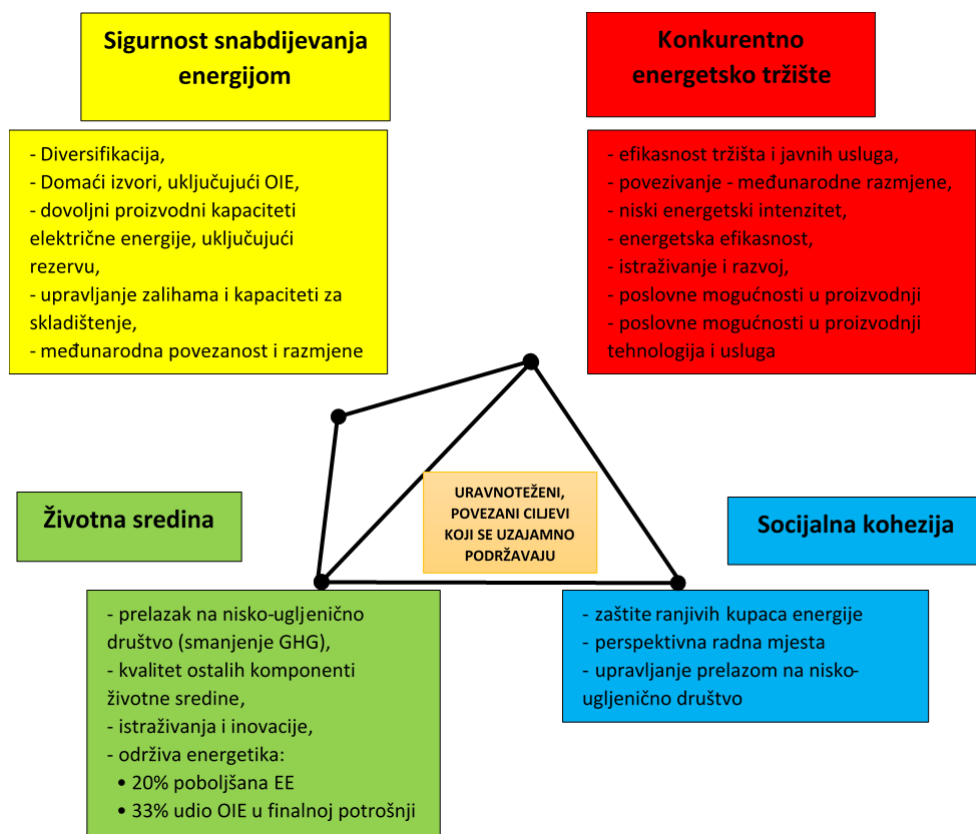


Slika 1-1 Karta Crne Gore sa regionima CEDIS-a

## 1.2. Legislativni okvir

Postoji veliki broj propisa, smjernica i preporuka kako bi se osiguralo da sistemi snabdijevanja električnom energijom mogu pravilno funkcionisati. U većini zemalja propisi koji se tiču sigurnosti, aranžmana za snabdijevanje i efikasne upotrebe električne energije čine dio nacionalnog zakonodavstva, a na nivou EU ulažu se napori da se različiti nacionalni propisi harmonizuju.

Ključni nacionalni strateški dokument razvoja energetike je Energetska politika Crne Gore do 2030. iz februara 2011. U skladu sa EU legislativom, ovim dokumentom definisani su (a) glavni prioriteti i (b) ključna strateška opredjeljenja energetske politike u Crnoj Gori do 2030. godine. Međuzavisnost prioriteta energetske politike grafički je ilustrovana na sledećoj slici (Slika 1-2). Navedeni prioriteti sa strateškim atributima moraju biti implementirani i u planovima razvoja distributivnog sistema CEDIS-a.



Slika 1-2 Povezani prioriteti energetske politike Crne Gore do 2030. g.

Prema Zakonu o energetici Crne Gore ("Službeni list Crne Gore", br. 005/16 od 20.01.2016, 051/17 od 03.08.2017, 082/20 od 06.08.2020), koji je usklađen sa Energetskom politikom do 2030. g., u čl. 4. utvrđuje se da „obezbjedivanje dovoljnih količina energije koje su potrebne za život i rad građana i poslovanje i razvoj privrednih subjekata i njihovo snabdijevanje na siguran, bezbjedan, pouzdan i kvalitetan način, kao i energetska razvoj su od javnog interesa“.

U čl. 116. (tačka 5.) Zakona o energetici utvrđena je obaveza Operatora distributivnog sistema (ODS) da „polazeći od stanja i stepena iskorišćenosti sistema, utvrdi desetogodišnji plan razvoja distributivnog sistema i dostavi Agenciji na saglasnost najkasnije do 1. juna godine koja prethodi prvoj godini perioda, usklađen sa:

- Nacionalnim energetska i klimatskim planom, uzimajući u obzir projekte budućih elektrana i projekte korišćenja energije iz obnovljivih izvora,
- planom razvoja prenosnog sistema,
- lokalnim energetska planovima iz člana 12 stav 2 ovog zakona“.

Takođe, u dokumentu „Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije“ ("Sl. list Crne Gore, broj 15/2017") Odbora Direktora „Crnogorskog elektrodistributivnog sistema“, u poglavlju V (čl. 26 - 48) detaljno su specificirani sadržaj, metodologija, ciljevi, vrste, opšti uslovi za koncipiranje distributivnog sistema, bezbjednost funkcionisanja, kvalitet, sigurnost, podaci, podloge i tehnički kriterijumi za planiranje pri izradi desetogodišnjeg i trogodišnjeg plana razvoja.

Tako se u čl. 28 specificira:

(1) CEDIS vrši djelatnost od javnog interesa i u tom smislu planira i odgovoran je za razvoj distributivnog sistema, u skladu sa Zakonom o energetici, Strategijom razvoja energetike, Akcionim planom, Zakonom o uređenju prostora i izgradnji objekata i ovim Pravilima, pri čemu je dužan da:

- 1) obezbijedi uslove za siguran, efikasan i kvalitetan rad distributivnog sistema;
- 2) blagovremeno obezbijedi dovoljne kapacitete mreže koji će zadovoljiti realne potrebe postojećih korisnika distributivnog sistema za povećanje snage i potrošnje električne energije;
- 3) obezbijedi dovoljne kapacitete distributivnog sistema za realne potrebe priključenja novih korisnika na distributivni sistem;
- 4) obezbijedi dinamiku izgradnje i rekonstrukcije distributivnog sistema na način koji će zadovoljiti potrebe korisnika za električnom energijom, obezbijedi razvoj distributivnog sistema u skladu sa urbanističkim planovima, kao i da obezbijedi normalan pogon distributivnog sistema.

(2) Prilikom planiranja razvoja distributivnog sistema, CEDIS mora voditi računa o:

- 1) pružanju usluga za distribuciju električne energije u skladu sa Zakonom;
- 2) upotrebi sistema do tehnički i ekonomski opravdanih granica;
- 3) odabiru strategije razvoja prema tehnokonomski optimalnim rješenjima;
- 4) ispunjavanju uslova propisanih standardima;
- 5) poštovanju propisa o zaštiti na radu, zaštite od požara, zaštite životne okoline; i
- 6) poštovanju propisa za kvalitet isporuke električne energije.

(3) CEDIS je dužan da, u skladu sa promjenama potrošnje, koje su uzrokovane priključenjem novih korisnika i zahtjevima za povećanje snage postojećih, ažurira i preispituje usvojene planove razvoja.

Pored navedenih propisa koji se direktno odnose na planiranje EDSa-a, širi legislativni okvir čini zakonska i podzakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje, državnog i privatnog vlasništva, zaštiti životne sredine itd.

Regulatorna agencija za energetiku, kao nadležni organ za usvajanje i nadzor provođenja naprijed navedenih planova, donijela je Pravila za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjeg plana razvoja distributivnog sistema električne energije ("Službeni list Crne Gore, broj 051/21"). Ovim propisom se u Čl. 1. bliže utvrđuju „način i postupak izrade, sadržaj, način i postupak davanja saglasnosti, postupak sprovođenja javne rasprave, kao i način praćenja realizacije desetogodišnjih planova razvoja distributivnog sistema električne energije“.

### 1.3. Kratak pregled poglavlja

Ovim Desetogodišnjim (2023-2032.) planom razvoja distributivnog sistema CEDIS-a, sa detaljnom razradom po poglavljima, opisani su:

- Poglavlje 2 METODLOŠKI PRISTUP - U okviru ovog poglavlja su dati metodologija i kriterijumi planiranja (tehnički i ekonomski), kao i ciljevi i vrste planova. U okviru ovog poglavlja dat je i osvrt na prethodne planove razvoja, odnosno investicione planove, kao i analiza gubitaka i osvrt na postojeće stanje i projekcije distribuirane proizvodnje priključene na EDS Crne Gore.
- Poglavlje 3 PREGLED STANJA 35 KV MREŽE - Kroz pregled stanja 35 kV mreže data je struktura vodova i trafostanica, karakteristike ostvarenog pogona 35 kV mreže sa podacima o vršnim snagama u napojnim tačkama konzuma po regionima, kao i vršne snage trafostanica 35/10 kV u 2021. godini. U cilju procjene opterećenosti izvoda i elemenata 35 kV mreže, izvršen je proračun tokova snaga za najkritičniji slučaj, tj. maksimalno opterećenje konzuma TS 35/10 kV i pregled opsega u okviru kojeg se kreću naponi u 35 kV mreži na osnovu mjerenja u TS. U okviru ovog poglavlja data je i analiza pouzdanosti napajanja potrošača.
- Poglavlje 4 PREGLED STANJA 10 KV MREŽE - U ovom poglavlju su date opšte karakteristike trafostanica i vodova 10 kV. U cilju uporedne analize pogonskih karakteristika mreža 10 kV koje pripadaju TS 35/10 kV izvršeno je izvođenje ekvivalentnih parametara mreže koji kombinovano

uzimaju u obzir sve najvažnije parametre mreže (dužina, materijal, presjek provodnika i broj izvoda po TS35/10 kV.

- Poglavlje 5 PREGLED STANJA NISKONAPONSKE MREŽE - U ovom poglavlju su date opšte karakteristike trafostanica i vodova 0,4 kV.
- Poglavlje 6 DUGOROČNA PROGNOZA ELEKTRIČNE ENERGIJE I OPTEREĆENJAP - Osnov za planiranje i izgradnju izvora, distributivnih mreža i postrojenja su dugoročne prognoze potreba energije i snage određenog konzuma. Prognoze se obično koriste za razvojni period. U ovom poglavlju je dato objašnjenje za metode prognoze i predstavljeni rezultati prognoze za desetogodišnji period.
- Poglavlje 7 PLANIRANJE RAZVOJA EDS-a CEDIS-a – data su osnovna načela i smjernice razvoja mreže, smjernice za obnovu i izgradnju elektrodistributivne mreže, sistema upravljanja, mjerenja i komunikacija. U ovom poglavlju je dat i pregled projekata izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije mreže i trafostanica, sistema mjerenja i upravljanja, kao i ostalih projekata koji se odnose na unapređenje poslovanja mrežnog operatora.

## 2. METODOLOŠKI PRISTUP

### 2.1. Ciljevi, vrste planova i specifičnosti planiranja ED sistema

Generalno, planiranje je formalni proces utvrđivanja ciljeva i izbor strategija adekvatnih za ostvarenje tih ciljeva. Drugim riječima, planiranje je postupak donošenja odluka u kojem planer najprije određuje skup mogućih rješenja (planova) problema, a potom, u skladu sa zadatim kriterijumima, između njih bira najbolje.

Planom razvoja EDS-a se, što je moguće realnije, sagledava obim i dinamika njegove izgradnje i rekonstrukcije na način da se zadovolje potrebe kupaca za električnom energijom, obezbijedi razvoj prema urbanističkim planovima i uvažavanjem početnog stanja ED mreže i okruženja, a u skladu sa zakonskom propisima, regulatornim zahtjevima i postavljenim poslovnim ciljevima.

Kako je rastao značaj električne energije za nacionalne ekonomije, sve više i više je bilo napora da se pronađu optimalne strategije razvoja elektroenergetskih sistema. Razvojem računara, kao i novih matematičkih metoda i algoritama od 60-tih godina XX vijeka bilo je moguće značajno unaprijediti dotadašnje tradicionalne metode planiranja mreža i sistema. Tako je došlo i do konstantnog razvoja novih i efikasnijih metoda i egzaktnijih modela planiranja ED mreža. Ali, s obzirom na nemogućnost da se ovi problemi rješavaju u realnom vremenu, još uvijek se koriste aproksimativni i/ili heuristički postupci (evolucioni algoritmi, stohastička relaksacija, tabu pretraživanje, vještački imuno-sistemi i drugi).

Od bitnog uticaja na proces i metode planiranja ED mreža posljednjih decenija je i globalni talas značajnih promjena u oblasti elektroenergetike. Glavni faktori promjena su deregulacija, otvoreno tržište, alternativni i lokalni izvori energije, nove tehnologije skladištenja energije, razvoj komunikacija, upravljanja i sl. Sve navedeno, s jedne strane povećava nivo nesigurnosti, a s druge omogućava alternativna rješenja prilikom planiranja. Zbog toga, novi uslovi predstavljaju veliki izazov, kako za istraživače, tako i za energetske kompanije u pogledu traganja za novim sveobuhvatnim metodama planiranja EES-a, uključujući ED mreže.

Kako je planiranje mreža i sistema imanentno dinamičan problem, tako je i planiranje ED mreža u najopštijem slučaju moguće podijeliti u dvije funkcionalne grupe:

- pogonsko planiranje i
- planiranje pojačanja i izgradnje.

*Pogonsko planiranje* obuhvata planiranje aktivnosti kojima se poboljšava rad postojeće ED mreže, odnosno postojećeg broja TS i vodova. Pogonsko planiranje odnosi se na rekonfiguraciju, odnosno određivanje optimalnog uklopnog stanja postojeće ED mreže u cilju povećanja sigurnosti i kvaliteta napajanja, kompenzaciju reaktivne snage, optimiziranje gubitaka aktivne snage i energije i sl.

*Planiranje pojačanja i izgradnje* ED mreže uslovljeno je promjenom opterećenja u postojećim čvorištima, pojavom novih čvorišta opterećenja kao i distribuiranih izvora, zatim promjenom zakona, tehnologije i cijena, kao i starenjem postojećih elemenata u ED mreži.

Nadalje, planiranje pojačanja i izgradnje EDS sistema moguće je podijeliti na:

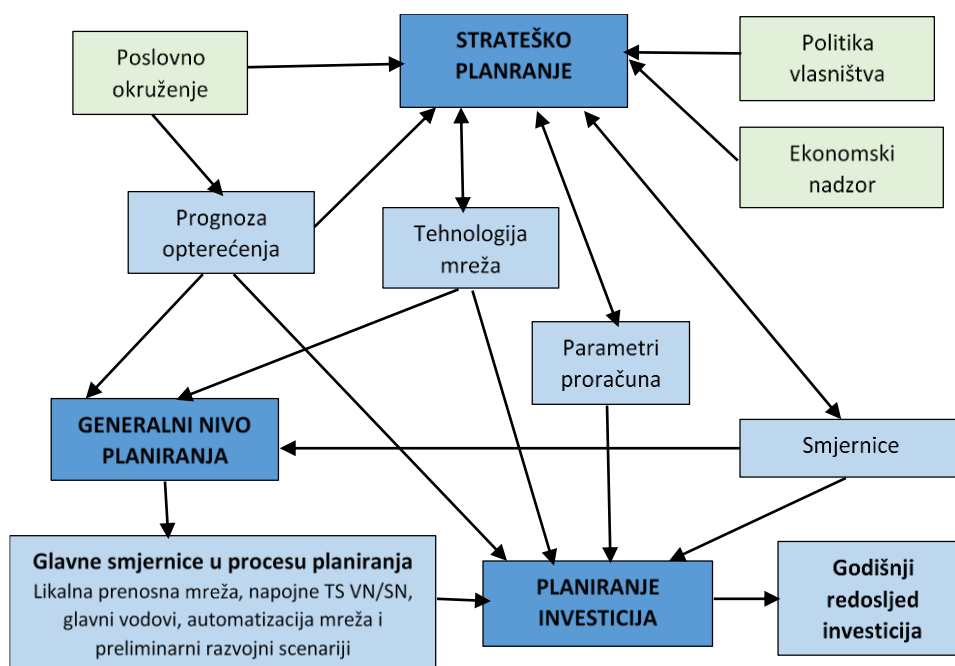
- kratkoročno i
- dugoročno planiranje.

Vremenska granica između kratkoročnog i dugoročnog planiranja nije čvrsto definisana. Naime uobičajeno je za kratkoročno planiranje uzimati da je to razdoblje jednako maksimalno potrebnom vremenu da se planirani objekti izgrade i uđu u pogon<sup>2</sup>.

Prema tome, svrha kratkoročnog planiranja je određivanje optimalnih odluka i specifikacija koje detaljno determinišu nove objekte i opremu koje je potrebno nabaviti, način i vrijeme priključka na postojeću ED mrežu, a sve u cilju zadovoljavanja potražnje za električnom energijom odgovarajućeg kvaliteta. Nakon definisanja kratkoročnog plana pojačanja ED mreže započinje i niz kratkoročnih aktivnosti kao što su: kupovina zemljišta za veće objekte, dobijanje potrebnih dozvola, izrada dokumentacije itd.

Strateško ili dugoročno planiranje bavi se budućim velikim investicijama i glavnim mrežnim konfiguracijama. Za razliku od kratkoročnog, za dugoročno planiranje vrijedi da mu je pripadajuće razdoblje planiranja duže od vremena potrebnog za izgradnju posmatranih objekata. Njegova glavna svrha je da se planiraju optimalni mrežni razvojni scenariji, odnosno koje investicije i u koje vrijeme bi bile neophodne da bi se ostvarila maksimalna ekonomičnost. Na svakoj etapi treba zadovoljiti propisana ograničenja koji se, prije svega, odnose na pitanja sigurnosti i kvaliteta snabdijevanja sve dok su ukupni troškovi (investicija, održavanja i gubitaka) tokom planskog perioda što je moguće niži.

Zbog kapitalno intenzivne prirode i dugoročnosti životnog vijeka glavnih objekata, strateško planiranje igra važnu ulogu u upravljanju imovinom ED kompanija. Adekvatnom strategijom povećava se svijest o izazovima vezanim za operativno okruženje i buduće ciljeve EDS-a. Uloga i međuzavisnost strateškog planiranja ilustrovana je na sledećoj slici (Slika 2-1)



Slika 2-1. Uloga strateškog planiranja

Efikasna i izvodljiva strategija uzima u obzir zahtjeve i mogućnosti koje proističu iz poslovnog okruženja, vlasništva i ekonomske regulacije. Godišnja dinamika investiranja predstavlja suštinski dio strateškog

<sup>2</sup> U literaturi se često, zavisno od konteksta, za ovu fazu koristi termin *srednjoročno* planiranje, koje se odnosi na individualne investicije u bližoj budućnosti (narednih 3-5 godina).

planiranja. Ključna polazna osnova ovih planova su prognoze opterećenja. Naročito, dugoročne prognoze generišu važna saznanja o promjenama u razvoju poslovnog okruženja.

U sledećoj tabeli (Tabela 2-1) date su tipične vrijednosti vremena kratkoročnog i dugoročnog planiranja za pojedine objekte u EES-u.

Tabela 2-1. Tipična vremena trajanja kratkoročnog i dugoročnog planiranja za pojedine objekte EES-a

Objekti EES-a	Periodi planiranja (godine)	
	Kratkoročno	Dugoročno
Velike elektrane (>150 MVA)	10	30
Srednje i male elektrane (<50 MVA)	7	20
Prenosni vodovi	6-8	20-25
TS VN/SN	6	20
SN izvodi	6	20
SN vodovi	1-4	4-12
TS SN/NN i	0.5	2

Slika 2-2 prikazuje uobičajenu hijerarhiju ciljeva planiranja mreža u ED kompanijama. Suštinski, ovo je jednokriterijumski model planiranja ED mreža s ciljem minimizacije troškova kako je to na slici prikazano osjenčenim boksovima. Osim prikazanih ciljeva, ponekad se koriste i neki dodatni, poput kvaliteta napona, ili uticaja na okolinu.



Slika 2-2. Hijerarhija ciljeva planiranja izgradnje i pojačanja ED mreža

Svaki plan izgradnje i pojačanja ED mreža nosi rizik pogrešno donesenih odluka, prvenstveno usljed budućih neizvjesnosti. Na primjer, ekspanziju proizvodnje električne energije iz distribuiranih izvora i korišćenja električnih vozila je teško predvidjeti, pošto su oba fenomena veoma zavisna od poslovnih, pa i političkih odluka i odluka potrošača. Takođe je teško predvidiv napredak u domenu „pametnih kuća“ i njihov uticaj na mrežu. Usljed neodređenosti ulaznih podataka dugoročni plan razvoja mreže može biti prihvatljiv samo za planiranje aktivnosti u bliskoj budućnosti, zbog čega se oni periodično aktualizuju na nove ulazne podatke. Dugoročno planiranje postaje sve važnije u uslovima liberalizacija tržišta električne energije budući da zadovoljenje kupaca i snabdjevača postaje ugovorna obaveza i znatno veći finansijski rizik za ED kompanije u odnosu na tradicionalnu elektroprivrednu strukturu.

Postojeće stanje ED mreže uvijek je polazna tačka njenog planiranja, kao i analiza kapaciteta takve mreže u pogledu napajanja svih čvorišta opterećenja kvalitetnom električnom energijom u nekom posmatranom razdoblju. Ukoliko se analizom utvrdi da ED mreža ne može ostvariti navedene ciljeve, kao ni zadovoljiti propisana tehnička ograničenja, potrebno je pristupiti postupku planiranja povećanja njenih kapaciteta.

Generalno, planiranje ED mreža mogu podstaći sljedeći interni i eksterni faktori:

- promjena opterećenja u postojećim čvorištima opterećenja,
- pojava novih čvorišta opterećenja i distribuiranih izvora u ED mreži,
- kada je dostignuto dozvoljeno opterećenje pojedinih elemenata mreže,
- kod manjeg opterećenja elemenata od dozvoljenog, kako bi se poboljšale naponske prilike, smanjili gubici u ED mreži i sl.,
- snabdijevanje u slučaju vanrednog (poremećenog) pogonskog stanja,
- kada elementima u ED mreži ističe ekonomski životni vijek.

Drugim riječima, biće potrebno razmatrati uticaj budućih promjena u faktorima kao što je rast opterećenja u različitim oblastima, varijacije u relativnim nivoima troškova materijala i energije, kao i sve veća upotrebu tehničkih inovacija. Iz ovih studija planiranja moguće je napraviti spiskove očekivanih velikih godišnjih investicija i takođe opredijeliti finansijska sredstva za pokrivanje nedefinisanih budućih tehničkih šema. Potom se moraju uporediti ukupni investicioni zahtjevi sa godišnjim finansijskim planovima koji uzimaju u obzir pretpostavke u vezi nabavnih cijena električne energije, rasta opterećenja, gubitaka sistema, postojećih kredita, novih zahtjeva za zaduživanjem, kao i sve promjene troškova plata, sigurnosnih zahtjeva itd. Tokom perioda finansijskog plana treba postići balans tako da se ispune i tehnički i finansijski ciljevi u okviru stabilnog i prihvatljivog nivoa tarifa za prodaju električne energije.

ED mreže, pogotovo kod razvijenih urbanih područja, zbog velikog broja čvorišta opterećenja (nekoliko hiljada) sadrže veliki broj elemenata. Budući da je broj mogućih rješenja izuzetno velik, ali ipak konačan, takav problem pripada grupi kombinatornih problema kojima su svojstveni:

- veliki broj realnih i cjelobrojnih varijabli,
- višestruki i međusobno oprečni kriterijumi u funkciji cilja,
- veliki broj linearnih i nelinearnih ograničenja,
- veliki broj logičkih pravila,
- neizvjesnost ulaznih podataka i
- vremenska dimenzija u slučaju dinamičkog planiranja.

Osnovni razlozi navedenih atributa su:

- neophodnost uvažavanja postojećih elemenata ED mreže,
- postojanje više mogućih lokacija, kako novih TS VN/SN, tako i novih TS SN/NN, kao i trasa novih kablovskih i nadzemnih vodova,
- postojanja većeg broja tipskih izvedbi elemenata mreže,
- uvođenja vremenske dimenzije za svaku varijablu modela na osnovu podjele planskog razdoblja na više vremenskih perioda.

Planiranje pojačanja i izgradnje ED mreže neophodno je započeti dovoljno unaprijed kako bi se sagledale sve raspoložive opcije (alternativna rješenja), vodeći računa da je za svaku pojedinu opciju potrebno izvjesno vrijeme za pripremu, izgradnju i ulazak u pogon (lead time). Prema referentnim naučnim i stručnim izvorima, ta su vremena za pojedine elemente u EDS-u kao u sledećoj tabeli (Tabela 2-2). U zavisnosti od legislativnih i institucionalnih specifičnosti koje karakterišu mjesto implementacije predmetnih projekata može doći do odstupanja od navedenih tipičnih vrijednosti.

Ukoliko razdoblje planiranja ne uključuje dovoljno velik broj godina u budućnosti, onda je i raspoloživi broj opcija za rješavanje problema manji. Na primjer, ukoliko razdoblje planiranja uključuje 3 godine u budućnosti, onda opcija izgradnje nove TS VN/SN nije raspoloživa, budući da je prosječno vrijeme za izgradnju i ulazak u pogon takvih objekata 5-6 godina. Rješenja kojima je raspoloživi broj opcija sužen, redovno podrazumijevaju i veće troškove.

Tabela 2-2. Prosječna vremena potrebna za izgradnju pojedinih elemenata EDS-a

Element EDS-a	Prosječno vrijeme (u godinama) za pripremu, izgradnju i ulazak u pogon
Vodovi naponskog nivoa $\geq 30$ kV	7 - 9
TS VN/SN	6
Vodovi naponskog nivoa $\geq 10$ kV i $< 30$ kV	0.5 - 3

Stoga je preporučljivo, kada je riječ o planiranju izgradnje u EDS-u, razdoblje planiranja prilagoditi problemu koji se rješava kako bi se mogle sagledati sve raspoložive opcije. Iz navedenih razloga pri planiranju ED mreža za razdoblje planiranja uzima se minimalno 5 do 7 godina. Tokom ovog perioda ED kompanija može identifikovati i rezervisati potrebne lokacije TS, prije nego što iz nekih razloga te lokacije postanu nedostupne. Uštede ranijeg izbora lokacija je u njihovoj nižoj cijeni, ali (što je najvažnije) i zbog toga što će tako obezbijeđena lokacija biti optimalno pozicionirana u odnosu na njeno konzumno područje. Međutim, treba napomenuti da dovoljno dug period planiranja sam po sebi nije dovoljan, ali jeste potreban uslov za pripremu dobrih planova.

Dakle, savremeno planiranje razvoja EES-a i njegovih podsistema poput EDS-a mora zadovoljiti velik broj često oprečnih ciljeva. EES mora biti ekonomičan, a da pri tome zadovoljava zadate kriterijume o kvalitetu snabdijevanja električnom energijom. Ekonomičan podrazumijeva optimalno izgrađivanje i pogon sistema, dok kriterijum kvaliteta podrazumijeva kvalitet električne energije, pouzdanost snabdijevanja i zaštitu okoline. Pored toga, svi ciljevi se moraju postići uz transparentan i nepristrasan odnos prema svim subjektima na otvorenom tržištu električne energije.

Nadalje, planiranje je uslovljeno podacima čije su vrijednosti neizvjesne, ili su pak slučajne promjenljive, i to kako po veličini tako i po vremenu. Zadatak planera je da u takvim uslovima odredi, ne samo optimalnu već i robusnu strategiju razvoja sistema iz skupa velikog broja mogućih varijantnih planova, a sve s ciljem minimiziranja greške u pogledu neizvjesne budućnosti.

Iz tih razloga, čak i kada je riječ samo o pojedinim dijelovima EES-a, modeli planiranja vrlo su složeni, uz velik broj nepoznanica i niza tehničkih ograničenja. Tako i dugoročno planiranje ED mreža, zbog njihove prostorne rasprostranjenosti, brojnosti mrežnih elemenata, sve zahtjevnijih kriterijuma kvaliteta i pouzdanosti, neizvjesnosti rasta opterećenja, visokih kapitalnih i ostalih troškova, u pogledu izračunljivosti spada u klasu teško izračunljivih problema.

Za realizovanje ciljeva planiranja mreža neophodan je i kontinuirani razvoj i ulaganje u informaciono-komunikacioni sistem.

U idućim godinama može se očekivati jačanje značaja upravljanja investicijama, povećanja efikasnosti poslovanja operativnim upravljanjem procesima, značajnije digitalizacije poslovanja te intenzivniji razvoj postojećih i novih usluga povezanih sa naprednim mjerenjima i praćenjem kvaliteta snabdijevanja električnom energijom.

Komunikacioni sistem CEDIS-a predstavlja jednu od ključnih komponenti u obavljanju djelatnosti distribucije električne energije i zahtijeva značajnu pažnju sa aspekta razvoja i izgradnje, održavanja, korišćenja, ali i sigurnosti.

Potrebno je istaknuti važnost telekomunikacijskog sistema u procesima upravljanja i nadzora distributivne mreže (senzorika, distribuirana napredna realtime logika), naprednih mjerenja i očitavanja, naprednih tehnologija, sistema mjerenja kvalitete električne energije te ostalim poslovnim sistemima.

Desetogodišnji plan razvoja distributivnog sistema CEDIS-a za period 2023-2032. pripremljen je primjenom naprijed izloženih generalnih principa i u skladu sa važećom legislativom planiranja ED sistema.

## 2.2. Metodologija planiranja

Određivanje optimalnih razvojnih rješenja, kojima su svojstveni višestruki i međusobno oprečni troškovni ciljevi, velik broj nepoznanica (odluke o trenutku izgradnje novih i pojačanju postojećih elemenata ED mreže, kapaciteti novih elemenata), veliki broj tehničkih i prostornih ograničenja, kao i neodređenost ulaznih parametra (npr. predviđanje opterećenja u TS SN/NN), upitno je čak i u slučaju provođenja postupka od strane eksperata sa velikim iskustvom u planiranju ovih sistema. Zbog toga je neophodna upotreba brojnih, kompjuterski podržanih postupaka za analize postojećih ED mreža, za globalnu i prostornu prognozu opterećenja, za tehno-ekonomske optimizacije i sl.

Tokom posljednjih četrdeset godina razvijen je velik broj metoda za planiranje ED sistema koje se međusobno razlikuju, prije svega, s obzirom na opseg i preciznost prikaza elemenata ED mreža. To se direktno odražava i na matematički model problema, odnosno izbor prikladne prognozne i optimizacione metode.

Većina komercijalnih programa koji se koristi za planiranje EDS-a temelji se na tzv. varijantnom pristupu. U takvom pristupu planer, na temelju svog znanja i iskustva, definiše moguća rješenja, a programski alati ta rješenja analiziraju, vrednuju i međusobno upoređuju. Planiranje pak, ED mreža predstavlja problem mješovito-cjelobrojnog nelinearnog programiranja. Takvi problemi, osim realnih, sadrže i cjelobrojne varijable zbog čega, kao što je naprijed rečeno, pripadaju grupi kombinatoričkih problema koji sa stanovišta optimizacije predstavljaju vrlo složen (tzv. NP-težak) problem.

Takođe, optimalni dugoročni razvoj ED mreža Crne Gore treba obezbijediti uzimajući u obzir tehničke, ekonomske i ekološke kriterijume. Da bi se osigurala homogena mrežna struktura i uravnotežen kvalitet napajanja na cijeloj teritoriji Crne Gore, za planiranje razvoja ED mreže koriste se jedinstveni kriterijumi i procedure.

### 2.2.1. Procedura planiranja

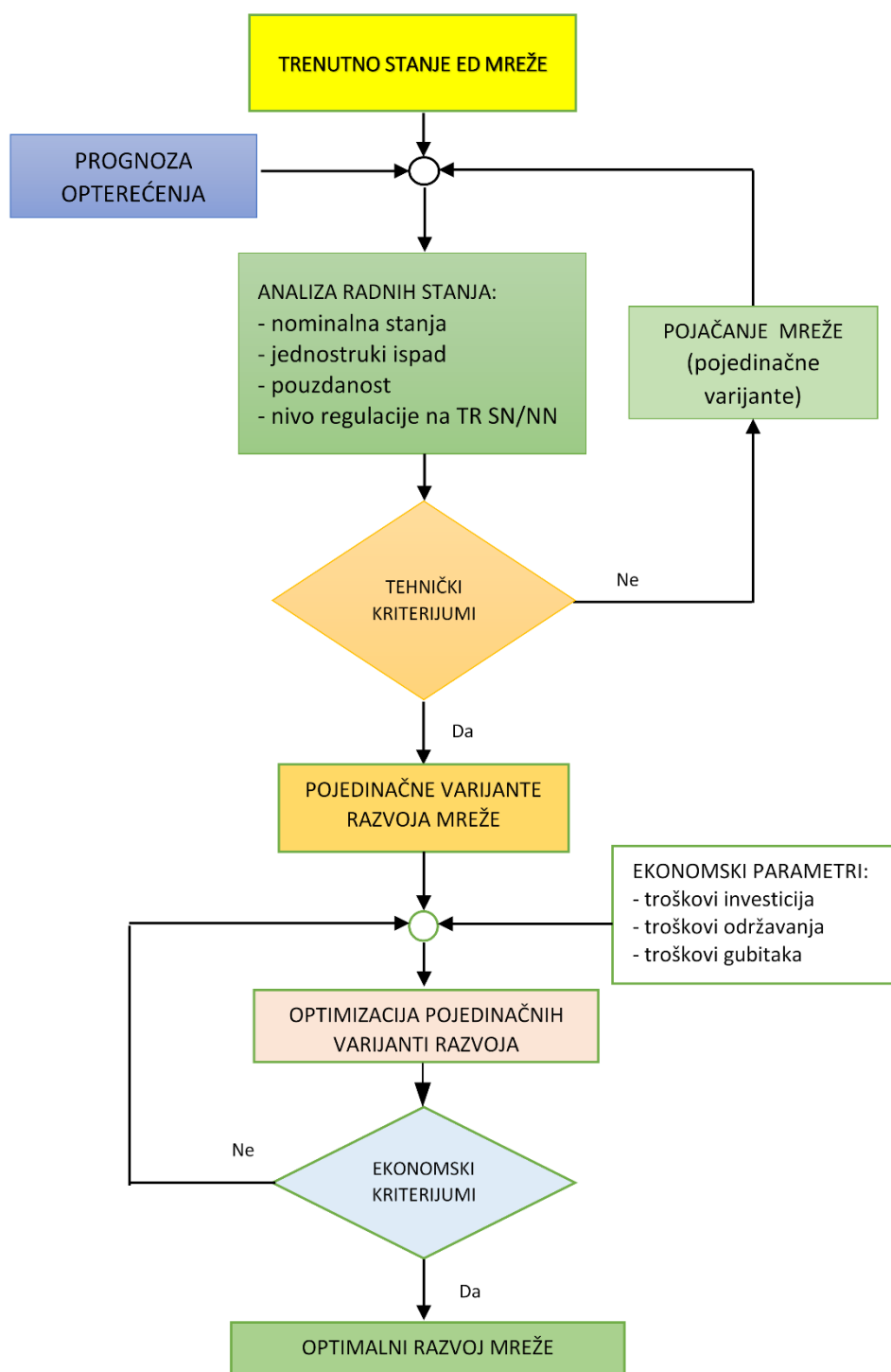
U skladu sa Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije, procedura planiranja razvoja EDS-a obuhvata:

- a) Prikupljanje ulaznih podataka;
- b) Smjernice i kriterijume planiranja;
- c) Izradu modela ED mreže, potrebnog za tehničke i ekonomske analize;
- d) Određivanje optimalnih uklopnih stanja (šema) EDS-a kako bi gubici po svim osnovama bili što manji, uz očuvanje sigurnosti, pouzdanosti i kvaliteta snabdijevanja korisnika;
- e) Izradu planova razvoja EDS-a u kratkoročnom i dugoročnom periodu, uz sagledavanje kasnijeg razvoja;
- f) Identifikaciju mogućih tehničkih i/ili ekonomskih ograničenja u ED mreži, kao i načina i mogućnosti njihovog otklanjanja;
- g) Izbor najpovoljnijeg scenarija za realizaciju planova razvoja.

Na sledećoj slici (Slika 2-3) prikazan je blok dijagram opšte procedure planiranja EDS-a.

Ključni elementi procesa planiranja razvoja distributivnih mreža električne energije su:

- realizacija potrošnje i opterećenja u proteklom periodu i prognoza potrošnje i opterećenja za budući period,
- podaci o postojećem stanju sistema (mreža, transformacija, opterećenje, kvarovi, funkcionalno i tehnološko starenje),
- metode koje omogućavaju analizu očekivanih radnih stanja, analizu kontinuiteta napajanja i ekonomske analize,
- prepoznavanje promjena u ponašanju korisnika mreže (distribuirana proizvodnja, električna vozila, pomjeranje vršnih opterećenja, upravljanje energijom i druge usluge koje donose nove tehnologije),
- kriterijumi planiranja koji omogućavaju obezbjeđivanje adekvatnog kvaliteta snabdijevanja električnom energijom i oni predstavljaju granične vrijednosti čije se prekoračenje u procesu planiranja razvoja mreže sprječava sistemskim širenjem mreže i savremenim tehnološkim pristupima i konceptima.



Slika 2-3. Procedura planiranja EDS-a

Prilikom planiranja razvoja EDS-a, 110 kV mreža tretira se kao napojna, a predmet planiranja su primarne i sekundarne ED mreže 35, 10 i 0,4 kV. U prvoj fazi planiranja, analizom pogonskih stanja, provjerava se da li vodovi i transformatori, pri očekivanom rastu opterećenja, i dalje ispunjavaju kriterijume planiranja. Ključni kriterijumi u ovoj fazi su dozvoljeni padovi napona i dozvoljeno opterećenje elemenata mreže.

Sljedeća, veoma delikatna i zahtjevna faza jeste što pouzdanija dugoročna prostorna prognoza opterećenja koja igra esencijalnu ulogu pri planiranju EDS-a. Pouzdanost dugoročne prognoze ima značajan uticaj na razvoj planiranog sistema. Precijenjena prognoza opterećenja rezultiraće neopravdanim investicijama za

izgradnju viška mrežnih kapaciteta, dok će potcijenjena imati za posljedicu nesigurne isporuke i, u konačnom, nezadovoljstvo kupaca električne energije.

Nažalost, teško je precizno predvidjeti opterećenja konzuma tokom perioda planiranja od nekoliko godina. Postoji veliki broj neizvjesnih i nekontrolabilnih faktora koji direktno ili indirektno utiču na proces prognoze, o čemu će biti više govora u poglavlju o prognozi.

Nakon prognoze, vrše se provjere ED mreža na očekivana godišnja vršna opterećenja u narednim vremenskim periodima. Tokom svakog perioda provjeravaju se stanja normalnog pogona i jednostrukog kvara. Kod dvosistemskih vodova smatra se ispad oba sistema kao jednostruki otkaz. Provjeravaju se uslovi za sva moguća stanja pri jednostrukim ispadima, s tim da se za manje grupe potrošača dozvoljava da nemaju mogućnost rezervnog napajanja.

Kada su u mreži prekoračeni dozvoljena opterećenja ili padovi napona, planiraju se mrežne rekonstrukcije (uključujući zamjenu amortizovanih elemenata novim) i pojačanja koja pretpostavljaju ugradnju novih vodova i transformatora i širenje mrežne konfiguracije. Vremena pojačanja dobijena takvom analizom predstavljaju krajnje rokove koji se ne smiju prekoračiti. Kada nastupi dilema između različitih mogućih pojačanja sa svojim pravcima razvoja, takve varijante se zadržavaju do kraja posmatranog perioda i tek onda biraju povoljnije.

U drugoj fazi planiranja, provjeravanjem ispunjenosti tehničkih, ekonomskog i sigurnosnih kriterijuma, određuje se optimalna varijanta razvoja. U fazi optimizacije preciznije se definišu i krajni rokovi mrežnih pojačanja koji su pretpostavljeni u prvoj fazi. Objekat se može izgraditi prije roka ako je to opravdano smanjenjem troškova gubitaka i/ili u cilju poboljšanja pouzdanosti napajanja potrošača.

Kao što je ranije rečeno, trajanje pripremnog vremena (lead time) ograničava alternative koje su dostupne planeru i smanjuju efikasnost procesa planiranja. Efikasno planiranje po kriterijumu minimalnih troškova znači da treba gledati dovoljno daleko da bi se dozvolilo vrijeme za sve razumne alternative, a ne samo za onu sa najkraćim pripremnim vremenom.

### 2.3. Kriterijumi planiranja

Distributivna mreža mora biti dimenzionisana tako da u stanju raspoloživosti svih elemenata mreže (stanje bez poremećaja) vrijednosti svih pogonskih veličina (napon, struja) budu unutar dopuštenih granica, bez obzira na nivo opterećenja i angažovanje proizvodnih postrojenja. Svi planovi razvoja i izgradnje ED mreže koji uključuju nove objekte, određene po tehničkim kriterijumima planiranja razvoja, moraju zadovoljavati ekonomske i ekološke zahtjeve.

Osnovni principi i kriterijumi za planiranje ED mreže Crne Gore definisani su u u čl. 32 tačka (4) "Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije":

(4) Distributivni sistem se koncipira na način koji će zadovoljiti sljedeće uslove i zahtjeve:

- 1) bezbjednost funkcionisanja;
- 2) kvalitet električne energije;
- 3) sigurnost napajanja;
- 4) ekonomičnost;
- 5) zaštitu životne sredine;
- 6) fleksibilnost;
- 7) upravljivost;
- 8) uvažavanje i unaprjeđenje postojećeg stanja.

Takođe, se čl. 44, tačka (7), (8) i (9) istog propisa specificira:

(7) Kriterijum sigurnosti "n-1" (kriterijum jednostrukog ispada) podrazumijeva da jednostruki ispad elementa DS ne dovodi do narušavanja normalnog pogona DS.

(8) Razvoj srednjenaponske mreže 35 kV i 10 kV se planira uz poštovanje kriterijuma "n-1" tamo gdje je to ekonomski opravdano s obzirom na gustinu potrošnje električne energije. U ostalim slučajevima mreža se planira radijalno. Na zahtjev korisnika mreže se planira prema kriterijumu (n-1), u kojem slučaju troškove snosi korisnik mreže.

(9) Kod niskonaponske mreže se ne primjenjuje kriterijum "n-1".

### 2.3.1. Tehnički kriterijumi planiranja

Generalni princip u vezi tehničkih kriterijuma za planiranje ED mreža jeste: pored zadovoljenja kriterijuma maksimalne opteretivosti vodova i transformatora, treba istovremeno zadovoljiti kriterijum naponskih ograničenja, kao i (n-1) kriterijum pouzdanosti, tamo gdje je to ekonomski opravdano.

#### a) Dozvoljeno strujno opterećenje vodova i transformatora

Pri planiranju EDS-a, kriterijum dozvoljenog strujnog opterećenja je osnovni tehnički kriterijum rada mreže. U Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema Crne Gore stoji da „u normalnom pogonu nijedan od elemenata mreže ne smije biti opterećen iznad opterećenja za koje je dati element projektovan, pomnožen sa faktorom iskorišćenja elementa“. Međutim, za razliku od kriterijuma za planiranje EDS-a kod niza drugih država, kod nas faktorom iskorišćenja elementa nije jednoznačno kvantifikovan. U navedenim Pravilima se taj faktor definiše kao odnos između maksimalnog opterećenja koje se javlja u normalnom pogonu i opterećenja za koje je dati element (vod ili transformator) projektovan. Pritom se dalje načelno kaže da se „faktor iskorišćenja elementa definiše strategijom i studijom razvoja mreže u zavisnosti od izbora oblika mreže i načina rezerviranja“. Ovakva neodređena formulacija osnovnog kriterijuma koji se bazira „na strategije i studije razvoja“ predstavlja barijeru za analize postojećih i budućih mreža. Jedino se eksplicitno navodi da se pri planiranju mreže u poremećenom pogonu može računati sa trajno dozvoljenim strujnim opterećenjima<sup>3</sup>.

Zbog toga, u daljem tekstu biće navedeni jasno precizirani kriterijumi dozvoljenih strujnih opterećenja pri planiranju ED mreža Hrvatske i Slovenije, kako bi se jedan od njih usvojio kao strujni kriterijum za izradu ovog Plana.

Uobičajene vrijednosti dozvoljenih strujnih opterećenja (% od  $I_{nd}$ ) u postupku planiranja ED mreža u Hrvatskoj date su u sljedećoj tabeli (Tabela 2-3).

Sistemska operator distributivne mreže električne energije SODO<sup>4</sup> u Sloveniji opterećenje ED mreže zasniva na:

- stanju vršnog opterećenja ED mreže, bez obzira na činjenicu da je prosječno opterećenja znatno niže,
- obezbjeđenju mogućnosti rezervnog napajanje pri ispadima u mreži,
- ograničenju dozvoljenog odstupanja napona u mreži,
- ograničenju gubitaka aktivne i reaktivne snage u mreži.

---

<sup>3</sup> Trajno dozvoljena strujna opterećenja su maksimalne vrijednosti struja, pri kojima neće doći do narušavanja svojstava materijala

<sup>4</sup> SODO (Sistemska operator distribucijskega omrežja električne energije)

Tabela 2-3. Dozvoljeno strujno opterećenje voda i transformatora pri planiranju ED mreža Hrvatske

Element mreže	Trajno dozvoljeno opterećenje	Dozvoljeno opterećenje tokom neplaniranog poremećaja	
		Zima	Ljeto
Nadzemni vod	100%	120%	110%
Kabl	100%		
Energetski transformator	100%	120%	110%

Za kriterijum dozvoljenog strujnog opterećenja voda SODO koristi njegovu termičku granica koja se, zbog velikih energetske gubitaka, može tolerisati samo u slučaju rezervnog napajanja. Dostignuta opterećenja u SN nadzemnim vodovima u normalnom pogonu su veoma različita i uglavnom zavise od padova napona i koncepta obezbjeđenje rezervnog napajanja. Za kablovske mreže izgrađene u konceptu otvorenih prstenova kablove nije moguće opteretiti iznad 50% od termički dozvoljenog, a ukoliko se kablovska mreža izvede u konceptu sa posebnim rezervnim vodom („pramen“ ili „vreteno“), kablovi se mogu opteretiti do 100% termičke struje.

Dakle, u Sloveniji se prilikom planiranja, zbog troškova gubitaka, opterećenja vodova u normalnom pogonu ograničavaju na:

- 50% termičke granice u nadzemnim vodovima i
- 75% termičke granice pojedinačno radijalno položenih kablova.

U uslovima rezervnog napajanja dopušta se opterećenje vodova do termičke granice, ako to dozvoljava kriterijum dozvoljenog odstupanja napona.

Prema slovenačkoj praksi planiranja opterećenje energetskih transformatora u normalnim uslovima nikada ne dostiže nominalnu snagu, jer je potrebno obezbediti rezervu pri ispadu nekog transformatora. Međutim, pri planiranju dopušta se kratkoročno opterećenje transformatora do 120% nominalne snage.

Prema tome, dozvoljena opterećenja transformatora u normalnim uslovima u Sloveniji se planiraju na:

- TS sa dva transformatora do 60% nominalne snage,
- TS sa tri transformatora do 80% nominalne snage.

Međutim, pri planiranju se kratkoročno opterećenje transformatora dopušta do 120% nominalne snage.

Iz izloženog, očigledna je šarolikost nacionalnih kriterijuma strujne opteretljivosti. U datim okolnostima Obradivač ovog plana razvoja EDS-a opredjeljuje da za provjeru kriterijuma dozvoljenih strujnih opterećenja koristi praksu Slovenije.

#### b) Dozvoljena odstupanja napona

I kod ovog tehničkog kriterijuma može se uočiti raznolikost definisanih gornjih i donjih vrijednosti dozvoljenog odstupanja napona. Međutim, zbog preciznog kvantificiranja granica, u ovom Planu će se koristiti specifikacija iz čl. 44 „Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema Crne Gore“, data u sledećoj tabeli (Tabela 2-4).

Tabela 2-4. Dozvoljena odstupanja napona pri planiranju ED mreža u Crnoj Gori

Naznačeni napon mreže (kV)	Minimalni napon u normalnom pogonu (kV)	Minimalni napon u poremećenom pogonu (kV)	Maksimalni napon u normalnom pogonu (kV)
35	33.25	31.5	38
10	9.5	9	10.7
0.4/0.231	0.36/0.208	0.36/0.208	0.42/0.242

## c) Kriterijum sigurnosti

Tehnički kriterijumi sigurnosti ED mreže definišu dopuštene vrijednosti opterećenja vodova i transformatora, kao i napona na mjestu priključka korisnika u ED mreži, u slučaju normalnog pogona i pri nastanku poremećaja *značajne* vjerovatnoće.

Poremećaji *značajne* vjerovatnoće označavaju se sa (n-1) i obuhvataju sljedeće događaje koji se javljaju u pogonu ED mreže:

- neraspoloživost jednog jednosistemskog ili jednostrukog voda (nadzemni vod/kabl),
- neraspoloživost jedne trojke dvosistemskog voda,
- neraspoloživost jednog energetskog transformatora.

ED mreža mora biti dimenzionisana tako da, u slučaju nastanka (n-1) poremećaja, budu isključeni sljedeći efekti:

- trajno narušavanje graničnih vrijednosti pogonskih veličina u distributivnoj mreži (napon, struja), koje dovode u opasnost siguran pogon ili prouzrokuju oštećenje, odnosno nedopušteno skraćivanje životnog vijeka opreme distributivne mreže, ili uređaja u vlasništvu korisnika mreže,
- broj i trajanje prekida napajanja korisnika veći od dopuštenih vrijednosti, uprkos iskorišćenju rezervnih kapaciteta u mreži, ako je na ekonomski opravdan način moguće izvesti odgovarajuće pojačanje mreže,
- širenje poremećaja, odnosno daljnje isključivanje djelovanjem uređaja zaštite dijelova distributivne mreže koji nijesu direktno zahvaćeni poremećajem.

Pri nastanku (n-1) poremećaja sistem mora biti sposoban postići novo ravnotežno stanje, tj. da se u najkraćem mogućem roku, primjenom dispečerskih mjera ili korektivnih akcija, kao i otklanjanjem poremećaja, vrati u stanje u kojem će kriterijum pouzdanosti biti zadovoljen.

Kao moguće dispečerske mjere, odnosno korektivne akcije radi zadovoljenja (n-1) kriterijuma pouzdanosti u ED mreži smatraju se:

- promjena uklopnog stanja mreže primjenom automatski, daljinski ili ručno upravljivih rastavnih uređaja,
- korišćenje automatske uzdužne regulacije transformatora 110/35 kV i 110/10 kV, kao i ručne podužne regulacije transformatora 35/10 kV,
- regulacija, odnosno uključanje i isključenje kompenzacionih uređaja u mreži.

Prema Sposobnost mreže da zadovolji (n-1) kriterijum ispituje se na dva načina, zavisno od uzroka poremećaja.

U slučaju ispada radi kvara na jednom od navedenih elemenata distributivne mreže radi se o neplaniranoj neraspoloživosti, pa se kriterijum (n-1) ispituje s obzirom na vršno opterećenje u razmatranom vremenskom presjeku. Kao dopuštene granice opterećenja nadzemnih vodova i energetskih transformatora koriste se maksimalno dopuštene struje odnosno opterećenja u normalnom pogonu u sezoni vršnog opterećenja. Ako

je (n-1) kriterijum moguće zadovoljiti primjenom neke od dispečerskih mjera, ili korektivnih akcija (u vremenu dok traje otklanjanje poremećaja), kao mjerodavne se uzimaju maksimalno dozvoljene struje odnosno opterećenja u poremećenom pogonu u sezoni vršnog opterećenja. Za dopušteno maksimalno opterećenje kablovskog voda uzima se struja koju preporučuje proizvođač kabela.

U slučaju *planiranog* održavanja koje zahtijeva rad u beznaponskom stanju radi se o planiranoj neraspoloživosti. Kriterijum (n-1) se ispituje s obzirom na prosječno opterećenje u sezoni minimalnog opterećenja (zavisi od zastupljenosti različitih vrsta potrošnje). Pritom se pretpostavlja da je dispečer, korišćenjem neke od dispečerskih mjera ili korektivnih akcija, prije prekida napajanja postavio najpovoljnije pogonsko stanje koje omogućava optimalno napajanje svih, ili najvećeg mogućeg broja korisnika mreže. Kao dopuštene granice opterećenja nadzemnih vodova i energetske transformatora koriste se maksimalno dopuštene struje, odnosno opterećenja u poremećenom pogonu u sezoni minimalnog opterećenja. Za dozvoljeno maksimalno opterećenje kablovskog voda uzima se struja koju preporučuje proizvođač kabela.

U vezi kriterijuma sigurnosti u čl. 35 „Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema“ navode se sljedeće odredbe:

(1) Sigurnost napajanja se obezbeđuje tako što se tehnička rješenja biraju na osnovu analize pouzdanosti koja obuhvata vjerovatnoću kvarova, visinu šteta zbog neisporučene električne energije i stepen neprihvatljivosti prekida isporuke.

(2) Sigurnost napajanja CEDIS utvrđuje koristeći se:

- 1) kriterijumom sigurnosti "n-1", propisan u članu 44 ovih Pravila i držanjem optimalnog broja rezervnih elemenata mreže i automatizacijom procesa rada (sistem daljinskog upravljanja);
- 2) praćenjem i kontrolom tokova snaga i kapaciteta elemenata sistema;
- 3) analizom kratkih spojeva u sistemu i pouzdanosti elemenata sistema;
- 4) analizom strujnih opterećenja elemenata sistema (nadzemni vodovi, kablovi, transformatori,...) u normalnom i poremećenom režimu rada sistema;
- 5) analizom usklađenosti i pouzdanosti zaštita i prekidačkih elemenata;
- 6) praćenje kapacitivnih struja zemljospoja usljed širenja konzuma i blagovremeno planiranje u smislu sekcionisanja ili uzemljenja neutralne tačke;
- 7) praćenjem nastalih šteta usljed ispada, troškova održavanja i upoređenjem sa novim investicijama po tim osnovima rukovodeći se kriterijumom ekonomičnosti.
- 8) i drugim relevantnim podacima.

(3) Radi obezbeđenja sigurnosti napajanja CEDIS planira i držanje optimalnog broja rezervnih elemenata mreže.

Treba naglasiti da se u posljednje vrijeme kao kriterijumom planiranja počinje sa uvođenjem stalnosti napajanja korisnika ED mreže. U tom cilju se koriste slijedeći pojednostavnjeni kriterijumi:

- dugi neplanirani i planirani prekidi napajanja korisnika mreže,
- pokazatelji učestalosti i trajanja prekida napajanja na nivou EDS-a (SAIFI i SAIDI),
- prosječne vrijednosti pokazatelja na nivou određenih regionalnih područja prema definisanim kategorijama lokacije korisnika mreže, odnosno veličinama naselja.

Aktuelna regulativa planiranja EDS-a u Crnoj Gori stalnost napajanja nije još normirana (kako su to već uradile Hrvatska i Slovenija), ali se kod naredne inovacije ovog Plana može očekivati uvođenje ovog planskog kriterijuma i u domaćoj legislativi.

### 2.3.2. Ekonomski kriterijumi planiranja

Cilj ekonomskih analiza je određivanje ekonomski optimalnog plana razvoja ED mreže u posmatranom razdoblju planiranja. Pritom se pod planom razvoja podrazumijeva vremenska dinamika ulaska u pogon svih projekata nužnih za funkcioniranje EDS-a u skladu s tehničkim kriterijumima, kao i mogućih dodatnih projekata koji nijesu nužni u pogledu zadovoljavanja tehničkih kriterijuma planiranja ED mreže, ali su ekonomski opravdani.

U troškove djelatnosti distribucije električne energije ubrajaju se investicioni troškovi i troškovi pogona (gubitaka i neisporučene električne energije). Svi troškovi se izračunavaju koristeći planske jedinične cijene elemenata mreže, odnosno cijene gubitaka električne energije i neisporučene električne energije i snage, kao i ostale parametre definisane u poglavlju o planiranju

Dobit (profit) od ulaganja u djelatnost distribucije električne energije se najčešće svodi na smanjenje troškova distribucije električne energije. Pri ekonomskim analizama na ovom nivou planiranja treba obuhvatiti sljedeće izvore dobiti: dobit radi smanjenja troškova gubitaka električne energije i dobit radi smanjenja očekivanih troškova neisporučene električne energije. Pritom se ekonomsko vrednovanje i upoređenje različitih planova razvoja ED mreže temelji se na metodi diskontiranja (aktualizacije), pomoću koje se sve novčane vrijednosti u posmatranom razdoblju svode na sadašnju vrijednost upotrebom diskontne stope.

Osnovni ekonomski kriterijum izbora razvojne varijante jeste minimum sume aktuelizovanih troškova investicija i pogonskih troškova u planskom periodu. Često se koristi i metod poređenja dobiti i troškova („Benefit to Cost (B/C) Method“) kojim se određuje količnik aktuelizovanih dobiti i aktuelizovanih troškova od realizacije određenog projekta. Projekat je ekonomski isplativ ako je odnos  $B/C \geq 1$ .

### 2.4. Baza podataka

U skladu sa Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije i Pravilima za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjeg plana razvoja EDS-a, osnovni podaci i podloge za planiranje su:

- A. podaci o potrošnji električne energije u prethodnom periodu;
- B. podaci o preuzetoj električnoj energiji u prethodnom periodu;
- C. podaci o mjerenjima;
- D. Strategija razvoja energetike i Akcioni plan
- E. prostorni i drugi urbanistički planovi
- F. državne i lokalne studije o lokaciji
- G. demografski podaci;
- H. podaci o mreži;
- I. podaci o novim korisnicima;
- J. podaci o postojećem stanju DS.

U nastavku se bliže specificiraju potrebni podaci i podloge iz naprijed navedenih kategorija.

A. Prema navedenim dokumentima, podaci o potrošnji električne energije u prethodnom periodu su:

- 1) ukupna potrošnja na konzumnom području ili njegovim djelovima sa strukturom (po naponskim nivoima, vremenu potrošnje i po grupama potrošnje);
- 2) prostorna raspodjela potrošnje po TS svih naponskih nivoa i po naseljima;
- 3) vršne snage i protekle aktivne i reaktivne energije po TS 110/X kV i 35/10 kV;
- 4) vršne snage, aktivne i reaktivne energije korisnika čije je vršno opterećenje veće od 150 kW ili godišnja potrošnja veća od 300.000 kWh.

B. Podaci o preuzetoj električnoj energiji u prethodnom periodu su:

- 1) vršne snage aktivne i reaktivne energije na mjestima preuzimanja iz prenosne mreže;
- 2) podaci o proizvodnji elektrana priključenih na DS.

C. Podaci o mjerenjima su:

- 1) struje po izvodima i trafo poljima, napon sabirnica za TS110/X kV i 35/X kV (dispečerska mjerenja);
- 2) vrijednosti napona i struja po TS X/0,4 kV u godišnjim periodima visokih opterećenja;
- 3) vrijednosti kapacitivne struje galvanski povezane 35 kV i 10 kV mreže na traforeonima na kojima se vrši pogon sa izolovanom neutralnom tačkom;
- 4) evidentirani broj prorada prekidača, ispada transformatora, dalekovoda i drugih elemenata sistema.

D. E. F. Urbanistički i demografski podaci su:

- 1) prostorni i drugi urbanistički planovi sa dinamikom realizacije;
- 2) državne i lokalne studije o lokaciji;
- 3) drugi planovi od opšteg društvenog interesa;
- 4) demografski podaci;
- 5) broj stanovnika i domaćinstava po naseljima prema prethodnim popisima;
- 6) planirani broj stanovnika za period izrade plana razvoja DS, ako se njime raspolaze;
- 7) planovi toplifikacije i gasifikacije.

G. Podaci o mreži su:

- 1) ažurne karte sa svim trafostanicama 110/X kV, 35/10 kV i vodovima napona 35 kV i 10 kV, po mogućnosti na digitalizovanim, georeferenciranim kartama područja u odgovarajućoj razmjeri;
- 2) karakteristike vodova i TS;
- 3) jednopolne šeme i dispozicije TS;
- 4) uklopne šeme mreže za normalan pogon pri vršnom opterećenju;
- 5) tokovi snaga;
- 6) kapacitivne struje galvanski povezane 35 kV i 10 kV mreže na traforeonima gdje se vrši pogon sa izolovanom neutralnom tačkom;
- 7) snage kratkih spojeva;
- 8) procjene vijeka trajanja elemenata mreže;
- 9) podaci o događajima na mreži;
- 10) jedinične cijene elemenata mreže za planski period;
- 11) jedinične cijene gubitaka za planski period;
- 12) procjene prosječnih troškova održavanja za sve vrste objekata.

H. Podaci o novim korisnicima DS čije se priključenje očekuje u planskom periodu su:

- 1) odobrene-priključne snage iz saglasnosti za priključenje i ugovorene snage;
- 2) nedostajući elektroenergetski objekti čijom izgradnjom bi se stvorili uslovi za izdavanje novih rješenja o izdavanju saglasnosti za priključenje;
- 3) podaci o planiranim objektima iz prostorno-planske dokumentacije.

I. Podaci o postojećem stanju DS

- 1) Reorganizacija CEDIS-a na regione;

- 2) Pregled zbirnih mrežnih i pogonskih pokazatelja po regionima:
  - a) ukupna dužina distributivne mreže po naponskim nivoima i tipu vodova
  - b) ukupan broj TS u vlasništvu (nadležnosti) ODS-a po prenosnim odnosima
  - c) ukupna instalirana snaga TS po prenosnim odnosima
  - d) starost vodova i transformatora i ukupni kapaciteti neophodnih zamjena do 2032.
  - e) ukupan broj mjernih mjesta (nova i stara brojila)
  - f) ukupan broj distribuiranih izvora priključenih na DM
  - g) ukupna instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na DM (za koje postoji važeći ugovor o korišćenju mreže)
  - h) ukupna godišnja potrošnja električne energije u periodu 2005 - 2017. godine
  - i) obračunski gubici u periodu 2005 - 2017. godine
- 3) Pogonska statistika prekida napajanja konzumnih regiona sa procjenom neisporučene energije i mogućnostima rezerviranja jednostrukih ispada;
- 4) Poslovni i radni prostori, vozni park i opremljenost za terenska ispitivanja i servisiranja mreže.
- 5) Podaci o proizvođačima električne energije povezanim na DS i drugim korisnicima čije je vršno opterećenje veće od 150 kW, ili mu je godišnja potrošnja veća od 300.000 kWh, koji su dužni da do kraja juna tekuće godine, dostave CEDIS-u podatke potrebne za planiranje razvoja DS, i to:
  - a) predviđenu godišnju proizvodnju/potrošnju i vršnu snagu za narednih pet godina,
  - b) plan promjene obima proizvodnje ili tehnološkog procesa koji utiču na potrošnju električne energije,
  - c) plan ugradnje uređaja za kompenzaciju reaktivne energije.

Dominantni izvor specificiranih podataka obezbijeđen je iz operativno-poslovnih baza CEDIS-a, a ostatak iz fonda planskih dokumenata dostupnih na sajtovima nadležnih ministarstava, agencija, lokalnih samouprava, kao i iz referentnih naučnih i stručnih izvora.

## 2.5. Osvrt na prethodne planove razvoja

U nastavku će biti dat osvrt na planirana i realizovana investiciona ulaganja po djelovima mreže i prirodi investicija u periodu od 2012. do 2021.

Svoju plansku dokumentaciju od 2012. godine, CEDIS je uglavnom zasnivao na izradi investicionih planova koji su redovno ažurirani i o čijoj realizaciji je kontinuirano izvještavao Regulatornu agenciju za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti, a sve u skladu sa važećom zakonskom regulativom. Iako je CEDIS izradio Plan razvoja za period od 2020. do 2029. godine, treba naglasiti da isti nije obuhvatio finansijske planove za cjelokupni desetogodišnji period, već samo za prve tri godine plana i to u okviru trogodišnjeg Investicionog plana 2020-2022. Dakle, pregled investicija koji je dat u ovom poglavlju odnosi se na 18 Odluka Agencije o davanju saglasnosti na Investicione planove, Programe otkupa elektroenergetske infrastrukture i Planove zamjene i izmještanja brojila za period od 2012. do 2021. godine.

Investicije su grupisane po sljedećim kategorijama:

- investicije u primarnoj mreži (vodovi 35 kV, trafostanice 110/x kV i trafostanice 35/x kV),
- investicije u sekundarnoj mreži (vodovi 10 kV, tafostanice 10/0.4 kV i niskonaponska mreža),
- investicije za mjerna mjesta, mjerna sredstva i AMM projekat ,
- ostale investicije i ostala osnovna sredstva (projekti razvoja korporativnih softvera, nabavke računara i licenci, zatim nabavke instrumenata, vozila i kancelarijskog materijala, rekonstrukcije poslovnih i elektroenergetskih objekata, razvoj e-mobilnosti i slično),
- otkup zemljišta,

- otkup elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica,

a od 2019. godine Investicioni planovi predviđaju i investicije iz kategorije

- projekta Revitalizacija SN i NN mreže i
- nepredviđeni projekti (contingency plan).

Kada je u pitanju vrijednost odobrenih sredstava treba naglasiti da su od 2017. godine svi Investicioni planovi trogodišnji sa godišnjim ažuriranjem za drugu i treću godinu plana. To znači da su vrijednosti odobrenih sredstava za godine od 2017. do 2021. preuzete iz odgovarajućih (Ažuriranih) Investicionih planova za koje je predmetna godina prva godina Plana.

Ukupna realizovana sredstva prikazana u narednim tabelama (Tabela 2-5, Tabela 2-6 i Tabela 2-7) predstavljaju ukupnu vrijednost uloženi sredstava u predmetnoj godini, uključujući i projekte koji nijesu pratili planiranu dinamiku realizacije, kao i neplanirane investicije u mreži.

Tabela 2-5 Pregled odobrenih i iskorišćenih sredstava po dijelu mreže za period 2012-2015. godina

[EUR]	2012		2013		2014		2015	
	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano
Primarna mreža	8,438,839	6,495,918	1,741,390	2,710,994	6,314,605	587,289	867,118	1,650,239
Sekundarna mreža	3,124,993	3,253,979	4,703,045	2,102,037	7,256,136	2,268,793	2,472,800	2,592,140
AMM i mjerna mjesta	13,633,880	11,520,371	13,405,669	19,315,159	23,940,976	7,145,394	14,926,050	15,709,830
Ostale investicije	1,106,000	308,579	894,000	276,819	1,250,000	123,189	16,807	157,195
Ostala osnovna sredstva	652,140	693,336	710,000	316,492	373,500	234,883	735,294	569,334
Otkup zemljišta	0	0	0	0	410,000	0	200,000	0
Program otkupa EEIS	0	1,975,365	0	0	0	0	0	0
<b>Ukupno</b>	<b>26,955,852</b>	<b>24,247,548</b>	<b>21,454,104</b>	<b>24,721,501</b>	<b>39,545,217</b>	<b>10,359,549</b>	<b>19,218,069</b>	<b>20,678,738</b>

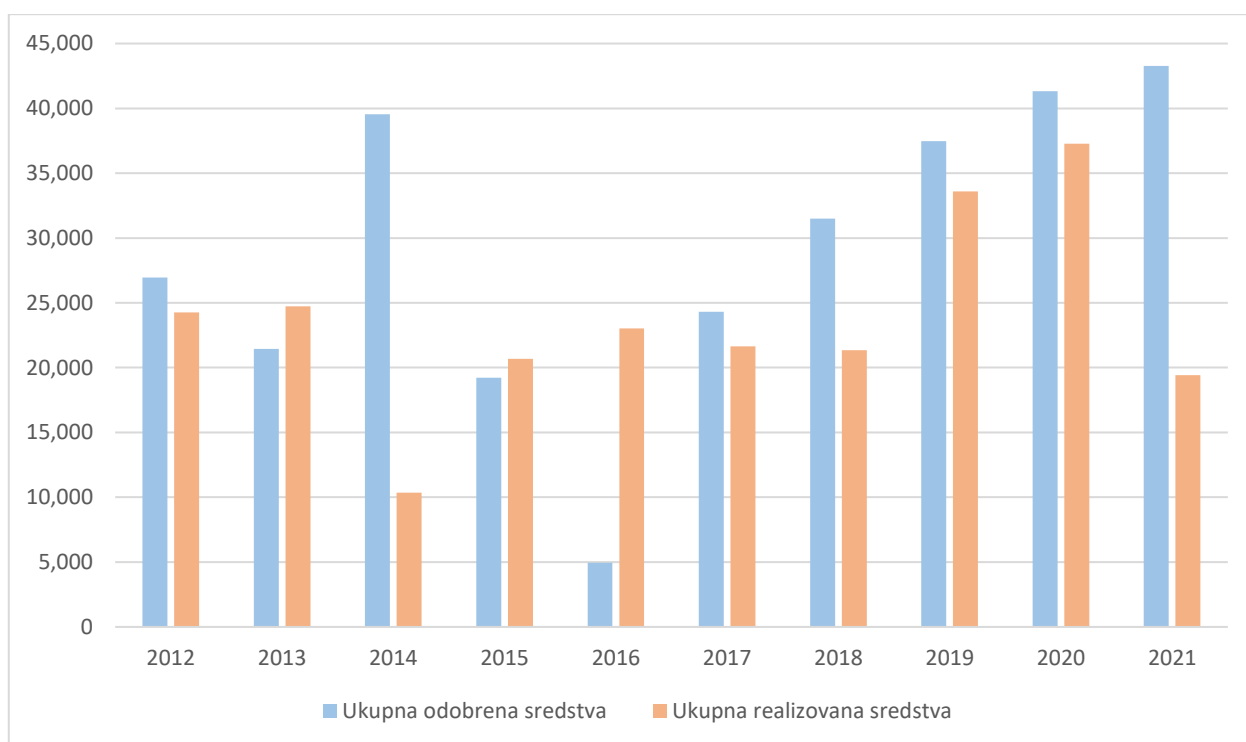
Tabela 2-6 Pregled odobrenih i iskorišćenih sredstava po dijelu mreže za period 2016-2018. godina

[EUR]	2016		2017		2018	
	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano
Primarna mreža	806,386	3,138,086	4,225,775	3,125,526	6,196,087	1,750,717
Sekundarna mreža	2,584,676	1,932,648	4,107,159	10,746,343	7,048,237	5,830,570
AMM i mjerna mjesta	336,134	14,241,853	14,501,630	6,039,441	16,959,963	11,871,331
Ostale investicije	725,840	25,245	727,942	911,813	553,500	332,143
Ostala osnovna sredstva	436,973	3,695,686	647,907	812,539	637,101	1,504,020
Otkup zemljišta	50,000	0	100,000	0	100,000	0
Program otkupa EEIS	0	0	0	0	0	51,132
<b>Ukupno</b>	<b>4,940,009</b>	<b>23,033,518</b>	<b>24,310,413</b>	<b>21,635,662</b>	<b>31,494,888</b>	<b>21,339,913</b>

Tabela 2-7 Pregled odobrenih i realizovanih sredstava po kategorijama za period 2019-2021. godina

[EUR]	2019		2020		2021	
	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano
Primarna mreža	3,975,858	1,303,538	1,890,050	5,081,268	3,310,250	3,274,021
Sekundarna mreža	11,397,098	5,222,300	6,426,010	3,347,131	9,168,499	3,070,124
Revitalizacija SN i NN mreže	12,100,000	6,783,839	11,300,000	14,794,095	9,100,000	9,769,416
AMM i mjerna mjesta	1,374,760	15,365,343	1,889,000	5,770,599	2,040,500	943,285
Ostale investicije i Ostala osnovna sredstva	2,485,548	4,182,217	5,270,327	4,187,753	5,232,450	1,201,664
Nepredviđeni projekti			907,559	471,554	939,495	865,150
Otkup zemljišta				8,635		
Otkup EEI	6,124,519	733,861	13,641,964	3,601,412	13,487,472	289,190
<b>UKUPNO:</b>	<b>37,457,783</b>	<b>33,591,098</b>	<b>41,324,910</b>	<b>37,262,447</b>	<b>43,278,666</b>	<b>19,412,850</b>

Grafički prikaz ovih tabela predstavljen je na sljedećoj slici (Slika 2-4).



Slika 2-4 Ukupna odobrena i realizovana sredstva po godinama od 2012. do 2021. godine

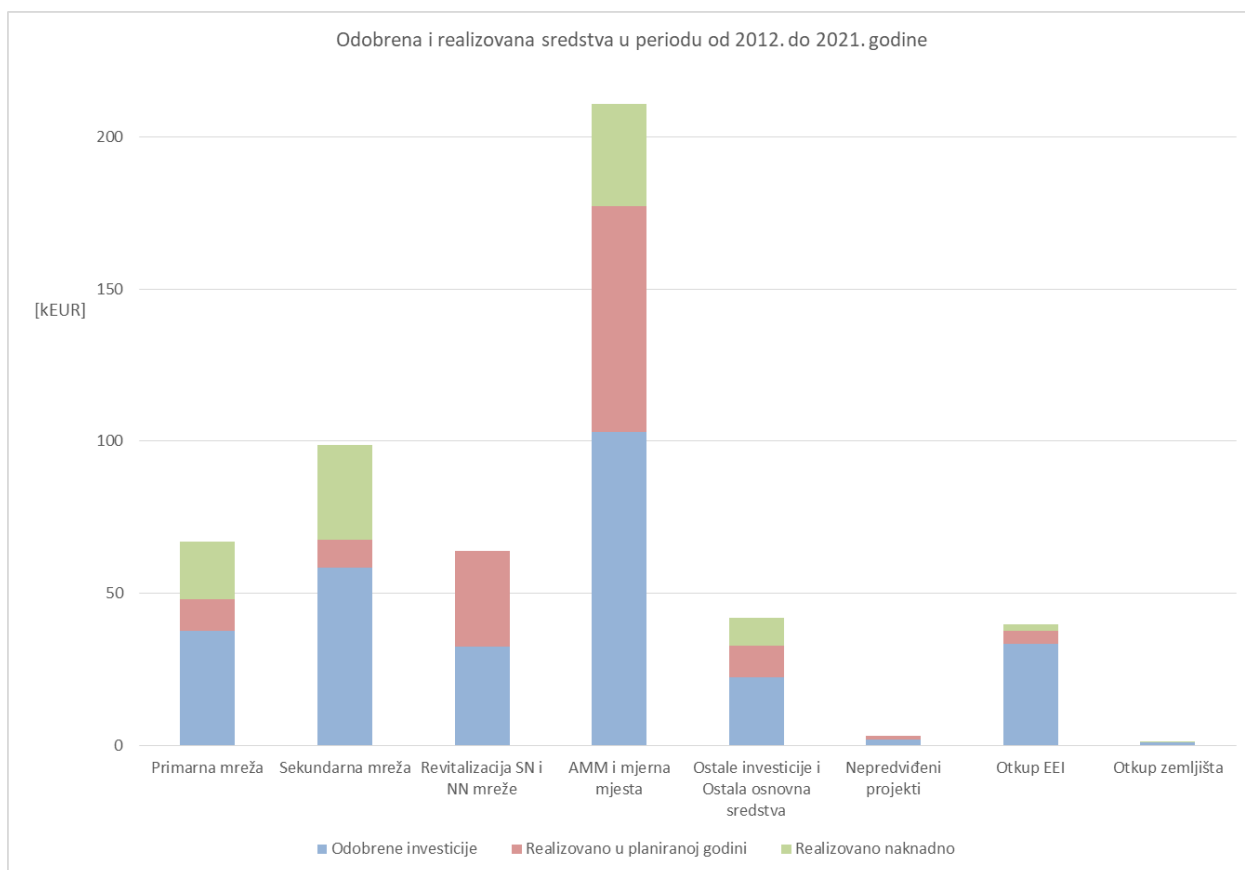
Na osnovu prethodno navedenog može se zaključiti da realizacija investicija često ne prati dinamiku planiranu Investicionim planovima. Ovo je posebno naglašeno kod velikih projekata, kao što su projekti u primarnoj mreži, kod kojih realizacija teče dosta sporije od očekivane. Kumulativna sredstva uložena prema planiranoj dinamici i naknadno realizovana sredstva (van dinamike planirane Investicionim planovima) po kategorijama je prikazana u sljedećoj tabeli prikazana su u sljedećoj tabeli (Tabela 2-8). Ista su grafički prikazana na narednoj slici (Slika 2-5).

Tabela 2-8 Kumulativni pregled ukupnih investicija i realizacije za period 2012-2021. godina

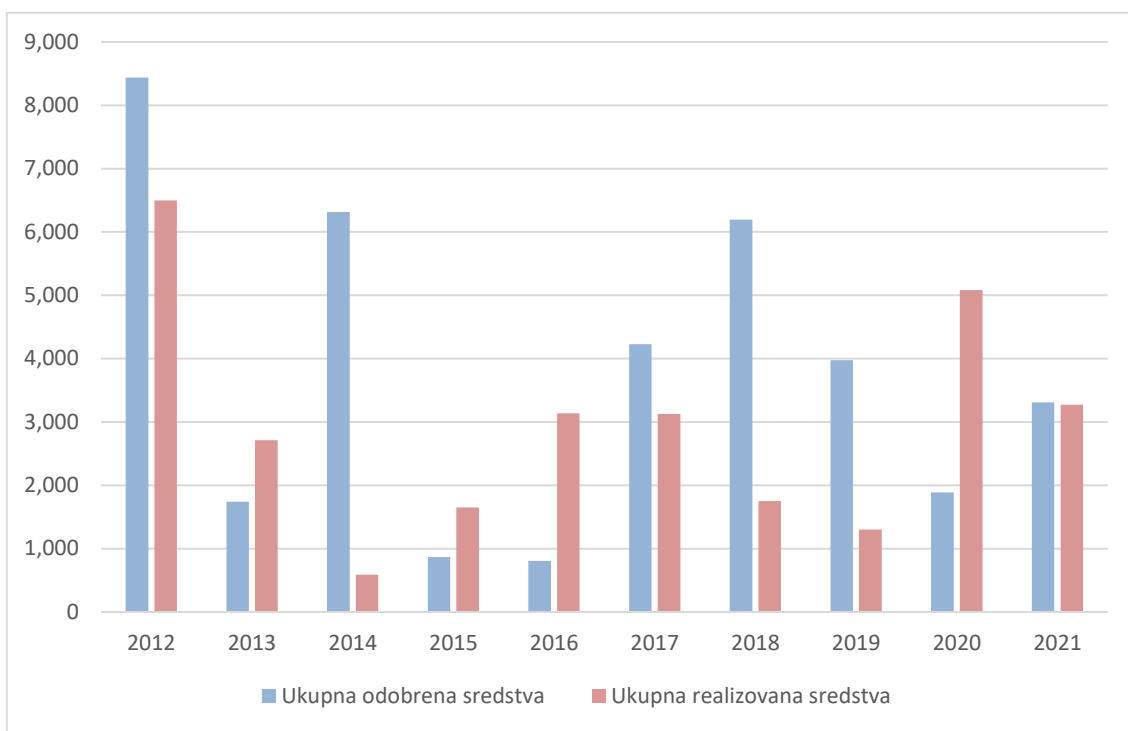
[kEUR]	Ukupno			Ukupno realizovano
	Odobrene investicije	Realizovano u planiranoj godini	Realizovano naknadno	
Primarna mreža	37,766	10,247	18,870	29,117
Sekundarna mreža	58,289	9,436	30,930	40,367
Revitalizacija SN i NN mreže	32,500	31,347	0	31,347
AMM i mjerna mjesta	103,008	74,289	33,634	107,923
Ostale investicije i Ostala osnovna sredstva	22,455	10,141	9,393	19,534
Nepredviđeni projekti	1,847	1,337		1,337
Otkup EEI	33,254	4,261	2,389	6,650
Otkup zemljišta	860		9	9
<b>UKUPNO:</b>	<b>289,979</b>	<b>141,059</b>	<b>95,225</b>	<b>236,283</b>

Može se zaključiti da u Investicionim planovima CEDIS-a dominiraju tri kategorije. To su investicije u primarnoj mreži, investicije u sekiundarnoj mreži i investicije za AMM i mjerna mjesta. Od 2019. godine izdvaja se i projekat Revitalizacije SN i NN mreže, koji bi se prema dijelu mreže koji se revitalizuje mogao svrstati i u kategorija investicija u sekundarnoj mreži.

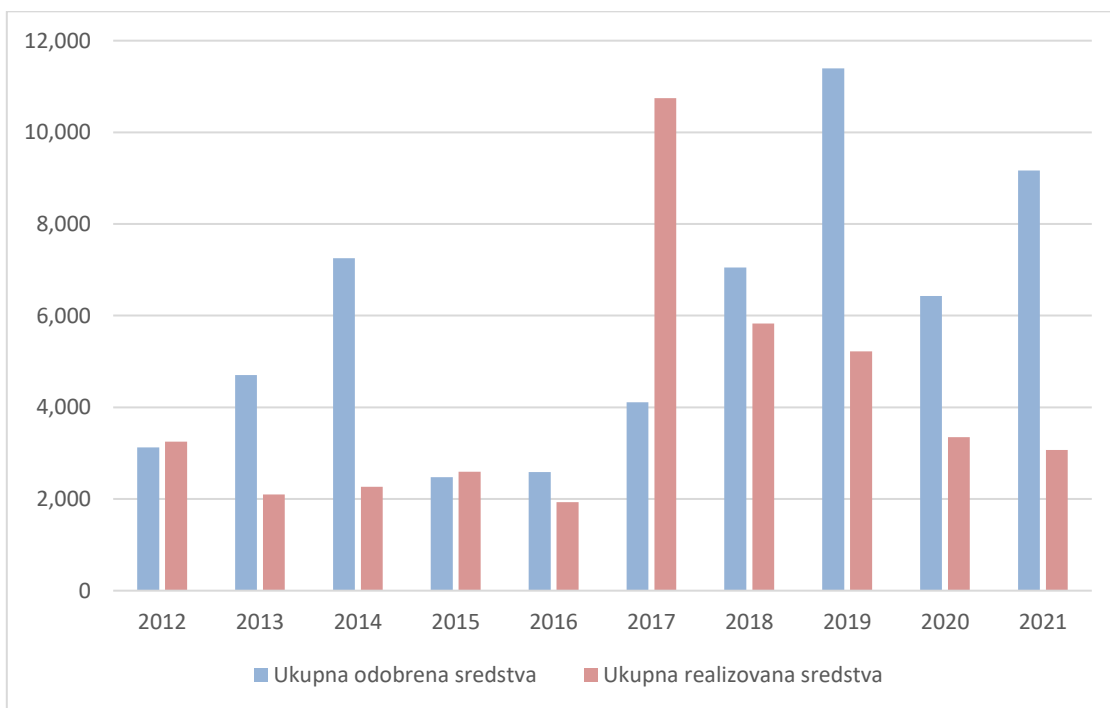
Grafički prikaz odobrenih i realizovanih sredstava po godinama za svaku od ovih kategorija prikazana je na slikama ispod (Slika 2-6, Slika 2-7 i Slika 2-8).



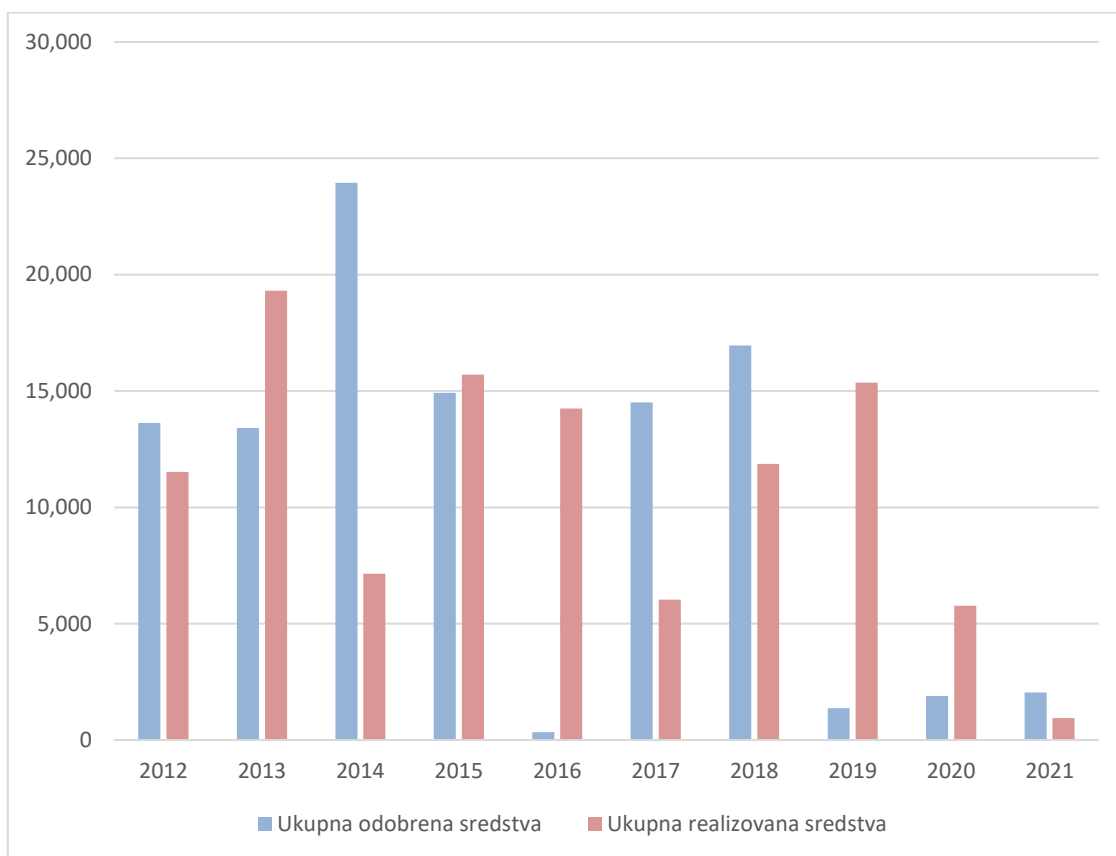
Slika 2-5 Sredstva uložena prema planiranoj dinamici i naknadno realizovana sredstva po kategorijama



Slika 2-6 Ukupna odobrena i realizovana sredstva na nivou primarne mreže



Slika 2-7 Ukupna odobrena i realizovana sredstva na nivou sekundarne mreže



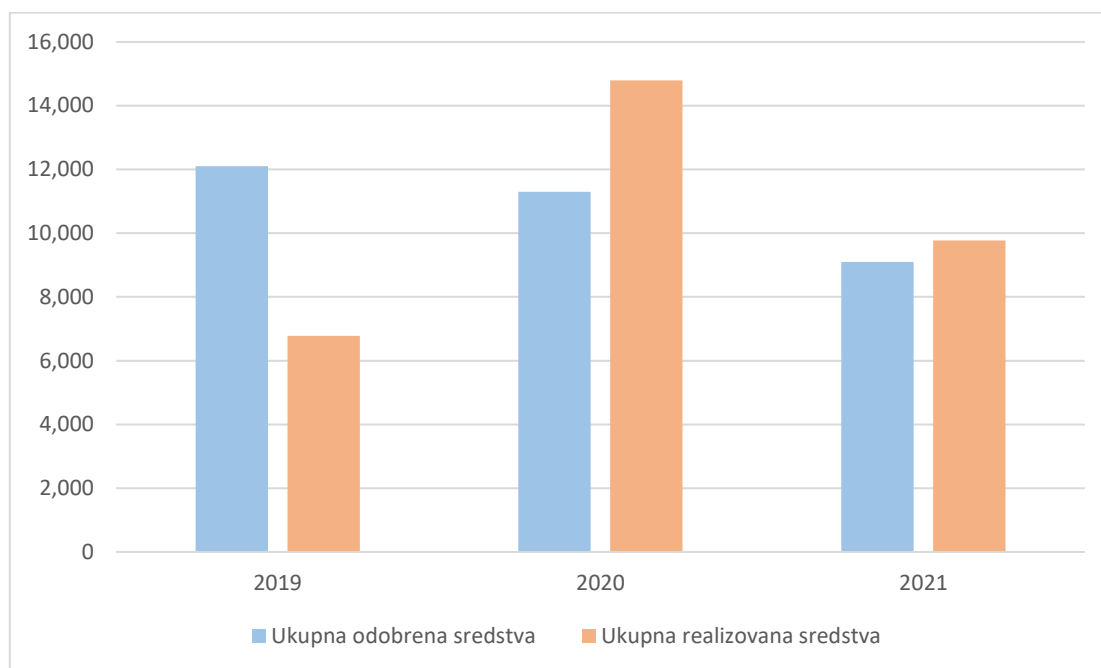
Slika 2-8 Ukupna odobrena i realizovana sredstva za AMM i mjerna mjesta

Iz grafičkih prikaza se može vidjeti da je najslabija realizacija projekata u primarnoj mreži. Iako je u nekim godinama poput 2013, 2015, 2016 ili 2020. godine realizacija ovih projekata na mnogo višem nivou od planiranog, u drugim godinama ona često ne dostiže ni 50% odobrenih sredstava.

Udio realizovanih sredstva u planiranim značajno je bolji kod projekata sekundarne distributivne mreže, gdje on rijetko pada ispod 50%, naravno sa izuzetkom 2014. godine za koju je već rečeno da je imala nestandardno nisku ukupnu realizaciju.

Za razliku od prethodne dvije kategorije kod kojih je realizacija projekata često bila otežana, realizacija investicija za mjerna mjesta, mjerna sredstva i realizacija AMM projekata, uglavnom je tekla svojom predviđenom dinamikom. Ovdje se međutim pojavljuju odstupanja u smislu mnogo većih potreba CEDIS-za ulaganjima ovih projekata nego što je to odobreno Investicionim planovima.

Na kraju treba se osvrnuti i na projekat Revitalizacije SN i NN mreže koji je otpočeo 2019. godine (Slika 2-9). Kroz ovaj projekat planirana je revitalizacija 10 kV dalekovova, stubnih trafostanica i niskonaponskih mreža širom Crne Gore. Ukupna realizacija ovog projekta za tri godine iznosi je 96%, a sami projekat se pokazao izuzetno značajnim za poboljšanje naponskim prilika i kvaliteta pisanja potrošača.



Slika 2-9 Ukupna odobrena i realizovana sredstva za Revitalizacija SN i NN mreže

## 2.6. Analiza gubitaka energije i snage

U okviru ovog poglavlja biće dat osvrt na rezultate Studije smanjenja gubitaka snage i energije u elektrodistributivnim mrežama Crne Gore (maj 2022). Gubici električne energije predstavljaju važnu količinu energetske snage u prenosnim i distributivnim mrežama. Smanjenje gubitaka ima sve važniju ulogu, kako zbog finansijske održivosti, tako i zbog poboljšanja kvaliteta i pouzdanosti sistema. Pored unaprjeđenja energetske efikasnosti i značajnih ekonomskih efekata, postoji i velika ekološka korist od smanjenja gubitaka energije.

Značaj analize gubitaka proističe iz potrebe njihovog smanjivanja, kako u fazi projektovanja tako i procesu eksploatacije elektroenergetskih mreža i sistema (EES) i njihovih elemenata. Visoki gubici, naročito u elektrodistributivnim (ED) mrežama, su pravi indikator neusklađenog razvoja mreže sa rastućim potrebama konzuma. Prvi korak u procesu smanjenja gubitaka na ED mreži je proračun gubitaka na osnovu dostupnih informacija o mrežnoj infrastrukturi, kupcima i njihovoj potrošnji.

Tehnički tj, fizički gubici u elementima EES-a mogu se podijeliti na konstantne gubitke (zavisne od napona) i varijabilne gubitke (zavisne od struje). Stalni gubici su posljedica održavanja EES-a u stanju stalne pogonske spremnosti za snabdijevanje kupaca električnom energijom. To su gubici u gvožđu transformatora, zatim dielektrički gubici kablova i kondenzatorskih baterija. Varijabilni gubici zavise od stepena opterećenja, tj. proporcionalni su kvadratu struje. Kao rezultat navedene činjenice da su za istu snagu struje obrnuto srazmjerne mrežnom naponu, gubici u prenosnim mrežama manji su od gubitaka u ED mrežama.

S druge strane, netehnički gubici sadrže električnu energiju koja je isporučena kupcima, ali nije izmjerena. Uglavnom su uzrokovani sopstvenom potrošnjom operatora, neovlašćenom potrošnjom (krađom), kao i greškama u mjerenju, naplati i obradi očitanih podataka sa brojila kupaca. Takođe su prisutne i greške usljed vremenskog pomaka između očitavanja brojila na ulazu u sistem (preuzeta energija) i kod krajnjih potrošača (realizovana energija).

Poseban problem kod određivanja gubitaka u ED mrežama je (ne)mogućnost njihovog određivanja mjerenjima. Dok se u prenosnim mrežama, po pravilu, provode kontinuirana mjerenja na pojedinim djelovima mreže, u ED mrežama, zbog velikog broja elemenata, to nije slučaj, pogotovo na niskom naponu.

Pored toga, tehničke gubitke u prenosnim mrežama moguće je mnogo tačnije odrediti računskim putem od gubitaka u ED mrežama. Sa aspekta obima neophodne informacione osnove i same kompleksnosti po broju elemenata i varijantnosti metoda, proračuni električnih gubitaka u ED mrežama spadaju u najdelikatnije proračune EES-a uopšte.

Efekat distribuirane proizvodnje na gubitke je sve važnije pitanje koje može dovesti do dva suprotna efekta u vezi sa gubicima u ED mreži. Ako se decentralizovani izvori energije nalaze blizu tačke potrošnje i ako se proizvodnja poklapa sa potrošnjom, distribuirana proizvodnja doprinosi smanjenju gubitaka energije. Ako se distribuirana proizvodnja nalazi daleko od centara potrošnje, ili ako se proizvodnja ne poklapa sa potrošnjom, gubici se mogu povećati. Glavni razlog za to je povećana udaljenost za tokove snage.

Na tehničke gubitke u velikoj mjeri utiče promjena arhitekture mreže koja mora uzeti u obzir značajno povećanje distribuirane proizvodnje, dok na tehničke gubitke može snažno uticati povećana upotreba pametnih brojlara, između ostalog. Veća stopa penetracije pametnih brojlara dovodi do smanjenja krađe električne energije i preciznijeg evidentiranja potrošnje električne energije.

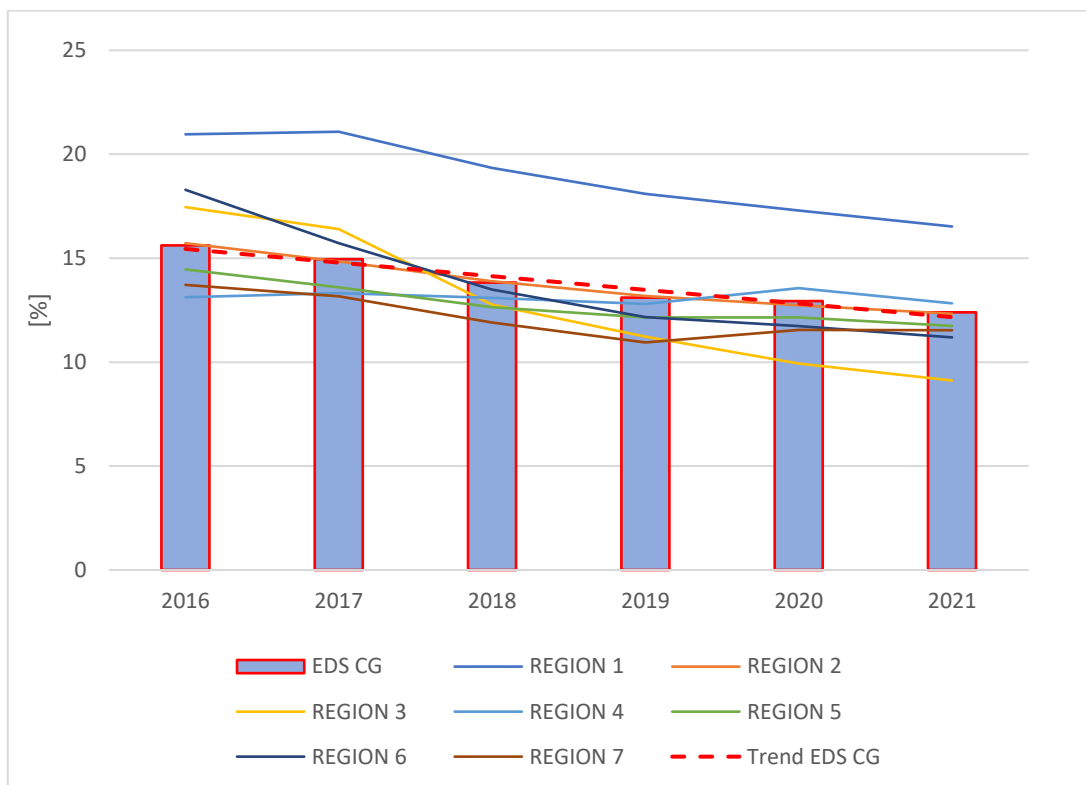
U državama EU prisutne su značajne razlike u prosječnom nivou gubitaka koji se kreću u rasponu od 1% do 13,5 %. Procentualni iznos ukupnih (tehničkih i komercijalnih) gubitaka u ED mrežama Crne Gore je u prethodnih pola vijeka permanentno iznad 12% primljene energije na pragu distribucije. U 2005. i 2006. godini gubici su dostigli veoma visok nivo od 29%, da bi nakon 2006. godine permanentno opadali na nivo od 12,39 %, ili na 354,5 GWh 2021. godine. Međutim u pojedinim ED regionima gubici su još uvijek znatno iznad prosječnih.

Tabela 2-9 Preuzeta energija, isporučena energija po kategorijama potrošnje i gubici za EDS CG, 1980-2021.g.

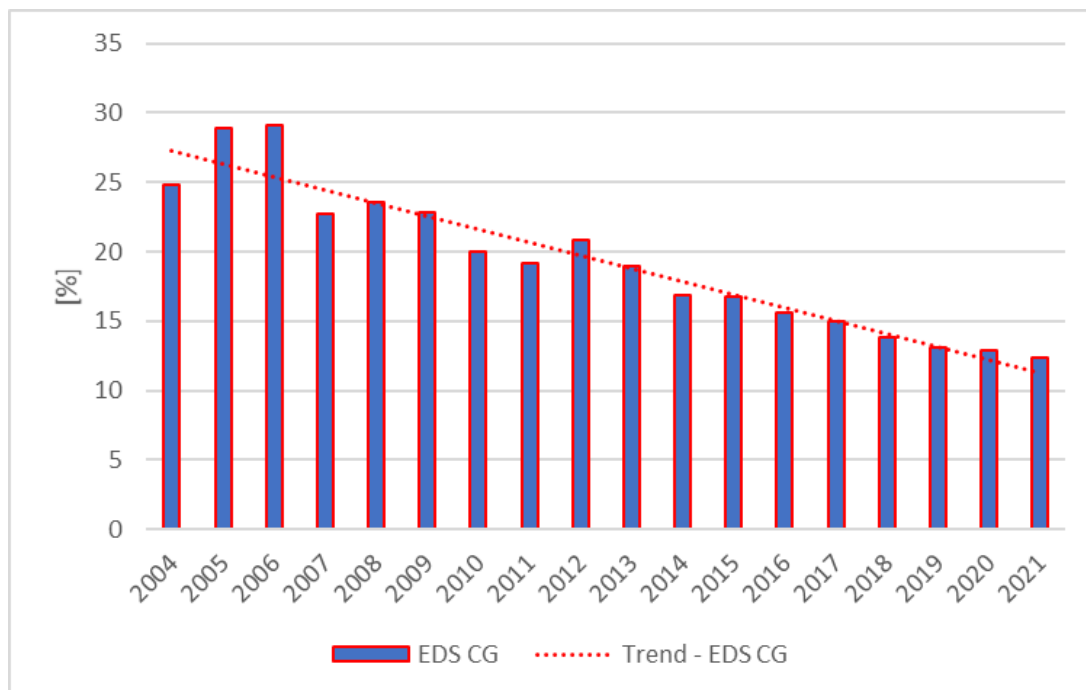
EDS CG Godina	Preuzeta en. (GWh)	Isporučena energija (GWh)					Gubici (GWh)	Gubici (%)
		DOM	OP	10 kV	35 kV	Ukupno		
1980	818,5	362,0	155,2	133,1	51,4	701,7	116,8	14,27
81	893,8	405,1	156,9	144,6	66,7	773,3	120,5	13,48
82	933,7	434,2	161,1	153,6	62,3	811,2	122,5	13,12
83	969,9	439,0	166,4	165,3	64,9	835,6	134,3	13,85
85	1034,0	439,5	158,3	186,9	85,8	870,5	163,5	15,81
85	1070,3	435,6	182,2	204,2	98,0	920,0	150,3	14,04
86	1133,5	453,2	195,5	213,8	102,8	965,3	168,2	14,84
87	1208,1	489,7	211,6	236,7	95,3	1033,3	174,8	14,47
88	1209,0	487,0	211,2	243,0	77,3	1018,5	190,5	15,76
89	1211,2	489,8	200,2	237,6	78,8	1006,4	204,8	16,91
1990	1236,1	533,4	208,4	213,3	78,1	1033,2	202,9	16,41
91	1305,8	611,6	229,2	186,8	76,2	1103,8	202,0	15,47
92	1351,5	650,5	216,0	179,5	79,3	1125,3	226,2	16,74
93	1429,2	727,4	221,8	154,6	68,8	1172,6	256,6	17,95
94	1502,8	787,3	200,8	163,8	66,0	1217,9	284,9	18,96
95	1617,1	858,0	223,9	169,2	62,8	1313,9	303,2	18,75
96	1726,4	925,8	230,6	171,8	73,7	1401,9	324,5	18,80
1997	1794,8	921,2	238,2	181,4	79,4	1420,2	374,6	20,87
98	1851,6	940,1	236,8	180,0	83,1	1440,0	411,7	22,23
99	1881,1	964,5	256,7	158,5	84,9	1464,5	416,6	22,14
2000	1970,9	992,3	279,8	169,8	86,2	1528,1	442,8	22,47
01	2077,8	1038,6	286,2	251,8	91,8	1668,4	409,4	19,71
02	2077,1	1011,6	292,8	262,1	110,8	1677,3	399,8	19,25
03	2196,6	1043,4	308,1	261,6	101,3	1714,3	482,3	21,96
04	2212,1	1046,0	320,1	211,3	86,5	1663,9	548,2	24,78
05	2309,8	1040,4	324,0	191,9	85,0	1641,2	668,5	28,94
06	2385,8	1104,7	327,7	174,3	85,8	1692,5	693,3	29,06
07	2333,8	1155,0	365,0	197,1	85,4	1802,6	531,1	22,76
08	2472,9	1191,4	400,7	222,0	75,7	1889,8	583,0	23,58
09	2501,5	1210,3	415,1	234,9	71,1	1931,5	570,0	22,79
2010	2516,2	1259,7	424,1	252,6	76,9	2013,3	502,9	19,99
11	2563,7	1244,4	453,5	286,4	87,5	2071,8	491,9	19,19
12	2596,3	1225,2	453,3	292,8	83,8	2055,2	541,1	20,84
13	2530,2	1216,6	459,5	294,8	79,6	2050,5	479,6	18,96
14	2447,7	1201,0	459,4	292,6	82,7	2035,6	412,1	16,83
15	2607,6	1261,3	498,1	321,5	91,0	2171,9	435,7	16,71
16	2587,3	1251,1	516,1	328,7	87,4	2183,3	404,0	15,62
17	2670,3	1285,9	543,9	348,6	92,4	2270,8	399,6	14,96
18	2686,2	1272,1	583,1	361,9	97,4	2314,5	371,6	13,83
19	2718,3	1290,3	579,3	375,1	96,5	20,9	356,1	13,10
20	2543,6	1241,1	516,4	328,6	99,2	29,5	328,8	12,93
21	2788,6	1336,9	573,1	359,8	104,2	69,1	345,5	12,39

Visoki gubici, naročito u ED mrežama, su pravi indikator nerazvijenosti mreže i karaktera konzuma. Poslednjih 15-tak godina konzum je, upravo, intenziviran u kategorijama potrošača na niskom naponu, prvenstveno zbog povećanog učešća električnog grijanja i hlađenja u domaćinstvima i ostaloj potrošnji, t.j. na onim slabije razvijenim mrežnim nivoima na kojima se i u normalnim prilikama javljaju najveći gubici. Na primjer, učešće potrošnje na niskom naponu (domaćinstva i ostala potrošnja) u realizovanoj energiji u periodu od 2004.-2018. kreće se u opsegu 80-84 %.

