



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



*Crnogorski elektrodistributivni sistem*

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

Maj, 2025. godine

## SADRŽAJ

SADRŽAJ .....	3
POPIS TABELA .....	6
POPIS SLIKA.....	10
1. UVOD .....	17
1.1. Osnovni podaci .....	17
1.2. Legislativni okvir .....	18
1.3. Kratak pregled poglavlja .....	20
2. METODOLOŠKI PRISTUP .....	22
2.1. Ciljevi, vrste planova i specifičnosti planiranja ED sistema .....	22
2.2. Metodologija planiranja .....	27
2.2.1. Procedura planiranja .....	27
2.3. Kriterijumi planiranja.....	30
2.3.1. Tehnički kriterijumi planiranja.....	31
2.3.2. Ekonomski kriterijumi planiranja.....	35
2.4. Baza podataka .....	35
2.5. Osvrt na prethodne planove razvoja .....	37
2.6. Analiza gubitaka energije i snage .....	44
2.7. Distribuirana proizvodnja .....	51
3. PREGLED STANJA 35 KV MREŽE.....	57
3.1. Starosna struktura elemenata mreže .....	57
3.1.1. Trafostanice .....	57
3.1.2. Vodovi.....	60
3.2. Karakteristike ostvarenog pogona 35 kV mreže.....	61
3.2.1. Region 1 .....	61
3.2.2. Region 2 .....	67
3.2.3. Region 3 .....	75
3.2.4. Region 4 .....	83
3.2.5. Region 5 .....	93
3.2.6. Region 6 .....	100
3.2.7. Region 7 .....	105
3.2.8. Pregled po regionima .....	110
3.3. Pouzdanost napajanja potrošača .....	111

3.3.1. Broj potrošača .....	111
3.3.2. Broj prekida .....	114
3.3.3. Indeksi pouzdanosti (SAIDI i SAIFI) .....	115
3.3.3.1. Pregled indeksa pouzdanosti u 2022. godini .....	116
3.3.3.2. Pregled indeksa pouzdanosti u 2023. godini .....	119
3.3.3.3. Pregled indeksa pouzdanosti u 2024. godini .....	121
3.3.3.4. Najkritičniji EEO po godinama i naponskim nivoima .....	123
3.3.4. Neisporučena energija .....	130
3.3.5. Kvalitet isporuke električne energije .....	133
4. PREGLED STANJA 10 KV MREŽE .....	135
4.1. Opšte karakteristike i starosna struktura elemenata mreže .....	135
4.1.1. Trafostanice .....	135
4.1.2. Vodovi .....	138
1.1.1.1. Nadzemni vodovi .....	139
1.1.1.2. Kablovski vodovi .....	140
4.2. Karakteristike ostvarenog pogona 10 kv mreže .....	141
4.2.1. Region 1 .....	141
4.2.2. Region 2 .....	146
4.2.3. Region 3 .....	153
4.2.4. Region 4 .....	157
4.2.5. Region 5 .....	163
4.2.6. Region 6 .....	168
4.2.7. Region 7 .....	172
5. PREGLED STANJA NISKONAPONSKE MREŽE .....	177
6. DUGOROČNA PROGNOZA ELEKTRIČNE ENERGIJE I OPTEREĆENJA .....	187
6.1. Metodološke mogućnosti i ograničenja prognoze .....	187
6.1.1. Metode dugoročne prognoze .....	188
6.1.2. Probabilistički autonomni modeli prognoze .....	190
6.2. Rezultati dugoročne prognoze .....	191
6.2.1. REGION 1 .....	192
6.2.2. REGION 2 .....	194
6.2.3. REGION 3 .....	197
6.2.4. REGION 4 .....	201
6.2.5. REGION 5 .....	205

6.2.6. REGION 6 .....	209
6.2.7. REGION 7 .....	213
6.2.8. Prognoza snage i energije sa osvrtom na 2025. i 2032. godinu .....	216
7. PLANIRANJE RAZVOJA EDS-a CEDIS-a .....	219
7.1. Svrha planiranja razvoja EDS-a .....	219
7.2. Osnovna načela i smjernice razvoja mreža CEDIS-a .....	219
7.3. Kriterijumi za zamjenu i obnovu elemenata ED mreže .....	221
7.4. Primijenjeni kriterijumi i smjernice za obnovu i izgradnju ED mreže .....	223
7.5. Smjernice za obnovu i izgradnju sistema upravljanja, mjerenja i komunikacija .....	230
7.6. Pregled projekata .....	231
7.6.1. Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije mreže (35 kV, 10 kV i NN) .....	234
7.6.2. Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije trafostanica .....	235
7.6.3. Ostali projekti koji se odnose na unaprjeđenje poslovanja mrežnog operatora kao cjeline .....	238
7.6.3.1. Eksploatacija i razvoj sistema mjerenja električne energije .....	238
7.6.3.2. Nadzor i upravljanje distributivnim sistemom (SCADA i ADMS) .....	241
7.6.3.3. Informaciono komunikacioni sistemi .....	243
7.6.3.4. Zaštita na radu i zaštite životne sredine .....	250
7.6.3.5. Vozila .....	253
7.6.3.6. Opremanje i uređenje radnih prostorija .....	253
PRILOG .....	255

**POPIS TABELA**

Tabela 2-1. Tipična vremena trajanja kratkoročnog i dugoročnog planiranja za pojedine objekte EES-a .....	24
Tabela 2-2. Prosječna vremena potrebna za izgradnju pojedinih elemenata EDS-a.....	26
Tabela 2-3. Dozvoljeno strujno opterećenje voda i transformatora pri planiranju ED mreža Hrvatske .....	32
Tabela 2-4. Dozvoljena odstupanja napona pri planiranju ED mreža u Crnoj Gori .....	33
Tabela 2-5 Pregled odobrenih i iskorišćenih sredstava po dijelu mreže za period 2012-2015. godina .....	38
Tabela 2-6 Pregled odobrenih i iskorišćenih sredstava po dijelu mreže za period 2016-2018. godina .....	38
Tabela 2-7 Pregled odobrenih i realizovanih sredstava po kategorijama za period 2019-2021. godina .....	38
Tabela 2-8 Pregled odobrenih i realizovanih sredstava po kategorijama za period 2022-2024.....	39
Tabela 2-9 Kumulativni pregled ukupnih investicija i realizacije za period 2012-2021. godina.....	40
Tabela 2-10 Kumulativni pregled ukupnih investicija i realizacije za period 2022-2024. godina.....	40
Tabela 2-11 Preuzeta energija, isporučena energija po kategorijama potrošnje i gubici za EDS CG, 1990-2024.g.....	46
Tabela 2-12 Pregled snage u prethodnom periodu.....	49
Tabela 2-13 Tehnički podaci o distribuiranim izvorima u Crnoj Gori u 2024 godini .....	51
Tabela 2-14 Planirane male HE.....	54
Tabela 2-15 Prikaz priključenih kupaca proizvođača po opštinama.....	55
Tabela 3-1 Pregled starosti transformatora 35/10 kV i 35/6 kV po Regionima .....	58
Tabela 3-2 Pregled starosti transformatora 35/0.4 kV.....	59
Tabela 3-3 Prisustvo Al/Fe užadi po Regionima [km].....	60
Tabela 3-4 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 1.....	62
Tabela 3-5 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 1 .....	63
Tabela 3-6 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 2.....	68
Tabela 3-7 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 2 .....	69
Tabela 3-8 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 3.....	76
Tabela 3-9 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 3 .....	76
Tabela 3-10 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 4.....	84
Tabela 3-11 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 4 .....	85
Tabela 3-12 Sezonski maksimumi u Regionu 4.....	86
Tabela 3-13 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 5.....	94
Tabela 3-14 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 5 .....	95
Tabela 3-15 Sezonski maksimumi u Regionu 5.....	95
Tabela 3-16 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 6.....	101
Tabela 3-17 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 6 .....	102