Na osnovu prethodnih podataka dati su uporedni dijagrami udjela gubitaka nivou EDS Crne Gore za period 2004-2021. godina (Slika 2-10 i Slika 2-11). Sa slike se može uočiti da je trend promjene gubitaka na nivou EDS Crne Gore opadajući.



a)



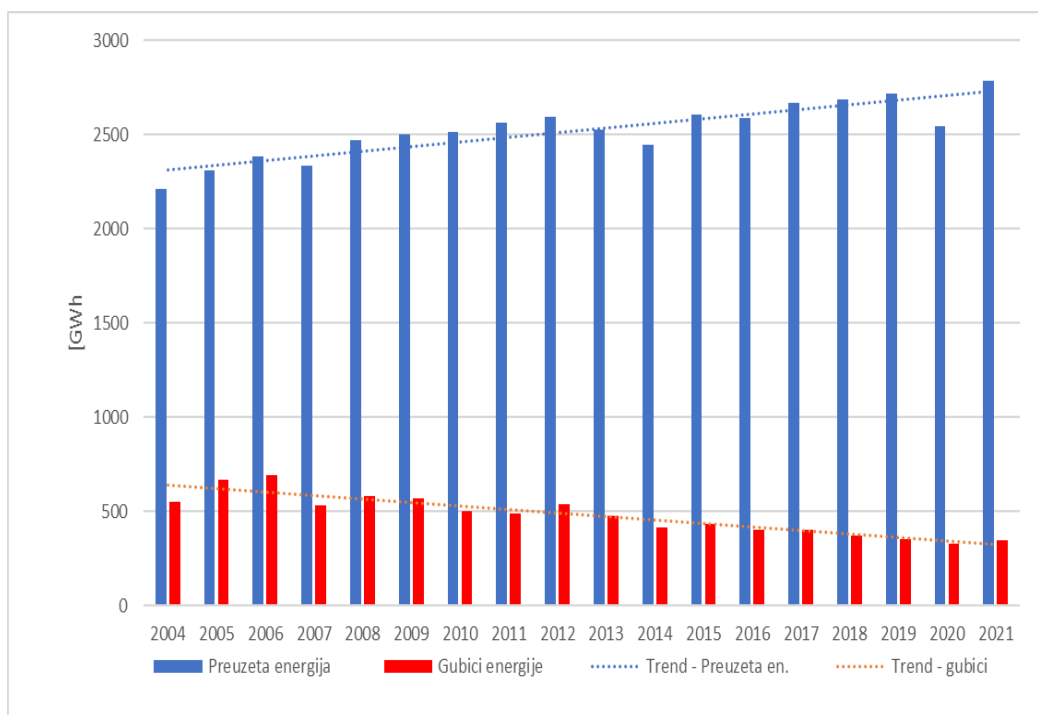
b)

Slika 2-10 Procentualni gubici regiona za period 2016. – 2021.(a) i EDS Crne Gore za 2004-2021. g. (b)

Udio gubitaka na nivou EDS Crne Gore je približno prepolovljen u odnosu na prve godine posmatranog perioda (2004.-2021.). Iako sve regione prati opadajući trend, kod nekih je on izraženiji, i može se uočiti da u prvoj polovini posmatranog perioda prilično osciluje u odnosu na drugu polovinu kada dolazi do stabilizacije i trenda konstantnog smanjenja udjela gubitaka. Razlog za ovakve prilike treba tražiti u načinu monitoringa mjernih podataka, tj. u prvoj polovini posmatranog perioda nije bilo napredne mjerne infrastrukture (AMM sistem), pa je problem jednovremenog praćenja mjerenja potrošnje energije bio izražen.

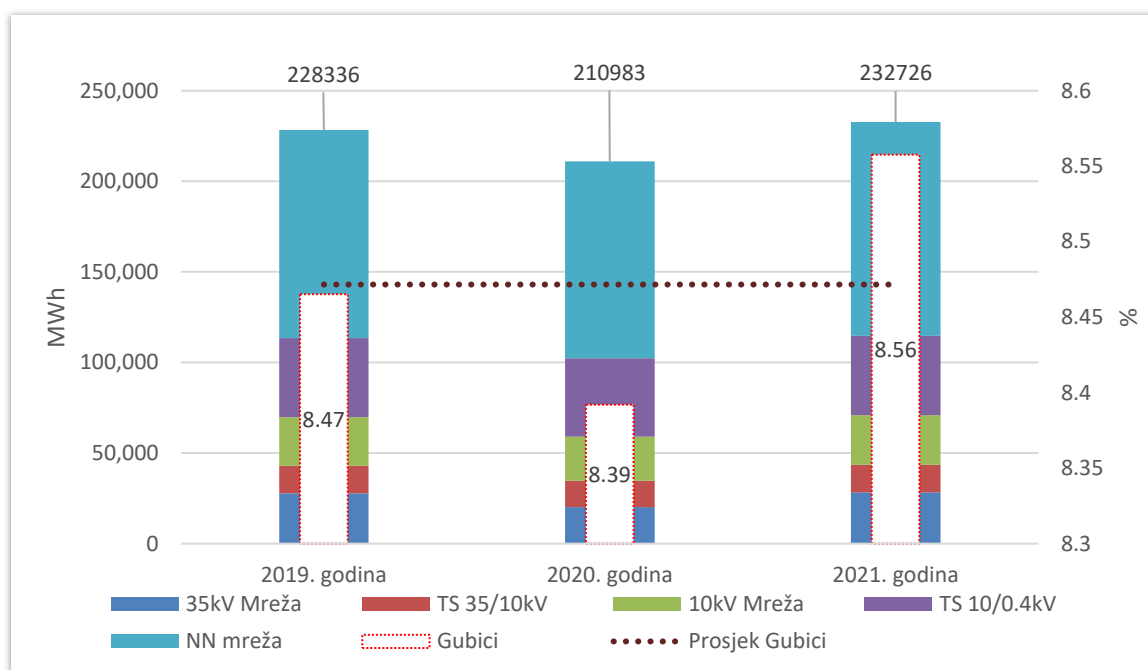
Važno je istaći da trend smanjenja gubitaka na nivou EDS Crne Gore praktično se preklapa sa trendom koji karakteriše Region 2 što je i očekivano uzimajući u obzir da njemu odgovara ubjedljivo najveći dio konzuma u odnosu na ostale regione, pa se ova okolnost može koristiti za brzu procjenu udjela gubitaka na nivou EDS Crne Gore. Takođe, sa iste slike može se uočiti da svi regioni osim Regiona 2 na kraju posmatranog perioda dostižu vrlo približne vrijednosti udjela gubitaka i karakteriše ih nešto snažniji trend smanjenja. Iako Region 2 karakteriše značajno razuđen konzum (najrazuđeniji u odnosu na sve ostale regione) i pripadajuća dužina mreže niskog presjeka, što za posljedicu ima i povišene tehničke gubitke, evidentno je da postoji prostor za dodatno snižavanje udjela gubitaka jer ostale sjeverne regione karakterišu slične osobine konzuma i mreže a imaju povoljnije vrijednosti udjela gubitaka.

Ako se posmatraju apsolutni iznosi preuzete energije i ukupnih gubitaka (Slika 2-11), evidentan je rastući trend količine preuzete energije (prosječna stopa rasta od približno 1,5 %, izuzimajući 2020. godinu iz poznatih razloga), a opadajući trend ukupnih gubitaka energije. Dakle, i pored što raste preuzeta energija i opterećenje mreže, nivo ostvarenih gubitaka se smanjuje u apsolutnom iznosu (prosječna stopa rasta od približno -2,4 %) što je rezultat konstantnog unaprjeđivanja monitoringa potrošnje energije i razvoja mrežnih kapaciteta u cilju poboljšanja sigurnosti i efikasnosti snabdijevanja električnom energijom.



Slika 2-11 Preuzeta energija i ukupni gubici na nivou EDS Crne Gore za period 2004-2021

Rezultati proračuna nivoa tehničkih gubitaka za period 2019-2021. godina su prikazani na slici koja slijedi (Slika 2-12).



Slika 2-12 Uporedni pregled nivoa i strukture gubitaka po djelovima mreže za period 2019.-2021. godina

Posmatrajući ostvarenje gubitaka energije za period 2019-2021. godina, može se uočiti da je najveći nivo gubitaka postignut u 2021. godini (232,723 GWh), što se može dovesti u vezu sa preuzetom energijom i opterećenjem konzuma koji su na nivou regiona i na nivou EDS Crne Gore bili najveći u posmatranom periodu. U ostalim godinama, naročito u toku 2020. godine iz poznatih razloga, su izmjerene manje potrošnje energije i opterećenja konzuma, pa su i praćeni nižim gubicima energije. Ako se uzme u obzir nivo odobrenih gubitaka iz prethodnog perioda, može se uočiti da je u 2020. godine nivo gubitaka bio niži, dok je u 2021. godini iznad.

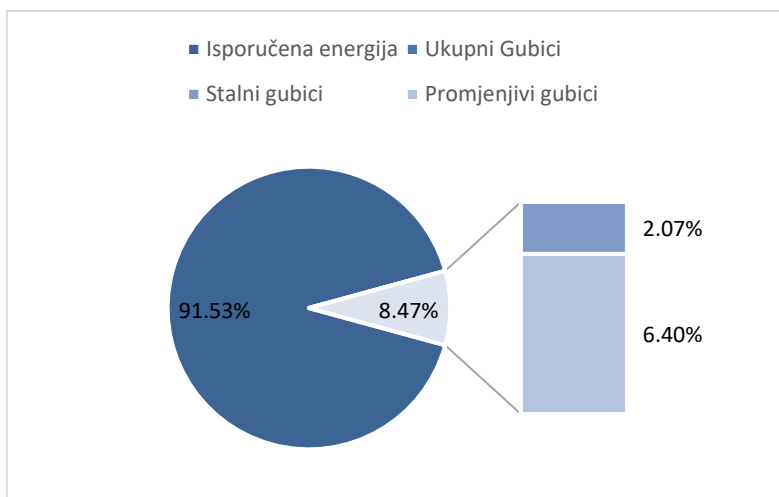
Ako se posmatra udio gubitaka u ukupnoj preuzetoj energiji, onda oni u posmatranim godinama perioda iznosi, 8,47 %, 8,39% i 8,56 %, respektivno. Prosječni gubici za navedene tri godine iznose 8,47%. Evidentno je da povećanje i smanjenje potrošnje energije i angažovanja snage utiču na gubitke u mreži više od preduzetih mjera za povećanja mrežnih kapaciteta, poboljšanje uklopnog stanja s aspekta opterećenosti mreže, konfiguracije, upravljanja, ali i monitoringa potrošnje energije i opterećenja, što rezultira trendom stagnacije u pogledu poboljšanja efikasnosti snabdijevanja potrošača.

Struktura gubitaka po djelovima elektrodistributivne mreže je konstantna u posmatranom periodu, pa u cilju pouzdanijeg predstavljanja trenda promjene gubitaka u posmatranom periodu 2019-2021. godinu izvršeno je uprosječavanje vrijednosti gubitaka energije po elementima elektrodistributivne mreže (Tabela 2-10) i dati prikazi strukture gubitaka prema tipu i mjestu nastanka (Slika 2-13 i Slika 2-14).

Tabela 2-10 Struktura gubitaka energije u odnosu na mjesto nastajanja za ED Crna Gora – prosjek 2019-2021. godina

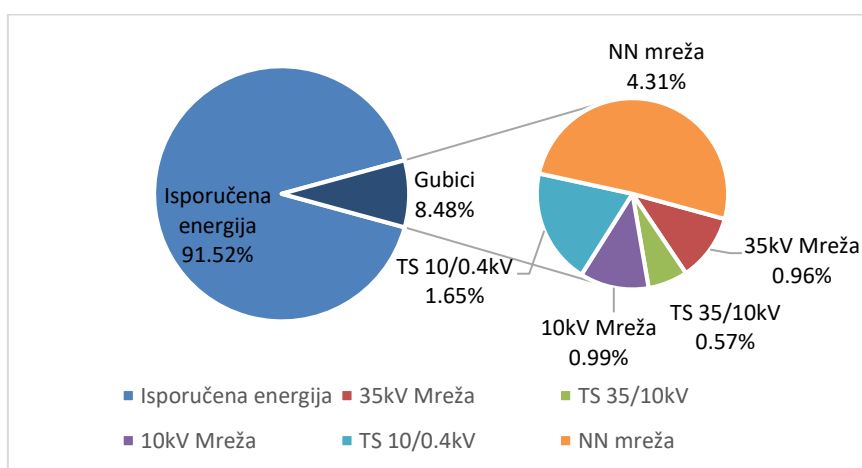
Mjesto nastanka:	Stalni gubici			Varijabilni gubici			Ukupni gubici		
	kWh	%	% uk. gub	kWh	%	% uk.gub.	kWh	%	% uk.en g
35 kV mreža	809398	1,48	0,03	24596554	14,54	0,93	25405951	11.34	0.96
TS 35/10	10375215	18,93	0,39	4582711	2,71	0,17	14957926	6.68	0.57
10 kV mreža	749183	1,37	0,03	25410749	15,02	0,96	26159932	11.68	0.99
TS 10/0,4	38633222	70,50	1,46	4999217	2,95	0,19	43632439	19.48	1.65
NN mreža	4229541	7,72	0,16	109629291	64,79	4,15	113858832	50.83	4.31
Ukupno	54796559	100	2.07	169218521	100	6.40	224015080	100	8.47

Kada se posmatra prosjek realizovanih gubitaka po elementima elektrodistributivne mreže dolazi se do ukupne vrijednosti gubitaka energije od 224,015 GWh kome odgovara udio od 8,47 %. U strukturi gubitaka energije dominantan udio imaju gubici usljed opterećenja (6,4 %), a u okviru stalnih gubitaka dominiraju gubici u transformaciji 10/0,4 kV.



Slika 2-13 Isporučena energija i struktura gubitaka energije u ED Crna Gora – prosjek 2019-2021. godina

Kada su elementi elektrodistributivne mreže u pitanju, najveće učešće u ukupnim gubicima energije ima NN mreža (52,02 %), a za njom slijedi transformacija 10/0,4 kV (19,67 %) koje se izdvajaju kao dva osnovna žarišta koja treba adresirati odabranim mjerama za smanjenje tehničkih gubitaka. Međutim, važan prostor za poboljšanje efikasnosti postoji i u SN mreži koje imaju približno isto učešće u ukupnim gubicima energije (35 kV i 10 kV mreža, sa učešćem od 9,88% i 11,68% respektivno). Najmanje učešće u gubicima energije odgovara transformaciji 35/10 kV i to njoj pripadajućim stalnim gubicima.



Slika 2-14 Isporučena energija i struktura gubitaka energije prema mjestu nastanka za EDS Crna Gora – prosjek 2019-2021. godina

Dakle, nivo prosječnih tehničkih gubitaka energije u posmatranom periodu u EDS Crna Gore 8,47 %. Pritom, gubici energije u regionima iz primorskog dijela Crne Gore sa izrazito gradskim karakteristikama mreže i konzuma su značajno manji od gubitaka u regionima iz kontinentalnog dijela usljed dominantnih seoskih karakteristika mreže i konzuma (izražena dužina mreže usljed razučene potrošnje, manji presjek mreže, ali i

veliki broj 10/0,4 kV transformatora). Uzimajući u obzir obračunske gubitke energije koji odgovaraju proračunatim tehničkim gubicima, dobijaju se vrijednosti komercijalnih gubitaka u rasponu od 1,37- 5,25 % u 2021. godini što je značajno bolje nego 2018 (1-8%). godine.

Evidentan je trend smanjenja gubitaka u posljednjih par godina, iako ne sa istom brzinom opadanja kao kada se posmatra širi period (od 2004. godine), ali je za očekivati da će se nastaviti. Jasno je da su investicije u razvoj AMM sistema, ali i povećavanje propusne moći mreže i njena rekonstrukcija glavni razlozi za to.

## 2.7. Distribuirana proizvodnja

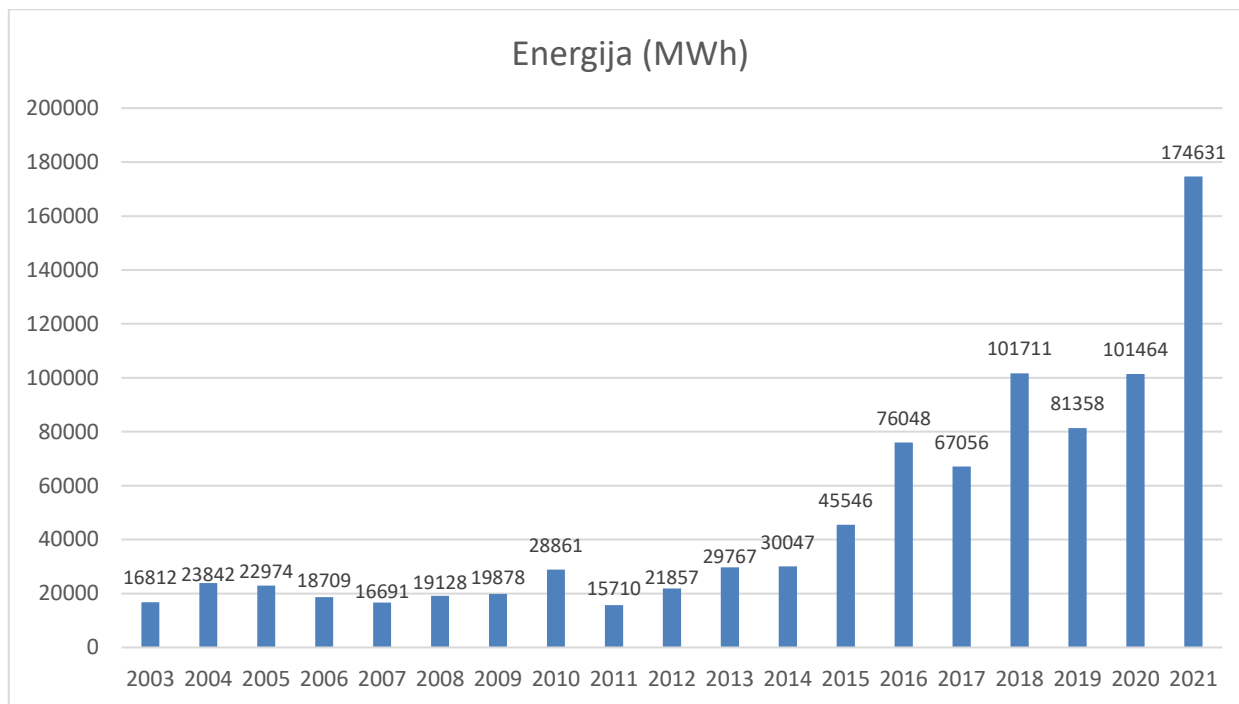
U okviru ovog poglavlja dat je osvrt na postojeće stanje i projekcije distribuirane proizvodnje priključene na EDS Crne Gore. Na elektrodistributivni sistem su priključene 38 malih hidroelektrana (mHE) i pet solarnih elektrana male snage. U sljedećoj tabeli navedeni su osnovni tehničke karakteristike ovih elektrana (Tabela 2-11), a na slici je data ostvarena proizvodnja u periodu 2003-2021. godina (Slika 2-15).

Tabela 2-11 Tehnički podaci o distribuiranim izvorima u Crnoj Gori u 2021 godini

R.b.	Proizvođač/proizvodni objekat	Mjesto i naponski nivo predaje električne energije u sistem	Odobrena priključna snaga (kVA)
1	mHE „Rijeka Mušovića“	ulaz/izlaz na postojeći DV 35 kV Brezna-Jezerine	1950 (3×650)
2	mHE „Podgor“	TS 35/6 kV Podgor	465
3	mHE „Šavnik“	10 kV RP mHE	200 (2×100)
4	mHE „Rijeka Crnojevića“	TS 35/10 kV Rijeka Crnojevića	650
5	mHE „Lijeva Rijeka“	0.4 kV RP mHE	110
6	mHE „Jezerštica“	35 kV ćelija u TS 35/10 kV Rudeš, preko 35 kV RP „Buče“ (sistem od 8 elektrana)	1200
7	mHE „Spalevići“		732
8	mHE „Bistrica“		6268
9	mHE „Rmuš“		575
10	mHE „Orah“		1100
11	mHE „Šekular“		1850
12	mHE „Jelovica 1“		3650
13	mHE „Jelovica 2“		800
14	mHE „Jara“	35 kV ćelija u TS 35/10 kV Plav. (Sistem od 2 elektrane)	5400
15	mHE „Babino Polje“		2460
16	mHE „Piševska“	10 kV ćelija u TS 110/35/10 kV Andrijevića, preko 10 kV RP „Piševska“. (Sistem od 2 elektrane)	1200
17	mHE „Šeremet“		990
18	mHE „Bistrica Majstorovina“	10 kV ćelija u TS Ribarevine	4000
19	mHE „Vrelo“	ulaz/izlaz na 35 kV dalekovod Medanovići -Čokrlije	720
20	mHE „Ljevak“	ulaz/izlaz na 35 kV dalekovod Slatina Dobrilovina	670

R.b.	Proizvođač/proizvodni objekat	Mjesto i naponski nivo predaje električne energije u sistem	Odobrena priključna snaga (kVA)
21	mHE „Paljevinska“	10 kV ćelije u TS 35/10 kV Jezerine (J05)	650
22	mHE „Bukovica“	ulaz/izlaz na 10 kV DV Drijenak Trebaljevo.	350
23	mHE „Lipovska Bistrica“	ulaz/izlaz na postojeći 10 kV dalekovod Drijenak – Gornje Lipovo.	1041
24	mHE „Pecka“	ulaz/izlaz na postojeći 10 kV dalekovod Skrbuša – izvod iz TS 35/10 kV Breza	960 (ograničena na 400)
25	mHE „Kutska 1“	35 kV ćelija u TS110/35/10 kV Andrijevića, preko 35 kV RP „Buče“	2200
26	mHE „Kutska 2“		1000
27	mHE „Mojanska 1“		2000
28	mHE „Mojanska 2“		1500
29	mHE „Mojanska 3“		1000
30	mHE „Umski potok“		550
31	mHE „Štitska rijeka“		990
32	mHE „Krkori“		420
33	mHE „Bradavec“		1200
34	mHE „Vrbnica“		Ulaz/izlaz na postojeći 35 kV DV „Brezna - Plužine.“
35	mHE „Mišnjića potok“	Dalekovodni stub broj 3 u trasi 10 kV dalekovoda - izvod Željeznička stanica iz TS 35/10 kV Mojkovac (ulaz/izlaz)	270
36	mHE „Miolje Polje“	Dalekovodni stub u trasi 10 kV dalekovoda Dolac, izvod iz TS 35/10 kV Rudeš	350
37	mHE „Slap Zete“	T spoj na 35 kV Danilovgrad-Glava Zete	1900
38	mHE „Glava Zete“	35kV ćelije „AHA06“ ( 35 kV DV polje ka Čevu-Cetinju), „AHA07“ ( 35 kV DV polje prema Danilovgradu) i „AHA08“( 35 kV DV polje prema Kličevu- Nikšiću) u rasklopnom postrojenju Mhe.	6400
39	SE „DG“	Nova TS 10/0.4 kV „Eco Solar“ (ulaz/izlaz na postojeći DV)	996,5
40	SE „Invicta“	0.4 kV sabirnice u TS 10/0.4 kV „Lužnica 2“	416
41	SE „Bar kod“	10 kV ćelija u TS 10/0.4 kV Stovarište Čelebić	585
42	SE „Alliance“	0.4 kV sabirnice u TS 10/0.4 kV „Rasadnik“	202,8
43	SE „FSCG“	0.4 kV sabirnice u TS 10/0.4 kV „Fudbalski kamp“	34,67

Proizvodnja električne energije iz distribuiranih izvora se posljednjih godina (od 2013. godine) značajno povećala (preko 10 puta) u odnosu na proizvodnju sa početka posmatranog perioda (Slika 2-15). Dva su osnovna razloga: povećanje broja priključenih distribuiranih izvora, kao i dobre hidrološke prilike koje su omogućile veću proizvodnju električne energije. Važno je napomenuti da je većina novih distribuiranih izvora priključena na distributivnu mrežu Regiona 3 i to u neposrednoj blizini napojnih tačaka 35 kV mreže i u jednom dijelu godine proizvode više energije nego što su zahtjevi konzuma Regiona 3 što za posljedicu ima evakuaciju proizvedene energije u prenosnu mrežu.



Slika 2-15 Ukupna proizvodnja iz distribuiranih izvora u periodu 2013-2018. godina

Prema raspoloživim podacima, za očekivati je dalji rast distribuirane proizvodnje iako je teško dati pouzdanu ocjenu o dinamici ulaska u pogon novih izvora uzimajući u obzir iskustva o realizaciji investicija u nove distribuirane izvore u Crnoj Gori u prethodnom periodu (od 2013. godine). Planirana je izgradnja još 3 mHE, na osnovu važećih izdatih rješenja o saglasnosti za priključenje, čije su opšte karakteristike date u tabelama koje slijede (Tabela 2-12).

Tabela 2-12 Planirane male HE

R.b.	Vodotok mHE	Sliv	Naziv elektrane	Opština	Godina ulaska u pogon	Instalisana snaga (kVA)	Godišnja proizvodnja (MWh)
1	Bjelojevička rijeka	Tara	Bjelojevička 1	Mojkovac	2023	920	2321,67
2	Bjelojevička rijeka	Tara	Bjelojevička 2	Mojkovac	2023	2250	5594,12
3	Otilovići	-	Otilovići	Pljevlja	2024	3060	11502

S obzirom na izraženu zavisnost proizvodnje električne energije iz distribuiranih izvora (mHE) od hidroloških prilika, vrlo je teško procijeniti očekivanu vrijednost proizvodnje električne energije u budućem periodu. Osim toga, dodatnu prepreku za prognozu predstavlja neizvjesnost u pogledu trenutka ulaska u pogon planiranih distribuiranih izvora.

U skladu sa članom 96 Zakona o energetici ("Službeni list Crne Gore", br. 005/16 od 20.01.2016, 051/17 od 03.08.2017, 082/20 od 06.08.2020) na distributivni sistem je priključen 21 kupac-proizvođač (Tabela 2-13 Tabela 2-13 Lista kupaca – proizvođača). Zakonom je predviđeno da: „Krajnji kupac koji proizvodi električnu

energiju iz obnovljivih izvora ili visokoeфикаsne kogeneracije za sopstvene potrebe sa povremenom predajom viška proizvedene električne energije u distributivni sistem u postrojenju instalisane snage koja ne prelazi vrijednost priključne snage krajnjeg kupca ima pravo da proizvedenu električnu energiju troši za sopstvene potrebe, skladišti i prodaje višak proizvedene električne energije, individualno ili putem agregacije sa drugim kupcima.“

Tabela 2-13 Lista kupaca – proizvođača

R.b.	Naziv elektrane	Opština	Instalisana snaga (kW)
1	MHE Vrelo -Manastir Morača	Kolašin	12
2	SE „Vučurović“	Nikšić	2,2
3	SE „I-WINE“	Podgorica	8
4	SE „Manastir Ždrebaonik“	Danilovgrad	30
5	SE „Šuškačević 1“	Podgorica	24,90
6	SE „Šuškačević 2“	Podgorica	24,90
7	SE „EPCG“	Nikšić	302,5
8	SE „Ramel 1“	Nikšić	15
9	SE „Ramel 3“	Nikšić	15
10	SE „Prelević“	Danilovgrad	5
11	SE „Peković“	Danilovgrad	4
12	SE „Ljuljanović“	Podgorica	4
13	SE „Marković“	Cetinje	10
14	SE „Ivanović“	Podgorica	5
15	SE „Ramond“	Nikšić	30
16	SE „Electro Group“	Podgorica	25
17	SE „Uličević“	Podgorica	6
18	SE „Ening I“	Nikšić	10
19	SE „Ening II“	Nikšić	15
20	SE „Ening III“	Nikšić	20
21	SE „Ljiković“	Ulcinj	33

Osim prethodnog, kako je u toku realizacija projekta EPCG 3000+ i 500+, kao i velikog pojedinačnog interesovanja, očekuje se značajan rast proizvodnje električne energije za sopstvene potrebe. S obzirom na sve nižu cijenu prije svega fotonaponskih tehnologija, očekivano je da će u budućem periodu ovaj pristup biti atraktivan za određeni broj potrošača. ODS je napravio preporuku „Tehnički zahtjevi za priključenje malih elektrana sa invertorskim sistemima snage do 30 kVA na niskonaponski distributivni sistem CEDIS-a“. U ovom momentu u ODS u toku je izrada nove preporuke za elektrane preko 30 kVA koja će omogućiti jednostavnije sticanje statusa kupca-proizvođača i realizacije priključenja.

Korištenje obnovljivih izvora energije, poput vjetra i sunca za proizvodnju električne energije nudi alternativna rješenja za tradicionalnu proizvodnju. Kako nivo interesovanja i korišćenja fotonaponske

električne energije počinje da raste, naročito sa elektrane reda sange 1 MW i više, elektrodistributivni sistemi se počinju suočavati sa novim netradicionalnim problemima, od kojih je jedan povremena priroda solarne energije. Elektroenergetski sistem mora da se nosi ne samo sa nekontrolisanom potrošnjom i zahtjevima za potrošnju, već i sa nekontrolisanom proizvodnjom.

Fotonaponski sistemi su u stanju da poboljšaju performanse distributivne mreže smanjenjem gubitaka energije, troškova održavanja i opterećenja u vodovima i transformatorima u toku vršnog opterećenja. Ipak, u poređenju sa drugim obnovljivim izvorima energije, fotonaponski sistemi mogu izazvati neke štetne efekte na sistem kao što su npr. harmonijsko zagađenje, visoki troškovi ulaganja, niska efikasnost i pouzdanost koja ometaju ili otežavaju njihovu široku upotrebu. Štaviše, varijacije u sunčevom zračenju mogu uzrokovati fluktuacije snage i treperenja napona i naknadne neželjene efekte visoke nekontrolisane primjene fotonaponskih sistema. Osim toga, bilo kakve nenamjerne pojave ostrvskog rada fotonaponskih sistema mogu povećati rizik od oštećenja komponenti sistema i bezbjednost ljudi, što može smanjiti pouzdanost sistema.

Integracija fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu, ako su optimalne veličine i na povoljnim lokacijama sa aspekta distributivne mreže, rezultiraće smanjenjem tehničkih gubitaka, poboljšanjem profila napona na raznim lokacijama u mreži, obezbjeđivanjem dodatnih kapaciteta snage. Integracija fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu će, međutim, dovesti do veće stope grešaka u radu mreže, koje će zahtijevati nadogradnju uređaja za zaštitu i monitoring.

Osim toga, postoji zabrinutost u vezi kvaliteta električne energije s obzirom na napon, faktor snage i druge tehničke nedostatke distributivnu mrežu ako fotonaponski sistemi nijesu adekvatno projektovani i locirani.

Stoga, precizno analiziranje uticaja će biti neophodno za svaki pojedinačni slučaj.

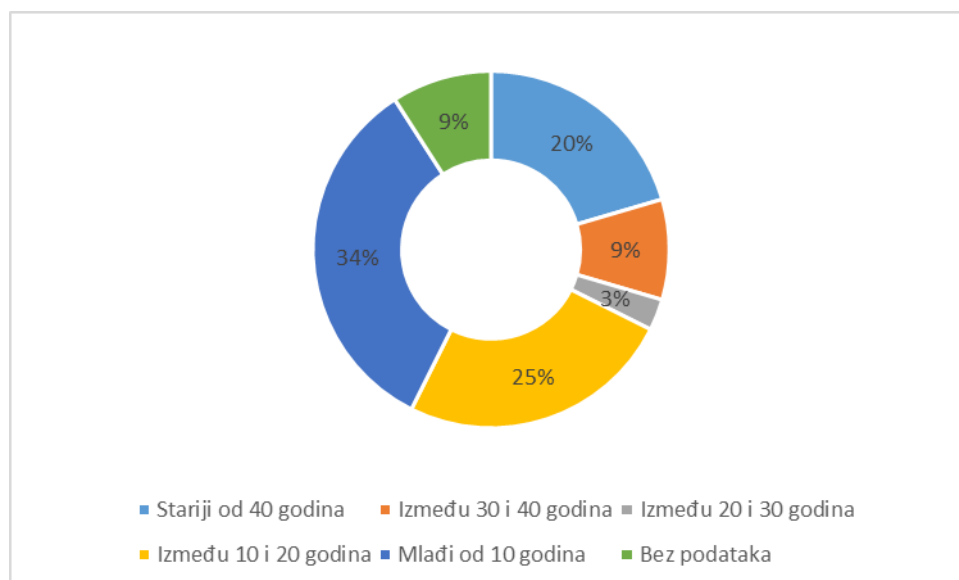
### 3. PREGLED STANJA 35 KV MREŽE

#### 3.1. Starosna struktura elemenata mreže

##### 3.1.1. Trafostanice

Većina TS 35/10 kV, i pored dugogodišnje akcije zamjene prekidača sa vakumskim, i dalje imaju postrojenja sa vazduhom izolovanim klasičnim ćelijama, sa maloulnim prekidačima i elektromehaničkom relejnom zaštitom. Gotovo sva postrojenja 35/10kV su prošla kroz izuzetno teške periode eksploatacije u pogledu režima rada.

Najvažniji elementi TS su transformatori i njihovo kvalitetno održavanje značajno smanjuje dugotrajne periode prekida napajanja. S tim u vezi, značajna informacija o stanju TS je starosna struktura transformatora u ED mreži (Slika 3-1). U prethodnom četvorogodišnjem periodu (2018 – 2021) je zbog starosti zamijenjen značajan broj transformatora 35/10 kV pa je time izmijenjena starosna struktura u odnosu na period izrade prethodnog Plana razvoja. Može se uočiti da u ukupnom broju transformatora dominiraju oni čija je starost manja od 10 godina, a može se uočiti da zajedno sa transformatorima starosti između 10 i 20 godina imaju udio od skoro 60 %. Treba naglasiti i da pouzdana informacija o starosti nije bila na raspolaganju za 9 % transformatora. Uzimajući u obzir dostupne informacije, prosječna starost transformatora 35/X kV na nivou ED Crne Gore je



Slika 3-1 Starosna struktura transformatora 35/X kV u elektrodistributivnom sistemu Crne Gore

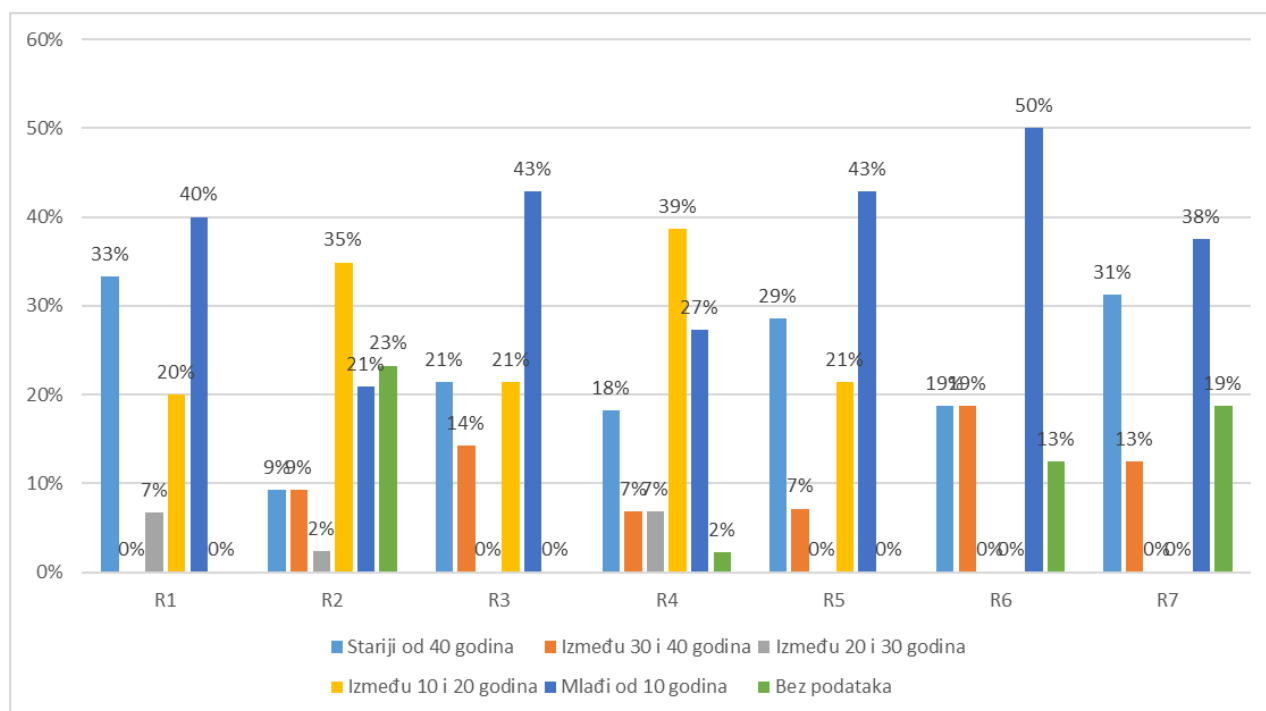
Tabela 3-1 Prosječna starost transformatora 35/X kV po regionima

R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	ED
21	19	20	20	21	21	27	21

Starosna struktura i broj transformatora na nivou regiona (Tabela 3-2 i Slika 3-2) ukazuje na značajne aktivnosti ugradnje novih transformatora u svim regionima.

Tabela 3-2 Broj transformatora 35/X kV određene starosti po regionima

Region	Stariji od 40 godina	Između 30 i 40 godina	Između 20 i 30 godina	Između 10 i 20 godina	Mlađi od 10 godina	Bez podataka	Ukupno
R1	5	0	1	3	6	0	15
R2	4	4	1	15	9	10	43
R3	3	2	0	3	6	0	14
R4	8	3	3	17	12	1	44
R5	8	2	0	6	12	0	28
R6	3	3	0	0	8	2	16
R7	5	2	0	0	6	3	16
Ukupno	36	16	5	44	59	16	176



Slika 3-2 Udio transformatora određene starosti po regionima

U većini TS 35/10 kV su od 2017. godine ugrađena nova brojila električne energije sa mogućnošću snimanja 15 minutnih profila opterećenja, naponskih i strujnih prilika što predstavlja važan korak u podizanju kvaliteta monitoringa pogona 35 kV mreže i nezaobilaznu osnovu za sve buduće analize ostvarenog i planiranog pogona mreže. Od izuzetnog značaja je redovna kontrola stanja i ispravnosti mjernih mjesta u TS 35/10 kV u cilju podizanja pouzdanosti upravljačkih akcija i analiza sprovedenih u tu svrhu.

### 3.1.2. Vodovi

U prvoj fazi elektrifikacije Crne Gore, koja je trajala do početka 60-tih godina prošlog vijeka, mreža 35 kV je građena i služila je kao prenosna mreža za povezivanje proizvodnih postrojenja s centrima potrošnje. Početkom šezdesetih godina izgrađeni su i pušteni u pogon prvi vodovi 110 kV, a mreža 35 kV je dobila distributivni karakter. Radi se o dalekovodima izgrađenim na čelično-rešetkastim stubovima, sa provodnicima od bakra i aluželika presjeka 35 mm<sup>2</sup> i 50 mm<sup>2</sup>, ukupne dužine 360 km, koji su generalno u lošem stanju zbog dugogodišnje eksploatacije u teškim pogonskim uslovima.

Skoro 2/3 vodova je izgrađeno sa provodnicima od bakra i aluželika relativno malog presjeka (manjeg ili jednakog 70 mm<sup>2</sup>, odnosno 50 mm<sup>2</sup>), a gotovo 1/3 vodova izrazito malog presjeka.

Ostatak dalekovoda 35 kV su vodovi na čelično-rešetkastim pocinčanim stubovima, presjeka 95 mm<sup>2</sup> i 70 mm<sup>2</sup>, kao i vodovi građeni za nazivni napon 110 kV presjeka 150 mm<sup>2</sup> i 240 mm<sup>2</sup> (Smokovac-Tuzi, Kolašin-Mojkovac, Ribarevine-Nedakusi, Pljevlja-Žabljak, Kličevo-Brezna, Berane-Rožaje).

U prethodnom trogodišnjem periodu izvršena je i ugradnja kompozitnih provodnika (ACCCZ Rijeka, 3x112,4 mm<sup>2</sup>) na dalekovodima: Bar 110-Sutomore, Markovići-Miločer, H.Novi110-Topla, Ulcinj110-V.Plaža I, čime je značajno povećana prenosna moć ovih dalekovoda. Zamijenjeni su i čelični provodnici na dalekovodu na prelazu preko Skadarskog jezera ugradnjom kompozitnih provodnika (ACCCZ Skadar, 3x79,3 mm<sup>2</sup>) čime je značajno povećan kapacitet dalekovoda Ponari-Virpazar.

Udio kablova u mreži 35 kV je oko 10% i nalazi se u gradskim područjima.

## 3.2. Karakteristike ostvarenog pogona 35 kV mreže

### 3.2.1. Region 1

Konzum Regiona 1 napaja se iz 4 napojne tačke iz 110 kV mreže<sup>5</sup> (Tabela 3-3). Najveći dio opterećenja pokriva se iz TS 110/35 kV Nikšić i nove TS 110/10 kV Kličevo. Rezerva u instaliranoj snazi u napojnim TS 110/X kV je dovoljna. Mogućnost rezerviranja napajanja na 35 kV nivou je niska. Nakon puštanja u pogon TS 110/35 kV Brezna, kvalitet napajanja na teritoriji Šavnika<sup>6</sup> i Plužina značajno je poboljšana.

Tabela 3-3 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 1 u 2021. godini [MW]

TS 110/35 kV Nikšić	TS 110/35 kV Vilusi	TS 110/35 kV Brezna	TS 110/10 kV Kličevo
32.04	1.4	7.28	12.4

Na osnovu mjerenja u TS 35/10 kV dat je pregled njihove opterećenosti (Tabela 3-4). Pozitivna praksa iz planova razvoja sistema u okruženju je da potreba za proširenjem kapaciteta TS postoji ukoliko je njena opterećenost iznad 70 %. U slučaju Regiona 1, takva situacija ima se za 2 TS. Dok se za TS Mačak ne očekuje rast opterećenja, to se ne može reći za TS Bistrica koja je izuzetno bitna za napajanje konzuma Nikšića. Dio konzuma TS 35/10 kV Bistrica će u budućnosti preuzeti nova TS 35/10 kV Duklo, čime će doći do raspodjele opterećenja u napojnim trafostanicama 35/10 kV i TS 110/10 kV Kličevo. TS 35/10 kV Mačak se izdvaja kao jedina TS 35/10 kV posmatranog regiona sa samo jednim energetskim transformatorom.

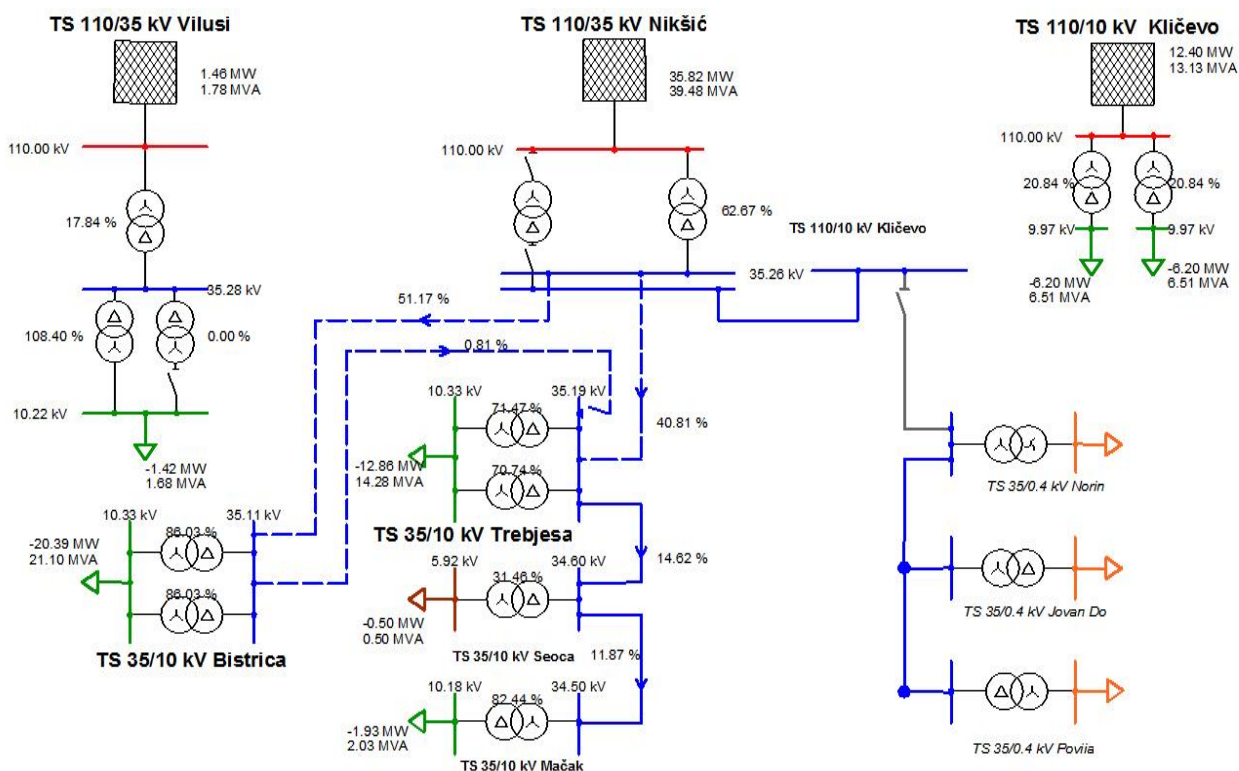
Tabela 3-4 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 1

Naziv TS	S <sub>n</sub> [kVA]	P <sub>max</sub> [kW]	Q <sub>max</sub> [kVAr]	Opterećenost
Bistrica	25000	20387.5	5425	82%
Brezna	4100	255.5	263.9	6%
C. Polje	1000	283.5	106.75	28%
Mačak	2500	1932	614.25	77%
Plužine	6500	1844.5	606.2	28%
Trebjesa	20500	12862	6195	63%
Vilusi	4100	1423.45	883.05	35%
Mratinje	1600	332.5	193.2	21%

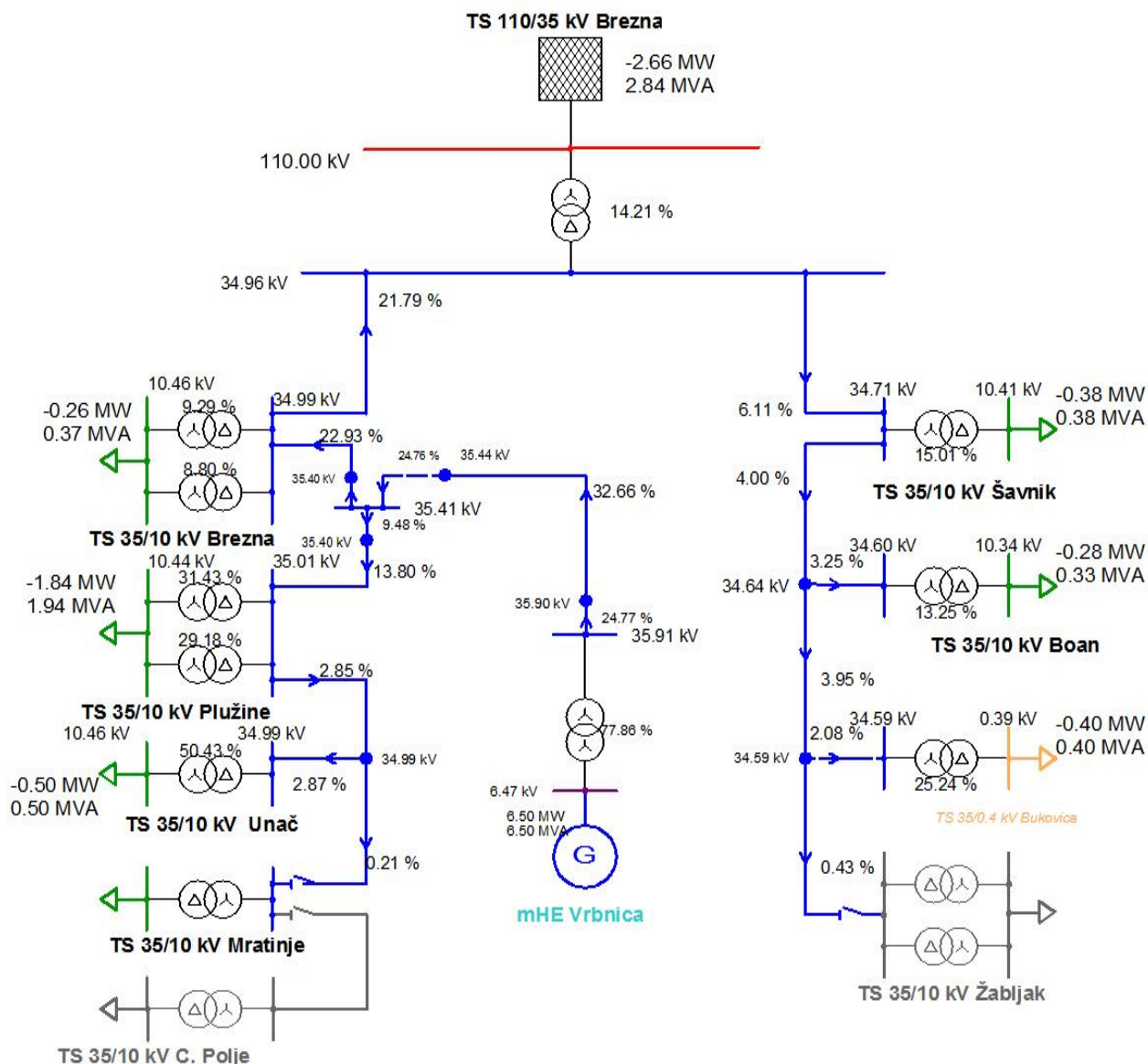
<sup>5</sup> TS 35/10 kV C. Polje koja pripada Regionu 1 u normalnom pogonu napaja se iz TS 110/35 kV Pljevlja.

<sup>6</sup> Pripada konzumnom području Regionu 7.

S druge strane, u cilju procjene opterećenosti izvoda i elemenata 35 kV mreže, izvršen je proračun za najkritičniji slučaj, tj. maksimalno opterećenje konzuma svih TS 35/10 kV Regiona 1 (Slika 3-3). Kao što se može uočiti sa slike, pri maksimalnom opterećenju i normalnom uklopnom stanju ne dolazi do preopterećivanja vodova 35 kV mreže. Uočava se da su najopterećenije dionice od TS 110/35 kV Nikšić prema TS 35/10 kV Trebjesa i TS 35/10 kV Bistrica što je i za očekivati uzimajući u obzir da se radi pojedinačno najopterećenijim TS 35/10 kV Regiona 1. Ove dvije TS 35/10 kV imaju obezbijeđeno dvostrano napajanje putem rada u otvorenom prstenu. U slučaju ispada kabla između TS 110/35 kV Nikšić i TS 35/10 kV Trebjesa, dolazi do preopterećenja kabla između TS 35/10 kV Trebjesa i TS 35/10 kV Bistrica. TS Seoca i TS Mačak nemaju mogućnost dvostranog napajanja. Preostale TS 35/X kV imaju mogućnost dvostranog napajanja iako je ona ograničena zbog velike dužine mreže i niske propusne moći, posebno u slučaju TS koje pripadaju tzv. „Durmitorskom prstenu“ koje se napajaju iz TS 110/35 kV Brezna i TS 110/35 kV Pljevlja.

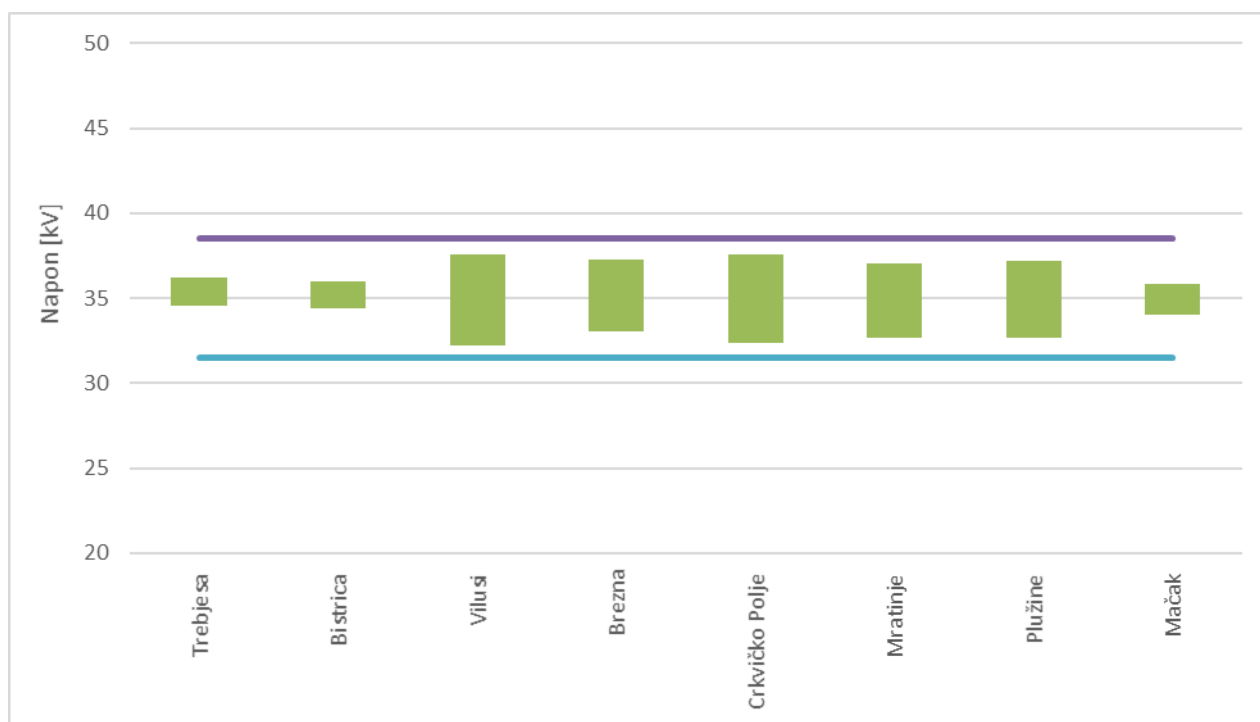


Slika 3-3 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja (prvi dio)



Slika 3-4 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja (drugi dio)

Pregled opsega u okviru kojeg se kreću naponi na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 1 dat je na osnovu mjerenja u TS (Slika 3-5). Na slici su naznačeni i donja i gornja granična vrijednost napona u skladu sa Pravilima funkcionisanja elektrodistributivnog sistema.



Slika 3-5 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 1

Sa slike se može uočiti da nema prekoračenja propisanih ograničenja napona. Kod TS Trebjesa, Bistrica, Brezna i Mačak naponi su se kretali u granicama  $\pm 5\%U_n$  u toku 2021. godine. Najveći dio vremena je napon u granicama  $\pm 5\%U_n$  i u TS Vilusi, Crkvičko Polje, Mratinje i Plužine (iznad 99 % vremena).

### 3.2.2. Region 2

Konzum Regiona 2 napaja se iz 6 napojnih tačaka<sup>7</sup>, od kojih 4 pripadaju konzumu Glavnog grada (Tabela 3-5). Veći dio ukupnog konzuma Regiona 2 napaja se posredstvom direktne transformacije 110/10 kV (približno 70 % konzuma Glavnog grada). TS 110/35 kV Danilovgrad ima samo jedan transformator, a TS 110/10 kV PG3 i TS 110/10 kV PG4 su opterećene iznad 70% u režimu vršnog opterećenja pa je jasno da u slučaju ispada jednog od transformatora neće biti moguće napojiti čitav konzum TS. Postoji mogućnost rezerviranja sa niženaponske strane (35 kV i 10 kV).

Tabela 3-5 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 2 u 2021. godini [MW]

TS 110/35 kV Cetinje	TS 110/35 kV Danilovgrad	TS 110/35 kV PG1	TS 110/10 kV PG3	TS 110/10 kV PG4	TS 110/10 kV PG5
18.72	15.24	52.68	42.56	56.4	33.76

Na osnovu mjerenja u TS 35/10 kV dat je pregled njihove opterećenosti (Tabela 3-6). Na teritoriji Glavnog grada nije bilo TS kod kojih su izmjerena opterećenja (srednja petastominutna) veća od 70%, osim TS Centar i TS Gorica stara gdje je opterećenje veće od 70% izmjereno u vremenima rekonstrukcije i havarijskih režima. Na teritoriji Cetinja najopterećenija je TS 35/10 kV Stari Obod. Ovdje je za razliku od prethodno navedenih TS, situacija nešto drugačija jer će dio opterećenja ove TS da preuzme TS Novi Obod. U TS Bioče, Golubovci, Gorica nova, Gornja Zeta, Tuzi, Vranjina 1 i Ptič nije bilo mjerenja energije i snage ili nije bilo vremena tokom čitave 2021. godine, pa su se za potrebe proračuna koristili podaci iz prethodne Studije razvoja.

<sup>7</sup> Dio konzuma napaja se iz TS 110/35 kV Virpazar.

Mogućnost dvostranog napajanja, imaju sve TS osim TS Novi Obod, TS Tuzi i TS Barutana<sup>8</sup>. Prethodno predstavlja dodatni izazov u obezbjeđenju pouzdanog napajanja pomenutih TS uzimajući u obzir da se radi o značajno opterećenim i preopterećenim TS. Planirano je da se TS direktno napoji iz TS PG 1, nakon izgradnje DV 110 kV od TS PG 1 do T-spoja Smokovac, pri čemu bi napajanje i dalje bilo preko 35 kV naponskog nivoa.

Potrebno je naglasiti da su sljedeće TS 35/10 kV opremljene samo sa jednim energetske transformatorom:

- Gorica Stara – snabdijeva vrlo mali konzum do puštanja u rad TS Velje brdo
- Barutana – radijalno napojena i na granici preopterećenja TS
- Golubovci – radijalno napojena i značajno opterećena TS
- Ponari – radijalno napojena i značajno opterećena TS
- Tuzi – radijalno napojena i značajno opterećena TS
- Ubli – vrlo mali konzum u odnosu na instalisanu snagu TS
- Ptič – vrlo mali konzum u odnosu na instalisanu snagu TS
- Rijeka Crnojevića – vrlo mali konzum u odnosu na instalisanu snagu TS
- Vranjina 1 – vrlo mali konzum u odnosu na instalisanu snagu TS
- Čevo – vrlo mali konzum u odnosu na instalisanu snagu TS.

Kada je u pitanju mogućnost rezerviranja napajanja na 35 kV nivou, ona je ograničena usljed velike dužine mreže, a za dio TS sa teritorije Glavnog grada, može se vršiti iz pravca TS 110/35 kV Virpazar i TS 110/35 kV Danilovgrad<sup>9</sup>. Za TS sa teritorije Danilovgrada, rezerviranje je moguće iz pravca TS 110/35 kV PG1 i TS 110/35 kV Nikšić (HE Glava Zete), odnosno TS 110/35 kV Cetinje. A kada su u pitanju TS sa teritorije Cetinja, rezervno napajanje moguće je obezbijediti iz TS 110/35 kV Kotor, TS 110/35 kV Danilovgrad i TS 110/35 kV Virpazar.

---

<sup>8</sup> Veći broj TS 35/0,4 kV i neke TS 35/10 kV male instalisane snage su priključene putem T-spoja na mrežu (mala dužina otcjepa).

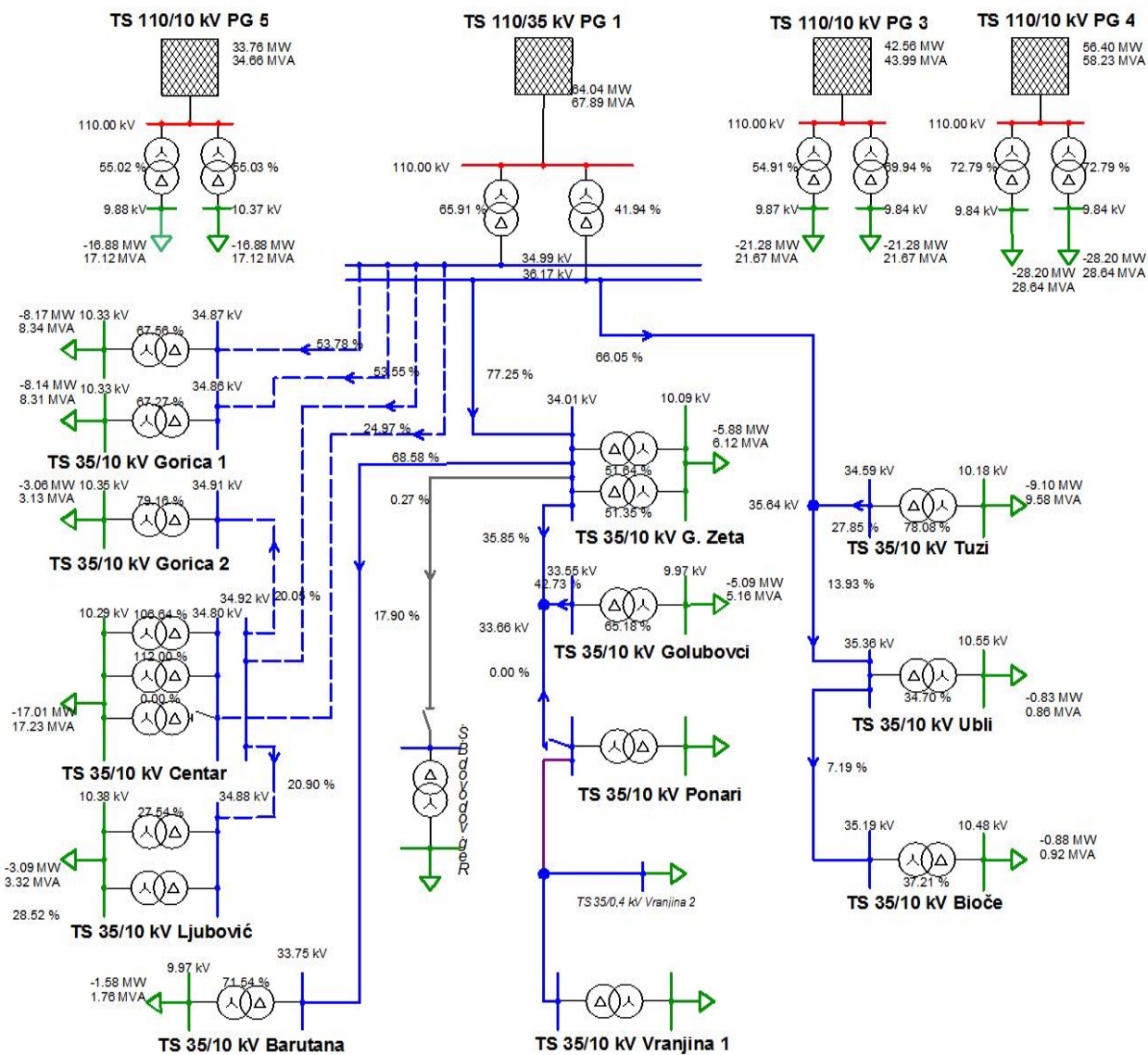
<sup>9</sup> Gledajući uklopno stanje mreže, moguće je dio napajanja obezbijediti iz TS 110/35 kV Mojkovac, ali se zbog izrazito velike dužine mreže i posljedično loših naponskih prilika to ne praktikuje (osim u rijetkim okolnostima za male konzume TS Ptič i TS Bioče).

Tabela 3-6 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 2

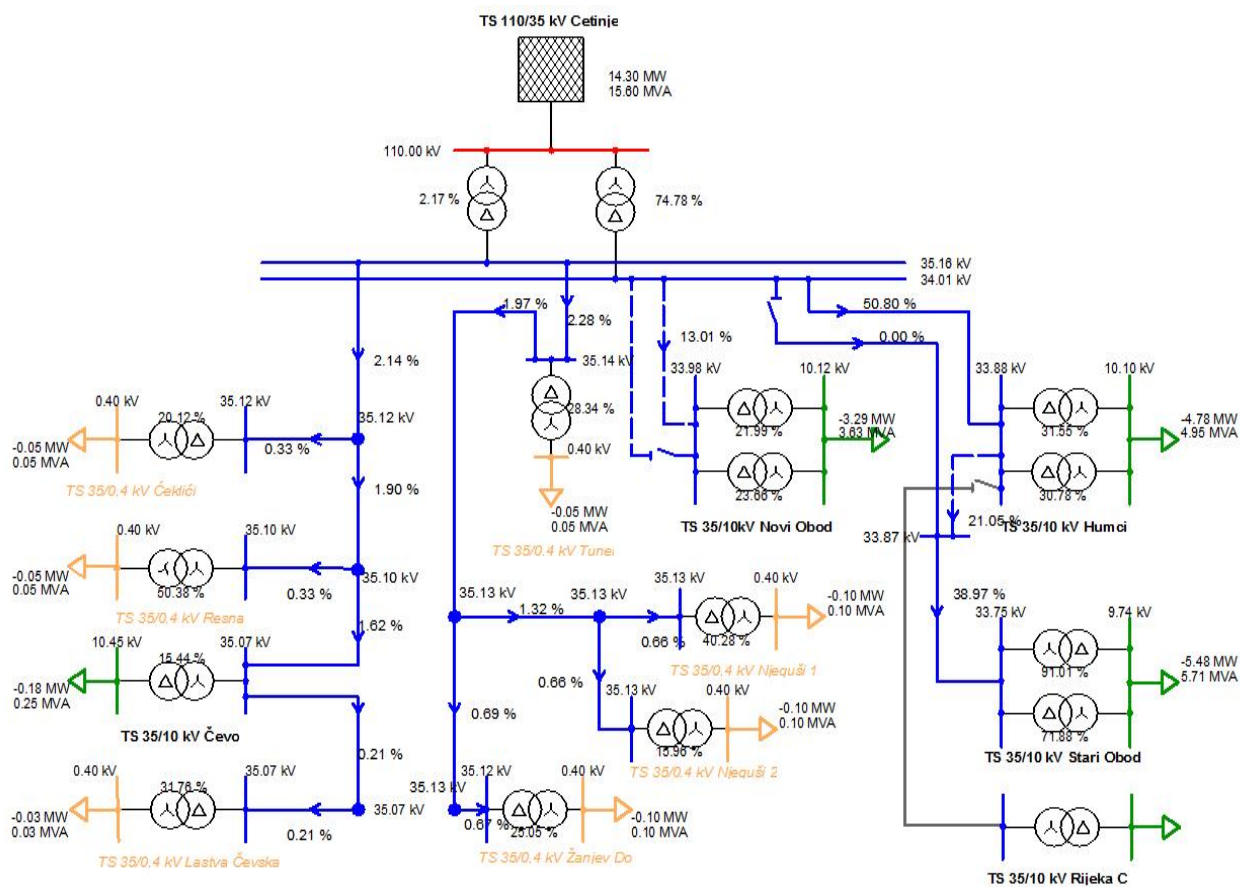
Naziv TS	$S_n$ [kVA]	$P_{max}$ [kW]	$Q_{max}$ [kVar]	Opterećenost
Čevo	1600	183.75	162.75	11%
Humci	16000	4777.5	1155	30%
Novi Obod	16000	3286.5	1533	21%
Podgor	5000	1813	808.5	36%
R. Crnojevića	4000	605.5	248.5	15%
Stari Obod	8000	5482.75	1582	69%
Barutana	2500	1575	787.5	63%
Bioče	2500	880.8	278.4	92%
Centar	24000	17010	2772	71%
Danilovgrad	25000	7875	3307.5	32%
Golubovci	8000	5090	870	65%
Gorica Nova	25000	16275	3325	66%
Gorica Stara	4000	3055.5	682.5	76%
Gornja Zeta	16000	5880	1680	38%
Ljubović	16000	3087	1218	19%
Podanje	16000	6982.5	4809	44%
Ponari	4000	2152.5	871.5	54%
Tuzi	12500	9104	2976	77%
Ubli	2500	829.5	236.25	33%
Vranjina 1	1600	172	22	11

Uvidom u rezultate proračuna opterećenosti 35 kV vodova (Slika 3-6 i Slika 3-8) može se uočiti visoko opterećenje sljedećih dionica za slučaj maksimalnog konzuma pri normalnom uklopnom stanju:

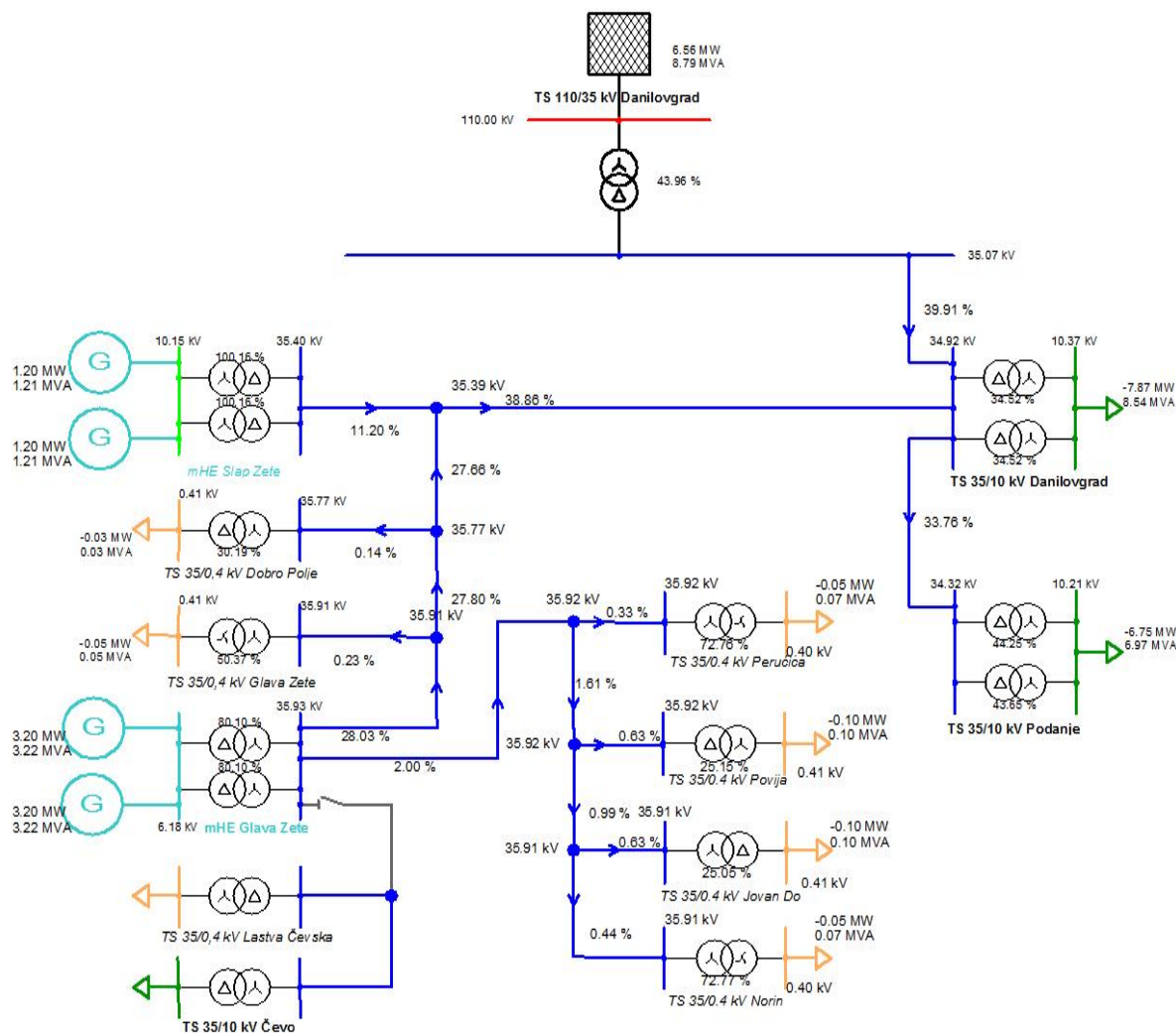
- TS 110/35 kV PG1 – T-spoj prema TS 35/10 kV Tuzi – glavni razlog je visoko opterećenje TS 35/10 kV Tuzi koja se napaja radijalno putem 35 kV vazdušnog voda presjeka 50 mm<sup>2</sup> dužine 3,5 km (od T-spoja napojena je putem 110 kV vazdušnog voda presjeka 240 mm<sup>2</sup> dužine približno 15 km koji radi pod naponom 35 kV). Planirano je da se TS direktno napoji iz TS PG 1, nakon izgradnje DV 110 kV od TS PG 1 do T-spoja Smokovac, pri čemu bi napajanje i dalje bilo preko 35 kV naponskog nivoa.
- TS 110/35 kV Danilovgrad – TS 35/10 kV Danilovgrad – u pitanju je dionica vazdušnog voda dužine 2,7 km presjeka 95 mm<sup>2</sup> putem koje se radijalno napaja TS 35/10 kV Danilovgrad.



Slika 3-6 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (prvi dio)



Slika 3-7 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (drugi dio)



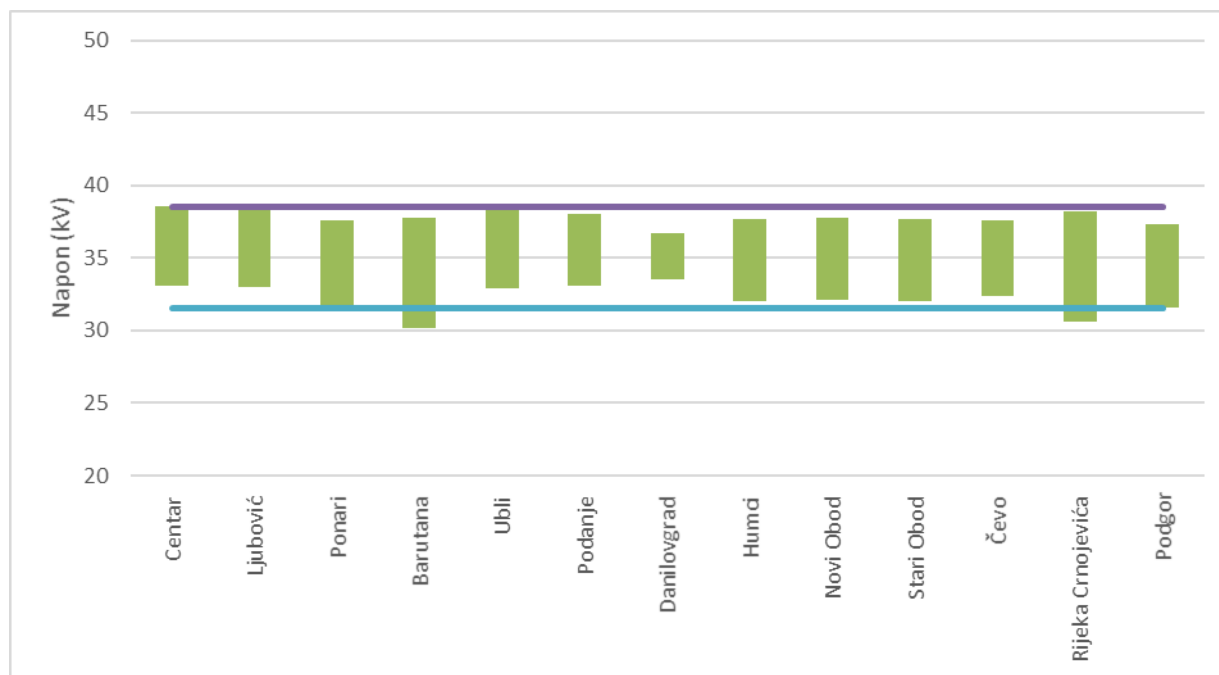
Slika 3-8 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (treći dio)

U slučaju ispada dionice TS 110/35 kV Podgorica 1 – T-spoj prema TS 35/10 kV Tuzi jedini pravac napajanja konzuma TS Tuzi, TS Bioče, TS Ubli i TS Ptič sa 35 kV naponskog nivoa je sa sabirnica TS 35/10 kV Breza iz Regiona 6 (napojna tačka 35 kV mreže je TS 110/35 kV Mojkovac). Ovaj pravac napajanja karakteriše izrazito duga vazдушna mreža različitih presjeka, od kojih dominira 50 mm<sup>2</sup> (najmanji), te je stoga mogućnost rezerviranja napajanja pomenutog konzuma vrlo niska (približno 25 % maksimalne snage uz rad sa naponskim prilikama na donjoj granici dozvoljenog opsega). Preostali dio mreže na teritoriji Glavnog grada ima zadovoljavajuću pouzdanost napajanja što usljed postojećih dvostrukih i veza u prstenu (TS u užem centru grada), što zbog mogućnosti rezerviranja iz TS 110/35 kV Virpazar. Kada je u pitanju konzum TS 110/35 kV Danilovgrad, potpunu rezervu moguće je obezbijediti iz pravca TS 110/35 kV Podgorica 1 za čime bi bilo potrebe u slučaju ispada dionice vazdušnog voda između TS 110/35 kV Danilovgrad i TS 35/10 kV Danilovgrad.

Najveći dio konzuma Cetinja, snabdijeva se električnom energijom iz TS 35/10 kV Humci, TS 35/10 kV Stari Obod i TS 35/10 kV Novi Obod (iznad 90 %) i za ove TS je obezbijeđeno napajanje putem dvostrukih veza koje prilikom ispada jedne od njih ne izazivaju preopterećenje druge. Kao što je ranije istaknuto, TS 35/10 kV Stari Obod je radijalno napojena putem dionice vazdušnog voda koja ima rezervu u pogledu opteretivosti. Preostali

dio konzuma Cetinja snabdijeva se iz 5 TS 35/0,4 kV i TS35/10 kV Čevo koje su slabo opterećene i imaju mogućnost rezerviranja iz susjednih regiona u dovoljnoj mjeri<sup>10</sup>.

Uvidom u mjerenja napona u 35 kV mreži (Slika 3-9), za TS za koja su postojala mjerenja, može se uočiti da kod TS Rijeka Crnojevića i Barutana dolazi do prekoračenja propisanog minimalnog napona u neznatnom boju slučajeva 15 minutnih srednjih vrijednosti napona (ispod 0,5% vremena definisanih intervala). Manji naponi u odnosu na ostale TS se javljaju zbog velike dužine vodova do napojnih TS 110/35 kV. Naponi u ostalim TS, a i u TS Rijeka Crnojevića i Barutana su se kretali u  $\pm 5\% U_n$  u 85% vremena u toku 2021. godine.



Slika 3-9 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 2

### 3.2.3. Region 3

Konzum 35 kV mreže ovog regiona napaja se iz 2 napojne tačke (Tabela 3-7) čiji instalisani kapaciteti transformacije imaju dovoljnu rezervu u odnosu na izmjereni maksimalni konzum. Karakteristika ovog regiona je i značajna postojeća i planirana instalisana snaga u vidu distribuiranih izvora energije. Naime, trenutno je na teritoriji Regiona 3 u pogonu 19 mHE ukupne instalisane snage od približno 36 MVA Na 35 kV mrežu TS 110/35 kV Berane u pogonu je 8 mHE ukupno instalisane snage 16,175 MVA a na 35 kV mrežu TS 110/35 kV Andrijevića u pogonu je 11 mHE ukupno instalisane snage 19,65 MVA). To za posljedicu ima rasterećivanje pomenutih napojnih TS 110/35 kV i u određenoj mjeri postojeće 35 kV mreže. Ovaj region je karakterističan i prema činjenici da nije moguće obezbijediti rezerviranje napajanja putem 35 kV veza sa susjednim konzumima TS 110/35 kV. Takođe, nijedna od TS 35/10 kV ne posjeduje mogućnost dvostranog napajanja<sup>11</sup>. Sve TS 35/10 kV, osim TS Polica su opremljene sa po 2 transformatora.

Tabela 3-7 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 3 u 2021. godini [MW]

TS 110/35 kV Berane	TS 110/35 kV Andrijevića
16.84	6.6

<sup>10</sup> TS 35/0,4 kV imaju priključak tipa T-spoja po pravilu kratke dužine.

<sup>11</sup> Distribuiranim izvorima nije omogućen ostrvski način rada.

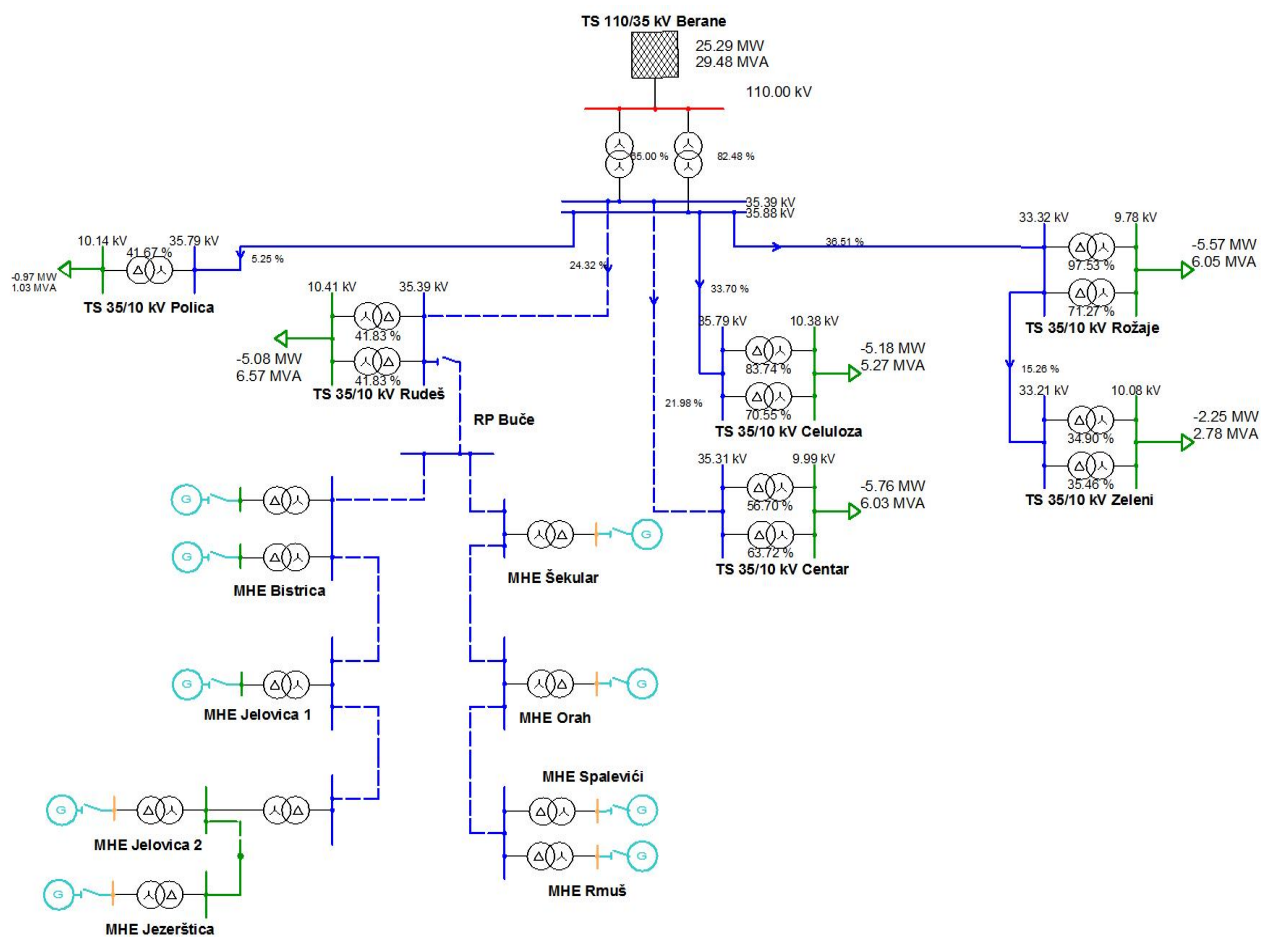
Uvidom u izmjereno opterećenje TS 35/10 kV (Tabela 3-8), može se uočiti da nijedna od TS nije preopterećena, ali da su sljedeće TS opterećene iznad 70%:

- TS 35/10 kV Plav – pokriva skoro kompletan konzum opštine Plav
- TS 35/10 kV Centar – uz TS Rudeš pokriva glavni dio konzuma užeg dijela Berana,
- TS 35/10 kV Gusinje – obezbijeduje napajanje cijelog konzuma Gusinja ž

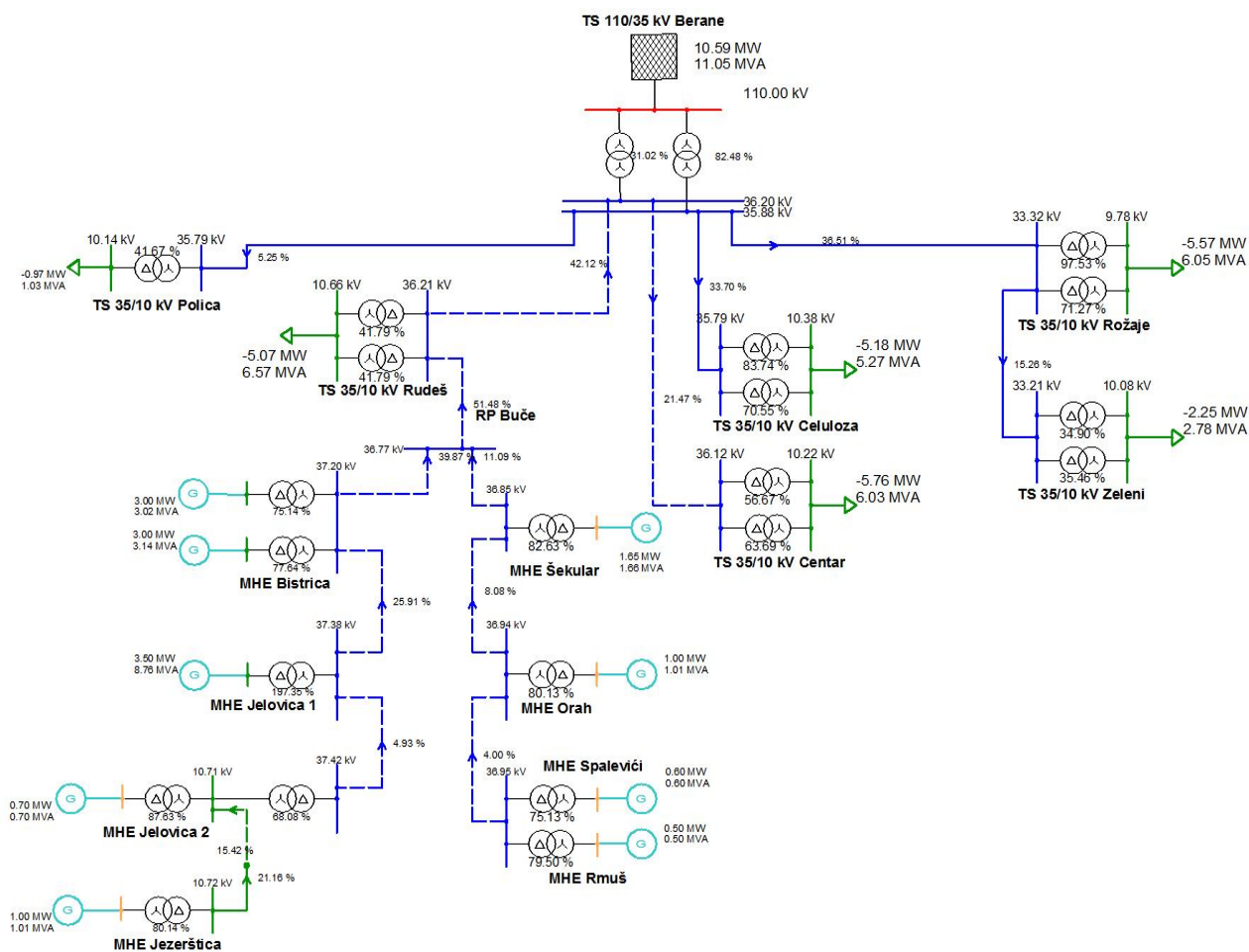
Tabela 3-8 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 3

Naziv TS	$S_n$ [kVA]	$P_{max}$ [kW]	$Q_{max}$ [kVAr]	Opterećenost
Andrijevica	5000	2004.80	1171.10	40%
Rudeš	16000	5075	4165	32%
Centar	12000	5755.75	1793.75	72%
Gusinje	2500	2135	808.50	85%
Plav	6500	5402.24	1641.5	83%
Polica	2500	973	346.5	39%
Rožaje	8000	5565	2373	70%
Zeleni	8000	2252.25	1622.25	28%

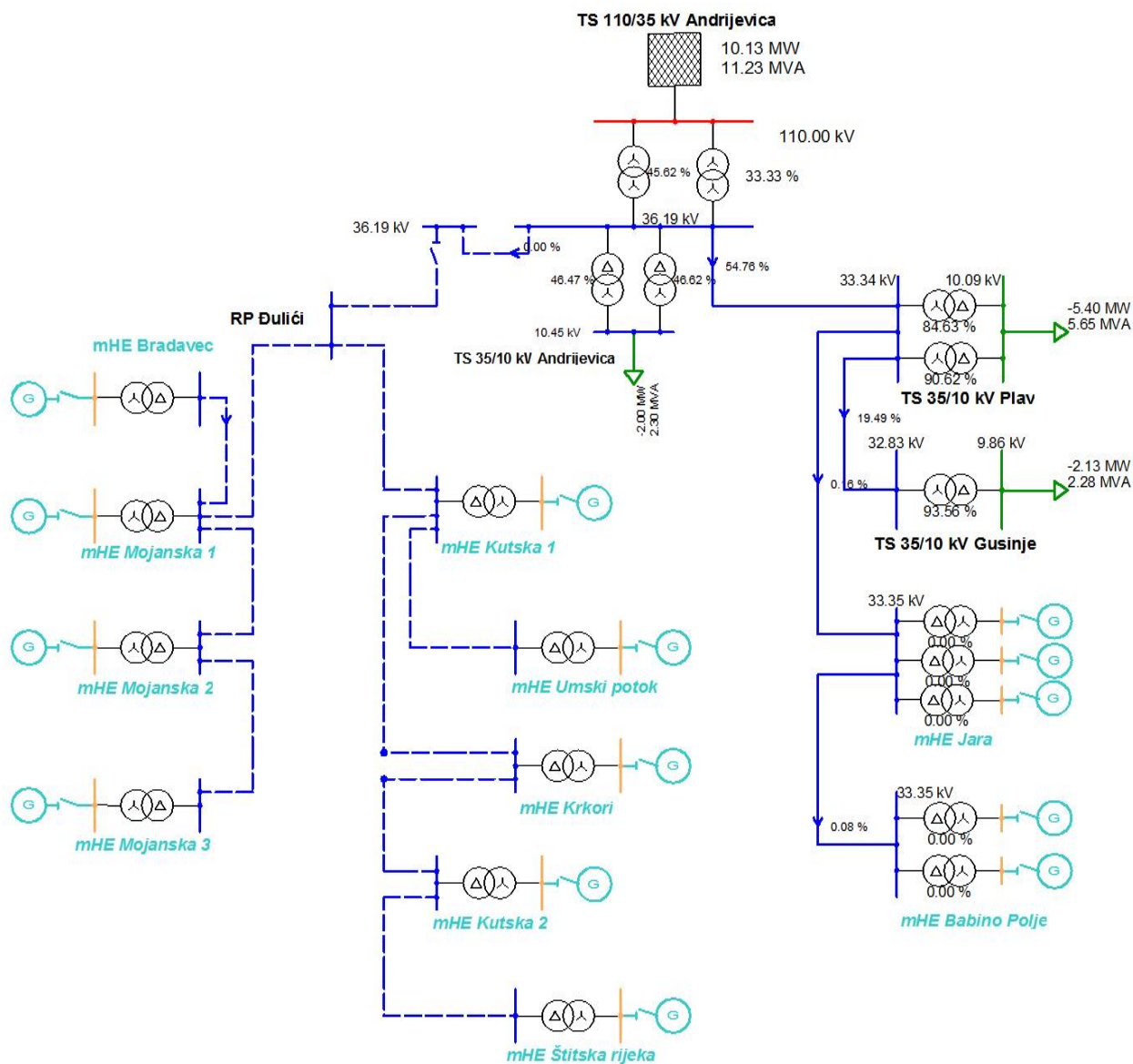
Stepen opterećenja dionica 35 kV mreže sa i bez rada postojeće distribuirane proizvodnje pri maksimalnom konzumu dat je na narednim slikama (Slika 3-10, Slika 3-11, Slika 3-12 i Slika 3-13). Bez obzira na pogon distribuirane proizvodnje, može se uočiti da nijedna od dionica mreže nije značajnije opterećena. Evidentno je da je mreža u dijelovima na kojima su priključene mHE više opterećena, što je posljedica njihove veće instalisane snage u odnosu na konzum u čijoj blizini su priključene. Za obje napojne tačke je karakteristična promjena smjera toka snage na izvodima na kojima je priključena distribuirana proizvodnja. Prethodno za posljedicu ima da u periodima niskog opterećenja dolazi do potiskivanja energije u napojnim TS 110/35 kV na viši naponski nivo. Takođe, za slučaj distribuirane proizvodnje na teritoriji Berana, koja je priključena na kablovsku mrežu izražene dužine, može se kao posljedica uočiti opterećenost kablova reaktivnim opterećenjem (ukoliko priključni kablovi nijesu isključeni u RP 35 kV Buče) i povišeni naponi u odnosu na situaciju kada predmetne mHE rade sa instalisanom proizvodnjom.



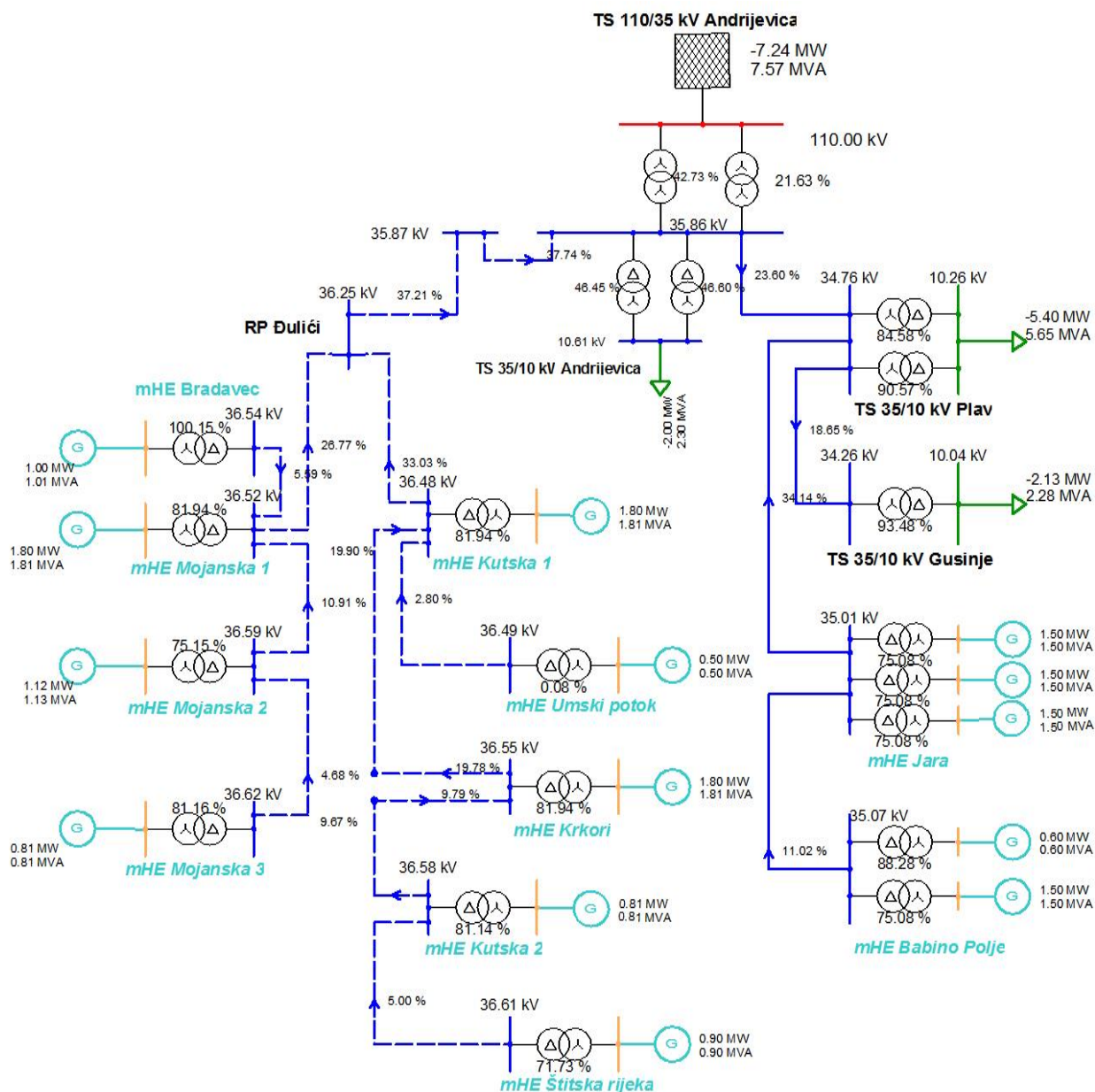
Slika 3-10 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Berane bez MHE)



Slika 3-11 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 3 (konzum 110/35 kV Berane sa radom mHE)

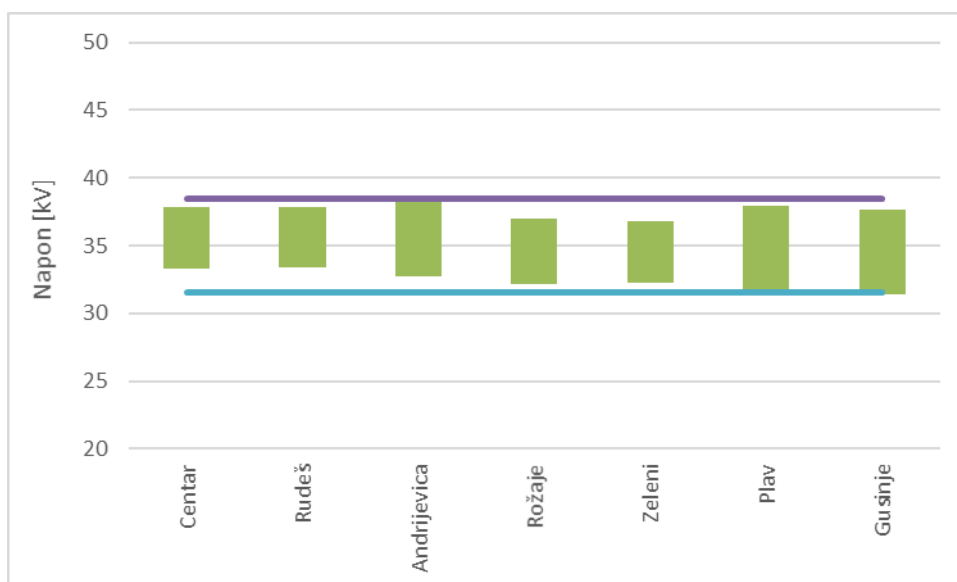


Slika 3-12 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Andrijevica bez mHE)



Slika 3-13 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Andrijevica sa radom mHE)

Na osnovu mjerenja napona u TS 35/10 kV (Slika 3-14), može se uočiti da su naponi u 35 kV mreži tokom godine konstantno u propisanom opsegu za sve TS. Kod svih TS je napon u najvećem dijelu godine u opsegu  $\pm 5\%U_n$ , a u preostalom dijelu godine je blago povišen u odnosu na  $U_n$  (4,24 % vremena u 2021. godini u TS Andrijevica i 1,44 % vremena u TS Plav naponi su bili iznad  $5\% U_n$ ), ali u okviru propisanog opsega.



Slika 3-14 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 3

### 3.2.4. Region 4

Region 4 uz Region 2 karakteriše značajno veći broj TS 35/X kV u odnosu na ostale regione. Mreža 35 kV napaja se iz 4 napojne tačke (Slika 3-11), od kojih je TS 110/35 kV Ulcinj opterećena iznad 70 %, a TS 110/35 kV Budva približno 70 %. Kako su u pomenutim TS ugrađeni transformatori različitih snaga, to u slučaju ispada jednog od transformatora u vrijeme maksimalnog opterećenja nije moguće napojiti cijeli konzum sa 110 kV naponskog nivoa. Preostale dvije napojne TS imaju dovoljnu rezervu u pogledu instalisane snage da osiguravaju pouzdano napajanje u slučaju ispada jednog od transformatora.

Tabela 3-9 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 4 u 2021. godini [MW]

TS 110/35 kV Budva	TS 110/35 kV Bar	TS 110/35 kV Ulcinj	TS 110/35 kV Virpazar
70.52	49.96	37.32	19.2

Dok TS 110/35 kV Virpazar karakteriše nizak konzum, pa time i mali zahtjevi za kapacitetom rezervnog napajanja iz pravca TS110/35 kV Podgorica 1 i TS 110/35 kV Cetinje, odnosno TS 110/35 kV Budva i TS 110/35 kV Bar, to nije slučaj sa ostalim konzumima napojnih TS 110/35 kV. Naime, konzum TS 110/35 kV Ulcinj je u manjoj mjeri moguće rezervno napojiti isključivo iz TS 110/35 kV Bar (približno 25 % vršnog konzuma TS Ulcinj). Slična je situacija i za konzum TS 110/35 kV Bar iako se rezerviranje može vršiti iz dva pravca: iz TS 110/35 kV Ulcinj i TS 110/35 kV Budva (odnosno TS 110/35 kV Virpazar jer je dio trase vodova za rezervno napajanje isti). Potrebno je naglasiti da je u ovom slučaju rezerviranje iz pravca TS 110/35 kV Budva u režimu maksimalnog konzuma praktično neizvodljivo usljed visoke opterećenosti 35 kV mreže koja se napaja iz TS 110/35 kV Budva. Rezervno napajanje konzuma TS 110/35 kV Budva moguće je iz pravca TS 110/35 kV Bar, TS 110/35 kV Virpazar i TS 110/35 kV Tivat. Međutim, u režimu maksimalnog opterećenja konzuma, moguće je rezervno napojiti manji dio vršnog konzuma TS 110/35 kV Budva (približno 20 %). Rezerviranje iz pravca TS 110/35 kV Bar ograničeno je opterećenjem dionice 35 kV vazdušnog voda kojom se napaja TS 35/10 kV Sutomore, a rezerviranje iz pravca TS 110/35 kV Tivat prenosnim kapacitetom dionice TS 35/10 kV Grbalj – PS Budva (vazdušni vod presjeka 35 mm<sup>2</sup>). Najviše raspoloživog prenosnog kapaciteta za rezerviranje ima napajanje iz pravca TS 110/35 kV Virpazar, ali je i ono ograničeno prenosnim kapacitetom 35 kV vazdušnog voda iz TS 110/35 kV Virpazar prema TS 35/0,4 kV Bijele Poljane i TS 35/10 kV Buljarica.

Uvidom u izmjerena maksimalna opterećenja TS 35/10 kV (Tabela 3-10) moguće je izdvojiti TS Lazi, Bečići i TS Dubovica, koje su u 2021. godini imali opterećenje veće od 70%. Kao značajno opterećenje, sa opterećenjem oko 70%, izdvajaju se TS:

- Konzum TS 110/35 kV Bar –TS Sutomore, TS Topolica i Čanj
- Konzum TS 110/35 kV Budva –TS Buljarica i TS Rozino
- Konzum TS 110/35 kV Ulcinj – TS Grad, TS V. Plaža 2 i TS Vladimir.

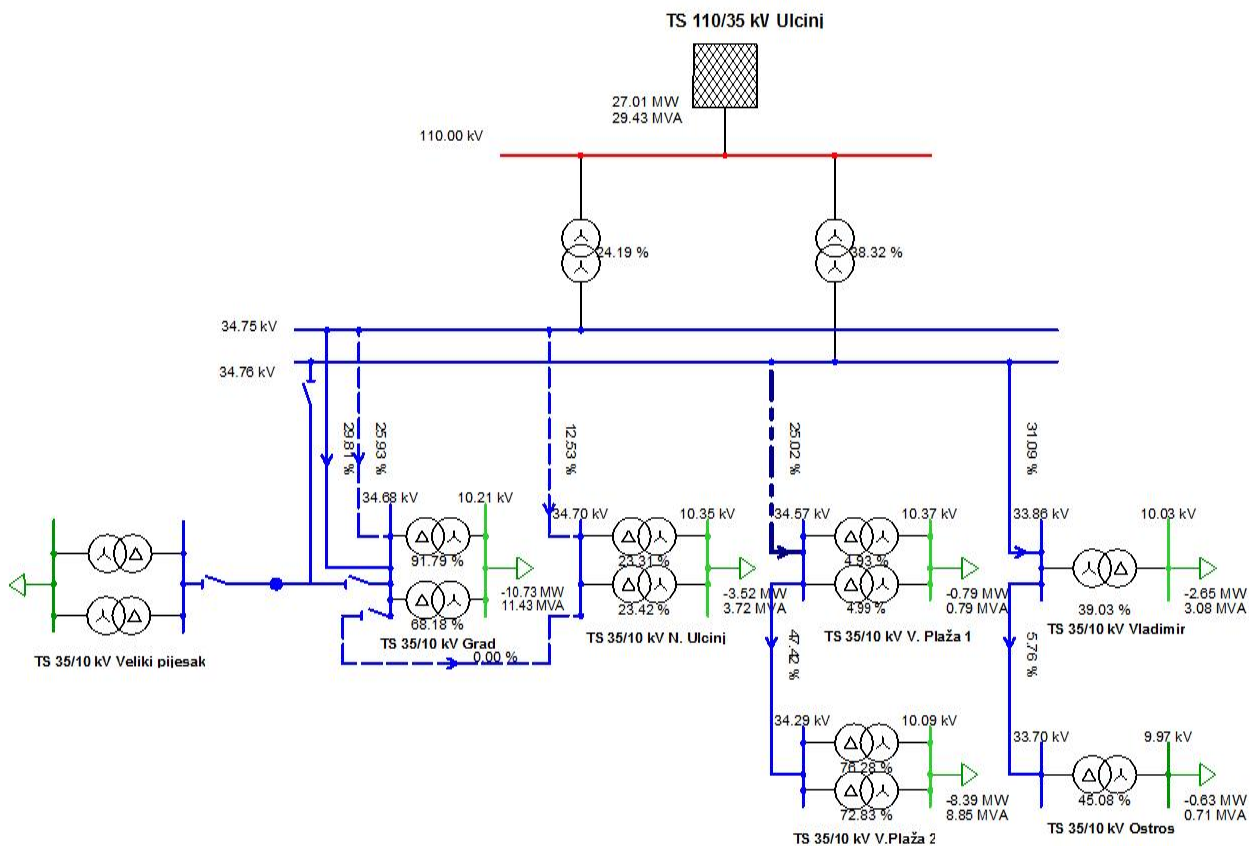
Dok se za TS Vladimir ne očekuje značajan rast opterećenja, za ostale se prvenstveno usljed porasta turističke ponude primorja, očekuje rast opterećenja. Ovdje je potrebno istaći i da su TS Buljarica i TS Vladimir opremljeni samo sa po jednim energetskim transformatorom.

Veći broj značajno opterećenih TS 35/10 kV Regiona 4 je radijalno napojen: TS Vladimir, TS V. Plaža 2, TS Sutomore i TS Buljarica, od kojih TS V. Plaža 2 i TS Vladimir nemaju nikakvu mogućnost rezervnog napajanja sa 35 kV naponskog nivoa, a konzum preostalih TS se može samo djelimično rezervno napojiti iz susjednih TS 110/35 kV. Postoje i druge TS sa značajnim konzumom koje su radijalno napojene: TS V. Plaža 1, TS Stari Bar, TS Čanj, TS Petrovac i TS Miločer. TS 35/10 kV koje se nalaze u užim gradskim jezgrima Regiona 4, a pripada im najveći dio konzuma regiona su napojene putem dvostrukih vodova (dominantno kablovskih) ili u vidu prstenaste mrežne konfiguracije što je u skladu sa zahtjevima pouzdanosti napajanja iz Pravila o funkcionisanju elektrodistributivnog sistema.

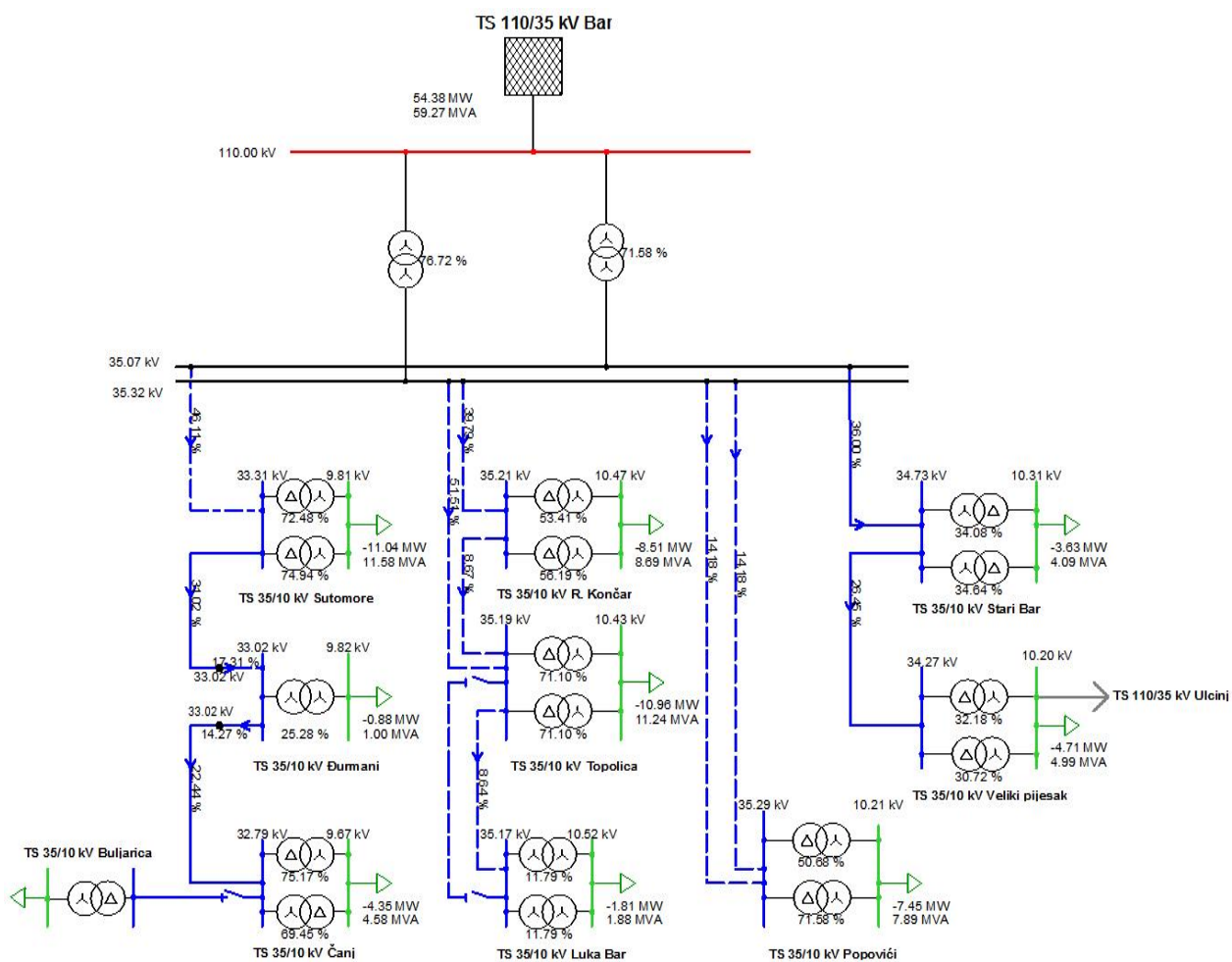
Tabela 3-10 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 4

Naziv TS	$S_n$ [kVA]	$P_{max}$ [kW]	$Q_{max}$ [kVar]	Opterećenost
Čanj	6500	4350.5	1429.75	67%
Đurmani	4000	875	490	22%
Luka Bar	16000	1743	981	
Ostros	1600	630	330.75	39%
Popovići	16000	8064	2583	50%
PS Reljići	10000	2240	560	
R. Končar	16000	8505	1795.5	53%
St Bar	8000	3627.75	1895.25	45%
Sutomore	16000	11035.5	3496.5	69%
Topolica	16000	10962	2478	69%
V Pijesak	16000	4714.5	1641.5	29%
Virpazar	8000	1974	732	25%
Bečići	16000	12495	3850	78%
Buljarica	8000	4945.5	1291.5	62%
Lazi	16000	13209	3769.5	83%
Miločer	16000	8431.5	1606.5	53%
P. Dubovica	16000	12442.5	3465	78%
Petrovac	16000	2887.5	630	18%
Rozino	25000	16170	4462.5	65%
PS Budva	1600	871.5	300	
Grad	16000	10731	3927	67%
V. Plaža 1	16000	787.50	94.5	5%
V. Plaža 2	12000	8394.75	2787.75	70%
Vladimir	4000	2651.25	1569.75	66%
Novi Ulcinj	1600	3517.5	1207.5	22%

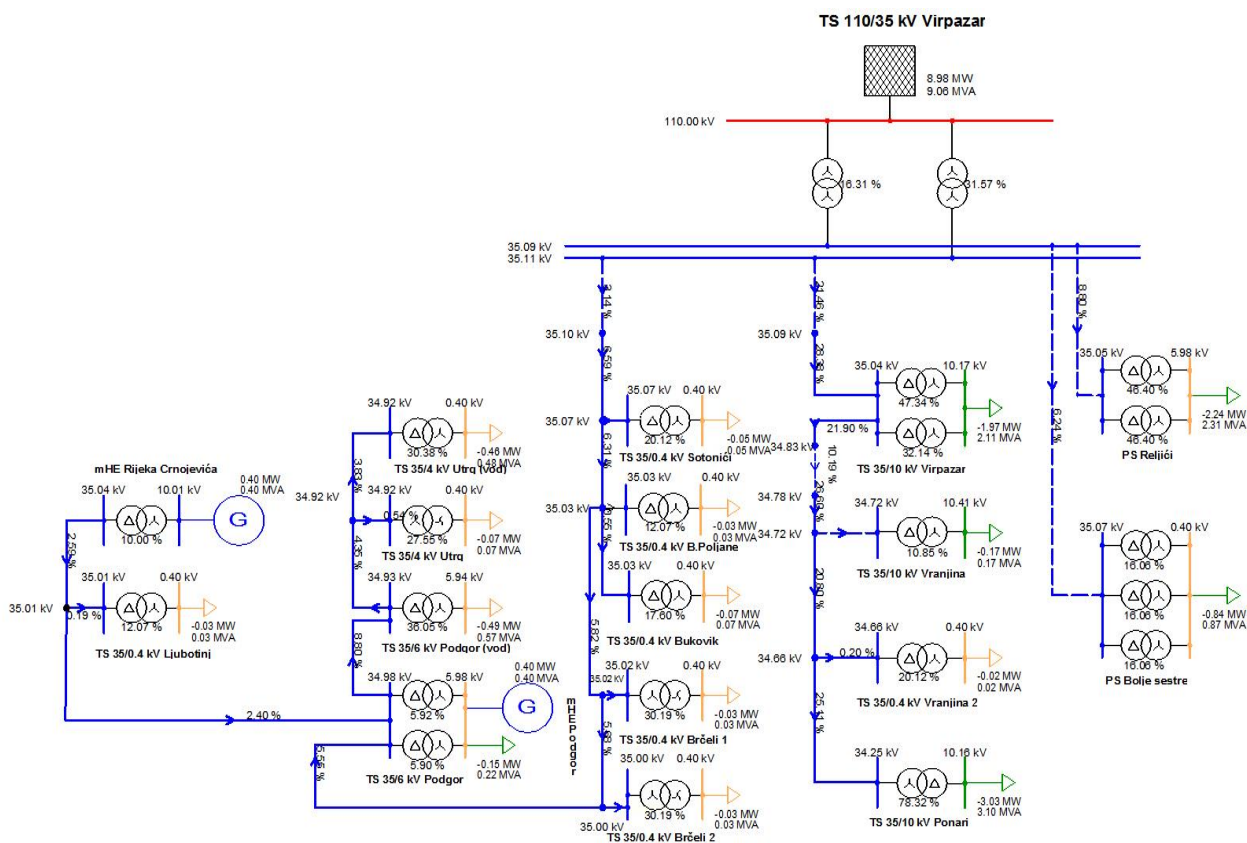
Na osnovu mjerenih opterećenja TS 35/X kV, izvršen je proračun opterećenja vodova 35 kV mreže (Slika 3-15, Slika 3-16, Slika 3-17 i Slika 3-18). Posebno se ističu dionice mreže koje pripadaju izvodima iz svih napojnih TS 110/35 kV osim TS Virpazar koja je inače najmanje opterećena napojna TS.



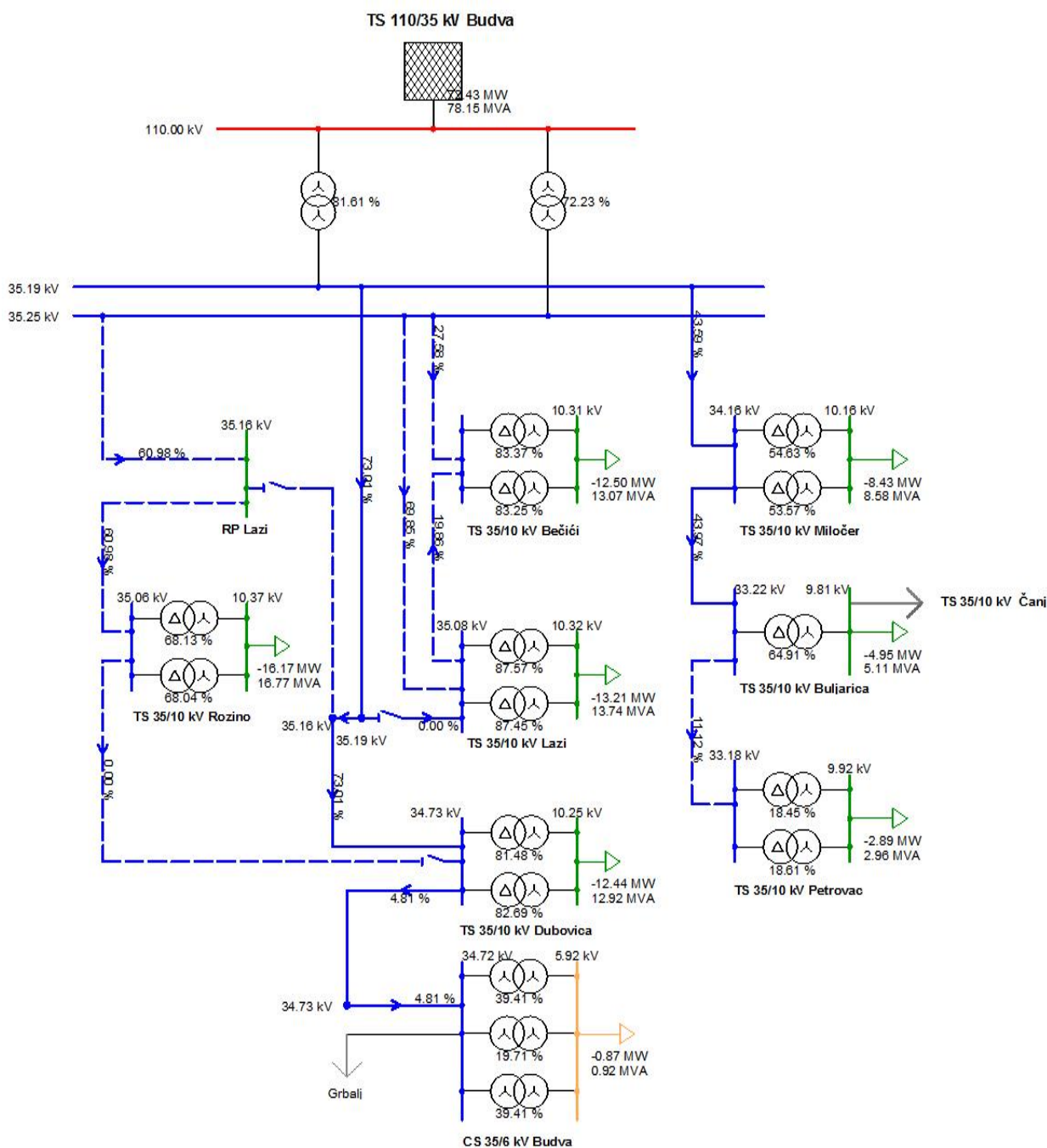
Slika 3-15 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (konzum TS 110/35 kV Ulcinj)



Slika 3-16 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (konzum TS 110/35 kV Bar)



Slika 3-17 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (drugi diokonzum TS 110/35 kV Virpazar)



Slika 3-18 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (drugi diokonzum TS 110/35 kV Budva)

Za slučaj normalnog uklopnog stanja i vršnog opterećenja konzuma kao značajno opterećene dionice 35 kV mreže (između 50% i 75%) ističu se:

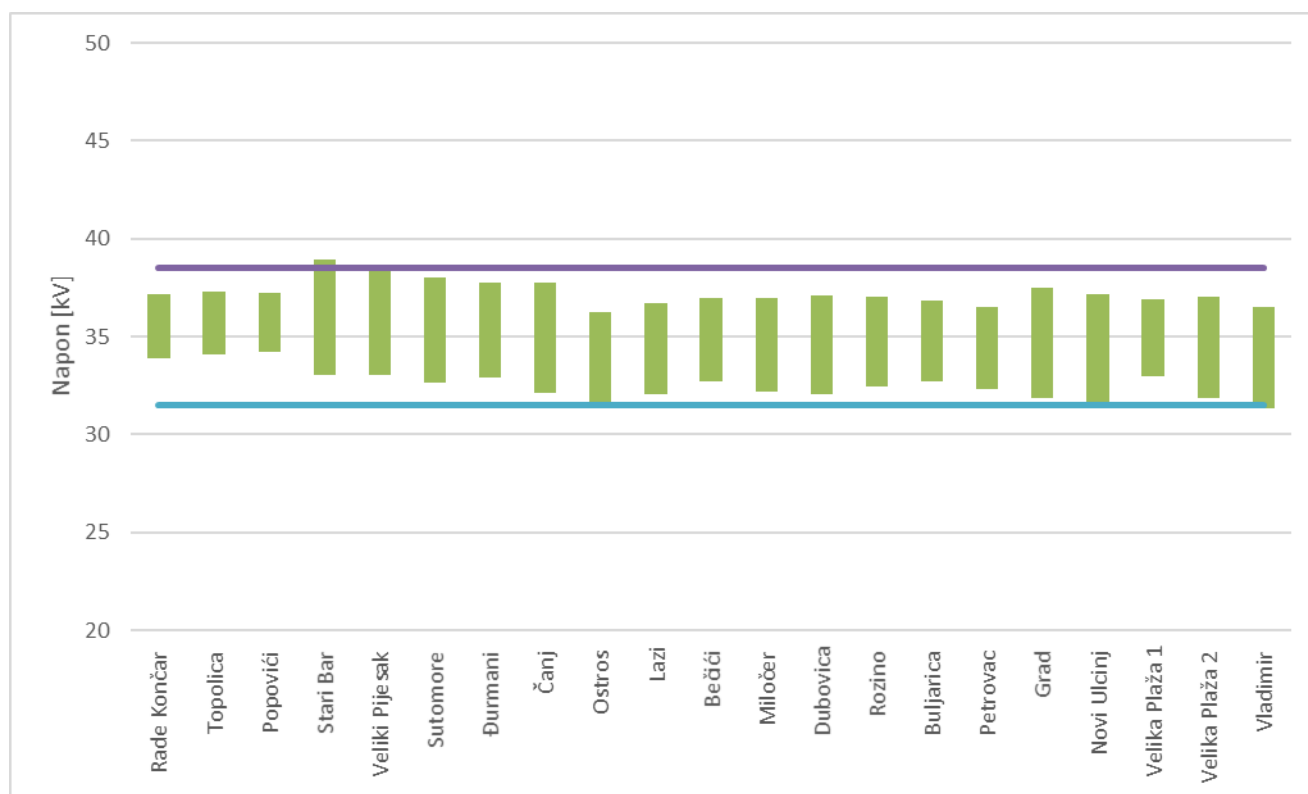
- TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV Topolica – dionica koja se koristi za napajanje konzuma TS 35/10 kV Topolica i TS 35/10 kV Luka;
- TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV P. Dubovica ;
- TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Rozino; – značajno opterećena dionica koja, i pored mogućeg dvostranog napajanja TS 35/10 kV Rozino, nema alternativu za napajanje TS 35/10 kV Rozino u režimu

maksimalnog opterećenja usljed značajnog konzuma TS 35/10 kV Rozino jer izaziva preopterećenje dionica na potencijalnim alternativnim pravacima napajanja.

U slučaju ispada jedne od dionica 35 kV mreže dolazi do preopterećivanja sljedećih dionica:

- TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV Topolica – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV Končar;
- TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV Končar – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV Topolica;
- TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Lazi – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Bečići;
- TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Bečići – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Lazi;
- TS 110/35 kV Budva – T spoj Lazi ili TS 110/35 kV Budva – RP 35 kV Lazi (u zavisnosti od uklopnog stanja koje nije redovno) – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Lazi;
- TS 110/35 kV Budva – T spoj Lazi ili TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Lazi (u zavisnosti od uklopnog stanja) – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Budva – RP 35 kV Lazi;
- T spoj Lazi – TS 35/10 kV P. Dubovica – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Budva – RP 35 kV Lazi, jer pomenuta dionica mora da prenese opterećenje maksimalnog konzuma TS 35/10 kV Rozino i TS 35/10 kV P. Dubovica koji zajedno su skoro dva puta veći od njenog podnosivog opterećenja;
- T spoj Lazi – TS 35/10 kV P. Dubovica i TS 110/35 kV Budva – T spoj Lazi ili TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Lazi (u zavisnosti od uklopnog stanja) – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla RP 35 kV Lazi – TS 35/10 kV Rozino.

Na osnovu mjerenja napona u TS 35/10 kV (Slika 3-19) može se uočiti da su naponske prilike na 35 kV uglavnom u propisanim granicama kod svih TS 35/10 kV, izuzimajući TS 35/10 kV Stari Bar, gdje je u toku 2021. godine napon iznad propisanog bio u 0,06% vremena, uglavnom u noćnim satima. Kod svih TS je napon u najvećem dijelu godine (99,5% vremena) u opsegu  $\pm 5\%U_n$ .



Slika 3-19 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 4

### 3.2.5. Region 5

Konzum Regiona 5 napaja se iz 3 napojne tačke (Tabela 3-11) od kojih svaka od njih raspolaže dovoljnom rezervom u instalisanoj snazi transformatora. Dok TS 110/35 kV Herceg Novi i TS 110/35 kV Kotor mogu napojiti maksimalni konzum i u slučaju ispada jednog od transformatora, to nije slučaj kod TS 110/35 kV Tivat usljed značajne razlike u snagama 2 transformatora (63 MVA i 20 MVA). Međutim, kako postoji direktna 35 kV veza između TS 110/35 kV Tivat i TS 110/35 kV Kotor, to je moguće kroz rezervno napajanje prevazići ovaj problem.

Tabela 3-11 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 5 u 2021. godini [MW]

TS 110/35 kV Herceg Novi	TS 110/35 kV Tivat	TS 110/35 kV Kotor
44.6	37.84	28.08

Mogućnosti rezervnog napajanja konzuma pomenutih napojnih TS su različite. Dok je konzum TS 110/35 kV Herceg Novi moguće rezervno napojiti iz pravca TS 35/10 kV Morinj (napojena iz TS 110/35 kV Kotor) i to u iznosu od približno 25 % vršnog konzuma (trenutno do realizacije investicije kablovskog voda TS 35/10 kV Tivat – Opatovo nije moguće rezervirati pravca Tivta), to su mogućnosti rezervnog napajanja konzuma TS 110/35 kV Tivat i TS 110/35 kV Kotor mnogo bolje usljed postojanja njihove međusobne direktne 35 kV veze koja nije velike dužine (vazdušni vod Al-Fe presjeka 95 mm<sup>2</sup>). Konzum TS 110/35 kV Tivat moguće je rezervirati iz pravca TS 110/35 kV Budva, tj. PS Budva, ali je predmetna dionica ograničenog kapaciteta (vazdušni vod Cu presjeka 35 mm<sup>2</sup> izražene dužine). Slična je situacija i sa mogućnošću rezervnog napajanja konzuma TS 110/35 kV Kotor iz pravca TS 110/35 kV Cetinje (vazdušni vod Al-Fe presjeka 70 mm<sup>2</sup> i vazdušni vod Cu presjeka 50 mm<sup>2</sup> izražene dužine).

Važno je istaći da su sljedeće TS 35/10 kV sa značajnim konzumom napojene radijalno: TS Topla i TS Igalo. Takođe, TS 35/10 kV Baošić i TS 35/10 kV Bijela su opremljene sa po jednim transformatorom.

Na osnovu mjerenja opterećenja (Tabela 3-12) moguće je izdvojiti sljedeće značajno opterećenje TS 35/10 kV:

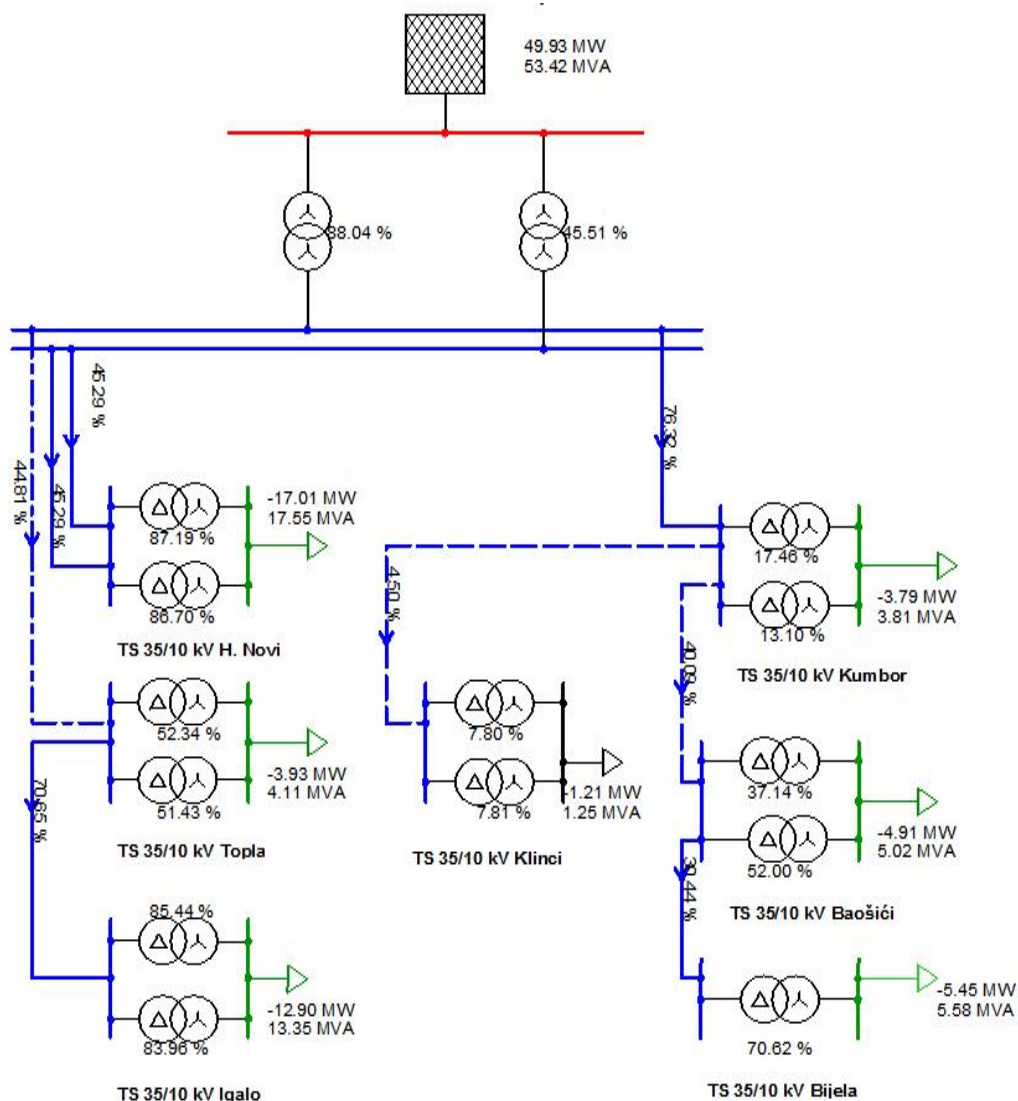
- Konzum TS 110/35 kV Herceg Novi – TS 35/10 kV Herceg Novi i TS 35/10 kV Igalo;
- Konzum TS 110/35 kV Tivat – TS 35/10 kV Grbalj i TS 35/10 kV Tivat Centar.

Napajanje dominantnog dijela konzuma moguće je obezbijediti sa dvije strane usljed prstenaste konfiguracije mreže ili putem dvostrukih kablovskih veza, ali, kao što je navedeno, ne za sve TS 35/10 kV sa značajnim konzumom.

Tabela 3-12 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 5

Naziv TS	$S_n$ [kVA]	$P_{max}$ [kW]	$Q_{max}$ [kVAr]	Opterećenost
Baošići	12000	4908.75	1050	41%
Bijela	8000	5348	1197	67%
Herceg Novi	20500	17010	4305	83%
Igalo	16000	12904.5	3402	81%
Klinci	16000	1207.5	315	8%
Kumbor	25000	3785	475	15%
Topla	8000	3417.75	1207.5	43%
Dobrota	12000	5600	500	47%
Grbalj	8000	6672.75	1911	83%
Lovćen	500	210	0	42%
Morinj	4000	980	105	25%
Risan	8000	3710	831.6	46%
Škaljari	25000	13737.5	3762.5	55%
Pržno	16000	3832.5	945	24%
Račica	8000	2990.4	733.6	37%
Tivat Centar	16000	13576.5	3087	85%

Proračunom tokova snaga na osnovu mjernih podataka o opterećenjima moguće je izvršiti analizu opterećenosti dionica 35 kV mreže (Slika 3-20 i Slika 3-21).



Slika 3-22

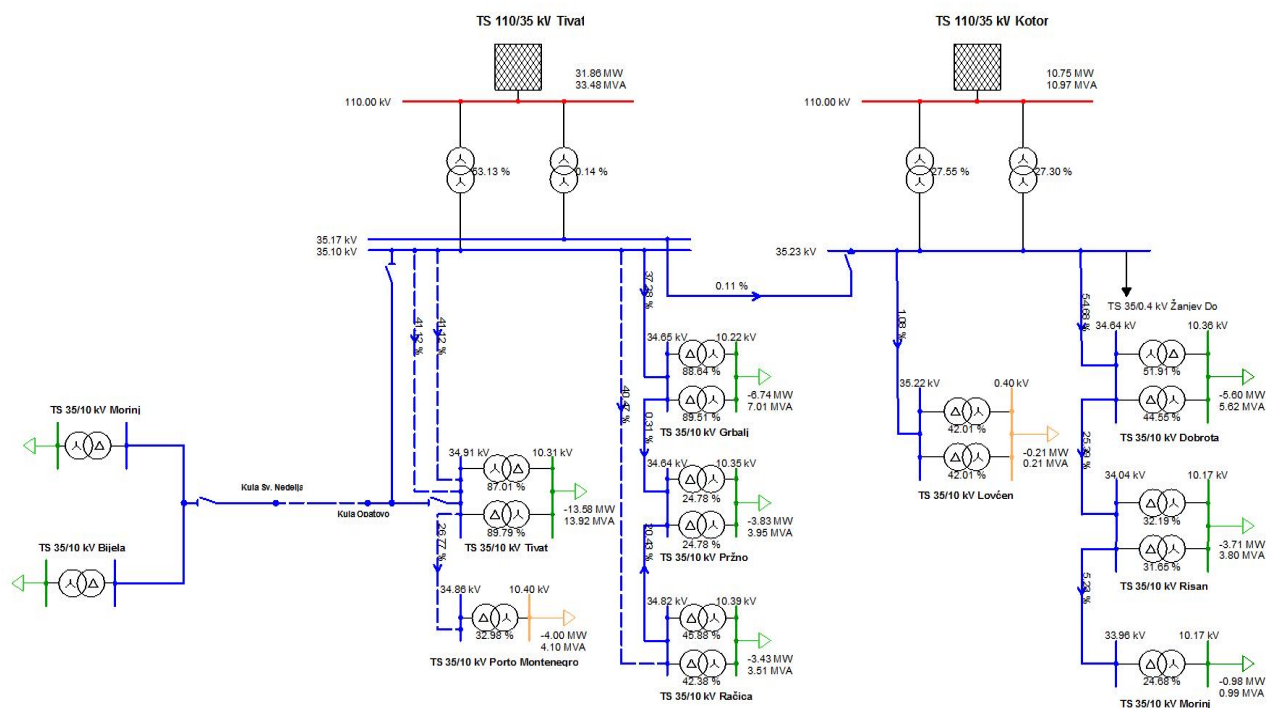
Slika 3-20 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5 (konzum TS 110/35 kV Herceg Novi)

Pri normalnom uklopnom stanju mreže i maksimalnom konzumu, kao značajno opterećene izdvajaju se sljedeće dionice 35 kV mreže:

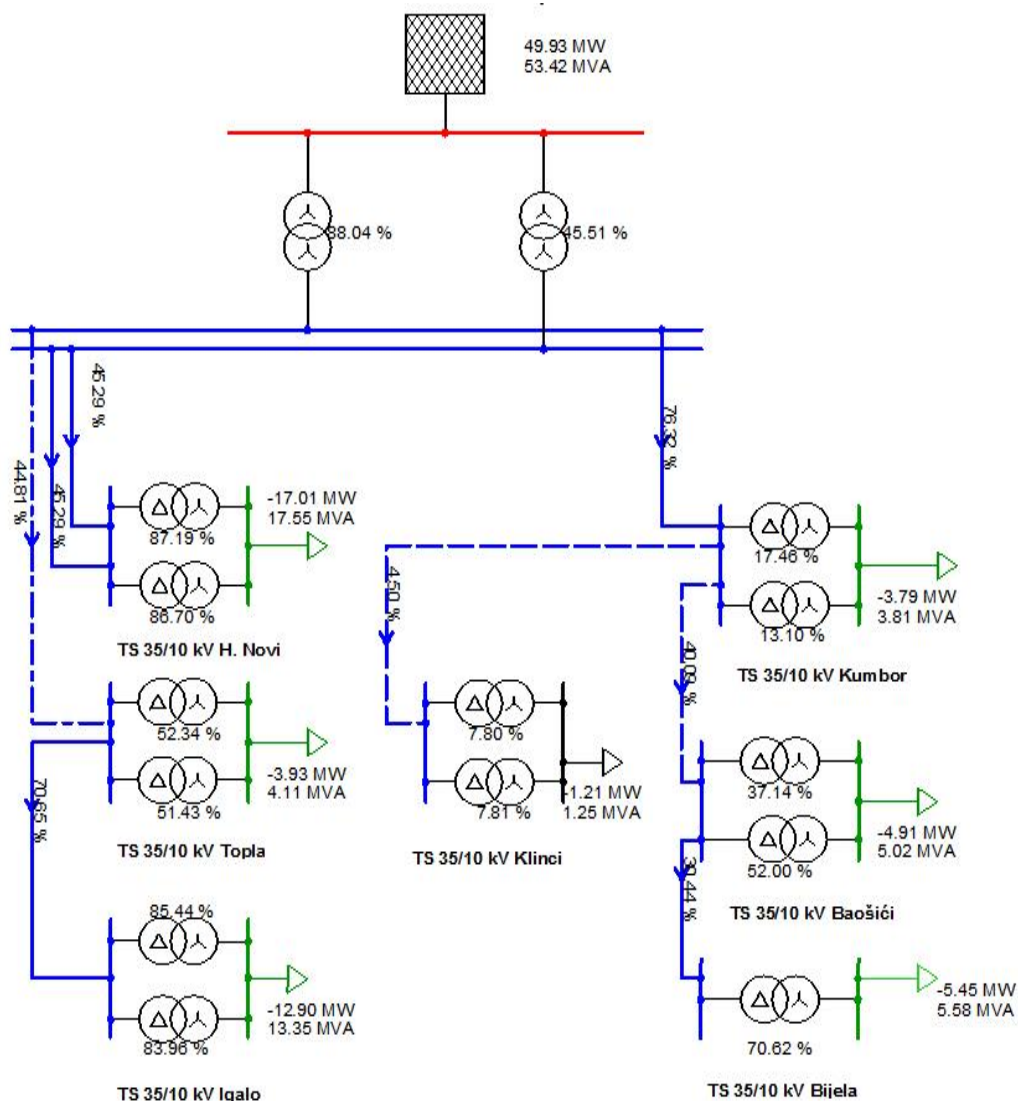
- TS 110/35 kV Herceg Novi – TS 35/10 kV Kumbor – ova dionica se koristi za napajanje konzuma TS 35/10 kV Kumbor, TS 35/10 kV Klinici, TS 35/10 kV Baošići i TS 35/10 kV Bijela, pa je za očekivati dalji rast njenog opterećenja. Djelimično rasterećenje i nešto veću mogućnost rezerviranja će se postići puštanjem u rad buduće planirane TS 110/35 kV Radovići.
- TS 35/10 kV Igalo – TS 35/10 kV Topla – ova dionica je značajno opterećena, a inače je jedina opcija za napajanje konzuma TS 35/10 kV Igalo koji ima perspektivu daljeg rasta;

U slučaju ispada dionica TS 110/35 kV Herceg Novi – TS 35/10 kV Kumbor i TS 110/35 kV Kotor – TS 35/10 kV Dobrota neće doći do preopterećivanja ukoliko se rezerviranje napajanja izvrši iz susjedne dvije TS 110/35 kV (Kotor i Tivat, odnosno Herceg Novi i Tivat respektivno). Međutim, u slučaju ispada dionice TS 110/35 kV Tivat

– TS 35/10 kV Grbalj doći će do preopterećivanja dionice TS 110/35 kV Tivat – TS 35/10 kV Račica ukoliko se ispad dogodi pri maksimalnom opterećenju.

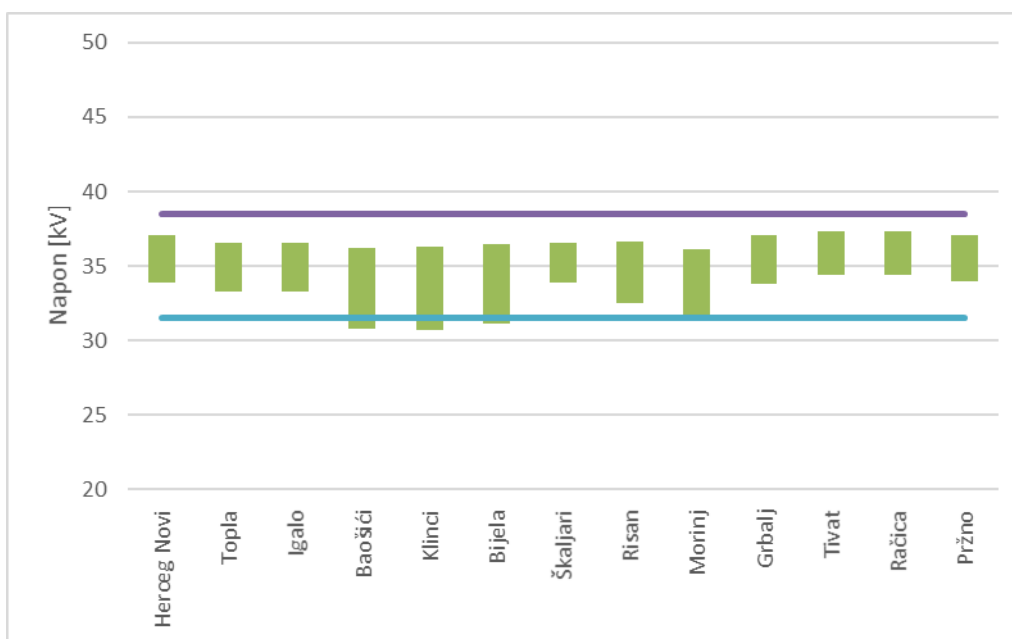


Slika 3-21 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5 (konzum TS 110/35 kV Tivat i TS 110/35 kV Kotor)



Slika 3-22 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5 (konzum TS 110/35 kV Tivat i TS 110/35 kV Kotor)

Mjerenja napona u TS 35/10 kV (Slika 3-23) ukazuju na vrlo povoljne (u okviru  $\pm 5\%U_n$ ) i naponske prilike u okviru propisanih granica kod većine TS 35/10 kV. Kod TS Bijela, TS Baošići i TS Klinci su registrovani nešto manji naponi u veoma kratkim vremenskim intervalima (naponi su bili manji od  $-95\% U_n$  za 1% vremena u 2021. godini).



Slika 3-23 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 5

### 3.2.6. Region 6

Konzum Regiona 6 napaja se iz dvije napojne TS 110/35 kV (Tabela 3-13) koje su opremljene sa po 2 transformatora instalisane snage od 20 MVA, pa se može zaključiti da postoji dovoljna rezerva u snazi za pouzdan rad. Konzum TS 110/35 kV Ribarevine nije moguće rezervno napojiti iz susjednih TS 110/35 kV putem 35 kV mreže, ali manji dio maksimalnog konzuma je moguće pokriti proizvodnjom distribuiranih izvora energije<sup>12</sup>. S druge strane, konzum TS 110/35 kV Mojkovac, u dijelu napajanja Kolašina, moguće je rezervno napojiti iz pravca TS 110/35 kV Podgorica 1 (TS 35/10 kV Ptič) ali u vrlo ograničenoj mjeri usljed izražene 35 kV dužine vazdušne mreže (Al-Fe presjeka 50 mm<sup>2</sup>) i prenosne moći dionice TS 110/35 kV Podgorica – T spoj Tuzi koja je značajno opterećena u režimu maksimalnog opterećenja konzuma TS 110/35 kV Podgorica 1 (Al-Fe presjeka 50 mm<sup>2</sup>), što za posljedicu ima izuzetno niske napone (na donjoj granici dozvoljenog opsega).

Tabela 3-13 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 6 u 2021. godini [MW]

TS 110/35 kV Ribarevine	TS 110/35 kV Mojkovac
16.38	9.24

Većina TS 35/10 kV sa značajnim konzumom je napojena sa dvije strane (približno 75 % maksimalnog opterećenja regiona). Od značajnije opterećenih TS 35/10 kV, kao radijalno napojena izdvaja se TS 35/10 kV Breza koja električnom energijom snabdijeva centar Kolašina. Pored ove TS, radijalno su napojene i sljedeće TS 35/10 kV: TS Čokrlije, TS Šćepanica, TS 35/10 kV Drijenak, TS M. Morača i nova TS Jezerine. Većina TS 35/10 kV opremljena je sa po 2 transformatora osim: TS Čokrlije, TS Šćepanica, TS Jezerine i TS M. Morača.

Uvidom u mjerenja u TS 35/10 kV (Tabela 3-14) moguće je izdvojiti sljedeće TS 35/10 kV sa najvećim opterećenjem opterećenjem (60% instalisane snage):

<sup>12</sup> Distribuiranim izvorima energije nije dozvoljen ostrvski rad, pa se ne mogu koristiti u slučaju potrebe za rezervnim napajanjem.

- TS Nedakusi i TS Medanovići – napajaju glavni dio konzuma TS 110/35 kV Ribarevine i za očekivati je dalje povećanje opterećenja. Potrebno je naglasiti da zbog različite instalisane snage ugrađenih transformatora (4 MVA i 8 MVA) u TS Medanovići nije moguće obezbijediti napajanje maksimalnog opterećenja usljed ispada jednog transformatora (ukoliko se desio ispad transformatora instalisane snage 8 MVA).

Tabela 3-14 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 6

Naziv TS	$S_n$ [kVA]	$P_{max}$ [kW]	$Q_{max}$ [kVar]	Opterećenost
Breza	16000	3097	1890	21%
Čokrlije	4000	686	217	17%
Drijenak	6500	603.75	810.25	9%
Man. Morača	2500	507.5	332.5	20%
Medanovići	12000	7235.2	743.4	60%
Mojkovac	8000	3038	2094.75	38%
Nedakusi	16000	9534	4714.5	60%
Ribarevine	4000	1642	0	41%
Šćepanica	2500	1564.5	346.5	64%
Jezerine	8000	577.5	157.5	7%

Na osnovu proračuna tokova snaga moguće je izvršiti analizu opterećenosti 35 kV mreže (Slika 3-24 i Slika 3-25). Može se uočiti da je u režimu normalnog uklopnog stanja mreže i maksimalnog opterećenja mreža podopterećena uz povoljne naponske prilike. Najopterećenije dionice su TS 110/35 kV Ribarevine – TS 35/10 kV Nedakusi i TS 110/35 kV Ribarevine – TS 35/10 kV Medanovići, a i one su opterećene do 35 % dozvoljenog opterećenja (uz pogon distribuiranih izvora energije). Ovdje treba istaći da se konzum koji gravitira Kolašinu napaja putem vazdušne 35 kV mreže velike dužine. Glavni dio konzuma je TS 35/10 kV Breza a ona je udaljena od napojne tačke (TS 110/35 kV Mojkovac) oko 18,5 km. Ako se uzme u obzir da se očekuje značajniji razvoj turističkog potencijala na teritoriji ove opštine (izgrađena TS 35/10 kV Jezerine), jasno je da će zahtjevi za snagom u istoj tački 35 kV mreže i dalje rasti što će se značajno odraziti na kvalitet naponskih prilika i pouzdanost napajanja putem 35 kV mreže.

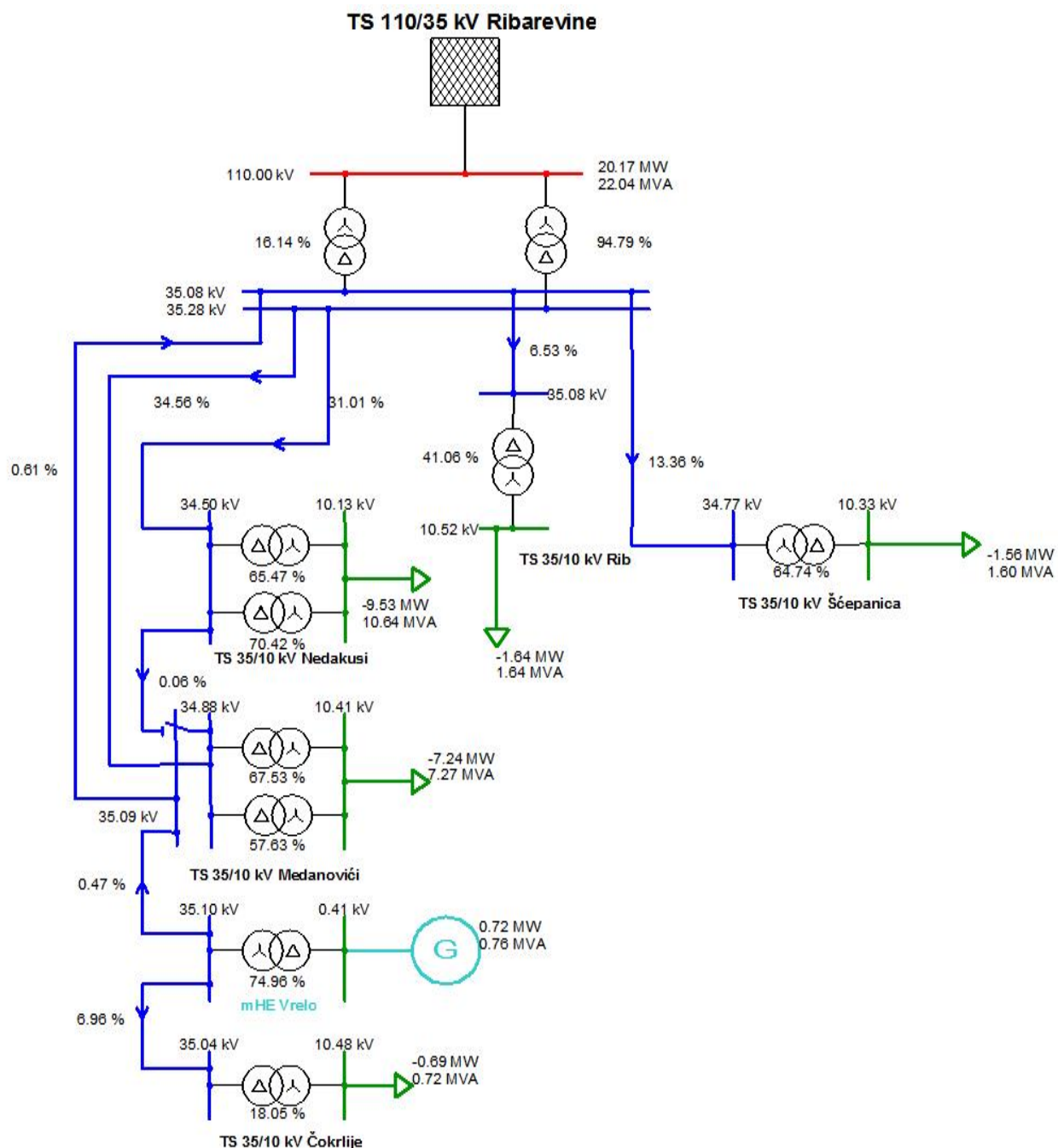
Na teritoriji Kolašina i Bijelog Polja su u pogonu distribuirani izvori energije koji, kada rade punim kapacitetom, rasterećuju 35 kV mrežu. U narednom periodu se očekuje izgradnja novih distribuiranih izvora energije što će povoljno uticati na naponske prilike u 35 kV mreži, kao i u pogledu pouzdanosti, odnosno umanjije prepoznata ograničenja u pogledu rezervnog napajanja iz susjedne TS 110/35 kV.

Ukoliko dođe do ispada jedne od dionica 35 kV mreže neće doći do preopterećivanja neke od dionica koje su ostale u pogonu, što je posljedica dovoljne rezerve u prenosnoj moći dionica u dijelu mreže koja može raditi u prstenu. Međutim, veći dio mreže je radijalan, bez mogućnosti rezervnog napajanja, ali, kao što je ranije navedeno, uz izuzetak TS 35/10 kV Breza kao značajne zbog pripadajućeg konzuma, taj dio mreže napaja TS 35/10 kV koje su slabo opterećene i sa niskim konzumom.

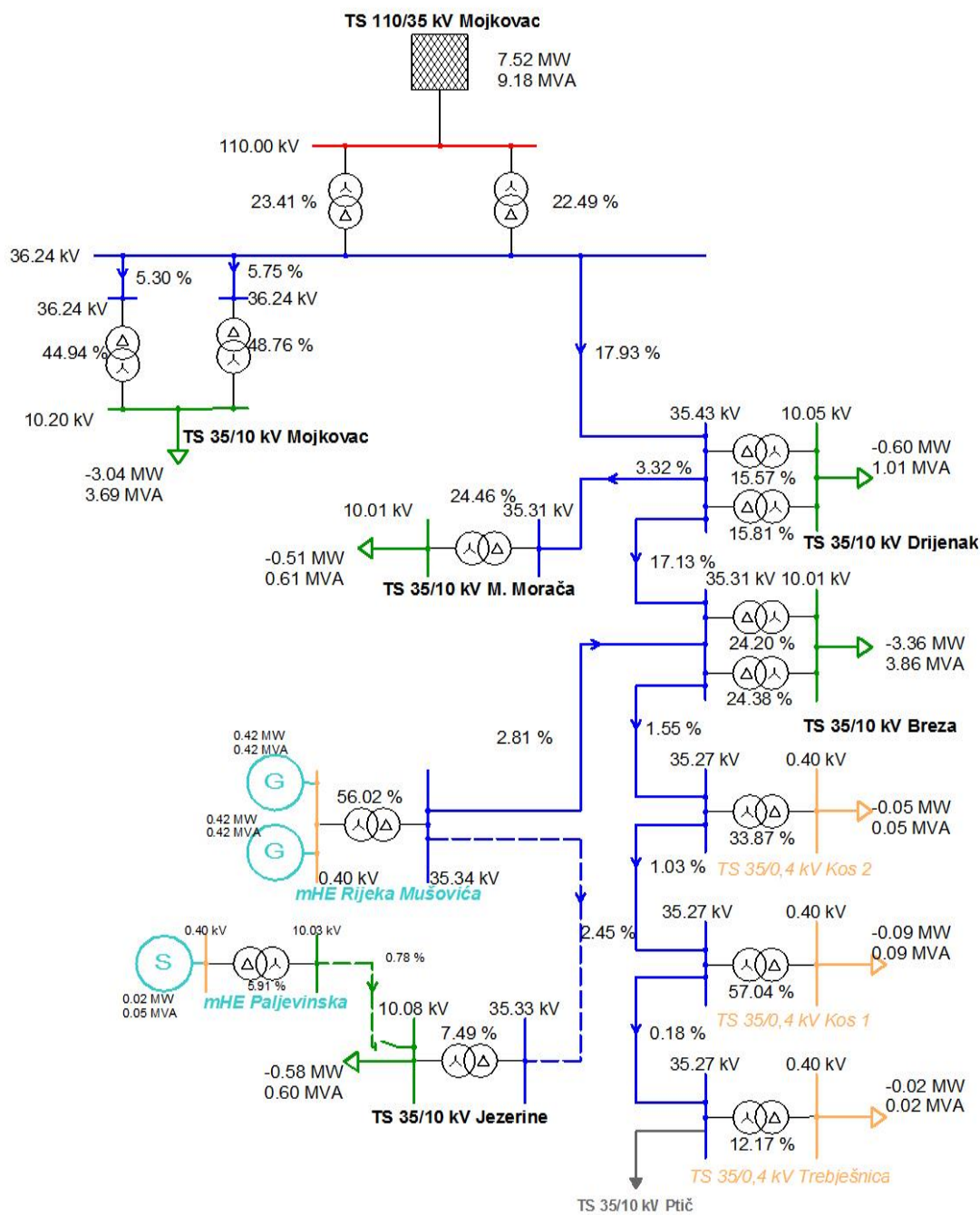
Mjerenja napona u TS 35/10 kV<sup>13</sup> (Slika 3-26) ukazuju na povoljne naponske prilike kod svih TS i napon se u toku 2021. godine u više od 99% vremena kreću u opsegu  $\pm 5\%$   $U_n$ . U TS 35/10 kV na teritoriji opštine Kolašin (TS Drijenak, TS Breza, TS Jezerine i TS M. Morača) se u kraćim vremenskim intervalima pojavljuju nešto niži

<sup>13</sup> Mjerenje u TS 35/10 kV Čokrlije je neispravno, dok u TS 35/10 kV Šćepanica nema mjerne ćelije 35 kV, pa naponi iz ovih TS nijesu prikazani na slici.

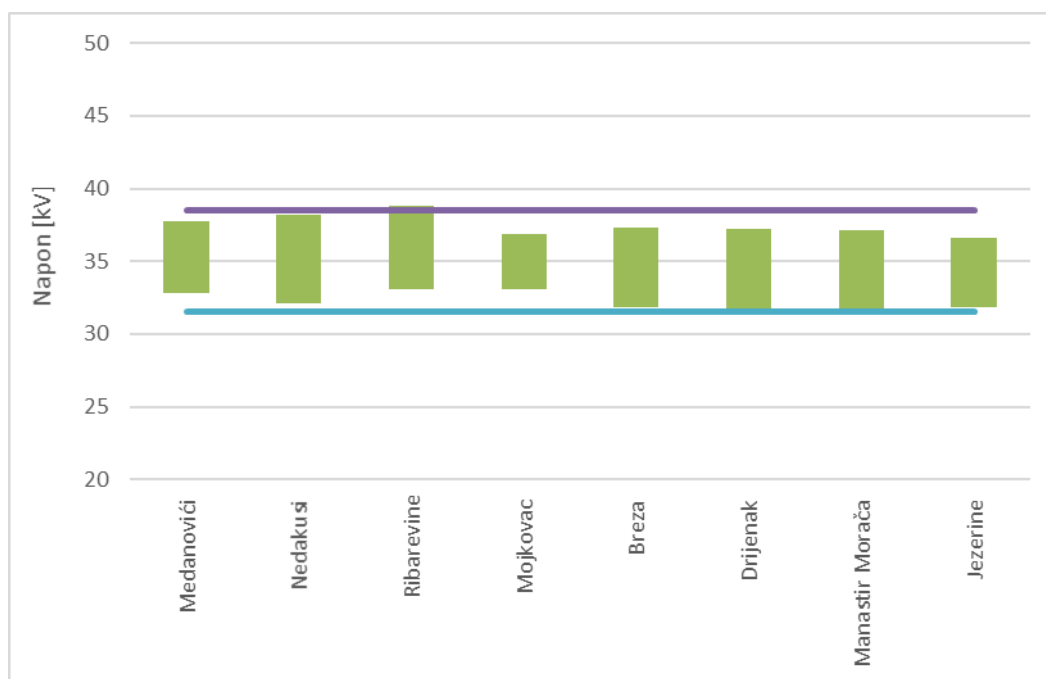
naponi, u ukupnom vremenskom trajanju manjim od 1%, što je posledica velih udaljenosti navedenih trafostanica od napojne TS 110/35 kV Mojkovac. Do prekoračenja napona većeg od 5% od  $U_n$ , takođe u vremenu manjem od 1%, dolazilo je pri radu malih hidroelektrana i u vremenu minimalnog opterećenja.



Slika 3-24 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (konzum TS 110/35 kV Ribarevine )



Slika 3-25 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (Konzum TS 110/35 kV Mojkovac)



Slika 3-26 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 6

Pomenuti povišeni naponi ne moraju se prenijeti na 10 kV stranu usljed postojanja mogućnosti regulacije napona na transformatorima TS 35/10 kV. Kod preostalih TS 35/10 kV, naponi na 35 kV sabirnicama su u najvećem dijelu godine (iznad 91 %) u opsegu  $\pm 5\%U_n$ .

### 3.2.7. Region 7

Region sa najdužom vazdušnom 35 kV mrežom je Region 7. Ovaj region ima jednu napojnu tačku, tj. TS 110/35 kV Pljevlja<sup>14</sup> (Tabela 3-15) koja je opremljena sa 2 transformatora (20 MVA i 40 MVA). Uzimajući u obzir maksimalno opterećenje, jasno je da u slučaju ispada većeg od dva transformatora nije moguće napojiti cijeli konzum bez rezervnog napajanja iz susjedne TS 110/35 kV Brezna. Pomenuta TS 110/35 kV je jedina mogućnost za rezervno napajanje, ali su naponi u mreži tokom rezervnog napajanja izrazito niski zbog dužine i presjeka 35 kV mreže (Al-Fe presjeka 50 mm<sup>2</sup> dužine 39 km dionice TS 110/35 kV Brezna – TS 35/10 kV Žabljak). Ovdje je potrebno istaći i osnovnu varijantu napajanja konzuma TS 35/10 kV Žabljak, tj. putem 110 kV voda koji radi pod 35 kV naponom a dužine je približno 42 km, što rezerviranje konzuma Regiona 7 osim TS 35/10 kV Žabljak i Njegovuđa čini vrlo ograničenim.

Tabela 3-15 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 7 u 2021. godini [MW]

TS 110/35 kV Pljevlja1
24.48

Mreža je dominantno radijalna i, ne računajući ograničenu mogućnost rezervnog napajanja, nijedna TS 35/10 kV osim TS 35/10 kV Volođa ne posjeduje mogućnost dvostranog napajanja. Ovo je posebno nepovoljno kada je u pitanju TS 35/10 kV Guke, koja je uz TS 35/10 kV Volođa i TS 35/10 kV Žabljak najopterećenija, koja ne posjeduje mogućnost rezervnog napajanja iz 35 kV mreže. Pomenute TS 35/10 kV predstavljaju skoro dvije trećine maksimalnog konzuma Regiona 7.

<sup>14</sup> TS 35/10 kV Šavnik i TS 35/10 kV Boan se u normalnom uklopnom stanju napajaju iz novoizgrađene TS 110/35 kV Brezna koja se u većoj mjeri koristi za napajanje TS 35/10 kV koje pripadaju Regionu 1.

Radikalno napojene TS 35/10 kV bez mogućnosti rezervnog napajanja iz 35 kV mreže su: TS Kosanica, TS Odžaci, TS Mataruge, TS Guke, TS V. Jakić i TS Njegovuđa. Sve navedene TS 35/10 kV osim TS Guke su opremljene samo sa po jednim transformatorom, kao i TS Gradac.

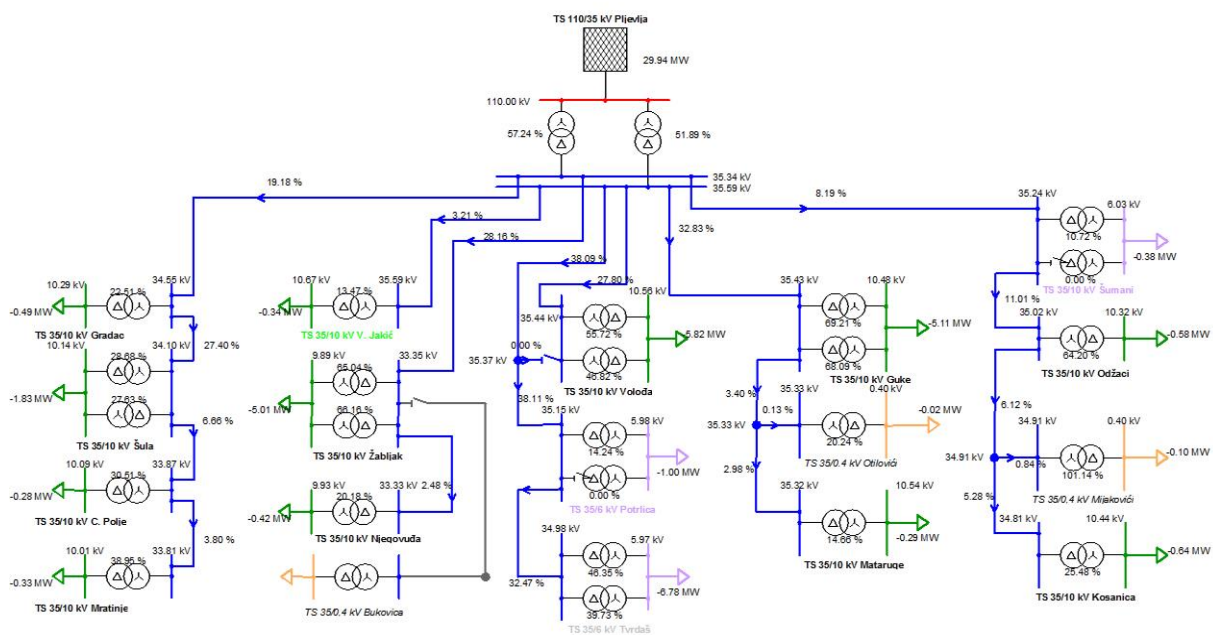
Mjerenja opterećenja u TS 35/10 kV (Tabela 3-16) ukazuju na značajno opterećenje sljedećih TS 35/10 kV:

- TS Guke – osnovna TS 35/10 kV za snabdijevanje konzuma užeg centra Pljevlja. Ispadom jednog od transformatora nije moguće napojiti cjelokupni konzum u slučaju maksimalnog opterećenja putem transformatora koji je ostao u pogonu. Za očekivati je dalji rast opterećenja.
- TS Odžaci – TS sa niskim konzumom sa slabom tendencijom rasta;
- TS Volođa – TS koja se koristi za snabdijevanje konzuma užeg centra Pljevlja;
- TS Žabljak – značajno opterećena TS sa daljom tendencijom rasta usljed očekivanog razvoja turističkog potencijala.

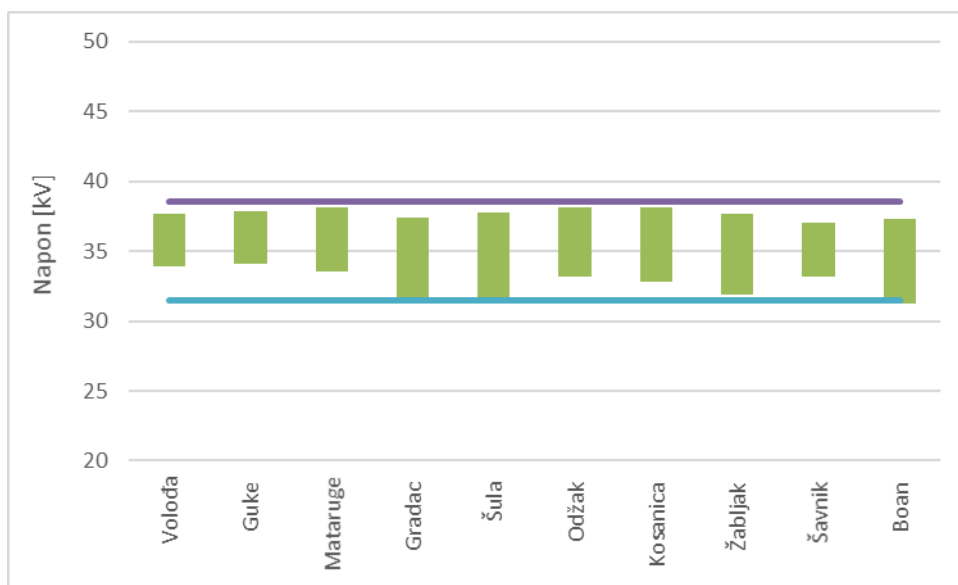
Tabela 3-16 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 7

Naziv TS	$S_n$ [kVA]	$P_{max}$ [kW]	$Q_{max}$ [kVAr]	Opterećenost
Boan	1600	281.4	172.2	18%
Gradac	2500	486.5	276.5	19%
Guke	8000	5113.5	1774.5	64%
Kosanica	2500	637	0	25%
Mataruge	2500	290.5	220.5	12%
Njegovuđa	2500	420	273	17%
Odžaci	1000	577.5	253.8	58%
Šavnik	2500	375.2	0	15%
Šule	7500	1827	994	25%
Šumani	4000	378	202	9%
Tvrdaš	16000	6783	1000	
Volođa	12000	5817	1165.5	48%
Žabljak	8000	5008.5	1344	63%

Pri normalnom uklopnom stanju i maksimalnom izmjenom opterećenju konzuma prema proračunu tokova snaga ne postoje značajno opterećene dionice 35 kV mreže. Naponi su nešto niži što je i za očekivati uzimajući u obzir konfiguraciju i karakteristike mreže (dužina, presjek), a to je posebno vidljivo kod TS 35/10 kV Žabljak. Najopterećenija dionica mreže je između TS 110/35 kV Pljevlja i TS 35/10 kV Volođa i trafostanica koje napajaju rudnik uglja. Ispadom ove dionice dolazi do preopterećivanja dionice TS 110/35 kV Pljevlja – T spoj Volođa. Slično, u slučaju ispada dionice TS 110/35 kV Pljevlja – T spoj Volođa dolazi do preopterećivanja dionice TS 110/35 kV Pljevlja – TS 35/10 kV Volođa. Usljed radialne konfiguracije mreže ispad neke od drugih dionica neće izazvati preopterećenje već prekid u napajanju odgovarajućih TS 35/X kV. Naime, od navedenih 13 TS (Tabela 3-16) čak 10 bi ostalo bez napajanja u slučaju ispada u 35 kV mreži na odgovarajućoj napojnoj dionici jer ne posjeduju mogućnost dvostranog napajanja za slučaj normalnog niti uklopnog stanja tokom rezervnog napajanja.



Slika 3-27 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 7



Slika 3-28 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 7

Mjerenja napona na 35 kV sabirnicama u TS 35/10 kV (Slika 3-28) ukazuju na prihvatljive naponske prilike tokom godine. Naime, kod svih TS 35/10 kV naponi su se kretali u opsegu  $\pm 5\%U_n$  preko 98% vremena u toku 2021. godine. Nešto niži naponi, zbog velike dužine dalekovoda, odnosno udaljenosti TS 35/10 kV od napojne tačke 110/35 kV Pljevlja, pojavljivali su se u TS Žabljak, TS Boan (u režimu napajanja preko TS Žabljak<sup>15</sup>), Šula i Gradac u veoma kratkom vremenskom periodu. Trajno rješenje problema sa naponima u TS Žabljak biće planirana izgradnja TS 110/35 kV Žabljak.

<sup>15</sup> Redovno napajanje TS Boan i TS Šavnik je iz TS 110/35 kV Brezna

### 3.3. Pouzdanost napajanja potrošača

CEDIS kao operater distributivnog sistema u obavezi je da vodi evidenciju o prekidima u isporuci električne energije. Sistem ažuriranja i obrade podataka je definisan Pravilima o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom u okviru kojih su i definisani obrasci za dostavljanje podataka Regulatornoj agenciji za energetiku. Vodeći se tim smjernicama izostavljaju se prekidi koji su imali trajanje kraće od 3 minuta, a svaki prekid se razmatra na nivou trafo konzuma napojnih trafostanice.

Posebno se razmatraju prekidi na različitim naponskim nivoima, tako da će biti prezentovani podaci zasebno za mreže 0.4 kV, 10 kV i 35 kV.

Početak primjene i stupanja na snagu pomenutih Pravila je ujedno i početak ažuriranja podataka o prekidima u napajanju električnom energijom na način kako je propisano Pravilima. Pravila su stupila na snagu u drugoj polovini 2017. godine. Za osnovne podatke, korišteni su podaci - tabele poslate Regulatornoj agenciji na uvid, za godine 2019, 2020 i 2021, sa već navedenim faktorima korekcije za potrebe uzrade ovog dokumenta. Takođe je važno napomenuti da za ovakav način razmatranja podataka 2018. godina, kao prelazna, nije uzeta u obzir, računajući na prelazni period između dolaska Pravila na snagu i momenta njihove tačne i konkretne primjene.

Napomenimo da se u Pravilima sistematizuju prekidi na način da se evidentiraju prekidi koji se odnose na prvi nadređeni trafo reon. Pored ovog dijela koji definišu Pravila, vodi se i evidencija o jednovremenim prekidima kojim je pogođeno više trafo reona.

Osavremenjavanje tehnologije u CEDIS-u, kako za eksploataciju električne energije, tako i za nadzor i vođenje prekida, daje kvalitetniju sliku funkcionisanja distributivnog sistema. Prezentovani podaci o prekidima u distributivnim mrežama će biti izloženi na način da se najjednostavnije sagleda trend, prvenstveno po pitanju broja i trajanja prekida.

Na kraju analize parametri SAIFI i SAIDI će pokazati stepen pouzdanosti distributivnog sistema. Ovi standardizovani parametri sa međunarodno definisanim kalkulacijama za proračun, koristeći i broj potrošača pogođenih prekidima u svojim kalkulacija, najvjerođostojnije odslikavaju stanje u mreži.

U daljem tekstu je nakon pregleda parametara za cjelokuopni sistem data analiza broja i trajanja prekida po gradovima. U tom slučaju su razmatrani samo prekidi, čija je odgovornost CEDIS i viša sila, sa isključenjem planiranih prekida i prekida na EEO, s tim što su isključeni i određeni ispadi, koji ne prikazuju pravo stanje pouzdanosti sistema.

U skladu sa ovom analizom, dalje su dati podaci o najkritičnijim elektroenergetskim objektima, sa stanovišta SAIFI i SAIDI za prethodne tri godine, u cilju sagledavanja tačaka za dalji razvoj i investicije.

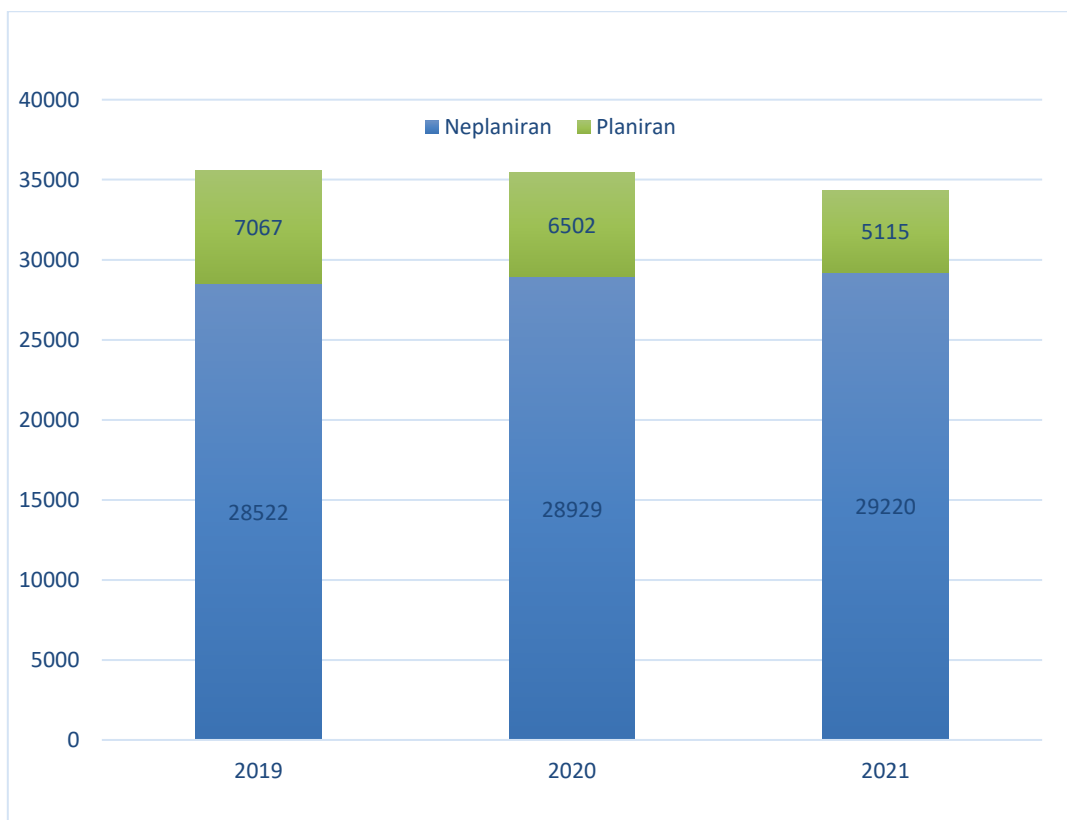
#### 3.3.1. Pregled broja planiranih i neplaniranih prekida

Prekidi u distributivnoj mreži mogu se podijeliti na planirane i neplanirane. Planirani su oni koji su uredno najavljeni potrošačima preko sredstava informisanja uz planirano angažovanje ekipa za rad. U distributivnoj kompaniji uvijek postoji težnja da se revitalizacijom mreže i redovnim remontima i održavanjima smanji broj neplaniranih prekida.

Na grafiku (Slika 1-1) je dat prikaz poređenja broja prekida (planirani, neplanirani i ukupno) za godine: 2019, 2020, 2021. Ukupan broj prekida napajanja potrošača bilježi pad od 3,5% za posljednje dvije godine, što je brojčano 1254 prekida manje u 2021. u odnosu na 2019. godinu.

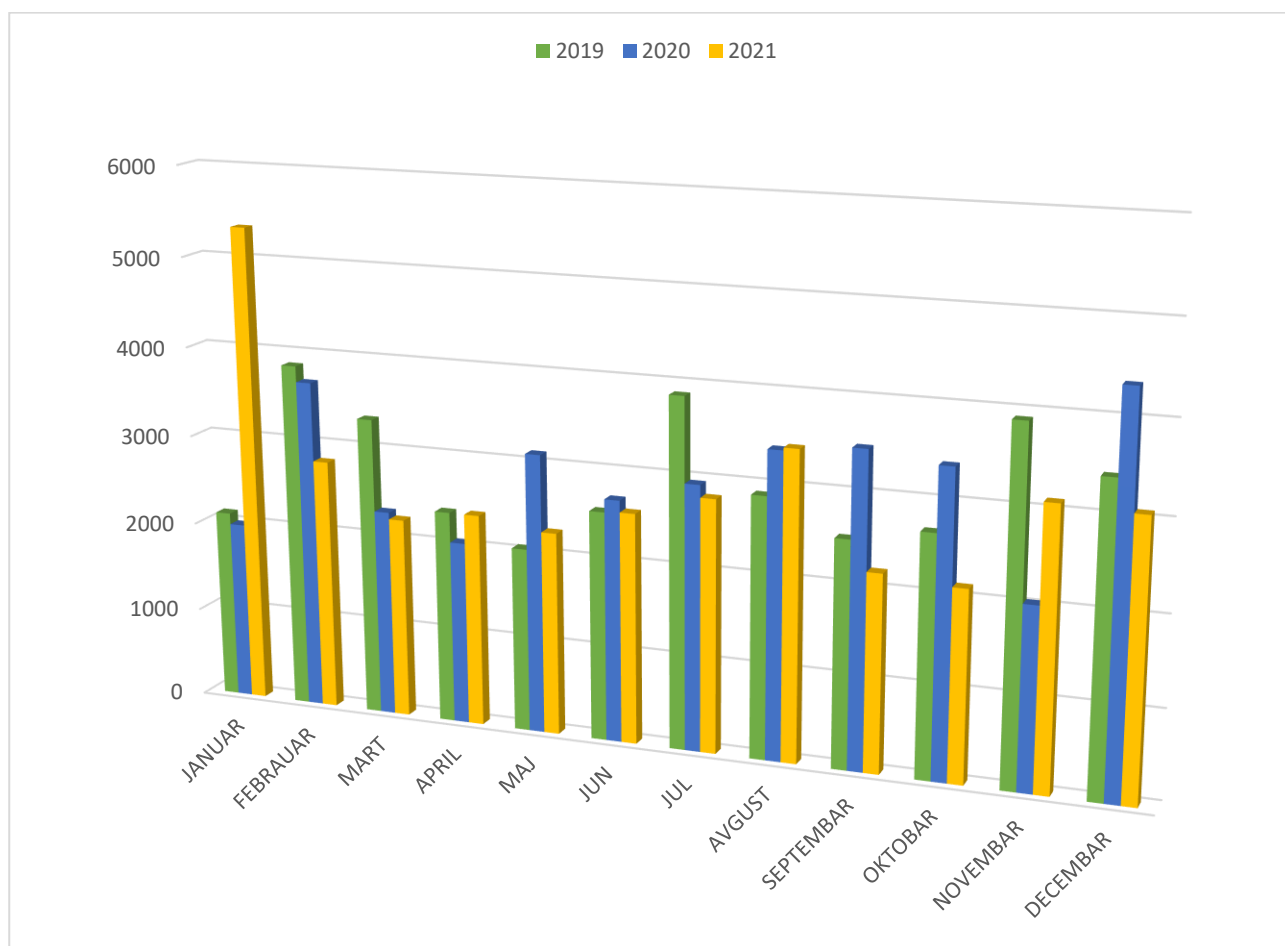
Na osnovu datog pregleda, može se primijetiti da je broj planiranih prekida u padu, najvećim dijelom jer odrađeni remontu daju rezultate, kao i investicije u mrežu. Na taj način je broj planiranih prekida u blagom padu 2020. u odnosu na 2021. godinu, ali u osjetnom 2021. u odnosu na 2019. godinu, čak 27,6%.

Broj neplaniranih prekida je u postepenom porastu 2020. u odnosu na 2019. godinu 1,4% i 2021. u odnosu na 2020. godinu 1,0%. Trendu porasta broja prekida su znatno doprinijele vremenske neprilike sa kraja 2020. i početka 2021. godine. O posledicama po pouzdanost napajanja distributivnog konzuma će biti više riječi u daljem tekstu.



Slika 3-29 Pregled ukupnog broja prekida (godišnji)

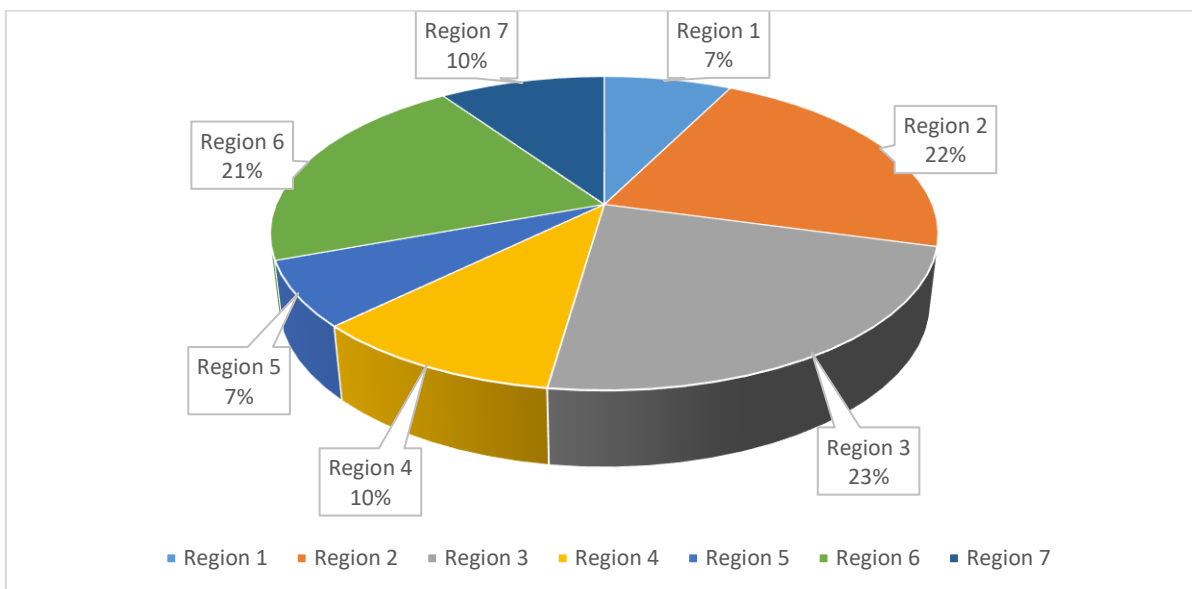
Distributivni konzum je najugroženiji u toku zimskih mjeseci, kada je mreža na udaru loših vremenskih prilika i u toku ljetnjih mjeseci, kada zbog velikog broja turista, koji posjećuju Crnu Goru, dolazi do skoka opterećenja, pa i ispada nekih izvoda radi preopterećenja. Na sljedećem grafiku (Slika 3-30) dat je pregled broja prekida u CEDIS-u po mjesecima za prethodne tri godine. Sa grafika je jasno uočljiv pad broja prekida 2020. u odnosu na 2019. godinu u toku zimskih mjeseci, osim za mjesec decembar 2020. i januar 2021. godine, kada je viša sila znatno uticala na pouzdanost napajanja. U toku proljeća i jeseni, porast broja prekida se pripisuje revitalizaciji i remontima na 10 i 0.4 kV mreži.



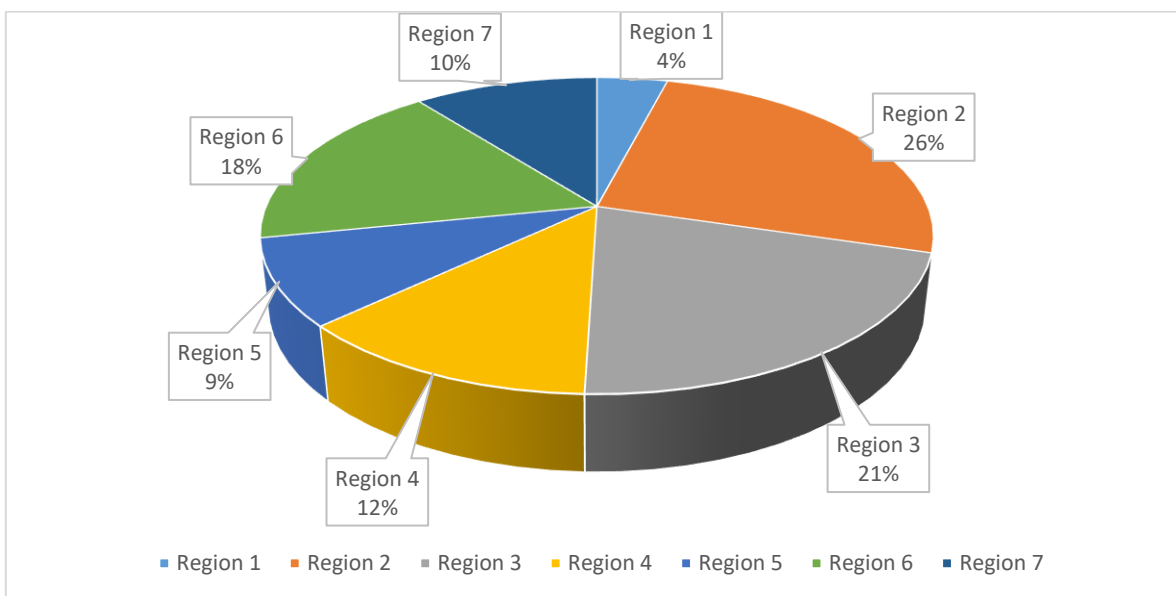
Slika 3-30 Pregled ukupnog broja prekida (mesečni)

Početak revitalizacije 10 kV mreže u junu 2019.godine, znatno je doprinio povećanju broja planiranih prekida, a najveći broj radova obavljen je na dalekovodima, koji su prepoznati kao kritični po pouzdanost potrošača u regionima 3 i 6. Predstojeći grafici (Slika 3-31, Slika 3-32 i Slika 3-33) na kojima je prikazan planirani SAIFI za prethodne tri godine, potvrđuju ove tvrdnje.

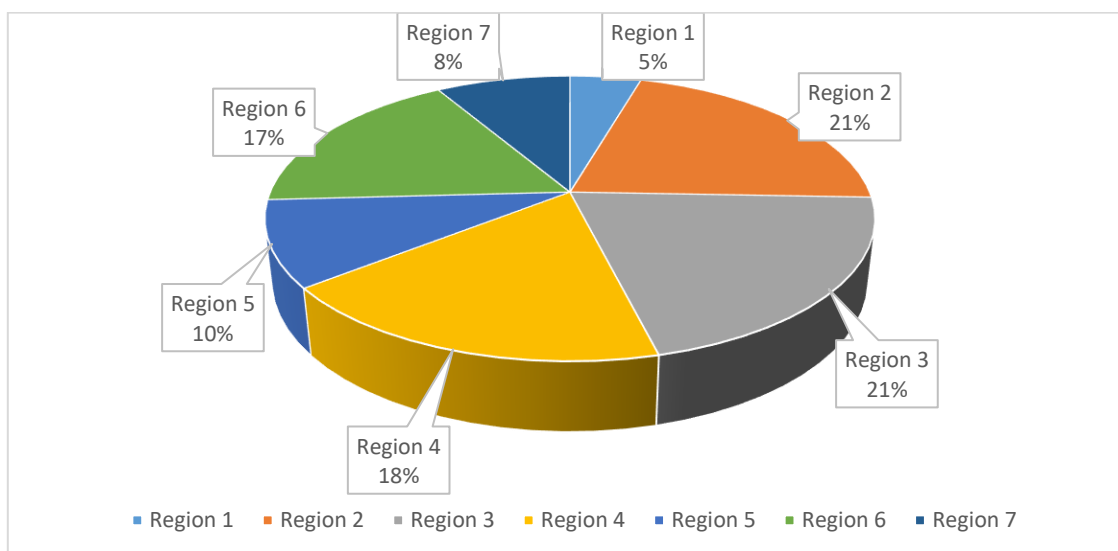
Zaključuje se da je SAIFI planiranih prekida u regionima 1 i 5 znatno manji u odnosu na SAIFI ostalih regiona, da se u regionu 4 radilo znatno na poboljšanju mreže 2021.godine (remont 10 kV Krute, 10 kV Mavrijan), kao i da region 7 stagnira po pitanju procentualnog učešća u zbirnom pregledu.



Slika 3-31 Pregled planirani SAIFI po regionima 2019.



Slika 3-32 Pregled planirani SAIFI po regionima 2020.



Slika 3-33 Pregled planirani SAIFI po regionima 2021.

### 3.3.2. Indeksi pouzdanosti SAIFI i SAIDI

Indeksi pouzdanosti SAIFI i SAIDI su pouzdani parametar funkcionisanja sistema distribucije, s obzirom na to da se u proračunu uzima broj pogođenih kupaca, u odnosu na cjelokupni broj potrošača (Tabela 3-17) priključenih na distributivni sistem. Uzeta je u obzir činjenica da svaki kupac ima jednako pravo na kvalitet i pouzdanost isporuke električne energije.

Tabela 3-17. Pregled ukupnog broja potrošača

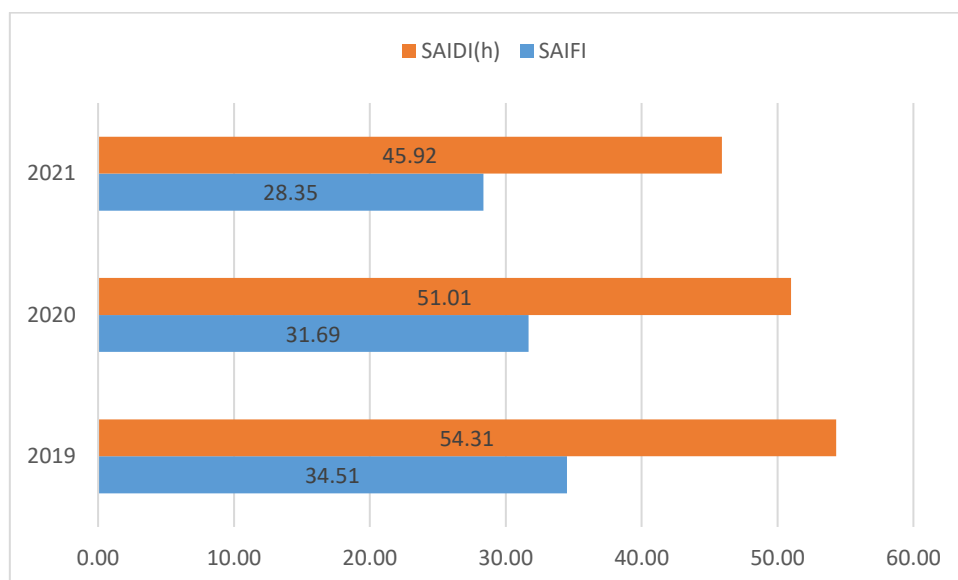
2019	2020	2021
396462	404775	414030

Dat je pregled indeksa SAIFI i SAIDI za 2019, 2020. i 2021. godinu, kao i prikaz procentualnog pada indeksa u odnosu na prethodnu godinu (Tabela 3-18, Slika 3-34).

Uočljivo je da je 2021. godini primjetan drastičan pad indeksa, što znači da je pouzdanost napajanja potrošača značajno bolja u odnosu na prethodne godine.

Tabela 3-18. Statistički podaci SAIDI i SAIFI

	SAIFI	SAIDI(min)	SAIDI(h)	-% SAIFI	-% SAIDI
2019	34,51	3258,88	54,31		
2020	31,69	3060,37	51,01	8,18	6,09
2021	28,35	2755,03	45,92	10,52	9,98



Slika 3-34 Pregled SAIFI SAIDI ukupno

U skladu sa Pravilima, odgovornost za prekide u mreži može se pripisati jednom od tri odgovorna subjekta i to: CEDIS-u, CGES-u, TL (trećem licu) ili VS (višoj sili). Naravno, sa izuzećem više sile za planirane prekide.

U skladu sa tim, dalje će biti date tabele pregleda (Tabela 3-19, Tabela 3-20, Tabela 3-21, Tabela 3-22, Tabela 3-23, i Tabela 3-24) svih podataka vezanih za SAIFI I SAIDI po regionima, u skladu sa organizacionom strukturom CEDIS-a.

Tabela 3-19. Pregled SAIDI (min) 2019. godina

2019	CEDIS-N	CGES-N	TL-N	VS-N	CEDIS-P	CGES-P	TL-P	Ukupno-N	Ukupno-P	Ukupno
Region 1	37,07	42,47	0,69	71,61	105,97	3,69	3,65	151,83	113,30	265,14
Region 2	531,84	32,07	1,71	10,10	218,62	36,72	7,12	575,72	262,45	838,16
Region 3	245,64	50,61	0,54	9,34	271,53	22,88	0,48	306,13	294,89	601,01
Region 4	210,47	197,00	1,78	31,69	91,99	11,10	5,14	440,94	108,23	549,17
Region 5	121,34	35,65	6,32	29,90	55,24	2,16	0,02	193,21	57,42	250,63
Region 6	84,56	9,77	1,02	146,83	272,47	0,98	0,78	242,18	274,23	516,41
Region 7	98,97	1,66	0,71	31,83	104,50	0,48	0,20	133,18	105,18	238,35
<b>Ukupno</b>	<b>1329,89</b>	<b>369,24</b>	<b>12,76</b>	<b>331,30</b>	<b>1120,33</b>	<b>77,99</b>	<b>17,38</b>	<b>2043,19</b>	<b>1215,70</b>	<b>3258,88</b>

Tabela 3-20. Pregled SAIDI (min) 2020. godina

2020	CEDIS-N	CGES-N	TL-N	VS-N	CEDIS-P	CGES-P	TL-P	Ukupno-N	Ukupno-P	Ukupno
Region 1	31,74	9,56	1,03	90,04	58,01	2,74	0,00	132,37	60,76	193,13
Region 2	414,40	27,81	5,09	31,30	200,97	20,32	0,15	478,60	221,44	700,04
Region 3	220,75	54,12	0,77	147,41	164,05	22,63	0,01	423,05	186,69	609,74
Region 4	161,56	82,03	1,99	28,16	159,46	4,63	6,26	273,74	170,34	444,08
Region 5	120,60	38,24	1,40	8,67	57,55	8,70	0,08	168,91	66,33	235,23
Region 6	66,50	3,91	0,18	253,12	174,28	1,28	0,00	323,70	175,57	499,27
Region 7	122,34	23,40	2,16	91,62	122,80	16,50	0,04	239,52	139,35	378,87
<b>Ukupno</b>	<b>1137,89</b>	<b>239,08</b>	<b>12,61</b>	<b>650,32</b>	<b>937,12</b>	<b>76,82</b>	<b>6,54</b>	<b>2039,89</b>	<b>1020,47</b>	<b>3060,37</b>

Tabela 3-21. Pregled SAIDI (min) 2021. godina

2021	CEDIS-N	CGES-N	TL-N	VS-N	CEDIS-P	CGES-P	TL-P	Ukupno-N	Ukupno-P	Ukupno
Region 1	23,17	15,13	1,52	98,02	40,02	5,67	0,12	137,85	45,82	183,67
Region 2	335,84	32,69	17,24	60,64	146,69	15,31	0,30	446,42	162,29	608,71
Region 3	207,81	24,90	5,22	169,50	131,68	66,15	0,01	407,43	197,83	605,26
Region 4	115,65	42,70	2,47	16,97	84,64	65,35	0,18	177,79	150,17	327,96
Region 5	87,60	6,96	0,65	12,49	123,98	1,09	0,00	107,71	125,08	232,78
Region 6	45,21	13,20	0,90	204,34	109,85	77,91	0,30	263,64	188,06	451,70
Region 7	41,39	8,18	0,09	217,85	77,33	0,00	0,11	267,51	77,44	344,95
<b>Ukupno</b>	<b>856,67</b>	<b>143,76</b>	<b>28,09</b>	<b>779,82</b>	<b>714,20</b>	<b>231,47</b>	<b>1,02</b>	<b>1808,34</b>	<b>946,69</b>	<b>2755,03</b>

Tabela 3-22. Pregled SAIFI 2019. godina

2019	CEDIS-N	CGES-N	TL-N	VS-N	CEDIS-P	CGES-P	TL-P	Ukupno-N	Ukupno-P	Ukupno
Region 1	0,76	0,42	0,01	0,73	0,60	0,05	0,01	1,91	0,66	2,57
Region 2	6,27	0,80	0,02	0,06	1,69	0,24	0,02	7,15	1,95	9,10
Region 3	2,92	0,45	0,01	0,06	1,97	0,08	0,00	3,44	2,05	5,49
Region 4	2,63	1,93	0,04	0,33	0,74	0,15	0,03	4,94	0,93	5,86
Region 5	1,69	1,27	0,11	0,24	0,56	0,04	0,00	3,31	0,60	3,91
Region 6	1,34	0,16	0,02	1,53	1,86	0,01	0,01	3,05	1,88	4,93
Region 7	1,54	0,07	0,01	0,17	0,85	0,00	0,00	1,79	0,85	2,65
<b>Ukupno</b>	<b>17,15</b>	<b>5,10</b>	<b>0,23</b>	<b>3,11</b>	<b>8,28</b>	<b>0,56</b>	<b>0,08</b>	<b>25,60</b>	<b>8,91</b>	<b>34,51</b>

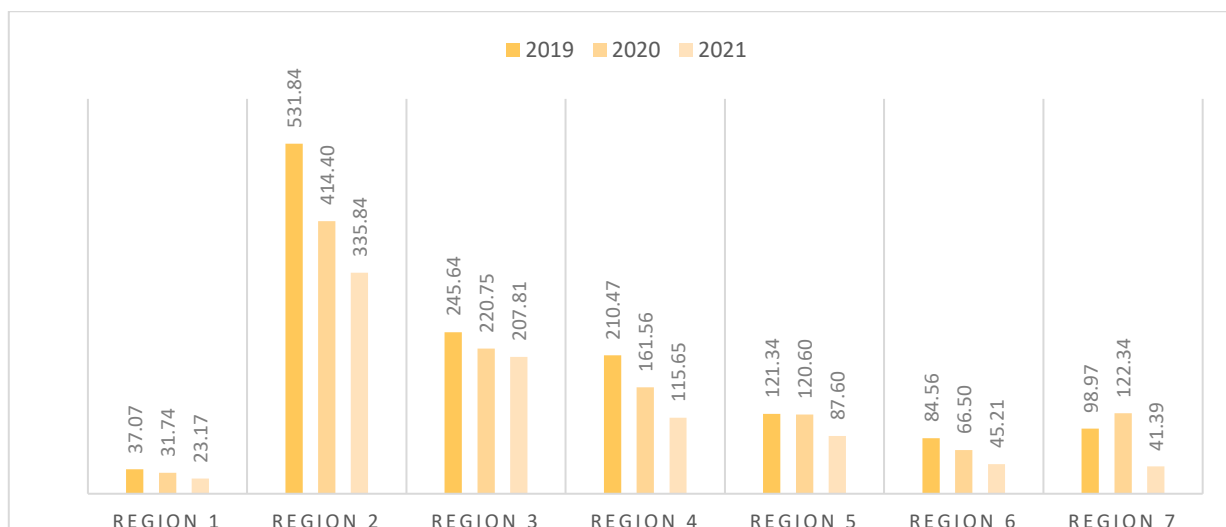
Tabela 3-23. Pregled SAIFI 2020. godina

2020	CEDIS-N	CGES-N	TL-N	VS-N	CEDIS-P	CGES-P	TL-P	Ukupno-N	Ukupno-P	Ukupno
Region 1	0,58	0,23	0,03	0,77	0,25	0,03	0,00	1,60	0,27	1,87
Region 2	5,51	0,70	0,12	0,13	1,49	0,23	0,00	6,45	1,73	8,18
Region 3	2,31	0,22	0,03	0,45	1,13	0,27	0,00	3,01	1,40	4,42
Region 4	2,38	1,66	0,02	0,19	0,78	0,04	0,02	4,26	0,84	5,10
Region 5	1,84	1,22	0,06	0,23	0,47	0,13	0,00	3,35	0,59	3,95
Region 6	1,58	0,16	0,00	1,92	1,17	0,01	0,00	3,66	1,19	4,85
Region 7	1,41	0,33	0,03	0,84	0,63	0,09	0,00	2,60	0,71	3,32
<b>Ukupno</b>	<b>15,61</b>	<b>4,52</b>	<b>0,30</b>	<b>4,53</b>	<b>5,91</b>	<b>0,80</b>	<b>0,03</b>	<b>24,94</b>	<b>6,74</b>	<b>31,69</b>

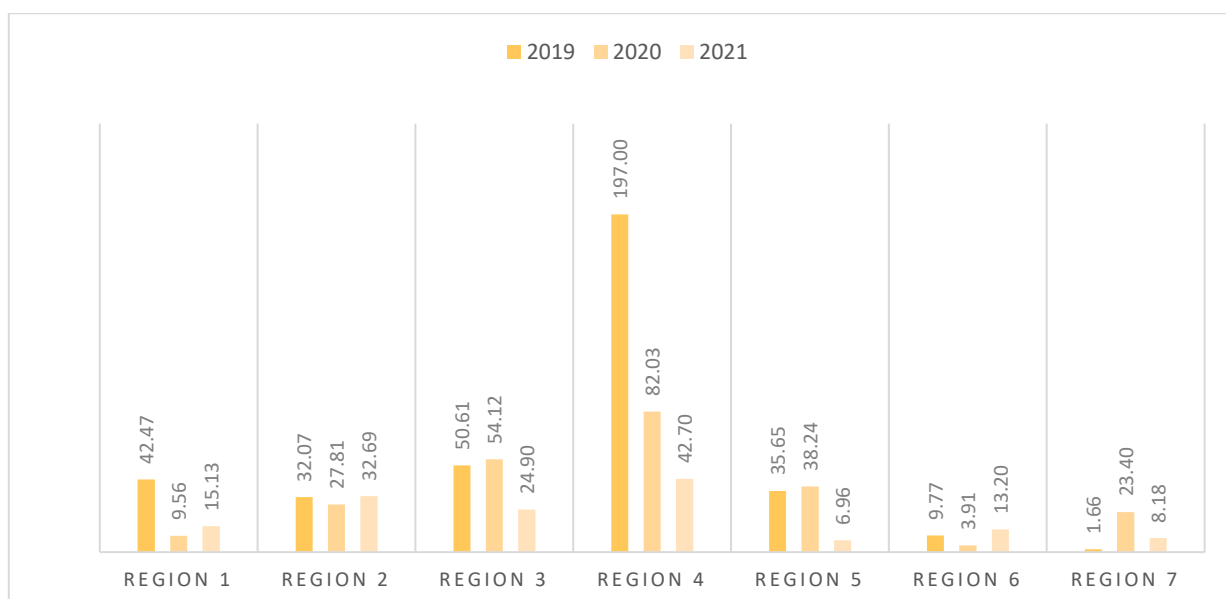
Tabela 3-24. Pregled SAIFI 2021. godina

2021	CEDIS-N	CGES-N	TL-N	VS-N	CEDIS-P	CGES-P	TL-P	Ukupno-N	Ukupno-P	Ukupno
Region 1	0,41	0,20	0,01	0,58	0,26	0,02	0,00	1,20	0,28	1,48
Region 2	5,07	0,62	0,03	0,52	1,17	0,15	0,00	6,24	1,33	7,57
Region 3	2,33	0,53	0,02	0,85	0,83	0,46	0,00	3,73	1,29	5,03
Region 4	1,82	1,06	0,02	0,22	0,87	0,28	0,00	3,12	1,15	4,27
Region 5	1,54	0,21	0,03	0,38	0,59	0,03	0,00	2,16	0,61	2,77
Region 6	0,82	0,22	0,01	1,85	0,64	0,45	0,01	2,90	1,09	3,99
Region 7	0,58	0,20	0,00	1,91	0,53	0,00	0,00	2,70	0,54	3,23
<b>Ukupno</b>	<b>12,57</b>	<b>3,04</b>	<b>0,13</b>	<b>6,32</b>	<b>4,89</b>	<b>1,39</b>	<b>0,01</b>	<b>22,05</b>	<b>6,30</b>	<b>28,35</b>

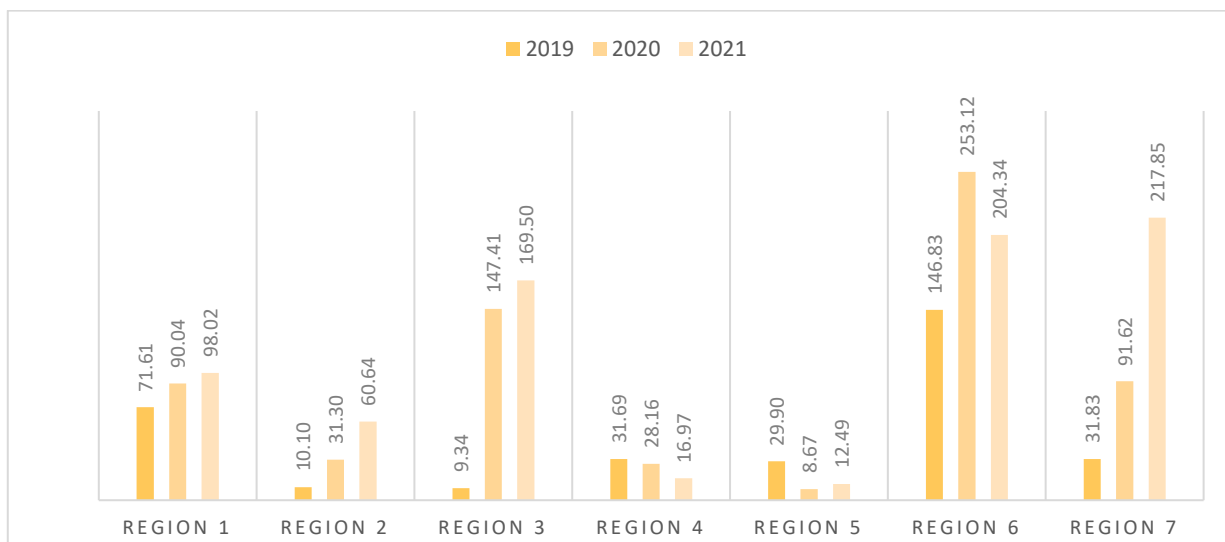
U skladu sa datim tabelama, dalje će biti dati uporedni grafici indeksa pouzdanosti na nivou CEDIS-a (Slika 3-35, Slika 3-36, Slika 3-37, Slika 3-38, Slika 3-39 i Slika 3-40), u skladu sa odgovornosti, po regionima za svaku od prethodnih godina. U fokusu su neplanirani prekidi, kako bi se stekao utisak o funkcionisanju sistema u periodu od prethodne tri godine.