Tabela 3-18	Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 7.....	107
Tabela 3-19	Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 7 .....	107
Tabela 3-20	Broj potrošača po gradovima i godinama.....	112
Tabela 3-21	Pregled SAIDI-ja 2022. godina .....	116
Tabela 3-22	Pregled neplaniranog SAIDI-ja 2022. godina .....	117
Tabela 3-23	Pregled planiranog SAIDI-ja 2022. godina .....	117
Tabela 3-24	Pregled SAIFI-ja 2022. godina .....	118
Tabela 3-25	Pregled neplaniranog SAIFI-ja 2022. godina.....	118
Tabela 3-26	Pregled planiranog SAIFI-ja 2022. godina.....	118
Tabela 3-27	Pregled SAIDI-ja 2023. godina .....	119
Tabela 3-28	Pregled neplaniranog SAIDI-ja 2023. godina .....	119
Tabela 3-29	Pregled planiranog SAIDI-ja 2023. godina .....	119
Tabela 3-30	Pregled SAIFI-ja 2023. godina .....	120
Tabela 3-31	Pregled neplaniranog SAIFI-ja 2023 godina.....	120
Tabela 3-32	Pregled planiranog SAIFI-ja 2023. godina.....	121
Tabela 3-33	Pregled SAIDI-ja 2024. godina .....	121
Tabela 3-34	Pregled neplaniranog SAIDI-ja 2024. godina .....	121
Tabela 3-35	Pregled planiranog SAIDI-ja 2024. godina .....	122
Tabela 3-36	Pregled SAIFI-ja 2024. godina .....	122
Tabela 3-37	Pregled neplaniranog SAIFI-ja 2024. godina.....	122
Tabela 3-38	Pregled planiranog SAIFI-ja 2024. godina.....	123
Tabela 3-39	Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIDI-ju u 2022. godini .....	123
Tabela 3-40	Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIFI-ju u 2022. godini.....	123
Tabela 3-41	Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIDI-ju u 2022. godini .....	124
Tabela 3-42	Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIFI-ju u 2022. godini.....	124
Tabela 3-43	Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIDI-ju u 2022. godini .....	125
Tabela 3-44	Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIFI-ju u 2022. godini.....	125
Tabela 3-45	Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIDI-ju u 2023. godini .....	125
Tabela 3-46	Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIFI-ju u 2023. godini.....	126
Tabela 3-47	Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIDI-ju u 2023. godini .....	126
Tabela 3-48	Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIFI-ju u 2023. godini.....	127
Tabela 3-49	Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIDI-ju u 2023. godini .....	127
Tabela 3-50	Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIFI-ju u 2023. godini.....	127
Tabela 3-51	Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIDI-ju u 2024. godini .....	128

Tabela 3-52 Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIFI-ju u 2024. godini.....	128
Tabela 3-53 Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIDI-ju u 2024. godini .....	129
Tabela 3-54 Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIFI-ju u 2024. godini.....	129
Tabela 3-55 Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIDI-ju u 2024. godini .....	129
Tabela 3-56 Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIFI-ju u 2024. godini.....	130
Tabela 3-57 Proračun neisporučene energije za 2021. godinu po Regionima i ukupno .....	131
Tabela 3-58 Proračun neisporučene energije za 2022. godinu po Regionima i ukupno .....	131
Tabela 3-59 Proračun neisporučene energije za 2023. godinu po Regionima i ukupno .....	132
Tabela 3-60 Proračun neisporučene energije za 2024. godinu po Regionima i ukupno .....	132
Tabela 4-1 Struktura trafostanica 10/0.4 kV po Regionima .....	135
Tabela 4-2 Dužine 10 kV vodova po tipu i Regionima .....	138
Tabela 4-3 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 1.....	141
Tabela 4-4 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 2.....	146
Tabela 4-5 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 3.....	153
Tabela 4-6 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 4.....	157
Tabela 4-7 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 5.....	163
Tabela 4-8 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 6.....	168
Tabela 6-1. Preuzete energije ED konzuma u periodu 2004-2024. (GWh) .....	192
Tabela 6-2. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 1 za 2032. godinu .....	194
Tabela 6-3. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 2 za 2032. godinu .....	197
Tabela 6-4. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 3 za 2032. godinu .....	200
Tabela 6-5. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 4 za 2032. godinu .....	204
Tabela 6-6. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 5 za 2032. godinu .....	208
Tabela 6-7. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 6 za 2032. godinu .....	213
Tabela 6-8. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 7 2032. godinu.....	216
Tabela 6-9 Prognoza energije i snage po tačkama priključenja na prenosni sistem (trafostanice 110/x kV) za 2025. i 2032. godinu .....	217
Tabela 6-10. Prognoza snage i energije distribuiranih izvora za 2025. i 2032. godinu .....	218
Tabela 7-1. Preporučeni uslovi za obnovu elemenata mreže zbog starosti.....	221
Tabela 7-2 Pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i periodima plana po dijelu ED mreže .....	232
Tabela 7-3 Pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i periodima plana po tipu investicija i dijelu ED mreže .....	234
Tabela 7-4 Pregled investicija CEDIS potrebnih za priključenje na napojnim tačkama (TS 110/x kV) .....	235

Tabela 7-5 Pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i po tipu investicija i dijelu ED mreže .....	235
Tabela 7-6 Pregled broja ostalih projekata po tipu .....	238
Tabela 7-7 Broj mjernih mjesta u sistemu mjerenja CEDIS .....	239
Tabela 7-8 Broj AMM brojila po godini proizvodnje .....	239
Tabela P.1. Geografsko - demografski indikatori opštine Nikšić .....	255
Tabela P.2 Geografsko - demografski indikatori opštine Plužine .....	255
Tabela P.3. Geografsko - demografski indikatori Glavnog grada .....	256
Tabela P.4. Geografsko - demografski indikatori opštine Danilovgrad .....	256
Tabela P.5. Geografsko - demografski indikatori Prijestonice Cetinje .....	257
Tabela P.6. Geografsko - demografski indikatori opštine Berane .....	257
Tabela P.7. Geografsko - demografski indikatori opštine Andrijevica.....	258
Tabela P.8. Geografsko - demografski indikatori opštine Plav .....	258
Tabela P.9. Geografsko - demografski indikatori opštine Rožaje .....	259
Tabela P.10. Geografsko - demografski indikatori opštine Budva .....	259
Tabela P.11. Geografsko - demografski indikatori opštine Bar .....	260
Tabela P.12. Geografsko - demografski indikatori opštine Ulcinj .....	260
Tabela P.13. Geografsko - demografski indikatori opštine Herceg Novi.....	261
Tabela P.14. Geografsko - demografski indikatori opštine Kotor.....	261
Tabela P.15. Geografsko - demografski indikatori opštine Tivat.....	262
Tabela P.16. Geografsko - demografski indikatori opštine Kolašin .....	262
Tabela P.17. Geografsko - demografski indikatori opštine Mojkovac.....	263
Tabela P.18. Geografsko - demografski indikatori opštine Bijelo Polje.....	263
Tabela P.19. Geografsko - demografski indikatori opštine Pljevlja .....	264
Tabela P.20. Geografsko - demografski indikatori opštine Žabljak .....	264
Tabela P.21. Geografsko - demografski indikatori opštine Šavnik .....	265