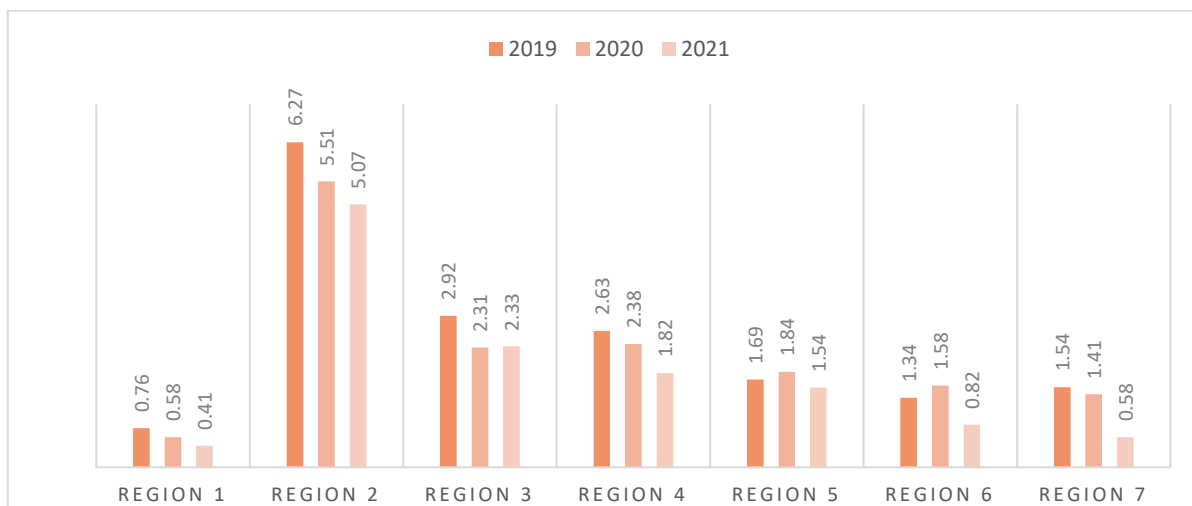
Slika 3-35 Pregled SAIDI neplanirani CEDIS



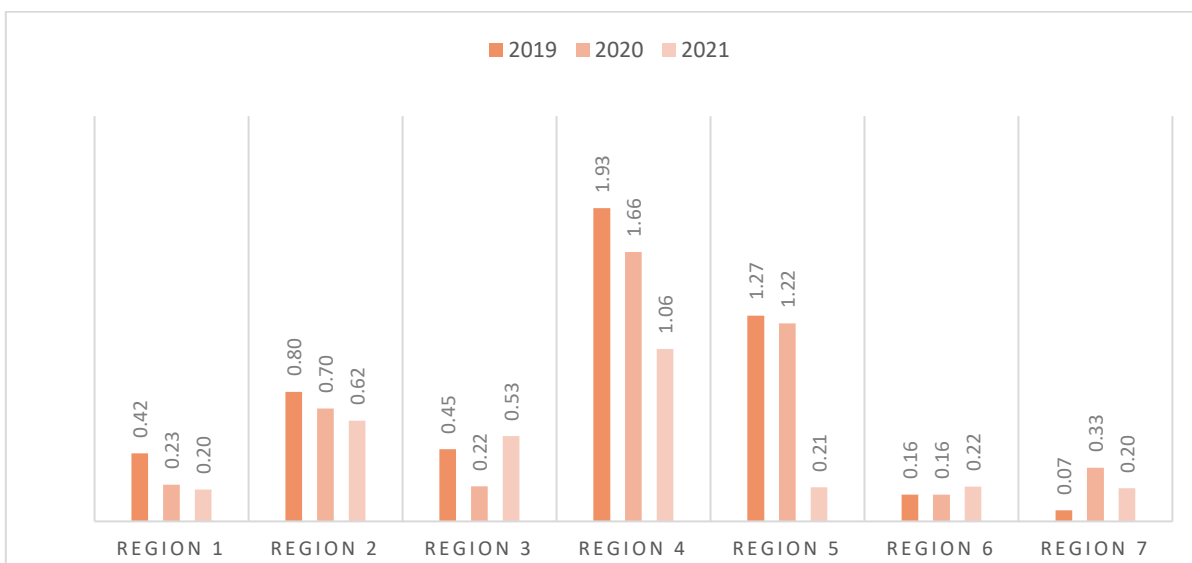
Slika 3-36 Pregled SAIDI neplanirani CGES



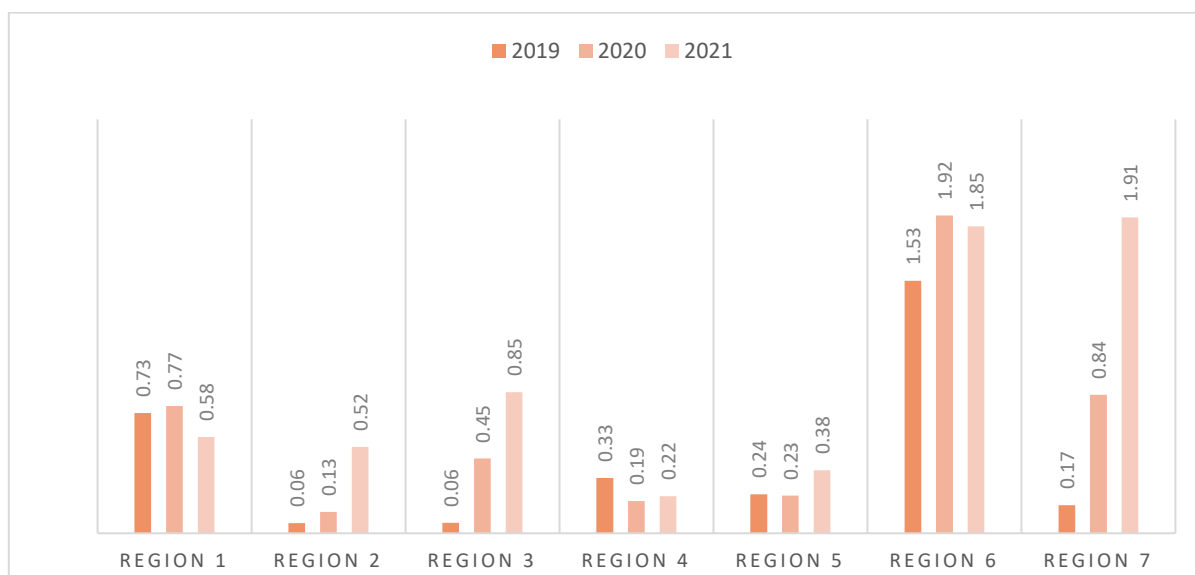
Slika 3-37 Pregled SAIDI neplanirani VIŠA SILA



Slika 3-38 Pregled SAIFI neplanirani CEDIS

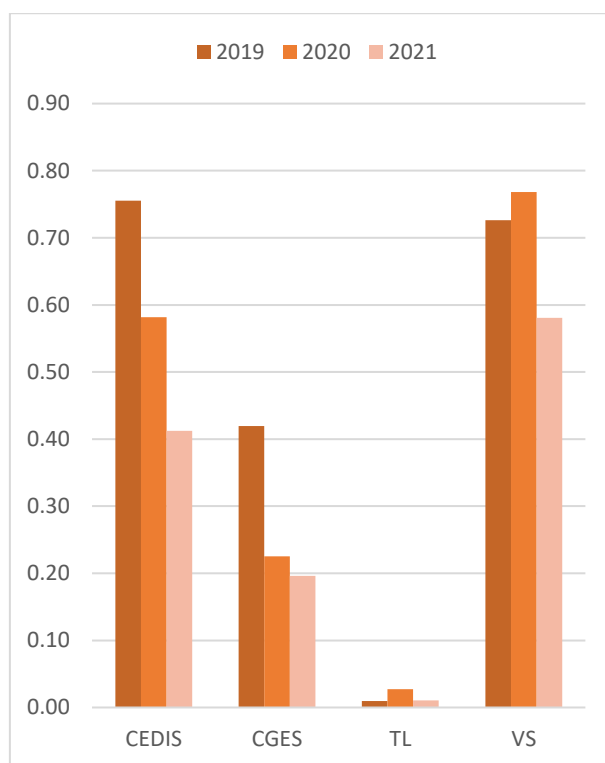


Slika 3-39 Pregled SAIFI neplanirani CGES

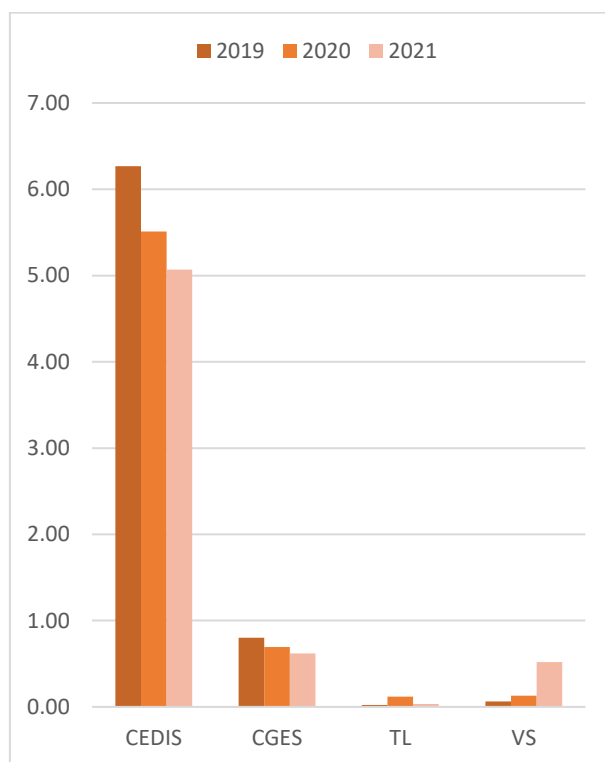


Slika 3-40 Pregled SAIFI neplanirani VIŠA SILA

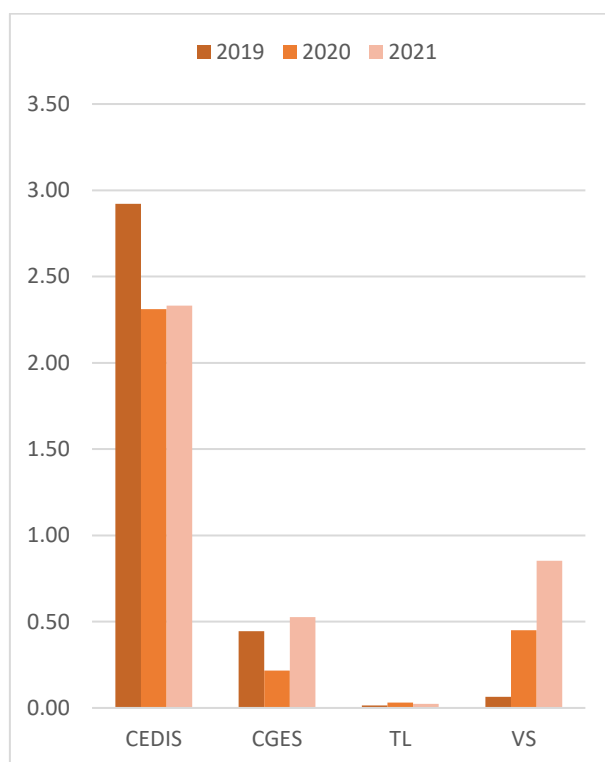
Na sljedećim graficima (Slika 3-41, Slika 3-42, Slika 3-43, Slika 3-44, Slika 3-45, Slika 3-46 i Slika 3-47) dat je prikaz indeksa učestanosti neplaniranih prekida po regionima, na osnovu kojeg se može steći detaljnija slika o faktorima uticaja na pouzdanost mreže. Zaključuje se da je viša sila veliki uzročnik prekida u mreži sjevera Crne Gore – regioni 3, 6 i 7, pa i dijela regiona 1. Dok je uticaj CGES-a na primorju – regioni 4 i 5 upečatljiviji u odnosu na ostale regione.



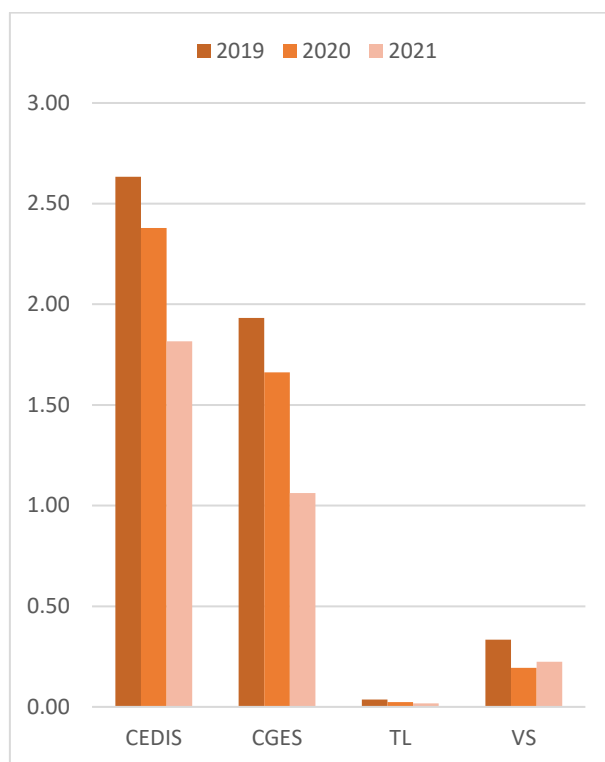
Slika 3-41 Pregled SAIFI neplanirani Region 1



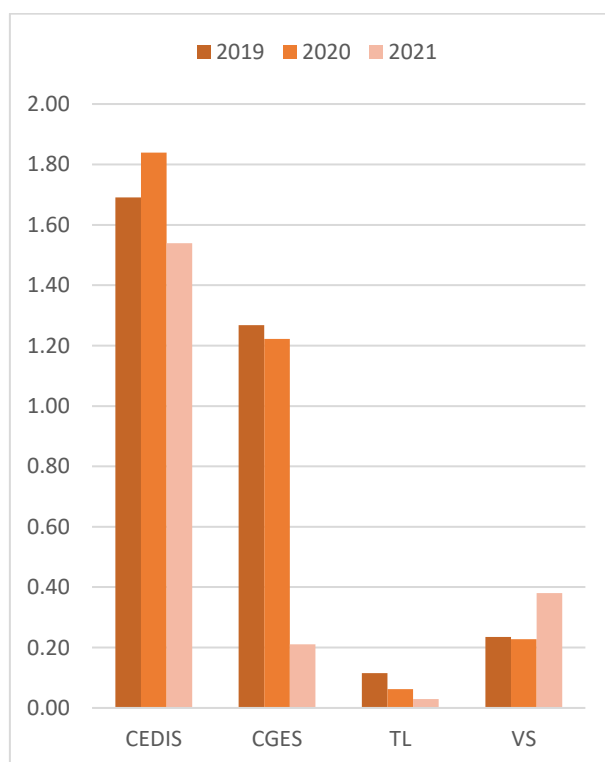
Slika 3-42 Pregled SAIFI neplanirani Region 2



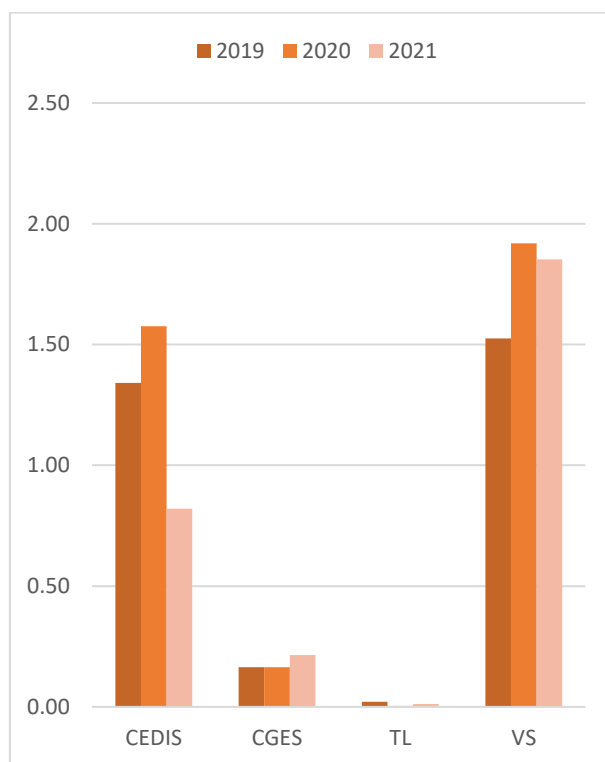
Slika 3-43 Pregled SAIFI neplanirani Region 3



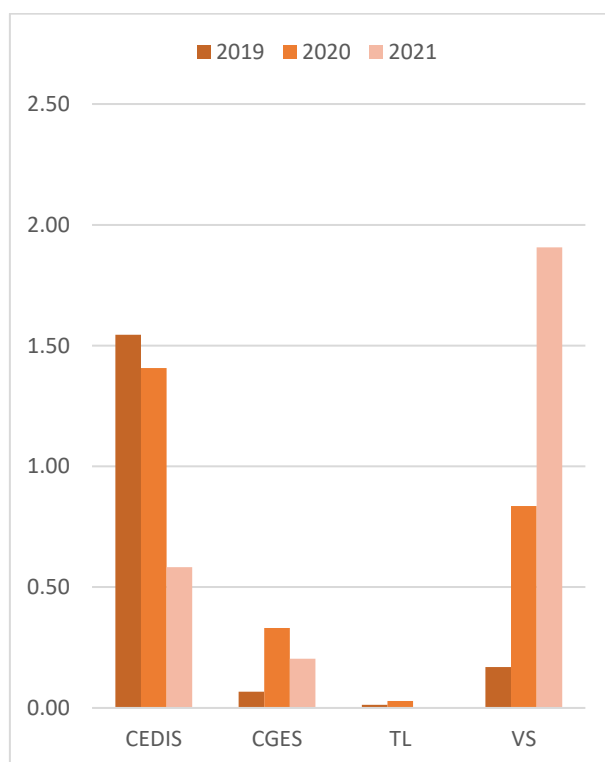
Slika 3-44 Pregled SAIFI neplanirani Region 4



Slika 3-45 Pregled SAIFI neplanirani Region 5



Slika 3-46 Pregled SAIFI neplanirani Region 6



Slika 3-47 Pregled SAIFI neplanirani Region 7

## 3.3.3. Analiza neplaniranih prekida

U daljoj analizi su razmatrani neplanirani prekidi, uzimajući u obzir da time dobijamo konkretnu sliku o stanju sistema i dalje smjernice za razvoj mreže i poboljšanje kvaliteta napajanja potrošača. U ovom dijelu se mogu razmatrati samo neplanirani prekidi, kod kojih uzrok nije bio poznat prije nastanka prekida. Veći dio neplaniranih prekida nema za posljedicu nastanak kvara u mreži, već je njegov uzrok reagovanje zaštite radi odstupanja energetske parametara u toku eksploatacije energije.

Važno je dodati da su, u cilju davanja što preciznijih podataka, iz ove analize isključeni svi prekidi, za čiju je pojavu odgovornost na trećem licu ili CGES-u, kao i prekidi, odnosno isključenja trećih lica radi nevremena. Ovakav primjer bi bilo isključenje, recimo DV 35 kV Kotor – Lovćen, radi više sile, koje se dešava otprilike 30 puta godišnje i radi se isključivo radi zaštite opreme i postrojenja kod trećih lica. Ubiranje ovakvih prekida u analizu bi vodilo ka pogrešnoj slici o pouzdanosti napajanja potrošača.

Radi preglednosti i bolje mogućnosti analize, dat je pregled statističkih podataka vezanih za broj i trajanje prekida (minuti) po naponskim nivoima (Tabela 3-25, Tabela 3-26 i Tabela 3-27), za 2019, 2020 i 2021. godinu po gradovima (nekadašnjim ED), na osnovu već navedenog načina sistematizovanja podataka. Broj se odnosi na broj sistematizovanih prekida, a trajanja na ukupno sabrano trajanje po prekidu po trafo konzumu, što treba naglasiti da se podaci ne odnose na stvarno trajanje prekida po gradu, već na sumu. Ovaj podatak nije egzaktno, ali služi kao dobar parametar jer je na ovaj način moguće pratiti trend pada/porasta na godišnjem nivou po gradovima.

Tabela 3-25. Pregled broja i trajanje (min) prekida po gradovima - 35 kV

35 kV GRAD	2019		2020		2021	
	BROJ	TRAJANJE	BROJ	TRAJANJE	BROJ	TRAJANJE
NIKŠIĆ	199	19742	205	26717	246	54221
PODGORICA	265	32283	267	33559	278	32413
CETINJE	446	72467	345	53978	374	34379
BERANE	87	15468	50	8523	192	36262
ROŽAJE	4	166	20	3051	12	502
BAR	192	22033	151	21324	139	20171
BUDVA	73	5156	54	7335	33	4338
ULCINJ	48	3794	29	4592	15	923
TIVAT	21	1148	16	720	12	521
KOTOR	50	2038	68	2641	29	1392
HERCEG NOVI	44	3201	55	3826	72	3452
KOLAŠIN	155	51833	212	78215	319	136919
MOJKOVAC	0	0	1	152	0	0
BIJELO POLJE	66	9723	30	7916	88	9347
ŽABLJAK	73	4794	177	21089	208	45667
PLJEVLJA	226	30639	227	24061	213	22573

Tabela 3-26. Pregled broja i trajanje (min) prekida po gradovima - 10 kV

10 kV	2019		2020		2021	
	BROJ	TRAJANJE	BROJ	TRAJANJE	BROJ	TRAJANJE
NIKŠIĆ	1238	224966	1039	158883	864	215465
PODGORICA	2627	421281	2370	352618	2033	411029
CETINJE	707	164090	698	125741	758	175547
BERANE	794	121622	812	244971	876	312345
ROŽAJE	242	39614	378	205744	379	220886
BAR	433	54826	503	46564	692	60535
BUDVA	174	14248	189	16993	98	10591
ULCINJ	767	95104	600	56463	352	30558
TIVAT	73	10640	106	12616	63	10866
KOTOR	503	89674	486	64313	425	65387
HERCEG NOVI	396	67460	461	48561	546	90261
KOLAŠIN	484	49488	530	119107	464	70441
MOJKOVAC	133	9831	146	18647	188	13602
BIJELO POLJE	516	42914	912	100842	604	87175
ŽABLJAK	426	37285	529	92870	610	113355
PLJEVLJA	582	69665	901	189224	1068	235808

Tabela 3-27. Pregled broja i trajanje (min) prekida po gradovima – 0,4 kV

0.4 kV	2019		2020		2021	
	BROJ	TRAJANJE	BROJ	TRAJANJE	BROJ	TRAJANJE
NIKŠIĆ	535	48783	521	63950	322	30178
PODGORICA	3937	1589343	4155	1422251	3860	1166896
CETINJE	728	178328	1064	364861	965	270200
BERANE	1824	482356	2556	1529306	3724	2439559
ROŽAJE	166	35239	372	269526	330	193847
BAR	119	12158	170	22128	104	10254
BUDVA	209	29894	82	18509	94	13210
ULCINJ	194	25739	168	12072	125	10843
TIVAT	73	8803	62	4720	49	5053
KOTOR	238	14143	222	41019	212	14564
HERCEG NOVI	222	18812	254	19180	283	26324
KOLAŠIN	346	72505	707	388091	724	308172
MOJKOVAC	248	38982	481	159656	570	228971
BIJELO POLJE	1224	486718	2764	1283501	2833	1234096
ŽABLJAK	277	42874	452	70013	648	141635
PLJEVLJA	660	38776	1144	101501	1155	141412

### 3.3.4. Analiza dobijenih podataka

Veoma bitan faktor koji je uticao na rezultate je nevrjeme koje je pogodilo našu državu u decembru 2020. i januaru 2021.godine. N pristupačan teren, loši vremenski uslovi, fizička oštećenja stubova, prekidi provodnika, dodatni teret, stabla u trasi dalekovoda, samo su neki od razloga zbog kojih je otklanjanje kvarova trajalo prilično dugo.

Takođe, treba napomenuti da se u martu 2020.godine pojavio korona virus, koji je uticao i na poslovne procese u CEDIS-u. U uslovima pandemije, odlagan je određen broj planiranih radova na remontu elemenata sistema, što je indirektno uticalo na povećanje broja prekida u narednom periodu.

U prethodnom podpoglavlju (Tabela 3-25) su predstavljeni broj i trajanje prekida na 35 kV mreži za šesnaest gradova (distribucija) u Crnoj Gori i to za trogodišnji period (2019. - 2021.). Rezultate možemo komentarisati po regijama (jug, centar, sjever), jer su zabilježeni slični trendovi.

Što se tiče južne regije, može se primijetiti da se broj prekida na 35kV mreži značajno smanjio, naročito u Ulcinju i Budvi (preko -50%). Takođe, uočava se i da je trajanje prekida 2021. u primorskom dijelu znatno kraće u odnosu na prethodne godine za konzum Budve, Ulcinja, Tivta i Kotora. Što se tiče Bara, bilježi se sporiji trend pada u broju i trajanju prekida, a kao glavni uzrok može se izdvojiti DV 35kV Virpazar – Buljarica – Podgor, koji je problematičan zbog konfiguracije terena i izloženosti atmosferskim pražnjenjima.

U centralnoj regiji, najviše prekida uzrokovale su loše vremenske prilike, koje su naročito problematične za dalekovode čija je trasa nepristupačna (DV 35 kV Humci – Rijeka Crnojevića, DV 35kV Cetinje – Čevo – Lastva Čevska, DV 35 kV Danilovgrad – Glava Zete, DV 35 kV Breza – Ptič – Bioče).

Zbog velikog nevremena koje je pogodilo Crnu Goru u decembru 2020. i januaru 2021.godine, konzum sjeverne regije bilježi veliki broj prekida u napajanju, pri čemu su beznaponska stanja bila prilično duga. Npr. u Nikšiću je u toku januara bilo 35.7% prekida od ukupnog broja u toku 2021.godine, od čega je najveći dio vezan za ispade DV 35 kV Brezna – Plužine (48). U Beranama je 2021.godine dvostruko uvećan broj prekida u odnosu na 2019.godinu (najviše problema na DV 35 kV Andrijevića – Plav). Sličan trend zabilježen je i u Žabljaku i Kolašinu, gdje su najveći uzročnici prekida bili DV 35 kV Žabljak – Šavnik, odnosno DV 35 kV Breza – Ptič. Uzrok porasta broja prekida u Bijelom Polju u 2021.godini je problem sa energetske transformatorom u TS 35/10 kV Šćepanica (oko 33% od ukupnog broja prekida). Uprkos, lošim vremenskim uslovima, u Pljevljima je zabilježen blagog pada u broju i trajanju prekida na 35kV mreži.

U Tabeli (Tabela 3-26) su predstavljeni broj i trajanje prekida na 10 kV mreži za šesnaest gradova (distribucija) u Crnoj Gori i to za trogodišnji period (2019.-2021.).

Na prekide u Nikšiću, Beranama, Rožajama, Kolašinu i Mojkovcu veliki uticaj imalo je gore pomenuto nevrjeme.

Za područje Nikšića može se primijetiti da broj prekida opada iz godine u godinu, međutim januar 2021. godine karakterističan je po dugotrajnim prekidima (čak 11 dužih od 2160 minuta, a 33 duža od 1000 minuta) što je direktno uticalo na značajno povećanje trajanja prekida. Najpogođenije su bile trafostanice 35/10 kV Crkvičko Polje i Vilusi, tj. njihovi 10 kV izvodi.

Berane, Rožaje, Kolašin i Mojkovac imaju slične trendove, što je direktno povezano sa njihovom geografskom blizinom. Npr. u Kolašinu je broj prekida u decembru 2020. godine iznosio 172, odnosno 32% od ukupnog broja prekida za tu godinu, dok je trajanje bilo 82692 minuta, odnosno oko 70% od ukupnog trajanja. Mojkovac je u januaru 2021. godine imao 77 prekida (oko 40% od ukupnog broja za posmatranu godinu) i 5735 minuta beznaponskih stanja na 10 kV mreži (oko 42% od ukupnog trajanja). Slična situacija važi i za područje Berana i Rožaja. Međutim, za Rožaje je karakteristično da je najveći broj prekida vezan za DV 10kV Dacići. Svake godine, 20-30% prekida vezano je za ovaj dalekovod. Takođe, za djelove ovog dalekovoda vežemo i najduže trajanje prekida – 27487 minuta (od 09.12. do 28.12.). U posmatranom trogodišnjem periodu, 29 prekida na ovom dalekovodu ili djelovima dalekovoda trajalo je duže od 2160 minuta (3 prekida 2019.godine, 12 prekida 2020.godine i 14 prekida 2021.godine).

Podgorica bilježi pad u broju prekida iz godine u godinu. Problematično je trajanje za 2021. godinu, što se direktno vezuje sa dugotrajnim prekidima na DV 10 kV Lijeva Rijeka ili njegovim djelovima (31223 minuta, od 10.12.-01.01.2022.godine) i na DV 10 kV Kržanje (30826 minuta, od 10.12. – 01.01.2022.godine).

Područje Cetinje bilježi pad u broju i trajanju prekida 2020. godine u odnosu na 2019. godinu. Međutim, 2021. godine povećavaju se oba parametra. Glavni uzrok, pored vremenskih nepogoda u januaru (144 prekida od ukupnih 758), je veliki požar u julu i avgustu koji je zahvatio područje koje se napaja iz TS 35/10 kV Čevo. Dalekovodi koji se napajaju iz ove TS su Bata, Bijeje Poljane i Velestovo. Tip stuba kod sva tri je drveni. Iz tog razloga, u ovim mjesecima smo imali 52 prekida na ovim izvodima, pri čemu ih karakteriše veliko trajanje (ukupno 47526 minuta, odnosno 27% od ukupnog trajanja prekida za 2021.godinu).

Porast broja prekida u Baru 2021. godine vezuje se za nevrijeme u januaru (162 prekida). Poređenja radi, 2019. godine u istom mjesecu je bilo 25 prekida, a 2020. godine 19. Važno je napomenuti da se za područje Bara najveći broj ispada odnosi na 10 kV izvode iz TS 35/10kV Virpazar (od 25-50%), koje karakteriše nepristupačan teren i izloženost atmosferskim pražnjenjima.

Za Ulcinj, Budvu i Tivat se može konstatovati da bilježe značajan pad u broju i trajanju prekida 2021. godine u odnosu na prethodne. Takođe, područje Kotor karakteriše pad u broju prekida, s tim da su 2021. godine bili duži nego obično.

Za značajno manji broj prekida u Bijelom Polju u toku 2021. godine zaslužna je revitalizacija problematičnih dalekovoda. Naime, iz godine u godinu, najveći broj problema (65-80%) vezan je za 10kV dalekovode Gubavač, Tomaševo, Ivanje, Pavino Polje i Slijepač Most. Nakon revitalizacije DV 10kV Tomaševo i DV 10kV Gubavač, broj prekida je značajno smanjen, što je prikazano u narednoj tabeli (Tabela 3-28).

Tabela 3-28 Broj prekida na DV 10 kV Tomaševo i DV 10 kV Gubavač

dalekovod 10 kV	broj prekida 2019.	broj prekida 2020.	broj prekida 2021.
Tomaševo	129	209	67
Gubavač	161	190	62

Broj i trajanje prekida u Žabljaku i Pljevljima direktno je zavistan od vremenskih prilika. Najviše problema javlja se u decembru i januaru (uzrok veliki snijeg; od zime zavisi broj i trajanje prekida), kao i u ljetnjim mjesecima (jul i avgust) usled prolaznog nevremena.

Najlošiji rezultat zabilježen je u Herceg Novom. Tokom 2021.godine dvostruko se povećalo trajanje prekida, dok je i broj značajno veći.

U Tabeli (Tabela 3-27) su predstavljeni broj i trajanje prekida na 0.4 kV mreži za šesnaest gradova (distribucija) u Crnoj Gori i to za trogodišnji period (2019-2021).

Analizirajući podatke o broji i trajanju prekida na niskonaponskoj mreži CEDIS-a može se zaključiti da se u najvećem broju slučajeva prati trend rezultata 10kV mreže. Kao što je već i pomenuto, loši vremenski uslovi na kraju decembra 2020. i u januaru 2021. godine drastično su uticali na pouzdanost napajanja potrošača CEDIS-a. Najugroženija je za ovo vrijeme bila niskonaponska mreža (NNM) sjevera Crne Gore, pa je tako broj prekida u opštinama: Berane, Bijelo Polje, Rožaje, Mojkovac, Kolašin, Pljevlja i Žabljak u 2021.godini dvostruko (u većini slučajeva), nadmašio broj prekida iz 2019. godine.

Najveći napredak zabilježen je u Nikšiću. Ulaganjem u NNM, prvenstveno ugradnjom samonosivih kablovskih snopova (SKS) u najvećem dijelu mreže, broj prekida u 2021.godini drastično je smanjen u odnosu na prethodne.

Sa druge strane, u Herceg Novom bilježe se lošiji rezultati u odnosu na prethodne godine, najviše zbog problema sa 10kV dalekovodom Kameno. Važno je napomenuti da na broj prekida na primorju značajno utiče i nelegalna gradnja.

Ostatak Regiona 5, Tivat i Kotor, kao i Region 4 (Budva, Ulcinj i Bar) bilježe smanjenje broja i trajanja prekida. Glavni razlog su uspješno odrađeni remontirani trafostanica 10/0.4 i NNM.

NNM Podgorice i Cetinja u prethodne tri godine ima približno jednak broj prekida. Direktna zavisnost od vremenskih prilika u ruralnim sredinama, glavni je uzrok za ovakvo stanje.

Vodeći se Pravilima o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom razrađen je sistem vođenja prekida po trafo konzumima na 35 kV mreži. Kada je riječ o mreži 10 kV, kao i mreži 0.4 kV razmatra se pogođenost prekida na izvodima 10 kV. Tendencija je da se analize dovedu do nivoa razmatranja i trafo reona TS 10/0.4 kV, kao i izvoda 0.4 kV. Kako se bude razvijao sistem za nadzor funkcionisanja distributivnog sistema, tako će se imati i kvalitetniji i ciljani podaci za manje trafo-konzume i područja koja pokrivaju izvodi 0.4 kV.

U narednim tabelama (Tabela 3-29, Tabela 3-30, Tabela 3-31, Tabela 3-32, Tabela 3-33 i Tabela 3-34) prikazani su statistički podaci za trafo-konzume i dalekovode koji su najviše pogođeni NEPLANIRANIM prekidima u mreži. S obzirom na veliki broj trafo konzuma, a naročito izvoda, izdvojeno je samo prvih 10 elektroenergetskih objekata u tabelama. Posebno treba naglasiti da se za svaki trafo reon, kao i dio konzuma koji napaja izvod, računa i broj pogođenih potrošača prilikom ispada ili planiranog isključenja. Analiza se može uraditi na osnovu parametara SAIFI i SAIDI za pomenute djelove mreže, što će preciznije locirati „najugroženije“ potrošače. Kriterijum za rangiranje stavki je u prvom slučaju SAIDI, a u drugom slučaju SAIFI.

Tabela 3-29 EEO 35 kV mreže rangirani po SAIDI (h)

Kriterijum - SAIDI								
2019			2020			2021		
EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI
DV Andrijevića-Plav	39,46	0,19	DV Breza - Ptič	24,56	0,26	DV Andrijevića-Plav	82,56	0,42
DV Miločer-Buljarica	30,51	0,02	DV Žabljak - Šavnik	22,20	0,08	DV Plav-Gusinje	16,65	0,07
TS 35/10 kV Tuzi	25,89	0,15	DV Virpazar-Buljarica-Podgor	18,33	0,22	DV Podgorica1-Tuzi	15,74	0,17
DV Podgorica1-Tuzi-Ubli	23,47	0,14	DV Cetinje - Čevo	12,52	0,11	KB Podgorica1-Gorica A (Gorica 1)	15,09	0,11
DV Virpazar-Ponari	11,64	0,04	DV Danilovgrad - Glava Zete	10,30	0,15	DV Herceg Novi-Kumbor	12,28	0,15
DV Podgorica1-Gornja Zeta	10,32	0,12	DV Virpazar - Ponari	10,11	0,06	TS 35/10 kV Šćepanica	11,88	0,16
DV Mojkovac110-Drijenak	9,92	0,01	DV Cetinje - Tunel Njeguši	8,49	0,07	KB Bar-Končar	11,60	0,05
TS 35/10 kV Gornja Zeta	9,79	0,04	TS 35/10 kV Gradac	8,22	0,07	DV Brezna-Goransko-Plužine	11,54	0,05
DV Cetinje-Čevo	9,63	0,05	DV Breza - Rijeka Mušovića	5,12	0,04	DV Brezna-Šavnik	10,93	0,14
DV Herceg Novi-Kumbor	9,27	0,10	TS 35/10 kV Stari Obod	5,02	0,01	DV Šumani-Odžak	10,91	0,07

Tabela 3-30 EEO 35 kV mreže rangirani po SAIFI

Kriterijum - SAIFI								
2019			2020			2021		
EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI
DV Andrijevica-Plav	39,46	0,19	DV Breza - Ptič	24,56	0,26	DV Andrijevica-Plav	82,56	0,42
DV Bar-Sutomore	4,45	0,17	DV Virpazar-Buljarica-Podgor	18,33	0,22	DV Podgorica1-Tuzi	15,74	0,17
TS 35/10 kV Tuzi	25,89	0,15	DV Danilovgrad - Glava Zete	10,30	0,15	TS 35/10 kV Šćepanica	11,88	0,16
DV Podgorica1-Tuzi-Ubli	23,47	0,14	DV Cetinje - Čevo	12,52	0,11	DV Herceg Novi-Kumbor	12,28	0,15
DV Podgorica1-Gornja Zeta	10,32	0,12	DV Žabljak - Šavnik	22,20	0,08	DV Podgorica1-Gornja Zeta	5,46	0,14
DV Herceg Novi-Kumbor	9,27	0,10	TS 35/10 kV Virpazar	4,46	0,08	DV Brezna-Šavnik	10,93	0,14
DV Budva-Miločer	2,41	0,09	DV Cetinje - Tunel Njeguši	8,49	0,07	KB Podgorica1-Gorica A (Gorica 1)	15,09	0,11
DV Trebjesa-Seoca	5,14	0,08	TS 35/10 kV Gradac	8,22	0,07	DV Danilovgrad-Danilovgrad110	4,28	0,11
TS 35/10 kV Barutana	2,44	0,08	TS 35/10 kV Čevo	3,25	0,06	DV Bar-Sutomore	2,77	0,10
DV Virpazar-Buljarica-Podgor	3,30	0,08	DV Odžaci - Kosanica	3,88	0,06	DV Mojkovac-Drijenak	4,78	0,09

Tabela 3-31 EEO 10 kV mreže rangirani po SAIDI (h)

Kriterijum - SAIDI								
2019			2020			2021		
EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI
10 kV vod Dolac	63,50	0,91	10 kV vod Biševo	44,83	0,32	10 kV vod Lijeva Rijeka	38,48	0,17
10 kV vod Skrbuša	34,93	0,32	10 kV vod Lijeva Rijeka	36,30	0,15	10 kV vod Biševo	32,41	0,23
10 kV vod Gornja Morača	31,33	0,31	10 kV vod Ivanje	33,34	0,29	10 kV vod Petnjica	28,30	0,36
10 kV vod Gubavač	30,63	0,84	10 kV vod Dolac	32,87	0,34	10 kV vod Ivanje	26,53	0,24
10 kV vod Jelenak	27,22	0,12	10 kV vod Gubavač	28,75	1,06	10 kV vod Dolac	23,98	0,36
10 kV vod Slap Zete	26,82	0,30	10 kV vod Petnjica	27,73	0,18	10 kV vod Konjuhe	23,05	0,19
10 kV vod Lijeva Rijeka	23,94	0,13	10 kV vod Tomaševo	24,24	0,31	10 kV vod Pavino Polje	21,83	0,22
10 kV vod Luge	23,61	0,18	10 kV vod Konjuhe	23,95	0,30	10 kV vod Bukovica	19,50	0,04
10 kV vod Biševo	20,83	0,29	10 kV vod Grbalj 2	19,55	0,23	10 kV vod Unač	18,89	0,07
10 kV vod GRBALJ 2	19,90	0,20	10 kV vod Klaonica	16,72	0,00	10 kV vod Ubli	17,02	0,08

Tabela 3-32 EEO 10 kV mreže rangirani po SAIFI

Kriterijum - SAIFI								
2019			2020			2021		
EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI
10 kV vod Dolac	63,50	0,91	10 kV vod Gubavač	28,75	1,06	10 kV vod Dolac	23,98	0,36
10 kV vod Gubavač	30,63	0,84	10 kV vod Dolac	32,87	0,34	10 kV vod Petnjica	28,30	0,36
10 kV vod Skrbuša	34,93	0,32	10 kV vod Biševo	44,83	0,32	10 kV vod Gubavač	13,06	0,35
10 kV vod Gornja Morača	31,33	0,31	10 kV vod Tomaševo	24,24	0,31	10 kV vod Borovica	11,77	0,25
10 kV vod Slap Zete	26,82	0,30	10 kV vod Konjuhe	23,95	0,30	10 kV vod Ivanje	26,53	0,24
10 kV vod Biševo	20,83	0,29	10 kV vod Ivanje	33,34	0,29	10 kV vod Biševo	32,41	0,23
10 kV vod Danilovgrad	15,13	0,24	10 kV vod Gač-SV.Đorđe	14,68	0,25	10 kV vod Pavino Polje	21,83	0,22
10 kV vod Gač-Sveti Đorđe	12,28	0,23	10 kV vod Grbalj 2	19,55	0,23	10 kV vod Vazdušni Tuzi	12,06	0,20
10 kV vod Mavrijan	17,75	0,22	10 kV vod Podgorica	11,67	0,21	10 kV vod Konjuhe	23,05	0,19
10 kV vod Krute	11,83	0,21	10 kV vod Danilovgrad	10,37	0,21	10 kV vod Gač-Sveti Đorđe	5,34	0,17

Tabela 3-33 EEO 0.4 kV mreže rangirani po SAIDI (h)

Kriterijum - SAIDI								
2019			2020			2021		
EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI
NNM BTS Dolac 2	1,44	0,01680	MBTS Vrela 1	1,34	0,00109	NNM TS Ravna Rijeka	1,08	0,00216
NNM MBTS Kakaricka gora	1,03	0,05120	STS Korita 1	1,20	0,00140	NNM IGALO CENTAR	1,02	0,00246
NNM TS Ada Most	0,84	0,01699	STS Radmanci 1	1,00	0,00023	NNM STS Kralje	0,85	0,00246
NNM TS Oštrovac	0,57	0,01141	STS Šekular 2	0,90	0,00069	MBTS Utjeha glavna NN sklopka	0,83	0,00289
NNM TS Kula Velje Brdo	0,46	0,00497	ZTS Gračanica 1	0,82	0,00092	NNM TS Božovića Polje	0,78	0,00106
NNM TS NORVEŠKO NASELJE	0,41	0,00146	MBTS Tomaševo	0,77	0,00066	NNM TS Banje Selo	0,70	0,00191
NNM TS ŠKOLSKI CENTAR	0,41	0,00209	TS 10/0.4 Ravna Rijeka	0,76	0,00107	NNM STS Babino	0,63	0,00323
NNM STS Ivanj Uba	0,41	0,01779	MBTS Donja Gorica 5	0,75	0,00052	NNM TS Vergaševići	0,62	0,00067
NNM STS Bregovi Mijovića 1	0,39	0,02933	STS Trešnjevo 2	0,74	0,00141	NNM TS Gevčina	0,62	0,00068
NNM STS Livade Bandića 2	0,38	0,00855	TS 10/0.4 Krstata kasarna	0,72	0,00067	NNM STS Korita	0,61	0,00044

Tabela 3-34 EEO 0.4 kV mreže rangirani po SAIFI

Kriterijum - SAIFI								
2019			2020			2021		
EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI	EEO	SAIDI	SAIFI
NNM MBTS Kakaricka gora	1,03	0,05120	TS 10/0.4 Zbljevo	0,19	0,00643	NNM Zbljevo	0,16	0,00573
NNM STS Tunjevo	0,09	0,04831	TS 10/0.4 Brvenica	0,23	0,00463	NNM MELJINE 1	0,13	0,00527
NNM STS Korita 1	0,20	0,03834	TS 10/0.4 MELJINE 1	0,08	0,00401	NNM Đurđevića Tara	0,23	0,00405
NNM STS Kupinovo	0,12	0,03331	TS 10/0.4 Dubrava 2 - Trafo	0,19	0,00397	NNM Bazen	0,18	0,00329
NNM STS Lazine	0,24	0,03329	TS 10/0.4 MELJINE 2	0,14	0,00378	NDTS Đerane 3 Bulevar	0,24	0,00324
NNM STS Osredina	0,14	0,03067	TS 10/0.4 Kakmuže	0,50	0,00377	NNM STS Babino	0,63	0,00323
NNM STS Lakat	0,14	0,03049	TS 10/0.4 Madžo 2	0,04	0,00365	MBTS Utjeha glavna NN sklopka	0,83	0,00289
NNM STS Bregovi Mijovića 1	0,39	0,02933	TS 10/0.4 Komunalno	0,24	0,00363	ZTS Nova Mahala 3	0,56	0,00253
NNM STS Ruišta	0,05	0,02751	TS 10/0.4 Breznica	0,21	0,00333	NNM PRČANJ 1 KULA	0,05	0,00249
NNM STS Slatina	0,07	0,02686	TS 10/0.4 ČARŠIJA	0,08	0,00312	NNM STS Kralje	0,85	0,00246

Posmatrajući gore navedene podatke, može se zaključiti da predstavljeni elektroenergetski objekti (EEO) odgovaraju podacima i analizi koja je odrađena za broj i trajanje prekida po gradovima. Vidi se da su najveći uzročnici prekida na 35kV, 10 kV, 0.4kV mreži po parametru SAIDI, ujedno i najveći uzročnici prekida po parametru SAIFI.

Razlog je činjenica da su u navedenim godinama upravo ti EEO, usled loših vremenskih uslova i nepristupačnog terena, bili pogođeni velikim brojem kvarova koji su često dugotrajni.

Dati pregled broja prekida u distributivnoj mreži, analize parametara pouzdanosti na nivou CEDIS-a, po regionima, gradovima, a potom i elementima sistema, upućuje operatora distributivnog sistema, na mjesta gdje bi trebalo poboljšati kvalitet isporuke električne energije.

Računajući parametre SAIFI i SAIDI može se locirati koji djelovi mreže su najučestalije pogođeni prekidima i gdje je vrijeme trajanja prekida najkritičnije.

Opšti zaključak je da se na jugu značajno smanjio broj i trajanje prekida, a samim tim i indeksi SAIDI i SAIFI. Centralni dio bilježi slične rezultate iz godine u godinu, dok je sjever najkritičniji, uglavnom zbog ekstremnih vremenskih prilika krajem 2020. i početkom 2021.godine.

### 3.3.5. Neisporučena energija

Raspoloživi podaci o prekidima napajanja ne sadrže podatke o snagama opterećenja TS – a i vodova (pogođenih prekidom napajanja usljed određenog uzroka) neposredno prije prekida napajanja, tako da se vrijednost neisporučene energije ne može izračunati, a veoma teško procijeniti.

Stoga se predlaže ODS-u da se za potrebe kvalitetnijeg i konsistentnijeg praćenja, prikupljanja i analize podataka o kvalitetu i pouzdanosti napajanja obezbijedi odgovarajući softverski sistem. Sistem treba da, pored ostalog, ima mogućnost monitoringa podataka o trenutnim snagama opterećenja pojedinačnih TS-a, kako bi se kasnijim analizama mogli odrediti pokazatelji pouzdanosti orjentisani prema energiji potrošača.

Osim navedenog, sistem treba da obuhvati mogućnost proračuna parametara pouzdanosti pojedinih elemenata sistema na osnovu statističke obrade podataka o pouzdanosti elemenata iste ili slične vrste u određenom periodu, kako bi se mogli sprovesti odgovarajući proračuni primjenom odgovarajućih metoda i izvršili proračuni vjerovatnoće ispada konzumnih područja, kao i procijenili efekti primjene odgovarajućih mjera.

Praćenje neisporučene energije, a samim tim i uticaja, biće omogućeno realizacijom investicije SCADA i ADMS. U okviru ADMS je predviđena implementacija modula za proračune neisporučene energije.

Procjena neisporučene električne energije je urađena tokom pripreme tehničkog rješenja za investicioni projekat SCADA i ADMS<sup>16</sup>. Procijenjena ušteda na osnovu smanjenja neisporučene energije iznosi 115.830,00 €.

Primjenjujući isti metodološki pristup, izvršena je procjena neisporučene energije. Najprije je izvršena procjena prosječnih snaga koje su van pogona pri prekidu na određenom naponskom nivou.

Ova procjena je izvršena na osnovu podataka o transformatorskim stanicama i mreži, kao i podacima datim u poglavlju 3.3.2 Indeksi pouzdanosti SAIFI i SAIDI. Na osnovu broja prekida u napajanju po naponskim nivoima, izračunatom indeksu pouzdanosti sistema (CAIDI) i na osnovu prethodno određenih snaga, proračunata je neisporučena energija i to na sledeći način:

$$E_{neisp} = \sum N_i \cdot CAIDI_i \cdot P_{pi}/60$$

$E_{neisp}$  – Ukupno neisporučena električna energija po svim naponskim nivoima

$i$  – naponski nivo (110 kV, 35 kV i 10 kV)

$N_i$  – broj prekida na  $i$ -tom naponskom nivou

$CAIDI_i$  – prosječno vrijeme trajanja prekida na  $i$ -tom naponskom nivou (min)

$P_{pi}$  – procijenjena prosječna snaga koja je ostala bez napajanja na  $i$ -tom naponskom nivou

Naredna tabela prikazuje procijenjenu vrijednost neisporučene električne energije u 2021. godini, po regionima i naponskim nivoima i ukupno. Na osnovu navedenog metodološkog pristupa i proračuna dobijena je procjena od 46999.8 MWh neisporučene energije na nivou distributivnog sistema. Najveća procijenjena neisporučena energija se odnosi na Region 2, dok se najmanja procijenjena energija odnosi na Region 5.

<sup>16</sup> Procjena urađena u sklopu Ažuriranog investiconog plana za 2022 – ID 4486

Tabela 3-35 Proračun neisporučene energije za 2021. godinu po regionima i ukupno

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	CEDIS
<b>N35</b>	348	917	630	426	225	639	547	3732
<b>N10</b>	1139	3600	1619	1791	1348	1583	2108	13188
<b>CAIDI35 [min]</b>	134.07	77.40	122.30	76.15	103.29	119.68	86.31	
<b>CAIDI10 [min]</b>	121.58	77.73	110.43	75.85	66.47	97.47	121.27	
<b>Pp35 [MW]</b>	3.29	3.64	4.83	6.23	7.91	3.11	3.14	
<b>Pp10 [MW]</b>	1.06	1.54	0.87	1.00	1.08	0.82	0.67	
<b>Eneisp [MWh]</b>	<b>5009.151</b>	<b>11481.69</b>	<b>8804.679</b>	<b>5640.261</b>	<b>4674.025</b>	<b>6067.782</b>	<b>5322.205</b>	<b>46999.8</b>

### 3.3.6. Kvalitet isporuke električne energije

Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti (u daljem tekstu Agencija) je u skladu sa Zakonom o energetici donijela normativni akt „Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom“ ("Službeni list CG", broj 50/17), kojima je utvrđen minimum kvaliteta snabdijevanja, koji obuhvata naročito kvalitet usluga, neprekidnost napajanja i kvalitet napona. Ovim Pravilima je propisana i obaveza operatora distributivnog sistema da vodi evidenciju podataka o parametrima kvaliteta isporuke i snabdijevanja.

Opšti parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema Kvalitet isporuke električne energije iz distributivnog sistema se, u skladu sa Pravilima o minimumu kvaliteta, utvrđuje primjenom indeksa prosječnog trajanja prekida – SAIDI i indeksa prosječne učestalosti prekida – SAIFI. Ovi parametri su detaljno dati u poglavlju 3.3.2, a njihova analiza u 3.3.3. CEDIS ne posjeduje funkcionalni SCADA sistem, koji bi omogućio bolji nadzor nad distributivnim sistemom, pa samim tim i veću pouzdanost podataka o prekidima u napajanju. Procjena unapređenja kvaliteta isporuke električne energije je urađena tokom pripreme tehničkog rješenja za investicioni projekat SCADA I ADMS i ona iznosi  $\Delta SAIDI = 185.69$  i  $\Delta SAIFI = 0.44$  (samo za investije na 35 vmreži). Realizacija navedenog projekta, uz ostale investicije, će u najvećoj mjeri uticati na poboljšanje parametara pouzdanosti, u prvom redu parametra SAIDI.

Pravilima utvrđeni i pojedinačni parametri kvaliteta za operatora distributivnog sistema koji se odnose na: ponovno uspostavljanje napajanja u distributivnom sistemu, obavještenje o prekidu napajanja, izdavanje saglasnosti za priključenje, priključenje kupca, ponovno priključenje kupca, odgovor na prijavu o neispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja, obilazak objekta kupca, odgovor na prigovor o naponu i otklanjanje odstupanja napona. CEDIS dostavlja Agenciji mjesečne i godišnje izvještaje o navedenim parametrima kvaliteta.

Vezano za pojedinačni parametar „ponovno uspostavljanje napajanja u distributivnom sistemu“, CEDIS je u 2021. godini evidentirao 29220 prekida u napajanju, na nivou distributivnog sistema, od čega su 603 prekida (2,06%) koja su trajala duže od 24 sata. Po ovom osnovu podnijeto je 2213 zahtjeva za finansijsku kompenzaciju, od čega je 1806 bilo opravdanih zahtjeva (82%), pa je obračunata finansijska kompenzacija u iznosu od 36120 €.

Ukupan broj slučajeva koji se odnosio na obavještenje o prekidu napajanja je iznosio 5169. Od ovog broja evidentirano je 54 prekida (1,04%) u napajanju koja nijesu najavljena u roku propisanom Pravilima o minimumu kvaliteta;

Što se tiče parametara koji se odnose na izdavanje saglasnosti za priključenje i priključenje kupaca, registrovano je 1828 zahtjeva za izdavanje saglasnosti za priključenja od čega je 310 (ili 16,96%) nije riješeno u roku propisanim Pravilima o minimumu kvaliteta. Najveći uzrok o prekoračenju roka se odnosi na obim poslova i složenosti zahtjeva za izdavanje saglasnosti za priključenje.

U 2021. godini je bilo 5967 zahtjeva za priključenje stambenih i kolektivnih objekata na osnovu izdatih saglasnosti za priključenje. Od ovog broja, samo 31 (0,54%) zahtjev nije realizovan u roku propisanim Pravilima o minimumu kvaliteta

Registrovana su 11706 slučajeva koji su se odnosili na ponovno priključenje kupaca i svi su realizovani u propisanim rokovima.

Ukupan broj slučajeva koji su se odnosili na prijavu neispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja je 3454, od čega je 1808 (52,35%) nije riješeno u roku propisanim Pravilima o minimumu kvaliteta.

Za pojedinačne parametre kvaliteta: izdavanje saglasnosti za priključenje, priključenje kupca, ponovno priključenje kupca, odgovor na prijavu o neispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja, obilazak objekta kupca, nije bilo zahtjeva za finansijsku kompenzaciju.

Od 294 slučajeva koji se odnosio na prigovor o naponu, evidentirana su 227 (77,21%) slučajeva u kojima CEDIS nije u roku propisanom Pravilima o minimumu kvaliteta odgovorio na prigovor o naponu. Po ovom osnovu podnijeto je 5 zahtjeva za finansijsku kompenzaciju, od čega je 4 bilo osnovanih zahtjeva, pa je obračunata finansijska kompenzacija u iznosu od 80 €. Po osnovu otklanjanja odstupanja napona podnijeto je 3 zahtjeva za finansijsku kompenzaciju, od čega su 2 bila osnovana, pa je obračunata finansijska kompenzacija u iznosu od 40 €.

Kvalitet isporuke se može pratiti i preko kvaliteta napona. U poglavlju 3.2 data je analiza naponskih prilika za kompletni konzum na 35 kV nivou. Na osnovu analize u ovom poglavlju može se zaključiti da su opsezi napona na 35 kV na zadovoljavajućem nivou. Za detaljnije praćenje kvaliteta napona neophodno je sprovesti aktivnosti na harmonizaciji parametara kvaliteta napona i metoda mjerenja. Potreba za harmonizacijom odnosi se, između ostalog, na izbor lokacija monitoinga, vrste smetnji koje se prate, evidentirane karakteristike i izračunavanje indeksa. Za navedene aktivnosti je potrebno obezbijediti dovoljan broj fiksnih i prenosivih uređaja (klasa A) za mjerenje kvaliteta napona.

## 4. PREGLED STANJA 10 KV MREŽE

### 4.1. Opšte karakteristike i starosna struktura elemenata mreže

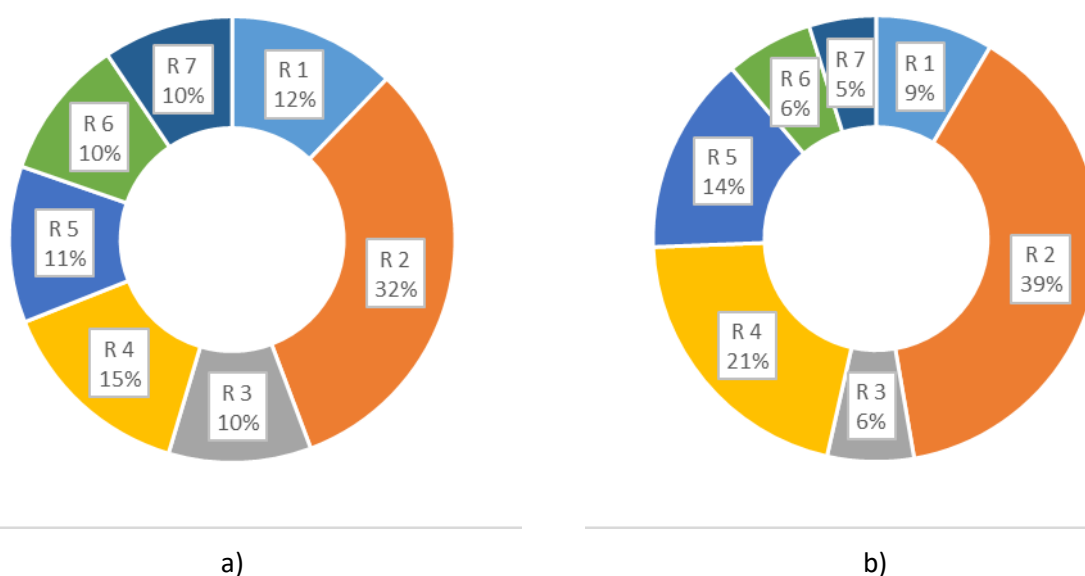
#### 4.1.1. Trafostanice

S aspekta 10 kV mreže, osnovni potrošači su posredstvom nje napojene TS 10/0,4 kV čija je raspodjela po regionima data u tabeli koja slijedi (Tabela 4-1). Posmatrajući broj TS 10/0,4 kV po regionima može se uočiti približno ravnomjerna raspodjela TS kod svih regiona osim Regiona 2 koji se ističe sa značajn većim brojem TS u odnosu na ostale regione. Međutim, ako se posmatra pripadajuća instalisana snaga (Slika 4-1), uočava se da se značajno povećava učešće regiona 4 i 5, što ukazuje na činjenicu da pomenuti regioni, uz Region 2 imaju značajno veću prosječnu instalisanu snagu po TS 10/0,4 kV što je posljedica sličnosti pomenutih regiona u pogledu karakteristika konzuma (skoncentrisanost potrošnje u gradskim jezgrima). Slična struktura se može dobiti i u pogledu broja potrošača, odnosno energije koji odgovaraju pripadajućim TS 10/0,4 kV po regionima.

Tabela 4-1 Pregled broja TS 10/0,4 kV po regionu sa instalisanom snagom i brojem potrošača

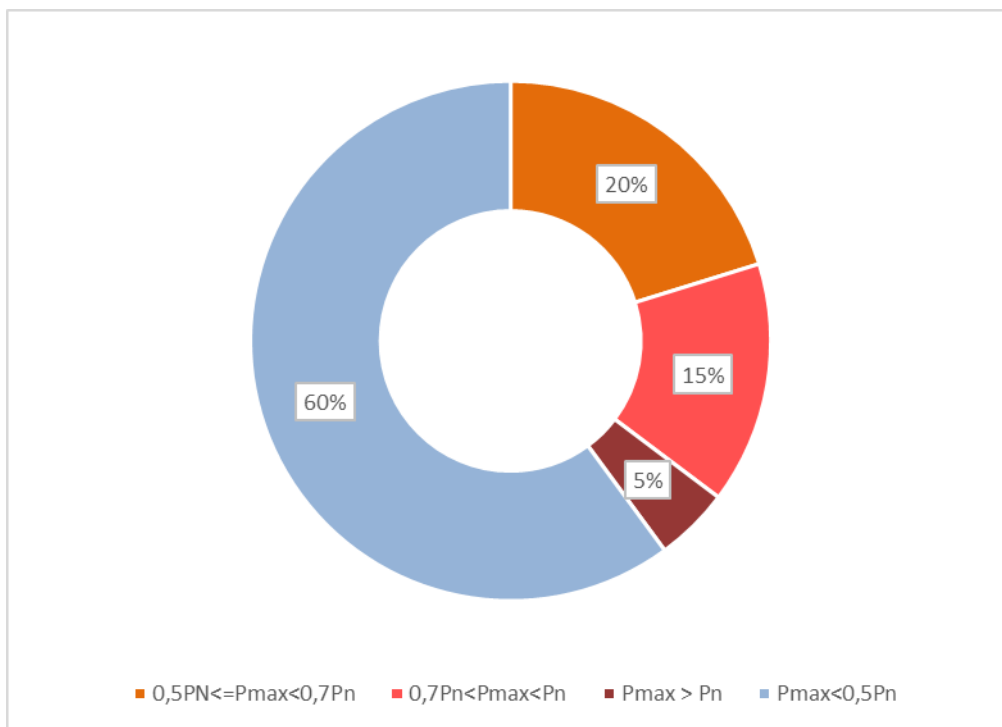
	Broj izvoda u pogonu	Broj TS 10/0,4 kV	Instal. snaga TS 10/0,4 kV	Broj potrošača
R1	112	617	175170	35541
R2	255	1624	794270	137686
R3	78	523	128540	34356
R4	199	728	427800	94257
R5	137	574	295210	66161
R6	96	518	130070	30669
R7	78	478	99765	23168

Kroz postupak razvoja AMM sistema, ali i redovnog unaprjeđenja pogonske spremnosti mreže, značajan broj TS 10/0,4 kV je opremljen savremenim mjernim uređajima koji prate potrošnju električne energije i angažovanu snagu. Upravo pomenuti mjerni podaci mogu se iskoristiti za evaluaciju stepena opterećenosti TS 10/0,4 kV, odnosno za prognozu preopterećenja njihovog preopterećenja.



Slika 4-1 Struktura regiona prema (a) broju i (b) instalisanoj snazi TS 10/0,4 kV

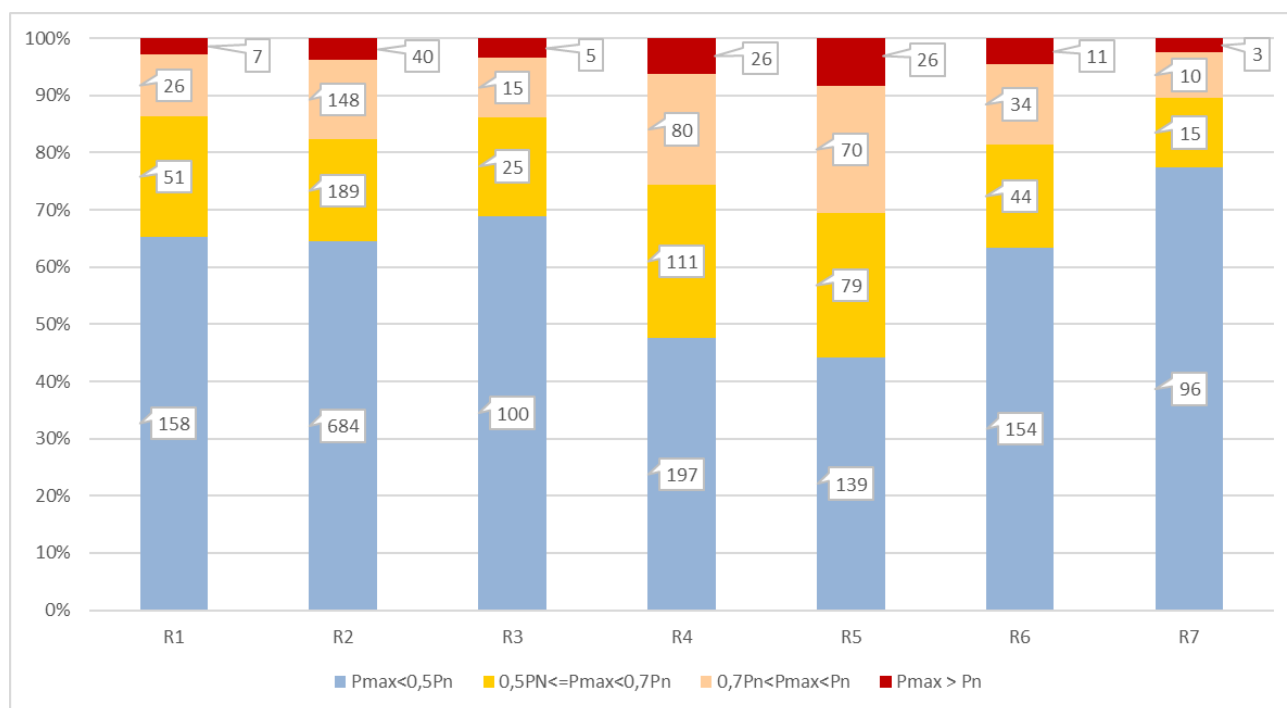
Stepen opterećenosti TS 10/0,4 kV predstavlja polaznu osnovu kada je planiranje zamjene transformatorskih jedinica u pitanju, ali i proširenja, odnosno izgradnje novih TS 10/0,4 kV. S tim u vezi, na osnovu raspoloživih mjernih podataka formirana je struktura transformatora 10/0,4 kV po stepenu opterećenosti na nivou ED Crne Gore (Slika 4-2), ali i po regionima (Slika 4-3). Može se uočiti da je od postojećeg broja transformatora<sup>17</sup> 10/0,4 kV u ED Crne Gore za koje su bili raspoloživi podaci o mjeranju, u 2021. godini približno 5 % bilo preopterećeno, a 15 % značajno opterećeno (iznad 70 % nominalne snage). Kada su u pitanju raspoloživi mjerni podaci, ukupan broj preopterećenih transformatora na nivou ED Crne Gore je 118, a značajno opterećenih 383. Njihova raspodjela po regionima ukazuje da najveći broj preopterećenih transformatora postoji u Regionu 2, a onda i regionima 4 i 5 koji zajedno čine približno 78 % od ukupnog broja preopterećenih transformatora 10/0,4 kV na nivou ED Crne Gore (Slika 4-3).



Slika 4-2 Raspodjela transformatora 10/0,4 kV po stepenu opterećenja na nivou ED Crne Gore

Posmatranjem strukture značajno opterećenih transformatora 10/0,4 kV po regionima (Slika 4-3), može se uočiti da je njihov udio u ukupnom broju transformatora 10/0,4 kV najveći kod regiona 4 i 5, a po broju, uz Region 2, značajno veći u odnosu na sve preostale regione. Značajno opterećeni transformatori su od interesa zbog njihovog potencijala da postanu preopterećeni jer upravo regione 4, 5 i 2 karakteriše značajna stopa rasta zahtjeva za kapacitetima (poglavlje 6).

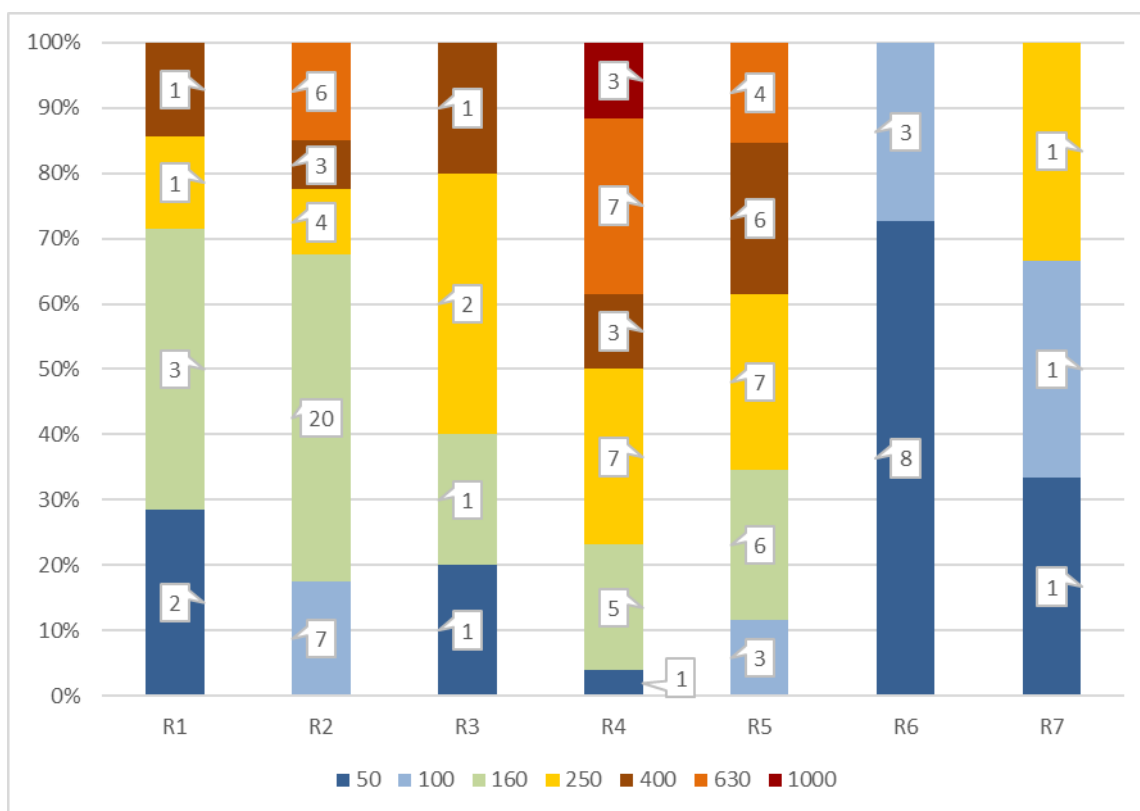
<sup>17</sup> Za analize sprovedene u okviru ovog dokumenta, dostupna su bila mjerenja za 2543 trafo reona.



Slika 4-3 Raspodjela transformatora 10/0,4 kV po stepenu opterećenja po regionima

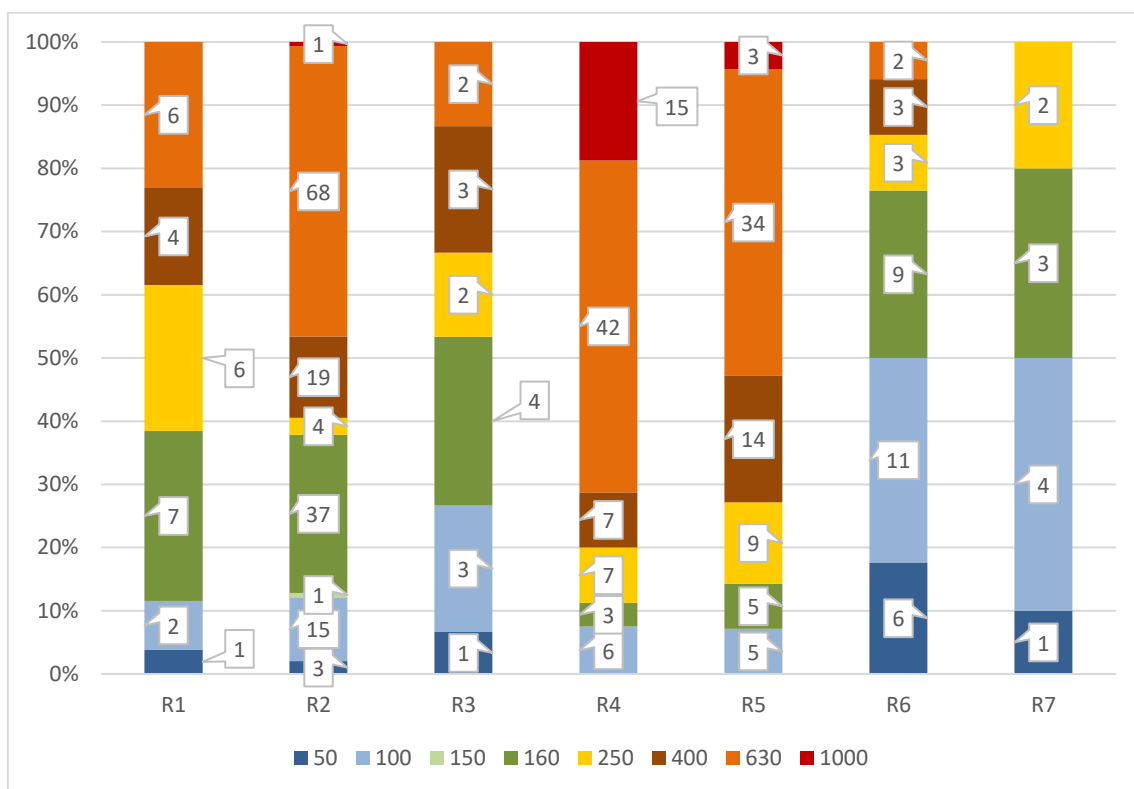
Vrlo mali broj transformatora 10/0,4 kV je preopterećen u regionima 3 (pet transformatora) i 7 (tri transformatora), a neznatno veći je kod regiona 6 (jedanaest transformatora) i 1 (sedam transformatora). Slično važi i za značajno opterećene transformatore 10/0,4 kV, što uz nešto umjerenije zahtjeve za kapacitetima u odnosu na regione 4, 5 i 2, za posljedicu ima niži obim aktivnosti u polgedu investicija u proširivanje kapaciteta u transformaciji 10/0,4 kV. S aspekta investicija, indikativan podatak je i struktura preopterećenih i značajno opterećenih transformatora 10/0,4 kV po instaliranoj snazi (Slika 4-4 i Slika 4-5).

Tako je kod ranije navedenih regiona 4, 5 i 2 koji se ističu po broju preopterećenih transformatora 10/0,4 kV na nivou ED Crne Gore, najveći broj preopterećenih transformatora ima instaliranu snagu 160 i 630 kVA. Kod Regiona 4 ističu se i 3 transformatora snage 1000 kVA kao preopterećeni. Udio transformatora instalirane snage od 630 i 1000 kVA u ukupnom broju preopterećenih transformatora u 2021. godini je približno 38 % u ovom regionu. S obzirom na instaliranu snagu, u pitanju su transformatori u gradskim i prigradskim naseljima sa većim brojem potrošača i izraženijim trendom rasta potrošnje. Kod ostalih regiona u okviru preopterećenih transformatora značajnije su zastupljeni transformatori snaga ispod 630 kVA, a oni odgovaraju prigradskim i ruralnim predjelima.



Slika 4-4 Broj preopterećenih transformatora 10/0,4 određene snage po regionu sa učešćem u ukupnom broju

Kada su značajno opterećeni transformatori 10/0,4 kV u pitanju, slično kao kod preopterećenih transformatora, najviši udio transformatora sa instalisanom snagom 630 kVA i 1000 kVA je kod regiona 4, 5 i 2. Njihov kombinovani udio u ukupnom broju značajno opterećenih transformatora za pomenute regione je iznad 55 % (za Region 4 i iznad 70 %). Kod ostalih regiona, jedino se kod Regiona 1 ističe nešto veći broj (6 transformatora) značajno opterećenih transformatora 10/0,4 kV veće snage, ali i to je nizak broj u odnosu na pomenute regione. Uzimajući u obzir očekivani blaži rast zahtjeva za kapacitetima kod regiona 1, 3, 6 i 7, očigledno je da inače nizak broj značajno opterećenih transformatora 10/0,4 kV neće značajnije uticati na dinamiku investicija u proširenje kapaciteta transformacije 10/0,4 kV.



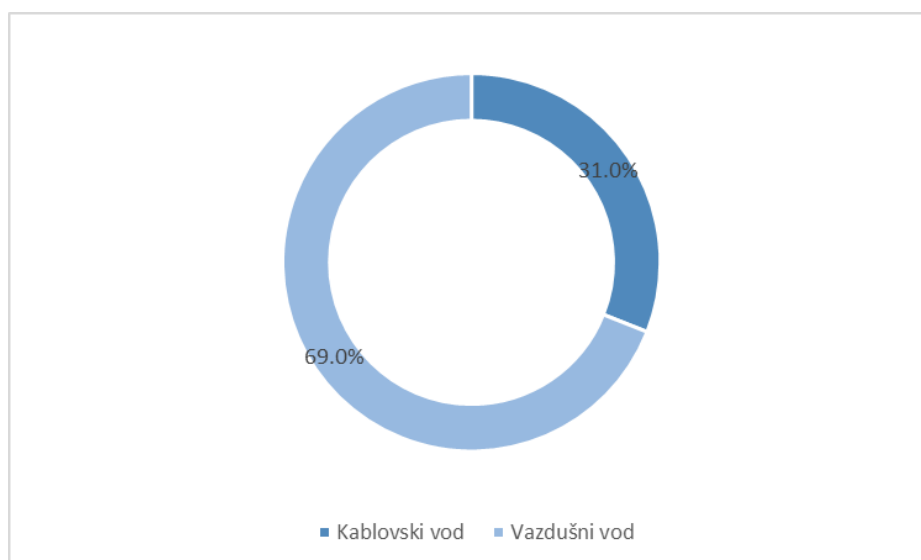
Slika 4-5 Broj značajno opterećenih transformatora 10/0,4 (iznad 70 % P<sub>n</sub>) određene snage po regionu sa učešćem u ukupnom broju

#### 4.1.2. Vodovi

Opšta karakteristika 10 kV mreže na nivou ED sistema Crne Gore je izražena dominacija vazdušnih vodova, čiji je udio u ukupnoj dužini približno 70 % (Tabela 4-2, Slika 4-6Slika 4-6Slika 6-2). Mreža 10 kV kod svih regiona pojedinačno je dominantno vazдушna osim kod Regiona 5 (Slika 4-7Slika 4-7). Dominacija vazdušne mreže 10 kV je posebno izražena kod regiona 1, 3, 6 i 7 (udio iznad 84 %). Značajniji udio kablovske mreže može se uočiti kod regiona 2, 4 i 5 (iznad 40 %). Pomenute karakteristike imaju potencijalno za posljedicu (u zavisnosti od nivoa opterećenja) povoljnije naponske prilike i pouzdanije napajanje u regionima 2, 4 i 5 u odnosu na preostale regione.

Tabela 4-2 Dužine vodova (km) po regionu i tipu (vazdušni, kablovski)

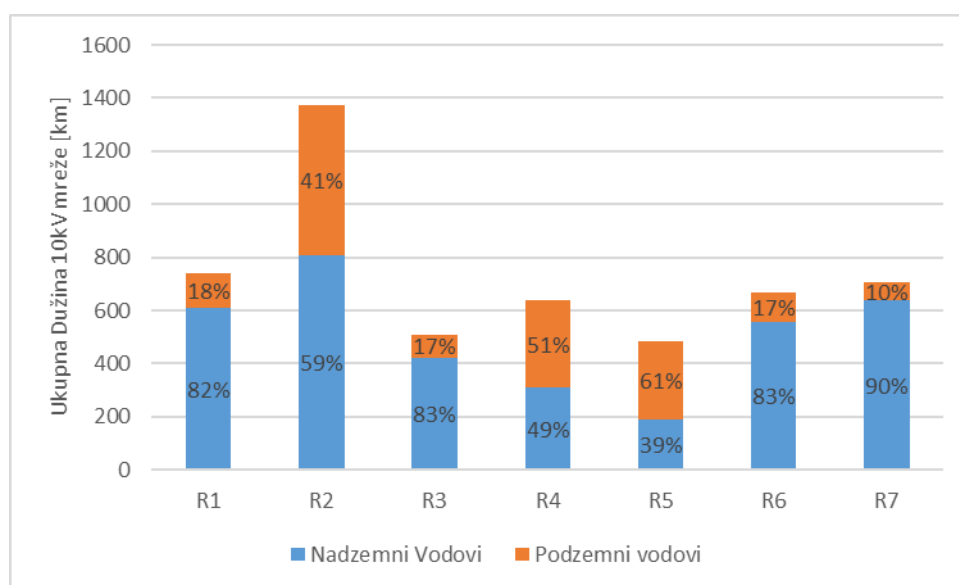
	Kablovski vod	Vazdušni vod	Ukupno
R1	130,13	592,92	723,05
R2	564,66	793,20	1357,86
R3	88,52	428,02	516,54
R4	326,86	309,67	636,53
R5	293,43	189,60	483,03
R6	111,16	551,42	662,57
R7	70,29	639,15	709,44
Ukupno	1585,03	3503,98	5089,01



Slika 4-6 Struktura 10 kV vodova prema tipu

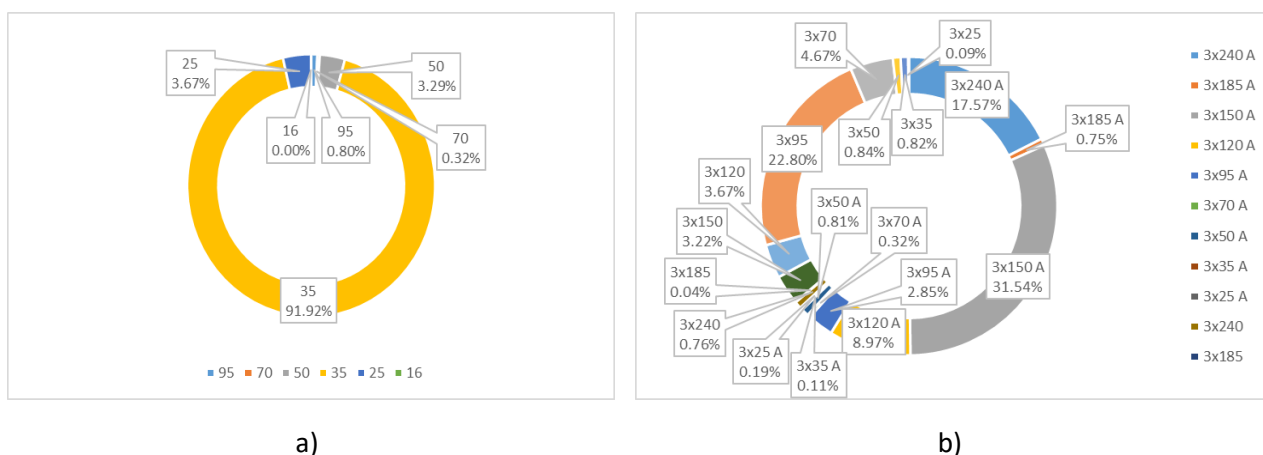
Što se tiče dužine mreže, očekivano, dominiraju Region 2 i 1 zbog najvećeg geografskog prostora koji obuhvataju. Preostali regioni imaju približno jednake dužine mreža uz nešto manje dužine koje karakterišu regione 3 i 5. Usljed izraženih dužina i geografske distribuiranosti, trase 10 kV vazdušne mreže su veoma zahtjevne za održavanje (značajno vrijeme potrebno za alociranje kvara i njegovo otklanjanje). Potrebno je naglasiti da je značajan dio pomenute mreže amortizovan<sup>18</sup>.

Pored dužine mreže, važna karakteristika mreže je njena propusna moć, a ona umnogome zavisi od presjeka i materijala provodnika. Kod vazdušne mreže dominiraju aluminijumski provodnici presjeka 35 mm<sup>2</sup> (92 % ukupne dužine vazdušne mreže), dok su kod kablovske mreže najviše zastupljeni kablovi sa aluminijumskim provodnicima presjeka 150 mm<sup>2</sup> (Slika 4-8).



Slika 4-7 Struktura 10 kV vodova prema tipu po regionima

<sup>18</sup> Uobičajena praksa CEDIS je amortizacioni period od 50 godina za 10 kV mrežu.

Slika 4-8 Struktura 10 kV vodova prema presjecima [mm<sup>2</sup>] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu

Iz strukture učešća presjeka provodnika u ukupnoj dužini mreže uočava se jasna dominacija vazdušnih provodnika vrlo niskog presjeka od 35 mm<sup>2</sup> (iznad 60 % ukupne dužine 10 kV mreže). Ovakva situacija je direktna posljedica prisustva značajne dužine vazdušne mreže. Uzimajući u obzir da je propusna moć mreže ovog presjeka približno 3 MW, potrebno je istaći da već poslije 1,8 km dužine, pad napona je iznad 5 % pri nazivnom opterećenju. Dakle, značajno prisustvo provodnika ovog presjeka pri opterećenjima bliskim nazivnom može uzrokovati vrlo nepovoljne naponske prilike. Dodatno, provodnike niskog presjeka karakteriše i niska dozvoljena struja kratkog spoja, pa njihovo prisustvo u mreži dobro napojenih TS 35/10 kV (značajna snaga kratkog spoja) može uzrokovati povećanje broja ispada, tj. umanjiti pouzdanost napajanja pripadajućih potrošača. Međutim, potrebno je naglasiti da ovaj presjek dominira u ruralnim predjelima gdje je opterećenje obično nisko, ali mogu se uočiti i kod nekih prigradskih konzuma. Kod vazdušne mreže u manjoj mjeri su zastupljeni provodnici presjeka 25 mm<sup>2</sup> (4% vazdušne mreže) i 50 mm<sup>2</sup> (3% vazdušne mreže). Kod kablovskih vodova, osim navedenog aluminijskog provodnika presjeka 150 mm<sup>2</sup>, koji čini blizu jedne trećine kablovskih vodova i karakterističnog za gradska jezgra i praktično je uobičajena opcija kada se radi o izgradnji novih kablovskih veza u 10 kV mreži, izdvajaju se još četiri karakteristična presjeka. Aluminijski provodnici presjeka 120 i 240 mm<sup>2</sup> učestvuju sa 9%, odnosno 17% u ukupnoj dužini 10 kV kablova. Bakarni provodnici presjeka 70 i 95 mm<sup>2</sup> učestvuju sa 5 i 23% respektivno u ukupnoj dužini kablova 10 kV. Preostali presjeci zajedno čine ispod 8 % dužine 13 % kablovske mreže.

Što se tiče uobičajene konfiguracije 10 kV mreže, za vazdušnu mrežu karakterističan je radijalni pogon bez mogućnosti dvostranog napajanja, dok je kod kablovske konfiguracija u normalnom pogonu radijalna, ali često radi u konfiguraciji otvoreni prsten i postoji mogućnost dvostranog napajanja posebno u užim gradskim jezgrima.

Kablovske mreže 10 kV po pravilu rade u režimu izolovane neutralne tačke, osim u Tivtu i djelimično u Podgorici (TS 110/10 kV Podgorica 3 i Podgorica 4). Međutim, kod više TS 35/10 kV regiona 4 i 5 (karakteristični po značajnijem udjelu 10 kV kablovske mreže) postoji potreba da se za izolovane pređe na rad u režimu neutralne tačke uzemljene posredstvom niskooskog otpornika.

## 4.2. Karakteristike ostvarenog pogona 10 kV mreže

### 4.2.1. Region 1

Mrežu 10 kV Regiona 1 karakteriše izražena dužina i prisustvo vazdušnih vodova (Tabela 4-3, Slika 4-9). Prethodno je karakteristično i za pripadajuće 10 kV mreže svih TS 35/10. Ovom reguionu pripada i TS 35/10 kV sa najdužom 10 kV mrežom u okviru ED Crne Gore, a to je TS 35/10 kV Vilusi, čija dužina 10 kV mreže od

približno 250 km je više od 2 puta veća od prve sljedeće TS 35/10 kV prema ovoj karakteristici. Nešto izraženije dužine TS 35/10 kV ovog regiona karakterišu i TS Kličevo, TS Bistrica, TS Trebjesa i TS Plužine, ali zbog većeg broja izvoda 10 kV po TS, problem dužine mreže nije toliko izražen kao u prethodnom slučaju. Preostale TS pripadaju grupi TS koje na nivou Crne Gore karakterišu najmanje dužine 10 kV mreže. TS 35/10 kV koje u Regionu 1 karakteriše najveće opterećenje (TS Kličevo, TS Bistrica i TS Trebjesa) rade sa po jednim transformatorom koji napaja kablovsku mrežu, a drugi napaja dominantno vazdušnu mrežu. Uzimajući u obzir da kablovskoj mreži odgovara značajno veći konzum, kao i pouzdanost kablovske u odnosu na vazdušnu mrežu, na taj način se postiže sigurnije napajanje većeg dijela konzuma.

Tabela 4-3 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 1

	Vazdušni vod	Kablovski vod	Ukupno
TS 35/10 kV Bistrica	65.594	43.456	109.05
TS 35/10 kV Brezna	31.297	0.25	31.547
TS 35/10 kV Crkvičko Polje	39.158	1.4	40.558
10 kV mreža Golija <sup>19</sup>	24.64	0	24.64
10 kV mreža Kovači <sup>20</sup>	0	0.3	0.3
TS 35/10 kV Mačak	32.165	2.5	34.665
TS 35/10 kV Mratinje	5.377	1.25	6.627
TS 35/10 kV Plužine	8.418	5.65	14.068
TS 35/10 kV Povija <sup>21</sup>	4.563	0	4.563
TS 35/10 kV Unač	37.633	0	37.633
TS 35/10 kV Vilusi	248.564	1.25	249.814
TS 35/10 kV Kličevo	64.302	43.961	108.263
TS 35/10 kV Trebjesa T1	55.85	30.414	86.264
Ukupno	617.561	130.431	747.992

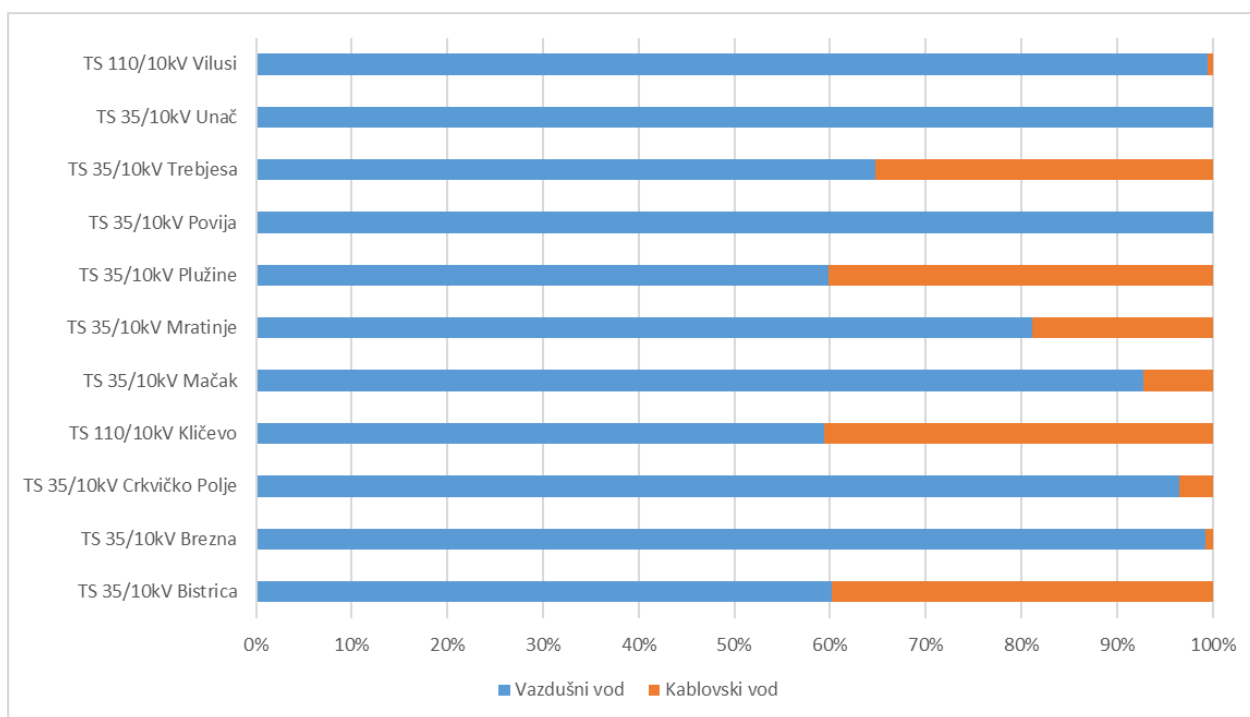
Jasno je da ovako izraženo prisustvo vazdušne mreže, kao i njena dužina, odnosno geografska teritorija koju pokriva, zahtijevaju značajno angažovanje radnika oko održavanja, a u cilju obezbjeđivanja sigurnog napajanja električnom energijom pripadajućih potrošača.

Pored dužine, značajan uticajni faktor za kvalitet napajanja je i propusna moć mreže, a kao važan indikator toga izdvaja se presjek mreže (Slika 4-10). Na nivou regiona uočljiva je jasna dominacija presjeka 35 mm<sup>2</sup>. Iako je glavni razlog njegove dominacije upravo izražena dužina TS 35/10 kV Vilusi čija je cjelokupna mreža upravo ovog presjeka, potrebno je naglasiti da je ovaj presjek provodnika dominantan i kod svih preostalih TS 35/10 kV, osim kod TS 35/10 kV Bistrica kod koje je drugi najdominantniji presjek mreže. Kod kablovskih vodova (Slika 4-10) najzastupljeniji su bakarni provodnici presjeka 70 mm<sup>2</sup>, a zatim aluminijski presjeka 150 mm<sup>2</sup>.

<sup>19</sup> Dio mreže koji se napaja iz mreže BiH

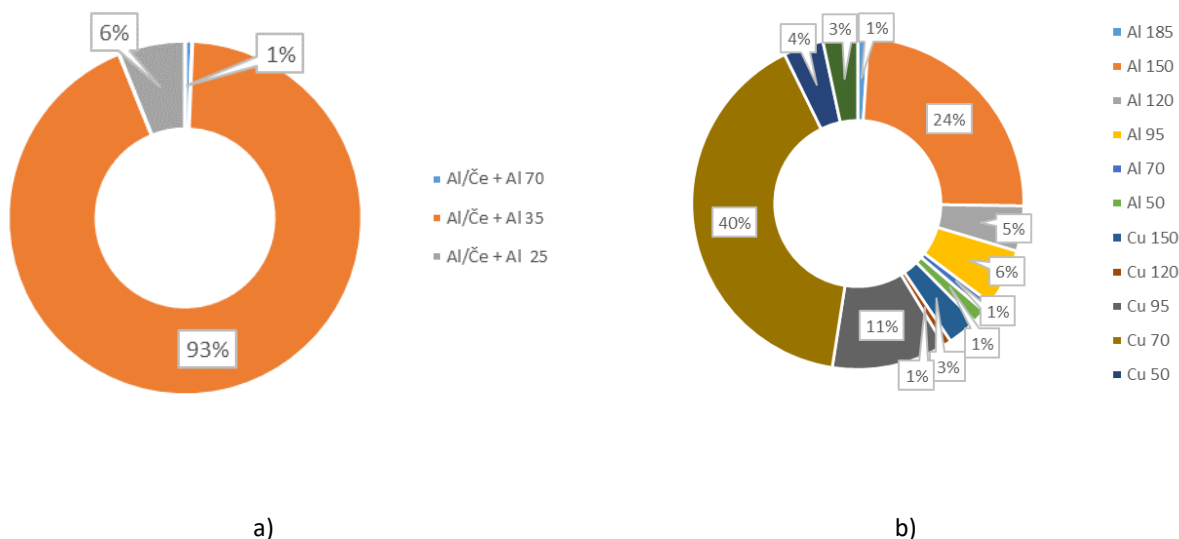
<sup>20</sup> Dio mreže koji se napaja iz mreže BiH

<sup>21</sup> Transformacija 35/0,4/10 kV



Slika 4-9 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 1

Izraženo prisustvo mreže niskog presjeka a velike dužine, naročito kod vazdušne mreže, je nepovoljno u pogledu raspoložive propusne moći mreže uzimajući u obzir dozvoljena odstupanja napona. U slučaju većih opterećenja mreže ovakvih karakteristika za posljedicu se imaju loše naponske prilike i povećani gubici energije. Iako ovaj problem pogađa sve TS 35/10 kV regiona, u većoj mjeri ima nepovoljan uticaj kod TS sa značajnim konzumom.

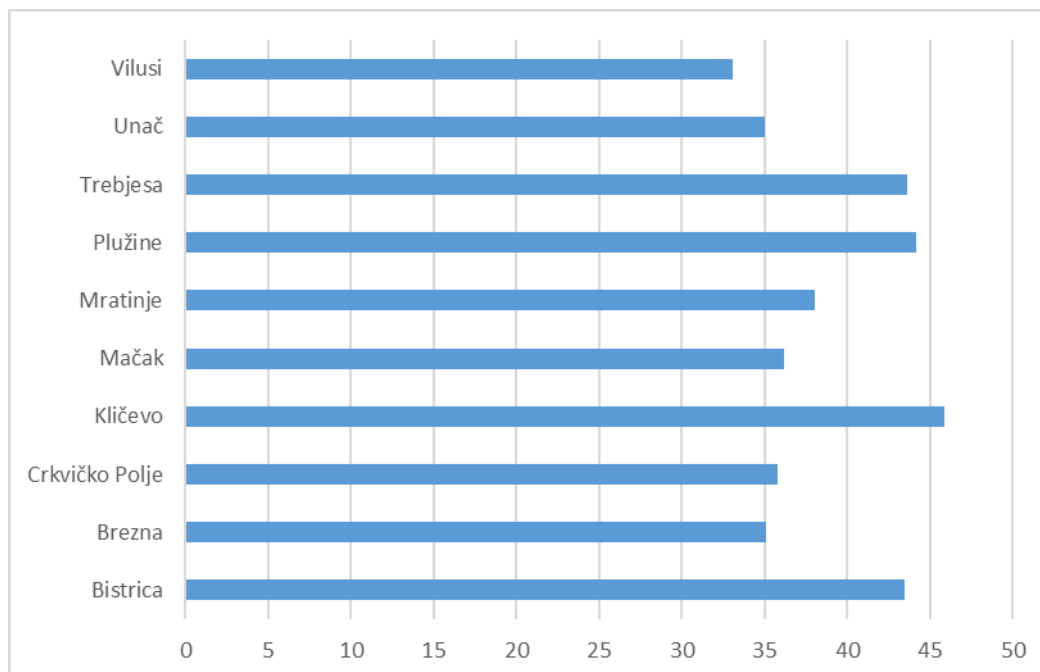


Slika 4-10 Struktura 10 kV vodova Regiona 1 prema presjecima [mm<sup>2</sup>] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu

U cilju uporedne analize pogonskih karakteristika mreža 10 kV koje pripadaju TS 35/10 kV u Regionu 1 izvršeno je izvođenje ekvivalentnih parametara mreže koji kombinovano uzimaju u obzir sve najvažnije

parametre mreže (dužina, materijal, presjek provodnika, broj izvoda po TS)<sup>22</sup>. Proračunati globalni pokazatelji su dati na slikama (Slika 4-11, Slika 4-12). Kombinovanjem ovih pokazatelja sa brojem TS 10/0,4 napojenim iz TS 35/10 kV, kao i mjernim podacima o opterećenju TS 35/10 kV i trajanju vršnog opterećenja može se izvršiti procjena gubitaka snage i energije, a što je važna eksploataciona karakteristika mreže.

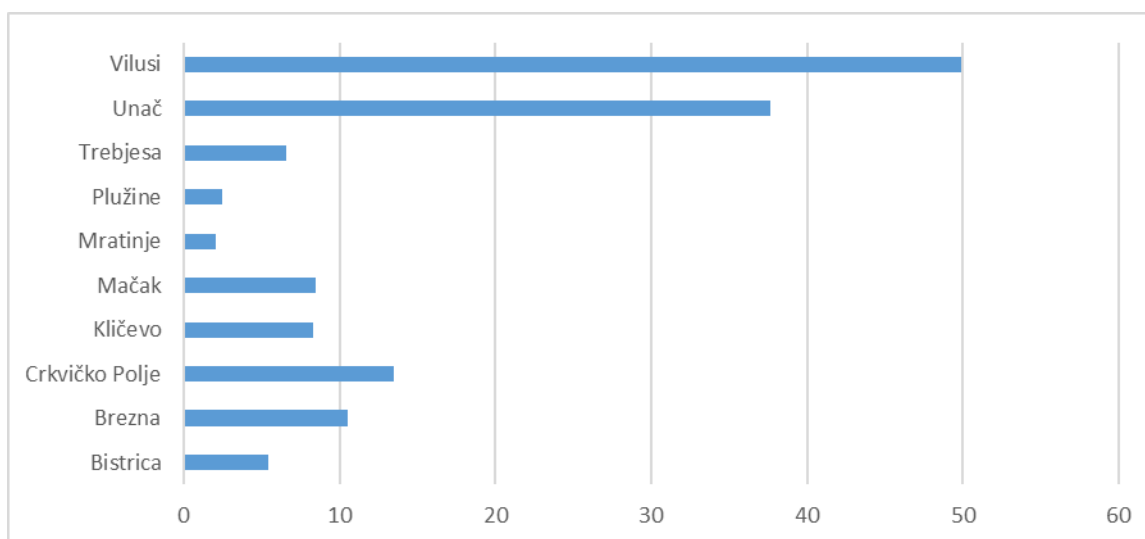
Posmatrajući globalne pokazatelje mreže, može se uočiti da su po presjeku ekvivalentnog izvoda 10 kV mreže većina TS 35/10 kV jednakih karakteristika (ekvivalentni presjek je približno 35 mm<sup>2</sup>). Većim presjecima ekvivalentnog izvoda izdvajaju se TS Bistrica, TS Kličevo, TS Trebjesa i TS Plužine, što je i očekivano zbog značajnog gradskog i prigradskog konzuma koji se napajaju putem kablova velikog presjeka. Ovo za posljedicu ima veću propusnu moć mreže pomenutih TS.



Slika 4-11 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 1

Kada je dužina ekvivalentnog izvoda u pitanju, karakteristike su značajno raznovrsnije. Najveća dužina karakteriše TS 35/10 kV Vilusi i TS 35/10 kV Unač. Preostale TS 35/10 kV Regiona 1 karakteriše značajno manja dužina ekvivalentnog izvoda. Posebno nepovoljno s aspekta naponskih prilika i gubitaka električne energije je situacija kada je pomenuti pokazatelji ekvivalentni presjek nizak a ekvivalentna dužina izvoda velika, a upravo to karakteriše TS Vilusi i TS Unač.

<sup>22</sup> Metoda globalnih pokazatelja.



Slika 4-12 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda u km po TS 35/10 kV Regiona 1

Međutim, pored pomenutih nepovoljnih vrijednosti mrežnih parametara potrebno je i da je opterećenje mreže, odnosno prenešena količina električne energije značajna kako bi došlo do narušavanja propisanih tehničkih ograničenja sigurnog i ekonomičnog pogona mreže. U pogledu opterećenja i energije ističu se, kao što je ranije navedeno TS Bistrica, TS Trebjesa i TS Kličevo.

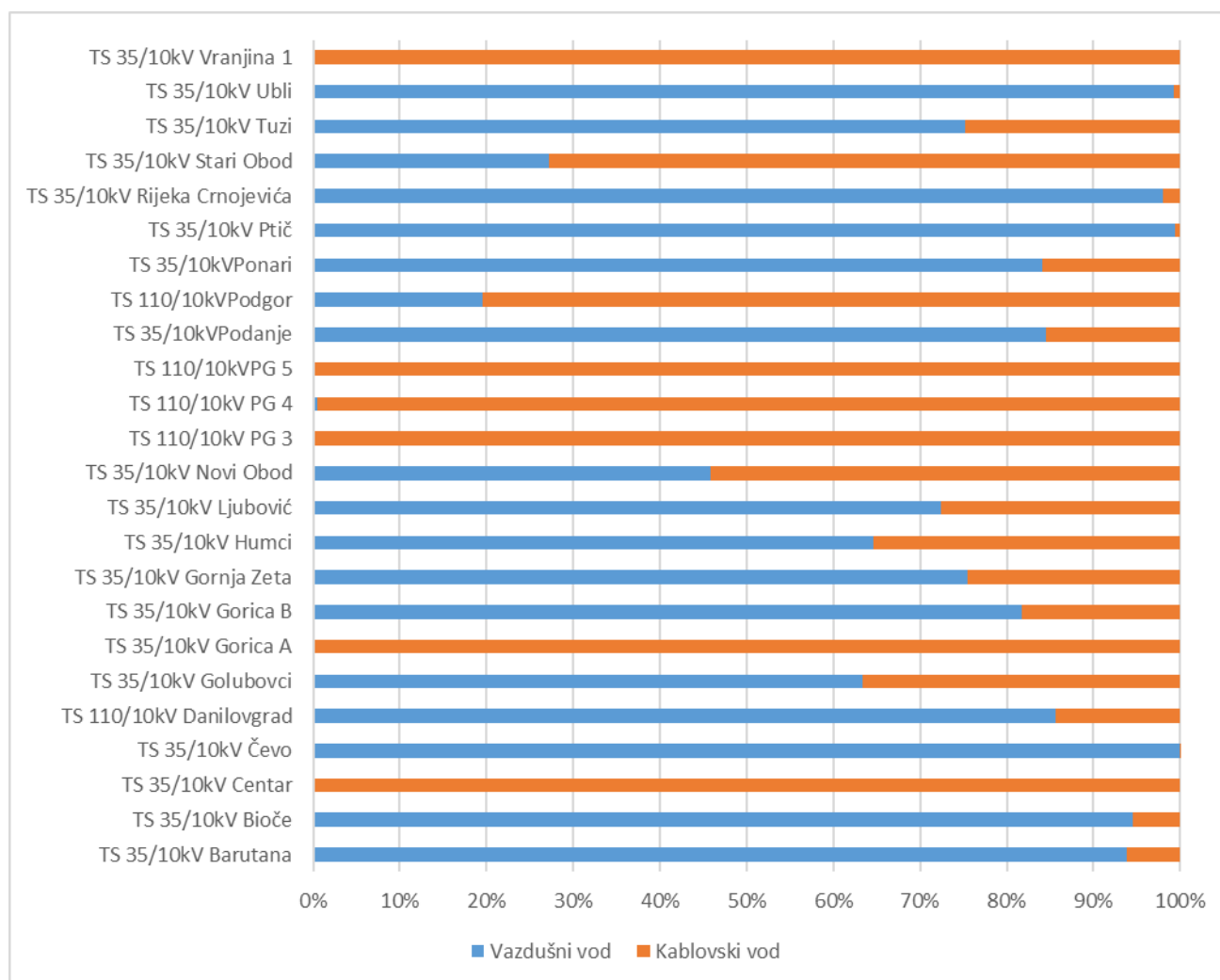
#### 4.2.2. Region 2

Ovaj region karakteriše ubjedljivo najveća dužina 10 kV mreže u okviru ED sistema Crne Gore. Iako i kod ovog regiona 10 kV vazdušnoj mreži (oko 50%) pripada veći dio u odnosu na kablovsku (Tabela 4-4, Slika 4-13), potrebno je naglasiti da je kablovska 10 kV mreža najduža u odnosu na sve regione. Povoljna okolnost je što napojnim TS X/10 kV koje imaju udio od oko 75 % u ukupnom opterećenju Regiona 2 odgovara 10 kV mreža koja je praktično u potpunosti kablovskog tipa (TS Podgorica 3, 4, 5, TS Centar i TS Gorica). To za posljedicu ima veoma povoljne pogonske karakteristike u mreži u pogledu naponskih prilika i gubitaka, a to posebno ima na značaju ako se uzme u obzir i količina energije koja pripada pomenutim TS. Pored pomenutih TS, samo još TS 35/10 kV Novi Obod karakteriše blago veći udio kablovske mreže u odnosu na vazdušnu. Nešto niži, ali značajan udio kablovske mreže karakteriše i TS Stari Obod, TS Humci, TS Ljubović i TS Podgor (oko 40 % ukupne dužine mreže), a ovim TS pripada umjereno opterećenje. Preostale TS 35/10 kV karakteriše izrazito vazdušna 10 kV mreža, a među njima i značajno opterećene TS Tuzi, TS Danilovgrad, TS Podanje, TS Gornja Zeta i TS Golubovci.

Tabela 4-4 Dužina 10 kV mreže po TS 110/10 kV i TS 35/10 kV Regiona 2

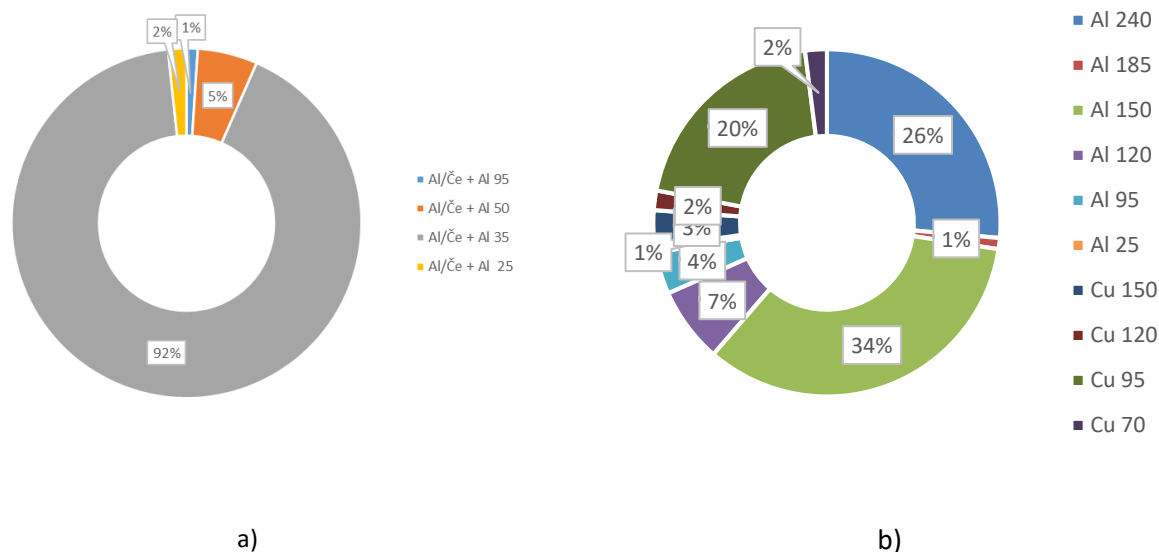
	Vazdušni vod	Kablovski vod	Ukupno
TS 35/10kV Barutana	41.26	2.73	43.98
TS 35/10kV Bioče	50.29	2.94	53.24
TS 35/10kV Centar	0.00	32.56	32.56
TS 35/10kV Čevo	73.20	0.02	73.22
TS 110/10kV Danilovgrad	109.31	18.42	127.73
TS 35/10kV Golubovci	21.65	12.51	34.16
TS 35/10kV Gorica A	0.00	37.32	37.32
TS 35/10kV Gorica B	31.64	7.05	38.69
TS 35/10kV Gornja Zeta	24.64	8.01	32.64
TS 35/10kV Humci	14.15	7.74	21.89
TS 35/10kV Ljubović	8.95	3.41	12.36
TS 35/10kV Novi Obod	6.53	7.73	14.25
TS 110/10kV PG 3	0.00	105.78	105.78
TS 110/10kV PG 4	0.62	127.42	128.04
TS 110/10kVPG 5	0.00	116.74	116.74
TS 35/10kVPodanje	94.90	17.40	112.30
TS 110/10kVPodgor	1.31	5.40	6.71
TS 35/10kVPonari	19.50	3.70	23.21
TS 35/10kV Ptič	54.27	0.30	54.57
TS 35/10kV Rijeka Crnojevića	72.62	1.49	74.11
TS 35/10kV Stari Obod	5.13	13.71	18.84
TS 35/10kV Tuzi	92.32	30.36	122.68
TS 35/10kV Ubli	69.04	0.52	69.56
TS 35/10kV Vranjina 1	0.00	1.40	1.40
Ukupno	791.31	564.66	1355.97

Kada je ukupna dužina 10 kV mreže po TS X/10 kV ističu se TS Podgorica 4, TS Danilovgrad, TS Tuzi, TS Podanje, TS Podgorica 3 i 5. Pomenute TS su po dužini 10 kV mreže odmah iza TS 35/10 kV Vilusi iz Regiona 1. Nepovoljna karakteristika dužine mreže kod TS Podgorica 3, 4 i 5 je praktično u potpunosti kompenzovana velikim presjekom i brojem izvoda, tj. prenosnim kapacitetom koji karakteriše njihovu skoro isključivo kablovsku mrežu. S druge strane, za preostale pomenute TS to nije slučaj jer su značajno zastupljene vazdušne mreže.



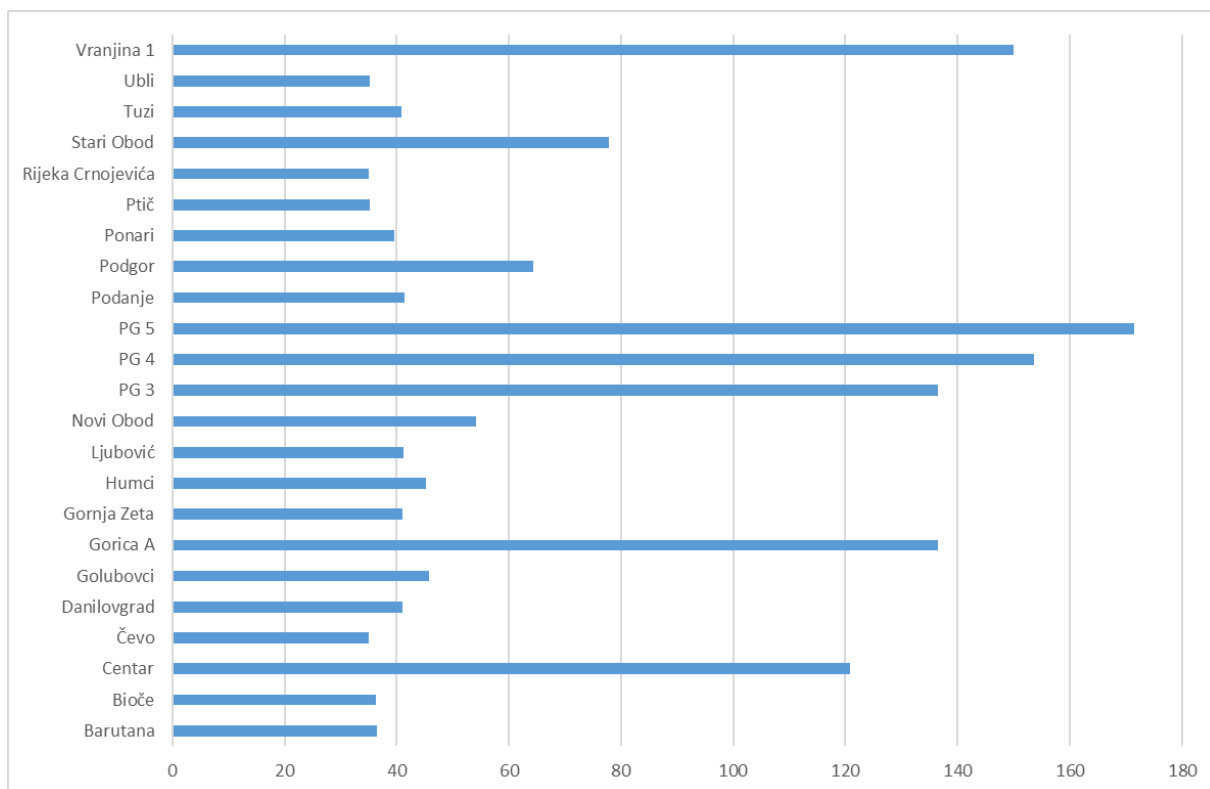
Slika 4-13 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 2

Mjera prenosa moći mreže je presjek (Slika 4-14), a u tom pogledu u ukupnoj dužini mreže Regiona 2 najveći udio ima vrlo mali presjek od 35 mm<sup>2</sup> (53 % ukupne dužine), a razlog je njegovo značajno prisustvo kod više TS od kojih se izdvajaju TS Danilovgrad, TS Tuzi, TS Čevo i TS Rijeka Crnojevića. Ovdje je potrebno naglasiti i da pomenutoj mreži niskog presjeka odgovara samo manji dio opterećenja konzuma Regiona 2. Najveći presjeci mreže (iznad 95 mm<sup>2</sup>) odgovaraju kablovskoj mreži ranije pomenutih TS (Podgorica 3, 4 i 5, Centar, Gorica, Humci, Ljubović, Novi i Stari Obod).

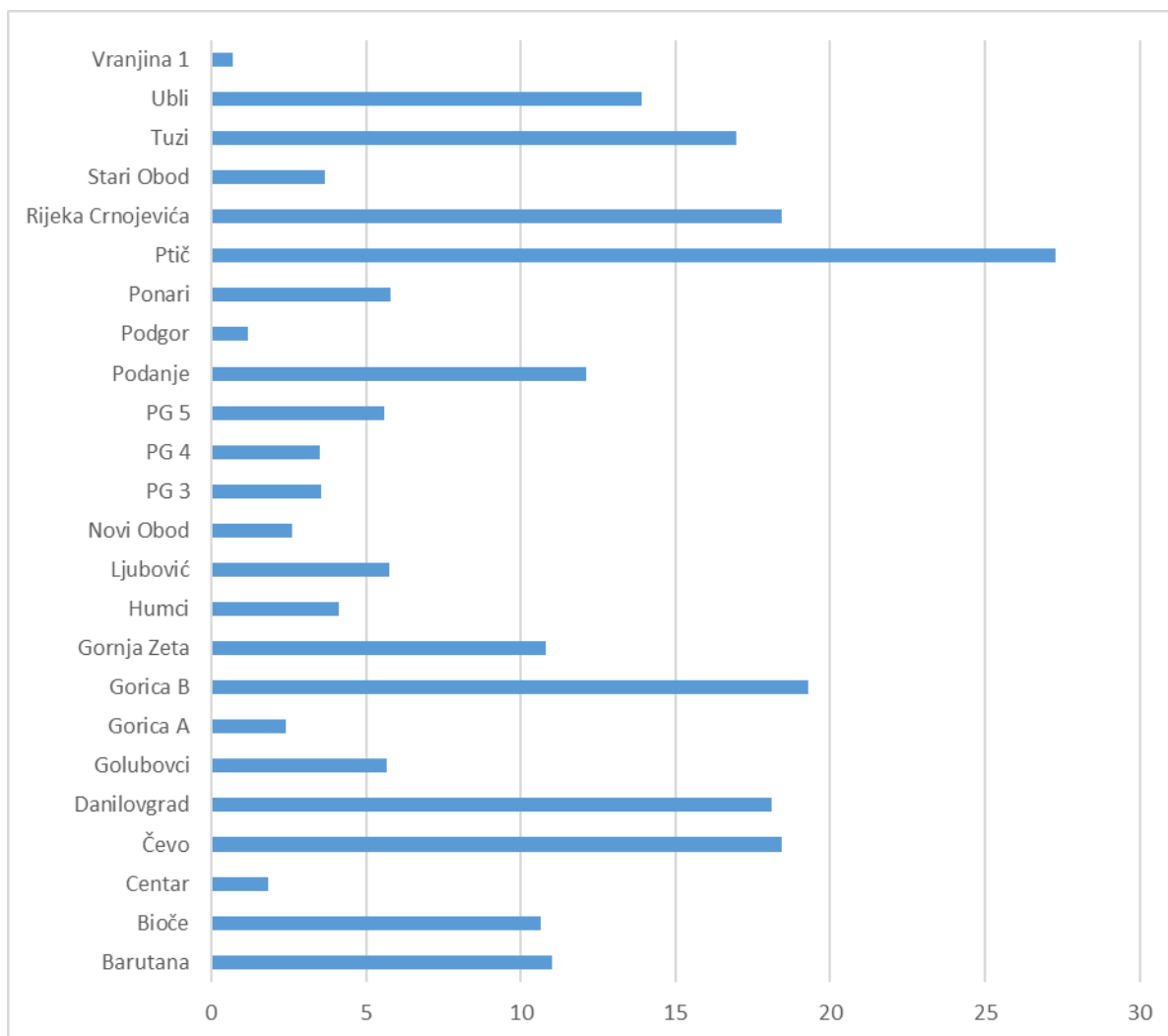
Slika 4-14 Struktura 10 kV vodova Regiona 2 prema presjecima [mm<sup>2</sup>] za a) vazдушnu i b) podzemnu mrežu

U vazdušnoj mreži, osim vodova sa dominantno aluminijskim provodnicima presjeka 35 mm<sup>2</sup>, postoji i manji dio presjeka 50 mm<sup>2</sup> (5% od ukupne dužine vazdušne mreže). Kod kablovske mreže, najrasprostranjeniji je aluminijski provodnici presjeka 150 mm<sup>2</sup> i 240 mm<sup>2</sup>, a zatim bakarni presjeka 95 mm<sup>2</sup>, koji ukupno čine oko 80% ukupne dužine podzemne mreže.

Ekvivalentni parametri 10 kV mreže po TS X/10 kV (Slika 4-15, Slika 4-16) su dobri pokazatelji njenih pogonskih karakteristika. Evidentno je da izrazito kablovske mreže ranije pomenutih TS (Podgorica 3, 4 i 5, Centar i Gorica) karakteriše velika propusna moć mreže koja se ogleda i po nekoliko puta većem presjeku ekvivalentnog voda nego je to slučaj za ostale TS. Takođe, izdvajaju se i TS sa mješovitom mrežom (Humci, Stari i Novi Obod, Ljubović i Podgor) sa značajno većim presjekom u odnosu na preostale TS Regiona 2. Sve preostale TS 35/10 kV karakteriše izuzetno nizak presjek ekvivalentnog voda (oko 40 mm<sup>2</sup>) što posebno ima nepovoljan efekat kod mreža sa veći opterećenjem.



Slika 4-15 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 2



Slika 4-16 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 2

Pored presjeka ekvivalentnog voda, njegova dužina je također važan pokazatelj. Može se uočiti da je za ranije pomenute TS kojima odgovara oko 75 % opterećenja, a koje su izrazito kablovske i sa velikim presjekom mreže, karakteristična vrlo mala dužina ekvivalentnog voda što ukazuje na veoma povoljne pogonske karakteristike (u pogledu naponskih prilika i visine gubitaka energije). S druge strane, veći broj TS sa dominantno vazdušnom mrežom izdvaja se sa većom dužinom ekvivalentnog voda. Prethodno ne mora predstavljati problem ukoliko je mreža neopterećena ili ima veći presjek. Međutim, kada su u pitanju TS Danilovgrad i TS Tuzi, jasno je da su sa aspekta pogonskih karakteristika koncidirali nepovoljni pokazatelji: nizak presjek ekvivalentnog voda, velika dužina ekvivalentnog voda i značajno opterećenje konzuma pomenutih TS. U manjoj mjeri, ali također značajno za istaći, nepovoljni ekvivalentni parametri karakterišu i TS Podanje i TS Gornja Zeta.

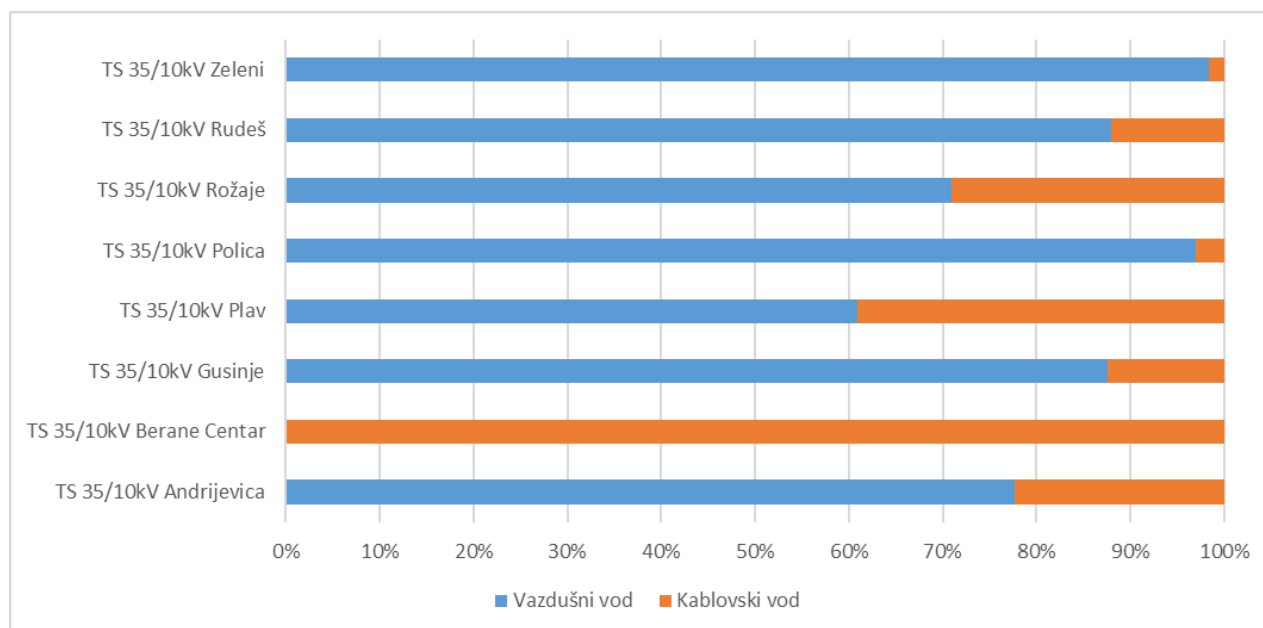
#### 4.2.3. Region 3

Mreža nazivnog napona 10 kV Regiona 3 je karakteristična po najmanjoj ukupnoj dužini, uz Region 5, u odnosu na ostale regione ED sistema Crne Gore. Radi se o dominantno vazdušnoj mreži (približno 85 % ukupne dužine) i to je karakteristično za mreže svih TS 35/10 kV koje pripadaju ovom regionu osim za TS Berane II (Centar) koja je u potpunosti kablovskog tipa (Tabela 4-5, Slika 4-17).

Tabela 4-5 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 3

	Vazdušni vod	Kablovski vod	Ukupno
TS 35/10kV Andrijevića	65.054	18.63	83.684
TS 35/10kV Berane Centar	0	15.92	15.92
TS 35/10kV Gusinje	26.832	3.82	30.652
TS 35/10kV Plav	19.193	12.34	31.533
TS 35/10kV Polica	65.638	2.03	67.668
TS 35/10kV Rožaje	43.854	17.962	61.816
TS 35/10kV Rudeš	120.351	16.428	136.779
TS 35/10kV Zeleni	87.093	1.39	88.483
Ukupno	428.015	88.52	516.535

TS 35/10 kV Berane I (Rudeš) izdvaja se po ukupnoj dužini na nivou ED sistema Crne Gore i po tome je odmah iza TS 35/10 kV Vilusi, a uzimajući u obzir da se radi o TS sa značajnim konzumom i sa dominantno vazdušnom 10 kV mrežom, jasno je da postoje preduslovi za nepovoljne pogonske karakteristike. Kada je značajna dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV u pitanju, treba istaći i TS Zeleni, ali kako je njeno opterećenje nisko to njene pogonske karakteristike nijesu nepovoljne. Nešto veće dužine mreže od crnogorskog prosjeka karakterišu i TS 35/10 kV Andrijevića i TS 35/10 kV Rožaje, dok preostalim TS odgovaraju dužine na nivou (TS Plav i TS Berane III (Polica)) ili značajno ispod pomenute granice (TS Berane (Centar), TS Plav i TS Gusinje).

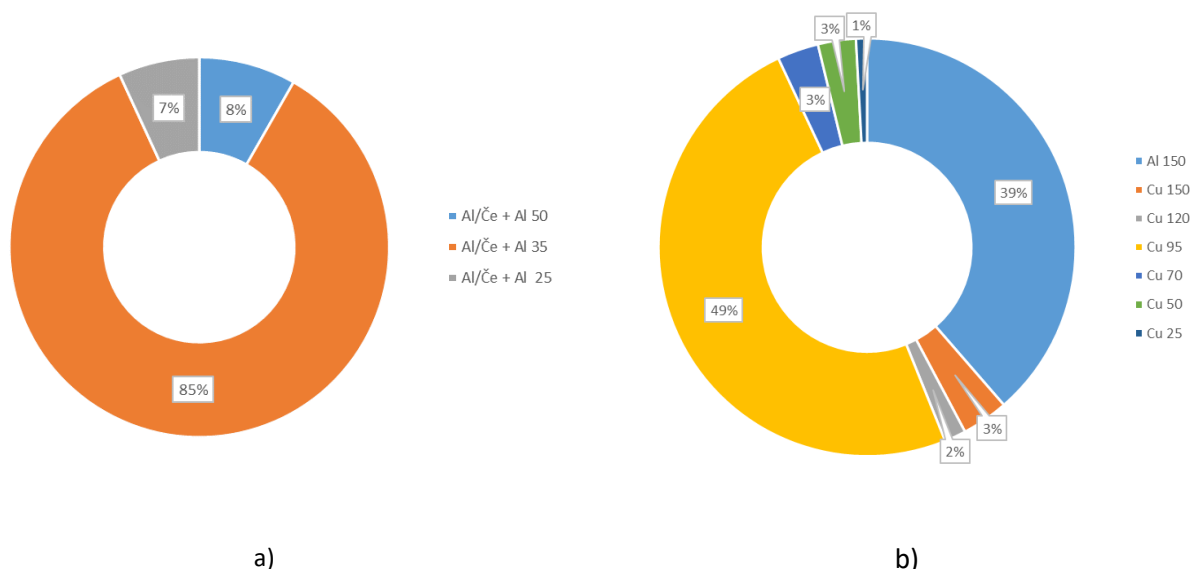


Slika 4-17 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 3

U cilju sagledavanja raspoloživog prenosnog kapaciteta 10 kV mreže Regiona 3 indikativno je izraženo prisustvo provodnika presjeka 35 mm<sup>2</sup> (Slika 4-18). Ovaj presjek je dominantno prisutan u mrežama svih TS 35/10 kV u ovom regionu osim kod TS Berane II (Centar) koju karakteriše kablovska mreža presjeka iznad 95 mm<sup>2</sup>.

Posebno je nepovoljna okolnost izraženo prisustvo vazdušne mreže sa presjekom 35 mm<sup>2</sup> i manjim dijelom 25 mm<sup>2</sup> koja je napojena iz značajno opterećene TS 35/10 kV Berane I (Rudeš). Ako se tome doda i ranije

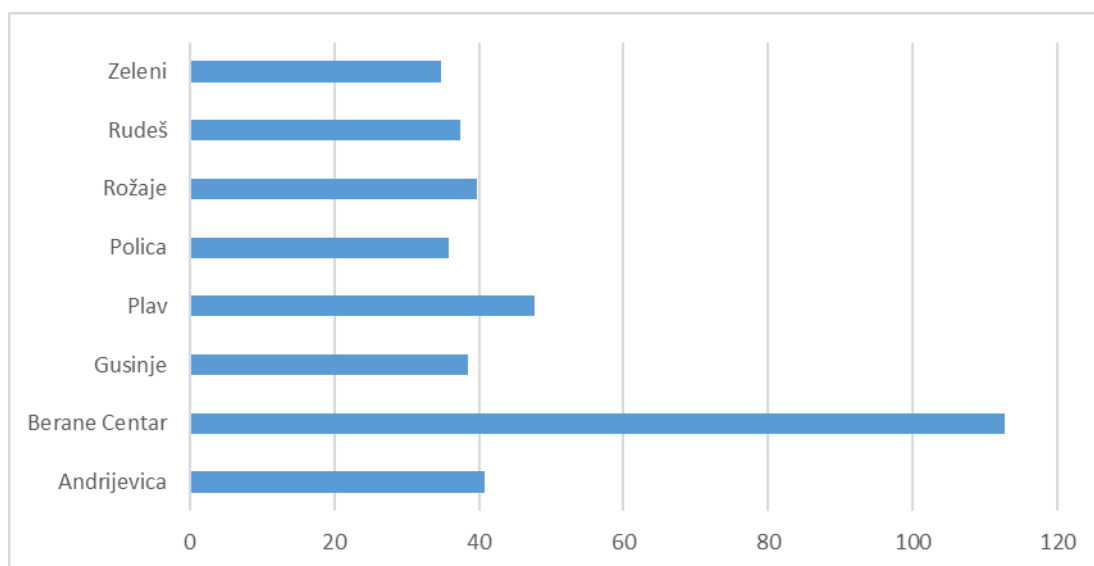
naglašena činjenica o drugoj najvećoj dužini 10 kV mreže po TS X/10 kV u ED sistemu Crne Gore, jasno je da se za posljedicu mogu imati nepovoljne pogonske karakteristike mreže. Iako je kod ostalih TS 35/10 kV (osim TS Berane II (Centar)) također ograničen prenosni kapacitet to nema za posljedicu loše pogonske karakteristike usljed značajno nižeg opterećenja i manje dužine mreže. Kod kablovske mreže najzastupljeniji su bakarni provodnici presjeka 95 mm<sup>2</sup>, odnosno aluminijski presjeka 150 mm<sup>2</sup> i oni čine blizu 90% ukupne dužine kablovskih vodova.



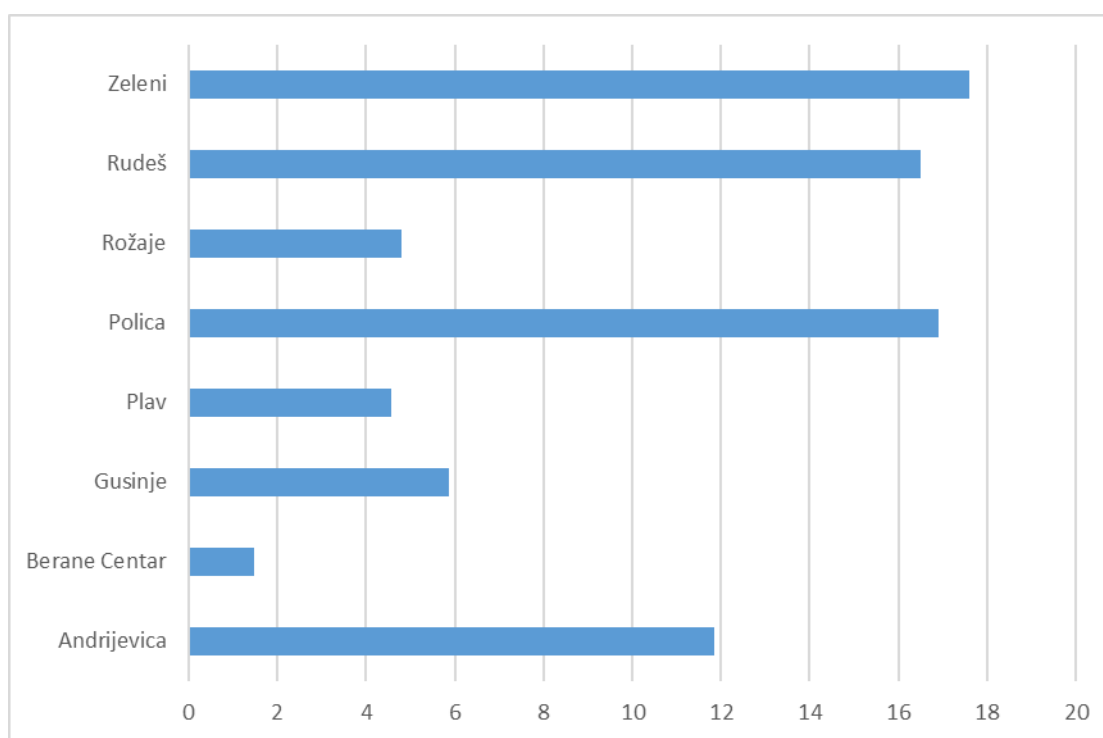
Slika 4-18 Struktura 10 kV vodova Regiona 3 prema presjecima [mm<sup>2</sup>] za a) vazдушnu i b) podzemnu mrežu Regiona 3

Indikativna mjera pogonskih karakteristika 10 kV mreže su parametri ekvivalentnog voda koji odgovara predmetnoj mreži (Slika 4-19, Slika 4-20). Može se uočiti da pripadajuću 10 kV mrežu većine TS 35/10 kV karakteriše približno jednak presjek ekvivalentnog voda, odnosno prenosni kapacite. Međutim, ističe se mreža TS 35/10 kV Berane II (Centar) sa značajno većim prenosnim kapacitetom što je posebno povoljno usljed činjenice da se radi o značajno opterećenoj TS, a koja napaja uže gradsko područje Berana.

Kada je dužina ekvivalentnog izvoda u pitanju situacija je raznovrsnija ukoliko se posmatraju 10 kV mreže napojene iz TS 35/10 kV Regiona 3. Naime, najmanja dužina ekvivalentnog voda karakteriše TS 35/10 kV Berane II (Centar), što u kombinaciji sa pripadajućim velikim presjekom (veliki prenosni kapacitet pripadajuće 10 kV mreže) ukazuje na ispunjenost preduslova za izrazito povoljne pogonske karakteristike. S druge strane, po dužini ekvivalentnog voda iznad prosjeka ED sistema Crne Gore ističu se 10 kV mreže koje su napojene iz sljedećih TS 35/10 kV: Zeleni, Berane I (Rudeš), Berane III (Polica) i Andrijevica. Potrebno je istaći da su TS 35/10 kV Zeleni, TS 35/10 kV Berane III i TS 35/10 kV Andrijevica približno jednako opterećene i to skoro 3 puta manje od TS 35/10 kV Berane I (Rudeš), pa je jasno da upravo kod nje su se stekli nepovoljni preduslovi kada su pogonske karakteristike mreže u pitanju (kombinacija niske vrijednosti presjeka ekvivalentnog voda sa njegovom značajnom dužinom i pripadajućim visokim opterećenjem).



Slika 4-19 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 3



Slika 4-20 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 3

#### 4.2.4. Region 4

Ovaj region karakteriše približno ravnomjerno prisustvo vazdušne i kablovske mreže u ukupnoj dužini mreže (Tabela 4-6, Slika 4-21). Postoji nekoliko TS 35/10 kV sa potpuno kablovskom mrežom: TS Rozino, TS Petrovac, TS Miločer, TS Bečići, TS Topolica, TS Đurmani i većino TS Sutomore, a odgovara im približno 40 % konzuma regiona. Ako bi se posmatrale i mreže TS 35/10 kV sa preko 50 % udjela kablovske mreže u ukupnoj dužini pripadajuće 10 kV mreže, onda bi im odgovaralo približno tri četvrtine ukupnog opterećenja konzuma.

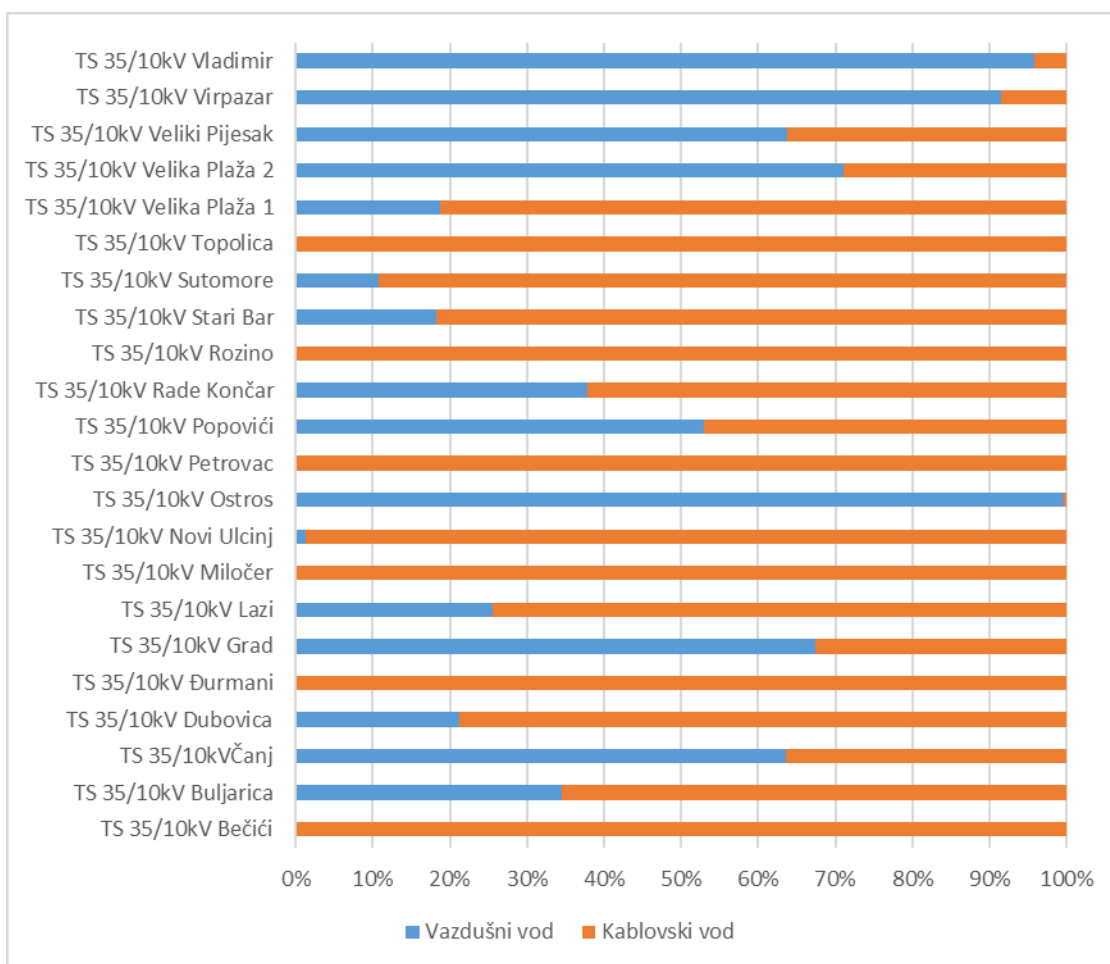
Kada se posmatraju ukupne dužine 10 kV mreže po napojnim TS 35/10 kV, ovaj region karakterišu dužine ispod prosjeka na nivou ED Crne Gore, osim u slučaju TS 35/10 kV Virpazar, TS 35/10 kV Grad i TS 35/10 kV

Vladimir, dok je 10 kV mreža TS 35/10 kV Veliki Pijesak na nivou prosjeka. Od navedenih TS 35/10 kV po značajnoj opterećenosti ističe se TS Grad i TS Veliki Pijesak.

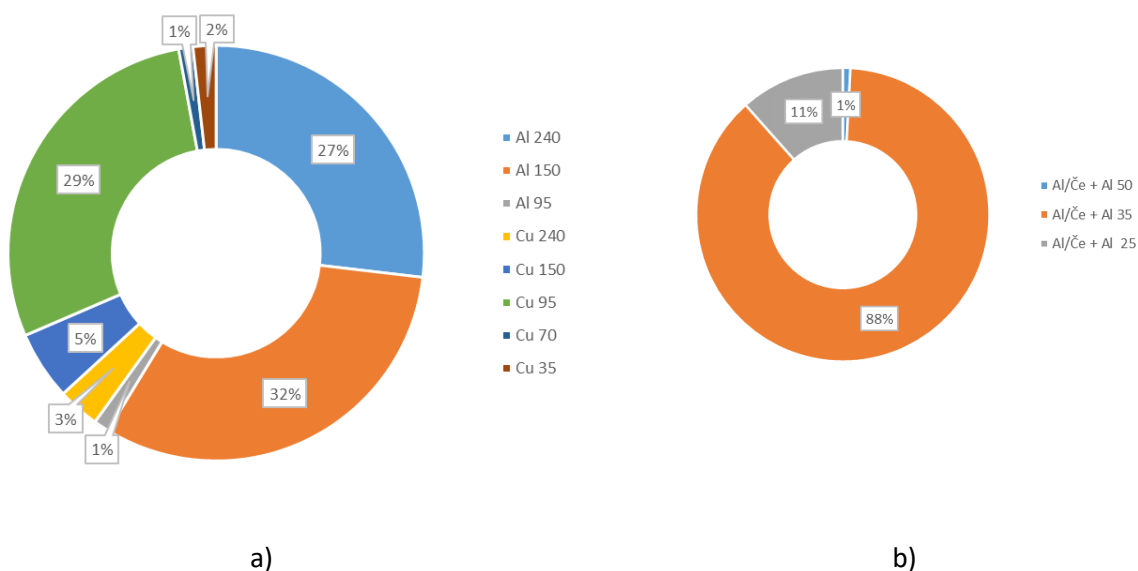
Tabela 4-6 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 4

	Vazdušni vod	Kablovski vod	Ukupno
TS 35/10kV Bečići	0.00	23.68	23.68
TS 35/10kV Buljarica	5.80	11.03	16.83
TS 35/10kV Čanj	6.67	3.83	10.50
TS 35/10kV Dubovica	5.50	20.42	25.92
TS 35/10kV Đurmani	0.00	11.80	11.80
TS 35/10kV Grad	45.55	22.02	67.57
TS 35/10kV Lazi	10.44	30.46	40.90
TS 35/10kV Miločer	0.00	40.39	40.39
TS 35/10kV Novi Ulcinj	0.16	12.80	12.97
TS 35/10kV Ostros	26.61	0.08	26.68
TS 35/10kV Petrovac	0.00	3.83	3.83
TS 35/10kV Popovići	13.62	12.12	25.74
TS 35/10kV Rade Končar	11.70	19.20	30.90
TS 35/10kV Rozino	0.00	23.94	23.94
TS 35/10kV Stari Bar	2.25	10.09	12.35
TS 35/10kV Sutomore	2.04	16.82	18.85
TS 35/10kV Topolica	0.00	20.86	20.86
TS 35/10kV Velika Plaža 1	2.56	11.07	13.63
TS 35/10kV Velika Plaža 2	18.54	7.55	26.10
TS 35/10kV Veliki Pijesak	28.87	16.43	45.29
TS 35/10kV Virpazar	57.91	5.38	63.29
TS 35/10kV Vladimir	71.46	3.06	74.52
Ukupno	309.67	326.86	636.53

U pogledu prenosnog kapaciteta 10 kV mreže, značajna karakteristika je prisustvo provodnika određenih presjeka u mreži (Slika 4-22). Naime, udio mreže sa niskim presjekom ( $35 \text{ mm}^2$  i  $25 \text{ mm}^2$  kod vazdušnih provodnika) u ukupnoj dužini mreže je oko 50 %, što je slično kao kod Regiona 2, a značajno manje nego je to slučaj kod sjevernijih regiona (1, 3, 6 i 7). Preostali dio mreže dominantno čine kablovski vodovi sa provodnicima presjeka iznad  $95 \text{ mm}^2$ . Najznačajni udio kod kablovskih vodova čine aluminijski provodnici presjeka  $95 \text{ mm}^2$  i  $150 \text{ mm}^2$  i bakarni provodnici  $95 \text{ mm}^2$  (preko 80 % ukupne kablovske mreže). U pogledu prisustva mreže sa niskim presjekom ističu se posebno mreže napojene iz TS 35/10 kV Ostros, TS 35/10 kV Vladimir, TS 35/10 kV Virpazar, TS 35/10 kV Čanj, TS 35/10 kV V. Plaža 2, TS 35/10 kV Grad, TS 35/10 kV Popovići i TS 35/10 kV V. Pijesak, gdje su u većini ili značajnoj mjeri zastupljeni vazdušni vodovi. Ova karakteristika navedenih mreža može biti preduslov slabijih pogonskih karakteristika u slučaju koincidiranja sa izraženom dužinom i značajnim opterećenjem konzuma, a takva situacija u manjoj ili većoj mjeri odgovara mreži sljedećih TS 35/10 kV: TS Vladimir, TS Virpazar, TS V. Plaža 2, TS Grad i TS V. Pijesak. Dominantno visoki presjek 10 kV mreže odgovara mrežama TS: Bečići, Miločer, Petrovac, Rozino i Topolica.



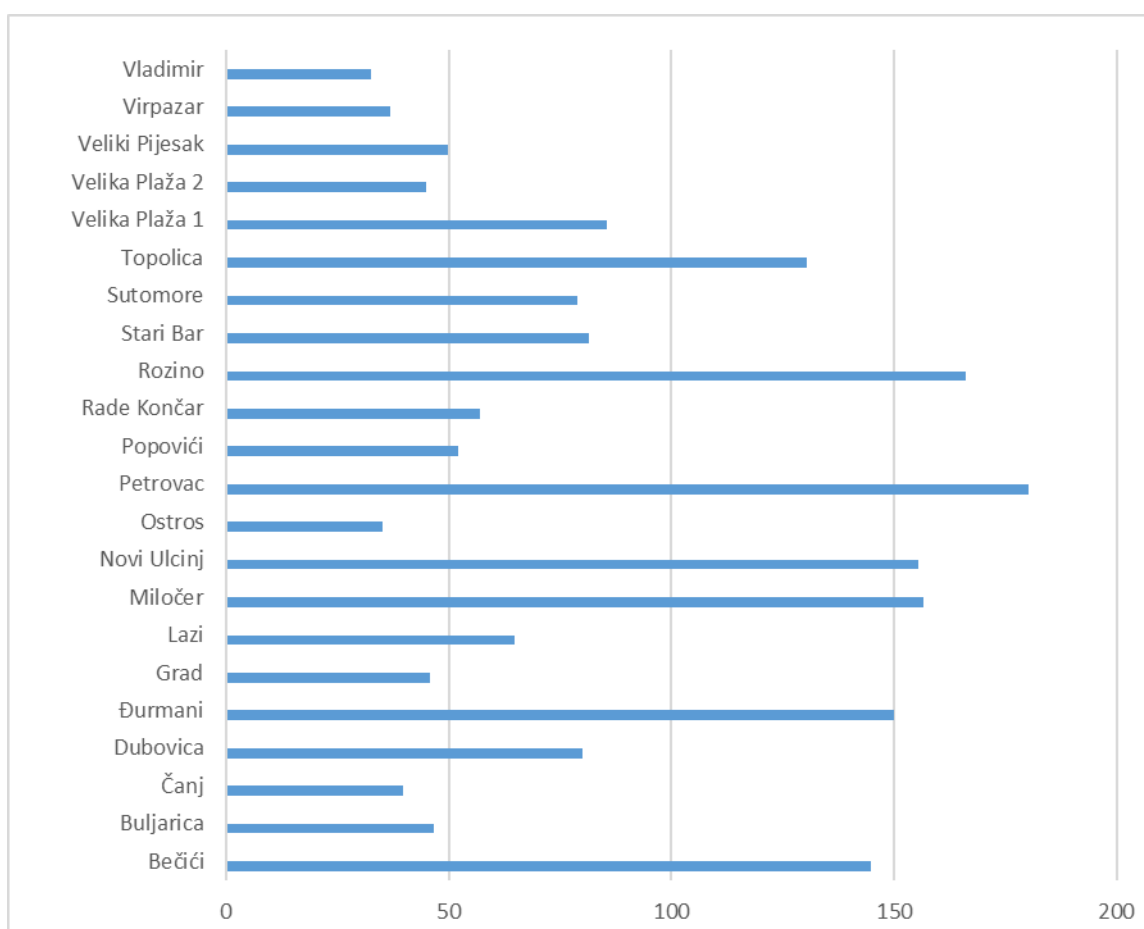
Slika 4-21 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 4



Slika 4-22 Struktura 10 kV vodova Regiona 4 prema presjecima [mm<sup>2</sup>] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu

Parametri ekvivalentnog voda koji odgovara 10 kV mreži napajanoj iz određene TS 35/10 kV mogu poslužiti kao indikatori postojanja opštih preduslova za povoljne ili nepovoljne pogonske karakteristike mreže (Slika 4-23, Slika 4-24). Posmatrajući proračunate presjeke ekvivalentnog voda uočavaju se tri grupe mreža:

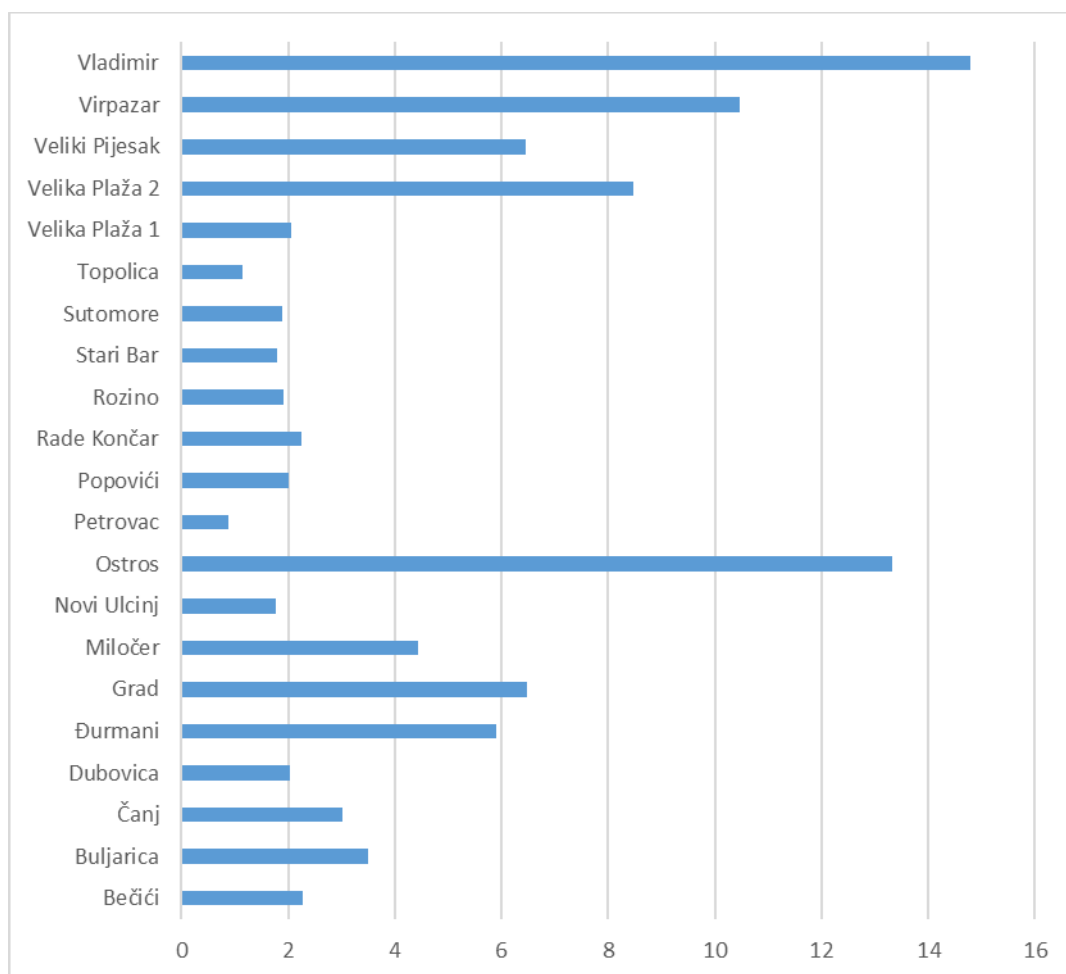
- Mreže sa velikim presjekom ekvivalentnog voda (TS Topolica, TS Rozino, TS Petrovac, TS Miločer, TS Bečići i TS Đurmani) – radi se o mrežama velikog prenosnog kapaciteta koje su u potpunosti kablovskog tipa što je značajan preduslov za povoljne pogonske karakteristike
- Mreže sa srednjim presjekom ekvivalentnog voda (TS V. Plaža 1, TS Sutomore, TS Stari Bar, TS Lazi, TS Končar, TS Dubovica i TS Buljarica) – radi se o mrežama koje su dominantno kablovske sa umjerenom propusnom moći što u kombinaciji sa umjerenim opterećenjem i malom dužinom mreže čini preduslove za povoljne pogonske karakteristike
- Mreže sa malim presjekom ekvivalentnog voda (ostale TS) – dominantno vazdušne mreže niže propusne moći što u kombinaciji sa većom dužinom mreže i značajnijim opterećenjem može usloviti nepovoljne pogonske karakteristike.



Slika 4-23 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 4

Analizirajući proračunate dužine ekvivalentnog voda koji predstavlja 10 kV mreže napojene iz TS 35/10 kV Regiona 4, može se konstatovati da 10 kV mreže samo tri TS karakterišu nešto veće dužine u odnosu na prosjek na nivou ED Crne Gore, a to su: TS Vladimir, TS Virpazar i TS Ostros. Pored pomenutih TS 35/10 kV, na nivou Regiona 4, po dužini ekvivalentnog voda ističu se i mreže napojene iz TS V. Plaža 2, TS V. Pijesak i TS Đurmani i TS Grad. Preostale 10 kV mreže napojene iz TS 35/10 kV Regiona 4 karakterišu dužine ekvivalentnog

voda koje su među najmanjim na nivou ED sistema Crne Gore, što ih po ovom parametru svrstava među 10 kV mreže sa preduslovima za povoljne pogonske karakteristike.



Slika 4-24 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 4

Kada je Region 4 u pitanju, važno je istaći da mu pripada polovina najopterećenijih TS 35/10 kV na nivou ED sistema Crne Gore, što posebno ima uticaj na pogonske karakteristike mreža 10 kV koje se iz pomenutih TS napajaju. Prethodno navedeno je očekivano jer ovaj region karakteriše najveći broj TS X/10 kV poslije Regiona 2.

#### 4.2.5. Region 5

Mreža 10 kV ovog regiona je uz mrežu Regiona 3 najmanje dužine na nivou Crne Gore, ali sa značajnom prednošću u odnosu na nju jer je dominantno kablovska (Tabela 4-7, Slika 4-25). Većina TS 35/10 kV napajaju izrazito kablovske mreže kojima pripada iznad 80 % konzuma, što je procentualno gledano najpovoljniji odnos na nivou ED sistema Crne Gore. Vazдушna 10 kV mreža dominantna je kod sljedećih TS 35/10 kV: TS Risan, TS Morinj, TS Grbalj, TS Pržno i kod TS Herceg Novi<sup>23</sup>. U odnosu na TS 35/10 kV u ED sistemu Crne Gore, Region 5 karakterišu TS 35/10 kV sa dužinom 10 kV mreže ispod prosjeka uz izuzetak TS Grbalj i TS Herceg Novi čije su mreže značajne dužine, dok su TS Igalo, TS Pržno, TS Škaljari i TS Risan sa mrežama na nivou prosjeka. Ovdje je posebno nepovoljno s aspekta pogonskih karakteristika mreže to što su mreže TS Grbalj, TS Herceg

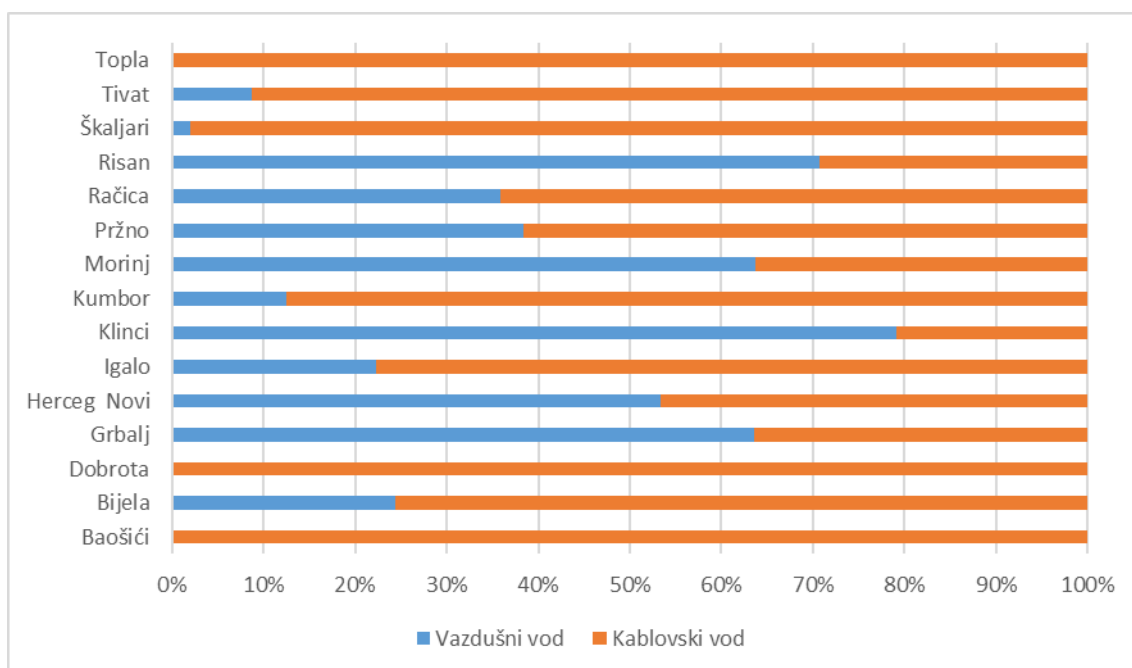
<sup>23</sup> TS 35/10 kV Herceg Novi radi sa razdvojenim sabirnicama 10 kV gdje jedan transformator (12, 5 MVA) napaja isključivo kablovsku 10 kV mrežu, a drugi (8 MVA) napaja dominantno vazдушnu 10 kV mrežu.

Novi, TS Pržno i TS Risan dominantno vazdušne mreže izražene dužine a koje su značajno opterećene (posebno TS Herceg Novi i TS Grbalj).

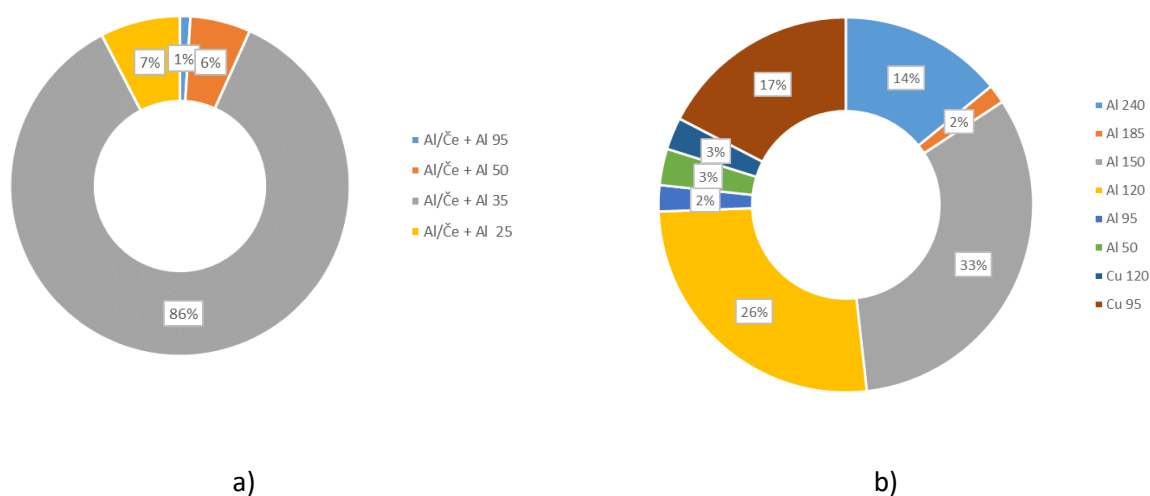
U pogledu prenosnog kapaciteta 10 kV mreže indikativan parametar je zastupljenost mreže određenog presjeka provodnika (Slika 4-26). Može se uočiti da je u odnosu na ostale regione ED sistema Crne Gore u ovom regionu su najmanje zastupljeni niski presjeci (35 mm<sup>2</sup> i niži) sa udjelom od oko 40 %. Prethodno za posljedicu ima najveći udio velikih presjeka u odnosu na 10 kV mreže ostalih regiona (presjeci iznad 95 mm<sup>2</sup> imaju udio iznad 60 %). Međutim, ova opšta struktura presjeka nije ravnomjerno prenešena na mreže pojedinih TS 35/10 kV ovog regiona. Naime, izdvaja se nekoliko značajno opterećenih TS 35/10 kV sa dominantnim prisustvom niskih presjeka provodnika u mreži (dominantna vazдушna mreža): TS Risan, TS Klinci, TS Grbalj, TS Morinj i TS Herceg Novi. S druge strane, postoje TS sa značajnim konzumom koje karakteriše mreža visokog prenosnog kapaciteta: TS Baošići, TS Topla, TS Dobrota, TS Tivat, TS Škaljari, TS Kumbor i TS Igalo. Navedene mreže karakterišu osnovni preduslovi za povoljne pogonske karakteristike.

Tabela 4-7 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 5

	Vazdušni vod	Kablovski vod	Ukupno
TS 35/10kV Baošići	0.00	7.07	7.07
TS 35/10kV Bijela	3.30	10.21	13.51
TS 35/10kV Grbalj	50.23	28.79	79.02
TS 35/10kV Herceg Novi	36.50	31.97	68.46
TS 35/10kV Klinci	25.73	6.79	32.53
TS 35/10kV Kumbor	1.24	8.68	9.92
TS 35/10kV Morinj	7.00	3.99	10.99
TS 35/10kV Pržno	9.13	14.65	23.77
TS 35/10kV Račica	9.16	16.40	25.56
TS 35/10kV Risan	30.76	12.71	43.47
TS 35/10kV Škaljari	1.05	51.15	52.21
TS 35/10kV Tivat	3.72	38.83	42.55
TS 35/10kV Topla	0.00	6.82	6.82
TS 35/10kV Baošići	0.00	7.07	7.07
TS 35/10kV Bijela	3.30	10.21	13.51
Ukupno	189.60	293.43	483.03



Slika 4-25 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 5

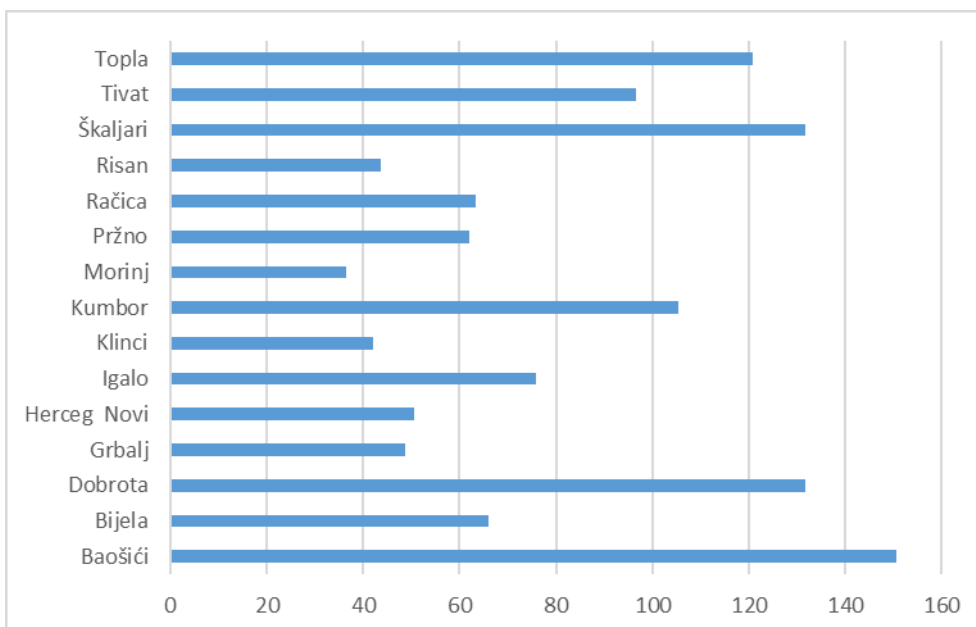
Slika 4-26 Struktura 10 kV vodova Regiona 5 prema presjecima [mm<sup>2</sup>] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu

Indikativnije sagledavanje preduslova za procjenu kvaliteta pogonskih karakteristika 10 kV mreže moguće je kroz analizu parametara ekvivalentnog izvoda: presjeka i dužine (Slika 4-27, Slika 4-28). Može se uočiti da se prema presjeku ekvivalentnog izvoda ističu 3 grupe mreža napojenih iz TS 35/10 kV:

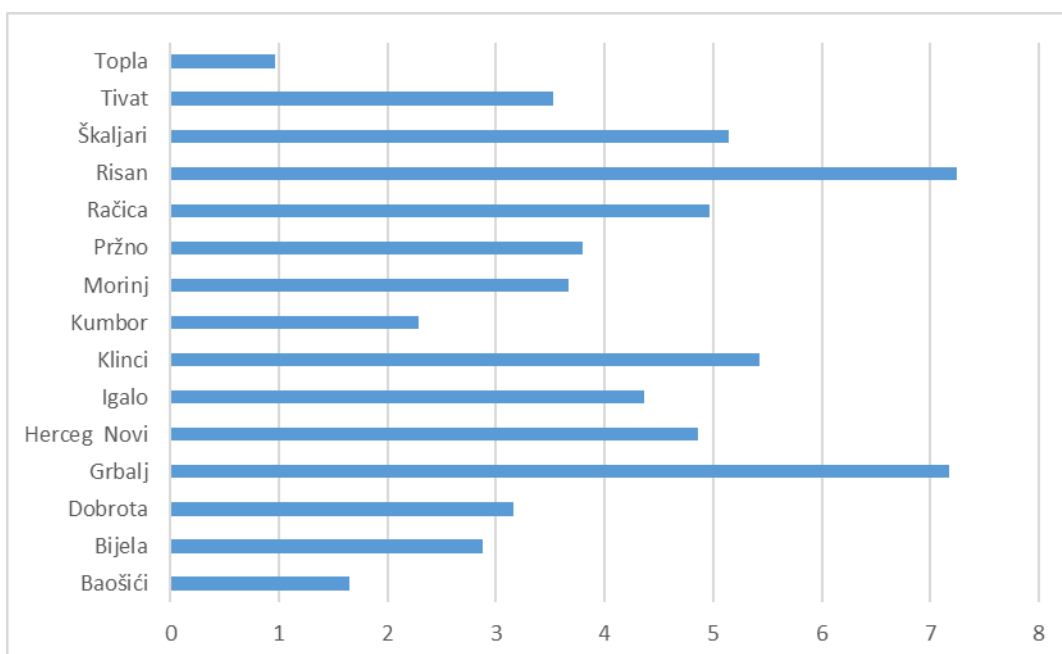
- Visok presjek: TS Topla, TS Tivat, TS Škaljari, TS Kumbor, TS Dobrota i TS Baošići
- Srednji presjek: TS Račica, TS Igalo, TS Pržno i TS Bijela
- Nizak presjek: TS Risan, TS Morinj, TS Herceg Novi, TS Klinci i TS Grbalj.

Mreže sa niskim presjekom ekvivalentnog izvoda karakteriše jedan od preduslova za nepovoljne pogonske karakteristike. Drugi važan parametar je dužina ekvivalentnog izvoda. Ovdje je važno istaći da je vrijednost pomenutog parametra za sve mreže napojene iz TS 35/10 kV Regiona 5 ispod prosjeka na nivou ED sistema

Crne Gore što ukazuje na povoljnije karakteristike od većine 10 kV mreža u ostalim regionima. Međutim, kako ovom regionu pripada 4 od 15 najopterećenijih TS X/10 kV na nivou ED sistema Crne Gore, to je važno istaći i one TS koje karakteriše izražena vrijednost dužine ekvivalentnog izvoda na nivou regiona, a to su: TS Risan, TS Grbalj, TS Pržno, TS Herceg Novi i TS Škaljari. Visoko opterećenje mreža sa umjerenim vrijednostima parametara ekvivalentnog voda (presjek i dužina) može za posljedicu imati nepovoljne pogonske karakteristike.



Slika 4-27 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 5



Slika 4-28 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 5

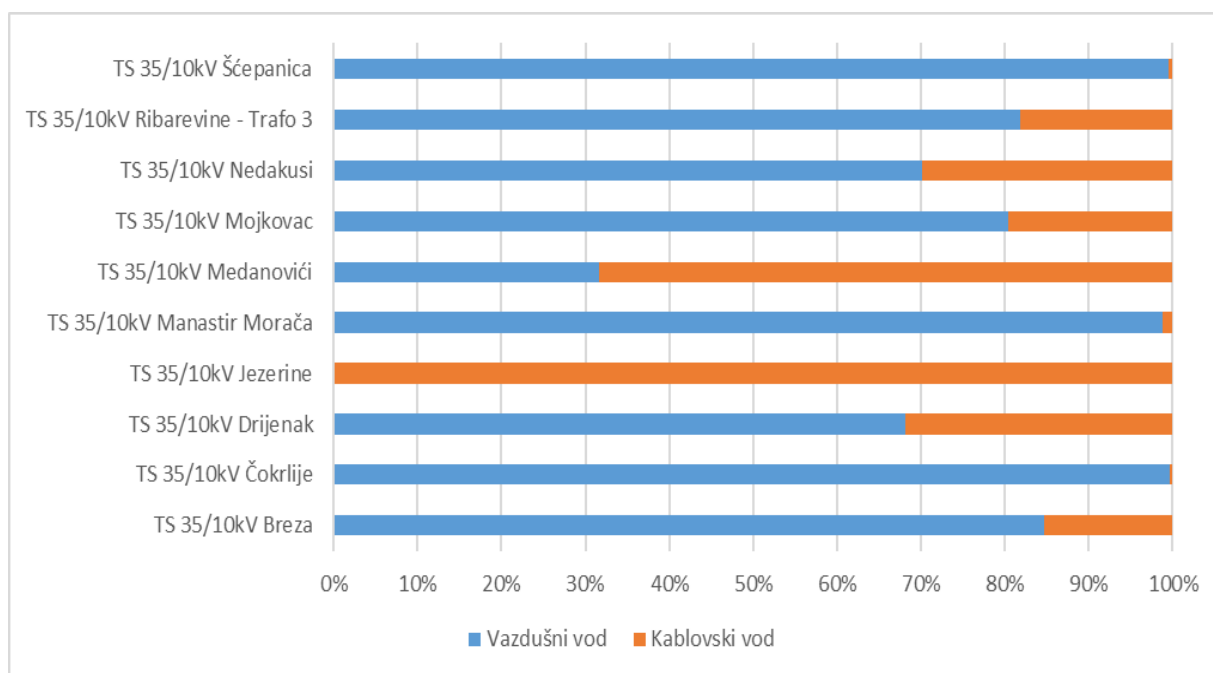
## 4.2.6. Region 6

Slično kao i kod ostalih sjevernih regiona, i u Regionu 6 dominira vazдушna 10 kV mreža (više od 80 % ukupne dužine). Takva situacija je karakteristična i za mreže napojene iz svih TS 35/10 kV regiona, osim kod mreže napojene iz TS Medanovići koju karakteriše obrnut odnos (približno 70 % mreže je kablovskog tipa), a kojoj pripada blizu četvrtine ukupnog konzuma regiona. Takođe, 10 kV mrežu pomenute TS 35/10 kV karakteriše ukupna dužina ispod prosjeka na nivou ED sistema Crne Gore. Većinu mreža napojenih iz TS 35/10 kV Regiona 6 karakterišu dužine iznad prosjeka na nivou Crne Gore: TS Mojkovac, TS Čokrlije, TS M. Morača, TS Nedakusi, TS Šćepanica i TS Breza. Pomenutim mrežama odgovara iznad dvije trećine konzuma, a posebno u tom pogledu prednjače mreže napojene iz TS Nedakusi, TS Mojkovac i TS Breza (oko dvije trećine konzuma Regiona 6). Izražena dužina mreže i visoko opterećenje su preduslovi za potencijalno nepovoljne pogonske karakteristike mreže.

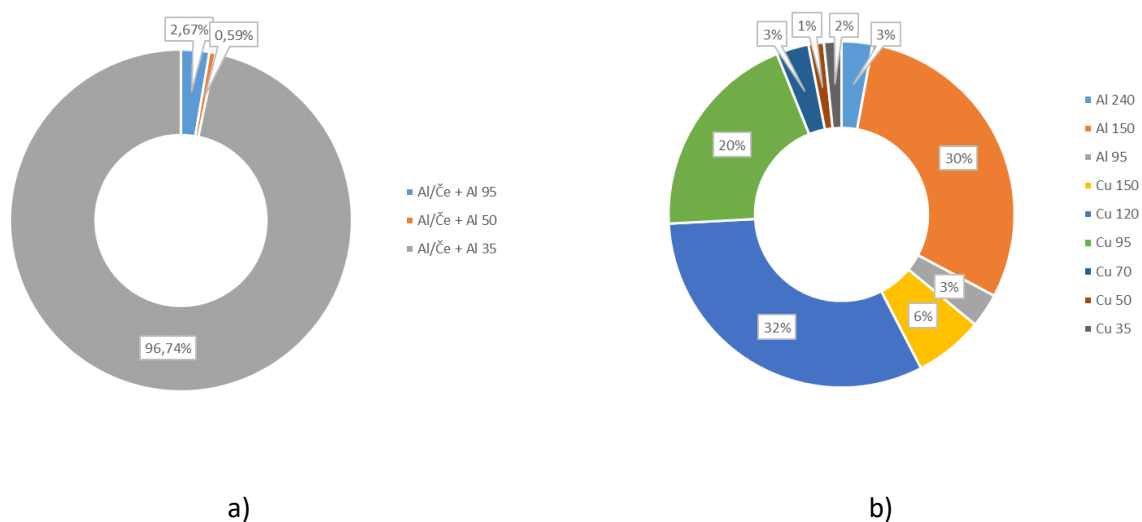
Tabela 4-8 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 6

	Vazdušni vod	Kablovski vod	Ukupno
TS 35/10kV Breza	71.73	13.04	84.77
TS 35/10kV Čokrlije	95.05	0.40	95.45
TS 35/10kV Drijenak	22.82	10.64	33.46
TS 35/10kV Jezerine	0.00	7.19	7.19
TS 35/10kV Manastir Morača	91.20	1.10	92.30
TS 35/10kV Medanovići	11.33	24.49	35.82
TS 35/10kVMojkovac	86.17	20.96	107.13
TS 35/10kV Nedakusi	62.72	26.72	89.44
TS 35/10kV Ribarevine - Trafo 3	28.09	6.24	34.33
TS 35/10kVŠćepanica	82.31	0.38	82.69
Ukupno	551.42	111.16	662.57

Kada se posmatra struktura 10 kV mreža na nivou Regiona 6 u pogledu zastupljenosti provodnika određenog presjeka (Slika 4-30) može se uočiti izrazita dominacija niskog presjeka od 35 mm<sup>2</sup>, koji čine vazдушnu mrežu (preko 80 % u ukupnoj dužini 10 kV mreže). S obzirom na prisustvo vazdušne mreže, njenu starost, kao i geografsku rasprostranjenost konzuma, prethodno je tipična karakteristika 10 kV mreža sjevernih regiona. Kod TS 35/10 kV Čokrlije i TS 35/10 kV Šćepanica skoro 100 % mreže je vazдушna mreža presjeka 35 mm<sup>2</sup>, što iako se radi o slabo opterećenim TS, zbog značajne dužine mreže i malog broja izvoda čini preduslove za nepovoljne pogonske karakteristike. Što se tiče podzemne mreže, izdvajaju se kablovski vodovi sa aluminijskim provodnicima presjeka 150 mm<sup>2</sup> i bakarni presjeka 120 i 95 mm<sup>2</sup>. Kablovski vodovi sa navedenim presjecima čine preko 80% ukupne dužine podzemne mreže.

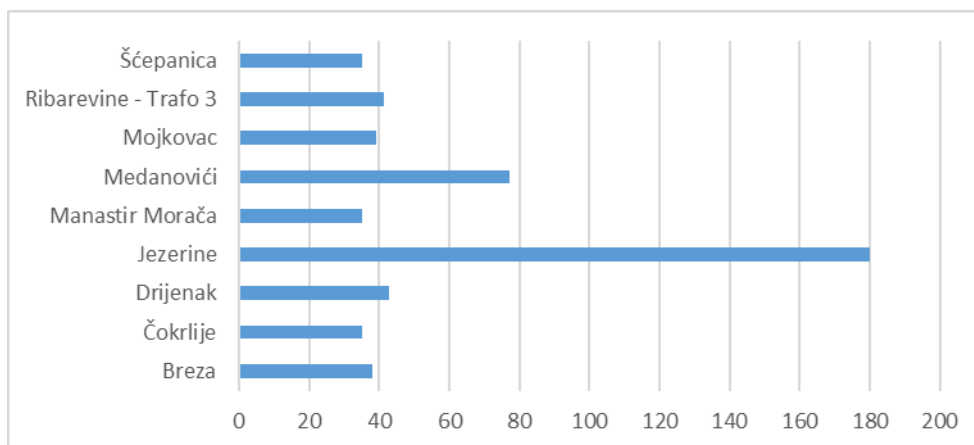


Slika 4-29 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 6

Slika 4-30 Struktura 10 kV vodova Regiona 6 prema presjecima [mm<sup>2</sup>] za a) vazdušnu i b) podzemnu mrežu

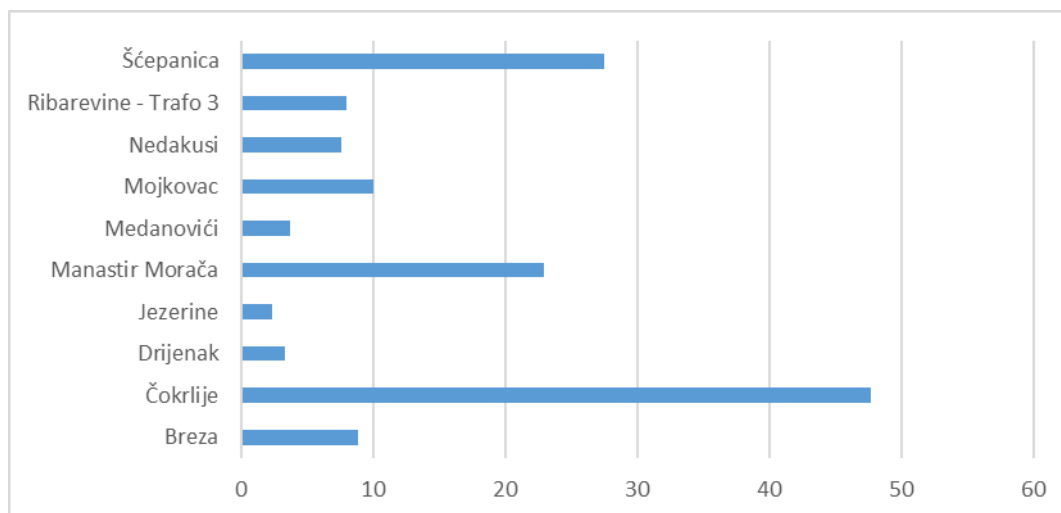
Posmatrajući parametre ekvivalentnog voda koji predstavlja 10 kV mrežu napojenu iz TS 35/10 kV (Slika 4-31, Slika 4-32) mogu se uočiti ujednačene vrijednosti presjeka ekvivalentnog voda za sve TS osim za TS Medanovići i TS Jezerine koje se ističu sa značajno većim presjekom (veći prenosni kapacitet). Mreže svih ostalih TS 35/10 kV pripadaju grupi mreža sa najnižim vrijednostima presjeka na nivou ED sistema Crne Gore. Dakle, 10 kV mreže svih TS 35/10 kV Regiona 6 osim TS Medanovići i TS Jezerine imaju preduslov za nepovoljne pogonske karakteristike što se dodatno ističe kod onih TS koje su najopterećenije (TS Nedakusi, TS Mojkovac, TS Breza). Međutim, važno je izvršiti analizu i drugog parametra ekvivalentnog voda, tj. njegove dužine. Kada je ovaj parametar u pitanju, situacija je nešto neujednačenija i izdvajaju se tri grupe mreža koje odgovaraju TS 35/10 kV:

- Velika dužina ekvivalentnog voda: TS Čokrlije, TS Ščepanica i TS M. Morača
- Prosječna dužina ekvivalentnog voda: TS Ribarevine, TS Mojkovac, TS Breza i TS Nedakusi
- Mala dužina ekvivalentnog voda: TS Medanovići, TS Jezerine i TS Drijenak.



Slika 4-31 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 6

Jasno je da mreža napojena iz TS Medanovići ima najpovoljnije karakteristike bez obzira na visoko opterećenje: mala dužina i veliki prenosni kapacitet. S druge strane, ni TS Drijenak nije problematičan s aspekta pogonskih karakteristika prvenstveno usljed male dužine mreže i niskog opterećenja iako je prenosni kapacitet mreže nizak. Od preostalih mreža 10 kV napojenih iz TS 35/10 kV Regiona 6, preduslove za potencijalno nepovoljne pogonske karakteristike ispunjavaju mreže TS Ščepanica, TS Čokrlije, TS Nedakusi i TS Mojkovac prije svega usljed nepovoljne kombinacije parametara: nizak presjek ekvivalentnog voda, umjerena ili velika dužina ekvivalentnog voda i visoko opterećenje napojne TS 35/10 kV.



Slika 4-32 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 6

#### 4.2.7. Region 7

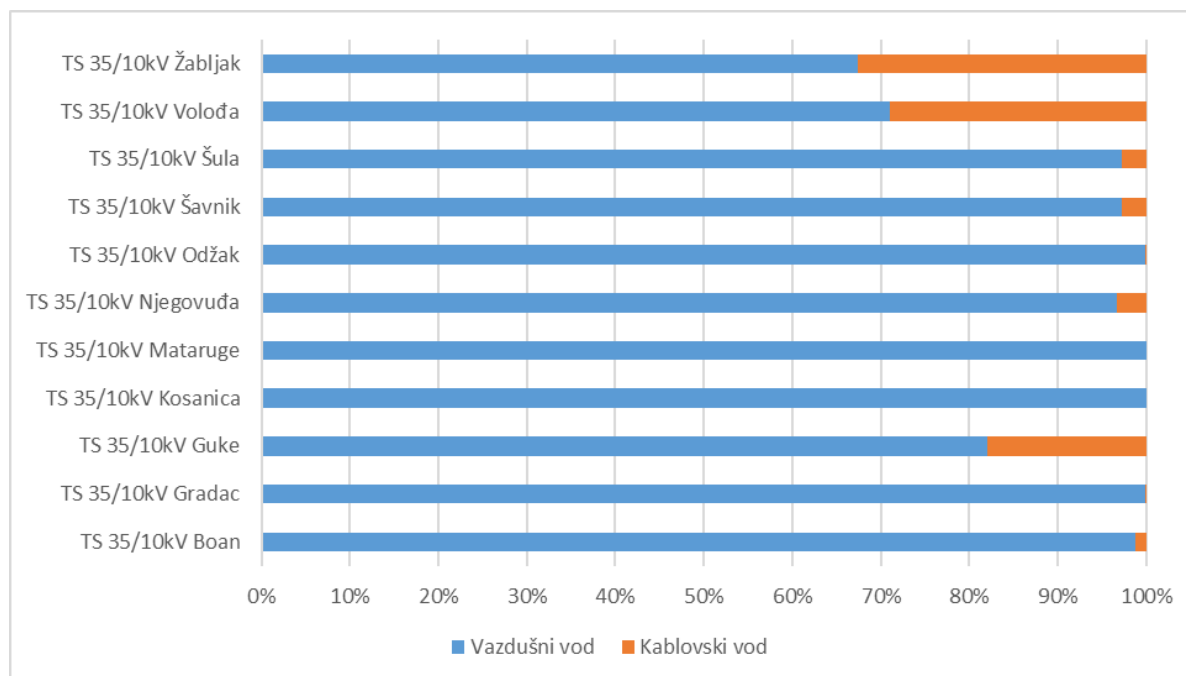
Ukupna dužina 10 kV mreže ovog regiona ga svrstava odmah poslije mreža Regiona 2 i 1, ali je približno jednaka dužinama mreža Regiona 4 i 6. Radi se o izrazito vazdušnoj 10 kV mreži (Tabela 4-9, Slika 4-33) čiji je udio u ukupnoj dužini mreže najveći u odnosu na ostale regione (približno 90 %). Kod mreža svih TS 35/10 kV koje pripadaju Regionu 7 dominiraju vazdušni vodovi. Nešto zapaženiji udio kablovskih vodova (između 20 i 30 % u ukupnoj dužini pripadajuće 10 kV mreže) postoji kod 10 kV mreža koje se napajaju iz TS 35/10 kV

Žabljak, TS 35/10 kV Volođa i TS 35/10 kV Guke koje su ujedno i najopterećenije TS regiona i pripada im oko 80 % konzuma.

Tabela 4-9 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 7

	Vazdušni vod	Kablovski vod	Ukupno
TS 35/10kV Boan	24.87	0.32	25.19
TS 35/10kV Gradac	89.26	0.15	89.41
TS 35/10kV Guke	62.13	13.59	75.71
TS 35/10kV Kosanica	97.94	0.00	97.94
TS 35/10kV Mataruge	37.85	0.00	37.85
TS 35/10kV Njegovuđa	65.43	2.29	67.72
TS 35/10kV Odžak	39.35	0.03	39.38
TS 35/10kV Šavnik	57.71	1.64	59.35
TS 35/10kV Šula	50.93	1.48	52.41
TS 35/10kV Volođa	54.73	22.29	77.02
TS 35/10kV Žabljak	58.95	28.50	87.45
Ukupno	639.15	70.29	709.44

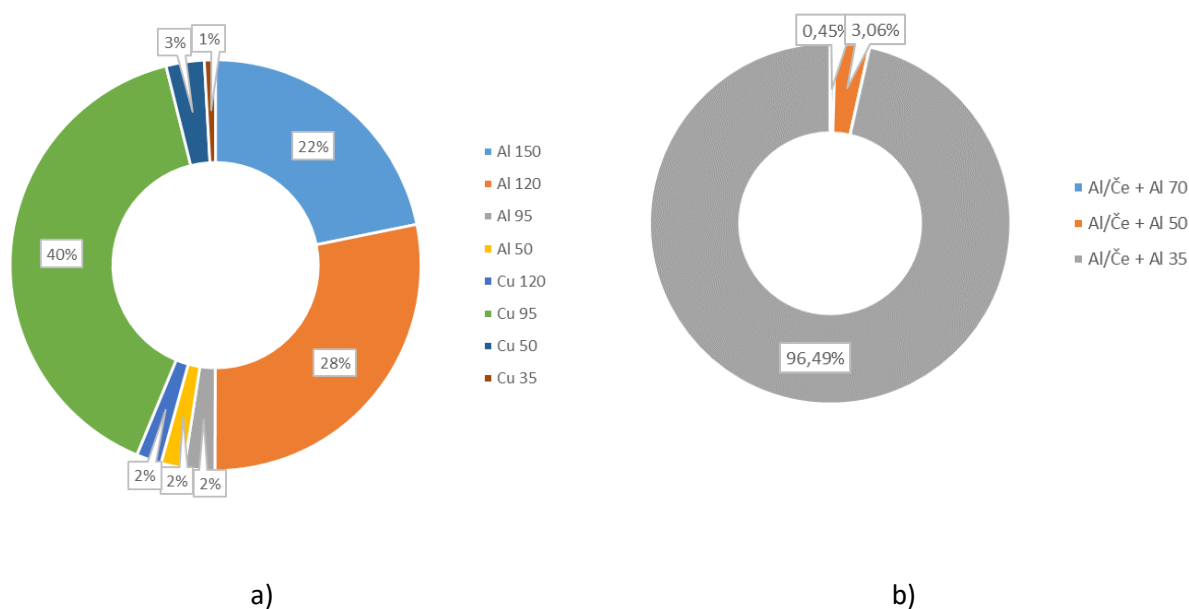
Kada je u pitanju ukupna dužina 10 kV mreže po napojnoj TS 35/10 kV, najveći broj mreža karakteriše dužina iznad prosjeka na nivou ED sistema Crne Gore (TS Guke, TS Kosanica, TS Volođa, TS Žabljak, TS Gradac i TS Njegovuđa), dio je na nivou prosjeka (TS Šavnik i TS Šule), a tri spadaju u kraće mreže na nivou Crne Gore (TS Boan, TS Mataruge i TS Odžaci). Može se uočiti da najopterećenijim TS 35/10 kV odgovara mreža značajne dužine na nivou Regiona 7.



Slika 4-33 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 7

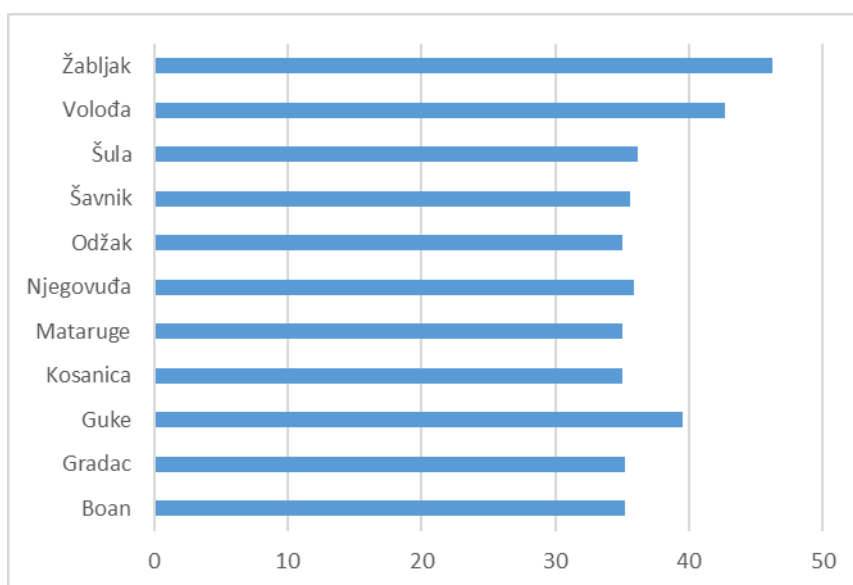
Kada je u pitanju struktura mreže u pogledu zastupljenosti određenih tipskih presjeka provodnika (Slika 4-34), može se uočiti tipična osobina prepoznata kod 10 kV mreža svih sjevernih regiona, a to je izrazito prisustvo vazdušnih mreža niskih presjeka, tj. 35 mm<sup>2</sup>. Posebno nepovoljan efekat na pogonske karakteristike može

imati izraženo prisustvo mreže presjeka 35 mm<sup>2</sup> kod najopterećenijih TS 35/10 kV kao što su: TS Guke, TS Volođa i TS Žabljak. Kod mreža preostalih TS 35/10 kV Regiona 7, udio mreže niskog presjeka je iznad 90 %, ali potrebno je naglasiti da se radi o vrlo slabo opterećenim TS. Bakarni provodnici presjeka 95 mm<sup>2</sup> su najzastupljeniji (oko 40%) kablovski vodovi, a zatim dominiraju aluminijski provodnici presjeka 120 i 150 mm<sup>2</sup>. Provodnici navedenih presjeka čine oko 90% svih kablovskih vodova.

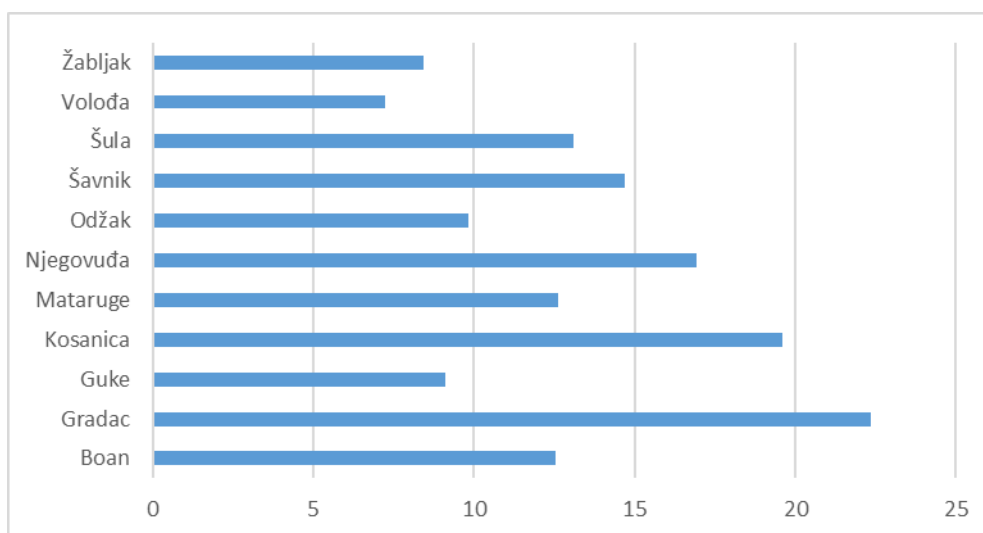


Slika 4-34 Struktura 10 kV vodova Regiona 7 prema presjecima [mm<sup>2</sup>] za a) vazдушnu i b) podzemnu mrežu

Posebno indikativni parametri kada su pogonske karakteristike 10 kV mreže u pitanju su parametri ekvivalentnog voda: presjek i dužina (Slika 4-35, Slika 4-36). Posmatrajući presjek ekvivalentnog voda za mreže svih TS 35/10 kV Regiona 7 može se zaključiti da su približno ujednačene sa blago većim vrijednostima koje karakterišu 10 kV mrežu TS Žabljak, TS Volođa i TS Guke. Međutim, za sve njih važi da se radi o vrlo niskim vrijednostima u odnosu na isti parametar kod svih TS 35/10 kV ostalih regiona.



Slika 4-35 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 7



Slika 4-36 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 7

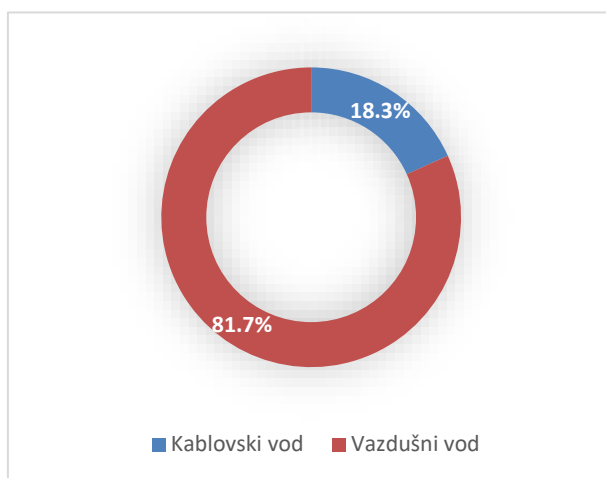
Dok je presjek ekvivalentnog voda praktično ujednačen kod svih 10 kV mreža napojenih iz TS 35/10 kV Regiona 7, to ne važi za dužinu ekvivalentnog voda. Prepoznaju se dvije grupe mreža, i to:

- Dužina ekvivalentnog voda iznad prosjeka na nivou ED sistema Crne Gore – veći dio 10 kV mreža (napojene iz TS Šula, TS Šavnik, TS Njegovuđa, TS Mataruge, TS Kosanica i TS Gradac)
- Dužina ekvivalentnog voda na nivou prosjeka u ED sistemu Crne Gore – preostale 10 kV mreže (napojene iz TS Žabljak, TS Volođa, TS Odžaci, TS Guke i TS Boan).

Generalni zaključak je da su prema parametru dužina ekvivalentnog voda 10 kV mreže napojene iz TS 35/10 kV karakteristične prema povišenim vrijednostima, što uz niske vrijednosti presjeka ekvivalentnog voda i značajnije opterećenih mreža (odnosno TS 35/10 kV) može biti preduslov za nepovoljne pogonske karakteristike mreže.

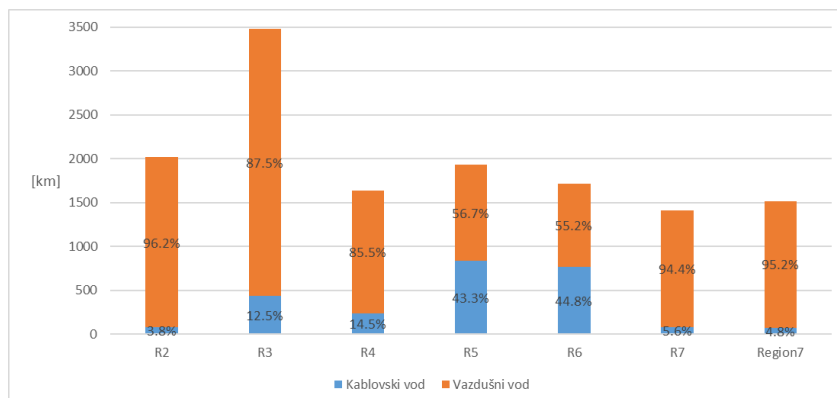
## 5. PREGLED STANJA NISKONAPONSKE MREŽE

Mreža niskog napona (NN) je najveći i prostorno najrazgranatiji dio distributivne mreže. Na područjima gradova izvedena je kao kablovska, a u vangradskim područjima kao nadzemna. U pogledu dužine NN mreže na nivou ED sistema Crne Gore, najveći dio odgovara vazдушnim vodovima (81,7 %), a ostalo su kablovi (Slika 5-1). Dominacija vazdušne NN mreže u odnosu na kablovsku odgovara i svim regionima (Slika 5-2). Najveće učešće kablovske mreže se odnosi na Region 5, odnosno za područja Herceg Novi, Kotor i Tivat (Slika 5-3). Kada su u pitanju ostale nekadašnje ED, po većem udjelu kablovske mreže ističe se i Budva koja je dio Regiona 4 koji karakteriše značajno manja dominacija vazdušne mreže u odnosu na većinu ostalih regiona. Kablovsku mrežu karakterišu povoljnije karakteristike u pogledu opteretivosti (veći presjeci), manji gubici energije i veća pouzdanost nego je to slučaj za vazдушnu mrežu.

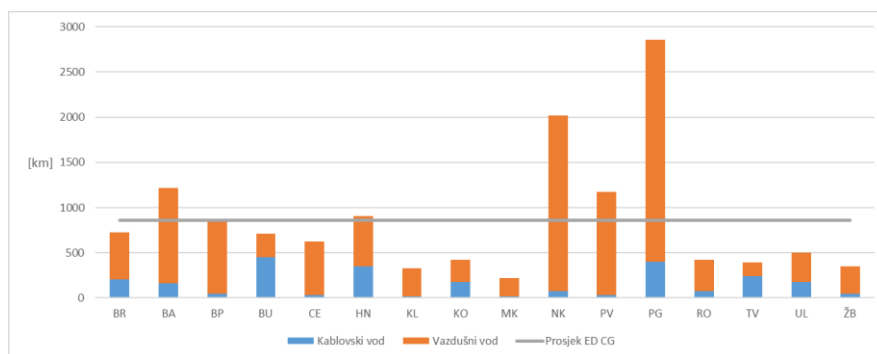


Slika 5-1 Struktura niskonaponske mreže ED Crne Gore prema tipu

U pogledu dužine NN mreže, posebno se ističe Region 2 sa približno 25 % od ukupne dužine mreže, a zatim Regionima 1 i 4 koje karakterišu vrlo bliske ukupne dužine NN mreže. Preostale regione karakteriše više od 2 puta manja dužina mreže nego je to slučaj za Region 2. Glavni razlog izražene dužine NN mreže Regiona 2 je nekadašnja ED Podgorica kojoj i pripada najveći broj NN potrošača u odnosu na sve ostale ED. Kao ED sa natprosječnom dužinom NN mreže u Crnoj Gori ističu se još i: Nikšić, Pljevlja, Berane, Bijelo Polje i Herceg Novi. Izražena dužina mreže potencijalno vodi do slabijih naponskih prilika i povećanih gubitaka energije, a koliko će to biti izraženo zavisi od broja potrošača, TS X/0,4 kV i energetske karakteristike mreže.

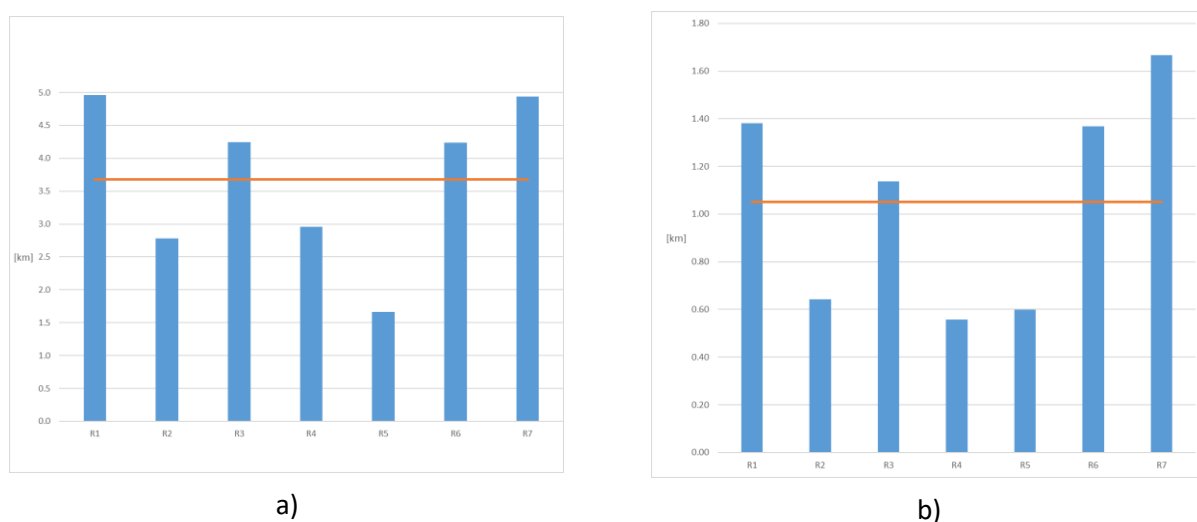


Slika 5-2 Struktura niskonaponske mreže po regionima



Slika 5-3 Struktura niskonaponske mreže po ED

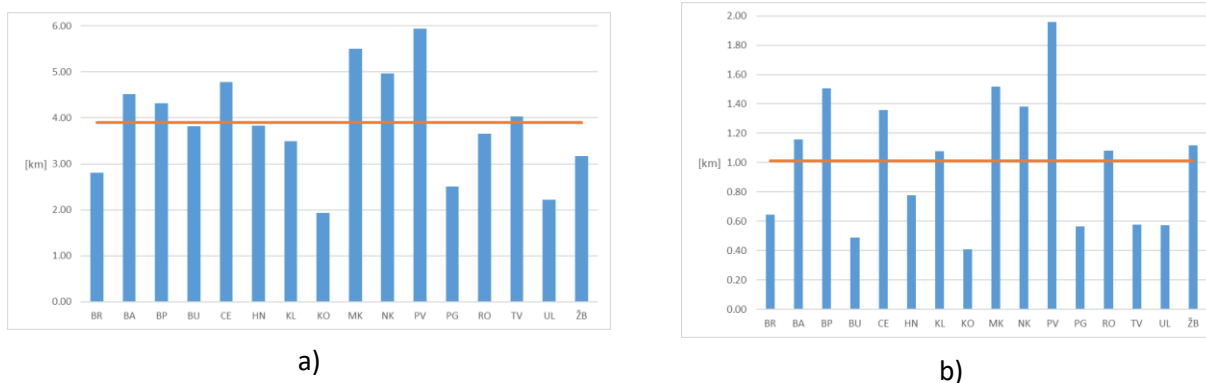
Ukupna dužina NN mreže na nivou regiona ili nekašnjih ED je indikator razuđenosti potrošnje, a time i zahtjevnijih preduslova za ispunjavanje cilja kvalitetnog snabdijevanja potrošača električnom energijom. U zavisnosti od geografske distribucije potrošača, odnosno gustine opterećenja, otežani uslovi pogona elektrodistributivne mreže mogu uticati da određeni broj potrošača (uglavnom udaljenih od centara potrošnje) dobije napajanje slabijeg kvaliteta u odnosu na ostatak konzuma. Iako veća ukupna dužina mreže na nivou regiona ili ED je i indikator potencijalno slabijih naponskih prilika, za tu namjenu je pogodniji indikator dužina NN mreže po TS X/0,4 kV, odnosno po izvodu TS X/0,4 kV (Slika 5-4 i Slika 5-5).



Slika 5-4 Dužina NN mreže po TS X/0,4 kV (a) i po izvodu TS X/0,4 kV (b) po regionima

Posmatrajući prosječnu dužinu NN mreže po TS X/0,4 kV po regionima jasno se uočava da se Region 2 ne ističe po dužini NN mreže, što je bio slučaj kada se posmatrala ukupna dužina mreže, dok preostali regioni koji su prepoznati po izraženijim dužinama NN mreže zadržavaju svoju poziciju u odnosu na ostale regione. Dakle, Region 2, zajedno sa regionima 4 i 5 karakterišu najpovoljnije vrijednosti ovog indikatora u odnosu na ostale regione ED sistema Crne Gore. To za posljedicu ima da regione 2, 4 i 5 karakterišu generalno povoljnije karakteristike NN mreže s aspekta postizanja kvalitetnih naponskih prilika i nivoa gubitaka energije u odnosu na ostale regione. Pomenuti stav dodatno potvrđuje indikator koji povezuje dužinu NN mreže i broj izvoda TS X/0,4 kV (Slika 5-4 b) gdje je kod Regiona 7 prosječna dužina NN izvoda približno 1,7 km i skoro 3 puta je veća od prosječne dužine izvoda koja karakteriše regione 2, 4 i 5, a više od skoro 70% od prosječne dužine na nivou ED Crne Gore. Iako su regioni sastavljeni od ED sličnih karakteristika, ipak je radi alociranja mjera za

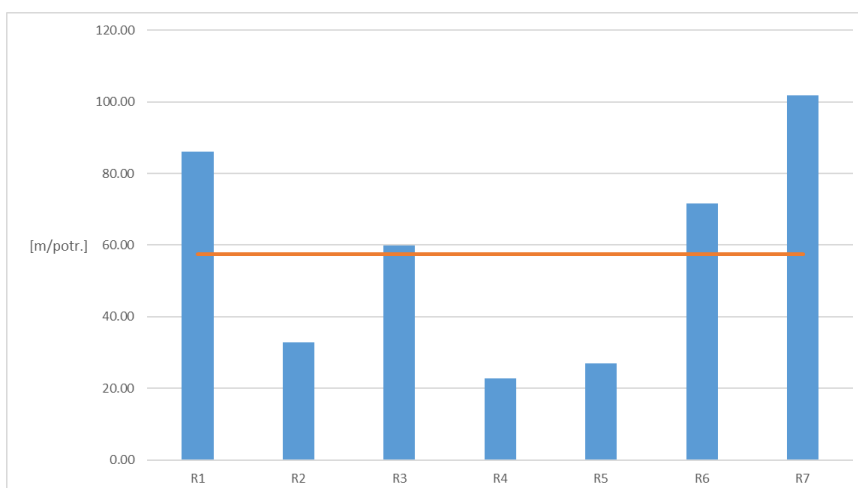
poboljšanje pogonskih karakteristika pogodno pomenute indikatore posmatrati i na nivou nekadašnjih ED (Slika 5-5).