## POPIS SLIKA

Slika 1-1 Karta Crne Gore sa regionima CEDIS-a.....	18
Slika 1-2 Povezani prioriteti energetske politike Crne Gore do 2030. g.....	19
Slika 2-1. Uloga strateškog planiranja .....	23
Slika 2-2. Hijerarhija ciljeva planiranja izgradnje i pojačanja ED mreža .....	24
Slika 2-3. Procedura planiranja EDS-a .....	29
Slika 2-4 Ukupna odobrena i realizovana sredstva po godinama od 2012. do 2024. godine .....	40
Slika 2-5 Sredstva uložena prema planiranoj dinamici i naknadno realizovana sredstva po kategorijama.....	41
Slika 2-6 Odobrena i realizovana sredstva u periodu od 2022. do 2024. godine.....	42
Slika 2-7 Ukupna odobrena i realizovana sredstva na nivou primarne mreže.....	42
Slika 2-8 Ukupna odobrena i realizovana sredstva na nivou sekundarne mreže.....	43
Slika 2-9 Ukupna odobrena i realizovana sredstva za AMM i mjerna mjesta .....	43
Slika 2-10 Ukupna odobrena i realizovana sredstva za Revitalizacija SN i NN mreže .....	44
Slika 2-11 Grafički prikaz procentualnih gubitaka po regionima i ED(a) i Grafički prikaz gubitaka u GWh i procentima(b).....	48
Slika 2-12 Preuzeta energija i ukupni gubici na nivou EDS Crne Gore za period 2004-2024 .....	49
Slika 2-13 Preuzeta prosječna mjesečna jednovremena snaga iz mreže CGES-a (MW) .....	50
Slika 2-14 Isporučena prosječna mjesečna snaga (MW) .....	50
Slika 2-15 Ukupna proizvodnja iz distribuiranih izvora u periodu 2003-2024. godina.....	53
Slika 3-1 Starosna struktura transformatora 35/10 kV i 35/6 kV .....	59
Slika 3-2 Pregled prosječne starosti transformatora 35/10 kV i 35/6 kV po Regionima .....	59
Slika 3-3 Struktura tipova vodova po Regionima .....	60
Slika 3-4 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 1 .....	62
Slika 3-5 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 1 .....	62
Slika 3-6 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 1.....	64
Slika 3-7 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 1.....	64
Slika 3-8 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja (prvi dio) .....	65
Slika 3-9 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja (drugi dio) .....	66
Slika 3-10 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 2 .....	67
Slika 3-11 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 2 .....	68
Slika 3-12 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 2.....	70
Slika 3-13 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 2.....	70
Slika 3-14 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (prvi dio).....	72

Slika 3-15 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (drugi dio).....	73
Slika 3-16 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (treći dio).....	74
Slika 3-17 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 3 .....	75
Slika 3-18 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 3 .....	76
Slika 3-19 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 3.....	77
Slika 3-20 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 3.....	78
Slika 3-21 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Berane bez mHE) .....	79
Slika 3-22 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu srednjeg opterećenja Regiona 3 (konzum 110/35 kV Berane sa radom mHE) .....	80
Slika 3-23 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Andrijevića bez mHE).....	81
Slika 3-24 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Andrijevića sa radom mHE) .....	82
Slika 3-25 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 4 .....	83
Slika 3-26 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 4 .....	84
Slika 3-27 Sezonski maksimumi u Regionu 4 .....	87
Slika 3-28 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 4.....	88
Slika 3-29 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 4.....	88
Slika 3-30 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (konzum TS 110/35 kV Ulcinj).....	90
Slika 3-31 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (konzum TS 110/35 kV Bar) .....	91
Slika 3-32 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (drugi diokonzum TS 110/35 kV Virpazar) .....	91
Slika 3-33 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (drugi diokonzum TS 110/35 kV Budva).....	92
Slika 3-34 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 5 .....	93
Slika 3-35 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 5 .....	94
Slika 3-36 Sezonski maksimumi u Regionu 5 .....	96
Slika 3-37 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 5.....	97
Slika 3-38 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 5.....	97
Slika 3-39 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5 (konzum TS 110/35 kV Herceg Novi) .....	99

Slika 3-40 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5 (konzum TS 110/35 kV Tivat i TS 110/35 kV Kotor).....	100
Slika 3-41 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 6 .....	101
Slika 3-42 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 6 .....	101
Slika 3-43 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 6.....	103
Slika 3-44 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 6.....	103
Slika 3-45 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (konzum TS 110/35 kV Ribarevine ) .....	104
Slika 3-46 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (Konzum TS 110/35 kV Mojkovac).....	105
Slika 3-47 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 7 .....	106
Slika 3-48 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 7 .....	106
Slika 3-49 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 7 .....	108
Slika 3-50 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 7 .....	108
Slika 3-51 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 7 ..	109
Slika 3-52 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 7 ..	110
Slika 3-53 Pregled ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja po Regionima .....	111
Slika 3-54 Broj potrošača CEDIS-a po godinama .....	112
Slika 3-55 Paretova raspodjela broj potrošača po gradovima u 2024. Godini .....	113
Slika 3-56 Broj prekida po godinama.....	114
Slika 3-57 Pregled broja prekida po mjesecima za trogodišnji period .....	114
Slika 3-58 Opseg i srednja vrijednost broja prekida po mjesecima za posmatrani trogodišnji period .....	115
Slika 3-59 Pregled SAIDI i SAIFI po godinama .....	116
Slika 3-60 Pregled normalizovanog SAIDI-ja po Regionima 2022. godina.....	117
Slika 3-61 Ukupna neisporučena energija po godinama .....	133
Slika 4-1 Procenat trafostanica 10/0.4 kV po Regionima .....	135
Slika 4-2 Procenat snage trafostanica 10/0.4 kV po Regionima.....	136
Slika 4-3 Procenat broja potrošača po Regionima.....	136
Slika 4-4 Procentualna opterećenost transformatora 10/0.4 kV na nivou Crne Gore .....	137
Slika 4-5 Pregled procentualne opterećenosti transformatora 10/0.4 kV po Regionima .....	137
Slika 4-6 Dužina vodova po tipu i Regionima [km] .....	138
Slika 4-7 Struktura 10 kV vodova po tipu .....	139
Slika 4-8 Struktura 10 kV nadzemnih vodova od bakra [km] .....	139
Slika 4-9 Struktura 10 kV nadzemnih vodova od aluminijuma [km] .....	140
Slika 4-10 Struktura 10 kV kablovskih vodova od bakra [km] .....	140