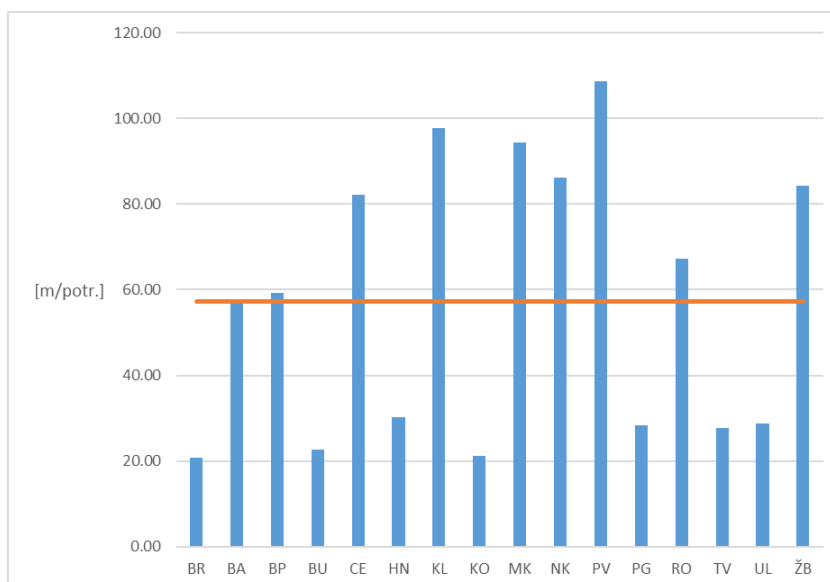
Slika 5-5 Dužina NN mreže po TS X/0,4 kV (a) i po izvodu TS X/0,4 kV (b) po ED

Lako je uočljivo da nekadašnje ED Podgorica, ED Rožaje i sve primorske ED osim ED Tivat karakterišu dužine NN mreže po TS X/0,4 kV niže od prosjeka na nivou CG, što znači da sve sjeverne ED uz Nikšić i Cetinje pri određenim opterećenjima karakterišu slabije naponske prilike i veći gubici energije. U prilog tome posebno ide i vrijednost indikatora koji predstavlja prosječnu dužinu NN izvoda po ED (Slika 5-5 b). Od sjevernih ED, po posebno nepovoljnoj vrijednosti pomenutog indikatora ističe se ED Pljevlja, a zatim slijede ED Mojkovac, Žabljak i ED Bijelo Polje, a približnu vrijednost imaju i preostale ED osim ED Rožaje i ED Kolašin. Od primorskih ED najpovoljniju vrijednost indikatora imaju ED Kotor i ED Budva, ali je važno istaći i povoljnu vrijednost koja karakteriše ED Podgorica koja posebno dobija na težini usljed opterećenja, i energije koja odgovara ovoj ED. Standardna mjera za poboljšanje vrijednosti ovog indikatora, a time i uspostavljanja povoljnijih tehničkih mogućnosti za ostvarivanje željenog kvaliteta snabdijevanja potrošača je izgradnja novih TS X/0,4 kV i uklapanje u postojeću NN mrežu strateškim geografskim pozicioniranjem tako da se minimalno poveća ukupna dužina NN mreže.

Kada je NN mreža u pitanju, indikator koji ukazuje na to kako su potrošači geografski raspoređeni i posljedično, koliko je potrebno mreže izgraditi za njihovo sigurno snabdijevanje je prosječna dužina mreže po potrošaču (Slika 5-6 i Slika 5-7). U tom pogledu, jasno je da su potrošači regiona 2, 4 i 5 geografski koncentrisaniji i time ove regione karakterišu jednostavniji zahtjevi za sigurno snabdijevanje potrošača kvalitetnom električnom energijom. Regioni 7 i 1 se ističu po posebno nepovoljnoj vrijednosti ovog indikatora u odnosu na ostale regione, iako i regioni 6 i 3 imaju nešto veće vrijednosti u odnosu na prosjek na nivou ED Crne Gore. Posmatrajući vrijednost pomenutog parametra na nivou ED, razlika u geografskoj distribuciji konzuma je drastična ako se posmatraju ED Podgorica i primorske ED u odnosu na sjeverne ED i ED iz centralne regije (Nikšić i Cetinje). Ta razlika je takva da je dužina NN mreže po potrošaču koja karakteriše ED Pljevlja približno 5,5 puta veća nego je to slučaj za ED Bar, a one su predstavnici dvije ekstremne vrijednosti u okviru ED sistema Crne Gore. Jasno je da ovakvu razliku u geografskoj distribuciji potrošača prati i značajna razlika u troškovima pogona i održavanja NN mreže koja treba da obezbijedi sigurno snabdijevanje energijom.

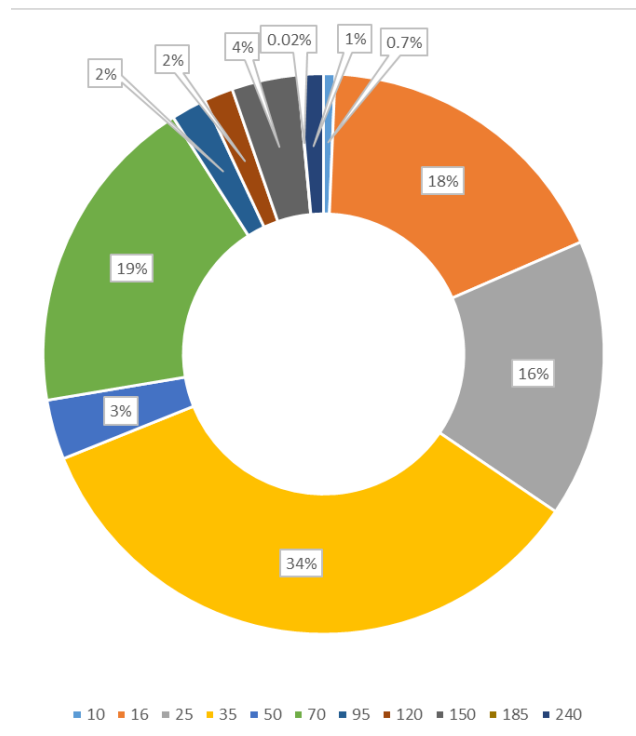


Slika 5-6 Dužina NN mreže po NN potrošaču po regionima



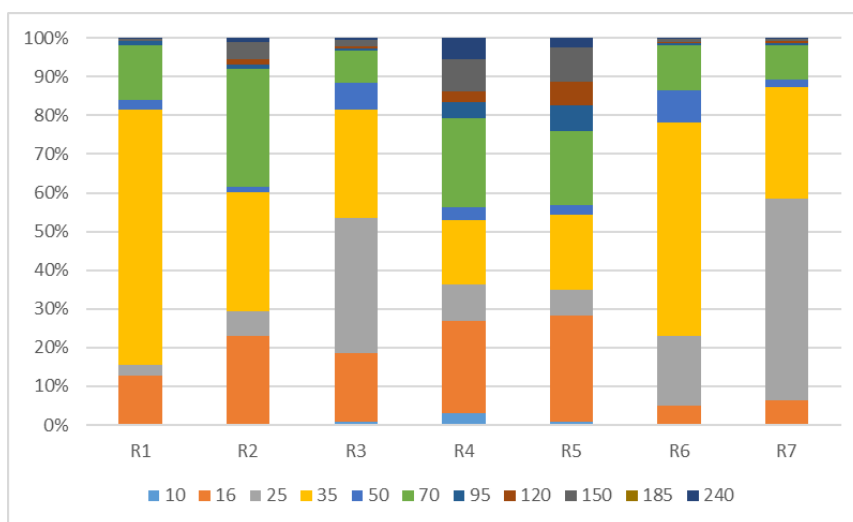
Slika 5-7 Dužina NN mreže po NN potrošaču po ED

Pored dužine i tipa vodova NN mreže, važan pokazatelj mrežnih kapaciteta je i struktura mreže u pogledu zastupljenosti provodnika određenog presjeka. Na nivou ED CG, u ukupnoj dužini NN mreže sa udjelom od približno 70 % učestvuju presjeci provodnika od  $35 \text{ mm}^2$  i niži (Slika 5-8). Ovdje je potrebno uzeti u obzir da pomenutim generalnim pokazateljima zastupljenosti određenih presjeka provodnika u NN mreži na nivou ED Crne Gore doprinose svi regiona, odnosno ED proporcionalno sopstvenim dužinama NN mreže, a iz ranijih prikaza je jasno da postoji značajna razlika u ukupnoj dužini NN mreže regiona odnosno ED. Zato je važno pomenutu strukturu sagledati i na nivou regiona, odnosno ED. Potrebno je istaći i da je na nivou ED Crne Gore učešće Al provodnika dominantno sa približno 92 % u odnosu na Cu provodnike. Približno isti odnos karakteriše i ostale regione, odnosno ED sa izuzetkom nekih primorskih ED (Herceg Novi, Bar, Budva i Tivat, Ulcinj) kod kojih udio Cu provodnika u ukupnoj dužini NN mreže iznosi između 15 i 28 %.



Slika 5-8 Struktura niskonaponske mreže po presjecima provodnika

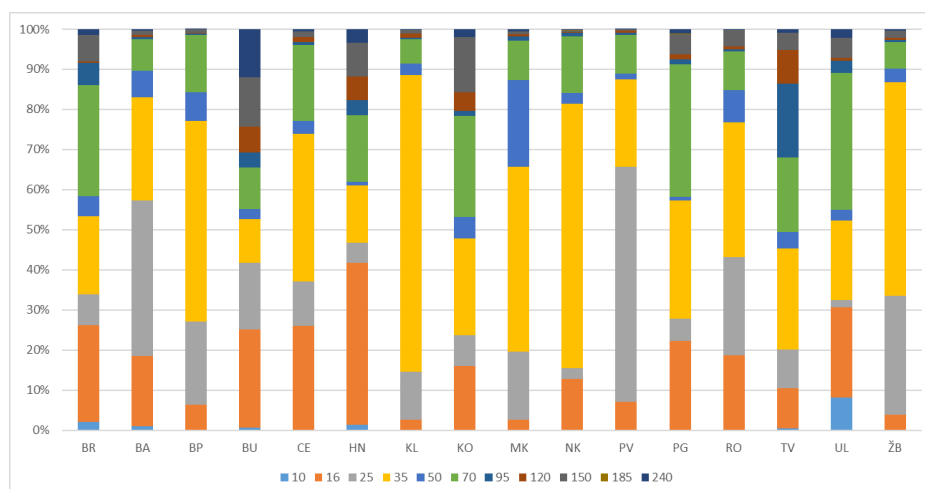
Kada je u pitanju struktura učešća pojedinih presjeka provodnika u ukupnoj dužini NN mreže na nivou regiona (Slika 5-9), odnosno ED (Slika 5-10), mogu se uočiti dvije grupe regiona sa sličnim osobinama. Naime, regione 1, 3, 6 i 7 karakteriše učešće presjeka od 35 mm<sup>2</sup> i niže sa iznad 80 % u ukupnoj dužini NN mreže (kod Regiona 7 i iznad 87 %), dok je kod preostalih regiona učešće presjeka nešto ravnomjernije (posebno uočljivo kod regiona 4 i 5 gdje je učešće oko 50%). Region 1 ima nešto povoljniju strukturu od Regiona 3, 6 i 7, jer je dominantnije učešće provodnika presjeka 35 mm<sup>2</sup> u odnosu na presjek od 25 mm<sup>2</sup>. Jasno je da regione 2, 4 i 5 karakteriše povoljnija struktura zastupljenosti provodnika određenog presjeka sa učešćem presjeka provodnika od 50 mm<sup>2</sup> od 40 do 47 %. Ako se pomenutoj razlici doda i ranije istaknuta razlika u ukupnoj dužini NN mreže po regionima, slijedi da sjeverne regione karakteriše NN mreža velike dužine a niskog presjeka u odnosu na primorske regione. Prethodno za posljedicu ima nisku propusnu moć NN mreže kod sjevernih regiona, a to potencijalno za posljedicu može da ima slabije naponske prilike i veće gubitke energije, odnosno ograničenu mogućnost priključenja novih potrošača bez izgradnje novih TS X/0,4 kV i NN mreže.



Slika 5-9 Učešće pojedinih presjeka provodnika niskonaponske mreže po regionu

Za preciznije alociranje strateških mjera za unaprjeđenje pogona NN mreže na nivou ED, pomenutu strukturu zastupljenosti provodnika određenog presjeka u NN mreži potrebno je posmatrati na nivou ED (Slika 5-10). Generalno, sve sjeverne ED imaju približno istu strukturu kada je prisustvo provodnika NN mreže određenog presjeka u pitanju, i ona odgovara pripadajućim sjevernim regionima, a to je izraženo prisustvo provodnika niskog presjeka (dominira 35 mm<sup>2</sup>, a uz presjek 25 mm<sup>2</sup> imaju udio između približno 70 % i 89 %). Slične karakteristike imaju i NN mreže ED Nikšić i Cetinje, ali njihovo zajedničko učešće je dominantno u odnosu na druge presjeke. Najnepovoljnija strukturu presjeka provodnika karakteriše ED Kolašin, ED Pljevlja i Žabljak, ali kod ED Pljevlja to ima veći značaj zbog veličine konzuma, odnosno opterećenja. Takođe, u tom pogledu, koincidiranje nepovoljne strukture zastupljenosti presjeka provodnika i veličine konzuma (opterećenja) posebno može imati uticaj na kvalitet pogona NN mreže ED Nikšić.

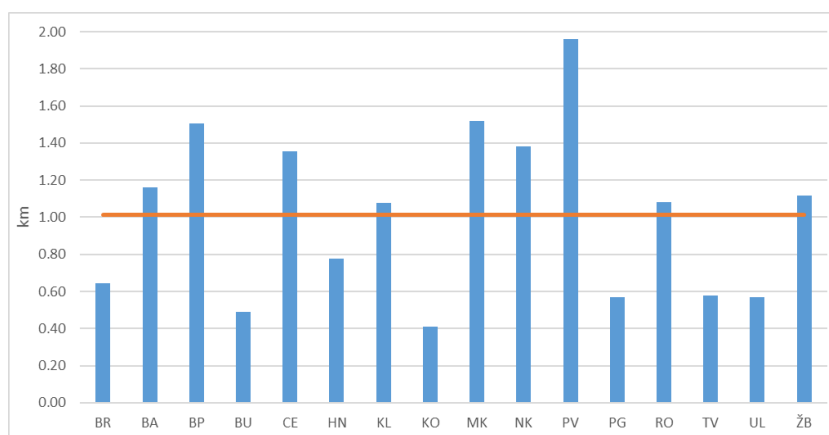
Kada su nekadašnje primorske ED i ED Podgorica u pitanju, evidentno je da ih karakteriše povoljnija struktura presjeka provodnika NN mreže, a najpovoljnije karakteristike imaju ED Tivat, ED Kotor, ED Ulcinj ED Budva, i ED Bar sa oko 50 % učešća presjeka provodnika od 50 mm<sup>2</sup> i više. ED Herceg Novi ima nešto lošiju strukturu u pogledu zastupljenosti niskih presjeka (približno 60 %), sa značajnim učešćem presjeka od 16 mm<sup>2</sup>, sa oko 40 % u ukupnoj dužini NN mreže i po ovome se ističe u odnosu na sve ED, pa se time i izdvaja kao ED sa najmanje povoljnom strukturom presjeka provodnika NN mreže među primorskim ED.



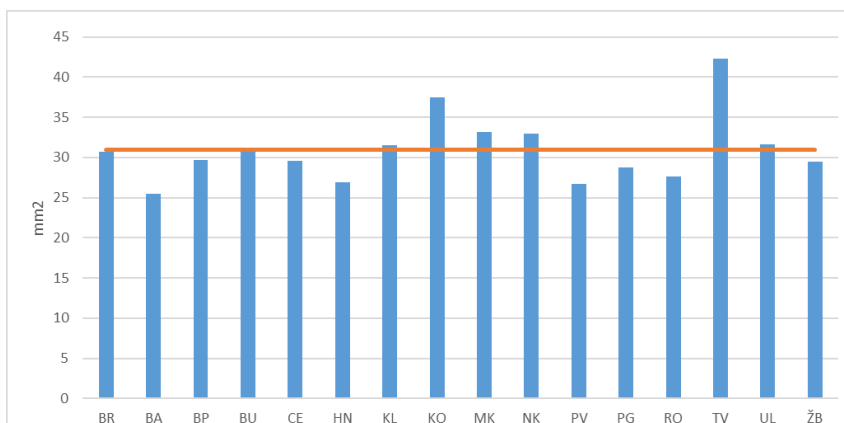
Slika 5-10 Učešće pojedinih presjeka provodnika niskonaponske mreže po ED

Sama dužina mreže ili struktura presjeka ne moraju biti odlučujući faktor koji upućuje na nepovoljne pogonske uslove eksploatacije NN mreže, ali njihova kombinacija, koja uzima u obzir i broj izvoda NN mreže može poslužiti za izvođenje kvalitativno reprezentativnijih indikatora, a takvi su dužina ekvivalentnog izvoda NN mreže i pripadajući presjek. Pomenuti indikatori su proračunati na nivou ED (Slika 5-11 i Slika 5-12).

U cilju kvalitativnog sagledavanja mogućnosti NN mreže da obezbijedi povoljne naponske prilike i gubitke energije potrebno je paralelno posmatrati oba pomenuta indikatora za neku ED. Međutim, samo nakon kombinovanja ovih indikatora sa pripadajućim energetske podacima za posmatranu ED moguće je dati pouzdan generalni sud o kvalitetu pogona pripadajuće NN mreže. Kada su u pitanju opšti indikatori karakteristika same NN mreže, jasno je da su potencijalno nepovoljne karakteristike NN mreže predstavljene visokom vrijednošću dužine ekvivalentnog NN izvoda, odnosno niskom vrijednošću pripadajućeg ekvivalentnog presjeka. Koicidiranje pomenutih vrijednosti ukazuje na vrlo ograničenu propusnu moć NN mreže, tj. nisku vrijednost opterećenja koja zadovoljava kriterijume kvalitetnog napajanja (zadovoljavajuće naponske prilike i gubici energije). Najpovoljnija kombinacija ekvivalentnih indikatora odgovara ED Tivat, ED Kotor, ED Ulcinj, ali i ED Budva tj. najveća propusna moć NN mreže i najmanja dužina u odnosu na sve ostale ED. Preostale primorske ED takođe karakterišu povoljne vrijednosti indikatora, posebno u pogledu dužine ekvivalentnog izvoda, dok su vrijednosti ekvivalentnog presjeka blago ispod prosjeka na nivou ED Crne Gore.



Slika 5-11 Dužina ekvivalentnog niskonaponskog izvoda po ED

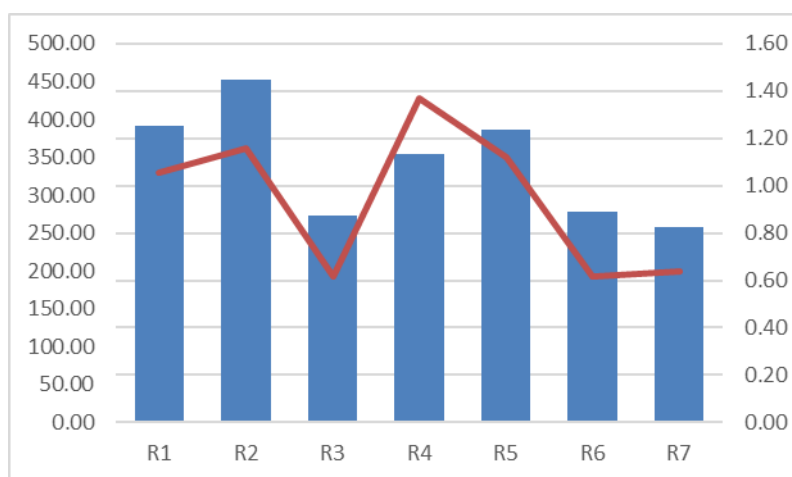


Slika 5-12 Presjek ekvivalentnog naponskog izvoda po ED

Većinu sjevernih ED karakterišu približno iste vrijednosti presjeka ekvivalentnog izvoda (približno oko 26 mm<sup>2</sup> osim kod ED Mojkovac, ED Nikšić i ED Kolašin sa oko 31 mm<sup>2</sup>) što odgovara minimalnoj vrijednosti na nivou ED Crne Gore. Kada je dužina ekvivalentnog izvoda u pitanju primjetna je veća varijacija, a najveća vrijednost odgovara ED Pljevlja što je, uzimajući u obzir vrijednost odgovarajućeg ekvivalentnog presjeka, ističe kao ED sa najnepovoljnijim karakteristikama NN mreže. Visoka vrijednost dužine ekvivalentnog izvoda u odnosu na sve ostale ED karakteriše i ED Mojkovac, Bijelo Polje i Berane. Uzimajući u obzir vrijednosti i ekvivalentne dužine i presjeka po najnepovoljnijim karakteristikama, osim ED Pljevlja, ističu se i ED Bijelo Polje i ED Berane. Nešto bolje karakteristike, kada se posmatra kombinacija oba parametra, u odnosu na navedene ED imaju ED Podgorica, Nikšić, Cetinje, Mojkovac, Kolašin i Rožaje.

Prethodni indikatori oslikavaju tehničke mogućnosti NN mreže, a da li one mogu dovesti do nepovoljnih pogonskih karakteristika (naponske prilike i gubici energije) zavisi od energetske zahtjeva pripadajućih potrošača, tj. opterećenja. Iako su u užem smislu pogonske karakteristike NN mreže vezane za napojnu TS X/0,4 kV, moguće je izvući neke generalne zaključke i posmatrajući ED kao cjelinu. S tim u vezi, potrebno je posmatrati dostupne mjerne energetske podatke. Koristeći pomenute dostupne mjerne podatke izvedeni su sljedeći generalni indikatori (Slika 5-13 i Slika 5-14):

- Prosječna mjesečna potrošnja energije po potrošaču,
- Prosječna vršna snaga po potrošaču,



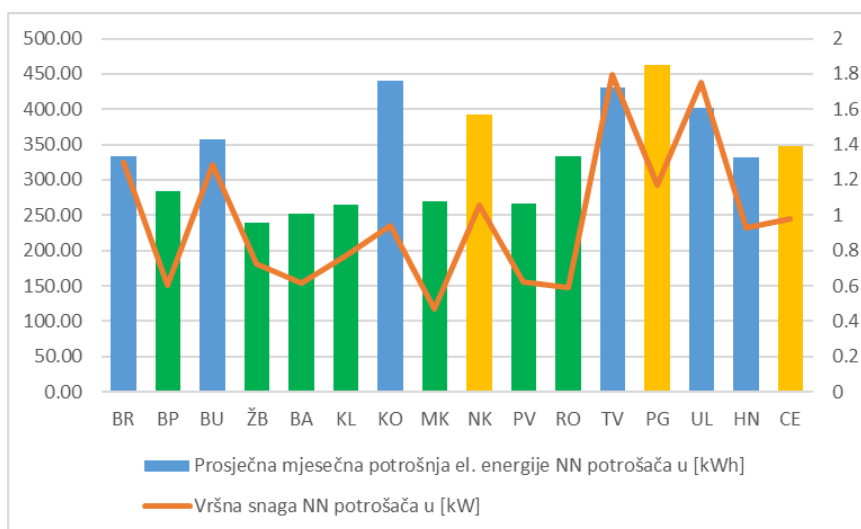
Slika 5-13 Prosječna mjesečna potrošnja el. energije i vršna snaga potrošača po regionima

Kada je prosječna mjesečna potrošnja energije u pitanju, primjećuje se da centralne regione (1 i 2) karakteriše najveća prosječna mjesečna potrošnja energije, što je uslovljeno manje više ustaljenom potrošnjom tokom godine i značajnim korišćenjem električne energije za zadovoljavanje potreba grijanja/hlađenja. Vrlo blisku prosječnu mjesečnu potrošnju energije po potrošaču imaju i primorski regiona koje karakteriše snažna sezonska zavisnost potrošnje, a najmanja vrijednost posmatranog indikatora karakteriše sjeverne regione (3, 6 i 7) koji su karakteristični po manjem korišćenju električne energije za potrebe grijanja/hlađenja prostora u odnosu na centralne i južne regione. Prosječna mjesečna potrošnja energije po NN potrošaču se kreće od 272 kWh (Region 3) do 452,86 kWh (Region 2).

S druge strane, prosječna vršna snaga po potrošaču na nivou regiona ne prati u potpunosti trend prosječne potrošnje energije, a to je posebno evidentno ako se uporedno posmatraju primorski i centralni regiona. Naime, prosječna vršna snaga po potrošaču primorskih regiona je na nivou ili veća od istog indikatora za centralne regione. Čak se Region 4 izdvaja sa najvećom prosječnom vršnom snagom po potrošaču. Razlog je

upravo ranije pomenuta snažna sezonska zavisnost potrošnje energije kod primorskih regiona, pa su i pripadajuće NN mreže pod značajno većim opterećenjem tokom ljetnjih mjeseci što značajno usložnjava pogonske uslove i postavlja dodatne izazove za postizanje sigurnog i kvalitetnog snabdijevanja potrošača. S druge strane, NN mreže sjevernih regiona karakterišu potrošači sa približno istom vrijednošću prosječne vršne snage po potrošaču, a koja je u odnosu na primorske regione manja i do skoro 50 %.

Kada su pomenuti indikatori u pitanju, radi kvalitetnijeg sagledavanja situacije u kojoj se nalazi NN mreža, dobro ih je posmatrati i na nivou ED (Slika 5-14). Na pomenutoj slici su različito obojeni djelovi grafika koji odgovaraju primorskim, centralnim i sjevernim ED. Kada je u pitanju prosječna mjesečna potrošnja po potrošaču, izdvajaju se primorske (Kotor, Ulcinj, Tivat) i centralne ED (Cetinje, Podgorica i Nikšić) sa potrošnjom energije u opsegu 330 - 462 kWh, dok preostale primorske ED (Budva, Bar i Herceg Novi) i sve sjeverne ED, karakteriše potrošnja manja od 300 kWh.



Slika 5-14 Prosječna mjesečna potrošnja el. energije i vršna snaga potrošača po ED

Ako se posmatra prosječna vršna snaga po NN potrošaču, na novou TS 110/35 kV i TS 110/10 kV jasno se uočava da sve primorske i centralne ED imaju približne vrijednosti od 1 kW i iznad. U ED Tivat ova prosječna vršna snaga dostiže 1,8 kW a u ED Ulcinj 1,75 kW. Sve primorske ED u većoj ili manjoj mjeri karakteriše izražena sezonska karakteristika opterećenja, što je najevidentnije kod ED Tivat, a što za posljedicu ima značajno opterećenu NN mrežu tokom turističke sezone. Sjeverne ED karakterišu vrijednosti vršne snage po potrošaču u opsegu mnogo manjem od 1 (od 0,5 kW do oko 0,8 kW). Pouzdano poznavanje detaljnih energetske karakteristika potrošača omogućava kvalitetno sagledavanje karaktera konzuma i načina na koji se raspoloživa mrežna infrastruktura koristi za snabdijevanje električnom energijom.

Posmatrajući kombinaciju predstavljenih opštih indikatora<sup>24</sup> vezanih za tehničke karakteristike same NN mreže i njenog opterećenja, moguće je prepoznati kombinaciju vrijednosti koja za posljedicu ukazuje na prisustvo nepovoljnih pogonskih prilika u dijelu mreže koji treba uzeti u obzir prilikom planiranja mjera za NN mrežu. Naime, nizak ekvivalentni presjek koji odgovara NN mreži u kombinaciji sa velikom dužinom i visokim prosječnim opterećenjem po TS X/0,4 kV, odnosno izvodu ili potrošaču je najnepovoljnija kombinacija i

<sup>24</sup> Predstavljeni opšti indikatori tretiraju cjelokupnu NN mrežu regiona ili ED i mogu se koristiti da ukažu na neke pravilnosti pogonskih karakteristika mreže koje su uzele većeg obima, odnosno, za prepoznavanje veće zastupljenosti nepovoljnih karakteristika pogona čime bi se potvrdila potreba preduzimanja mjera za njihovo otklanjanje. Mjere bi se primjenjivale na konkretne TS X/0,4 kV i njihovu NN mrežu na osnovu iskustava iz njihove eksploatacije. Za potrebe ovih analiza nijesu bile na raspolaganju NN mreže na nivou pojedinačnih TS X/0,4 kV, već isključivo na nivou ED ukupno.

indicira prisustvo loših naponskih prilika i povišenih gubitaka. Iako je prisustvo nepovoljnih vrijednosti sva tri indikatora najgora situacija, takođe dva od tri indikatora uz umjerenu vrijednost trećeg ukazuju na potrebu rješavanja problema oko pogonskog stanja mreže. Takve okolnosti prepoznate su kod sljedećih ED:

- ED Pljevlja karakteriše najmanja propusna moć mreže u odnosu na ostale ED, a najveća dužina mreže (odnosno prosječnog NN izvoda) što značajno limitira opterećivanje takve mreže uz zadovoljavanje sigurnosti pogona i kvaliteta snabdijevanja. Jasno je da pripadajuća NN mreža ima značajnog prostora za unaprjeđenje pogonskih karakteristika. Izgradnjom novih TS X/0,4 kV uz uklapanje u postojeću NN mrežu bi se značajno uticalo na poboljšanje vrijednosti indikatora prosječne dužine NN izvoda, a to bi za posljedicu dalo povoljnije naponske prilike i niže gubitke energije.
- Od nekadašnjih elektrodistribucija sa sjevernog dijela Crne Gore, pored ED Pljevlja po slabim karakteristikama NN mreže ističu se i ED Bijelo Polje sa i ED Berane koje imaju veliku dužinu mreže, odnosno prosječnog NN izvoda, a nizak ekvivalentni presjek. Ostale ED: Mojkovac, Kolašin, Žabljak i Rožaje imaju nešto bolje karakteristike NN mreže, ali i značajno lošije u odnosu na ED u primorskom dijelu Crne Gore, prvenstveno kada se upoređuje indikator prosječne dužine NN izvoda. Kao primjer može se navesti da ED Kolašin, sa najmanjom prosječnom dužinom NN izvoda iz sjevernog dijela, ima oko 2 puta veću dužinu ovog indikatora u odnosu na skoro sve ED iz primorskog dijela Crne Gore. Jedini indikator koji ide u prilog ED sa sjevernog dijela kada se poredi NN mreže može da se navede manja ostvarena vršna snaga potrošača.
- ED Podgorica, ED Nikšić i ED Cetinje, kada uzmemo u obzir sve indikatore za poređenje, se nalaze između sjevernih i primorskih ED. Kada se posmatraju pojedinačni parametri, uočava se da ED Cetinje i ED Nikšić imaju prosječnu dužinu NN izvoda veću u odnosu na prosječnu dužinu na nivou Crne Gore, dok ED Podgorica ima manji presjek ekvivalentnog izvoda.
- Kao što je i prethodno navedeno, primorske distribucije, uzimajući u obzir opšte indikatore, imaju značajno bolje karakteristike NN mreže. Poredeći samo primorske ED, može se izdvojiti ED Herceg Novi sa najmanjim presjekom ekvivalentnog izvoda, koji je manji i od značajnog broja svih ED. ED Herceg Novi ima i najveću vrijednost dužine ekvivalentnog izvoda. Za ove ED je karakteristično da imaju značajno veće prosječne vršne snage, pri čemu se izdvajaju ED Tivat gdje ova snaga dostiže 1,8 kW i ED Ulcinj sa 1,75 kW. Sve primorske ED karakteriše izražena sezonska karakteristika opterećenja, a što za posljedicu ima značajno opterećenu NN mrežu tokom turističke sezone. Sezonska karakteristika opterećenja se ogleda i u povećanom broju preopterećenih i značajno opterećenih trafostanioca 10/0,4 kV (iznad 70%  $P_n$ ) u odnosu na ostale ED.

S obzirom na nedostupnost tehničkih podataka o NN mreži vezanim za pripadajuću napojnu TS X/0,4 kV, nije moguće predmetne indikatore izvesti za njih i time prepoznati konkretne trafo reone koji zahtijevaju intervencije u cilju poboljšanja pogonskih uslova, ali jasno je da su takvi trafo reoni zastupljeniji kod ED koji imaju nepovoljne vrijednosti predstavljenih opštih indikatora. U zavisnosti od dostupnosti mjernih podataka i tehničkih karakteristika mreže na nivou TS X/0,4 kV moguće je prateći opterećenje, vrijednost napona na sabirnicama TS, nivo gubitaka energije mjerenih u TS, dominantni presjek NN mreže i pripadajuću dužinu, kao i poziciju u odnosu na centre potrošnje i susjedne TS X/0,4 kV, izolovati one TS X/0,4 kV koje bi, sa pripadajućom NN mrežom, bile predmet planskih mjera i investicionih ulaganja. Kao najznačajnija investiciona ulaganja, u cilju smanjenja gubitaka i poboljšanja naponskih prilika, izdvajaju se interpolacija trafostanica 10/0,4 kV snaga 630 i 160 kVA i rekonstrukcija niskonaponske mreže kojom bi se izvršila zamjena postojećih Al/Fe provodnika presjela 25 i 35 mm<sup>2</sup> sa SKS provodnicima presjeka 35 i 70 mm<sup>2</sup>.

## 6. DUGOROČNA PROGNOZA ELEKTRIČNE ENERGIJE I OPTEREĆENJA

### 6.1. Metodološke mogućnosti i ograničenja prognoze

Jedan od ciljeva ODS je da izgradnjom elektroenergetske infrastrukture krajnjim korisnicima obezbijedi sigurno i stabilno snabdijevanje električnom energijom. Osnov za planiranje i izgradnju izvora, distributivnih mreža i postrojenja su dugoročne prognoze potreba energije i snage određenog konzuma. Prognoze se obično koriste za razvojni period.

Usljed velikog broja uticajnih faktora teško je precizno predvidjeti elektroenergetske potrebe tokom dužeg perioda. Osnovni uticajni faktori su: demografski trendovi na posmatranom području, rast nacionalnog dohotka, razvoj i struktura privrede, životni standard, dostignuti nivo specifične potrošnje, mogućnost korišćenja drugih energenata (nafta, gas), pariteti cijena raznih vidova energije, globalni poremećaji na tržištima energenata, globalne zdravstvene krize poput pandemije izazvane virusom COVID 19, geopolitičke krize i dr. Navedeni faktori su predmet procjene posebnih socio-ekonomskih projekcija relativnog nivoa pouzdanosti. Jedno je izvjesno da su svi nabrojani faktori u određenoj mjeri uticali na kretanje potrošnje električne energije u prošlosti, pa se može očekivati da će, po inerciji, nastaviti sličan uticaj na razvoj potreba u bližoj budućnosti.

Dugogodišnja istraživanja i brojne studije slučaja (case study) su, između ostalog, dovele do nekoliko ključnih zaključaka:

- 6) nezavisno od primijenjene metode, dugoročna prognoza opterećenja je uvijek aproksimativna,
- 7) maksimalna tražnja je u velikoj mjeri zavisna od temperature,
- 8) neki od potrebnih podataka za dugoročnu prognozu, uključujući ekonomske i demografske projekcije, često nijesu dostupni,
- 9) realizacija planova traje nekoliko godina i zahtijeva velike investicije koje nijesu uvijek raspoložive.

Sljedeći generalni zaključak dosadašnjeg svjetskog iskustva u ovoj oblasti jeste da nema opšteprijvatljivih prognoznih modela. Svaka zemlja ili regija, u skladu sa osjetljivošću na uticajne socio-ekonomske faktore, koristi prognozne modele, adekvatne raspoloživim podlogama.

U Crnoj Gori su demografske migracije, gašenje privrednih subjekata i ostale duboke ekonomske i socijalne promjene tokom tranzicije uslovile različite trendove elektroenergetskih potreba pojedinih opština i regiona.

Sa aspekta elektroenergetskih potreba, svakako, treba ukazati na atipične trendove u 2020. godini zbog nerealnog pada potreba svih ED konzuma (osim konzuma ED pogona Berana) kao posljedica, prije svega, mjera koje su primjenjivane u borbi protiv pandemije izazvane virusom COVID 19 kako u Crnoj Gori, regionu tako i u Evropi.

Analizirajući elektroenergetske potrebe u periodu od 2004. do 2021.godine (uz oscilacije 2013. i 2014. i izražen pad potreba u 2020.) može se zaključiti da je:

- Pad elektroenergetskih potreba zabilježen je kod konzuma ED pogona: Herceg Novi (-0,09%), Nikšić (-0,12%), Pljevlja (-0,17%), Kolašin (-0,60%), Mojkovac (-0,67%) i Cetinje (-0,72%);
- Blagi rast elektroenergetskih potreba zabilježen je kod konzuma ED pogona: Rožaje (0,17%), Bijelo Polje (0,45%) i Bar (0,69%);
- Srednji rast elektroenergetskih potreba zabilježen je kod konzuma ED pogona: Ulcinj (1,12%), Berane (1,24%), Bar (1,49%), Podgorica (1,42%) i Kotor (1,66%)
- Visok rast elektroenergetskih potreba zabilježen je kod konzuma ED pogona:

Tivat (2,79%) i Budva (3,14%)

Cjelokupni konzum Crne Gore imao je u periodu 2004-2021.godina (uz oscilacije 2013. i 2014. i izražen pad u 2020.) pozitivan rast po srednjoj godišnjoj stopi od 0,96% .

#### 6.1.1. Metode dugoročne prognoze

Da bi se smanjila neizvjesnost predviđanja tokom proteklih 50 godina razvijene su brojne metode dugoročne prognoze. Ne ulazeći u teorijske osnove i prikaz ovih metoda, ovdje će se samo istaći njihova osnovna klasifikacija. Generalno, postoje dvije osnovne grupe:

- kvalitativni i
- kvantitativni metodi.

Kvalitativnim metodama se prognozirane vrijednosti energije i opterećenja konzuma ne određuju u formi konačnih matematičkih zavisnosti. Prognoza je zasnovana na ekspertskim procjenama planera, a mogu se koristiti i ankete i procedure Delphi metode strateškog odlučivanja. Drugim riječima, one koriste prednosti ljudske intuicije, pa mogu uključiti i informacije koje se matematički teško mogu kvantifikovati. Bez obzira na izvjesnu subjektivnost planera, ovi metodi su još uvijek u širokoj primjeni, bilo kao samostalni, ili udruženi sa drugim metodama kao eventualni korektiv rezultata tih metoda.

Kvantitativne metode izražavaju rezultate dugoročne prognoze u formi matematičko-statističkih zavisnosti, ili do rezultata dolaze nekim od brojnih metaheurističkih postupaka. U literaturi se najčešće svrstavaju u dvije široke kategorije:

- 1) parametarske metode i
- 2) metode vještačke inteligencije.

Takođe, u literaturi se razlikuju tri vrste parametarskih metoda:

- 1) analiza trendova,
- 2) modelovanje krajnjih potreba (end-use metodi) i
- 3) ekonometrijsko modelovanje.

Analiza trendova transponuje trendove potražnje električne energije i opterećenja iz prošlosti na budućnost. U literaturi su poznati i kao autonomni (ekstrapolacioni) metodi. U ovoj grupi se dalje diferenciraju dva osnovna tipa:

- a) deterministički modeli (bazirani na analizi vremenskih nizova) i
- b) stohastički (probabilistički) modeli.

Prednost analize trendova je to što su to u primjeni relativno jednostavne, brze i jeftine metode. Nedostatak determinističkih modela je što se za buduću potražnju dobija jednoznačan rezultat, odnosno vremenska serija. Međutim, probabilistički autonomni modeli se baziraju na regresionoj analizi, pa i dobijeni rezultati imaju više statističkih obilježja (srednje vrijednosti trenda, koeficijente determinisanosti, intervale povjerenja regresionih zavisnosti itd.). O probabilističkim modelima će biti više riječi u narednom odjeljku jer su korišćeni kao osnovni alat za dugoročne prognoze u ovom dokumentu.

Modeli krajnjih potreba fokusiraju se na različite načine korišćenja električne energije u stambenom, komercijalnom i industrijskom sektoru i očekivanoj dinamici tog korišćenja. Ovi modeli se zasnivaju na principu da potražnja za električnom energijom potiče od potreba kupca za osvjetljenjem, hlađenjem, grijanjem itd. Ako se kupci geografski pozicioniraju, onda se istovremeno obezbjeđuje i prostorna prognoza. U idealnom slučaju ovaj pristup je vrlo precizan. Međutim, zahtjevan je i osjetljiv na količinu i kvalitet podataka o korisnicima i njihovoj opremi. Nažalost, pri praktičnoj primjeni ovog pristupa veoma je izražen

problem insuficijencije kvalitetnih energetskih i prostornih baza podataka. Nedostatak modela krajnjih potreba jeste pretpostavka o nepromjenljivoj specifičnoj potrošnji energije po uređaju. Ovo može važiti nekoliko godina, ali poslije 10 ili 20 godina nesumnjivo se unaprijeđuje energetska efikasnost uređaja, a mijenjaju se i cijene koje, takođe, utiču na nivo zastupljenosti i angažovanja samih uređaja. Takođe, veoma je značajno naglasiti i uticaj, buduće, ugradnje i korišćenja alternativnih izvora električne energije u stambenom, komercijalnom i industrijskom sektoru.

Ekonometrijski modeli kombinuju ekonomsku teoriju i statističke metode za predviđanje potrošnje električne energije. U literaturi su poznati i kao zavisni (korelacioni) metodi. Pristup procjenjuje odnos između potreba za energijom (zavisna promjenljiva) i faktora (egzogenih promjenljivih) koji utiču na potrošnju, poput BNP-a, investicija, priraštaja stanovništva itd. Korelacioni odnosi se procjenjuju po kriteriju najmanjih kvadrata ili metodama regresione analize. Jedna od mogućnosti u tom okviru je objedinjenje ekonometrijskog pristupa, kada se potrošnja u različitim sektorima (stambeni, komercijalni, industrijski, itd.) izračunava kao funkcija vremena, privrednih i drugih varijabli, a zatim se ukupna prognoza izvodi agregiranjem prethodno dobijenih serija sektorskih prognoza.

Modeli vještačke inteligencije su novijeg datuma. Predstavljaju veliku grupu raznovrsnih metodoloških koncepata i generalno se mogu podijeliti na neuralne mreže, fuzzy i neurofuzzy modele, mašine potpornih vektora, wavelet mreže i genetske algoritme. Navedeni modeli zahtijevaju velik broj informacija vezanih uz uređaje, potrošače, ekonomiju, prostor itd. Ovi podaci nijesu uvijek dostupni i često se tiču samo "prosječnog" potrošača. Primjena ovih metoda za veće konzume je komplikovana, zahtjeva značajno vrijeme za pripremu. Njihov detaljniji opis izlazi iz okvira ovog prikaza.

Načelno, dakle, važi da, bez obzira na primijenjenu metodologiju i iskustvo prognozera, dugoročnu prognozu ne treba shvatiti kao dogmatsku predstavu budućnosti. Time se ne umanjuje značaj dugoročne prognoze jer, bez obzira na njenu pouzdanost, prognoza doprinosi sagledavanju mogućih pravaca razvoja mreža i sistema do kraja prognoznog perioda. Pri izboru prognoznih modela, pa makar bili iz klase modela vještačke inteligencije, i pri interpretaciji rezultata gotovo redovno su od dominantnog značaja iskustvo, vještina i intuicija prognozera. Od velikog značaja u pogledu pouzdanije optimističke ili pesimističke vizije razvoja konkretnog područja ili šire regije je „insajderska“ empirija, tj. procjena stručnjaka iz elektroenergetskih kompanija, kao i eksterne procjene raznih specijalizovanih timova za strateško planiranje socio-ekonomskog razvoja. Eventualna saznanja i kredibilne procjene o nastupajućim događajima i procesima od uticaja na potrošnju električne energije treba interpolirati u usvojene prognozne modele. Time se dobijaju izmijenjene razvojne tendencije, tj. korigovane prognozne vrijednosti kao objektivnija slika budućih elektroenergetskih potreba određenog konzumnog područja.

Za prognoziranje vršnih opterećenja, mjerodavnih za planiranje ED mreža određenog područja, po pravilu se koriste iste metode koje se koriste i za prognozu energije. Pritom su moguća dva pristupa:

- 1) direktni, primjenom na snagu, nezavisno od očekivanog razvoja potrošnje energije,
- 2) posredni, korišćenjem rezultata prognoze potreba za energijom i faktora preko kojih se uspostavlja veza između snage i energije, kao što je ekvivalentno vrijeme trajanja vršnog opterećenja.

Pošto se smatra da je energija izvjesnija i stabilnija veličina koja manje, bar na nivou godina, varira sa promjenom klimatskih uslova, prognoza vršnih opterećenja posmatranog konzuma dobija se posredno, polazeći od usvojene prognoze potreba za električnom energijom. Obično se, pri prognoziranju, pretpostavlja da će ekvivalentno vrijeme trajanja vršnog opterećenja  $T_v$  ostati nepromijenjeno u cijelom prognoznom periodu. Jasno je da ta vrijednost može u značajnoj mjeri da zavisi, pored ostalog, i od dužine planskog

perioda, što prognozera dovodi u poziciju da unaprijed arbitrira, odnosno utiče na vrijednosti prognoziranih vršnih snaga. Ali, to je, u većoj ili manjoj mjeri, slučaj pri korišćenju bilo koje od metode prognoziranja.

Na kraju, u vezi sa dugoročnim prognozama treba istaći i još jednu važnu ocjenu. Kao što je naprijed navedeno, ove prognoze imaju prvenstveno za cilj da ponude viziju razvojnog koncepta distributivnog ili nekog drugog sistema, kao i makrolokacije najvažnijih objekata i koridora njihovog napajanja. Pritom nije od presudnog značaja da li će prognoza biti dovoljno tačna u odnosu na pojedine godine. Značajno je da se sagleda sistem za datu perspektivnu snagu, nezavisno da li će snaga nastupiti u toj godini. Zbog svih mogućih neizvjesnosti i iznenađenja koje neizbježno nosi budućnost, vrši se periodična aktualizacija razvojnih planova kojom će se uključiti novonastale okolnosti. Stoga se nerijetko distributivni sistem nekog grada ili šireg konzuma koncipira za određenu perspektivnu snagu oko te i te godine.

### 6.1.2. Probabilistički autonomni modeli prognoze

Tradicionalne metode, kao što su vremenske serije, regresioni modeli i sl. koriste se u većini zemalja, zbog pouzdanih rezultata i njihove jednostavne interpretacije. Probabilistički autonomni modeli zasnovani su na primjena regresione analize. Regresija je, inače, jedna od najšire korištenih statističkih metoda. Probabilistički autonomni modeli prognoze primijenjeni su za dobijanje dugoročne prognoze u ovom Planu. Zbog toga slijedi sažet osvrt na ovu prognoznou metodu.

Skup od  $n$  parova populacije  $(x_i, y_i)$ , gdje je  $y_i$  diskretna, slučajna, zavisno promjenljiva veličina (mjerena vrijednost električne energije ili opterećenja), a  $x_i$  diskretna, deterministička nezavisno promjenljiva veličina (vrijeme, brojač godina) može se opisati nekom regresionom funkcionalnom zavisnošću. Matrični oblik regresionog modela populacije glasi:

$$Y = \mu + \varepsilon$$

$$\mu = f(X, \alpha)$$

gdje je:  $Y$  ( $n \times 1$ ) vektor izmjerenih vrijednosti,  $\mu$  ( $n \times 1$ ) vektor regresije populacije,  $\varepsilon$  ( $n \times 1$ ) vektor greški  $\varepsilon_i$  dobijenih iz normalne raspodjele sa srednjom vrijednošću 0 i nepoznatom varijansom  $\sigma^2$ ,  $\alpha$  ( $k \times 1$ ) vektor parametara regresije populacije koje je potrebno procijeniti iz uzorka veličine  $n$ ,  $X$  ( $n \times k$ ) matrica nezavisno promjenljivih diskretnih veličina:

$$X = \{ x_{ij} \}^T \quad i = 1, \dots, n \quad j = 1, \dots, k$$

Ne ulazeći u dalju kompleksnu matematičku interpretaciju, naglašavaju se samo načelno neki aspekti određivanja regresionih modela.

Regresioni modeli mogu biti linearni ili nelinearni po jednom ili više parametara. U nelinearne modele spadaju polinomijalni, eksponencijalni i hibridni, tj. polinomijalno-eksponencijalni. Parametri regresije vektora  $\alpha$  određuju se metodom minimuma kvadrata odstupanja, a njihova pouzdanost, kao i interval povjerenja elemenata vektora regresije populacije  $\mu$  korišćenjem  $t$  - (student) i  $F$  - (Fisher) testova značajnosti. Takođe, disperzionom analizom udređuju se suma kvadrata odstupanja  $Q_{rr}$ , koeficijenti determinisanosti (kvadrat koeficijenta korelacije)  $B$  i ostala statistička obilježja koja doprinose u konkretnom slučaju izboru regresionog prognoznog modela. Nakon određivanja najpogodnijeg regresionog modela za istorijski niz podataka  $\mu = f(X, \alpha)$ , vrši se ekstrapolacija unoseći vrijednosti za  $x_i$  ( $i = n+1, \dots, N$ ), gdje je  $N$  krajnja godina prognoznog perioda.

Za potrebe ovog Plana razvijena su i korišćena četiri regresiona modela:

Lin (Linearni):	$y_{ri} = a_0 + a_1 x_i$
Exp (Eksponencijalni):	$y_{ri} = e^{a_0 + a_1 x_i}$
Pol (Polinomijalni kvadratni):	$y_{ri} = a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2$

ModExp<sup>25</sup>(Modifikovano–eksponencijalni):

$$y_{ri} = K - a_1 a_2^{x_i}$$

Polinomijalni modeli, naročito trećeg i višeg reda, veoma kvalitetno („fotografski“) uklapaju regresiju na izmjerene podatke iz prošlosti. Međutim, često se njihova ekstrapolacija na budućnost kompromituje padajućim ili, čak, negativnim vrijednostima prognoze, što nije karakteristično za eksponencijalne modele sa pozitivnom stopom rasta.

U konzumima ED pogona sa višegodišnjim negativnim trendovima (npr. Nikšić, Kolašin, Mojkovac, Cetinje, Pljevlja i H.Novi) svi navedeni regresioni modeli bi doveli do daljeg pada odnosno stagnacije (Pljevlja) potreba za električnom energijom. Negativni trendovi u navedenim ED pogonima su u korelaciji sa depopulacijom i stagnacijom privrednih aktivnosti pripadajućih opština. Oslanjajući se na deklarisanu državnu politiku o uravnotežavanju regionalnog razvoja, kao i na poznatom fenomenu cikličkih oscilacija u trendovima potrošnje (tj. rast nakon pada ili stagnacije), Obrađivač se, ipak, opredijelio za optimističku varijantu zaustavljanja i blagog preokreta negativnih trendova u pozitivne. Usvojeno je opredjeljenje da se vrijednosti energetske potreba 2032.godine za ED pogone Nikšić, Kolašin, Mojkovac i Pljevlja vrata na nivo iz 2011.godine od kada se najčešće registruje negativni trend do 2021. Kada je u pitanju ED pogon Cetinje, Obrađivač se, uzimajući u obzir demografske i privredne pokazatelje, opredijelio na vraćanje vrijednosti energetske potreba u 2032.godini na nivo iz 2012.godine koji je manje optimističan u odnosu na vraćanje na nivo iz 2011.godine. To znači da iz vrijednosti ostvarene 2021. treba povući pravu liniju do vrijednosti 2032. koja je brojčano jednaka vrijednosti iz 2011.godine, odnosno 2012.godine kada je ED pogon Cetinje u pitanju.

Tako dobijeni trendovi označeni su kao Lin-korig.

Iz poznatog obrasca za pravu kroz dvije tačke sa koordinatama  $(x_1, y_1)$  i  $(x_2, y_2)$  i dobija se izraz za projekciju Lin-korig:  $y_{ri} = y_1 + (y_2 - y_1)(x_i - x_1) / (x_2 - x_1)$

Principijelno, navedeni postupak za preokret negativnih trendova pripada klasi kvalitativnih metoda. Pod koncept kvalitativnih metoda može se podvesti i intuitivni izbor Obrađivača da u tri slučaja (ED pogon Berane ED pogon Rožaje i ED pogon Bijelo Polje) za rezultate prognoze primijeni poluzbir vrijednosti dva kvantitativna regresiona modela.

U intuitivni izbor Obrađivača može se podvesti i slučaj prognoze za ED pogon Herceg Novi gdje zbog veoma neravnomjernog dijagrama raspršenosti mjernih podataka (period od 2004 – 2021.godina) svi, primjenjeni, regresioni modeli izlaze iz dozvoljenih okvira pouzdanosti. Takođe, PUP-om H.Novi predviđeno vršno opterećenje u 2030.godini od 82,7MW (350,8GWh) je preoptimistično te se ne može uzeti kao relevantan podatak za prognozu. U slučaju Herceg Novog, Obrađivač se opredijelio za optimističnu varijantu kojom bi se elektroenergetske potrebe konzuma ED pogona H.Novi u 2032.godini projektovale na vrijednost od 208,06GWh dobijenu primjenom Lin metode na mjerne podatke (utrošena električna energija) za period od 2013. do 2021.godine s tim što se u 2020.godini umjesto izmjerene vrijednosti pretpostavila vrijednost iz 2019.godine. Konačno, povlačenjem prave iz vrijednosti ostvarene u 2021.godini do vrijednosti u 2032.godini dobija se trend rasta za konzum ED pogona H.Novi.

## 6.2. Rezultati dugoročne prognoze

Ovdje će biti prezentirani osnovni rezultati dugoročne prognoze energije i opterećenja po ED pogonima (nekadašnjim elektrodistribucijama) i regionima, primjenom metoda regresione analize iz odjeljka 6.1.2. Izvedena je i raspodjela opterećenja po opštinama<sup>26</sup> koje pripadaju jednom ED pogonu. Pri izboru prognoznog modela za konkretan ED pogon konsultovana je obimna urbanističko-planska i administrativna

<sup>25</sup> K - Unaprijed specificirani nivo zasićenja

<sup>26</sup> Raspodjela opterećenja nije eksplicitno primijenjena na novoformirane opštine Tuzi, Petnjica i Gusinje, već su obuhvaćene konzumom opština kojima su prethodno teritorijalno pripadale.

dokumentacija lokalnih samouprava. Iz tog razloga će u naredne prikaze biti uključeni ključni geografski, demografski i privredni pokazatelji svih lokalnih samouprava.

U 17 opština PUP<sup>27</sup> kao krovni dugoročni prostorno-planski dokumenti je oročen na 2020. godinu dok opština Budva nema usvojen PUP. Dvije opštine (Kotor i Gusinje) imaju usvojene PUP-ove oročene do donošenja PPGRCG<sup>28</sup>. Opštine H.Novi i Petnjica imaju PUP-ove oročene do 2030.godine dok je PUP Glavnog grada oročen do 2025. To znači da je cjelokupni razvojni period za Plan CEDIS-a nedovoljno pokriven urbanističkim planovima koji bi sadržali demografske, privredne, infrastrukturne i slične projekcije po naseljima i drugim namjenskim prostorima (industrija, biznis zone i sl.). A upravo navedeni planovi su preduslov pripreme pouzdanije prostorne prognoze opterećenja na osnovu koje se dimenzionišu i alociraju budući elektrodistributivni kapaciteti. Ovaj problem prostorne prognoze opterećenja će se u izvjesnoj mjeri prevazići saznanjima iz mrežnih analiza tokova snaga u postojećim i pojačanim 35 kV i 10 kV mrežama.

U sljedećoj tabeli (Tabela 6-1) date su vrijednosti preuzetih energija po ED pogonima u periodu 2004 – 2021. godine koje su osim za ED pogon H.Novi (period od 2013. do 2021.godine uz aproksimaciju preuzete energije u 2020.godini sa 2019.godinom) predstavljale, zavisne, promjenjive veličine u primjenjenim regresionim analizama.

Tabela 6-1. Preuzete energije ED konzuma u periodu 2004-2021. (GWh)

Region	ED	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	NIKŠIĆ	245.54	255.70	260.66	245.31	261.01	257.94	261.15	258.71	259.60	252.75	239.67	244.31	241.59	248.72	243.05	241.84	238.92	253.96
2	PODGORICA	743.89	777.78	798.88	781.64	849.11	884.69	912.51	925.50	937.75	897.29	849.64	924.62	921.34	954.13	950.08	948.07	933.78	980.30
	CETINJE	91.76	95.41	98.96	93.72	98.28	94.38	94.15	94.49	88.31	82.37	78.53	83.20	81.85	82.95	80.54	82.02	80.17	79.10
3	BERANE	102.55	105.46	107.50	101.41	100.09	100.67	98.70	99.21	96.59	95.38	96.38	102.62	100.88	101.76	99.89	100.79	97.52	100.25
	ROŽAJE	35.46	35.52	36.93	34.21	35.13	35.00	34.88	34.93	34.08	34.70	34.78	34.56	34.81	35.53	36.32	37.17	36.30	38.68
4	ULCINJ	72.17	78.22	80.83	81.78	85.07	83.67	82.91	88.45	89.81	87.88	85.02	92.58	90.72	97.40	100.50	102.39	84.53	101.90
	BAR	164.77	170.86	175.28	173.91	187.11	186.77	189.69	195.76	199.14	195.56	190.56	204.58	201.87	208.10	208.46	207.55	182.30	209.99
	BUDVA	123.45	133.98	151.56	167.52	187.04	187.69	190.91	201.21	215.20	214.83	213.71	232.49	231.95	244.33	249.64	260.01	196.50	234.43
5	TIVAT	59.84	63.42	64.63	64.37	64.58	64.08	66.32	70.69	75.00	74.60	76.50	85.44	88.02	93.99	100.17	103.60	93.93	108.53
	KOTOR	107.52	111.08	118.45	120.32	129.71	130.46	133.29	133.67	137.78	139.35	136.96	146.19	143.58	149.61	150.83	157.12	140.12	156.36
	HERCEG NOVI	165.68	171.40	173.66	176.03	182.55	180.33	179.74	179.76	181.94	176.85	170.33	175.78	172.26	175.11	176.20	185.48	160.72	189.19
6	BIJELO POLJE	97.50	102.66	104.74	93.95	97.82	97.10	94.47	96.34	97.28	98.07	96.47	98.57	99.59	104.27	101.38	104.48	104.18	104.78
	KOLAŠIN	27.20	28.17	30.63	27.72	28.29	28.15	28.14	27.98	26.51	26.19	26.40	26.41	25.49	25.45	25.20	26.04	24.22	25.01
	MOJKOVAC	20.15	20.57	20.80	19.04	19.86	20.61	20.83	20.36	19.56	18.94	18.73	18.87	18.36	18.67	18.14	18.09	17.82	17.75
7	PLJEVLJA	107.27	108.77	112.56	105.31	100.92	104.16	107.70	115.36	115.31	113.50	112.59	115.85	112.74	106.98	103.42	101.91	103.12	106.23
	ŽABUJAK	18.22	18.12	19.19	18.15	19.08	19.92	20.84	21.30	22.39	21.90	21.41	21.52	22.22	23.33	23.16	24.31	22.88	24.09

### 6.2.1. REGION 1

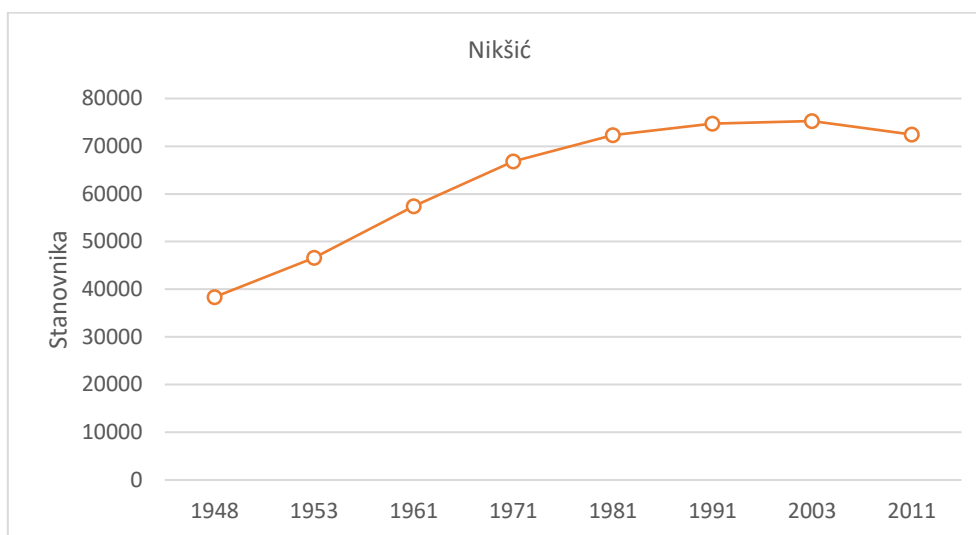
Region 1 čini ED Nikšić koja snabdijeva električnom energijom opštine Nikšić i Plužine. Osnovni geografski i demografski podaci o opštini Nikšić dati su u Prilogu (Tabela P.1). a za opštinu Plužine u Tabela P.2.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 1 pokriva površinu od 2 919 km<sup>2</sup>, ili 21,1% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 75 689 stanovnika, odnosno 12,2% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 26 stanovnika/km<sup>2</sup>, što je 1,74 puta manje od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 175, ili 13,9% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 1 klimatski pripada umjereno kontinentalnoj, sa prelazom na većim visinama u planinsku klimu.

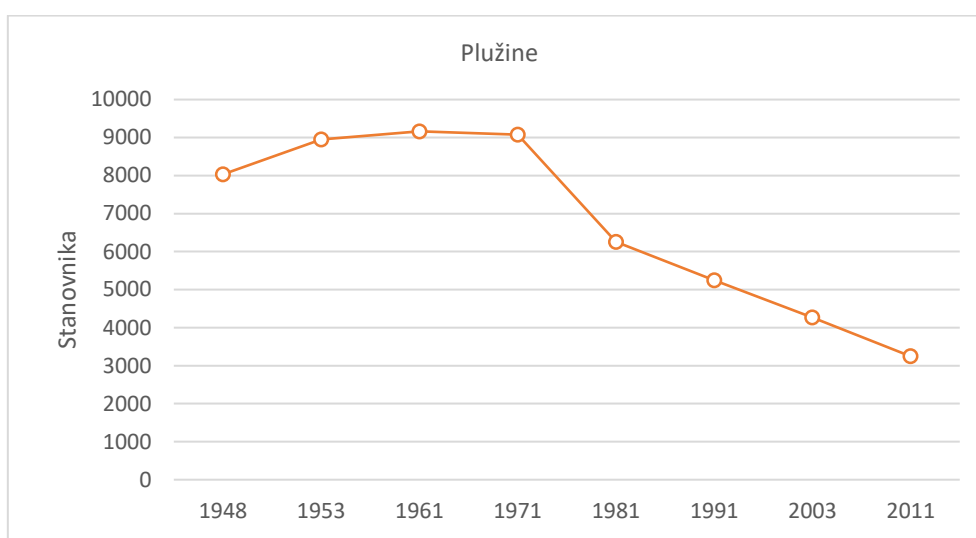
Na sledećoj slici (Slika 6-1) prikazan je broj stanovnika po popisima od 1948 – 2011. g. u opštini Nikšić, a na Slika 6-2 u opštini Plužine.

<sup>27</sup> Prostorno-urbanistički plan

<sup>28</sup> Prostorni plan generalne regulacije Crne Gore



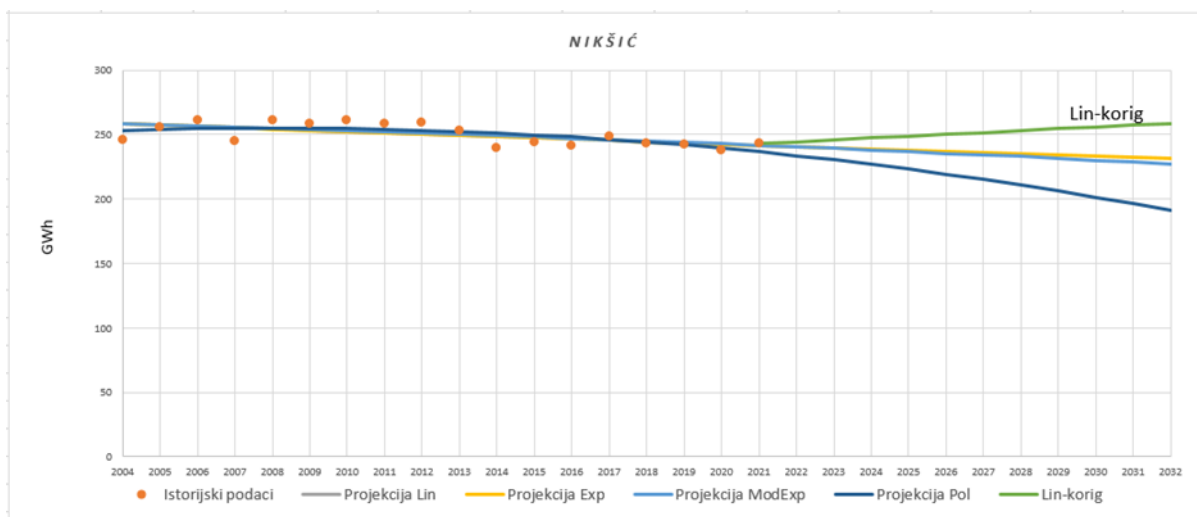
Slika 6-1 Stanovništvo u opštini Nikšić po popisima 1948-2011.



Slika 6-2. Stanovništvo u opštini Plužine po popisima 1948-2011.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sljedećoj slici (Slika 6-3) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine. Iz grafičkog prikaza je očigledno da su projekcije Lin, Exp i ModExp praktično identične i blago padajuće. Dok je projekcija Pol izraženije padajuća. Iz razloga o kojima je bilo riječi odjeljku 6.1.2 za Region 1 primijenjen je korektivni model LIN-korig, gdje se za 2021. uzima  $x_1 = 0$ ,  $y_1 = 242.90$ , za 2032.  $x_2 = 11$ ,  $y_2 = 258.71$  (vrijednost iz 2011.godine), što za Region 1 rezultira u izraz:

$$y_{ri} = 242.90 + 1,437x_i ; (0 \leq x_i \leq 11)$$



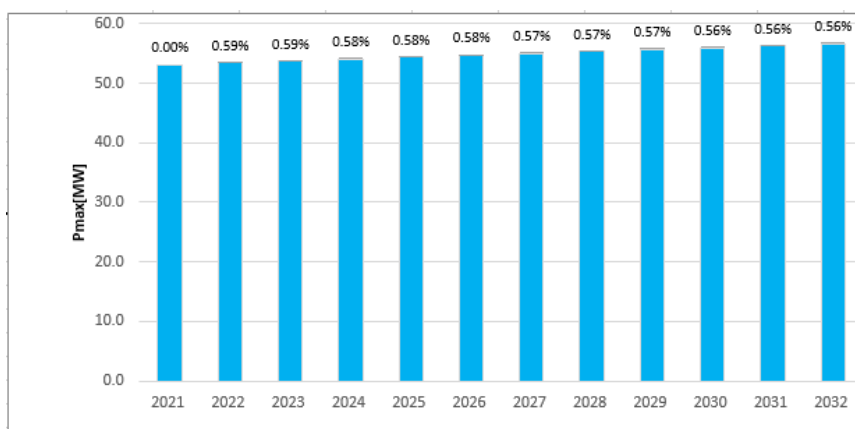
Slika 6-3. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za Region 1

Dalje slijede rezultati algoritma za određivanje snaga preko prosječnog vremena trajanja vršnog opterećenja  $T_v$  iz 2021. g. svih TS 35/10 kV koje pripadaju određenom regionu. Time se aproksimira profil opterećenja karakterističan za pojedine ED konzume. Iz mjerenih i prognoziranih vrijednosti za  $W$  i  $P$  određuju se dopunske energije  $\Delta W$  i opterećenja  $\Delta P$  ED konzuma 2032. u odnosu na vrijednosti 2021. Takođe, izvršeno je razgraničenje opterećenja na pojedine opštine u slučajevima kada više opština čine konzum konkretnog ED pogona. To je slučaj sa ED pogonom Nikšić, odnosno Regionom 1 u čijoj nadležnosti je snabdijevanje električnom energijom opština Nikšić i Plužine. Tako dobijeni rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja na opštine Regiona 1 rekapitulirani su u sljedećoj tabeli (Tabela 6-2).

Tabela 6-2. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 1 za 2032. godinu

Region	Opština	ED	Model	Wed21 GWh	Wed32 GWh	$\Delta W_{21-32}$ GWh	Tv21 h	Ped21 MW	Ped32 MW	$\Delta P_{21-32}$ MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R1	NK	NK	Lin-korig	242.90	258.71	15.81	4573	53.12	56.58	3.46	97	54.88
	pŽ	NK									3	1.70

Prema primjenjenom regresionom izrazu za prognozu energije i vremenu  $T_v$  na sljedećoj slici (Slika 6-4) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 1 za period 2022 – 2032. godina (sa godišnjom stopom rasta).



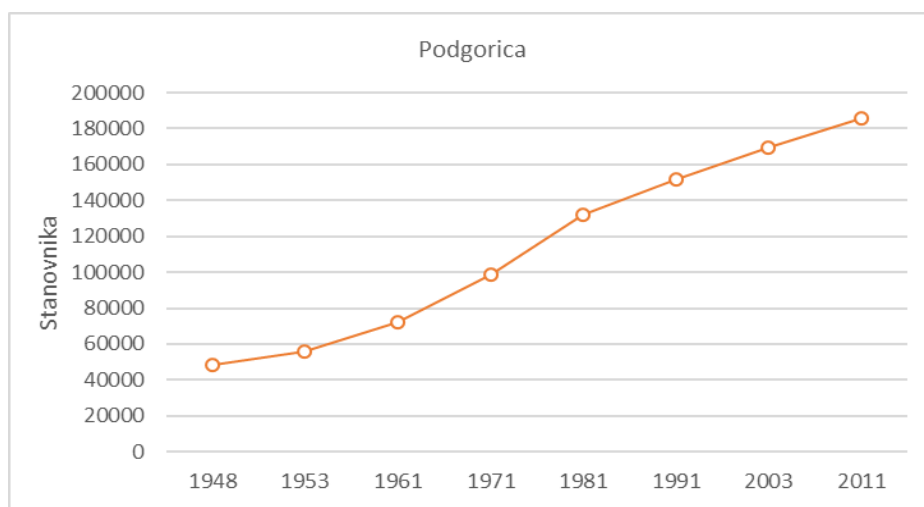
Slika 6-4. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 1 za period 2022 – 2032. godine

Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 1 pripada kategoriji regiona sa stagnacijom potreba za električnom energijom i opterećenjem, što će imati za posljedicu niske zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu. Vršna snaga će rasti po prosječnoj stopi 0.57% i sa indeksom 2032/2021 od 1.07.

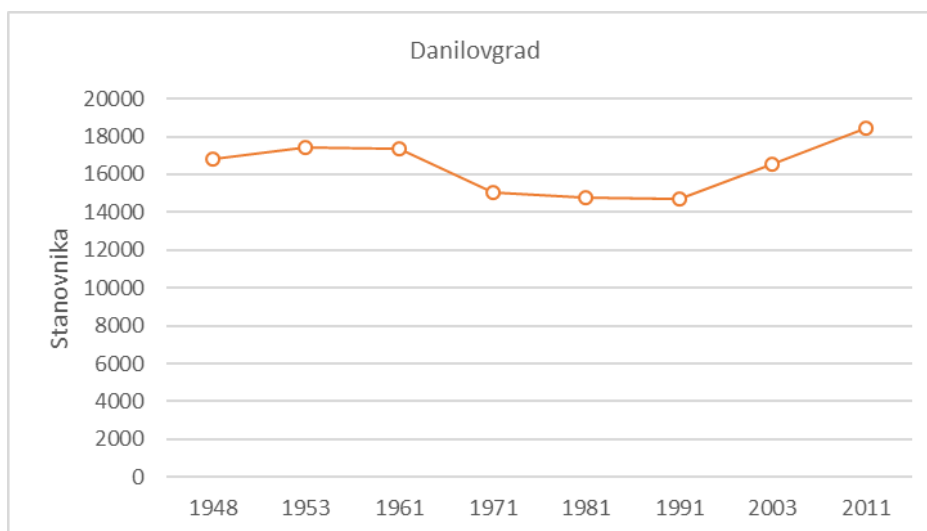
### 6.2.2. REGION 2

U Region 2 uključene su ED Podgorica i ED Cetinje. ED Podgorica snabdijeva opštine Podgorica (Glavni grad) i Danilovgrad, a ED Cetinje samo opštinu Cetinje (Prijestonicu).

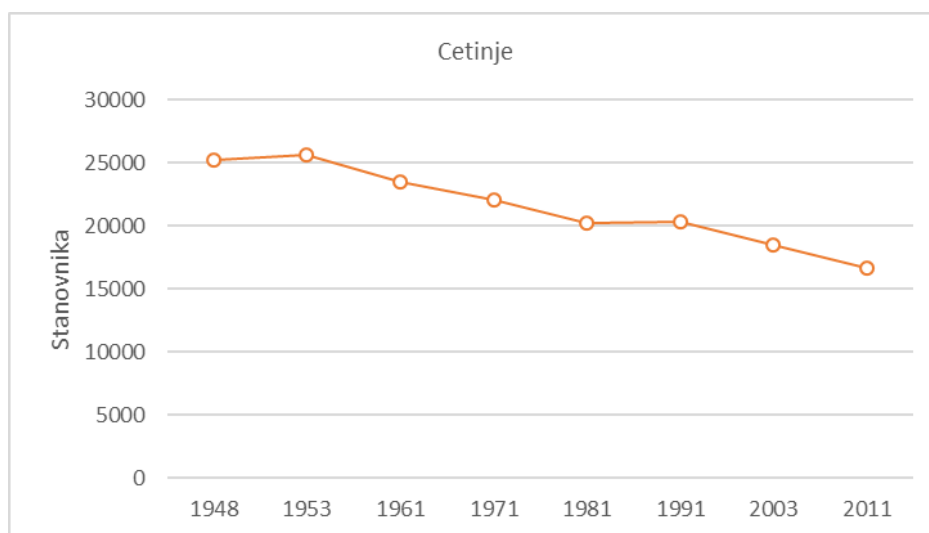
Osnovni geografski i demografski podaci za opštinu Glavni grad, opštinu Danilovgrad i Prijestonicu dati su u tabelama: Tabela P.3, Tabela P.4 i Tabela P.5. Takođe su priloženi i grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g., kao veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma opština iz Regiona 2.



Slika 6-5. Stanovništvo Glavnog grada po popisima 1948-2011.



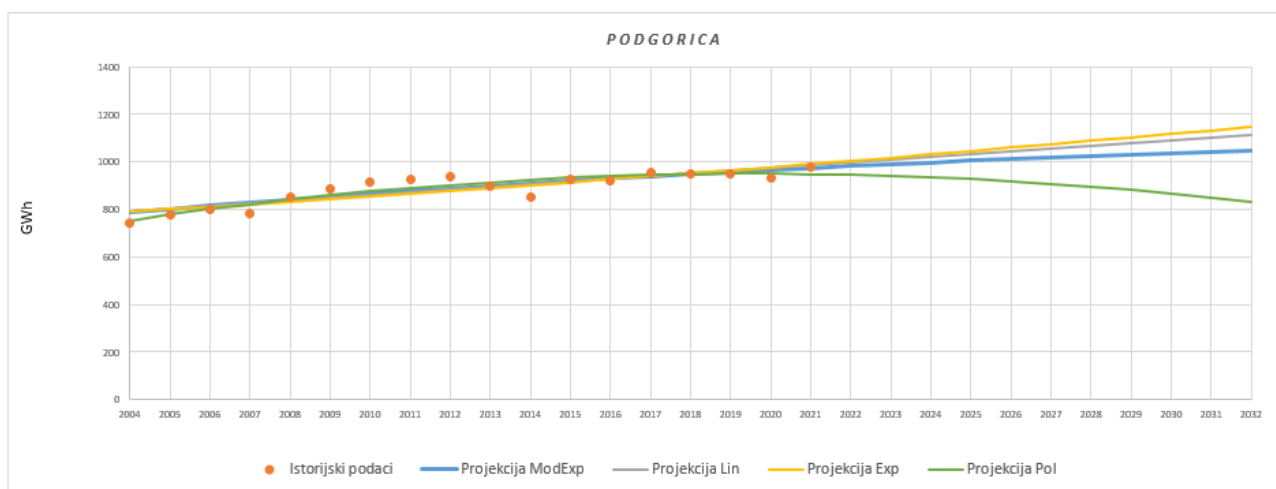
Slika 6-6. Stanovništvo opštine Danilovgrad po popisima 1948-2011.



Slika 6-7. Stanovništvo Prijestonice Cetinje po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 2 pokriva površinu od 2 903 km<sup>2</sup>, ili 21% površine Crne Gore, (gotovo jednako kao i Region 1), a 2011. naseljava ga 221 106 stanovnika, odnosno 35,7% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 76 stanovnika/km<sup>2</sup>, što je 1,7 puta više od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 327, ili 26% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 2 klimatski pripada submediteranskoj sa prelazom na visokoplaninsku na većim visinama.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 6-8) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine u ED Podgorica.

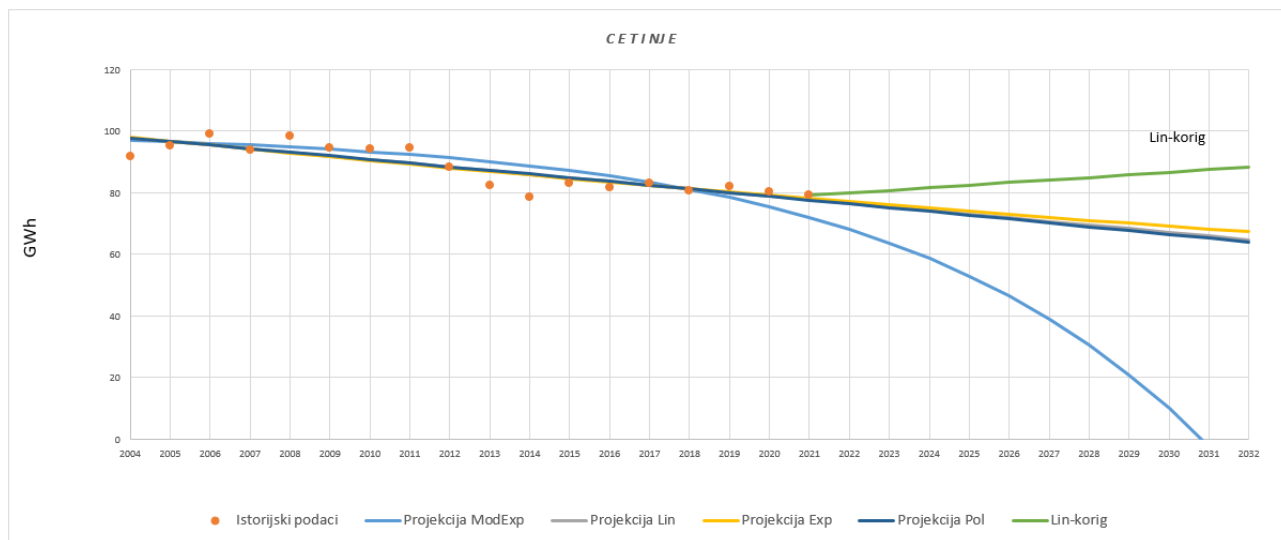


Slika 6-8. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Podgorica

Iz grafičkog prikaza se može uočiti da modeli Lin, Exp i Modex prognoziraju rastuće trendove dok je neprihvatljiva projekcija pada koju prognozira polinomijalni model Pol. Modeli Lin i Exp praktično prognoziraju rastuće trendove sa približno istom stopom rasta a regresioni model ModExp je prognozirao rastući trend sa najnižom stopom rasta. S obzirom na predviđeni privredni razvoj, dalji demografski rast, administrativno-upravne funkcije, uključujući i učešće konzuma opštine Danilovgrad od oko 8%, moguće je do 2032. očekivati dalji rast preuzete električne energije i opterećenja. Zbog toga je za prognozni model za konzum ED pogona Podgorica uzet model Exp koji obezbeđuje rast po prosječnoj stopi od 1.44%. Regresiona zavisnost modela Exp data je izrazom:

$$y_{ri} = 779,396 \cdot e^{0,0133x_i}$$

Na sledećoj slici (Slika 6-9) dat je grafički prikaz prognoze za Prijestonicu Cetinje.



Slika 6-9. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Cetinje

Iz grafičkog prikaza je očigledno neprihvatljivost projekcije Pol a da projekcije Lin, Exp i ModExp, poput demografskih u ovoj opštini imaju, veoma izražene, negativne trendove. Iz tih razloga, kao i u slučaju ostalih ED konzuma sa negativnim stopama, ovdje će se primijeniti korektivni optimistički model Lin-korig kojim bi se energija i opterećenje do 2032. vratili, u ovom slučaju, na nivo iz 2012. godine. Funkcija trenda u periodu 2021 – 2032. data je izrazom:

$$y_{ri} = 79.1 + 0,837 x_i$$

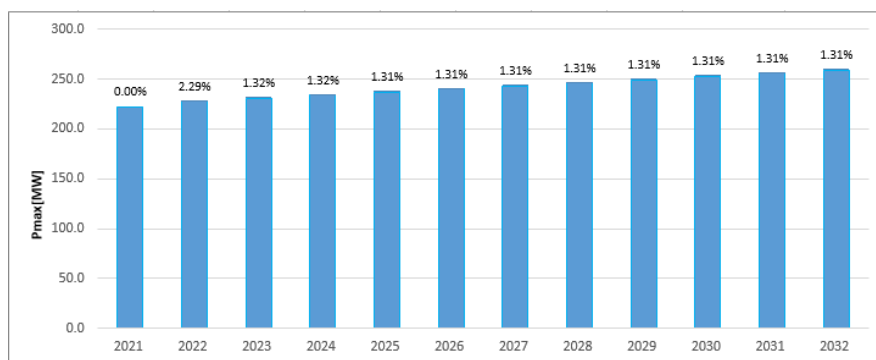
Prema algoritmu primjenjenom na Regionu 1, u sljedećoj tabeli (Tabela 6-3) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja po opštinama<sup>29</sup> Regiona 2.

Tabela 6-3. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 2 za 2032. godinu

Region	Opština	ED	Model	Wed21 GWh	Wed32 GWh	$\Delta W_{21-32}$ GWh	Tv21 h	Ped21 MW	Ped32 MW	$\Delta P_{21-32}$ MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R2	PG	PG	Exp	980.30	1146.80	166.50	4812.9	203.68	238.28	34.59	92	219.21
	DG	PG									8	19.06
	CT	CT	Lin-korig	79.10	88.31	9.21	4225.3	18.72	20.90	2.18	100	20.90

Prema primjenjenim regresionim izrazima za prognozu energije i vremenu  $T_v$  na sljedećoj slici (Slika 6-10) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 2 za period 2022 – 2032. godina.

<sup>29</sup> Prognoza potreba opštine Podgorica uključuje i potrebe opštine Tuzi



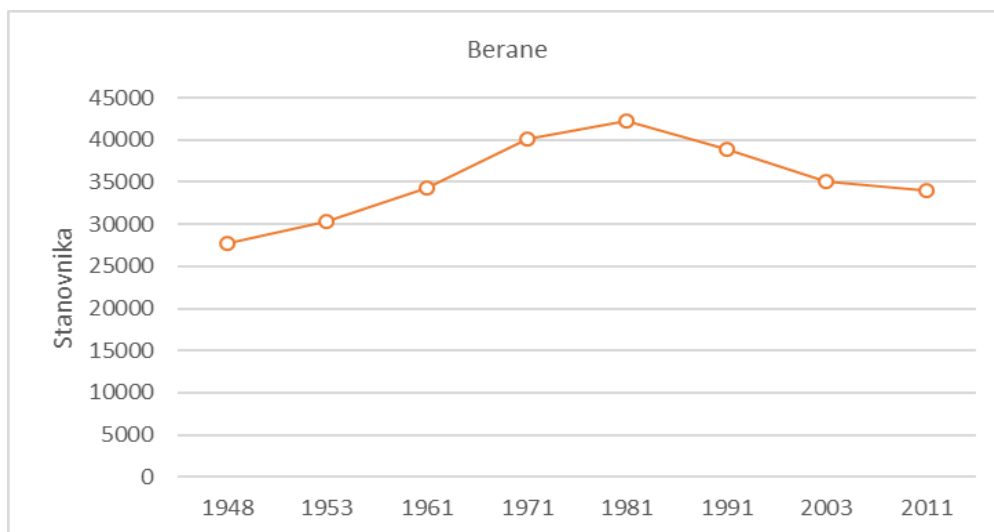
Slika 6-10. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 2 za period 2022 – 2032. godina

Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 2 pripada kategoriji regiona sa srednjim rastom potreba za snagom po, prosječnoj, godišnjoj stopi od 1,40% i indeksom rasta 2032/2021 od 1,17. Ovo će imati za posljedicu povećane zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu od oko 37 MW.

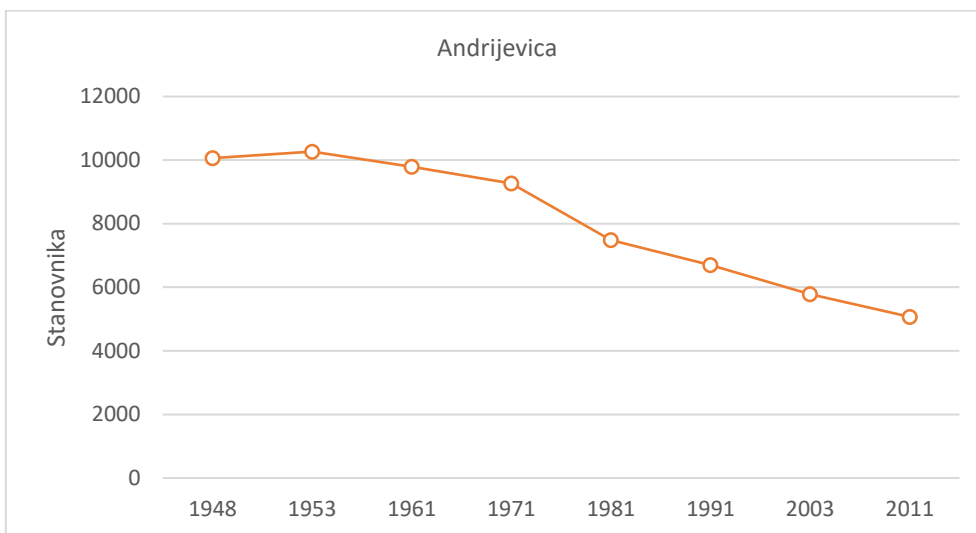
### 6.2.3. REGION 3

U Region 3 uključeni su ED pogon Berane i ED pogon Rožaje. ED pogon Berane snabdijeva opštine Berane, Andrijevicu, Plav kao i konzum novoformiranih opština Petnjica i Gusinje, a ED pogon Rožaje opštinu Rožaje.

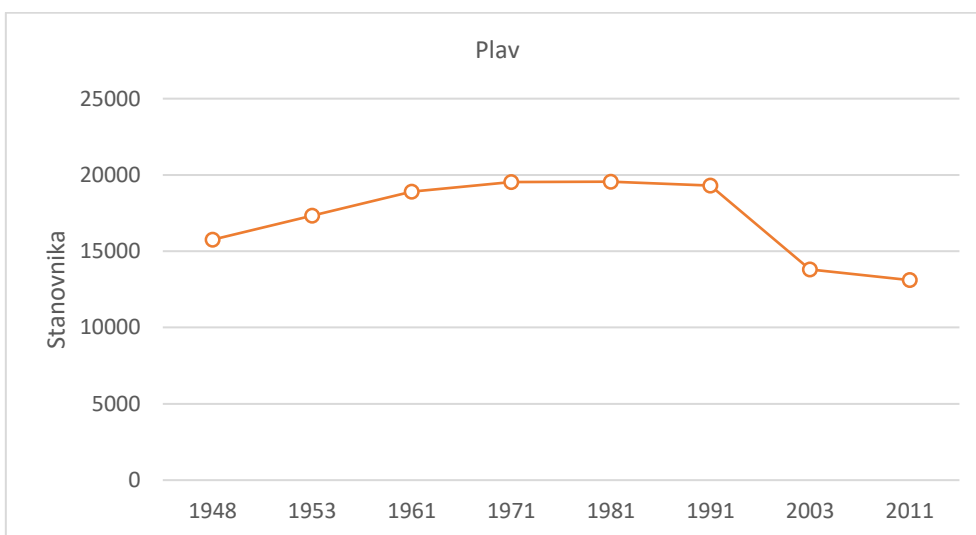
Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 3 dati su tabelama: Tabela P.6, Tabela P.7, Tabela P.8, i Tabela P.9 u Prilogu. Takođe, na narednim slikama priloženi su i grafici demografskih trendova u opštinama Regiona 3 po popisima od 1948. do 2011. g., kao veoma uticajnog faktora na elektroenergetske potrebe konzuma.



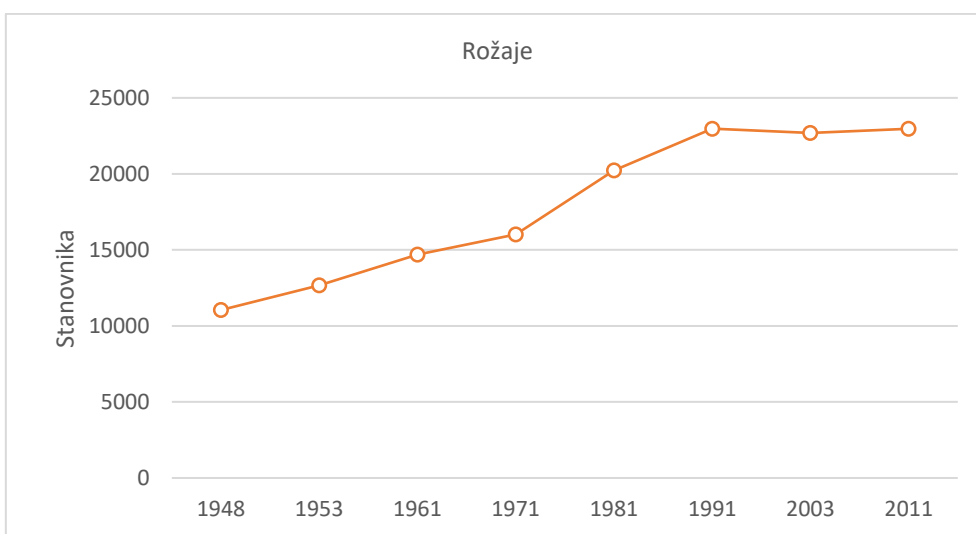
Slika 6-11. Stanovništvo opštine Berane po popisima 1948-2011.



Slika 6-12. Stanovništvo opštine Andrijevica po popisima 1948-2011.



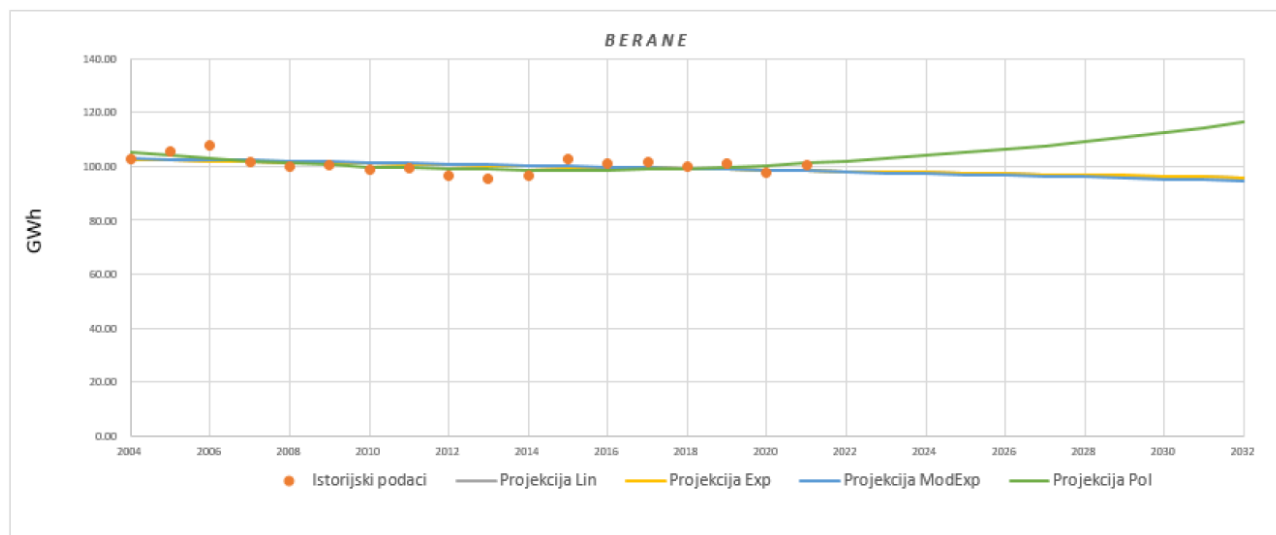
Slika 6-13. Stanovništvo opštine Plav po popisima 1948-2011.



Slika 6-14. Stanovništvo opštine Rožaje po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 3 pokriva površinu od 1 975 km<sup>2</sup>, ili 14,3% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 75 113 stanovnika, odnosno 12,1% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 76 stanovnika/km<sup>2</sup>, što je 1,2 puta više od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 139, ili 11,1% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 3 klimatski pripada umjereno-kontinentalnoj klimi u kotlinama i planinskoj u višim predjelima.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 6-15) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine u ED pogonu Berane.

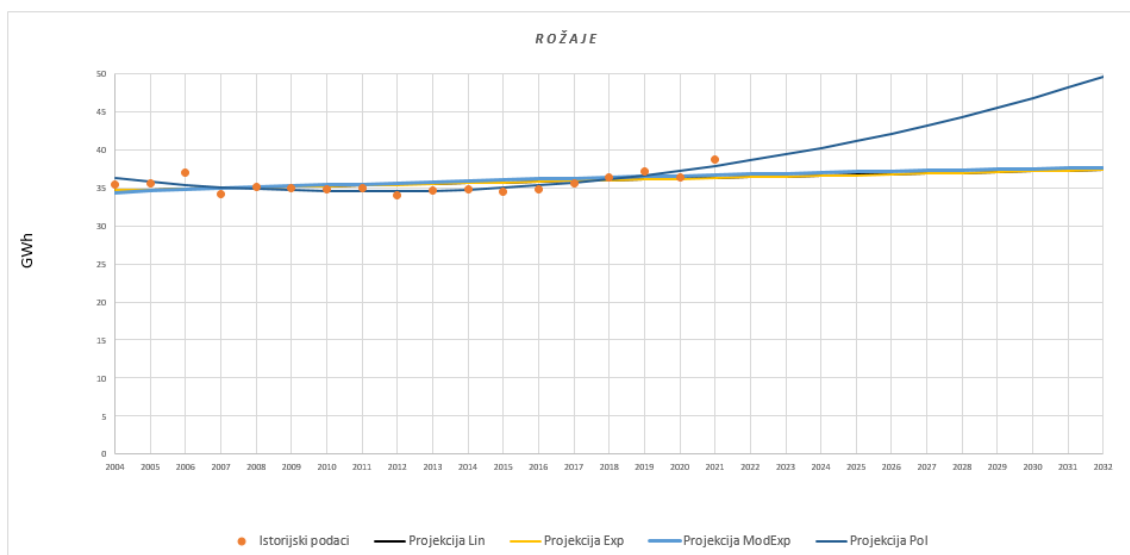


Slika 6-15. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Berane

Iz grafičkog prikaza je očigledno da se samo prema modelu Pol dobija rastući trend sa stopom rasta od 1.37%. Analizom plansko-razvojne dokumentacije i prema demografskim trendovima pripadajućih opština procijenjeno je da je navedena stopa visoka. Zbog toga se za prognozu ED pogona Berane predlaže poluzbir vrijednosti prognoza prema modelima Pol i ModExp, čemu odgovara prosječna godišnja stopa rasta od 0,46%. Odgovarajuća regresiona zavisnost data je izrazom:

$$y_{ri} = 113,225 - 0,679 x_i + 0.0293 x_i^2 - 8,455 \cdot 1,014^{xi}$$

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 6-16) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine u ED pogonu Rožaje.



Slika 6-16. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Rožaje

Iz grafičkog prikaza je očigledno da se samo prema modelu Pol dobija rastući trend sa, nerealnom, godišnjom stopom rasta od 2,28%. Imajući u vidu prostorno-plansku dokumentaciju, uticaj auto-puta na razvoj, posebno planinskog turizma, opštine Rožaje predlaže se za prognozu poluzbir vrijednosti prognoza prema modelima Pol i Lin, čemu odgovara prosječna godišnja stopa rasta od 1,07%. sa regresionim izrazom:

$$y_{ri} = 35.670 - 0.230 x_i + 0.0172 x_i^2$$

U sledećoj tabeli (Tabela 6-4) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja opština<sup>30</sup> Regiona 3.

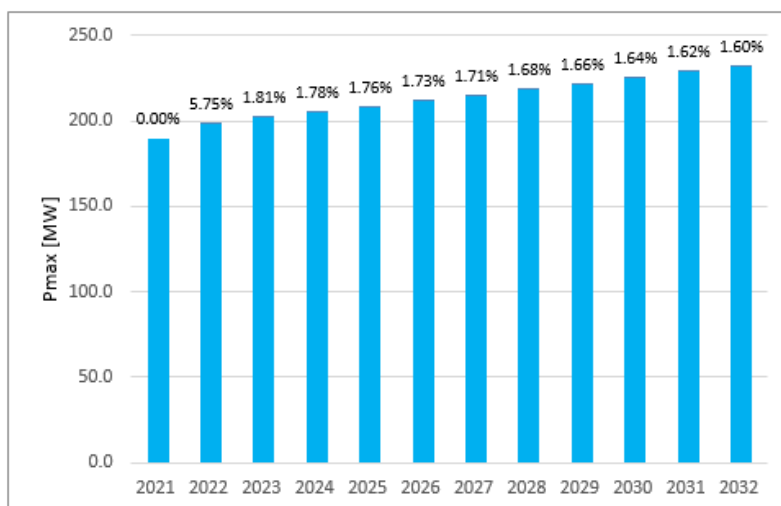
Tabela 6-4. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 3 za 2032. godinu

Region	Opština	ED	Model	Wed21 GWh	Wed32 GWh	$\Delta W_{21-32}$ GWh	Tv21 h	Ped21 MW	Ped32 MW	$\Delta P_{21-32}$ MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R3	BA	BA	(ModExp+Poly2)/2	100.25	105.48	5.23	4515	22.20	23.36	1.16	70	16.35
	AN	BA									20	2.34
	PL	BA									10	4.67
	RO	RO	(Lin+Poly2)/2	38.68	43.46	4.78	4511	8.58	9.63	1.06	100	9.63

Prema gornjim regresionim izrazima za prognozu energije i vremenima  $T_v$  na sledećoj slici (Slika 6-17) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 3 za period 2022 – 2032. godina..

Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da je za Region 3 potreba za električnom energijom i opterećenjem raste po stopi 0,64% i indeksom rasta 2032/2021 od 1,07. Ovo će imati za posledicu zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu od oko 2 MW.

<sup>30</sup> Prognoza potreba opštine Berane uključuje i potrebe opština Gusinje i Petnjica

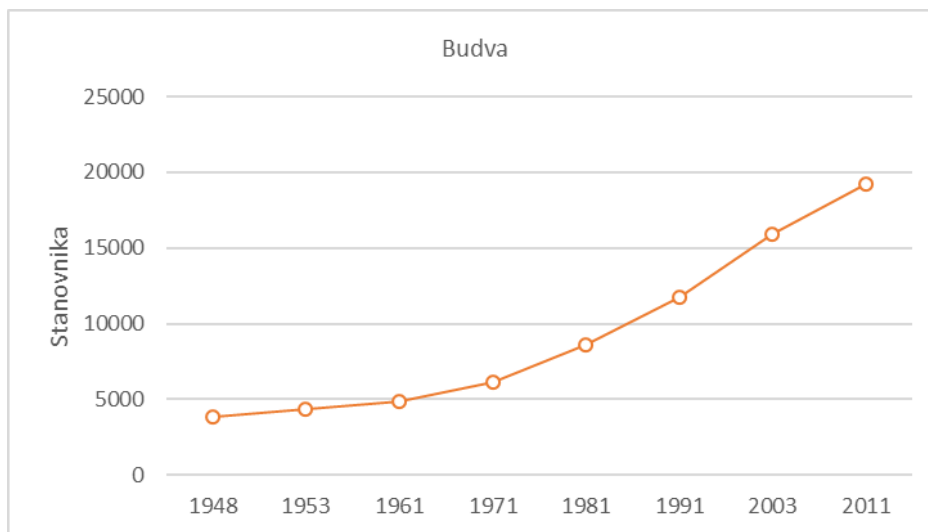


Slika 6-17. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 3 za period 2022 – 2032. godina

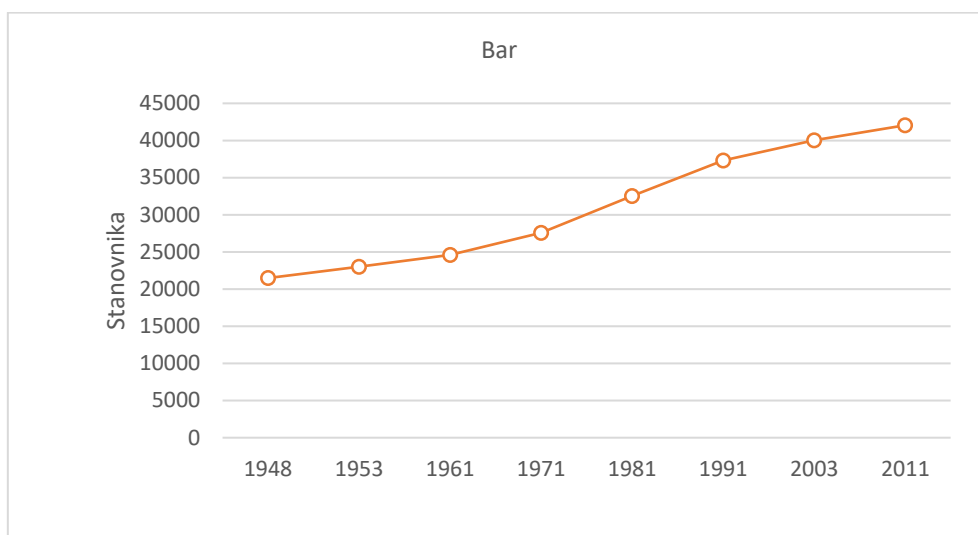
#### 6.2.4. REGION 4

U Region 4 uključeni su ED pogon Budva, ED pogon Bar i ED pogon Ulcinj. Ovi ED pogoni snabdijevaju istoimene primorske opštine.

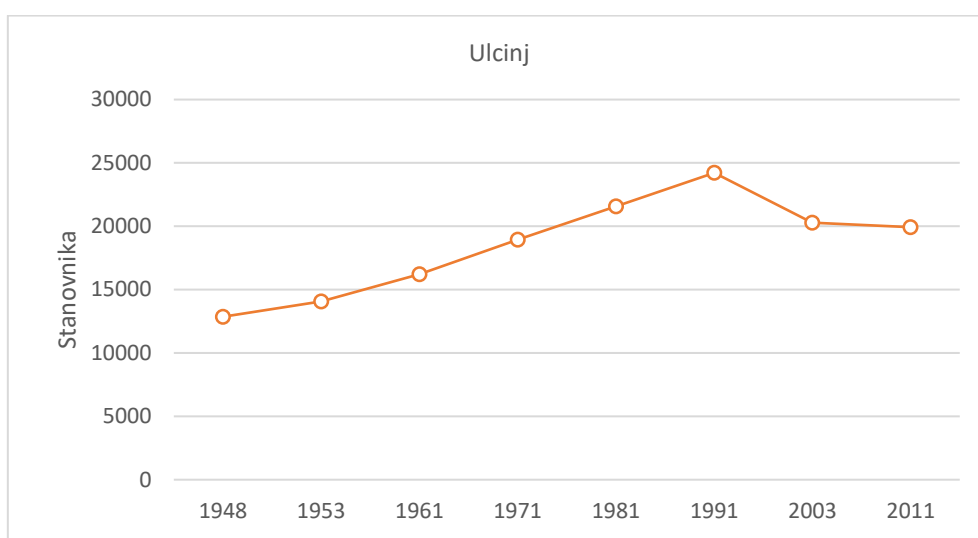
Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 4 dati su u tabelama: Tabela P.10, Tabela P.11 i Tabela P.12 u Prilogu. Takođe su priloženi i grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g., koji su, pored turizma, veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma Regiona 4.



Slika 6-18. Stanovništvo opštine Budva po popisima 1948-2011.



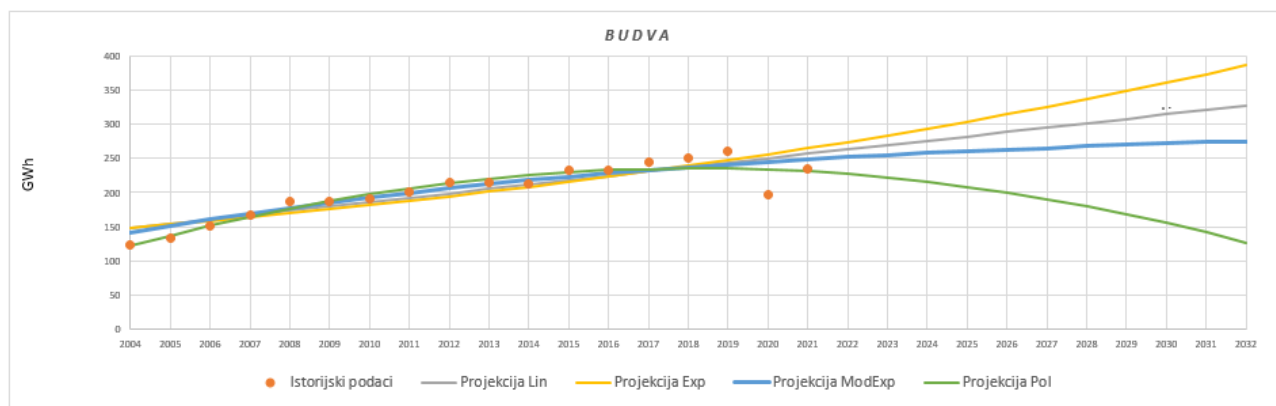
Slika 6-19. Stanovništvo opštine Bar po popisima 1948-2011.



Slika 6-20. Stanovništvo opštine Ulcinj po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 4 pokriva površinu od 883 km<sup>2</sup>, ili 6,4% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 81 187 stanovnika, odnosno 13,1% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 92 stanovnika/km<sup>2</sup>, što je 2 puta više od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 167, ili 13,3% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 4 klimatski pripada mediteranskoj klimi sa prelazom na umjereno-kontinentalnu na višim predjelima.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 6-21) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine u ED pogonu Budva.