Slika 4-11 Struktura 10 kV kablovskih vodova od aluminijuma [km] .....	141
Slika 4-12 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 1 .....	142
Slika 4-13 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 1 prema presjecima [km] .....	143
Slika 4-14 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 1 prema presjecima [km] .....	143
Slika 4-15 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 1 .....	144
Slika 4-16 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 1 .....	144
Slika 4-17 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 1 .....	145
Slika 4-18 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 1 .....	146
Slika 4-19 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 2 .....	148
Slika 4-20 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 2 prema presjecima [km] .....	149
Slika 4-21 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 2 prema presjecima [km] .....	149
Slika 4-22 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 2 .....	150
Slika 4-23 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 2 .....	151
Slika 4-24 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 2 .....	152
Slika 4-25 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 2 .....	153
Slika 4-26 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 3 .....	154
Slika 4-27 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 3 prema presjecima [km] .....	154
Slika 4-28 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 3 prema presjecima [km] .....	155
Slika 4-29 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 3 .....	155
Slika 4-30 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 3 .....	156
Slika 4-31 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 3 .....	156
Slika 4-32 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 3 .....	157
Slika 4-33 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 4 .....	158
Slika 4-34 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 4 prema presjecima [km] .....	159
Slika 4-35 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 4 prema presjecima [km] .....	159
Slika 4-36 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 4 .....	160
Slika 4-37 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 4 .....	161
Slika 4-38 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 4 .....	162
Slika 4-39 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 4 .....	163
Slika 4-40 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 5 .....	164
Slika 4-41 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 5 prema presjecima [km] .....	165

Slika 4-42 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 5 prema presjecima [km] .....	165
Slika 4-43 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 5 .....	166
Slika 4-44 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 5 .....	167
Slika 4-45 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 5 .....	167
Slika 4-46 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 5 .....	168
Slika 4-47 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 6 .....	169
Slika 4-48 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 6 prema presjecima [km] .....	169
Slika 4-49 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 6 prema presjecima [km] .....	170
Slika 4-50 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 6 .....	170
Slika 4-51 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 6 .....	171
Slika 4-52 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 6 .....	171
Slika 4-53 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 6 .....	172
Slika 4-54 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 7 .....	173
Slika 4-55 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 7 prema presjecima [km] .....	173
Slika 4-56 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 7 prema presjecima [km] .....	174
Slika 4-57 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 7 .....	174
Slika 4-58 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 7 .....	175
Slika 4-59 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 7 .....	175
Slika 4-60 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 7 .....	176
Slika 5-1 Struktura niskonaponske mreže ED Crne Gore prema tipu .....	177
Slika 5-2 Struktura niskonaponske mreže po regionima .....	177
Slika 5-3 Struktura niskonaponske mreže po ED .....	178
Slika 5-4 Dužina NN mreže po TS X/0,4 kV (a) i po izvodu TS X/0,4 kV (b) po regionima .....	178
Slika 5-5 Dužina NN mreže po TS X/0,4 kV (a) i po izvodu TS X/0,4 kV (b) po ED .....	179
Slika 5-6 Dužina NN mreže po NN potrošaču po regionima .....	180
Slika 5-7 Dužina NN mreže po NN potrošaču po ED .....	180
Slika 5-8 Struktura niskonaponske mreže po presjecima provodnika .....	181
Slika 5-9 Učešće pojedinih presjeka provodnika niskonaponske mreže po regionu .....	182
Slika 5-10 Učešće pojedinih presjeka provodnika niskonaponske mreže po ED .....	182
Slika 5-11 Dužina ekvivalentnog niskonaponskog izvoda po ED .....	183
Slika 5-12 Presjek ekvivalentnog naponskog izvoda po ED .....	183
Slika 5-13 Prosječna mjesečna potrošnja el. energije i vršna snaga potrošača po regionima .....	184

Slika 5-14 Prosječna mjesečna potrošnja el. energije i vršna snaga potrošača po ED .....	185
Slika 6-1 Stanovništvo u opštini Nikšić po popisima 1948-2023. ....	192
Slika 6-2. Stanovništvo u opštini Plužine po popisima 1948-2023. ....	193
Slika 6-3. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za Region 1.....	193
Slika 6-4. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 1 za period 2024 – 2032. godine.....	194
Slika 6-5. Stanovništvo Glavnog grada po popisima 1948-2023. ....	195
Slika 6-6. Stanovništvo opštine Danilovgrad po popisima 1948-2023. ....	195
Slika 6-7. Stanovništvo Prijestonice Cetinje po popisima 1948-2023. ....	195
Slika 6-8. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Podgorica .....	196
Slika 6-9. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Cetinje.....	196
Slika 6-10. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 2 za period 2022 – 2032. godina .....	197
Slika 6-11. Stanovništvo opštine Berane po popisima 1948-2023. ....	198
Slika 6-12. Stanovništvo opštine Andrijevica po popisima 1948-2023.....	198
Slika 6-13. Stanovništvo opštine Plav po popisima 1948-2023. ....	198
Slika 6-14. Stanovništvo opštine Rožaje po popisima 1948-2023. ....	199
Slika 6-15. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Berane.....	199
Slika 6-16. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Rožaje .....	200
Slika 6-17. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 3 za period 2022 – 2032. godina.....	201
Slika 6-18. Stanovništvo opštine Budva po popisima 1948-2023.....	201
Slika 6-19. Stanovništvo opštine Bar po popisima 1948-2023. ....	202
Slika 6-20. Stanovništvo opštine Ulcinj po popisima 1948-2023.....	202
Slika 6-21. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Budva .....	203
Slika 6-22. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Bar.....	203
Slika 6-23. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Ulcinj .....	204
Slika 6-24. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 4 za period 2022 – 2032. godina.....	205
Slika 6-25. Stanovništvo opštine Herceg Novi po popisima 1948-2023. ....	205
Slika 6-26. Stanovništvo opštine Kotor po popisima 1948-2023.....	206
Slika 6-27. Stanovništvo opštine Tivat po popisima 1948-2023.....	206
Slika 6-28. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Herceg Novi .....	207
Slika 6-29. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Kotor .....	207
Slika 6-30. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Tivat .....	208
Slika 6-31. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 5 za period 2024 – 2032. godina.....	209
Slika 6-32. Stanovništvo opštine Kolašin po popisima 1948-2023. ....	209
Slika 6-33. Stanovništvo opštine Mojkovac po popisima 1948-2023.....	210

Slika 6-34. Stanovništvo opštine Bijelo Polje po popisima 1948-2011.....	210
Slika 6-35. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Kolašin.....	211
Slika 6-36. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Mojkovac .....	212
Slika 6-37. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Bijelo Polje .....	212
Slika 6-38. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 6 za period 2022 – 2032. godina.....	213
Slika 6-39. Stanovništvo opštine Pljevlja po popisima 1948-2011. ....	213
Slika 6-40. Stanovništvo opštine Žabljak po popisima 1948-2011. ....	214
Slika 6-41. Stanovništvo opštine Šavnik po popisima 1948-2011. ....	214
Slika 6-42. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Pljevlja.....	215
Slika 6-43. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Žabljak.....	215
Slika 6-44. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 7 za period 2024 – 2032. godina.....	216
Slika 7-1. Dvije šeme spojnih vodova u 10 KV mreži TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV .....	225
Slika 7-2. Maksimalna ekonomski opravdana dužina rezervnog napajanja na 35 kV .....	230
Slika 7-3 Ulaganja po kategorijama za period 2026-2032. godina (M€ i %).....	233
Slika 7-4 Raspodjela projekata po regionima .....	233

## 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 Karta Crne Gore sa regionima CEDIS-a 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,

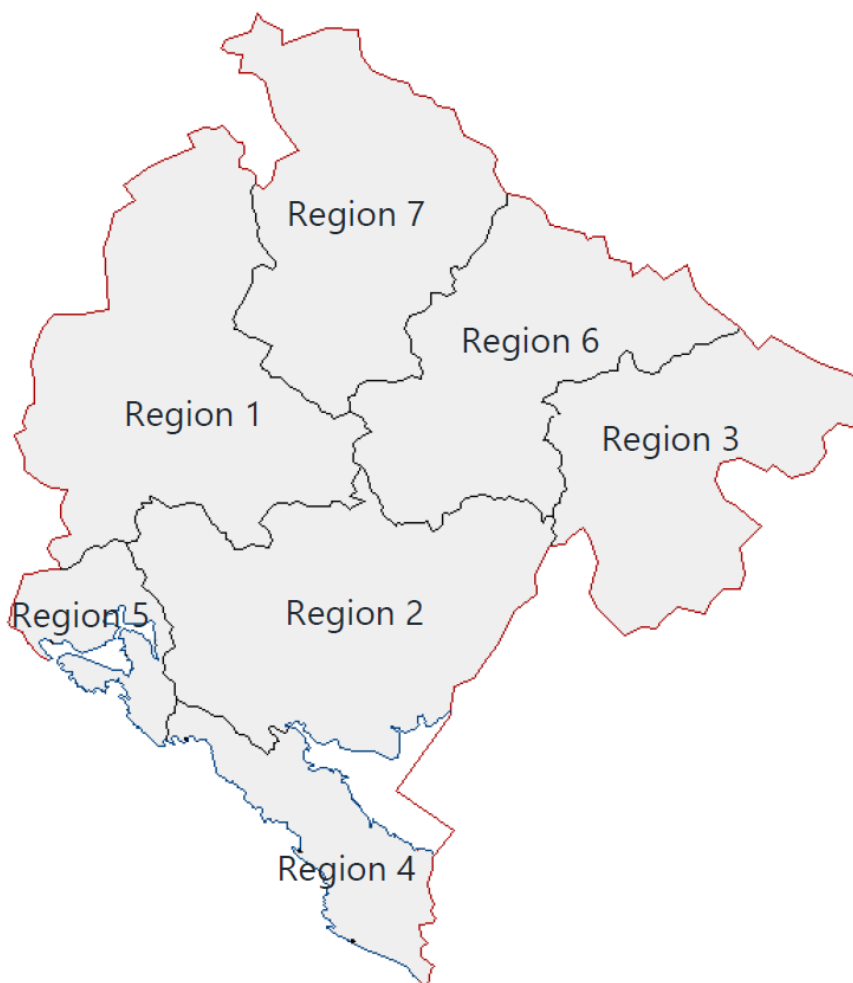
Region 5 – opštine Kotor, Tivat i Herceg Novi,

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

Region 7 – opštine Pljevlja, Šavnik i Žabljak.

---

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

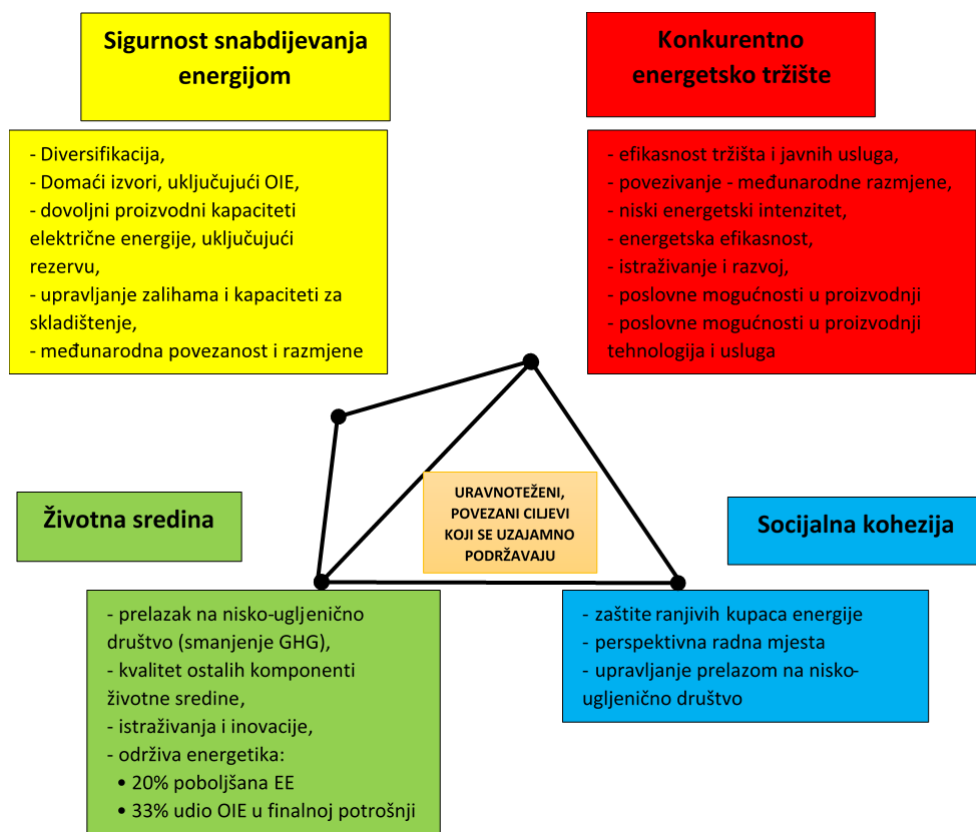


Slika 1-1 Karta Crne Gore sa regionima CEDIS-a

## 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. 028/25 od 19.03.2025), 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. 93. (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 13 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 planova razvoja i investicionih planova distributivnog sistema električne energije („Službeni list Crne Gore“, br. 035/25 od 02.04.2025). 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 poglavljju 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:

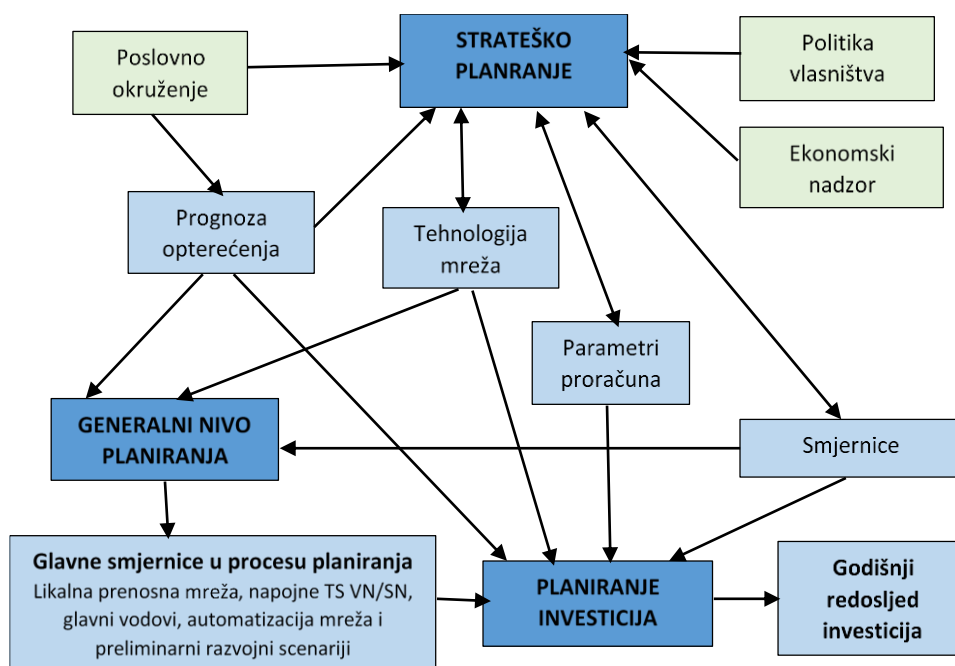
- kratkoročno i
- dugoročno planiranje.