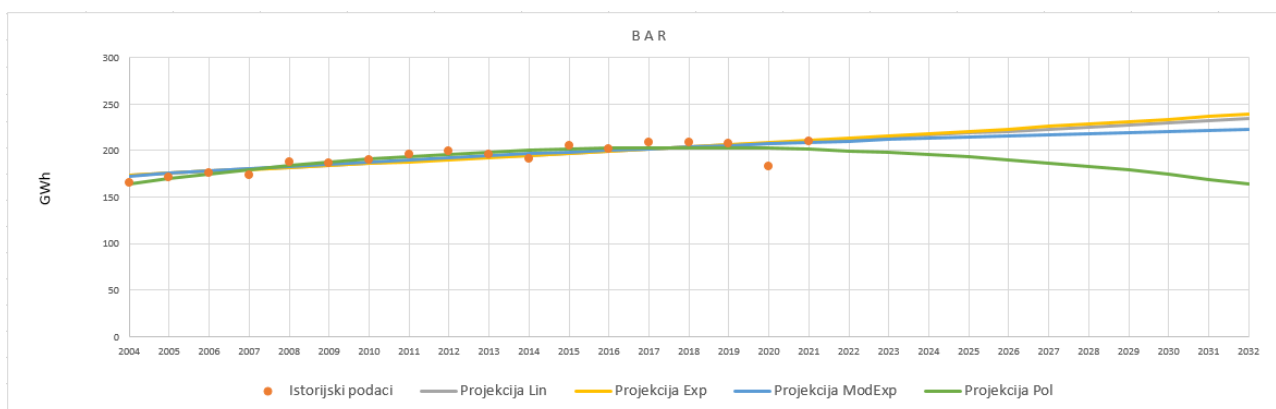


Slika 6-21. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Budva

Iz grafičkog prikaza očigledno je rasipanje rezultata prognoznih modela od kojih Pol pokazuje opadajući trend. Imajući u vidu projekcije intenzivnog turističkog razvoja opštine Budva, kao i rastući demografski trend, za prognozu ED Budva usvaja se LIN model sa godišnjom stopom rasta od 3,11%. Navedenom trendu potreba za električnom energijom odgovara regresioni izraz:

$$y_{ri} = 141,161 + 6,407x_i$$

Takođe, na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 6-22) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine u ED pogonu Bar.

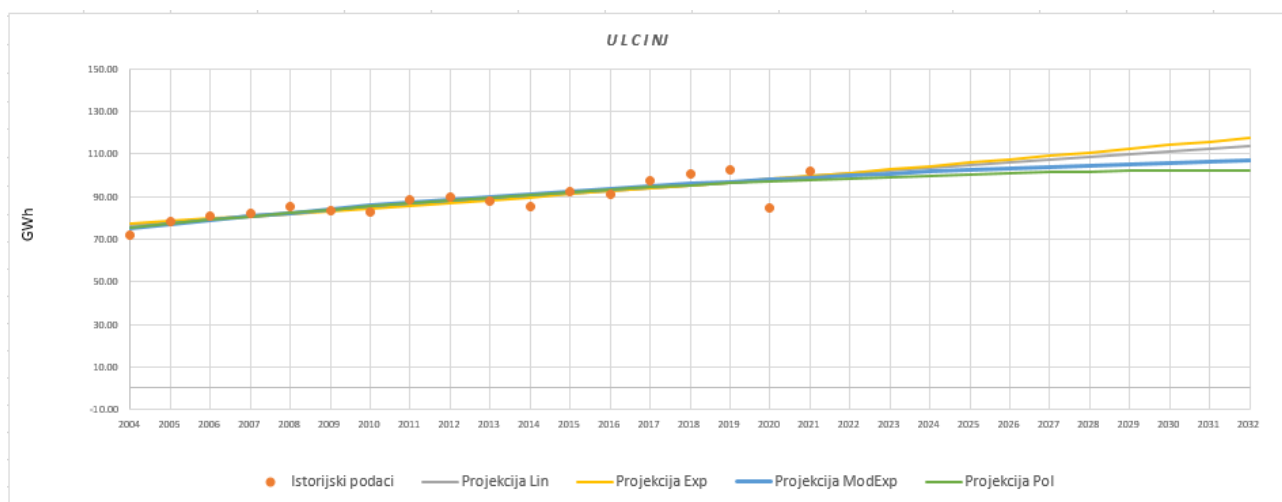


Slika 6-22. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Bar

Iz grafičkog prikaza može se zaključiti približno isti rast rezultata tri prognozna modela dok model Pol pokazuje opadajući trend. Imajući u vidu rastući demografski trend i projekcije privrednog razvoja za prognozu ED pogona Bar usvaja se Lin model sa godišnjom stopom rasta od 1,06%. Navedenom trendu potreba za električnom energijom odgovara regresioni izraz:

$$y_{ri} = 171,305 + 2,156x_i$$

ED pogon Ulcinj karakterišu regresione zavisnosti prikazane na sledećoj slici (Slika 6-23). Svi prognoznih modeli rezultiraju u rastuće trendove, pa je između njih odabran model Exp sa pozitivnom godišnjom stopom od 1,31%.



Slika 6-23. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Ulcinj

Modelu Exp odgovara regresioni izraz:

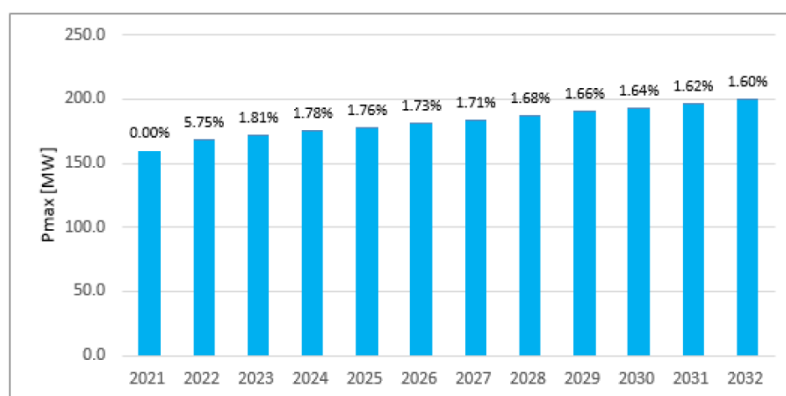
$$y_{ri} = 76,056 \cdot 1,5463^{xi}$$

U sledećoj tabeli (Tabela 6-5) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i raspodjele opterećenja po opštinama Regiona 4.

Tabela 6-5. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 4 za 2032. godinu

Region	Opština	ED	Model	Wed21 GWh	Wed32 GWh	$\Delta$ W21-32 GWh	Tv21 h	Ped21 MW	Ped32 MW	$\Delta$ P21-32 MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R4	BD	BD	Lin	234.43	326.96	92.53	3231	72.55	101.18	28.63	100	101.18
	BR	BR	Lin	209.99	233.84	23.86	4203	49.96	55.64	5.68	100	55.64
	UL	UL	Exp	101.90	117.61	15.71	2801	36.38	41.99	5.61	100	41.99

Prema primijenjenim regresionim izrazima za prognozu energije i vremenima  $T_v$  na sledećoj slici (Slika 6-24) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 4 za period 2022 – 2032. godina

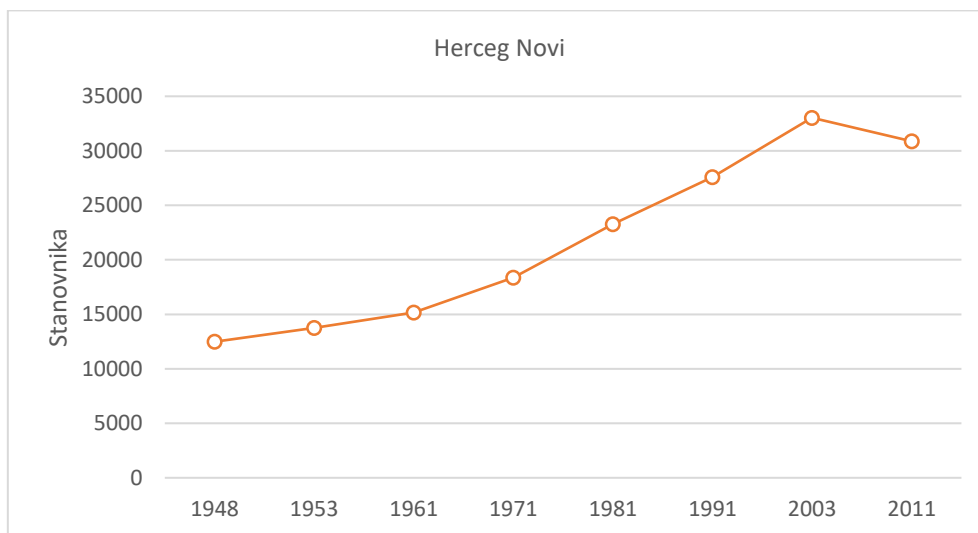


Slika 6-24. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 4 za period 2022 – 2032. godina

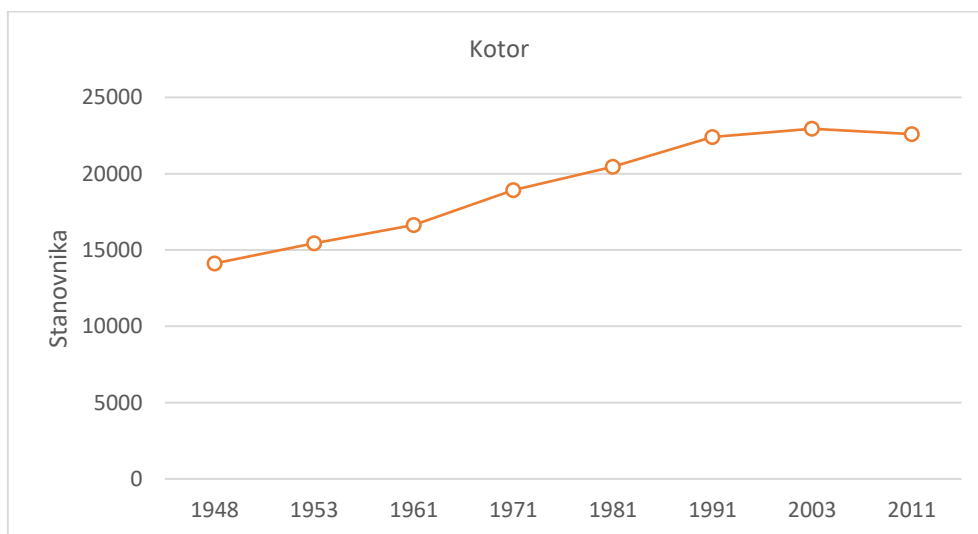
Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 4 pripada kategoriji regiona sa povećanim rastom potreba za električnom energijom i opterećenjem po prosječnoj stopi od 2,07% i indeksom rasta 2032/2021 od 1,25. Ovo će imati za posljedicu zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu od oko 40 MW.

## 6.2.5. REGION 5

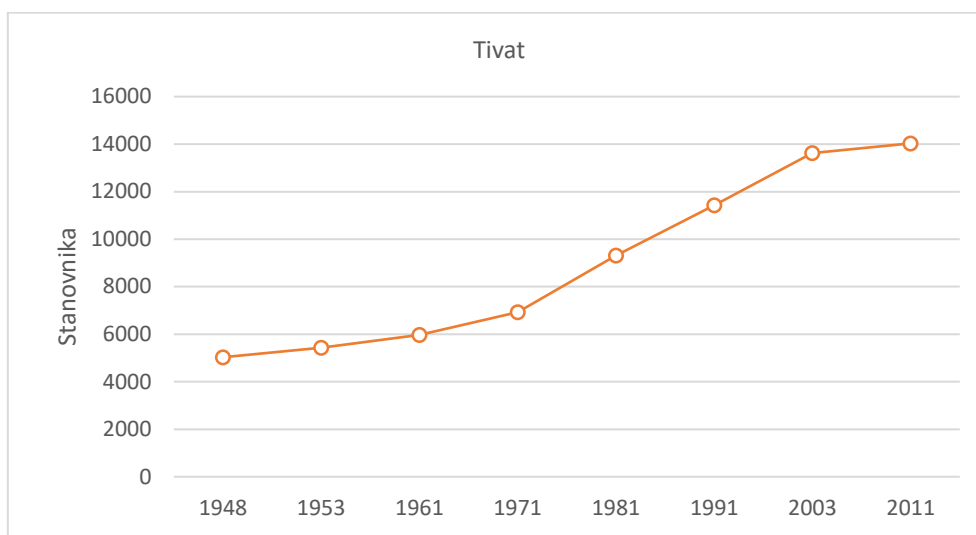
Region 5 obuhvata ED pogon Herceg Novi, ED pogon Kotor i ED pogon Tivat. Ovi ED pogoni snabdijevaju istoimene primorske opštine. Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 5 dati su u tabelama: Tabela P.13, Tabela P.14 i Tabela P.15 u Prilogu. Takođe, na sljedećim slikama dati su grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g., koji su, pored turizma, veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma Regiona 5.



Slika 6-25. Stanovništvo opštine Herceg Novi po popisima 1948-2011.



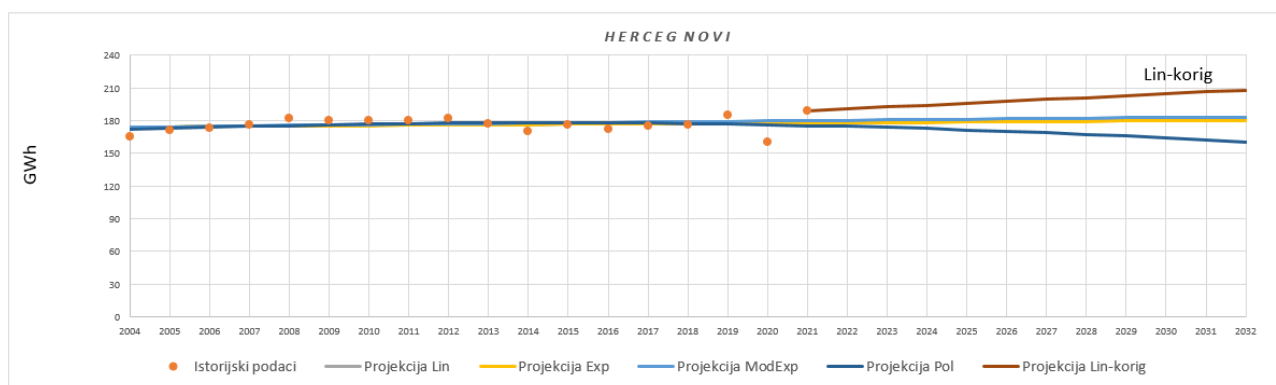
Slika 6-26. Stanovništvo opštine Kotor po popisima 1948-2011.



Slika 6-27. Stanovništvo opštine Tivat po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 5 pokriva površinu od 616 km<sup>2</sup>, ili 4,5% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 67 496 stanovnika, odnosno 10,9% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 109,6 stanovnika/km<sup>2</sup>, što je 2,4 puta više od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 95, ili 7,6% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 5 klimatski pripada mediteranskoj klimi sa prelazom na umjereno-kontinentalnu i planinsku na višim predjelima.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 6-28) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine u ED pogonu Herceg Novi.

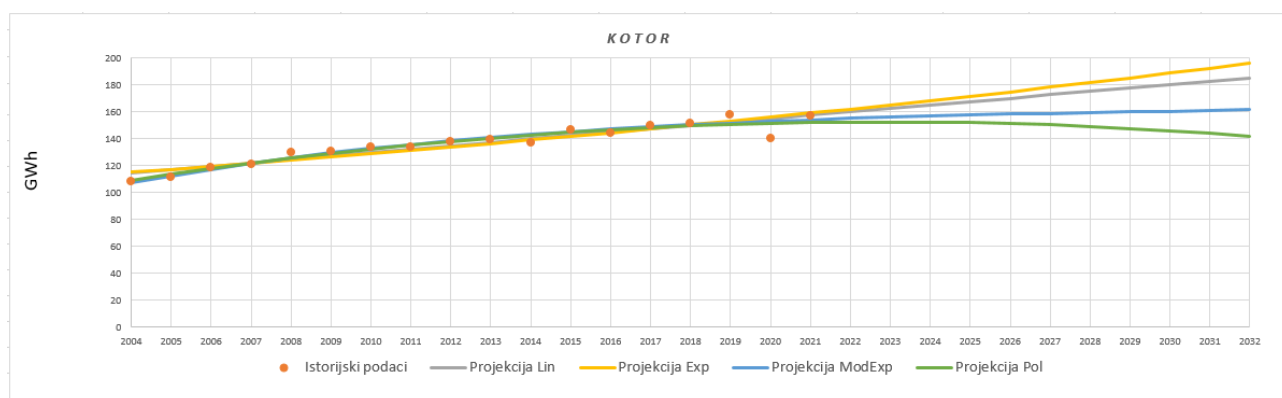


Slika 6-28. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Herceg Novi

Kao što je navedeno u odjeljku 6.1.2 za ED pogon H.Novi primijenjen je korektivni model LIN-korig, gdje se za 2021. uzima  $x_1 = 0$ ,  $y_1 = 189,19$ , za 2032.  $x_2 = 11$ ,  $y_2 = 208,06$ , što za H.Novi rezultira u izraz:

$$y_{ri} = 189,19 + 1.7157x_i; 0 \leq x_i \leq 11$$

Takođe, na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 6-29) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine u ED pogonu Kotor.

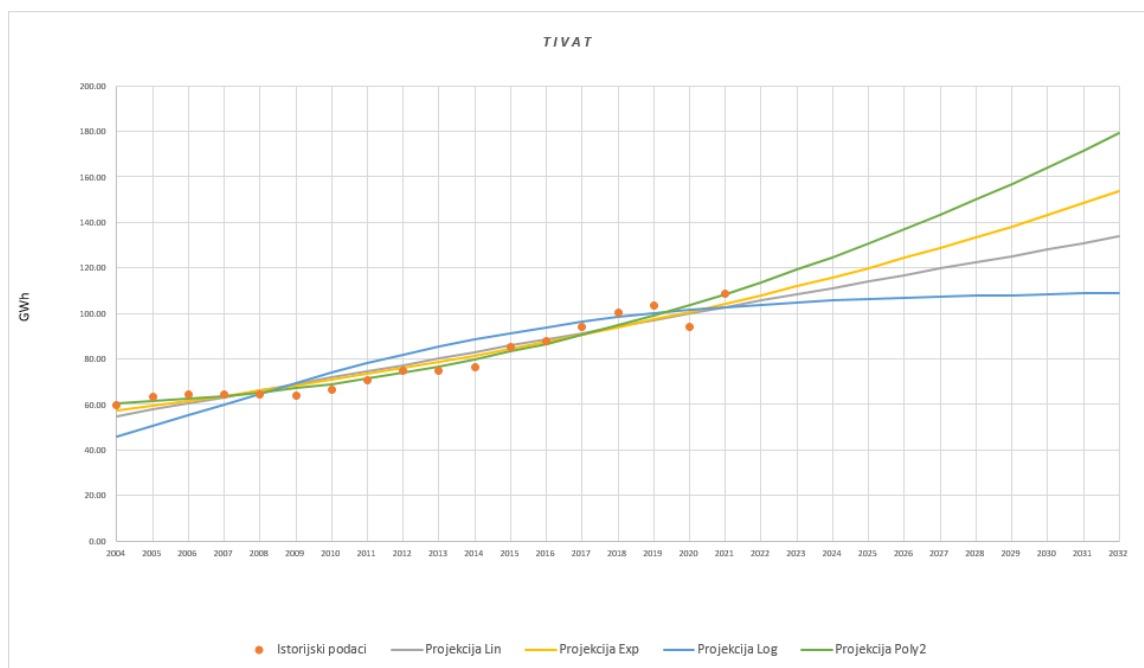


Slika 6-29. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Kotor

Kod ED pogona Kotor evidentan je spektar trendova, od kojih je samo model Pol opadajući. Imajući u vidu projekcije turističkog razvoja opštine Kotor, kao i rastući demografski trend, za prognozu ED pogona Kotor usvaja se Lin model sa godišnjom stopom rasta od 1,54%. Navedenom trendu potreba za električnom energijom, odgovara regresioni izraz:

$$y_{ri} = 111,659 + 2,529 x_i$$

Najzad, na sledećoj slici (Slika 6-30) prikazani su prognozni regresioni trendovi do 2032.godine za ED pogon Tivat.



Slika 6-30. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Tivat

Očigledno, svi trendovi prognoze za ED pogon Tivat su rastući, od kojih se zbog ekstremnog gradijenta odbacuje model Pol. Između ostala tri modela, na osnovu projekcija o intenzivnom turističkom razvoju usvojen je model Exp sa stopom rasta 3,22% i regresionim izrazom:

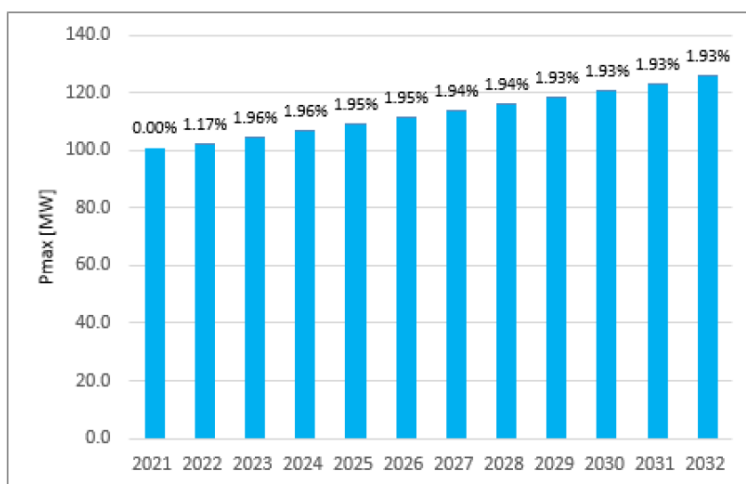
$$y_{ri} = 55,357 \cdot e^{0,0352x_i}$$

U sledećoj tabeli (Tabela 6-6) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja na opštine Regiona 5.

Tabela 6-6. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 5 za 2032. godinu

Region	Opština	ED	Model	Wed21 GWh	Wed32 GWh	$\Delta$ W21-32 GWh	Tv21 h	Ped21 MW	Ped32 MW	$\Delta$ P21-32 MW	Učeešće opštine %	Ukupno opštine MW
R5	HN	HN	Lin-korig	189.19	208.06	18.87	4242	44.60	49.05	4.45	100	49.05
	KO	KO	Lin	156.36	185.01	28.65	4246	36.82	43.57	6.75	100	43.57
	TV	TV	Exp	108.55	153.65	45.10	4010	27.07	38.32	11.25	100	38.32

Na sljedećoj slici (Slika 6-31) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 5 za period 2022 – 2032. godina.

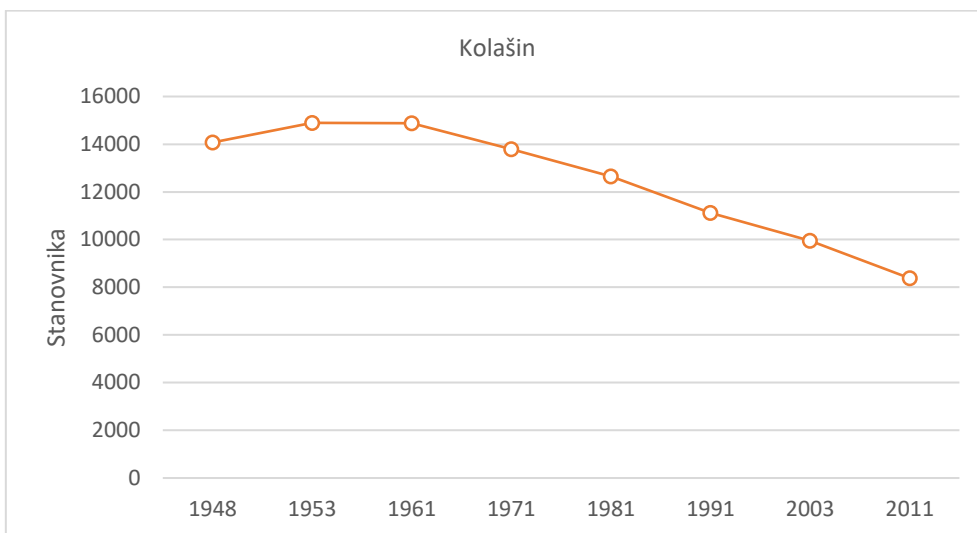


Slika 6-31. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 5 za period 2022 – 2032. godina.

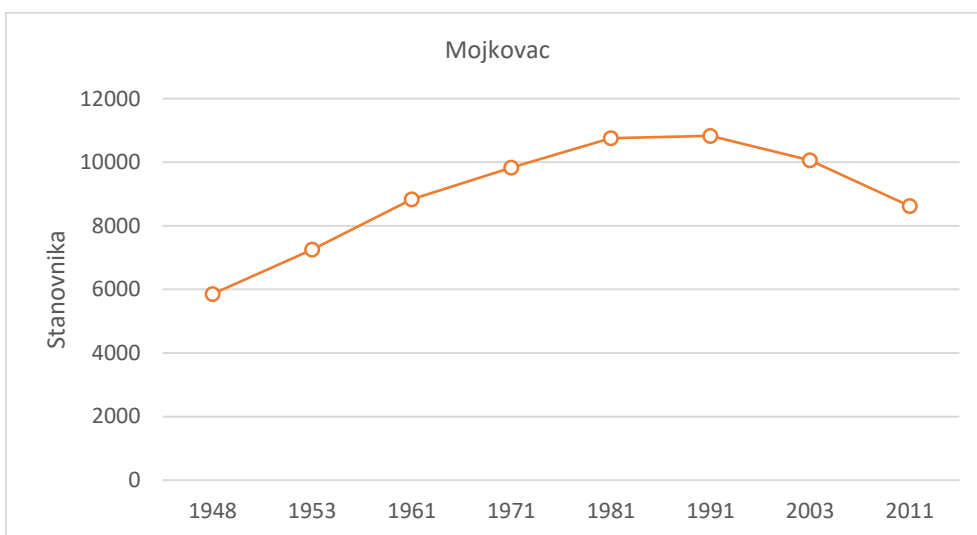
Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 5 pripada kategoriji regiona sa srednjim rastom potreba za električnom energijom i opterećenjem po prosječnoj stopi 1,87% i indeksom rasta 2032/2021 od 1,25. Ovo će imati za posljedicu povećane zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu od oko 22 MW.

#### 6.2.6. REGION 6

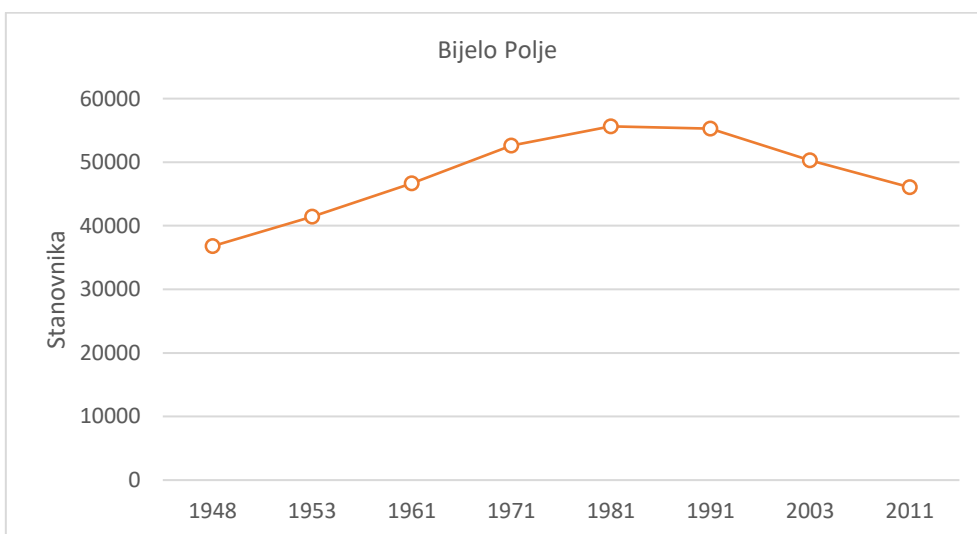
Region 6 obuhvata ED Kolašin, ED Mojkovac i ED Bijelo Polje. Ove ED snabdijevaju istoimene sjeveroistočne opštine. Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 6 dati su u tabelama: Tabela P.16, Tabela P.17 i Tabela P.18 u Prilogu. Slijede grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g., koji su veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma Regiona 6.



Slika 6-32. Stanovništvo opštine Kolašin po popisima 1948-2011.



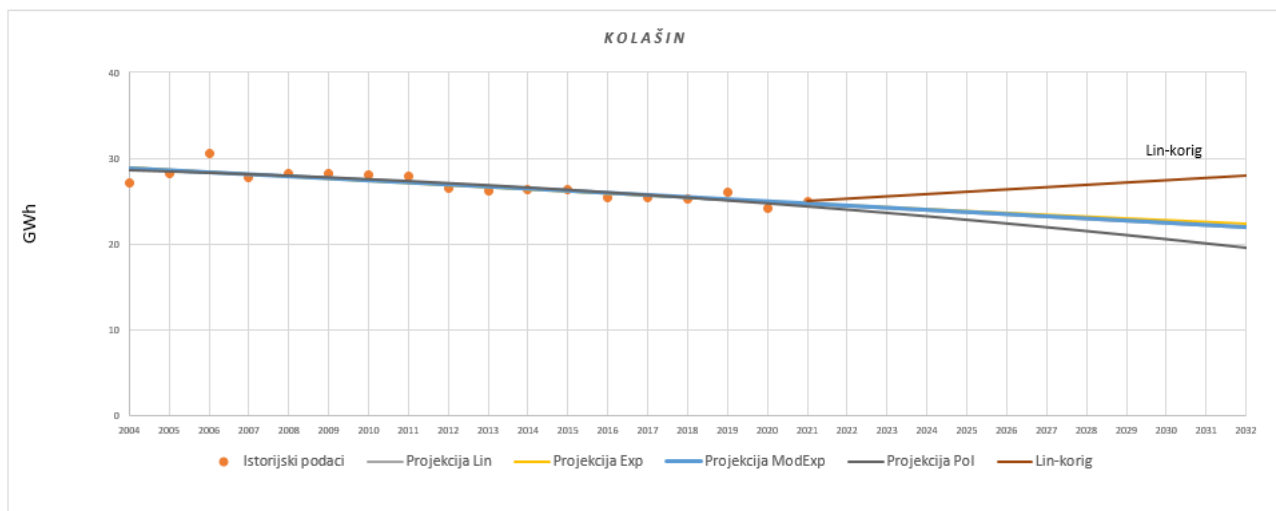
Slika 6-33. Stanovništvo opštine Mojkovac po popisima 1948-2011.



Slika 6-34. Stanovništvo opštine Bijelo Polje po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 6 pokriva površinu od 924 km<sup>2</sup>, ili 15,8% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 63 050 stanovnika, odnosno 10,2% stanovništva Crne Gore. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 222, ili 17,7% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 6 klimatski pripada umjerenokontinentalnoj na nižim i planinskoj klimi na višim predjelima.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 6-35) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do do 2032.godine u ED pogonu Kolašin.

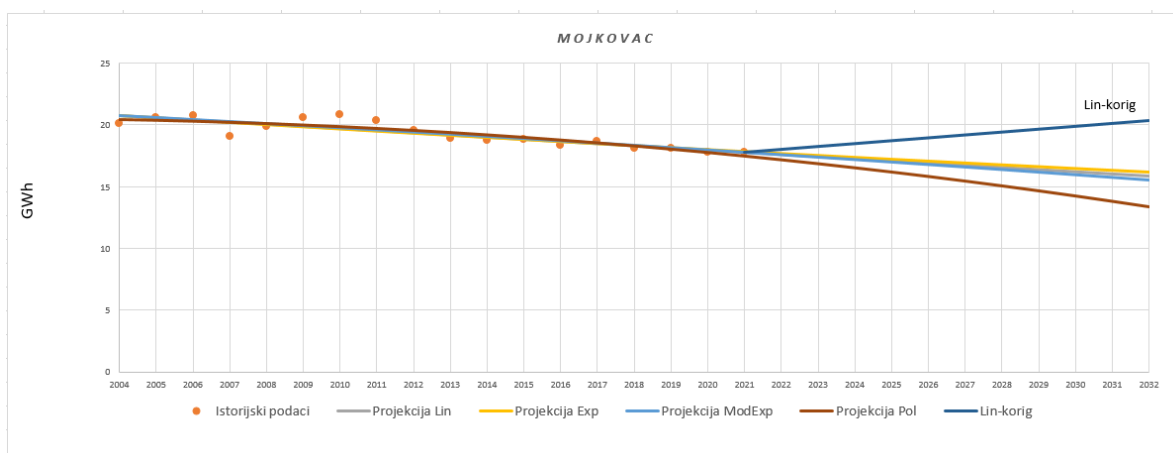


Slika 6-35. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Kolašin

Svi prognozni modeli, poput demografskih u opštini Kolašin, imaju veoma izražene negativne trendove. Iz tih razloga, kao i u slučaju ostalih konzuma sa negativnim stopama, ovdje će se primijeniti korektivni optimistički model Lin-korig kojim bi se energija i opterećenje u 2032. vratili na nivo iz 2011. godine, odnosno rast po stopi 0,94%. Uporište u primjenjenoj prognozi se može naći u planiranom razvoju opštine Kolašin kao, budućeg, regionalnog zimskog turističkog centra koji posebno dobija na značaju završetkom izgradnje autoputa Bar- Boljare. Funkcija trenda u periodu 2021 – 2032. godina data je izrazom:

$$y_{ri} = 25.01 + 0.27 x_i \quad (0 \leq x_i \leq 11)$$

Na sledećoj slici (Slika 6-36) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine u ED pogonu Mojkovac.

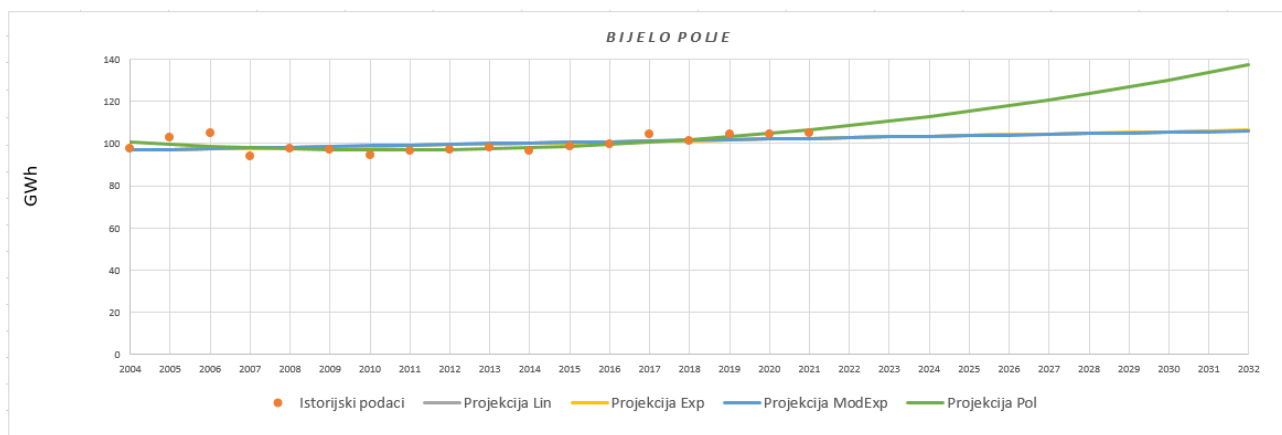


Slika 6-36. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Mojkovac

Kao i kod ED pogona Kolašin, svi ovi trendovi za ED pogon Mojkovac su negativni. Iz istih razloga i ovdje će se primijeniti korektivni optimistički model Lin-korig kojim bi se energija i opterećenje u 2032. vratili na nivo iz 2011.godine, odnosno rast po stopi 1,25%. Funkcija trenda u periodu 2021 – 2032. godine data je izrazom:

$$y_{ri} = 17,79 + 0.234x_i \quad (0 \leq x_i \leq 11)$$

Na sledećoj slici (Slika 6-37) prikazani su dijagrami prognoze preuzete energije do 2032. godine u ED pogonu Bijelo Polje.



Slika 6-37. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Bijelo Polje

Iz grafičkog prikaza je očigledno da se prema modelu Pol dobija, izrazito, rastući trend sa stopom rasta od 2,48% dok preostala tri modela imaju veoma nizak rast odnosno trend stagnacije. Analizom plansko-razvojne dokumentacije i prema demografskim trendovima pripadajućih opština procijenjeno je da je stopa rasta dobijena modelom Pol previsoka. Zbog toga se za prognozu ED pogona Bijelo Polje predlaže poluzbir vrijednosti prognoza prema modelima Pol i Lin, čemu odgovara umjerena prosječna godišnja stopa rasta od 1,37%. Odgovarajuća regresiona zavisnost data je izrazom:

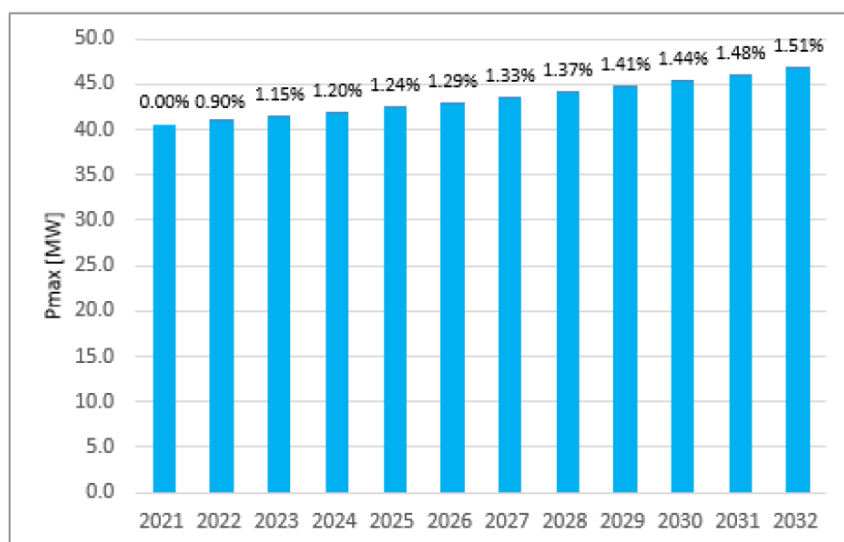
$$y_{ri} = 99,276 - 0,504 x_i + 0.044 x_i^2$$

U sledećoj tabeli (Tabela 6-7) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja na opštine Regiona 6.

Tabela 6-7. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 6 za 2032. godinu

Region	Opština	ED	Model	Wed21 GWh	Wed32 GWh	ΔW21-32 GWh	Tv21 h	Ped21 MW	Ped32 MW	ΔP21-32 MW	Učećešće opštine %	Ukupno opštine MW
R6	KL	KL	Lin-korig	25.01	27.98	2.97	3674	6.81	7.62	0.81	100	7.62
	MK	MK	Lin-korig	17.75	20.36	2.61	4781	3.71	4.26	0.55	100	4.26
	BP	BP	(Lin+Poly2)/2	104.78	121.67	16.89	3496	29.97	34.81	4.83	100	34.81

Prema gornjim regresionim izrazima za prognozu energije i vremenima  $T_v$  na sledećoj slici (Slika 6-38) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 6 za period 2022 – 2032. g.

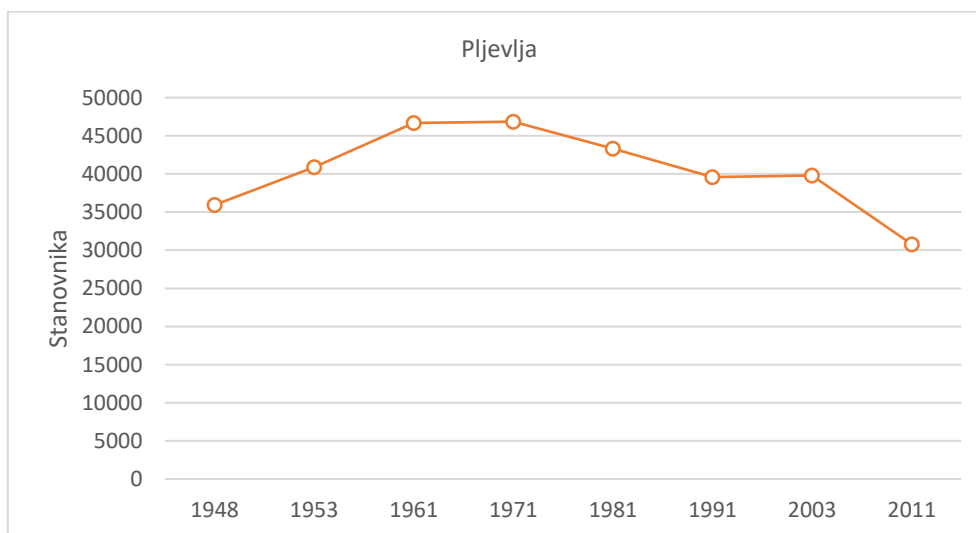


Slika 6-38. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 6 za period 2022 – 2032. godina

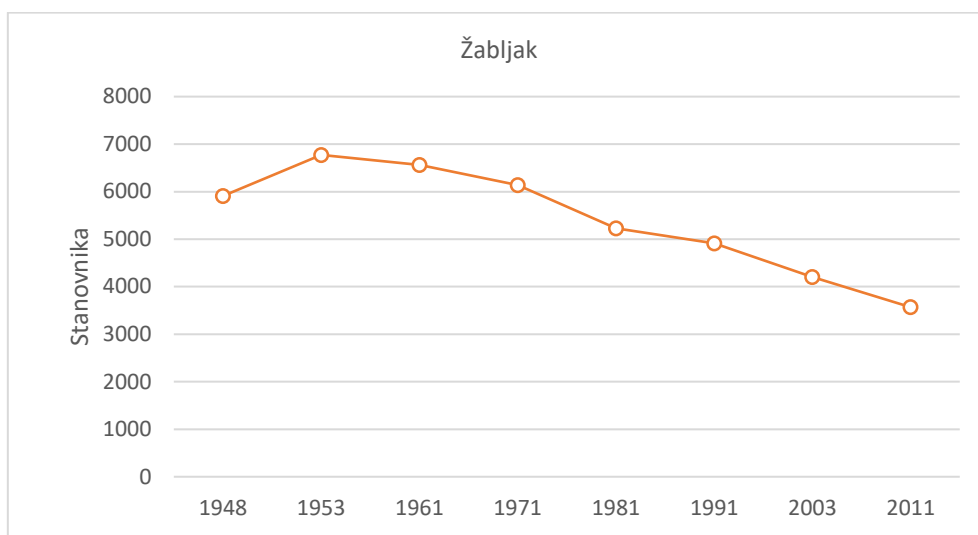
Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 6 pripada kategoriji regiona sa srednjim rastom potreba za električnom energijom i opterećenjem po stopi 1.30% i indeksom rasta 2032/2021 od 1.15. Ovo će imati za posljedicu zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu od 6,6 MW.

#### 6.2.7. REGION 7

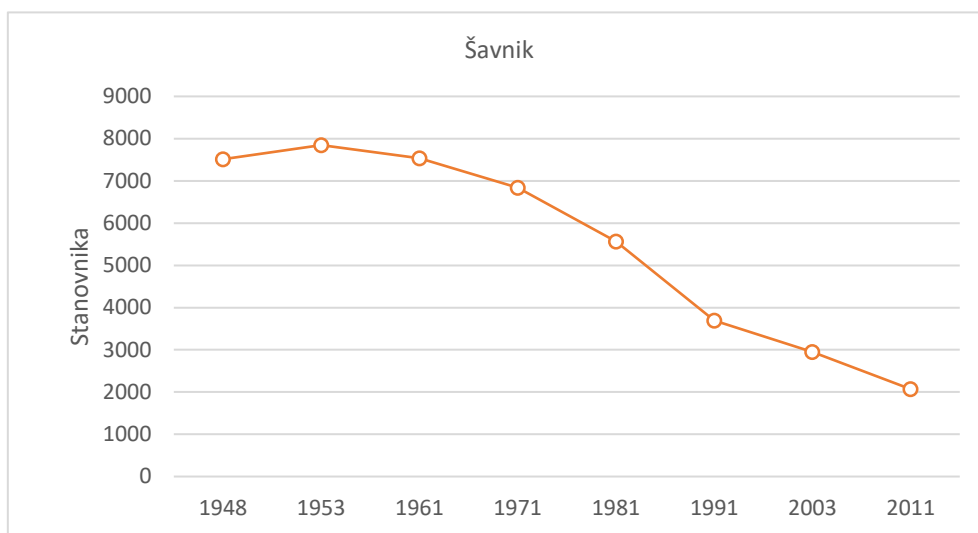
Region 7 obuhvata ED pogon Pljevlja i ED pogon Žabljak. ED pogon Pljevlja snabdijeva opštinu Pljevlja, a ED pogon Žabljak opštine Žabljak i Šavnik. Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 7 dati su u tabelama: Tabela P.19, Tabela P.20 i Tabela P.21 u Prilogu. Takođe, priloženi su i grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g. koji su, pored turizma u opštini Žabljak, veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma Regiona 7.



Slika 6-39. Stanovništvo opštine Pljevlja po popisima 1948-2011.



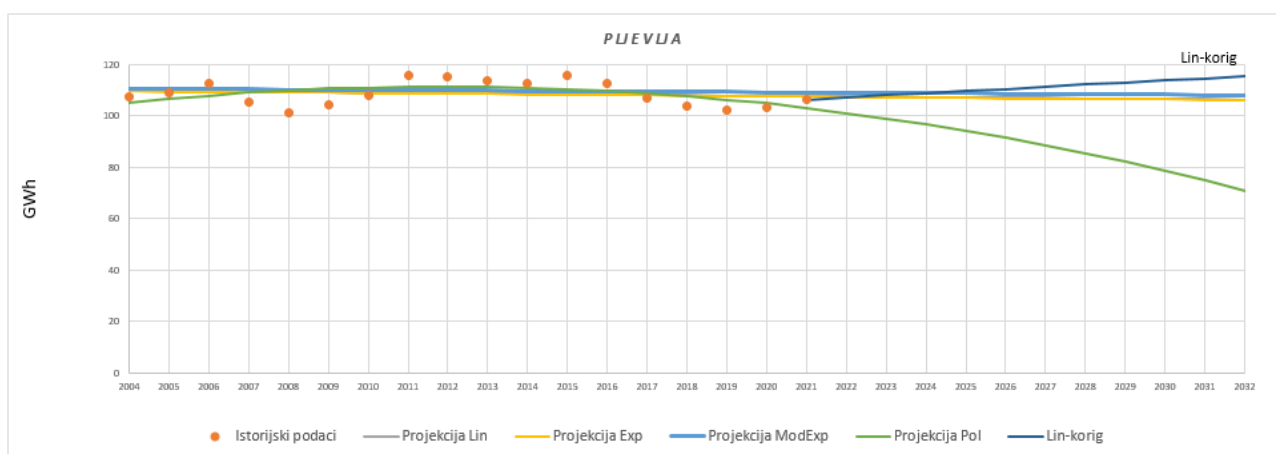
Slika 6-40. Stanovništvo opštine Žabljak po popisima 1948-2011.



Slika 6-41. Stanovništvo opštine Šavnik po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 7 pokriva površinu od 2346 km<sup>2</sup>, ili 17% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 36 432 stanovnika, odnosno 5,9% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 15,5 stanovnika/km<sup>2</sup>, što je 2,9 puta manje od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 211, ili 16,8% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 7 klimatski pripada umjereno-kontinentalnoj na nižim i planinskoj klimi na višim predjelima.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 6-42) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine u ED pogonu Pljevlja.

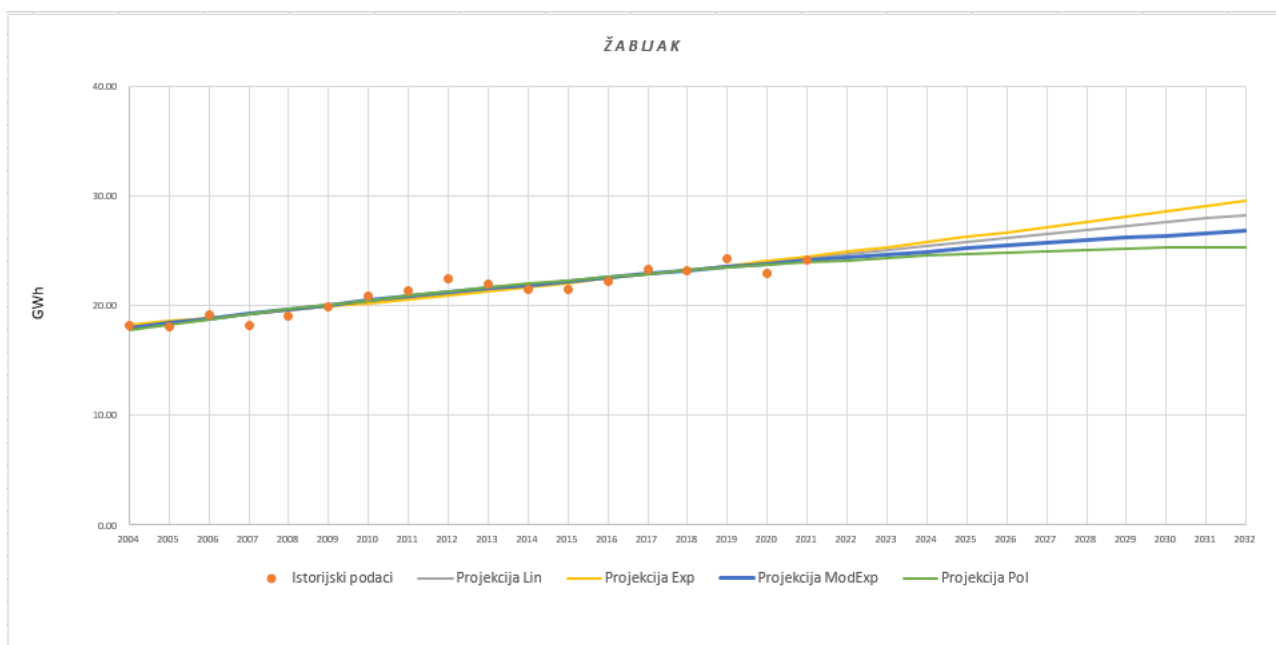


Slika 6-42. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Pljevlja

Sa prikazanih grafika očigledno je poklapanje prognoza prema modelima Lin, Exp i ModExp za koje se može reći da predviđaju praktično stagnaciju, potreba za električnom energijom i opterećenjem dok model Poli predviđa značajan pad. Imajući u vidu da prostor opštine Pljevlja raspolaže kako po kvalitetu tako i po količini izuzetno vrijednim resursima a takođe da su kao opšti strateški ciljevi i interesi uključnje opštine Pljevlja u privredne, saobraćajne i društvene tokove u Crnog Gori za ED pogon Pljevlja izabran je Lin-korig model kojim se prognozira vraćanje potrošnje na vrijednosti iz 2011.godine. Predloženim modelom godišnja stopa rasta je 0,75%. Odgovarajući regresioni izraz je:

$$y_{ri} = 106,23 + 0,83 x_i ; (0 \leq x_i \leq 11)$$

Na sledećoj slici (Slika 6-43) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine ED pogon Žabljak.



Slika 6-43. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Žabljak

U slučaju ED pogona Žabljak svi prognozni trendovi su rastući. Uprkos padajućeg demografskog trenda u pripadnim opštinama, ipak na osnovu projekcija o intezivnom razvoju planinskog turizma koji u ovim

opštinama ima dominantni uticaj, usvaja se za prognozu model Lin. Planirana prosječna godišnja stopa iznosi 1,46%, a odgovarajući regresioni izraz je:

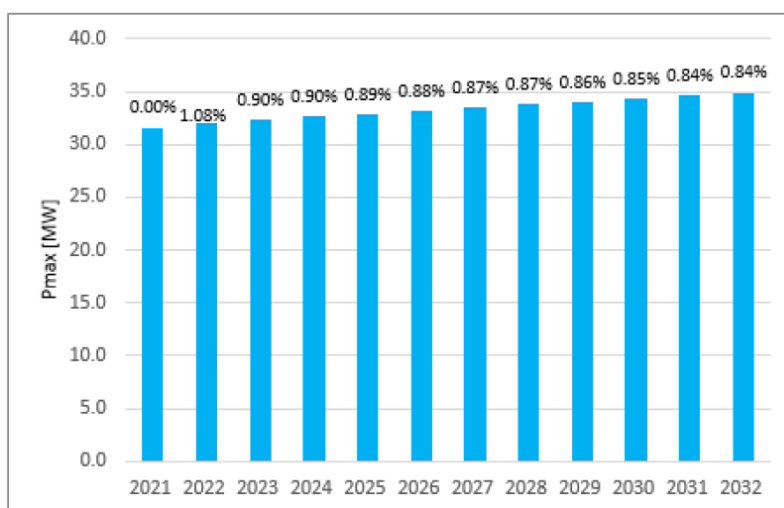
$$y_{ri} = 17,789 - 0,361x_i$$

U sledećoj tabeli (Tabela 6-8) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja na opštine Regiona 7.

Tabela 6-8. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 7 2032. godinu

Region	Opština	ED	Model	Wed21 GWh	Wed32 GWh	$\Delta$ W21-32 GWh	Tv21 h	Ped21 MW	Ped32 MW	$\Delta$ P21-32 MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R7	PV	PV	Lin-korig	106.23	115.36	9.13	4133	25.7	27.91	2.21	100	27.91
	ŽB	ŽB	Lin	24.09	28.27	4.18	4133	5.83	6.84	1.01	88	6.02
	ŠN	ŽB									12	0.82

Prema gornjim regresionim izrazima za prognozu energije i vremenima  $T_v$  na sledećoj slici (Slika 6-44) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 7 za period 2022 – 2032. godina.



Slika 6-44. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 7 za period 2022 – 2032. godina

Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 7 pripada kategoriji regiona sa niskim rastom potreba za električnom energijom i opterećenjem po stopi 0.89% i indeksom rasta 2032/2021 od 1.10. Zahtjevi za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu su oko 3 MW.

#### 6.2.8. Prognoza snage i energije sa osvrtom na 2025. i 2032. godinu

U sljedećoj tabeli (Tabela 6-9) prikazan je sumarni pregled prognoze potrošnje po tačkama priključenja na prenosni sistem (trafostanice 110/x kV), gdje su prognozirane potrebe za energijom i snagom za 2025. i 2032. godinu (poslednja godina prvog regulatornog perioda i poslednja godina na koji se plan odnosi). Za prognozu su korišćeni podaci od 2004. do 2021. godine, kao što je ranije navedeno, na osnovu kojih su proračunati prirasti snage i energije za prognozirane 2025 i 2032. godinu.

Tabela 6-9 Prognoza energije i snage po tačkama priključenja na prenosni sistem (trafostanice 110/x kV) za 2025. i 2032. godinu

Region	Priključna tačka na CGES	Wed25 GWh	Wed32 GWh	Ped25 MW	Ped32 MW
R1	TS 110/35kV Nikšić	181.60	188.95	39.71	41.32
	TS 110/35kV Vilusi	6.59	6.86	1.43	1.49
	TS 110/10kV Kličevo	55.40	57.64	12.65	13.21
	TS 110/35kV Brezna	<b>4.68</b>	<b>3.43</b>	<b>7.04</b>	<b>7.35</b>
R2	TS 220/110/35kV Podgorica 1	278.75	<b>36.73</b>	59.05	<b>6.86</b>
	TS 110/10kV Podgorica 3	226.60	<b>210.23</b>	46.61	<b>42.96</b>
	TS 110/10kV Podgorica 4	279.62	<b>157.41</b>	61.42	<b>36.08</b>
	TS 110/10kV Podgorica 5	166.44	182.70	37.19	40.66
	<b>TS 110/10kV Podgorica 6</b>		<b>131.24</b>		<b>27.27</b>
	<b>TS 110/10kV Podgorica 7</b>		<b>114.07</b>		<b>23.70</b>
	<b>TS 110/10kV Podgorica 8</b>		<b>77.01</b>		<b>16.00</b>
	TS 110/35kV Golubovci		<b>83.72</b>		<b>17.39</b>
	TS 110/10kV Tuzi		<b>51.26</b>		<b>10.65</b>
	TS 110/35kV Danilovgrad	93.32	102.44	16.31	17.83
TS 110/35kV Cetinje	82.45	88.31	19.51	20.90	
R3	TS 110/35kV Berane	131.18	139.37	24.35	25.87
	TS 110/35kV Andrijevića	8.74	9.28	6.65	7.06
R4	TS 110/35kV Budva	282.11	<b>237.18</b>	87.30	<b>70.98</b>
	TS 110/35kV Bar	218.75	<b>200.00</b>	52.04	<b>47.58</b>
	TS 110/35kV Ulcinj	105.86	<b>88.03</b>	<b>37.79</b>	<b>31.43</b>
	<b>TS 110/35kV Velika Plaža</b>		<b>29.58</b>		<b>10.56</b>
	<b>TS 110/35kV Bečići</b>		<b>56.19</b>		<b>17.39</b>
R5	TS 110/35kV Buljarica		<b>67.43</b>		<b>20.87</b>
	TS 110/35kV H.Novi	196.05	<b>131.92</b>	46.38	<b>31.10</b>
	TS 110/35kV Kotor	167.31	185.01	39.40	43.57
	TS 110/35kV Tivat	120.09	153.65	29.95	38.32
	<b>TS 110/35kV Radovići</b>	<b>17.99</b>	<b>23.01</b>	<b>4.24</b>	<b>5.42</b>
R6	TS 110/35kV Igalo		<b>76.15</b>		<b>17.95</b>
	TS 110/35kV Mojkovac	44.81	<b>20.36</b>	9.68	<b>2.83</b>
	TS 110/35kV Ribarevine	109.49	121.67	31.32	34.81
R7	<b>TS 110/35kV Drijenak</b>		<b>27.98</b>		<b>7.62</b>
	TS 110/35kV Pljevlja	<b>107.84</b>	<b>121.26</b>	<b>32.9</b>	<b>31.07</b>
	<b>TS 110/35kV Žabljak</b>	<b>27.45</b>	<b>30.14</b>	<b>6.58</b>	<b>7.24</b>

U poglavlju 7.6.1 data je Tabela 7-4 gdje je predstavljen dinamički plan realizacije investicija CEDIS potrebnih za priključenje na napojnim tačkama (TS 110/x kV) CGES.

U okviru poglavlja 2.7 Distribuirana proizvodnja dat je osvrt na postojeće stanje distribuirane proizvodnje priključene na EDS Crne Gore. U navedenom poglavlju je data tabela (Tabela 2-11) sa navedenim osnovnim tehničkim karakteristikama distribuiranih elektrana, a na slici je data ostvarena proizvodnja u periodu 2003-2021. godina (Slika 2-15).

Trenutno, u Crnoj Gori postoji značajno interesovanje za investiranje u distribuirane izvore, prvenstveno fotonaponske sisteme. Međutim, u većini slučajeva, distribuirani izvori nijesu obrađeni prostorno planskom dokumentacijom. Zbog toga će potencijalni investitori (solarne elektrane manje 5 MW), u većini slučajeva, koristiti mogućnost pokretanja postupka za izdavanje Odluke o izgradnji lokalnih objekata od opšteg interesa, a u skladu sa Zakonom o planiranju prostora i izgradnji objekata. Dodatno, nema akcionog ili dinamičkog plana za izgradnju obnovljivih izvora na nivou Crne Gore. Kako iz navedenih razloga nije moguće pretpostaviti vrijeme izgradnje distribuiranih izvora, mjesto (grad), snage, čak ni naponski nivo priključenja, uprkos velikom interesovanju investitora i činjenici da će u narednom periodu biti izgrađeni, CEDIS ne raspolaže podacima koji bi bili relevantni za kvalitetnu prognozu proizvodnje. Kako je, međutim, prognoza potrošnje električne energije obavezna sadržina plana razvoja propisana Pravilima za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja distributivnog sistema električne energije (Službeni list Crne Gore“, broj 51/21), u ovom dijelu je data okvirna procjena snage i energije iz distribuiranih izvora (Tabela 6-10), kako u poslednjoj godini prvog regulatornog perioda na koji se plan odnosi (2025. godina) tako i u poslednjoj godini perioda na koji se plan odnosi (2032. godina). Procjena je urađena na osnovu snaga i energije na nivou 2021. godine, kao i prvih šest mjeseci 2022. godine. Kako je već navedeno u poglavlju 2.7, planirana je izgradnja još tri male hidroelektrane

u narednom periodu. Procjena za navedene godine (2025. i 2032.) je osim postojećih malih elektrana, dominantno hidroelektrana, kao i tri planirane male elektrane uzela u obzir pretpostavljenu izgradnju solarnih fotonaponskih elektrana od po 15 MW snage i 15000 MWh proizvodnje na godišnjem nivou.

Tabela 6-10. Prognoza snage i energije distribuiranih izvora za 2025. i 2032. godinu

	P <sub>25</sub> (MW)	W <sub>25</sub> (MWh)	P <sub>32</sub> (MW)	W <sub>32</sub> (MWh)
35 kV	69	193306	104	228306
10 kV	28	54445	63	89445
0.4 kV	16	15847	51	50847
<b>Ukupno</b>	<b>113</b>	<b>263599</b>	<b>218</b>	<b>368599</b>

## 7. PLANIRANJE RAZVOJA EDS-A CEDIS-A

### 7.1. Svrha planiranja razvoja EDS-a

Svrha dugoročnog i srednjoročnog planiranja razvoja EDS-a je njegovo primjereno dimenzionisanje za pouzdan rad i održavanje parametara kvaliteta električne energije u skladu s normama, kao i usklađeno djelovanje ED mreže s prenosnom mrežom i priključenim postrojenjima korisnika ED mreže. Planiranjem razvoja ED mreže potrebno je osigurati zadovoljavajuću nivo kvaliteta usluge korisnika mreže pri poremećajima značajnije vjerovatnoće nastanka.

Takođe, svrha planiranja razvoja ED mreže je i omogućavanje funkcionisanja tržišta električnom energijom kroz obezbjeđenje nepristranog pristupa ED mreži prema utvrđenim uslovima.

### 7.2. Osnovna načela i smjernice razvoja mreža CEDIS-a

U ovom odjeljku definisana su osnovna načela razvoja ED mreže srednjeg i niskog napona kao i kriterijumi za određivanje potrebne dinamike ulaganja, radi održavanja pogona mreže u skladu s važećim tehničkim propisima. Pritom, bez mogućnosti detaljnih analiza mreža sekundarnog srednjeg napona i niskog napona nijesu moguće procjene efekata pojedinih ulaganja na vrijednosti pokazatelja sigurnosti napajanja i kvaliteta električne energije. Umjesto toga je korišćen pristup upoređenja stanja pojedinih dijelova ED mreže CEDIS-a sa stanjem u uređenim EDS, na bazi koje su date smjernice razvoja do 2032. g.

Procjene potrebnih ulaganja u obnovu postojeće ED mreže provedene su na temelju analize njenog stanja i klasifikacije u razrede, za koje je predviđena različita dinamika i opseg obnove.

Na ovaj način dobijene su procjene potrebnog broja novih odnosno obnovljenih objekata distributivne mreže. Glavni kriterijum određivanja pojedinačnih lokacija treba biti stvarno stanje postrojenja i kvaliteta električne energije priključenih korisnika.

Istorijski razvoj mreže CEDIS-a zasnovan je uglavnom na dva stepena transformacije 35/10 kV i 10/0,4 kV. Zasad, direktna transformacija 110/kV ostvarena je u četiri TS 110/10 kV u Podgorici i jednoj TS 110/10 kV u Nikšiću. U određenim područjima, uglavnom rijetko naseljenim, zastupljena je i transformacija 35/0,4 kV, kao i manji dio transformacija 35/6 kV za potrebe industrije (vodovodna postrojenja i rudnici).

ED mreža CEDIS-a je mreža srednjeg i niskog napona i zahvata sljedeće elemente:

- vodove 35 kV,
- TS 35/10 kV,
- TS 35/0,4 kV,
- postrojenja 10 kV u TS 110/10 kV,
- postrojenja 35 kV u TS 110/35 kV,
- vodove 10 kV,
- TS 10/0,4 kV,
- vodove niskog napona.

Pri planiranju razvoja ED mreže nužno je analizirati sva moguća rješenja kojima se zadovoljavaju tehnički i ekonomski kriterijumi planiranja. Osnovna rješenja pojačanja ED mreže srednjeg napona su:

- izgradnja novog voda,
- izgradnja nove TS za napajanje mreže srednjeg napona,

- povećavanje prenosne moći postojećih vodova ili transformatora kroz prijevremenu ili nužnu rekonstrukciju,
- prelaz dijela mreže na pogon na višem naponskom nivou,
- korišćenje posebnih uređaja (daljinski upravljive linijske sklopke ili prekidači, linijski regulatori napona i dr.),
- promjena uklopnog stanja mreže u kombinaciji s odlaganjem nekog od gore navedenih rješenja.

Osnovna rješenja pojačanja ED mreže niskog napona su:

- ugradnja nove transformatorske stanice 10/0,4 kV u postojeću mrežu niskog napona,
- povećavanje prenosne moći postojećih vodova kroz prijevremenu ili nužnu rekonstrukciju.

U Strategiji razvoja energetike Crne Gore do 2030. (SRE30) konstatuje se da razvoj ED mreže posljednjih godina nije u dovoljnoj mjeri usaglašen sa prostorno-planskim dokumentima, usljed čega EDS nije u stanju da adekvatno odgovori sve većim zahtjevima potrošnje, odnosno veoma intenzivnoj gradnji, posebno u Podgorici i primorskom dijelu Crne Gore, što nerijetko dovodi do negodovanja investitora. Pritom su i električni gubici u ED mrežama još uvijek značajno iznad prihvatljivih međunarodnih standarda. U nizu slučajeva, naročito prigradskih i ruralnih mreža, evidentiraju se nezadovoljavajući kvalitet napona i duži prekidi napajanja što, takođe, dovodi do negodovanja kupaca električne energije.

U skladu sa SRE30, razvoj ED mreže do 2030. godine, treba planirati tako da se postigne povećanje sigurnosti snabdijevanja (obezbjeđenje dvostranog napajanja, posebno u najznačajnijim tačkama ED mreže) i smanjenja gubitaka (tehničkih i komercijalnih) do nivoa ispod 10%. U tom cilju potrebno je predvidjeti gradnju novih TS 110/35 kV, rekonstrukciju postojećih TS 110/35 kV, proširenje TS 35/10 kV i 110/10 kV i rekonstrukcije usmjerene na povećanje snage postojećih TS 35/10 kV. Sa porastom potreba za električnom energijom koncepcija ED mreže sa dva srednja napona (35 i 10 kV) postala je neadekvatna, naročito u urbanim područjima sa većom gustinom opterećenja. Sprovedene analize i međunarodna iskustva ukazala su na potrebu uvođenja direktne transformacije 110/10 kV, što je u Crnoj Gori započeto 80-tih godina prošlog vijeka izgradnjom prvih TS 110/10 kV u Podgorici.

U skladu sa urađenom Studijom smanjenja gubitaka snage i energije u elektrodistributivnim mrežama Crne Gore, koju je operator sistema, u skladu sa Zakonom, obezbijedio u fazi izrade Plana razvoja, naročita pažnja treba biti na aktivnostima smanjenja gubitaka sa investicionim ulaganjima. Kao najznačajnija investiciona ulaganja, a sa najvećim efektima, izdvajaju se interpolacija trafostanica 10/0,4 kV snaga 630 i 160 kVA i rekonstrukcija niskonaponske mreže. Pod rekonstrukcijom niskonaponske mreže se, u najvećoj mjeri, odnosi zamjena postojećih Al/Fe provodnika presjela 25 i 35 mm<sup>2</sup> sa SKS provodnicima presjeka 35 i 70 mm<sup>2</sup>.

Sve TS će se kod rekonstrukcija i novogradnji pripremati na daljinsko upravljanje sa ugradnjom numeričkih sistema upravljanja, zaštite i mjerenja. ED mreža će u budućnosti preći na daljinsko upravljanje iz modernog kontrolnog centra koji je predviđen SRE30.

Međutim, u praksi se nerijetko javljaju problemi obezbjeđivanja standardnih uslova za realizaciju investicionih projekata: nekompletna projektna dokumentacija, nedostatak građevinskih dozvola ili kašnjenja po tom pitanju, problem u neadekvatnoj i nedovoljnoj kadrovskoj popunjenosti i obimni planovi (usljed povećane dinamike izgradnje objekata). Brojni problemi se odnose na imovinska prava, što ima negativan uticaj na projekte rekonstrukcije, razvoja i gradnje EDS-a.

Zbog globalnih strukturalnih promjena u privredi, sektoru energetike i zahtjevima kupaca elektrodistribuciju generalno, a time i CEDIS, čekaju sasvim novi izazovi. Od načina i dinamike kojima će CEDIS rješavati nove izazove, bitno će zavisi i razvoj nacionalne ekonomije. Zbog je potrebno da se, uz dosadašnje ciljeve, u razvoj CEDIS-a uvedu i nove elementi koji će:

- stvoriti uslove za intenzivnije uvođenje distribuiranih postrojenja OIE u ED mrežu,
- podržati razvoj novih proizvoda na tržištu električne energije sa pametnim sistemima mjerenja,
- stvoriti uslove za uvođenje DSM sa modernim sistemima komunikacija i pametnog lokalnog i daljinskog upravljanja,
- podržati izgradnju infrastrukture za uvođenje mjesta za punjenje baterija električnih vozila u drumskom saobraćaju.

### 7.3. Kriterijumi za zamjenu i obnovu elemenata ED mreže

Planove razvoja i izgradnje, kao i planove zamjena i rekonstrukcija ED mreže treba međusobno usklađivati, kako bi se odredilo najpovoljnije rješenje razvoja mreže. Na primjer, povećanje prenosne moći postojećeg voda kroz zamjene i rekonstrukcije može otkloniti potrebu za izgradnjom novog voda.

Preporučeni uslovi za obnovu elemenata mreže zbog starosti prikazani su u sledećoj tabeli (Tabela 7-1). Navedene vrijednosti odnose se na uobičajene uslove eksploatacije, a ne uključuju izražene nepovoljne faktore poput agresivne sredine na izolaciju opreme, polaganja kablova u more i sl.

Tabela 7-1. Preporučeni uslovi za obnovu elemenata mreže zbog starosti

Element mreže	Starost (godina)	Napomena
Električni dio nadzemnih vodova 35 kV i 10 kV	> 35 (40)	zavisno od izvedbe
Drveni stubovi nadzemnih vodova	> 40	
Ostali stubovi nadzemnih vodova	> 50	zavisno od izvedbe
Kablovi 35 kV i 10 kV	> 40 (50)	zavisno od izvedbe
Razvodna postrojenja u TS 35/10	> 30	
Transformator 110/SN ili 35/10 kV	> 40	

Plan obnove kandidovanih elemenata ED mreže određuje se vrednovanjem:

- stvarnog stanja elementa ili komponente elementa mreže,
- uloge koju posmatrani element ili komponenta elementa ima u EDS-u
- očekivanih troškova koje posmatrani element ili komponenta elementa izaziva u sistemu.

Elementi ED mreže za koje se pojedinačno analiziraju potrebe zamjene i obnove su:

- vodovi 35 kV,
- TS 35/10 kV

Za TS 10/0,4 kV i mrežu niskog napona pretpostavlja se redovna obnova koja ima zanemarivi uticaj na planiranje SN distributivne mreže.

Navedeni elementi mreže se definišu kao kandidati za kratkoročni i srednjoročni plan zamjena i obnova ED mreže ako zadovoljavaju jedan ili više od sljedećih uslova:

- Prosječna neraspoloživost radi planiranih i prisilnih zastoja u posljednjem petogodišnjem razdoblju veća od ukupne prosječne neraspoloživosti istovjetnih elemenata mreže u posmatranom razdoblju,
- Prosječni broj kvarova u posljednjem petogodišnjem razdoblju veći od ukupnog prosječnog broja kvarova istovjetnih elemenata mreže u posmatranom razdoblju,
- starost u posmatranom razdoblju jednaka očekivanom životnom vijeku iz Tabele 4.1,
- ne zadovoljava postavljene tehničke zahtjeve,
- knjigovodstveno otpisan (amortizovan).

Pod tehničkim kriterijumima zamjene i obnove elemenata i komponenti elemenata ED mreže podrazumijevaju se razlozi tehničke prirode radi kojih je bezuslovno potrebna zamjena ili obnova, odnosno demontaža ako element ili komponenta elementa više nijesu bitni za funkcionisanje distribucije električne energije. Tu spadaju:

- tehnička neispravnost elementa ili komponente elementa,
- tehnička greška elementa ili komponente elementa mreže takva da je ekonomski neisplativo tu grešku otkloniti,
- nezadovoljavajuće karakteristike elementa ili komponente elementa mreže s obzirom na očekivane pogonske uslove u planskom razdoblju (opterećenja, kratki spoj),
- nezadovoljavanje postojećih i budućih tehničkih propisa koje element mreže mora zadovoljavati,
- nedostatak osoblja obučenog za održavanje pojedinih vrsta starih komponenata elemenata mreže,
- nedostatak rezervnih djelova nužnih za normalan pogon elementa ili komponente elementa mreže.

Radi terminološke jasnoće, slijedi bliža definicija svojstava mrežnih elemenata koja ih kandiduju za zamjenu.

Pod *tehnički neispravnim* elementima ili komponentama elemenata ED mreže podrazumijevaju se oni koji su trajno u stanju zastoja radi kvara, kao i oni koji su u pogonu, ali predstavljaju opasnost ili rizik za ljude ili imovinu i ispravno funkcionisanje ostalih elemenata i komponenata mreže.

Pod *tehničkom greškom* elementa ili komponente elementa distributivne mreže podrazumijevaju se posljedice događaja koji posmatrani element stavlja u stanje privremene ili trajne neispravnosti.

Pod *nezadovoljavajućim karakteristikama* elementa ili komponente elementa distributivne mreže podrazumijevaju se one koje dovode do narušavanja tehničkih kriterijuma pouzdanosti i stalnosti napajanja korisnika distributivne mreže. Zadovoljenje karakteristika elemenata ili komponenti elemenata mreže ocjenjuje se s obzirom na planiranu konfiguraciju distributivne mreže u posmatranom budućem razdoblju.

Elementi i komponente elemenata ED mreže koji ispunjavaju jedan od gore postavljenih tehničkih kriterijuma automatski, ili ulaze u kratkoročni plan zamjena i rekonstrukcija ED mreže, ili treba planirati njihovu demontažu i odlaganje (skladištenje). Ako je potrebna zamjena ili rekonstrukcija elementa distributivne mreže, treba analizirati mogućnost izgradnje nekog novog elementa, ili drugačijeg tehnološkog rješenja istog problema. Odabira se rješenje koje zadovoljava ekonomski kriterijum, odnosno kod kojeg su manji ukupni aktuelizovani troškovi izgradnje i pogona.

Pritom se ekonomski kriterijumi zamjena i rekonstrukcija ED mreže primjenjuju samo na one elemente i komponente elemenata mreže čiji su investicioni troškovi veći od 100 000 €. Dodatno nužno pojednostavnjenje je da se svi gore navedeni kriterijumi zamjene i obnove ne primjenjuju na sekundarnu mrežu srednjeg i niskog napona, koje se posmatraju globalno, prema smjernicama definisanim u sljedećem odjeljku.

Osim elemenata primarne ED mreže srednjeg napona, koji se posmatraju pojedinačno na upravo opisani način, planirana je i obnova sekundarne ED mreže srednjeg napona i mreže niskog napona. Osnovni pristup je prepoznavanje kategorija elemenata mreže za koje je potrebna obnova, kao i pridružena vremenska dinamika obnove.

#### 7.4. Primijenjeni kriterijumi i smjernice za obnovu i izgradnju ED mreže

U nastavku su dati kriterijumi i vrijednosti pojedinih parametara, kao i smjernice razvoja ED mreže po svim elementima i planskim stavkama. Radi jasnoće, ovdje se daju terminološka značenja izgradnje, rekonstrukcije i obnove elemenata ED mreže.

Pod izgradnjom se podrazumijevaju novi vodovi i TS, a pod rekonstrukcijom postojećih vodova i TS povećanje projektovane snage. Na primjer, kod TS 35/10 kV najčešće povećanje je s 2×4 MVA na 2×8 MVA, pri čemu se troškovi uglavnom svode na kupovinu transformatora veće snage, a nije predviđena zamjena opreme u postrojenjima. Za razliku od rekonstrukcije, obnova obuhvata zamjenu primarne i sekundarne opreme u postrojenjima (odnosno zamjenu čitavih postrojenja savremenim razvodnim blokovima), bez zamjene transformatora.

##### a) Obnova i izgradnja 35 kV vodova

SRE30 je za razvoj distributivne djelatnosti predvidjela zadržavanje postojeće strukture, tj. uvođenje direktne transformacije 110/10 kV u većim gradskim konzumima i zadržavanje dvostepene transformacije (35 i 10 kV) na srednjem naponu.

Obnova postojećih vodova 35 kV planirana je prema sljedećim smjernicama:

- na područjima na kojima postoji dugoročna perspektiva nadzemne mreže 35 kV; najčešće ne u većim gradovima;
- zamjena provodnika, izolatora i pripadajućeg pribora na nadzemnim vodovima velikog presjeka (Al/Fe 95 mm<sup>2</sup> i većeg), građenih (ili zadnji put obnovljenih) prije 1975. g.;
- zamjena provodnika, izolatora i pripadajućeg pribora na nadzemnim vodovima malog presjeka (manjeg od Al/Fe 95 mm<sup>2</sup>), na područjima gdje je planirano da mreža 35 kV ostane u pogonu;
- za svaki nadzemni vod odrediti petogodište u kojem treba izvršiti obnovu, a ako to nije moguće, planirati linearnu dinamiku korišćenja sredstava do 2032. g.,
- postupna zamjena do 2032. g. 2/3 kablova 35 kV s PVC i PE izolacijom (tipovi EHP, PHP i slični), UPET kablovima (XHE Al 240 mm<sup>2</sup>, ili većih presjeka).

##### b) Obnova transformacije 35/10 kV

Osnovni problem ranijih postrojenja 35 kV i 10 kV je tehnološka zastarjelost i problemi s rezervnim djelovima. S obzirom na zastupljenost i starost ugrađene opreme, najveći problem predstavljaju sljedeće komponente: malolujni prekidači, elektromehanička zaštita, sistemi jednosmjernog razvoda, sistemi za kompenzaciju reaktivne snage, kao i nedostatak sistema za uzemljenje neutralne tačke. Predlaže se obnova postrojenja 35 kV i 10 kV s ugrađenom zastarjelom tehnologijom prema sljedećim smjernicama:

- kandidati za obnovu su transformatorske stanice za koje se očekuje da će u pogonu biti barem do 2032. g., a izgrađene su (ili zadnji puta obnovljene) prije 1990. godine,
- kandidati za obnovu su raspoređeni u tri kategorije: gradske, vangradske i pojednostavljene,
- obnovom se ugrađuju sljedeće komponente: savremeni razvodni blokovi s integrisanom numeričkom zaštitom za postrojenje 35 kV i 10 kV, postrojenja za uzemljenje neutralne tačke 10 kV, kondenzatorske baterije, sistem jednosmjernog napajanja i lokalni sistem za priključak na distributivni dispečerski centar,
- za svaki objekt odrediti petogodište u kojem treba izvršiti obnovu, a ako to nije moguće, planirati linearnu dinamiku korišćenja sredstava do 2032. g.

c) Obnova i izgradnja 10 kV vodova

Izgradnja novih vodova 10 kV planirana je za priključak TS 110/10 kV i 35/10 kV, kao i 10/0,4 kV prilikom ugradnje u mrežu niskog napona, uz sljedeće smjernice:

- novi nadzemni ili kablovski vodovi za priključak TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV; dužine se procjenjuju za svaku TS pojedinačno, a mogu biti do 20 km za vangradske stanice do 5 km za gradske stanice;
- novi nadzemni ili kablovski vodovi za priključak TS 10/0,4 kV; pretpostavljena je prosječna dužina priključnog kabla od 600 m po KTS, kao i priključnog nadzemnog voda od 400 m po STS;
- dinamika izgradnje vodova vezana je uz dinamiku izgradnje TS,
- vodove 10 kV treba nastojati graditi na betonskim, a ne na znatno skupljim čelično-rešetkastim stubovima,
- novi magistralni nadzemni vodovi 10 kV trebaju imati presjek provodnika najmanje Al/Fe 3×95 mm<sup>2</sup>,
- presjeci jednožilnih aluminijskih kablova ne smiju biti manji od 150 mm<sup>2</sup>, a kablovi pomoću kojih se iznosi snaga iz TS 110/10 kV u centre konzuma (rasklopišta 10 kV sa ili bez transformacije) ne manji od 185 mm<sup>2</sup>,
- u visoko urbanizovanim područjima, kao i u slučaju nepovoljnih uslova za nadzemne vodove u prostoru, prednost treba dati kablovima.

Detaljni podaci o strukturi presjeka provodnika u nadzemnoj mreži često nijesu dovoljno precizni, ali se u pogledu potrebe, opsega i dinamike obnove mogu podijeliti u dvije grupe: vodovi 10 kV s provodnicima presjeka 35 mm<sup>2</sup> i manjih i vodovi 10 kV velikog presjeka (95 mm<sup>2</sup> i većeg) na čelično-rešetkastim stubovima.

Nadzemni vodovi s provodnicima presjeka 35 mm<sup>2</sup> i manjih su skupina vodova, koju karakteriše izrazita dotrajalost i loše energetske osobine (veliki padovi napona s porastom opterećenja). Planirana je zamjena magistralnih dionica vodovima većeg presjeka. Nije planirana značajnija zamjena otcjepa, jer su na njima prisutna bitno manja opterećenja, već je pretpostavljeno da će se problem njihove dotrajalosti rješavati kroz održavanje. Prilikom planiranja obnove potrebno se pridržavati sljedećih smjernica:

- udio otcjepa u ukupnoj dužini mreže 10 kV je 25%; pretpostavljeno je da su otcjepi izvedeni upravo od provodnika malog presjeka, pa za tu dužinu treba smanjiti plan obnove kako bi se obuhvatile samo magistralne dionice;
- na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2032. g. potrebno obnoviti 2/3 magistralnih dionica malog presjeka (35 mm<sup>2</sup> i manjih), naročito onih koje su građene prije 1970. g.;
- 70% navedenih vodova zamijeniti novim dionicama presjeka Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> (obično na betonskim stupovima), a od preostalih 30% po 15 % nadzemnim vodovima velikog presjeka (Al/Fe 95 mm<sup>2</sup>), odnosno kablovima;
- obnova nadzemnih vodova velikog presjeka (95 mm<sup>2</sup> i većeg) na čelično-rešetkastim stubovima je planirana prema sljedećim smjericama:
- zamjena provodnika, izolatora i pripadajućeg pribora, ali ne i stubova;
- na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2032. godine potrebno obnoviti 50% vodova tog tipa;
- u nedostatku tačnijih procjena predvidjeti linearnu dinamiku zamjene tokom cijelog posmatranog razdoblja.

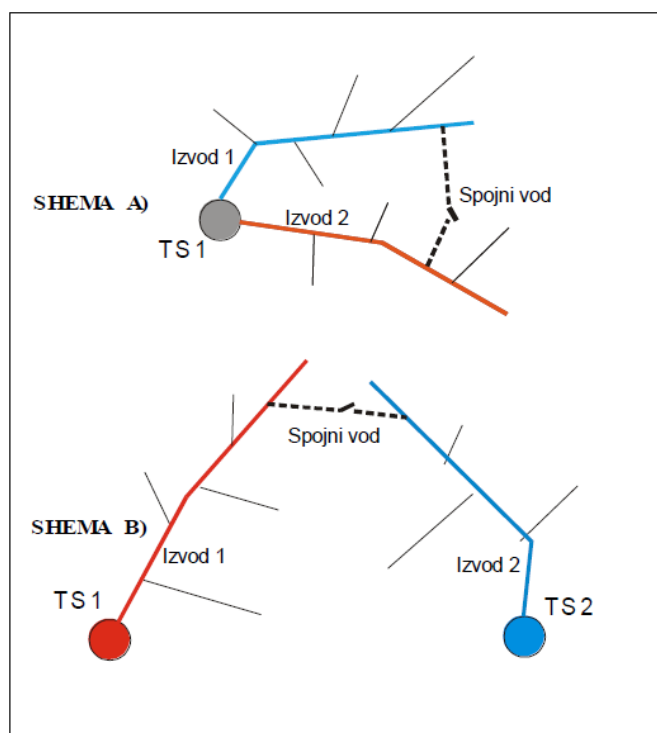
S obzirom na potrebe zamjene, kablovi 10 kV se u načelu mogu podijeliti u dvije grupe. Oni s papirnom izolacijom (IPZO 13, IPO 13) pokazali su se u svjetskoj praksi vrlo pouzdanim, s dugačkim životnim vijekom. Zato za sada nije predviđena njihova masovna zamjena. Kablovi s izolacijom od plastičnih masa (osim

umreženog polietilena) imaju znatno veću učestalost kvarova te je predviđena njihova postupna zamjena (u pogodnim situacijama, npr. prilikom rekonstrukcija ulica) s izolacijom od umreženog polietilena. Dakle, osnovne smjernice obnove kablovske mreže 10 kV su:

- zamjena kablova s izolacijom od plastičnih masa (osim umreženog polietilena),
- koristiti tipske kablove, na primjer XHE Al 185 mm<sup>2</sup>,
- u nedostatku tačnijih procjena, planirati linearnu dinamiku do 2009. godine.

Iskustvo u planiranju ED mreže na nivou 10 kV pokazuje da su ponekad nužna dodatna ulaganja, koja nijesu uslovljena odgovarajućim gore navedenim kriterijumima. Tu spadaju sljedeći slučajevi izgradnje gradske kablovske mreže 10 kV (Slika 7-1) u cilju povećanja sigurnosti napajanja u reonu TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV (šema A), ili rezervnog povezivanja međupoveznim vodom dvije TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV (šema B) u cilju boljeg iskorišćenja transformacije. Time se:

- odlaže se potreba izgradnje nove TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV;
- planom razvoja ED mreže na konkretnom prostoru može biti procijenjena potrebna dužina takve povezne 10 kV mreže;
- troškovi se uvrštavaju u plan izgradnje kablovske mreže 10 kV.



Slika 7-1. Dvije šeme spojnih vodova u 10 kV mreži TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV

Temeljne smjernice za strukturiranje mreže 10 kV su:

- Jednostavna struktura posebno je značajna u gradskim 10 kV kablovskim mrežama koje se po pravilu svode na povezne mreže između transformatorskih stanica 110/10 kV ili 35/10 kV, odnosno prstenaste iz pojedinih TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV na rubnim prigradskim područjima (Slika 7-1). Izgradnja kablovskih SN mreža jednostavne strukture značajna je za automatizaciju mreže u narednom razdoblju.

- Povezna kablovska mreža 10 kV omogućava vrlo visoko opterećenje gradskih TS 35/10 kV ili TS 110/10 kV, uz zadržavanje (N-1) kriterijuma za slučaj neraspoloživosti pojedinih transformatora ili, čak, čitavih TS.
- U nadzemnoj mreži često je moguće između bliskih izvoda ili otcjepa 10 kV, izgradnjom relativno kratkih spojnih vodova, značajno povećavati pouzdanost napajanja korisnika mreže.

d) Obnova i izgradnja transformacije 10/0,4 kV

Početa ideja analize mreže niskog napona i s njom povezane transformacije 10/0,4 kV je bila usmjerena na stvarno mjerljiv direktan kriterijum vrijednosti napona na priključku korisnika distributivne mreže. No, u nedostatku podataka o naponima, a zatim i podataka o dužinama pojedinih izvoda niskog napona, preostao je relativno grubi kriterij prosječne dužine mreže niskog napona po transformatorskoj stanici SN/NN. Pritom, čak, ni ti podaci nijesu bili u potpunosti dostupni.

Osim toga, bez mogućnosti detaljnih analiza mreža niskog napona nisu moguće procjene efekata pojedinih ulaganja na vrijednosti pokazatelja kvaliteta električne energije. Umjesto toga je korišćen pristup upoređenja stanja u Crnoj Gori sa stanjem u uređenim sistemima distribucije električne energije, na temelju čega su date smjernice i ciljevi razvoja do 2032. godine. Referentni cilj kojem operatori distributivne mreže trebaju težiti u pogledu broja, odnosno izgradnje novih transformatorskih stanica 10/0,4 kV i mreže niskog napona su vrijednosti karakterističnih indikatora EDF-a i HEP-a. Osnovna pretpostavka je da je Francuska mreža dobro izgrađena i prema tome primjer koji treba slijediti, a za upoređenje su radi pouzdanosti i dostupnosti potrebnih podataka odabrana sljedeća dva kriterijuma:

- odnos opterećenja na niskom naponu i ugrađene snage transformacije u transformaciji 10/0,4 kV (iskorišćenje transformacije 10/0,4 kV) i
- dužina mreže niskog napona po TS 10/0,4 kV.
- Prilikom analize potrebno je koristiti sljedeće pretpostavke:
- prosječna nazivna snaga transformatora u novim STS je 70 kVA, a u novim KTS 450 kVA; nove trafostanice u ruralnim područjima će se graditi s transformatorima manje nazivne snage (50 MVA, ili čak manje), a u većim gradovima će se ugrađivati transformatori velike snage;
- dužina mreže niskog napona se skraćuje interpolacijom novih TS 10/0,4 kV, jer se dio mreže može demontirati; pretpostavljeno je skraćivanje po novoj STS proporcionalno dužini mreže po TS i broju novih STS

Do 2032. godine potrebno je obnoviti veliki dio transformacije 10/0,4 kV. U slučaju STS je ponekad potrebno obnoviti i građevinski dio (stub), dok je u KTS predviđena samo zamjena klasičnih SN postrojenja sa RMU, jer je pretpostavljeno da je oprema u relativno boljem stanju, budući da se nalazi u zatvorenom prostoru. Obnova TS 10/0,4 kV temelji se na sljedećim smjernicama:

- definisanje kategorija TS u pogledu potrebe, sadržaja i dinamike obnove,
- STS na drvenim stubovima i TS tipa „kula“: na temelju očekivanog životnog vijeka, razdoblja izgradnje ovih tipova objekata i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2032. g. potrebno sve objekte zamijeniti novim STS (ili obnoviti u visini cijene nove STS), naročito za STS građene prije 1975. g.
- STS na betonskim i čelično rešetkastim stubovima: na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2032. godine potrebno na 2/3 objekata izvršiti zamjenu opreme, ali ne i stubova,
- KTS bez RMU (u slučaju nedostatka tačnijih podataka uzeti procjenu da se radi o 80% ukupnog broja KTS): na temelju očekivanog životnog vijeka, razdoblja izgradnje ovih tipova objekata i

dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2032. godine potrebno u svim objektima izvršiti zamjenu klasičnog SN postrojenja savremenim razvodnim blokom.

Kvarovi na transformatorima 10/0,4 kV u nadzemnim mrežama su značajni uzrok prekida napajanja potrošača. Važna činjenica je takođe i novi napon 400/230 V, koji je standardan u EU i čija primjena, naročito u nadzemnim mrežama, gdje se češće javljaju problemi s padom napona, zahtijeva zamjenu transformatora. Uopšteno gledano, transformatori 10/0,4 kV su stariji i stoga je manje vjerovatno da bi mogli održavati nivo napona 400/230V. U skladu s tim, planirana je njihova zamjena, najprije u vangradskim nadzemnim mrežama, a zatim u gradskim mrežama. Budući da se obnova transformatora planira u toku dužeg perioda, pretpostavlja se da će se provoditi racionalno, vodeći računa o stvarnom stanju pojedinih transformatora, stanju napona duž 10 kV izvoda. Zaključno, vrijede sljedeće smjernice zamjene transformatora 10/0,4 kV:

- preporučuje se ugradnja transformatora sa smanjenim gubicima, nakon određivanja njihovih optimalnih parametara;
- zamjena transformatora 10/0,4 kV male snage (manje od 400 kVA) do 2032. g., pri čemu je pretpostavljeno da su to transformatori većinom u nadzemnim vangradskim mrežama;
- na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2032. godine potrebna zamjena 1/3 transformatora 10/0,4 kV velike snage (400 kVA i veće).

e) Smjernice za obnovu vodova niskog napona

Ulaganja u mrežu niskog napona uslovljena su visokim padovima napona (posebno kod velikih dužina izvoda), linijskom raspodjelom opterećenja duž vodova i dotrajalošću opreme.

Rješenje tog problema je interpolacija novih TS 10/0,4 kV u postojeću mrežu niskog napona. Pretpostavlja se da će se na taj način ukupno gledano mreža niskog napona skratiti zbog demontaže dijelova nadzemne mreže. Teško je tačno procijeniti koliko, ali u svakom slučaju predložena koncepcija pretpostavlja značajnije povećanje mreže 10 kV i broja TS 10/0,4 kV upravo s ciljem da se dođe što bliže potrošaču s 10 kV naponskim nivoom. U skladu s tim je pretpostavljeno da nema značajnije izgradnje novih vodova niskog napona, osim priključaka.

U postojećoj nadzemnoj mreži niskog napona prisutni su sljedeći problemi: dotrajalost većeg dijela mreže na drvenim stubovima, dominantni udio provodnika s presjekom Al/Fe 35 mm<sup>2</sup> i manjim, kao i veliki padovi napona. Stoga će biti ipak biti neophodno obnoviti dio postojeće niskonaponske mreže. To se u prvom redu odnosi na vodove s provodnicima malih presjeka, koji će većinom biti zamijenjeni vodovima s SKS-om presjeka 70 mm<sup>2</sup>. No, taj će proces teći postupno i vrlo dugotrajno, jer se radi o velikim troškovima. Nije realno pretpostaviti zamjenu svih dotrajalih vodova novima, jer bi to radi velike dužine mreže rezultiralo neprihvatljivo velikim troškovima. Radi toga bi osnovni kriterij za zamjenu vodova trebali biti podaci o vrijednostima napona i učestalosti i trajanja prekida napajanja, a problem same dotrajalosti vodova treba rješavati kroz redovno održavanje.

Međutim, dostupni podaci o mrežama niskog napona najčešće nijesu dovoljni za odgovarajuće energetske analize. Radi toga su date sljedeće smjernice obnove mreže niskog napona:

- na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2032. g. potrebna zamjena 2/3 nadzemnih vodova presjeka Al/Fe 25 mm<sup>2</sup> i manjeg, kao i svih s provodnicima od bakra, 80% vodovima s SKS-om presjeka 70 mm<sup>2</sup>, a 20% kablovima od aluminija presjeka 150 mm<sup>2</sup>,
- zamjena kablova presjeka 70 mm<sup>2</sup> i manjeg novima od aluminija presjeka 150 mm<sup>2</sup>,

- u nedostatku tačnijih procjena, pretpostaviti linearnu dinamiku do 2032. g., naročito nadzemnih vodova na drvenim stubovima građenim prije 1975. g.,
- po mogućnosti mrežu niskog napona treba graditi uz što više korišćenje javnih površina, odnosno izvan privatnih posjeda,
- zbog otežanog pristupa, poseban problem predstavljaju niskonaponski vodovi na krovnim i zidnim nosačima zbog čega nove vodove treba planirati i graditi u drugačijoj izvedbi.

Naprijed navedene zahvate treba prvenstveno raditi u mrežama sa nedopustivo visokim padovima napona. U mrežama sa zadovoljavajućim naponskim prilikama, ali se vodovi nalaze u dotrajalom stanju, zamjenska izgradnja je opravdana zbog sigurnosnih razloga, kao i u slučaju previsokih troškova neisporučene energije.

f) Tehnički kriterijumi rekonstrukcije postojećih i planiranja izgradnje novih i objekata

Gornje granice dopuštenog opterećenja transformatora VN/SN:

- u normalnom pogonu: 100 % nazivne snage,
- u poremećenom pogonu: 120 % nazivne snage.

Gornje granice dopuštenog opterećenja nadzemnih vodova 35 kV:

- u normalnom pogonu: 100 % nazivne termičke struje
- u poremećenom pogonu: 120 % nazivne termičke struje

Gornje granice dopuštenog opterećenja kablovskih vodova 35 kV:

- u normalnom pogonu: 100 % nazivne termičke struje
- u poremećenom pogonu: 100 % nazivne termičke struje

Gornje granice dopuštenog pada napona u mreži 35 kV, koje uzimaju u obzir mogućnosti regulacije napona :

- u normalnom pogonu: 5 %,
- u poremećenom pogonu: 9 %.

g) Ekonomski kriterijum i smjernice za primjenu (n-1) kriterijuma pouzdanosti

Za potrebe planiranja, (n-1) kriterijum je zadovoljen ako ne postoji element ED mreže: TS 110/35 i 35/10 kV, ili 35 kV ili 10 kV vod čija neraspoloživost dovodi, uz primjenu tehničkih ograničenja poremećenog pogona mreže, do prekida napajanja korisnika mreže (ili grupe korisnika) vršnog opterećenja većeg od 1 MVA tokom vremena u kojem posmatrani element mreže nije raspoloživ.

Pritom se pri analizi tokova snaga u poremećenom pogonu, odnosno neraspoloživosti jednog elementa mreže, uzima u obzir cjelokupna mreža srednjeg napona preko koje je moguće ostvariti određeni nivo rezervnog napajanja.

Standardi pouzdanosti napajanja za pojedine skupine korisnika mreže definisani su naprijed u odjeljku (c) o obnovi i izgradnji 10 kV vodova, vodeći računa o sljedećim načelima:

- Nije realno tražiti pouzdanost napajanja veću od postignute u evropskim zemljama sa visokim standardom pouzdanosti napajanja,
- U budućnosti bi prosječna pouzdanost napajanja na nivou TS 10/0,4 kV trebala rasti.

U nedostatku stvarnih vrijednosti za posmatrano područje i element mreže, predlaže se da se pri planiranju koriste sljedećim iskustvenim podaci o učestalosti i vremenima potrebnim za restauraciju napajanja i popravku kvarova:

- Učestalost dugih prekida na nadzemnim vodovima: 0,14 dpr/(km·god),
- Učestalost dugih prekida na kablovima: 0,07 dpr/(km·god),
- Prosječno vrijeme potrebno za vraćanje napajanja daljinski upravljivim sklopnim uređajima u ED mreži: 10 min,
- Prosječno vrijeme potrebno za vraćanje napajanja u slučaju ručnog upravljanja sklopnim uređajima u ED mreži: 60 min,
- Vrijeme potrebno za popravku kvara na nadzemnim vodovima: 300 min i
- Vrijeme potrebno za popravku kvara na kablovima: 960 min.

Kao što je naprijed istaknuto, distributivna mrežna pravila definišu primjenu (n-1) kriterijuma pouzdanosti pogona, samo ako je to ekonomski opravdano. U skladu s tim načelom u literaturi se mogu sresti modeli za analizu ekonomske opravdanosti izgradnje drugog (rezervnog) voda 35 kV za dvostrano napajanje TS 35/10 kV.

Slika 7-2 prikazuje rezultat modela<sup>31</sup> za analizu ekonomske opravdanosti izgradnje drugog (rezervnog) voda 35 kV za dvostrano napajanje TS 35/10 kV. Model se temelji na procjeni neisporučene energije i tri grupe ulaznih podataka: fiksnih parametara (cijena neisporučene energije 2,5 €/kWh i diskontna stopa 8%), promjenjivih parametara (trajanje vršnog opterećenja 4 000 sati, frekvencija ispada 10/100 km<sup>-1</sup> god<sup>-1</sup> i vrijeme popravka kvara na osnovnom napajanju 5 sati, kao i cijena izgradnje 35 kV rezervnog voda 35 000 €/km) i varijabli (vršno opterećenje i dužina postojećeg voda za osnovno napajanje).

Prema modelu ekonomska opravdanost izgradnje drugog voda 35 kV za rezervno napajanje je direktno zavisna od opterećenju TS 35/10 kV i granica od 5 MVA je na slici označena plavom bojom. Pojednostavnjeno, za uobičajene vrijednosti parametara nije opravdano graditi vod za rezervno napajanje TS 35/10 kV dok opterećenje ne pređe 5 MVA. Budući da se radijalno napajane TS 35/10 kV uglavnom nalaze na prostorno izolovanim područjima, te stoga imaju opterećenje manje od ove vrijednosti, izgradnja rezervnog napajanja za takve TS najčešće nije ekonomski opravdana.

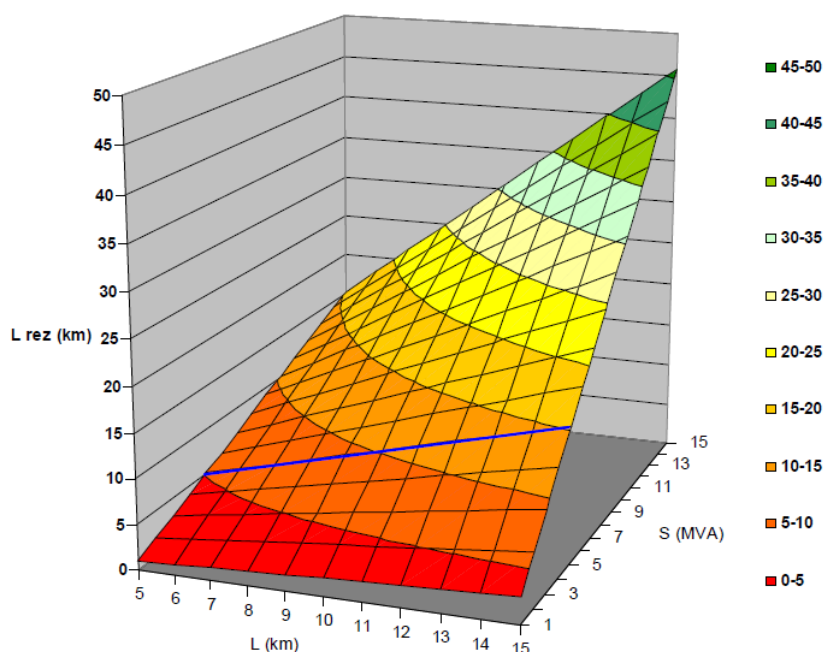
Sličan model za transformaciju 110/10 ili 35/10 bi opravdao rezervu u transformaciji pri cijenama transformatora (grubo procijenjeno) dvostruko manjim od postojećih. No, primjena takvog modela nije u potpunosti primjerena, jer postoji važna razlika između vodova i transformatora: mogućnost preseljenja i korišćenja na drugoj lokaciji, nakon što postanu neodgovarajući na jednoj. Zadnje rješenje može biti prodaja viška ispravnih transformatora drugim operatorima ED mreže. Radi toga je nabavku novih transformatora potrebno posmatrati na nivou svakog operatora ED mreže, na osnovu pretpostavke mogućnosti preseljenja, životnog vijeka 50 godina, dopuštenog preopterećenja i mogućnosti prebacivanja dijela opterećenja na bliske susjedne TS 35/10kV.

Stoga za primjenu (n-1) kriterijuma pouzdanosti u pogledu transformacije vrijede sljedeće dodatne smjernice:

- transformacija 110/35 kV: analiza uticaja mreže 35 kV, uzimajući u obzir vrijednosti parametara koje vrijede u poremećenom pogonu;
- transformacija 110/10 kV i 35/10 kV:
  - rezerva u transformaciji nije nužna ako postoji dvostrano napajanje iz mreže 35 kV;
  - rezerva u transformaciji nije nužna za vangradsko područje vršnog opterećenja manjeg od 4 MVA;

<sup>31</sup> ESS BIH (Modul 5 – Distribucija električne energije), Energetski institut Hrvoje Požar, Hrvatska, 2008.

- dopušteno opterećenje transformatora u TS sa dva ugrađena transformatora, bez povezne mreže 10 kV:
  - 60 % nazivne snage u normalnom pogonu;
  - 120 % nazivne snage u poremećenom pogonu;
- dopušteno opterećenje transformatora u TS s dva ugrađena transformatora, s poveznom mrežom 10 kV:
  - 75 % nazivne snage u normalnom pogonu;
  - 120 % nazivne snage u poremećenom pogonu;
- dopušteno opterećenje transformatora u TS sa tri ugrađena transformatora (netipično rješenje):
  - 80 % nazivne snage u normalnom pogonu;
  - 120 % nazivne snage u poremećenom pogonu.



Slika 7-2. Maksimalna ekonomski opravdana dužina rezervnog napajanja na 35 kV

### 7.5. Smjernice za obnovu i izgradnju sistema upravljanja, mjerenja i komunikacija

Osim ulaganja u tzv. primarnu opremu, u ED djelatnosti prisutna su i značajna ulaganja u druge segmente. Posebno se ističu ulaganja u dispečerske centre i komunikacijsku opremu, sistem daljinskog upravljanja, kao i brojila električne energije.

Postojanje savremenih distributivnih dispečerskih centara je uslov racionalnog poslovanja ED djelatnosti jer se otklanja potreba za uklopničarima u TS X/10 kV (3 do 4 po TS), smanjuju troškovi neisporučene električne energije i omogućava se optimalno vođenje pogona. Pritom treba računati na životni vijek distributivnog dispečerskog centra od 15 godina.