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

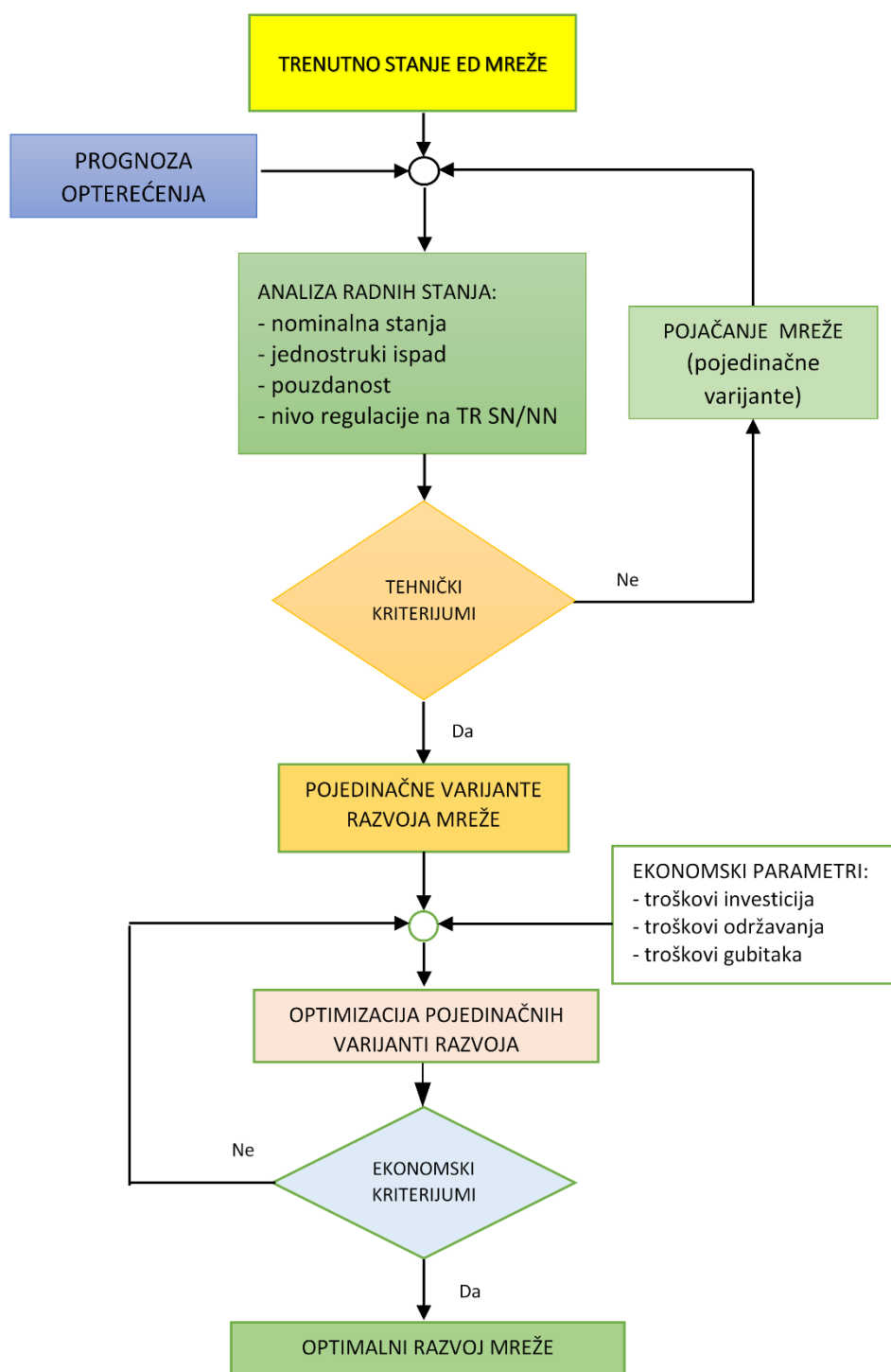
U skladu sa Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije, procedura planiranja razvoja EDS-a obuhvata:

- 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 uključenje 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 prirodni investicija u periodu od 2012. do 2024.

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 2024. 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 planovitrogodišnji 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 i Tabela 2-8) 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

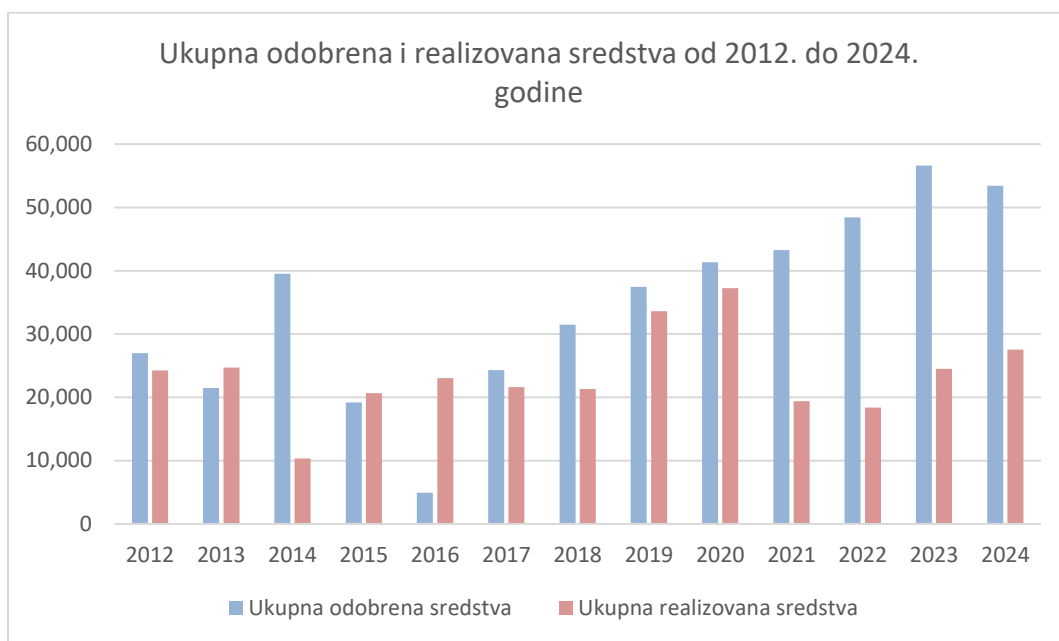
Plan razvoja distributivnog sistema električne energije (2023 – 2032)

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>

Tabela 2-8 Pregled odobrenih i realizovanih sredstava po kategorijama za period 2022-2024.

[EUR]	2022		2023		2024	
	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano
Primarna mreža	2.158.600	1.757.040	3.840.000	1.252.191	743.500	3.372.660
Sekundarna mreža	13.130.499	5.004.096	7.540.947	2.964.337	8.475.871	3.794.261
Revitalizacija SN i NN mreže	12.100.000	4.749.099	11.000.000	6.012.328	9.400.000	8.752.346
AMM i mjerna mjesta	2.090.500	2.255.392	7.569.992	4.187.397	8.326.988	3.606.225
Ostale investicije i Ostala osnovna sredstva	4.472.384	1.871.976	5.841.554	4.250.563	8.260.909	2.277.610
Nepredviđeni projekti	991.815	1.210.663	1.079.472	940.357	1.155.629	914.804
Otkup	13.475.368	1.549.820	19.743.849	4.871.187	17.061.204	4.816.566
<b>UKUPNO:</b>	<b>48.419.166</b>	<b>18.398.086</b>	<b>56.615.814</b>	<b>24.478.360</b>	<b>53.424.101</b>	<b>27.534.472</b>
	<b>48.419</b>	<b>18.398</b>	<b>56.616</b>	<b>24.478</b>	<b>53.424</b>	<b>27.534</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 2024. 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 2-9). Ista su grafički prikazana na narednoj slici (Slika 2-5 i Slika 2-6).

Tabela 2-9 Kumulativni pregled ukupnih investicija i realizacije za period 2012-2021. godina

[kEUR]	Ukupno			
	Odobrene investicije	Realizovano u planiranoj godini	Realizovano naknadno	Ukupno realizovano
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>

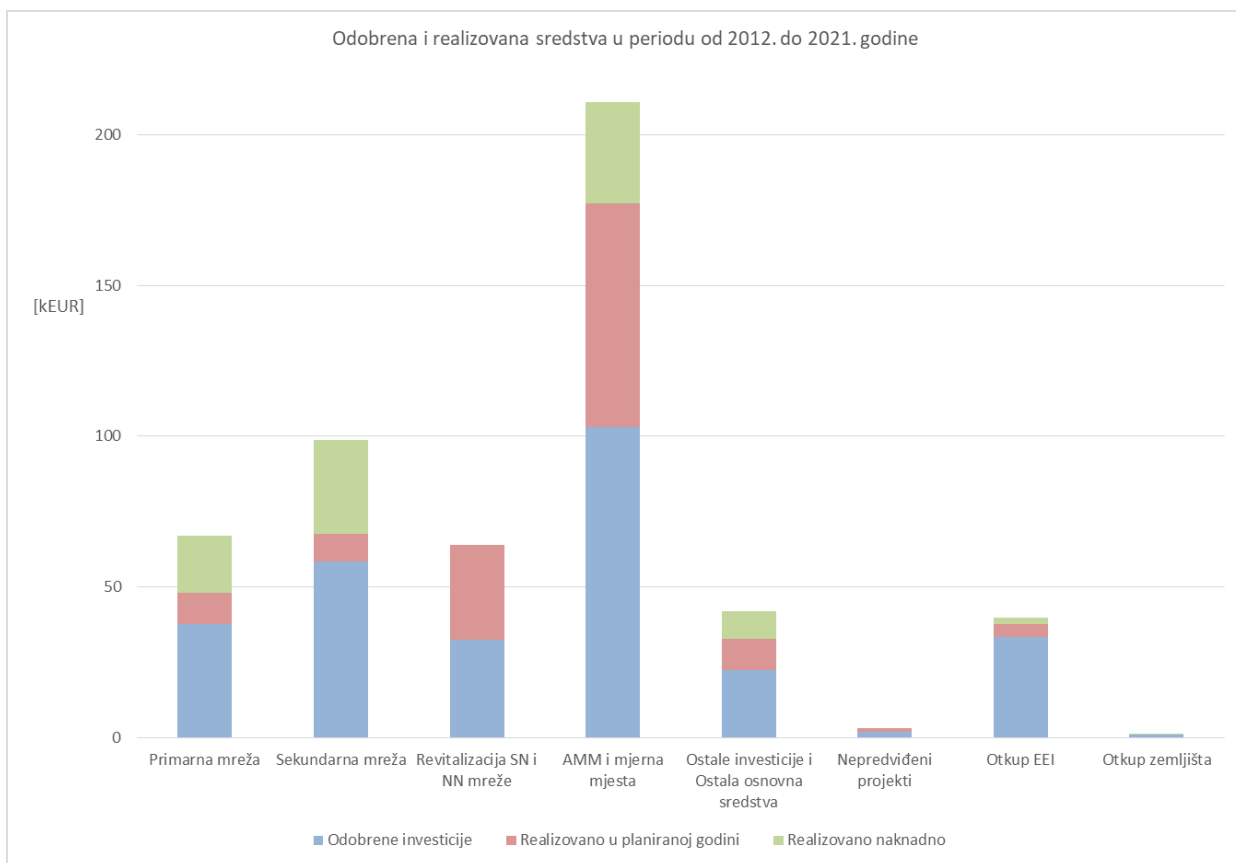
Tabela 2-10 Kumulativni pregled ukupnih investicija i realizacije za period 2022-2024. godina

[kEUR]	Ukupno	
	Odobreno	Realizovano
Primarna mreža	6.742	6.382
Sekundarna mreža	29.147	11.763
Revitalizacija SN i NN mreže	32.500	19.514

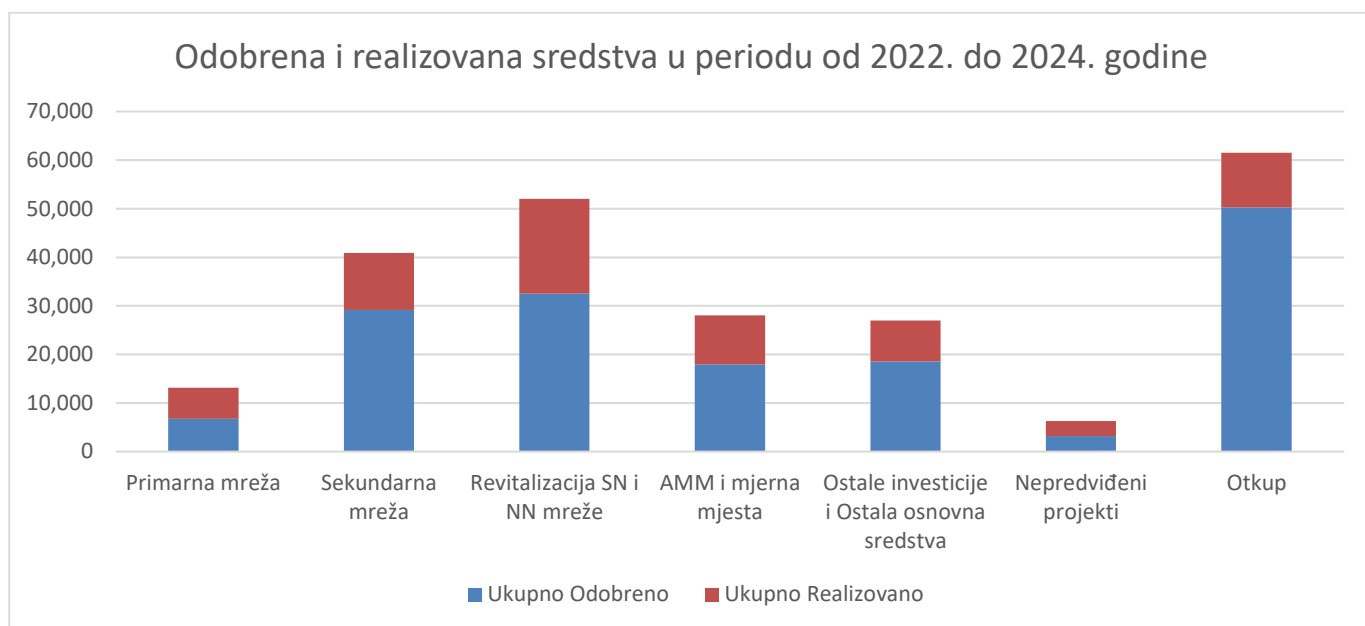
AMM i mjerna mjesta	17.987	10.049
Ostale investicije i Ostala osnovna sredstva	18.575	8.400
Nepredviđeni projekti	3.227	3.066
Otkup	50.280	11.238
<b>UKUPNO:</b>	<b>158.459</b>	<b>70.411</b>