Generalno se preporučuje primjena savremenih („pametnih“) elektronskih brojila koja omogućavaju daljinsko očitavanje i upravljanje potrošnjom, jer se na taj način praktično rješava i šire pitanje uređenja priključka (mjernog mjesta) u smislu mogućnosti pristupa brojilu i smanjenju komercijalnih gubitaka usljed neovlašćene potrošnje i sl.

Međutim, pritom trebaju biti odlučujući ekonomski kriterijumi planiranja ED mreže kroz vrednovanje dobiti i troškova ugradnje ili zamjene uređaja. To znači da, po pravilu, vrijede sljedeća načela modernizacije EDS-a:

- primjenjivati savremena tehnička rješenja, kao što su optički kablovi u zaštitnim provodnicima, gasom izolovana postrojenja s vakuumskim prekidačima i integrisanom numeričkom zaštitom na srednjem naponu u TS 110/35(10) kV i TS 35/10 kV, gasom izolovana postrojenja (RMU) u KTS 10/0,4 kV, SKS na niskom naponu, kao i sistemi daljinskog upravljanja i nadzora,
- izbor moderne opreme za ugradnju u ED mreži neophodno je vršiti imajući u vidu stvarne potrebe,
- u slučaju zadovoljavajućeg rada i karakteristika postojećih uređaja u distributivnoj mreži nije opravdano vršiti modernizaciju zamjenom uređaja u kratkom roku, osim izuzetno, na primjer kada je otežano održavanje radi prestanka proizvodnje rezervnih dijelova,
- nije opravdano ugrađivati nove uređaje čije se sve karakteristike u njihovom životnom vijeku neće moći iskoristiti,
- najsavremenije tehnologije treba koristiti samo onda kada je to tehnički nužno i ekonomski opravdano.

## 7.6. Pregled projekata

Uzimajući u obzir osnovna načela i smjernice razvoja mreže, kao i primijenjene kriterijume za obnovu i izgradnju elemenata (poglavlja 7.2-7.5) moguće je izdvojiti generalne tipove projekata koji se kandiduju u ovom Planu. Svi projekti se po dijelu elektrodistributivne mreže na koji se odnose mogu podijeliti na 3 grupe:

- Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije mreže (35 kV, 10 kV i NN)
  - Izgradnja podzemnog voda
  - Izgradnja vazdušnog voda
  - Izmještanje mreže
  - Zamjena kablovskog voda
  - Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika
  - Ugradnja reklozera
  - Ugradnja linijskog rastavljača
- Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije trafostanica (TS 35/X kV, TS 10/0,4 kV i TS 110/X kV )
  - Izgradnja TS
  - Potpuna rekonstrukcija TS
  - Ugradnja otpornika za uzemljenje neutralne tačke
  - Zamjena SN postrojenja
  - Zamjena NN postrojenja
  - Zamjena SN i NN postrojenja
  - Zamjena transformatora
  - Zamjena transformatora i SN postrojenja
  - Zamjena transformatora i NN postrojenja
  - Rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS
  - Nabavka industrijskih računara sa softverom
  - Zamjena prekidača i rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS
  - Opremanje SN ćelije
  - Ugradnja prekidača
  - Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela TS
- Ostali projekti koji se odnose na unaprjeđenje poslovanja mrežnog operatora kao cjeline
  - Rekonstrukcija priključaka za potrebe izmještanja mjernih mjesta

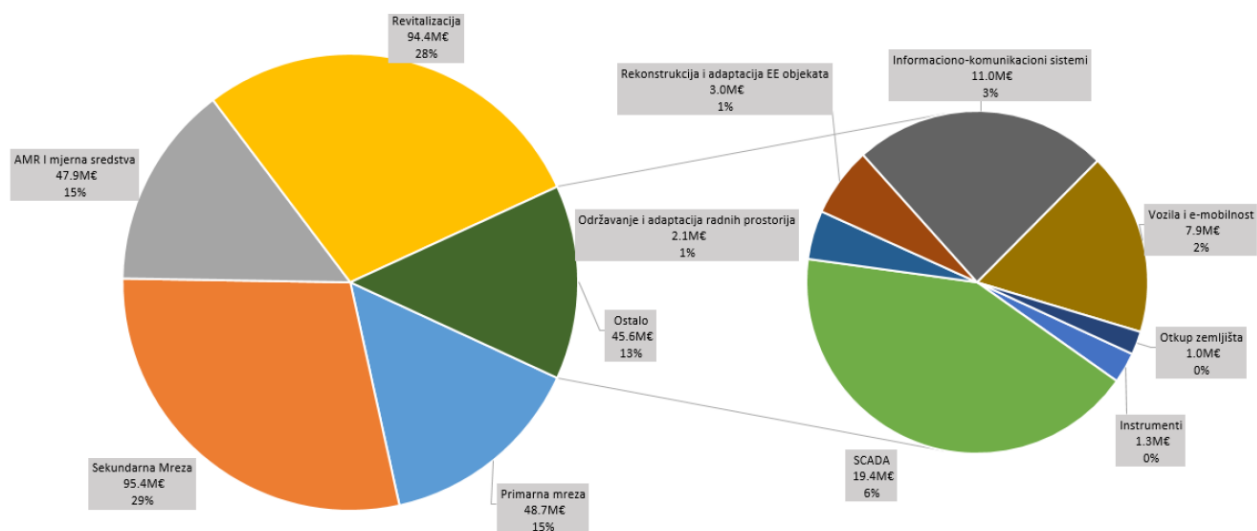
- Ugradnja mjerne opreme
- Nabavka personalnih računara
- Nabavka i ugradnja serverske računarske i komunikacione opreme
- Nabavka instrumenata, pomoćne opreme alata i softvera
- Nabavka vozila
- Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela radnih prostorija
- Opremanje radnih prostorija
- Zaštita na radu i zaštita životne sredine
- Nadzor i upravljanje elektrodistributivnom mrežom
- Unaprjeđenje poslovnih procesa.

Uzimajući prethodno u obzir, moguće je dati pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i periodima po djelovima ED mreže (Tabela 7-2) za planski period. Za period 2023-2025, kroz Investicioni plan, tretirani su svi navedeni tipovi projekata pojedinačno, dok su za preostali period plana (2026-2032) tretirani kumulativno projekti koji se odnose na sekundarnu mrežu (izgradnja TS 10/0,4 kV, rekonstrukcija TS 10/0,4 kV, rekonstrukcija 10 kV mreže i rekonstrukcija 0,4 kV mreže), zbog nemogućnosti preciznog planiranja za navedeni period.

Tabela 7-2 Pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i periodima plana po dijelu ED mreže

Dio mreže	2023.	2024.	2025.	2026-2032.
TS 110/X kV		3	4	13
35 kV mreža	10	4		43
TS 35/X kV	8	13	10	72
10 kV mreža	36	35	19	143
TS 10/0,4 kV	105	118	64	211
NN mreža	4	3	1	33
Ostalo	31	30	27	24
<b>Ukupno</b>	<b>194</b>	<b>206</b>	<b>125</b>	<b>539</b>

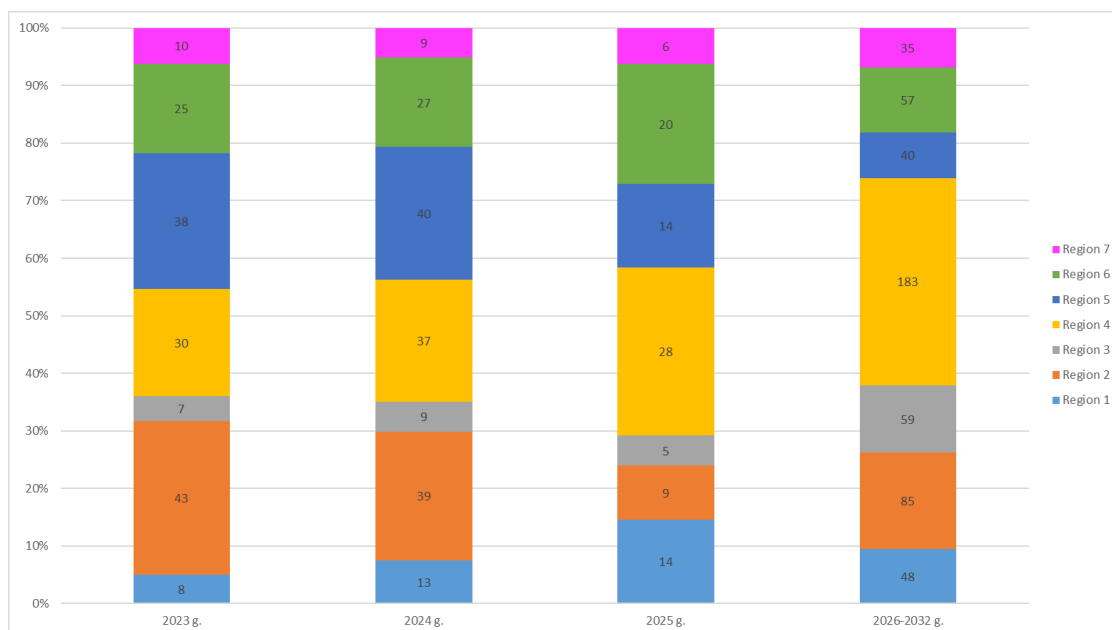
Iz tabele (Tabela 7-2) moguće je uočiti da se najveći broj projekata po godini odnosi na 10 kV mrežu i transformaciju 10/0,4 kV, posebno u prve tri godine planskog perioda. U drugoj polovini plana veći je fokus na 35 kV mreži. Što se finansijskog ulaganja u projekte tiče, najznačajnija ulaganja (Slika 7-3) se odnose na program Revitalizacije 10 kV i NN mreže, sekundarnu mrežu (vodovi 10 kV, trafostanice 10/0,4 kV i niskonaponska mreža) i AMR i mjerna mjesta. Ulaganja u navedene projekte, uz ulaganja u primarnu mrežu (vodovi 35 kV, trafostanice 110/x kV i trafostanice 35/x kV) iznose oko 87 % svih ulaganja u desetogodišnjem planu razvoja. U poglavlju Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije mreže (35 kV, 10 kV i NN) 7.6.1 je dat dinamički plan realizacije investicija CEDIS potrebnih za priključenje na napojnim tačkama (TS 110/x kV) - Tabela 7-4. U okviru programa Revitalizacije 10 kV i NN mreže, a u skladu sa smjernicama datim u tački 7.2., posebna pažnja će se biti na aktivnostima smanjenja gubitaka. Kao najznačajnija aktivnost, a sa najvećim efektima, izdvajaju se interpolacija trafostanica 10/0,4 kV snaga 630 i 160 kVA i rekonstrukcija niskonaponske mreže. Rekonstrukcija niskonaponske mreže se u najvećoj mjeri odnosi na zamjenu postojećih Al/Fe provodnika presjela 25 i 35 mm<sup>2</sup> sa SKS provodnicima presjeka 35 i 70 mm<sup>2</sup>.



Slika 7-3 Ulaganja po kategorijama za period 2022-2032. godina (M€ i %)

U dijelu ostalih projekata (Slika 7-3) najznačajnija ulaganja se odnose na Projekat upravljanja distributivnom mrežom (SCADA). Za ovaj projekat je predviđeno ulaganje od cca 19,3 M€ što čini oko 6 % planiranog ukupnog ulaganja u desetogodišnjem periodu, odnosno 46 % ulaganja u projekte iz kategorije ostalo. Dinamika realizacije SCADA-e je najintenzivnija u prvom trogodišnjem periodu (7,9 M€), koji se odnosi na plan investicija, dok su ulaganja u narednom periodu do kraja razmatranog plana razvoja planirana sredstva u iznosu od 11,5 M€.

Kada je raspodjela projekata po regionima u pitanju (Slika 7-4), ona prati same karakteristike regiona (veličinu, broj potrošača i očekivani porast konzuma), pa najveći dio projekata prati regione 2, 4 i 5 koje karakteriše izražen trend porasta potrošnje u planskom periodu. Ostale regione, usljed blagog trenda porasta ili stagnacije konzuma karakterišu uglavnom projekti rekonstrukcija i revitalizacije mrežnih kapaciteta sa investicijama usmjerenim ka poboljšanju pouzdanosti i kvaliteta snabdijevanja električnom energijom.



Slika 7-4 Raspodjela projekata po regionima

## 7.6.1. Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije mreže (35 kV, 10 kV i NN)

U skladu sa usvojenim kriterijumima i smjernicama razvoja mreže, dva su osnovna razloga za izbor konkretnih projekata u dijelu izgradnje podzemnih i nadzemnih vodova: porast potrošnje (izgradnja novih TS koje je potrebno napojiti) i povećanje sigurnosti snabdijevanja (rasterećivanje postojeće mreže i omogućavanje dvostranog napajanja gdje je to opravdano). Upravo na bazi analize postojećeg stanja mreže i prognoze opterećenja po regionima elektrodistributivne mreže izvršena je selekcija projekata uz uvažavanje prioriteta i dinamike realizacije iz praktičnih iskustava operatora (Tabela 7-3). U prvoj polovini planskog perioda veća pažnja je usmjerena na sekundarnu mrežu (10 kV i NN mrežu), dok je u drugoj polovini fokus na unaprjeđenju pogonskih karakteristika primarne mreže. Selekcija projekata između izgradnje podzemnih ili nadzemnih vodova vršena je na osnovu karakteristika mreže kojoj pripadaju odnosno mogućnosti njihove izgradnje. S obzirom na očekivani značajniji rast opterećenja u primorskim regionima koje karakteriše veće prisustvo kablovske mreže, veći broj projekata izgradnje vodova odgovara upravo podzemnim vodovima.

Tabela 7-3 Pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i periodima plana po tipu investicija i dijelu ED mreže

	2023	2024	2025	2026-2032
<b>Izgradnja podzemnog voda</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>13</b>	<b>125</b>
35 kV mreža	1	4		25
10 kV mreža	15	14	13	79
NN mreža	3	2		21
<b>Izgradnja vazdušnog voda</b>	<b>2</b>	<b>1</b>		<b>25</b>
35 kV mreža	2			9
10 kV mreža		1		9
NN mreža				7
<b>Zamjena kablovskog voda</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>12</b>
35 kV mreža				8
10 kV mreža	4	5	1	4
<b>Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>26</b>
35 kV mreža	7			1
10 kV mreža	3	1	1	20
NN mreža	1	1	1	5
<b>Ugradnja reklozera</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>4</b>	<b>31</b>
10 kV mreža	14	14	4	31

Druga grupa projekata koji se odnose na 35 kV, 10 kV i NN mrežu tiču se rekonstrukcije i revitalizacije postojeće mreže sa osnovnim ciljem unaprjeđenja pouzdanosti mreže. Ovdje se posebno izdvaja projekat revitalizacije 10 kV i NN mreže koji se realizuje u dvije faze do 2024. godine, dok se treća faza planira nakon 2024. godine. On dominantno tretira zamjenu stubova, ovjesne opreme, provodnika, dok preostali projekti (zamjena kablovskog voda, ugradnja reklozera i linijskih rastavljača) su manji broj malih projekata odabranih na osnovu prepoznatih tačaka u mreži koje karakterišu nepovoljna pogonska iskustva iz eksploatacije.

Nove napojne tačke ED mreže (TS 110/X kV) su planirane u koordinaciji CEDIS i CGES (Operatora prenosnog sistema). Predložena je takva dinamika da će 4 TS 110/X kV biti u pogonu do 2026. godine (Žabljak i Luštica – Radovići do kraja 2024. godine, a PG 7 i Bečići do kraja 2025. godine), a nakon toga još 8 (Buljarica, Igalo, Tuzi, PG8, PG6, Drijenak - Kolašin, Golubovci i Velika Plaža do 2032. godine). Upravo dinamika izgradnje ovih

napojnih tačkaka, diktira razvoj 35 kV i 10 kV mreže u koju se uklapaju. U sljedećoj tabeli (Tabela 7-4) je dat dinamički plan realizacije investicija CEDIS potrebnih za priključenje na napojnim tačkama (TS 110/x kV).

Tabela 7-4 Dinamički plan realizacije investicija CEDIS potrebnih za priključenje na napojnim tačkama (TS 110/x kV)

Naziv	Godina početka realizacije	Godina kraja realizacije	2023	2024	2025	2026-2032
10 kV postrojenje u TS 110/10kV "Podgorica 7"	2024	2025				
Izgradnja 10 kV postrojenja u TS 110/10 kV "Bečići" i uklapanje u 10 kV mrežu	2024	2025				
Izgradnja 35 kV postrojenja u TS 110/35 kV Buljarica	2025	2026-2032				
Uklapanje TS 35/10 kV Igalo u buduću TS 110/X kV Igalo	2026-2032	2026-2032				
Uklapanje TS 35/10 kV Drijenak u buduću TS 110/X kV Kolašin (Drijenak)	2026-2032	2026-2032				
Uklapanje TS 35/10 kV Tuzi u buduću TS 110/X kV Tuzi	2026-2032	2026-2032				
Uklapanje TS 35/10 kV Golubovci u buduću TS 110/X kV Golubovci	2026-2032	2026-2032				
10 kV postrojenje u budućoj TS 110/10 kV Podgorica 8 (u krugu TS Podgorica 1)	2026-2032	2026-2032				
Uklapanje TS 35/10 kV Žabljak u buduću TS 110/X kV Žabljak	2024	2024				
Uklapanje TS 35/10 kV Centar u buduću TS 110/X kV Podgorica 6	2026-2032	2026-2032				
Uklapanje u TS 110/X Velika Plaža	2026-2032	2026-2033				
Uklapanje u TS 110/35 kV Radovići	2023	2024				

### 7.6.2. Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije trafostanica

Izgradnju TS dominantno diktira razvoj potrošnje, odnosno izgradnja objekata. Ovo se posebno odnosi na TS 10/0,4 kV čija izgradnja ima značajan udio u ukupnim investicijama po godini. S obzirom na postojeće stanje u pogledu starosti i opterećenosti TS 10/0,4 kV (pogonskog stanja), u prvoj polovini planskog perioda veća pažnja je posvećena upravo izgradnji novih TS nego je to slučaj sa TS 35/10 kV (Tabela 7-5). Slično kao što je ranije navedeno, u drugoj polovini planskog perioda akcenat je na poboljšanju pogonske spremnosti primarne mreže, pa time je i planirana intenzivnija gradnja TS 35/10 kV nego je to slučaj bio u prvim godinama Plana.

Tabela 7-5 Pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i po tipu investicija i dijelu ED mreže

	2023	2024	2025	2026-2032
<b>Izgradnja TS</b>	<b>57</b>	<b>60</b>	<b>39</b>	<b>162</b>
TS 110/X kV		3	3	8
TS 35/X kV	2	3	3	16
TS 10/0,4 kV	55	54	33	138
<b>Potpuna rekonstrukcija TS</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>14</b>	<b>26</b>
TS 35/X kV	1	1	1	10
TS 10/0,4 kV	6	6	13	16
<b>Zamjena SN postrojenja</b>	<b>16</b>	<b>19</b>	<b>5</b>	<b>12</b>
TS 110/X kV				1
TS 35/X kV		1		3
TS 10/0,4 kV	16	18	5	8
<b>Zamjena NN postrojenja</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>1</b>	<b>15</b>
TS 35/X kV			1	
TS 10/0,4 kV	10	9		15
<b>Zamjena SN i NN postrojenja</b>	<b>6</b>	<b>19</b>	<b>9</b>	<b>33</b>
TS 10/0,4 kV	6	19	9	33
<b>Zamjena transformatora</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>15</b>
TS 35/X kV	2			15
TS 10/0,4 kV	3	4	3	
<b>Zamjena transformatora i NN postrojenja</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
TS 10/0,4 kV	8	8	1	1

<b>Rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS</b>	<b>3</b>	<b>2</b>		<b>2</b>
TS 35/X kV	2	2		2
TS 10/0,4 kV	1			
<b>Zamjena prekidača i rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS</b>				<b>1</b>
TS 35/X kV				1
<b>Opremanje SN ćelije</b>		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>4</b>
TS 110/X kV				1
TS 35/X kV		1	1	3
<b>Ugradnja otpornika za uzemljenje neutralne tačke 10kV</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>22</b>
TS 35/X kV	1	5	4	22
<b>Ugradnja otpornika za uzemljenje neutralne tačke 35kV</b>			<b>1</b>	<b>3</b>
TS 110/X kV			1	3

Rekonstrukcija TS može biti potpuna ili djelimična kada se vrši zamjena transformatora, SN postrojenja, NN postrojenja, sistema upravljanja i zaštite ili građevinska sanacija objekta. Upravo nakon uvida u stanje opreme u TS, učestalost ispada, kao i zabilježene trendove maksimalnog opterećenja bira se jedan od navedenih načina rekonstrukcije. Zamjena transformatora vrši se zbog porasta opterećenja i dostizanja preporučenog vijeka trajanja (stanja) transformatora u TS. Dok je u TS 10/0,4 kV dominantna rekonstrukcija u pogledu zamjene transformatora i SN ili NN bloka, kod TS 35/10 kV veći broj rekonstrukcija odnosi se na ugradnju savremenih sistema upravljanja i zaštite, sa posebnim naglaskom na pripremu TS za uvođenje u budući SCADA sistem koji će značajno unaprijediti eksploataciju distributivnog sistema. Takođe, u TS 35/10 kV planirane su i manje rekonstrukcije u dijelu SN postrojenja i građevinske sanacije objekata TS.

Potreba za ugradnjom otpornika i uzemljavanjem neutralnih tačaka 35 i 10 kV distributivnih mreža proističe iz odredbi Pravilnika o tehničkim normativima za pogon i održavanje elektrenergetskih postrojenja i vodova (Sl.list SRJ, br. 41/93), tehničkih preporuka i pozitivne prakse. Prema navedenom propisu, pogon mreže sa izolovanom neutralnom tačkom može da se odvija ako kapacitivna struja zemljospoja te mreže nije suviše velika. Dozvoljene vrijednosti kapacitivne struje zemljospoja su 20 A za mrežu nazivnog napona 10 kV, i 10 A za mrežu nazivnog napona 35 kV. Ako kapacitivna struja zemljospoja pređe navedene vrednosti, mreža se razdvaja ili se primjenjuje uzemljenje neutralne tačke da bi se spriječile prenaponske pojave pri zemljospoju. U skladu sa navedenim, u ovom desetogodišnjem planu razvoja planirano je uzemljenje neutralne tačke 35 kV u tri TS 110/35 kV i pripadajuće 35 kV mreže, odnosno neutralne tačke 10 kV u dvadeset devet TS 35/10 kV i pripadajuće 10 kV mreže, gdje su stuje zemljospoja iznad propisanih vrijednosti.

### 7.6.3. Ostali projekti koji se odnose na unaprjeđenje poslovanja mrežnog operatora kao cjeline

Ovoj grupi pripadaju sistemski projekti koji se izvode tokom cijelog trajanja plana sa približno ravnomjernom dinamikom (Tabela 7-6).

Ovdje se posebno izdvajaju projekti koji se tiču:

- Eksploatacije i razvoja sistema mjerenja električne energije
- Nadzora i upravljanja distributivnim sistemom (SCADA i ADMS)
- Informacionog sistema
  - Poslovno informacioni sistem

- Komunikacioni hardver
- Softverski alati
- Kancelarijska informatička oprema
- Zaštite na radu i zaštite životne sredine
- Vozila
- Opremanje i uređenje radnih prostorija.

Tabela 7-6 Pregled broja ostalih projekata po tipu

	2023	2024	2025	2026-2032
Nadzor i upravljanje elektrodistributivnom mrežom	4	4	3	6
Ugradnja mjerne opreme	4	4	3	4
Rekonstrukcija priključaka za potrebe izmještanja mjernih mjesta	1	1	1	1
Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela TS	1	1	1	1
Unaprijeđenje poslovnih procesa	3	3	3	2
Nabavka personalnih računara	1	1	1	1
Nabavka instrumenata, pomoćne opreme alata i softvera	11	9	9	6
Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela radnih prostorija	1	1	1	
Opremanje radnih prostorija	1	1	1	1
Nabavka vozila	2	3	2	1
e-mobilnost	1	1	1	
Otkup zemljišta	1	1	1	1
Nepredviđeni projekti (contingency plan)	1	1	1	1

### 7.6.3.1. Eksploatacija i razvoj sistema mjerenja električne energije

Kada je u pitanju Eksploatacija i razvoja sistema mjerenja električne energije, potrebno je istaći da je postojeći sistem mjerenja dominantno baziran na naprednom sistemu za mjerenje i upravljanje potrošnjom električne energije – „Smart metering sistem“ sistem, a jednim dijelom se oslanja i na „tradicionalni“ sistem mjerenja – elektromehanička i elektronska brojila koja nije moguće uključiti u napredni sistem mjerenja.

Postojeći napredni sistem mjerenja se sastoji od:

- napredne mjerne infrastrukture (brojila, komunikacione opreme, prenosnih puteva)
- upravljanja daljinskim očitavanjem ( AMM „handend“ sistema)
- upravljanja mjernim podacima i skladištenja istih (jednim dijelom trenutno je podržano sa strane AMM i BILLING sistema). U toku je nabavka odgovarajućeg centralizovanog MDM sistema.

Broju mjernih mjesta<sup>32</sup> u postojećem sistemu mjerenja CEDIS je dat u tabeli koja slijedi (Tabela 7-7).

<sup>32</sup> Broj mjernih mjesta 01.03.2022. godinu

Tabela 7-7 Broj mjernih mjesta u sistemu mjerenja CEDIS

	AMM	Tradicionalna	Ukupno
Broj mjernih mjesta 0.4 kV	340132	85958	426090
Broj mjernih mjesta 10 kV-35 kV	1778	19	1797
Ukupno	341910	85977	427887

Uzimajući u obzir trenutno stanje sistema mjerenja (Tabela 7-7, Tabela 7-8) i iskustva iz njihove eksploatacije i povoljnog uticaja na efikasnost rada, planirano je dalje ulaganje u razvoj i modernizaciju sistema mjerenja u smislu zamjene preostalih „tradicionalnih“ brojila sa novim naprednim sistemom mjerenja. Priklučenje novih korisnika će se, takođe, izvoditi u okviru postojećeg sistema naprednog mjerenja. Jedan od važnih ciljeva daljeg razvoja naprednog sistema mjerenja je da omogući prikupljanje profila opterećenja sa svih mjernih uređaja.

Ključni cilj koji se želi postići planom razvoja sistema za napredno mjerenje električne energije je definisan Zakonom o energetici (član 247), a tiče se obaveze Operatora distributivnog sistema električne energije da do 1. januara 2025. godine uspostavi napredni sistem za mjerenje električne energije (pametna brojila) uz sprovođenje ekonomske procjene svih dugoročnih troškova i benefita za tržište i kupce.

Planirano je da do kraja 2025. godine na preko 85 % od ukupnog broja mjernih mjesta bude implementiran napredni AMM sistem mjerenja. U 2023. godini planira se zamjena 13 000 brojila kod postojećih potrošača i ugradnja 8000 brojila za nove potrošače. U 2024. godini plan je da se zamijeni 11 000 brojila kod postojećih potrošača i ugradnja 8000 brojila za nove potrošače. U 2025. godini zamjena 2 000 brojila kod postojećih potrošača i 8000 brojila za nove potrošače. Planirano je da sva brojila koja se ugrađuju pripadaju savremenom sistemu mjerenja.

Važno je istaći da, prema iskustvima iz razvoja AMM sistema, prilikom uspostavljanja naprednih sistema mjerenja potrebno je paralelno planirati i izmještanje mjernih mjesta. S tim u vezi, Planom je predviđeno izmještanje mjernih mjesta van objekta, a po mogućnosti na granici vlasništva na području koje nije obuhvaćemo AMM Projektom ranije, i to na sljedeći način: po 1500 u periodu od 2023. godine do 2025. godine, a onda po 600 mjernih mjesta godišnje.

Znajući da rok ovjere kod brojila za srednji napon (10kV i 35 kV) iznosi 5 godina, a imajući u vidu činjenicu da su brojila ugrađena u prethodnih nekoliko godina (Projekat AMM na srednjem naponu) proizvedena 2019. ista će biti ovjeravana od 2024. godine. Za ovaj tip brojila predviđena je jedna ovjera tako da od 2029. godine se planira nabavka i zamjena ovih brojila novim.

Tabela 7-8 Broj AMM brojila po godini proizvodnje

Godina proizvodnje	AMM brojila	Broj instaliranih AMM brojila
2011		38780
2012		102466
2013		33395
2014		1250
2015		90459
2016		/
2017		11067
2018		31086

Kako su prva AMM brojila ugrađena 2011. god., a znajući da je rok ovjere 12 god. (sagledaće se mogućnost produženja roka važenja ovjere na dužinu životnog vijeka brojila) ista će biti u većoj mjeri bitij mijenjana 2023.

godine (2026 godine). Ova brojila će biti mijenjana brojlilima kompatibilnim sa savremenim sistemom mjerenja a u okviru PLC i aktuelne radio komunikacije.

Sva mjerna oprema mora imati metrološke karakteristike u skladu sa propisima, a time i ovjere u za to predviđenom zakonskom roku:

- brojila za ugradnju na 0.4 kV naponskom nivou bez obzira na tip i kategoriju potrošnje - 12 god. ovjera (15 god. životni vijek)
- brojila za ugradnju na 10 kV-35 kV naponskom nivou bez obzira na tip i kategoriju potrošnje - 5 god. ovjera ( 10 god. životni vijek)
- naponski i strujni mjerni transformatori moraju imati prvu ovjeru.

U cilju daljeg razvoja naprednih sistema mjerenja neophodno voditi računa o sljedećem:

- Napredni sitem mjerenja biće zaokružen uvođenjem sopstvenog MDM (meter data management) sistema u cilju upravljanja i skladištenja podataka koji se očitaju putem AMM sistema.
- Napredna mjerna infrastruktura će se i dalje razvijati u pravcu da se upravljanje brojlilima i podaci memorisani u njima prikupljaju posredstvom koncentratora podataka/pametnih mrežnih prolaza – gejtvej do AMM upravljačkog centra i dalje do MDM sistema. Daljinsko upravljanje i prikupljanje podataka takođe je moguće realizovati preko direktne komunikacije između brojila (opremljenih odgovarajućim komunikacionim modulima) i AMM upravljačkog centra.
- U naprednom sistemu mjerenja će se koristiti protokoli za komunikaciju sa brojlilima zasnovanim na PLC i RF modemima. Takođe će se voditi računa o povezivanju PLC i RF modema (brojila) sa IP mrežom, a u cilju stvaranja „smart grida“ i uvođena optičke infrastrukture u komunikacionu infrastrukturu.

Na osnovu dosadašnjih benefita sistema naprednog mjerenja, a koji se koristi u CEDIS, u narednom periodu pristupiće se daljoj implementaciji, odnosno zamjeni „tradicionalnog“ sistema mjerenja i to do nivoa 95 % od ukupnog broja mjernih mjesta. Ciljevi implementacije do pomenutog nivoa pokrivenosti AMM sistemom su:

- Kontrola pristupa mreži
- Kontrola tehničkih/komercijalnih gubitaka
- Povećanje broja i tačnosti očitanih brojila
- Mogućnost daljinskog isključenja/priključenja
- Mogućnost poboljšanja analitike korisnika
- Korišćenje kompleksnih tarifnih sistema
- Poboljšanje upravljanja mrežom, odnosno opterećenjem
- Povećanje pouzdanosti distributivne mreže
- Skraćivanje vremena trajanja prekida
- Mogućnost kasnije realizacije i uključenja mjernih mjesta u "smart grid"
- Poboljšanje energetske efikasnosti podsticanjem racionalnijeg korišćenja električne energije
- Brži povraćaj uložениh sredstava.

### 7.6.3.2. Nadzor i upravljanje distributivnim sistemom (SCADA i ADMS)

Uz projekat Eksploatacije i razvoja sistema mjerenja električne energije kao najznačajniji projekat iz grupe ostali projekti je i Nadzor i upravljanje distributivnim sistemom (SCADA i ADMS)

SCADA kao najsavremenije tehnološko rešenje za savremene distributivne kompanije je integrisani softverski sistem za upravljanje, analizu i optimizaciju elektroenergetske mreže sa mogućnošću integracije sa eksternim sistemima i sadrži jedinstveni korisnički interfejs i integrisane servise za upravljanje, praćenje i kontrolu mreže u realnom vremenu, analizu i optimizaciju rada distributivne mreže.

SCADA sistem zasniva se na Smart Grid konceptu koji omogućava dispečerima donošenje odgovarajućih odluka u cilju što efikasnijeg, pouzdanijeg i ekonomičnijeg upravljanja mrežom (smanjenje prosečnog trajanja prekida napajanja, smanjenje troškova nesporučene električne energije zbog prekida, optimalna topologije mreže, aktivna baza podataka). Upravljanje procesima može biti automatsko ili inicirano od strane dispečera.

SCADA sistemi, koji integrišu energetske i informacionu infrastrukturu, obuhvataju širok spektar opreme, sistema za komunikaciju, podsistema i tehničkih rešenja koji omogućavaju prikupljanje i obradu podataka, i reagovanje na adekvatan način.

Uvođenja SCADA sistema značajno je i sa aspekta priključenja distribuiranih izvora električne energije.

Sistem daljinskog upravljanja u trafostanicama odnosi se na prekidačke elemente u ulazno-izlaznim i trafo poljima, a nadzor podrazumjeva praćenje, u realnom vremenu, statusa svih prekidačkih elemenata, praćenje alarma i mjernih veličina. Za prikupljanje ovih podataka i njihovu lokalnu obradu, kao i izdavanje komandi zadužena je daljinska stanica (RTU-Remote Terminal Unit) na objektu.

Komunikacioni sistem treba da obezbjedi pouzdan prenos i razmijenu informacija između daljinske stanice i centra upravljanja, koristeći komunikacione medije i protokole visokih performansi.

Veoma važan dio SCADA sistema je softver čija je primarna funkcija objedinjavanje, obrada i prikaz podataka primljenih od daljinskih stanica (RTU-a). Posredstvom dinamičkih osvježavanih, posebno definisanih grafičkih prikaza softverom se obezbjeđuje pregledno i kvalitetno izvještavanje o promjenama u sistemu, kao i brzo i tačno izdavanje komandi preko uspostavljenog komunikacionog sistema.

Generalan koncept implementacije SCADA i ADMS sistema treba da obuhvati sledeće:

- SCADA i ADMS sisteme
- Komunikacionu infrastrukturu – IP MPLS servisnu mrežu koja će biti izgrađena nad postojećom optičkom infrastrukturu, a koja će osigurati pouzdan i siguran prenos podataka u realnom vremenu neophodan za funkcionisanje SCADA i ADMS sistema
- Priprema objekata za integraciju sa SCADA i ADMS sistemom (novi energetske objekti, rekonstrukcija postojećih sa ugradnjom LSDU-lokalni sistemi daljinskog upravljanja)
- Obuka korisnika i održavanje sistema

SCADA projekat obuhvatiće nadzor i upravljanje TS 110(35)/10kV, TS 35/10kV, automatizovanim TS 10/0,4kV, reklozerima, sekcionerima itd.

Zbog kompleksnosti i obima radova, ispitivanja i testiranja projekat će se realizovati u više faza.

Detaljnijom projektnom dokumentacijom cjelokupnog rešenja biće obuhvaćeno:

- SCADA: arhitektura, hardver, softver, integracija, funkcionalnosti, testiranje i funkcionalno ispitivanje
- ADMS: arhitektura, hardver, softver, integracije, funkcije i funkcionalnosti, testiranje i funkcionalno ispitivanje
- Telekomunikacije: arhitektura, hardver, integracija, testiranje i funkcionalno ispitivanje

- Elektroenergetska oprema: oprema, integracija, funkcionalno ispitivanje i testiranje

Kroz projekat je takođe planirano i sledeće:

- Priprema TS 35/10kV odnosno 110/10kV za relejnom zaštitom na PRIFIBUS odnosno MODBUS prokolima (konverzija na IEC 61850 protokol) sa potrebnim testiranjima i integracija sa ADMS sistemom
- Priprema TS 110/35kV odnosno TS 110/10kV za integraciju sa SCADA i ADMS sitemom
- Obezbeđivanje optičke infrastrukture (ili druge telekomunikacione infrastrukture) za pozicije TS 10/0,4kV koje će biti obuhvaćene proojektom
- Razmjena informacija i podataka sa SCADA sistemom CGES-a (dvostrana komunikacija)
- Specijalističke obuke zaposlenih (administratori, dispečeri, inženjeri za analizu i planiranje pogona, IT, komunikacije, ...).
- Integracija SCADA sistema sa ostalim informacionim sistemima CEDIS-a (tehnička baza, GIS, baza kupaca, ...)

Ovakav sistem SCADA+ADMS obezbediće dinamičku vizuelizaciju, praćenje i kontrolu električne energije u DS. Istovremeno ADMS će sadržati širok spektar energetske aplikacije za pogon mreže, analizu, regulaciju, planiranje i optimizaciju DS.

Ovakav sistem nudi brojne prednosti i pogodnosti. Neke od njih su:

- Jedna softverska platforma,
- Jedan korisnički interfejs, koji olakšava rad svih korisnika sistema, a posebno dispečera
- Jedan model podataka, što smanjuje troškove inženjeringa podataka i održavanja, i što još bitnije, istovremeno smanjuje nedoslednost i greške pri unosu i ažuriranju podataka cjelokupnog sistema
- Da bude mjesto integracije sa svim potrebnim eksternim sistemima, čime se smanjuje broj tačaka integracije, što direktno povećava pouzdanost integracije
- Novi koncept obrade podataka u realnom vremenu
- Jedinstven, sveobuhvatan skup energetske aplikacije za analizu, optimizaciju, izvještavanje, planiranje, itd.
- Efikasno upravljanje mreže, njeno jedinstveno matematičko modeliranje i obrada
- Efikasno upravljanje incidentima i smanjenje vremena značajnih ispada
- Optimizacija rada mreže sa ciljem smanjenja gubitaka električne energije
- Poboljšanje kvaliteta međusobnog odnosa CEDIS-a i korisnika njihovih usluga

Implementacija projekta SCADA sistema planira se u dvije faze. Prva faza obuhvata implementaciju sistema SCADA i ADMS sa komunikacionim sistemom i integracijom TS na području regiona 2, 4 i 5. U okviru druge faze projekta planirano je dalje proširivanje telekomunikacione infrastrukture, priprema i integracija dodatnog broja TS 35/10 kV na području Centralnog i Južnog regiona kao i proširenje na sjeverni dio konzuma (Regioni 1,3,6,7) sa formiranjem Centra upravljanja Sjever. Planirano je i proširenje ADMS funkcija: relejna zaštita, analiza pouzdanosti, modul za upravljanje distribuiranim energetske resursima (DERMS) i skupom funkcija za planiranje izgradnje i razvoj DM.

#### 7.6.3.3. Informaciono komunikacioni sistemi

Treći važan projekat iz grupe ostalih projekata tiče se informaciono - komunikacionih sistema. Kako bi se doprinjelo poslovnim ciljevima kompanije i povećanju efikasnosti poslovanja kroz digitalizaciju poslovnih procesa, plan razvoja u informaciono-komunikacionom smislu usmjeren je na implementaciju i razvoj sistema, servisa i aplikacija neophodnih za upravljanje distributivne energetske kompanije.

Kompanija CEDIS je nastala 2016. godine formalno pravnim razdvajanjem od EPCG i tadašnjom podjelom su svi ICT resursi ostali u vlasništvu EPCG (infrastruktura, ICT kadar, licence). Od tada, u skladu sa Zakonom o energetici i jasnom zakonskom obavezom razdvajanja Distributera i Snabdjevača, započinje gradnja sopstvene ICT infrastrukture koji je još u toku.

Kako bi se doprinjelo poslovnim ciljevima kompanije i povećanju efikasnosti poslovanja kroz digitalizaciju poslovnih procesa, plan razvoja u informaciono-komunikacionom smislu usmjeren je na implementaciju i razvoj sistema, servisa i aplikacija neophodnih za upravljanje distributivne energetske kompanije. Cilj je omogućiti daljinsko upravljanje i nadzor mreže i pripadajućih sistema, što u krajnjem dovodi do pouzdanije isporuke električne energije, bržeg otklanjanja smetnji, smanjenja gubitaka i upravljanje tokovima električne energije odnosno boljem i kvalitetnijem pružanju usluge krajnjim korisnicima.

ICT sistem CEDIS-a čini serverska/storidž i mrežno-komunikaciona infrastruktura na kojoj su implementirani svi postojeći korporativni sistemi: Geografski informacioni sistem (GIS), Tehnička baza podataka (TBP), Baza nelegalnih potrošača (BNP), Softver za upravljanje poslovnim procesima,... Na istoj infrastrukturi planiramo implementirati buduće sisteme: IT Sistem za upravljanje podacima sa mjernih mjesta kroz integraciju sa AMM-om, SCADA sa ADMS-om, Finansijsko-poslovni informacioni sistem (trenutno implementiran na EPCG infrastrukturi).

Kompanija CEDIS posjeduje značajnu OPGW i ADSS optičku infrastrukturu izgrađenu uglavnom na vazdušnoj mreži. Koristeći ovaj značajan telekomunikacioni resurs, planiramo implementirati sopstveni IP MPLS mrežu na nacionalnom nivou, koju namjeravamo iskoristiti za krucijalne korporativne sisteme.

CEDIS je registrovan kao operater usluge izdavanja optičkih vlakana i usluga zakupa elektronske komunikacione infrastrukture, i trenutno iznajmljuje optičku ADSS infrastrukturu drugim telekomunikacionim operatorima.

U cilju praćenja novih tehnoloških dostignuća kompanija planira da redovno nadograđuje i obnavlja kako server/storage i mrežno-komunikacionu infrastrukturu tako i kancelarijska informatička sredstva (računari, MFU, štampač ...). Navedena infrastruktura mora svojim performansama omogućiti nesmetan i udoban rad gore navedenih servisa, u skladu sa amortizacionim periodom od 5 godina

Da bi se osigurao kontinuitet poslovanja u slučaju elementarnih nepogoda (zemljotresi, poplave...) kompanija planira izgradnju Server sale DRC lokacije (Disaster Recovery Centre) sa koje bi se, u slučaju problema na primarnoj lokaciji, osiguralo funkcionisanje svih krucijalnih informaciono-komunikacionih sistema CEDIS-a.

Novi sistemi koji u narednom periodu moraju biti implementirani su:

- 1) Implementacija IT Sistema za upravljanje podacima sa mjernih mjesta kroz integraciju sa AMM-om

Kompanija postojeće softversko rješenje (Billing) dijeli sa EPCG, koja je njen pravni vlasnik. Dodatno, postojeće rješenje ne zadovoljava potrebe Cedis-a jer je ono koncipirano kao rješenje za Snabdjevača a ne Distribuciju pa je neophodna implementacija novog rješenja.

Projektni zadatak sadrži sljedeće module budućeg rješenja:

- Upravljanje ugovorima za pristup mreži
- Mjerna mjesta (PoD) i upravljanje podacima sa mjernih mjesta
- Očitavanja brojila i validacija očitanih podataka
- Razmjena podataka sa snabdjevačima
- Reklamacije potrošača i snabdjevačima, proizvođačima i zatvorenim distributivnim sistemima
- Održavanje mjernih mjesta
- Energetski bilans, fakturisanje snabdjevaču
- Upravljanje utuženjima
- Biling sistem za neovlašćenu potrošnju sa interface-om za utuženje neovlašćene potrošnje

Sistem će aktivno komunicirati sa sistemima: SCADA sa ADMS, Online GIS, Softver za praćenje procesa, Finansijsko-poslovni IS, kako bi se omogućio pregled svih informacija relevantnih za što efikasnije pružanje usluge krajnjem korisniku na jednom mjestu.

Ovim sistemom će biti obuhvaćeni podaci svih mjernih uređaja koje kompanija posjeduje u periodu implementacije.

## 2) SCADA i ADMS

Kompanija ima potrebu da implementira sistem za monitoring i daljinsko upravljanje distributivnim sistemom (SCADA). U sklopu projekta potrebno je sve trafostanice koje se planiraju uključiti u SCADA-u, osavremeniti i prilagoditi SCADA sistemu. Kako bi se osigurale napredne funkcionalnosti neophodne za savremeno upravljanje i monitoring elektro-energetskim sistemom neophodna je i nabavka ADMS (Advanced Distribution Management System). Navedeni aplikativni sistem služi za pružanje naprednih funkcija nadzora, analize, kontrole, optimizacije, planiranja i obuke, omogućavajući distributivnoj kompaniji da isporuče pouzdaniju, bezbjedniju i efikasniju električnu energiju.

Da bi se obezbijedio daljinski monitoring i upravljanje elektro-energetskim sistemom potrebno je obezbijediti pouzdan, siguran prenos podataka od lokacija TS 35/10KV (lokalnih SCADA sistema) do Centralizovanih lokacija gdje su smješteni softveri za SCADA i ADMS. Pošto kompanija posjeduje značajan resurs optičke infrastrukture plan je da se nad postojećom optičkom infrastrukturom izgradi telekomunikaciona mreža zasnovana na IP MPLS tehnologiji. Nedostajuće segmente optike je potrebno obezbijediti bilo zakupom ili izgradnjom optičke infrastrukture.

Kompletan projekat predstavlja platformu za pouzdanu i efikasnu isporuku električne energije kao ključnog preduslova za zadovoljstvo krajnjih korisnika.

## 3) Geografski informacioni sistem - GIS

Kompanija posjeduje Geonode/Geoserver opensource GIS rješenje za upravljanje prostornim podacima i njima pridruženim atributima. U skladu sa potrebama kompanije i kako bi se pružila što bolja usluga potrošačima i omogućilo što bolje praćenje EE mreže navedeno rješenje je potrebno unaprijediti i to je planirano kroz puštanje treće unaprijeđene generacije GIS rješenja – Online GIS.

Online GIS predstavlja savremeni energetska GIS sistem u kome su svi objekti elektro-energetske mreže pomoću logičkih veza i grafičke konektivnosti povezani u smjeru kretanja energije kroz mrežu.

Projekat se sastoji iz tri faze:

I faza – podrazumijeva sljedeće funkcionalnosti:

- Tehnička baza podataka (TBP) – biće integrisana u postojeći web portal i služi za pretragu, unos/brisanje i ažuriranje atributa i objekata EE sa pratećim dokumentima i fotografijama. Iz TBP je moguće preći na prikaz objekta na mapi.
- Baza nelegalnih potrošača (BNP) - biće integrisana u postojeći web portal i služi za pretragu, unos/brisanje i ažuriranje atributa nelegalnih potrošača. Iz BNP je moguće preći na prikaz objekta na mapi.
- Mapa – prikaz mape sa objektima i alatima za pretragu i filtriranje (po opštini, naponskom nivou, dalekovodu, atributima u zavisnosti od odabranog objekta), download (.kml .shp .csv format), fokusiranje, štampu i share. Mapa raspolaže sa različitim podlogama (Satellite, Terrain, Road, Ortofoto, Topološka karta). Pored geolokacije objekta i podataka koji su o njemu dostupni na samoj mapi korisnici mogu pristupiti i dodatnim podacima iz TBP i BNP kao i snimljenim fotografijama objekta.
- Unos podataka – modul za unos podataka u sistem koji posjeduje grafičke alate za import snimljenih tačaka i crtanje/ažuriranje EE mreže.
- Odgovarajućim dropdown meni-ima alat interaktivno određuje logičke veze (nadređeni objekat) osim u slučaju kada se na postojeću mrežu dodaje segment gdje tačka konekcije ima definisane logičke veze (nadređeni/podređeni objekat). U tom slučaju novi segment kopira logičke veze od tačke konekcije

- Pored navedenog, ovaj modul posjeduje i alat “Logičke veze i grafička konektivnost” za definisanje logičkih veza (nadređeni objekat) i za fino podešavanje geometrije (ako je grafička veza do nadređenog objekta negdje prekinuta onda se linija produži do uspostavljene konektivnosti). Omogućava i alat za uparivanje objekata (TS i Vodovi) iz dvije baze (GIS i TBP).
- Mobilna aplikacija za ažuriranje atributa - služi za ažuriranje atributa i dodavanje slika objektima. Korisnicima je omogućen rad direktno na terenu u offline i online režimu sa tablet uređaja. Aplikacija posjeduje kontrolu koja onemogućava ažuriranje atributa / dodavanje slika u slučaju da se uređaj nalazi na većoj udaljenosti od objekta od maksimalno dozvoljene udaljenosti.
- Sistem za validaciju - sve izmjene objekata urađene kroz sva tri kanala (Unos podataka, TBP, Mobile app) dopijevaju na validaciju i posatju aktivne tek po validaciji nadležnog validatora. Tokom validacije, validatoru je dostupan grafički i tabelarni prikaz svih izmjena kao i pregled snimljenih fotografija.
- Izvještaji – sistem sadrži i modul za izvještavanje (dužina vodova po regionima, broj stubova, ažuriranje objekata, neupareni objekti...) koji se na zahtjev korisnika proširuje sa novim izvještajima

Kako bi se omogućilo logičko povezivanje podataka koji su već bili u sistemu biće razvijen i wizard za uparivanje i grafičku konektivnost objekata kojim su se ažurirale veze između postojećih objekata. Na taj način je moguće pratiti vezu svakog objekta ka izvodu iz njegove napojne TS.

II i III fazom projekta će se implementirati moduli za usaglašavanje postojeće i planiranje buduće EE mreže.

#### 4) AMM

Navedeni sistem predstavlja sistem za upravljanje pamentnim brojilima. Komunikacija se pamentnim brojilima se ostvaruje putem PLC-a. Kompanija, za sada, posjeduje AMM software vendara: Atos ENEL– Italija, Meter & Control – Srbija i Landis + Gyr. Software-i će se unaprijeđivati u skladu sa potrebama sistema.

#### 5) Softver za upravljanje procesima

U cilju povećanja efikasnosti i kvaliteta pružanja usluge potrošačima, boljeg upravljanja procesima i veće transparentnosti, kao i u cilju stvaranja mogućnosti za pravljenje raznih izvještaja i KPI analiza, te boljeg sagledavanja procesa po dubini i donošenja ispravnih odluka od strane menadžmenta, CEDIS se opredijelio za digitalizaciju ključnih procesa.

U tu svrhu nabavljen je Softver za upravljanje procesima kojim se pokrivaju neki od ključnih procesa za komunikaciju sa krajnjim potrošačima a koje je neophodno dodatno unaprijeđivati u cilju pružanja što bolje usluge:

- Prigovori krajnjih korisnika – proces prati prigovor od podnošenja od strane potrošača (putem web sajta ili preko Arhive), kroz njegovu realizaciju unutar CEDISa do zatvaranja i slanja odgovora potrošaču
- Prigovori od strane RAE, UIP i ostalih državnih institucija - proces prati prigovor od podošenja od strane RAE/UIP/državne insitucije, kroz njegovu realizaciju unutar CEDISa do zatvaranja i slanja odgovora
- Prigovori od strane snabdjevača – proces prati prigovor od podošenja od strane Snabdjevača, kroz njegovu realizaciju unutar CEDISa do zatvaranja i slanja odgovora
- Sudska pismena – proces prati parnične predmete (tužbe) sa potrošačim
- Mjesečno slanje SMS-a za neovlašćenu potrošnju

Ovaj softver omogućava komunikaciju skoro svih sektora kompanije, sa jasnim pregledom statusa predmeta, rokova, odgovornih osoba itd.

U planu je implementacija novih procesa, kao i nadogradnja postojećih:

- Razvoj poslovnog procesa – Naknade štete (od odgovornosti iz djelatnosti) kojim će se pratiti proces Naknada štete krajnjim potrošačima od podnošenja Zahtjeva, preko realizacije kroz CEDIS do donošenja odluke i odgovora potrošaču

- Nadogradnja procesa Prigovori od strane potrošača kako bi se omogućilo slanje SMS-ova
- Unaprjeđenje modula za generisanje predmeta putem web forme kako bi se korisnicima omogućio rad u modernijem okruženju sa značajno povećanim mogućnostima za pregled i izmjenu velikog broja podataka a samim tim i njihovu efikasniju obradu.
- Modul za konekciju Softvera za upravljanje procesima sa Billingom koji će omogućiti korišćenje jedinstvena baza potrošača iz Billinga u svim procesima u kojima je to potrebno
- Modul za konekciju Softvera za upravljanje procesima sa Online GISom kako bi se usaglašavali validirani podaci različitih vlasnika
- Unaprjeđenje licence kako bi podržala veći broj korisnika
- Razvoj modula za praćenje Upravljanja investicijama kompanije kako bi se doprinijelo što efikasnijem praćenju investicija ključnih za razvoj EE mreže i pružanje usluge potrošačima. Riječ je o projektu koji se sastoji iz četiri glavne komponente:
  - Nabavka – proces koji prati pokretanje Zahtjeva za nabavku (na osnovu Plana javnih nabavki koji će biti učitani u sistem) i njegov dalji tok do zaključenja ugovora iz kojeg se crpe neophodne informacije za praćenje investicije
  - Imovinsko pravni odnosi – proces prati pokretanje i rješavanje imovinsko pravnih odnosa koji su neophodni kako bi se krenulo u realizaciju investicije
  - Aktivacija osnovnih sredstava – proces prati pokretanje zahtjeva za aktivaciju osnovnog sredstva, nakon realizovane investicije. Ovaj proces je praćen i komunikacijom sa ERP sistemom kompanije (eBS).
  - Upravljanje investicijama - proces prati sve investicije odobrene od strane Regulatorne Agencije za Energetiku i komunalne djelatnosti (uključujući i neplanirane). Podaci o projektima (investicijama) se ažuriraju informacijama iz zasebnih zadataka (koji se formiraju za svaku investiciju zasebno, npr. Obezbeđivanje potrebnih dozvola, Status radova, Finansijski izvještaji,...), pomoćnih procesa navedenih u stavkama iznad kao i Finansijsko-poslovnog informacionog sistema kako bi se dobila kompletna slika. Proces je projektno orjentisan i dozvoljava fazno praćenje, sa informacijom o odgovornoj osobi, alarmima i notifikacijama i izvještavanje u skladu sa zahtjevima korisnika. Zbog velikog broja investicionih projekata u toku i planiranih, kao i zbog velike dinamike promjena na investicionim projektima, a cilju ispunjenja zakonske obaveze o izvještavanju o statusu istih, CEDIS planira da sa postojećim kadrovskim kapacitetima uz upotrebu navedenog softvera nastavi sa izvještavanjem bez povećanja broja angažovanih zaposlenika na ovom poslu.

#### 6) Finansijsko-poslovni informacioni sistem

Finansijsko-poslovni informacioni sistem je sistem koji pokriva ključne finansijske procese kompanije:

Glavna knjiga, Nabavka, Nabavni ugovori, Upravljanje zalihama, Interna prodaja-prodaja, Upravljanje obavezama, Upravljanje stalnim sredstvima, Upravljanje potraživanjima, Upravljanje novčanim tokovima, Upravljanje ljudskim resursima, Upravljanje Projektima, Putni nalozi, Blagajna, Dati krediti, Primljeni krediti, HelpDesk, Kancelarijsko poslovanje, Sistem poslovnih registara (Registri), Utuženja neovlaštene potrošnje, Elektronska plaćanja

U planu je razvoj softvera kroz:

- Razvoj servisa za komunikaciju i razmjenu podataka o Investicionim projektima, osnovnim sredstvima, mjernim podacima sa krajnjim korisnicima Distributivnog Sistema, troškovima tužbi sa potrošačima neovlašćene potrošnje itd. sa Softverom za praćenje procesa i IT sistemom za upravljanje podacima sa mjernih mjesta kroz integraciju sa AMM-om
- Projekat migracije Informacionog sistema na infrastrukturu CEDIS-a u skladu sa Zakonom o energetici (sistem je trenutno na infrastrukturi EPCG) što podrazumijeva instalaciju virtuelnih servera, migracije

- baze podataka i aplikativnih server, podešavanje rada sistema u novom okruženju, podešavanje integracija međusoftverskih rješenja kao i upgrade baze za razvojnu, testnu i produkcionu instancu
- Migraciju određenih modula na APEX platformu kako bi se korisnicima omogućio rad u modernijem okruženju i efikasnija obrada podataka
- Unaprjeđenje modula fiskalizacije gotovinskih i bezgotovinskih izlaznih računa CEDIS-a koji podrazumijeva prilagođavanje izlaznih računa iz eBS-a u skladu sa zahtjevima Poreske uprave kao i komunikaciju sa Billing sistemom

Dodatno, postojeći sistem je potrebno nadograditi u cilju unapređenja i optimizacije poslovnih procesa kroz: Unapređenje procesa elektronskog plaćanja, Reorganizacija kompanije – nova organizaciona struktura kompanije, nova definicija radnih mjesta, novi rasporedi zaposlenih i povezanost sa radnim mjestima, Revalorizacija dugotrajne imovine, Unapređenje procesa upravljanja investicionim projektima i projektima investicionog ulaganja, Razvoj novih servisa koji će funkcionisati na podaktovnjoj sabirnici - BizTalk, Unapređenje modula za izvještavanje o investicijama, povezivanje sa Softverom za obračun zarada koji kompanija planira da implementira itd.

#### 7) Softver za upravljanje prekidima u distributivnoj mreži (Outage mng software)

Kompanija posjeduje sistem za upravljanje prekidima u distributivnoj mreži na 10 kV i 35 kV naponskom nivou. Sistem prati topologiju mreže uz šifriranje elemenata i pripadnost regionima. Korisnici vrše potvrdu uklopnog stanja kako bi se dobio tačan dio konzuma pogođen isključenjem.

Sastoji se iz sljedećih modula:

- Planiranje/depeše
- Operativna energetika 35/10kV
- Operativno upravljanje 35/10kV
- Dispečerski modul 35/10kV
- Viber bot

U planu je razvoj dodatnih modula i unapređenje postojećih (PR izvještaji, Call centar, Wall prikaz) kao i konekcija i buduća razmjena poruka sa SCADA i AMM sistemima (dodatni elementi poruka, prenos beznaponskih stanja itd.).

#### 8) Optička WAN mreža

CEDIS je po osnovu Ugovora o poslovnoj saradnji između EPCG i kompanije M:tel naslijedio značajnu optičku infrastrukturu. Optika je postavljena po 35 kV stubovima (cca 400 km) kao i po dijelu niskonaponske 0.4 kV mreže. Kako bi ovaj značajni resurs mogli koristiti, neophodno je segmentirane optičke trase međusobno povezati. Cilj je iskoristiti optiku kao prenosni medijum za komunikaciju SCADA sistema sa TS, kao i za stvaranje sopstvene WAN mreže kojom će CEDIS korisnici nezavisno od TK operatera komunicirati sa Server salom i svim njenim serverima. Takođe, kompanija je kao Kablovski operater prepoznata kod Telekomunikacionih kompanija kao vlasnik atraktivne optičke infrastrukture koju žele iznajmiti. Kako bi dobili za kompaniju neophodnu WAN optičku mrežu, neophodno je nedostajuće optičke segmente izgraditi i povezati u jedinstvenu cjelinu.

#### 9) Server sala DRC lokacije

Kompanija planira podići rezervnu DRC lokaciju kako bi obezbjedila kontinuirano poslovanje i funkcionisanje svih servisa u slučaju katastrofe primarne lokacije. Obzirom na razvijenu informacionu infrastrukturu na primarnoj lokaciji i veliki broj servisa, kompaniji je neophodna snažna i pouzdana serversko-komunikaciona oprema na rezervnoj lokaciji. Implementacijom ovog projekta ćemo obezbijediti kontinuitet poslovanja u slučaju katastrofe primarne lokacije bez gubitka podataka i sa razumnim vremenom oporavka.

#### 10) IP MPLS Servisna mreža

S obzirom da kompanija posjeduje značajan resurs optičke infrastrukture postavljene duž 35KV dalekovonih sistema (OPGW optika) planirana je izgradnja telekomunikacione IP MPLS servisne mreže sa 10Gb/s linkovima u Jezgru mreže, koja će osigurati povezivanje svih objekata od značaja za kompaniju u jedinstvenu telekomunikacionu mrežu. Ovako izgrađena mreža će obezbijediti prenos podataka sa udaljenih lokacija (TS 35/10KV i Poslovnih objekata) do Primarne DC lokacije, DRC lokacije, Distributivnog dispečerskog centra, Centara upravljanja za potrebe sledećih sistema:

- SCADA i ADMS – Centralizovani monitoring i upravljanje elektro-energetskim sistemom
- Centralizovani monitoring sistema tehničke zaštite (kontrola pristupa, protivpožarna, protivprovalna zaštita, video nadzor)
- Poslovne mreže (mail, internet, GIS, Korporativni portal, Finansijsko-poslovni informacioni sistem, softver za upravljanje procesima, AMM, Biling),
- IP telefonije na lokacijama TS-ova i Poslovnih objekata
- WIFI pokrivanje na lokacijama TS-ova i Poslovnih objekata
- Telemetrija

IP MPLS servisna mreža će osigurati visoku pouzdanost, veliku brzinu prenosa podataka, veliki propusni opseg, malo kašnjenje, integritet podataka, prenos podataka u realnom vremenu, bezbjednost informacija i kontinuitet poslovanja, što je prdeuslov za funkcionisanje svih navedenih sistema. Interna telekomunikaciona mreža će biti nezavisna od infrastrukture drugih Operatora i omogućiće logičko razdvajanje servisa čime će se obezbijediti poseban nivo sigurnosti za prenos signala za sve sisteme. Ovo je od posebnog značaja za sisteme kojima se vrši Upravljanje elektro-energetskom sistemom, čime se značajno smanjuje rizik od sajber napada i upada u sistem.

IPMPLS mreža omogućava i definisanje QoS (Quality of service) po servisu, koji će osigurati prioritizaciju servisa, kao i definisanje potrebne brzine prenosa podataka po servisu. SCADA i ADSM sistem zahtijevaju real-time prenos podataka što je jedino izvodljivo definisanjem QoS-a kroz IP MPLS telekomunikacionu mrežu.

Ovom investicijom je predviđena nabavka mrežne opreme (rutera) na lokacijama gdje postoji potreba za implementacijom nekog od navedenih servisa, a gdje postoji tehnička izvodljivost povezivanja optičkom infrastrukturom, kao i firewall sistema na lokacijama Primarnog DC i DRC kako bi se osigurao osnovni nivo informacione bezbjednosti. Telekomunikaciona IP MPLS mreža će obezbijediti povezivanje sistema Tehničke zaštite na mrežnu opremu na lokacijama TS35/10KV u svim Regionima, kao i transport podataka do Centralizovanog sistema za monitoring sistema tehničke zaštite, kao i povezivanje lokalnih SCADA sistema na mrežnu opremu na lokacijama TS35/10KV koji su predviđeni projektom SCADA i ADSM i njihovo povezivanje na Centralizovane SCADA i ADMS sisteme koji će omogućiti Centralizovani monitoring i upravljanje elektro-energetskom sistemom. Ujedno ovako izgrađena mreža će poslužiti za potrebe povezivanja Poslovnih objekata u jedinstvenu poslovnu računarsku mrežu u cilju isporuke korporativnih servisa zaposlenima. U skladu sa planovima i potrebama kompanije za nadogradnju SCADA i ADMS sistema vršiće se nadogradnja optičke infrastrukture kao i nadogradnja i proširenje IP MPLS servisne mreže.

Jednom izgrađena IP MPLS servisna mreža predstavlja osnovu za dalju nadogradnju telekomunikacionih sistema koji će osigurati implementaciju Pametnih mreža (Smart grid) koje će povezati sve elemente distributivnog sistema: OIE, skladišta EE, korisnike, kupce, kupce proizvođače, punjačnice za električne automobile, čime će se osigurati evolucija u oblasti enegretike u smislu razvoja servisa, upravljanja mrežom, automatizacije, izbora snabdjevača, transparentnosti na tržištu energetike, što u krajnjem donosi brojne benefite za krajnje korisnike i sisteme povezane na distributivni sistem.

Izgradnjom telekomunikacione IP MPLS mreže CEDIS će izbjeći troškove zakupa L3 VPN servisa limitiranih kapaciteta kod drugih Opretora telekomunikacionih usluga za potrebe realizacije prenosa podataka za sve navedene servise, i osigurati značajno veći nivo informacione bezbjednosti za sve nevedene servise.

#### 11) Softverske licence

U prethodnom periodu kompanija je dijelom započela nabavku softverskih licenci i plan je da se i u narednom periodu nastavi nabavka softverskih licenci (Windows serveri, Oracle licence, Office paketi, MS Project...). Kroz realizaciju projekta migracije Finansijsko-poslovnog informacionog sistema na CEDIS infrastrukturu i nabavku novog softvera - Implementacija IT Sistema za upravljanje podacima sa mjernih mjesta kroz integraciju sa AMM-om, neophodna je kupovina trajnih Oracle licenci.

#### 12) Kancelarijski informatička oprema

U CEDIS-u je zaposleno preko 1300 radnika a kompanija posjeduje preko 600 računara/laptopova i veliki broj ostale kancelarijske informatičke opreme: MFU, štampači, skeneri, telefoni, fax-ovi,... Obzirom da je znatan dio kancelarijske informatičke opreme dotrajavao, kompanija planira uložiti znatna sredstva u zadržavanje iste, kako bi se u narednom periodu primakla standardu da se računar smatra otpisanim po isteku 5-te godine starosti. Slično važi i za ostalu kancelarijsku informatičku opremu: štampači, MFU, telefoni, fax-ovi. Kompaniji je neophodno svake godine zamijeniti 1/5 (20%) od ukupnog broja svih računara/laptop-ova, MFU, štampača, fax-ova, odnosno oko 120 računara/laptopova te velikog broja ostale kancelarijske informatičke opreme.

Veliki broj štampača i MFU uređaja je takodje veoma zastario, oslabio je kvalitet štampe i postoji problem nabavke tonera, pa je potrebno zamijeniti postojeće štampače i MFU uređaje.

Konstantnim razvojem informacionog sistema i samim razvojem tehnologije kao i kontinuiranim zapošljavanjem novih radnika, neophodno je i da se u kontinuitetu obezbjeđuje kvalitetna i ispravna informatička oprema novije generacije (u dijelu hardverskih i softverskih performansi) kako bi se nesmetano obavljao proces rada. U međuvremenu kompanija je razvila nove funkcionalnosti posebno u dijelu online GIS projekta i za potpunu realizaciju ovog projekta potrebna će biti nabavka još 50 tablet uređaja koji služi za ažuriranje atributa i dodavanje slika objektima direktno na terenu u offline i online režimu. Razvojem ISS softvera ukazala se potreba za nabavkom monitora većih dimenzija u dispečerskim centrima. Sa razvojem Službe za pripremu projekata ukazala se potreba za nabavkom kolor štampača i plotera većih dimenzija.

#### 13) Nadogradnja IP mrežne infrastrukture

U informacionom sistemu (IS) CEDIS-a su implementirani važni sistemi/aplikacije koji predstavljaju osnovu za funkcionisanje cijele kompanije te je u tom smislu potrebno osigurati brz, pouzdan i siguran prenos podataka kroz IS. Porastom broja IT servisa, dolazi do porasta telekomunikacionog saobraćaja i potreba za dodatnim mrežnim resursima, te su neophodna konstantna unapređenja mrežne infrastrukture kako bi se izbjegla zagušenja, spriječio gubitak informacija i nedostupnost sistema.

Informaciona bezbjednost je od izuzetnog značaja za svaki IS te su i u tom segmentu neophodna značajna unapređenja.

Trenutno CEDIS svojim zaposlenima na udaljenim lokacijama (oko 30 lokacija) pruža korporativne servise preko mrežne opreme koja je u vlasništvu EPCG-a a koja je stara više od 15 godina. CEDIS je u zakonskoj obavezi da izvrši razdvajanje svih servisa od EPCG-a i da unapređuje sistem na način da blagovremeno mijenja zastarjelu opremu koja je na isteku korisnog vijeka. Investicijom je planirana fazna nabavka opreme kako bi se izvršilo razdvajanje informacionih sistema CEDIS-a i EPCG-a

Planirana je i zamjena postojećeg Firewall-a koji je dostigao kritične vrijednosti ključnih performansi na Centralnoj lokaciji, kao i odvajanja inside i outside zone IS na različitim hardverskim komponentama Firewalla. Kako je Firewall najbitnija bezbjedonosna komponenta u IS čiji je primarni zadatak da kontroliše protok podataka između različitih segmenata IT-a i štiti sisteme od neovlašćenog pristupa plan je da se implementira novi Next generation firewall koji osim osnovne funkcionalnosti podržava i napredne bezbjednosne funkcionalnosti: Antivirus, Antibot, IPS, AC, koje dodatno podižu nivo bezbjednosti IS. U

kombinaciji sa Proxy serverom omogućiće se zaštita od upada u sistem, zaštitu od virusa, malicioznih softvera, gubitka privatnosti i ograničiće se kontrola pristupa zaposlenih internet sadržajima.

Za potrebe udaljenog pristupa IS-u od strane spoljašnjih partnera CEDIS-a kao i zaposlenih neophodna je nabavka sistema koji kontroliše pristup IS, a kojim se mogu definisati prava pristupa za pojedine VPN grupe i korisnike, a sve u cilju povećanja bezbjednosti informacionog sistema.

Postojeći sistem fiksne telefonije u kompaniji koji predstavlja osnovu za komunikaciju dispečerskih ekipa sa ekipama na terenu i omogućava prijavu kvarova i smetnji od strane korisnika distributivnog sistema je baziran na tehnologiji kojoj je istekao korisni vijek (sistem star oko 15-tak godina) te je neophodna migracija na IP telefoniju.

U cilju identifikacije potencijalnih sigurnosnih incidenata u IT sistemu neophodna je implementacija SIEM rješenja koje vrši prikupljanje logova sa svih sistema a čiji je cilj prepoznavanje sigurnosnih događaja. Rješenje omogućava skladištenje logova zbog potrebe za njihovom naknadnom analizom i rekonstrukcijom događaja.

U cilju praćenja ključnih performansi sistema i monitoringa uređaja, praćenje alarma i stanja svih komponenti IS-a neophodna je implementacija Monitoring sistema zasnovanog na SNMP protokolu.

Sve navedene investicije će dovesti do ispunjenja velikog broja mjera iz ISO27001 standarda. Realizacija navedenih investicija predstavlja i realizaciju mjera interne revizije.

#### 14) Nadogradnja serverske infrastrukture

U prethodnom periodu kompanija je realizovala projekat opremanja centralne serverske prostorije (Data room) i primjenom virtuelizacije podignut je veliki broj servera koji je dijelom preuzet od EPCG, kao i značajan broj novih servera koji je podignut od strane ICT Cedis-a. U narednom periodu planiran je nastavak preuzimanja ključnih aplikativnih rješenja od EPCG-a (eBS, Billing, AMM...) kao i instalacija novih servera/servisa, pa se usljed eksponencijalnog rasta broja novih servera/servisa stvara potreba za dodatnom kupovinom odnosno proširivanjem prostora na storage prostoru. Uz implementaciju novih sistemskih softvera biće potrebna i nadogradnja postojećih servera za WSUS, kao i potreba za proširenjem prostora za skladištenje bekapa (podataka i virtuelnih servera). Takodje biće neophodna zamjena testnog okruženja (oprema na kojoj se nalazi testno okruženje kao polovna je kupljena 2017 godine, i ukupna starost ove serverske opreme je preko 8 godina).

#### 15) Sistem digitalne telefonije (TETRA)

Digitalna telefonija sa funkcionalnostima snimanja razgovora, formiranje grupa, uzimanje GPS pozicija itd. je važan instrument za bezbjednu komunikaciju u procesu Upravljanja distributivnom mrežom.

### 7.6.3.4. Zaštita na radu i zaštite životne sredine

Jedno od osnovnih opredjeljenja CEDIS-a, kao društveno odgovorne kompanije, je i sistematsko smanjenje negativnih uticaja na životnu sredinu. U tom cilju planirana je realizacija sljedećih aktivnosti:

- 1) Implementacija zahtjeva standarda ISO 14001:2015 – sistem menadžmenta životnom sredinom
  - Tokom 2018.godine CEDIS će implementirati zahtjeve standarda ISO 14001:2015 koji će obuhvatiti poslovanje Društva na teritoriji Crne Gore. Implementacijom zahtjeva standarda omogućiće se sveobuhvatno upravljanje zaštitom životne sredine u skladu sa zakonskom regulativom Crne Gore, njeno kontinuirano poboljšavanje, kao i sprečavanje štetnih uticaja na životnu sredinu.
  - Namjera CEDIS-a je da, tokom 2019.godine, izvrši certifikaciju sistema upravljanja životnom sredinom u skladu sa zahtjevima standarda ISO 14001, na nivou svih organizacijskih cjelina u kompaniji.

- Opšti ciljevi zaštite životne sredine na nivou CEDIS-a su usmjereni na sistemsko upravljanje otpadom na svim organizacijskim nivoima, zbrinjavanje opreme i otpada koji sadrži polihlorovane bifenile (PCB), prepoznavanje rizika po životnu sredinu, smanjenje mogućnosti nastanka incidentnih situacija koje mogu imati negativan uticaj na životnu sredinu, formiranje i uređenje privremenih skladišta otpada.
- 2) Ispitivanje izolacionog ulja u opremi i otpadu na sadržaj polihlorovanih bifenila (PCB)
- U Crnoj Gori je završen Nacionalni projekat “Sveobuhvatno ekološki prihvatljivo upravljanje otpadom koji sadrži polihlorovane bifenile (PCB) u Crnoj Gori” (u daljem tekstu PCB Projekat). Cilj projekta je bio sprovođenje Nacionalnog plana za implementaciju Stokholmske konvencije za period 2014-2021. godine (NIP) u dijelu rješavanja ove vrste otpada kroz izvoz istog. Ovim projektom su se ispunile određene obaveze proistekle iz Državnog plana upravljanja otpadom, Zakonom o upravljanju otpadom, Pravilnika o postupanju sa opremom koja sadrži PCB, kao i obaveze proistekle iz evropskog zakonodavstva i Stokholmske konvencije. Navedenim projektom nijesu bila obuhvaćena ispitivanja izolacionog ulja u 176 transformatora koji su u pogonu u trafostanicama TS 35/10 kV i 35/6 kV (176 u pogonu i 75 rezervnih) koji će se raditi u narednom periodu.
- 3) Izgradnja Skladišta za opremu koja je kontaminirana PCB
- Kroz PCB Projekat planirana je izgradnja skladišta za potrebe CEDIS-a. Skladište, površine 1000m<sup>2</sup>, će biti izgrađeno u skladu sa međunarodnim standardima koji definišu karakteristike PCB skladišta. CEDIS je opredjelio lokaciju na kojoj će biti izgrađeno Skladište i obezbjedio urbanističko tehničke uslove za izradu tehničke dokumentacije za Skladište. Skladište će se graditi na parceli u okviru DUP-a “Industrijska zona - Kotor” .
  - Za vrijeme trajanja PCB Projekta u Skladište će se odlagati oprema kontaminirana PCB-jem do njene dekontaminacije ili zbrinjavanja. Nakon završetka PCB Projekta izvršiće se dekontaminacija Skladišta i Skladište će ostati u vlasništvu CEDIS-a.
- 4) Nejonizujuće zračenje
- Zakonom o zaštiti od nejonizujućih zračenja („Sl.list Crne Gore“ broj 035/13) uređuje se zaštita života i zdravlja ljudi, lica koja rade sa izvorima nejonizujućih zračenja ili se u procesu rada nalaze u poljima nejonizujućih zračenja i zaštita životne sredine od štetnog djelovanja nejonizujućih zračenja, uslovi za korišćenje izvora nejonizujućih zračenja i druga pitanja od značaja za zaštitu od nejonizujućih zračenja.
  - CEDIS, kao imalac zatečenih izvora elektromagnetnih zračenja je dužan da svoje poslovanje uskladi sa ovim zakonom u roku od dvije godine od stupanja na snagu zakona (01.07.2015.godine). U cilju ispunjavanja zakonskih propisa CEDIS je 2017.godine Agenciji za zaštitu prirode i životne sredine podnio prijavu izvora nejonizujućih zračenja.
- CEDIS je , u skladu sa zakonom, u obavezi da u narednom periodu od Agencije za zaštitu prirode i životne sredine dobije dozvolu za korišćenje izvora elektromagnetnog zračenja za svaki novi ili rekonstruisani stacionarni izvor. Osim navedenog, CEDIS je u obavezi da: odredi lice odgovorno za sprovođenje mjera zaštite od nejonizujućih zračenja, izradi procjenu rizika izloženosti profesionalno izloženih lica i lica odgovornih za sprovođenje mjera zaštite od nejonizujućih zračenja elektromagnetnom polju, kao i da vrši prva ili periodična mjerenja nivoa elektromagnetnih polja u okolini izvora. U skladu sa zakonom CEDIS je u obavezi da izradi Studiju korišćenja zatečenih izvora nejonizujućeg zračenja. Javni poziv za izradu Studije

raspisuje Agencija za zaštitu prirode i životne sredine. CEDIS kao imalac zatečenih izvora nejonizujućeg zračenja finansira izradu Studije proporcionalno broju i prirodi izvora.

Shodno zakonu, za svaki novoizgrađeni ili rekonstruisani dalekovod ili trafo stanicu moraju se raditi prva ispitivanja nivoa nejonizujućeg zračenja. Na osnovu rezultata ispitivanja Agencija za zaštitu prirode i životne sredine će definisati periodičnost ispitivanja.

5) Procjena uticaja na životnu sredinu

- Zakonom o procjeni uticaja na životnu sredinu ("Sl.list RCG" broj 80/05, "Sl.list CG" broj 40/10, 73/10, 40/11, 27/13 i 52/16) utvrđuje se postupak procjene uticaja za projekte koji mogu imati značajan uticaj na životnu sredinu, sadržaj elaborata o procjeni uticaja, učešće zainteresovanih organa i organizacija i javnosti, postupak ocjene elaborata i izdavanja saglasnosti, obavještanje o projektima koji mogu imati značajan uticaj na životnu sredinu druge države, nadzor i druga pitanja od značaja za procjenu uticaja na životnu sredinu.
- U skladu sa Uredbom o projektima za koje se vrši procjena uticaja na životnu sredinu ("Službeni list Republike Crne Gore", br. 020/07, Službeni list Crne Gore", br. 047/13, 053/14) trafostanice, i rasklopna i konvertorska postrojenja kao i kablovski i vazdušni vodovi su projekti za koje se može tražiti procjena uticaja na životnu sredinu. Kako je planom obuhvaćena izgradnja trafostanica, kablovskih i vazdušnih vodova sprovodiće se postupak procjene uticaja na životnu sredinu. Visina finansijskih sredstva potrebnih za sprovođenje postupka procjene uticaja zavisi od odluke Agencije za zaštitu prirode i životne sredine da li je za predmetni projekat potrebna izrada Elaborata o procjeni uticaja projekta na životnu sredinu.

6) Upravljanje otpadom

- CEDIS, kao proizvođač otpada, je u obavezi da sa otpadom postupa u skladu sa Zakonom o upravljanju otpadom ("Sl.list Crne Gore" broj 64/11 i 39/16). U CEDIS-u se s otpadom postupa na način koji je definisan u Planu upravljanja otpadom za period 2000 – 2023.godina.

U CEDIS-u se upravljanje otpadom vrši u skladu sa Procedurom upravljanja otpadom. Procedurom upravljanja otpadom definisane su sledeće aktivnosti: vođenje evidencije o stvorenom otpadu, privremeno skladištenje, zbrinjavanje i izvještanje o stvorenom i odloženom otpadu. CEDIS posjeduje magacine za demontiranu opremu i materijal.

- Poslove zbrinjavanja opasnog otpada CEDIS, u skladu sa zakonom, povjeravai ovlašćenim sakupljačima/trgovcima.

7) Upravljanje hemikalijama

- Zakonom o hemikalijama ("Sl.list Crne Gore", broj 51/2017) definisane su obaveze uvoznika, distributera i korisnika hemikalija. Kako CEDIS u svojim procesima koristi određene vrste hemikalija to je, u skladu sa Zakonom, u obavezi da vodi evidenciju o hemikalijama, koju, po zahtjevu, dostavlja Agenciji za zaštitu prirode i životne sredine. Obaveza CEDIS-a je da hemikalijama rukuje na način koji je bezbjedan za zdravlje ljudi i životnu sredinu, a koji je naveden u bezbjedonosnom listu.

8) Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i uređaji

- Prioritet u poslovanju, CEDIS daje zaštitu i zdravlju zaposlenih na radu, što podrazumjeva osposobljenost zaposlenih za bezbjedan rad i korišćenje lične i kolektivne zaštitne opreme shodno normativu. CEDIS je od Ministarstva rada i socijalnog staranja dobio ovlašćenje da može obavljati poslove iz zaštite i zdravlja na radu iz člana 40 i 43 Zakona o zaštiti i zdravlju

na radu („Sl.list Crne Gore“ broj 34/14) - Rješenje broj: 170-10/16-9 od 03.08.2017.godine (Rješenje produženo broj Rješenja 106-134/21-454694/310 od 13.12.2021. godine).

- Stručne poslove koje, shodno ovlaštenju CEDIS obavlja, odnose se i na periodične preglede i ispitivanje sredstava za rad, električnih i drugih instalacija i sredstava i opreme lične zaštite na radu.
- U CEDIS-u je implementiran sistem upravljanja zaštitom zdravlja i bezbjednosti u CEDIS-u u skladu sa zahtjevima standarda IMS 45001.

#### 7.6.3.5. Vozila

Planom je obuhvaćena i nabavka vozila u cilju zamjene postojećih koja su amortizovana ili havarisana, a u cilju obavljanja licencirane djelatnosti.

#### 7.6.3.6. Opremanje i uređenje radnih prostorija

Opremanje radnih prostorija u cilju obezbjeđivanje povoljnih uslova za rad gdje je to potrebno je takođe uključeno u Plan.

Obrađivači:

(po Odluci 10-10-346)

Ranko Vuković, dipl.el.ing

Rade Dašić, dipl.el.ing

Izvršni direktor

Vladimir Čađenović, dipl. pravnik

## PRILOG

Tabela P.1. Geografsko - demografski indikatori opštine Nikšić

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km <sup>2</sup> )		2065	Najveća opština u Crnoj Gori na 670 mnv - prosječno
	Broj naselja	urbanih	1	Nikšić (600 mnv), lokalni centri Grahovo i Velimlje
		ruralnih	128	69 naselja sa manje od 100 stanovnika
Klima	Klimatska zona	prelaz od mediteranske ka planinskoj i kontinentalnoj klimi.	Sred. god. temp. 10,8° C, (januar 1,3° C, jul 21,1° C).	Umjereno topla ljeta, zime sa mnogo kišnih padavina, u sj. ist. regionu alpska klim, sa velikim količinama snijega
Demografija	Stanovnika	2003	75 282	Rast od 1953. – 2003( stopa 1,17%), a od 2003. – 2016. pad po stopi – 0,5%
		2011	72 443	
		2016	70 586	
	Stanovnika 2011	urbanih	56 970	U ruralnim naseljima: Nikšićko polje 5 970; Župa 3 714; sred. dio 2325; j.zap. dio 1 380; s.zap. dio 1 187; sjeverni 902 stanovnika
		ruralnih	15 473	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	78,6	
		ruralnih	21,3	
Gustina opštine Nikšić (stanovnika/km <sup>2</sup> )		35,1	Srednja: 1,29 puta manja od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva do 2025.		2020: 72 505 2025: 73 337	Planiran blagi rast od 2016. po stopi 0,14%,	

Tabela P.2 Geografsko - demografski indikatori opštine Plužine

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km <sup>2</sup> )		854	433 mnm - 2300 mnv
	Broj naselja	urbanih	1	Plužine
		ruralnih	45	3 naselja sa više od 100 stan.
Klima	Klimatska zona	umjereno kont., a plan. predjeli preko 2 000 mnv, alpska	Sr. god. temp. 8 ° C, zimi pada ispod -20 ° C	Relat. topla ljeta i hladne zime sa velikim snijega
Demografija	Stanovnika	2003	4 272	Pad od 1971. – 2011. (stopa – 2,5%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 2,9%
		2011	3 246	
		2016	2 800	
	Stanovnika 2011	urbanih	1 353	
		ruralnih	1 893	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	41,7	
ruralnih		58,3		
Gustina opštine Plužine (stanovnika/km <sup>2</sup> )		3,8	Veoma niska: 11,9 puta manja od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva za 2028. g		3930	Rast u Plužinama, Goranskom D. Brezni po stopi 2,8% .	

Tabela P.3. Geografsko - demografski indikatori Glavnog grada

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km <sup>2</sup> )		1492	Prosječna nadmorska visina Glavnog grada je 52 m
	Broj naselja	urbanih	3	Podgorica, Tuzi i Golubovci
		ruralnih	140	7 rur. naselja sa više od 1000 tan.
Klima	Klimatska zona	submediteranska i visokoplaninska	Sred.god. temp.. 15.5° C, (januar 5 °C, jul 26.7° C).	Topla i suva ljeta i umjereno hladne zime
Demografija	Stanovnika	2003	169 132	Pozitivna stopa rasta od 1948. 2,15%, a od 2011. 1%
		2011	185 937	
		2016	195 718	
	Stanovnika 2011	urbanih	156 169	I. Grad Podgorica 82%; II. Ravnič. područje 13,28%; III. Istočna brda 1,71%; IV. Sjeverna brda 1,20%; V. Zapadna brda 1,74%
		ruralnih	30 916	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	84	
		ruralnih	16	
	G.opština Tuzi	ukupno	12 096	
	G.opština Golubovci	ukupno	16 093	Golubovci 3122 grad. stan. (19,4%)
Gustina Glavnog grada (stanovnika/km <sup>2</sup> )		124,6	Relativno visoka: 2,75 puta veća od prosjeka za Crnu Goru (45,3)	
Prognoza stanovništva za 2025.		213 007	Dalji rast po stopi 0,94% u periodu 2017-2025.	

Tabela P.4. Geografsko - demografski indikatori opštine Danilovgrad

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km <sup>2</sup> )		501	Ravnica do 200 mnv – 140,5 km <sup>2</sup> , Brd. podr. do 650 mnv – 81 km <sup>2</sup> , Planine. < 650 mnv – 279.5 km <sup>2</sup>
	Broj naselja	urbanih	2	Danilovgrad i Spuž
		ruralnih	88	6 rural. naselja sa > od 500 stan.
Klima	Klimatska zona	submediteranska i visokoplaninska	Sred. god. temp. 15°C, (jan. 4,3 °C, jul 24.2 °C)	Duga, suva i topla ljeta i blage, vlažne zime
Demografija	Stanovnika	2003	16 523	Pozitivna stopa rasta od 1991. (1,14%), a od 2011. stagnacija
		2011	18 472	
		2016	18 336	
	Stanovnika 2011	urbanih	6 892	Danilovgrad (g) - 5170 Spuž – 1722
		ruralnih	11 580	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	37,3	
		ruralnih	62,7	
Gustina Glavnog grada (stanovnika/km <sup>2</sup> )		36,9	Niža srednja: 1,23 puta manja od prosjeka za Crnu Goru (45,3)	
Prognoza stanovništva za 2020.		21 502	Rast po prosječnoj stopi 4% u periodu 2017-2025. Nerealno!	

Tabela P.5. Geografsko - demografski indikatori Prijestonice Cetinje

Kategorija	Indikator	Iznos	Napomena
------------	-----------	-------	----------

<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		910	Nivo Jezera je 6 do 9 mnv, a vrh Lovčena 1749 mnv
	Broj naselja	urbanih	2	Cetinje (670 mnv) i R. Crnojevića
ruralnih		92	90 naselja sa < od 100 stanovnika	
<b>Klima</b>	Klimatska zona	umjereno-kont., obilnim padav. u jesen i zimu	Sred. god. temp. 11 ° C, (zima 2,1 ° C, ljeto 20 ° C).	Relativno svježija ljeta, zime hladne, sa obilnim snijegom
<b>Demografija</b>	Stanovnika	2003	18 482	Negativna stopa rasta u kontinuitetu od 1953. (-0,73%), a od 2011. dalji pad po stopi – 1%
		2011	16 697	
		2016	15 837	
	Stanovnika 2011	urbanih	14 166	Cetinje - 13 991 Rijeka Crnojevića – 175
		ruralnih	2 531	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	84,8	
		ruralnih	15,2	
Gustina Prijestonice (stanovnika/km <sup>2</sup> )		18,3	Umjereno niska: 2,38 puta manja od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva za 2025.		2020: 16 243 2025: 16 961	Planiran rast od 2016. po stopi 0,76%, tj. vraćanje na nivo 2011.	

Tabela P.6. Geografsko - demografski indikatori opštine Berane

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		717	Prosječ. visina je 703 mnv
	Broj naselja	urbanih	1	Berane (679 mnv)
		ruralnih	65	68 rur. naselja sa > 100 stan.
<b>Klima</b>	Klimatska zona	umjereno-kont. u kotlinama, planinska u višim predjelima	Sr. god. temp. 8,5°C (jan. -1,5 °C, jul 18,7 °C)	Topla leta, blaga proleća, ali oštre i hladne zime.
<b>Demografija</b>	Stanovnika	2003	35 068	Pad od 1981. – 2011. (stopa – 1,1%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 0,76%
		2011	33 970	
		2016	32 697	
	Stanovnika 2011	urbanih	11 073	Više od 16 ruralnih naselja sa više od 500 stanovnika od kojih 5 više od 1 000 stanovnika
		ruralnih	22 897	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	32,6	
		ruralnih	67,40	
Gustina opštine Berane 2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )		47,4	Srednja: 1,045 puta manja od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva 2021. g		56 166	Predviđen porast sa stopom od 5% od 2016. Nerealno!	

Tabela P.7. Geografsko - demografski indikatori opštine Andrijevića

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		340	700 do 2 461 mnv
	Broj naselja	urbanih	1	Andrijevića
		ruralnih	23	14 rur. naselja > od 100 stan.
<b>Klima</b>	Klimatska zona	umjereno – kont., sub-planinska i planinska klima	Sr. god. temp. 9,6°C (jan. -0,4 °C, jul 19,5 °C)	Svježija ljeta i hladne zime
		2003	5 785	

<b>Demografija</b>	Stanovnika	2011	5 071	Pad od 1953. – 2011. (stopa – 1,2%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 0,5%
		2016	4 942	
	Stanovnika 2011.	urbanih	1 055	
		ruralnih	4 016	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	20,8	
		ruralnih	79,2	
Gustina opštine Andrijevića 2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )			14,9	Niska: 3,04 puta manja od gustine CG (45,3)
Prognoza stanovništva 2021. g			5 802	Predviđen porast sa stopom od 3,3% od 2016. Nerealno!

Tabela P.8. Geografsko - demografski indikatori opštine Plav

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		486	945 mnv (u opštini najveći vrh CG- Zla kolata 2534 mnv)
	Broj naselja	urbanih	3	Plav, Gusinje, Murino
		ruralnih	20	14 rur. naselja > od 100 stan.
<b>Klima</b>	Klimatska zona	vlažnija subplaninska, preko 1 000 mnv planinska	Sr. god. temp. 8,6°C (jan. -1 °C, jul 18,2 °C)	Topla vlažna ljeta i veoma hladne zime
<b>Demografija</b>	Stanovnika	2003	13 805	Pad od 1991. – 2011. (stopa – 0,7%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 0,6%
		2011	13 108	
		2016	8 693+3 985 <sup>1</sup> = 12 698	
	Stanovnika 2011	urbanih	5 522	
		ruralnih	7 586	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	42,1	
		ruralnih	57,9	
Gustina opštine Plav 2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )			27	Umjereno srednja: 1,68 puta manja od gustine na nivou CG (45,3)
Prognoza stanovništva do 2025. (uključujući opštinu Gusinje)			2020: 11 950; 2025: 11 369	Predviđen dalji pad po stopi - 1,2% od 2016.

<sup>1</sup> 2014. izdvojena opština Gusinje

Tabela P.9. Geografsko - demografski indikatori opštine Rožaje

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		432	Tri zone: planinsko područje, područje brda i Ibarska dolina
	Broj naselja	urbanih	1	Rožaje (1 006 mnv)
		ruralnih	25	8 rur. naselja > od 500 stan.
<b>Klima</b>	Klimatska zona	umjereno – kontinentalna	Sr. god. temp. 6,0 °C (jan. -3,8 °C, jul 14,8 °C)	4 mjeseca toplo i suvo i 8 mjeseci hladno i vlažno doba,
	Stanovnika	2003	22 693	
		2011	22 964	
		2016	23 180	

<b>Demografija</b>	Stanovnika 2011	urbanih	9 567	Kontinualan rast od 1948. – 2011. (stopa 1,17%), a od 2011. – 2016. dalji rast po stopi 0,19%
		ruralnih	13 397	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	41,7	
		ruralnih	58,3	
	Gustina opštine Rožaje 2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )		55,30	
Prognoza stanovništva do 2020.		29 212	Predviđen dalji rast po stopi - 5,9% od 2016. Nerealno!	

Tabela P.10. Geografsko - demografski indikatori opštine Budva

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		122	3 vis. zone: do 1400 mnv.
	Broj naselja	urbanih	4	Budva, Bečići, Petrovac, Sv.Stefan
		suburbanih i ruralnih	41	9 suburb. nas.> od 100 st.
<b>Klima</b>	Klimatska zona	mediteranska	Sred.ljetnja temp.. 23 °C , a zimska 10 °C	Topla i duga ljeta i blage kišovite zime
<b>Demografija</b>	Stanovnika	2003	15 909	Kontinualan rast od 1948. – 2011. (stopa 2,6%), a od 2011. – 2016. dalji rast po stopi 1,4%
		2011	19 218	
		2016	20 575	
	Stanovnika 2011.	urbanih	15 995	
		Suburb. i ruralnih	3 223	
	Stanovnika 2011. (%)	urbanih	83,2	
		suburbanih i ruralnih	16,8	
Gustina opštine Kotor 2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )		157,5	Umjereno visoka: 3,48 puta veća od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva do 2020.		-	-	

Tabela P.11. Geografsko - demografski indikatori opštine Bar

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		506	Najviša t. Rumija 1596 mnv
	Broj naselja	urbanih	4	Bar, Sutomore i Virpazar
		suburb. i ruralnih	79	7 suburb. nas. > od 1000 st.
<b>Klima</b>	Klimatska zona	Mediteranska sa prelazom na kont. s druge strane Rumije	Sred. god. temp. 15,5 °C (januar 10 °C, jul 23 °C)	Topla i duga ljeta i blage kišovite zime
	Stanovnika	2003	40 037	Rast od 1948. – 2011. (stopa 1,07%), a od 2011. –
		2011	42 048	
		2016	43 522	
	Stanovnika	urbanih	17 727	

<b>Demografija</b>	2011.	suburbanih i ruralnih	24 321	2016. dalji rast po stopi 0,7%
	Stanovnika 2011. (%)	urbanih	42,2	
		suburb. i ruralnih	57,8	
	Gustina opštine Kotor2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )		83,1	Srednja: 1,83 puta veća od gustine CG (45,3)
Prognoza stanovništva do 2020.		-	-	-

Tabela P.12. Geografsko - demografski indikatori opštine Ulcinj

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		255	Ravnič. i brd.- plan. tereni .
	Broj naselja	urbanih	1	Ulcinj
		suburb. i ruralnih	38	6 rural. nas. > od 500 stan.
<b>Klima</b>	Klimatska zona	mediteranska	Sred. god. 15,8 °C (januar 6,9 °C, jul 24,3 °C)	Veoma topla i suva ljeta i blage zime sa dosta padavina.
<b>Demografija</b>	Stanovnika	2003	20 290	Kontinualan rast od 1948. – 1991. (stopa 1,5%), a od 1991. – 2016. stagnacija
		2011	19 921	
		2016	20 098	
	Stanovnika 2011.	urbanih	10 707	
		suburb. i ruralnih	9 214	
	Stanovnika 2011. (%)	urbanih	53,7	
		suburb. i ruralnih	46,3	
Gustina opštine Kotor2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )		78,1	Srednja: 1,72 puta veća od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva		2020: 24 816 2030: 30 853	Rast od 2016-2029. po stopi 3,3%. Optimistično!	

Tabela P.13. Geografsko - demografski indikatori opštine Herceg Novi

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		235	Tri visinske zone
	Broj naselja	urbanih	4	H. Novi, Bijela, Igalo, Zelenika
		suburbanih i ruralnih	23	9 suburb. naselja sa > od 500 st., od kojih 4 > 1 000 st.
<b>Klima</b>	Klimatska zona	Mediteranska	Sred. god. tem. 15,8°C (jan. 8 - 9°C, avg.25°C)	Topla i duga ljeta i kratke i blage zime
	Stanovnika	2003	33 034	Kontinualan rast od 1948. – 2003. (stopa 1,8%), a od
		2011	30 864	
		2016	30 690	
	Stanovnika	urbanih	19 617	

<b>Demografija</b>	2011	suburbanih i ruralnih	11 247	2003. – 2016. pad po stopi - 0,56%
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	63,6	
		suburbanih i ruralnih	36,4	
	Gustina opštine Herceg Novi2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )		131,3	Visoka: 2,9 puta veća od gustine CG (45,3)
Prognoza stanovništva do 2021.		41 950	Rast od 2016. po stopi od 6,45%. Nerealno!	

Tabela P.14. Geografsko - demografski indikatori opštine Kotor

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		335	Najviša tačka 1385 mnv
	Broj naselja	urbanih	5	Kotor, Dobrota, Risan, Perast i Prčanj
		suburbanih i ruralnih	51	5 suburb.nas. > od 500 st.
<b>Klima</b>	Klimatska zona	Od mediteranske do planinske	Sred. god. tem. 15,8°C (jan. 8 - 9°C, avg. 25°C)	Topla i duga ljeta i kratke i blage zime
<b>Demografija</b>	Stanovnika	2003	22 947	Kontinualan rast od 1948. – 2011. (stopa 0,75%), a od 2011. – 2016. održava se konstantan broj stanovnika
		2011	22 601	
		2016	22 634	
	Stanovnika 2011	urbanih	12715	
		suburbanih i ruralnih	9 886	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	56,2	
		suburbanih i ruralnih	43,8	
Gustina opštine Kotor2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )		67,5	Srednja: 1,5 puta veća od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva do 2021.		41 950	Porast od 2016. po stopi od 6,45%. Nerealno!	

Tabela P.15. Geografsko - demografski indikatori opštine Tivat

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		46	5 km <sup>2</sup> na otvorenom moru
	Broj naselja	urbanih	2	Tivat i Donja Lastva
		suburb. i ruralnih	10	3 suburb nas. > od 500 st.
<b>Klima</b>	Klimatska zona	mediteranska	Sred. god. tem. 15°C	Topla i duga ljeta i blage kišovite zime
<b>Demografija</b>	Stanovnika	2003	13 630	Kontinualan rast od 1948. – 2011. (stopa 1,64%), a od 2011. – 2016. dalji rast po stopi 0,76%
		2011	14 031	
		2016	14 572	
	Stanovnika 2011.	urbanih	12 715	
		suburbanih i ruralnih	1 316	
	urbanih	72,3		

	Stanovnika 2011. (%)	suburbanih i ruralnih	27,7	
	Gustina opštine Kotor2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )		305,2	Visoka: 6,73 puta veća od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva do 2020.		16 460	Rast od 2016. po stopi 3%.

Tabela P.16. Geografsko - demografski indikatori opštine Kolašin

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km <sup>2</sup> )		897	Grad Kolašin (954 mnv)
	Broj naselja	urbanih	1	Kolašin
		ruralnih	69	13 naselja > od 100 st.
Klima	Klimatska zona	umjereno kont., subplaninska i planinska	Sred. god. t. 7.5 °C, (feb. -1 °C, jul 18,1 °C)	Svježa ljeta i veoma hladne zime sa velikim količinama padavina
Demografija	Stanovnika	2003	9 949	Pad od 1961. – 2011. (stopa – 1,14%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 1,7%
		2011	8 380	
		2016	7 704	
	Stanovnika 2011	urbanih	2 725	Teritorija opštine Kolašin je podijeljena na 7 planskih cjelina i 18 planskih zona
		ruralnih	5 655	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	32,5	
		ruralnih	67,5	
Gustina opštine Kolašin (stanovnika/km <sup>2</sup> )		9,3	Niska: 4,9 puta manja od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva do 2025. g		2020: 8 550 2025: 9 220	Rast sa stopom od 2% od 2016-2025. Nerealno!	

Tabela P.17. Geografsko - demografski indikatori opštine Mojkovac

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km <sup>2</sup> )		367	Rijeke Tara dijeli opštinu na približno dva jednaka dijela
	Broj naselja	urbanih	1	Mojkovac (800-850 mnm)
		ruralnih	14	12 naselja > od 100 stanov.
Klima	Klimatska zona	umjereno kontinent. i planinska	Sred. god. 5°C, (jan. - 0,1 °C, jul 19,2 °C)	Svježa ljeta i veoma hladne zime
Demografija	Stanovnika	2003	10 066	Pad od 1991. – 2011. (stopa – 1,13%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 1,3%
		2011	8 622	
		2016	8 057	
	Stanovnika 2011	urbanih	3 631	
		ruralnih	4 991	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	42,1	
		ruralnih	57,9	
Gustina opštine Mojkovac 2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )		23,5	Srednja: 1,9 puta manja od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva 2021. g		10 853	Predviđen porast sa stopom od 6% od 2016. Nerealno!	

Tabela P.18. Geografsko - demografski indikatori opštine Bijelo Polje

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km <sup>2</sup> )		924	Grad Bijelo Polje (560 mnm)
	Broj naselja	urbanih	18	Bijelo Polje + 18 manjih
		ruralnih	119	68 rur. naselja > od 100 st.
Klima	Klimatska zona	Umjereno kont. koja preko 1 000 mnv prelazi u planinsku	Sred.god. t. 9,4°C, (jan.-0,9 °C, jul 19,1 °C)	Topla ljeta i veoma hladne zime
Demografija	Stanovnika	2003	50 284	Pad od 1991. – 2011. (stopa – 0,9%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 0,9%
		2011	46 051	
		2016	44 012	
	Stanovnika 2011	urbanih	23 105	
		ruralnih	22 946	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	50,2	
		ruralnih	49,8	
Gustina opštine Bijelo Polje 2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )		54,4	Srednja: 1,2 puta veća od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva 2021. g		56 166	Predviđen porast sa stopom od 5% od 2016. Nerealno!	

Tabela P.19. Geografsko - demografski indikatori opštine Pljevlja

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km <sup>2</sup> )		1 346	Pljevaljska kotlina na 770 mnv
	Broj naselja	urbanih	1	Pljevlja
		ruralnih	158	Najveći broj naselja - u 5 vis. zona
Klima	Klimatska zona	kontin. do 1200 mnv, a iznad planin.-alpska klima	Sred. god. t. 8,2°C, (jan.–2,6 °C, jul 17,6 °C).	Duge i oštre zime, kratka i svježija ljeta. Pljevlja su grad sa najvećom oblačnošću u Crnoj Gori
Demografija	Stanovnika	2003	39 806	Negativna stopa rasta u kontinuitetu od 1971. (-1,04%), a od 2011. -1,5% 159 naselja opštine Pljevlja okupljena su u 27 mjesnih zajednica, 7 gradskih i 20 seoskih.
		2011	30 786	
		2016	28 586	
	Stanovnika 2011	urbanih	19 489	
		ruralnih	11 297	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	63,30	
		ruralnih	36,7	
Gustina (stanovnika/km <sup>2</sup> )		22,9	Niska: 2 puta manja od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva 2029.		-	-	

Tabela P.20. Geografsko - demografski indikatori opštine Žabljak

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km <sup>2</sup> )		445	Preko 30 % opštine iznad 1.500 m.n.v.
	Broj naselja	urbanih	1	Žabljak (1450 m.n.v)
		ruralnih	27	U 6 naselja živi 60% ruralnog stanovn.
Klima	Klimatska zona	Plan.- kontin. klimat. pojas	Sred. god. t. 8° C, (jan.3 °C, jul 14° C)	Duge i hladne zime sa dosta snijega i kratka svježija ljeta
	Stanovnika	2003	4 204	Negativna stopa rasta u kontinuitetu od 1953. (1,1%), a od 2011. 1,8%
		2011	3 569	
		2016	3 264	
	Stanovnika	urbanih	1 737	

<b>Demografija</b>	2011	ruralnih	1 832	Skoro cjelokupno stanovništvo svoja stalna naselja ima od 1000-1500 m.n.v. Izražena migracija ruralnog stanovniš.
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	48,7	
		ruralnih	51,3	
	Gustina (stanov/km <sup>2</sup> )		8	
Prognoza stanovništva 2029.		-		-

Tabela P.21. Geografsko - demografski indikatori opštine Šavnik

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
<b>Geografija</b>	Površina (km <sup>2</sup> )		555	Brdsko – visokoplaninska regija
	Broj naselja	urbanih	1	Šavnik (840 m.n.v)
		ruralnih	26	Sva ruralna između 1000 i 1500 mnv
<b>Klima</b>	Klimatska zona	Planinsko kontinentalni klim. pojas	Sred. god. 9,3° C, (januar -0,8 ° C, jul i avgust 19° C).	Duge i hladne zime sa dosta snijega i Kratka umjereno topla ljeta
<b>Demografija</b>	Stanovnika	2003	2 947	Negativna stopa rasta u kontinuitetu od 1948. (-2%), a od 2011. -2,8%
		2011	2 077	
		2016	1 798	
	Stanovnika 2011	urbanih	456	Samo tri naselja opštine Šavnik imaju više od 100 stanovnika ( Bare, Duži i Tušina),
		ruralnih	1 621	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	21,9	
		ruralnih	78,1	
Gustina (stanovnika/km <sup>2</sup> )		3,7		Niska: 12,2 puta manja od gustine CG (45,3)
Prognoza stanovništva do 2020 i 2025		2 119 2 285		Blag rast do 2020. po stopi 0,2% i intenzivniji rast do 2025. po stopi 1,5%