Može se zaključiti da u Investicionim planovima CEDIS-a dominiraju tri kategorije. To su investicije u primarnoj mreži, investicije u sekundarnoj 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.

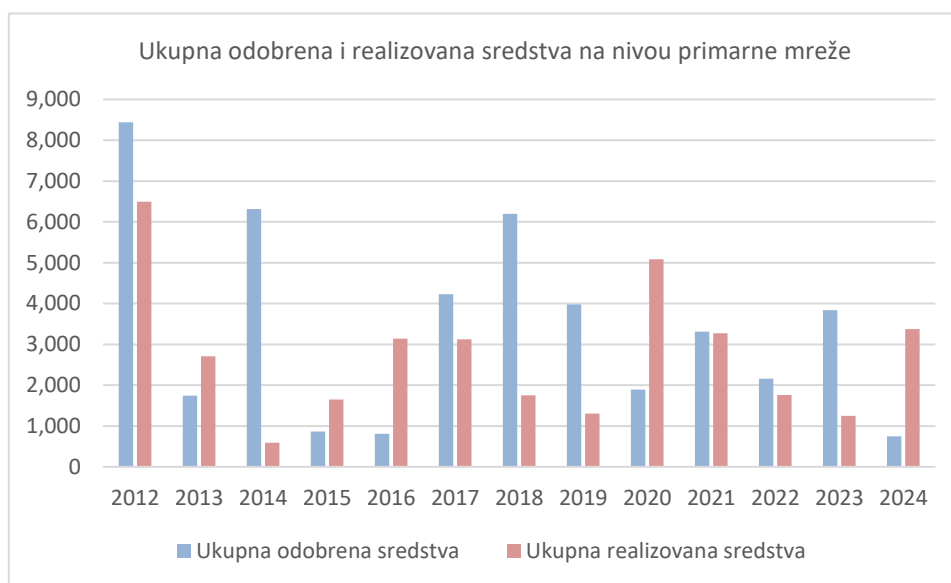
Grafički prikaz odobrenih i realizovanih sredstava po godinama za svaku od ovih kategorija prikazana je na slikama ispod (Slika 2-7, Slika 2-8 i Slika 2-9).



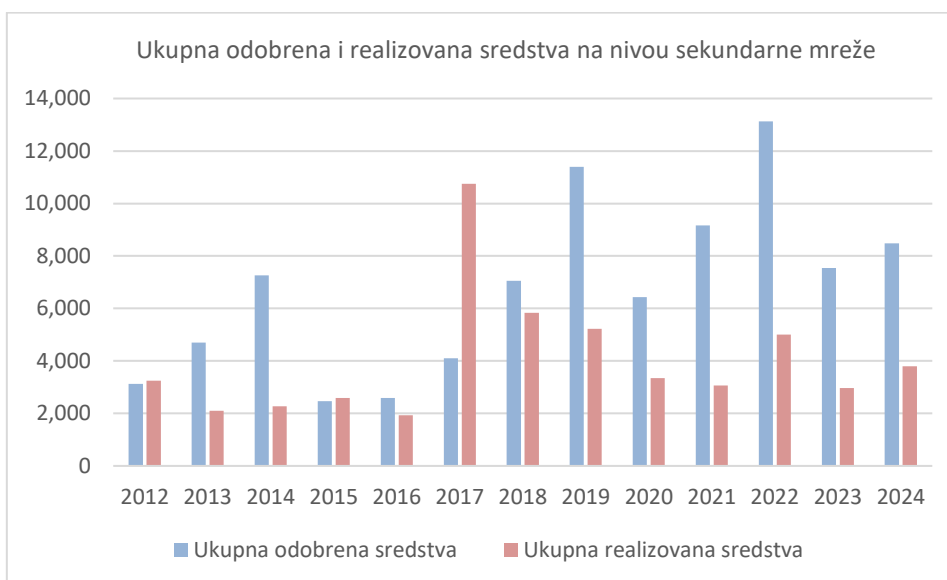
Slika 2-5 Sredstva uložena prema planiranoj dinamici i naknadno realizovana sredstva po kategorijama



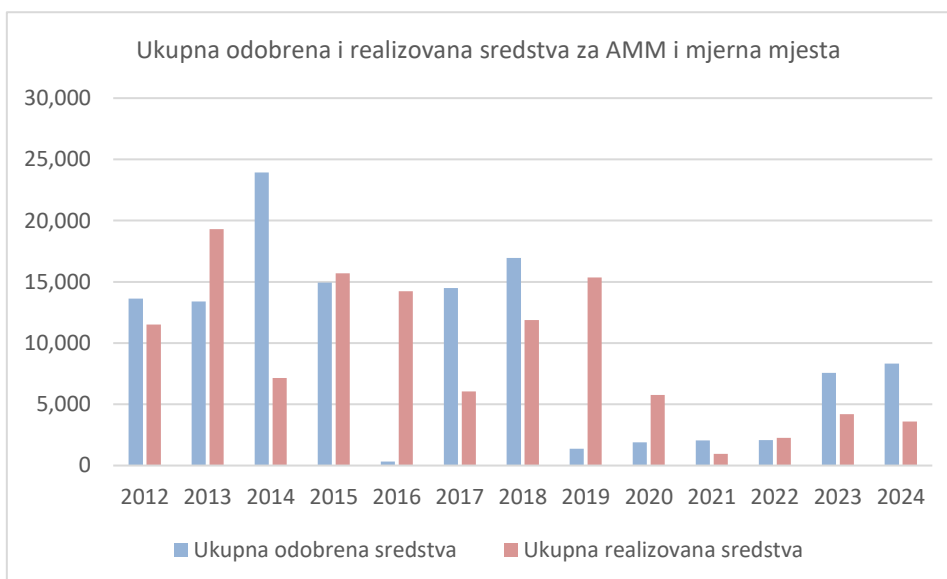
Slika 2-6 Odobrena i realizovana sredstva u periodu od 2022. do 2024. godine



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



Slika 2-8 Ukupna odobrena i realizovana sredstva na nivou sekundarne mreže



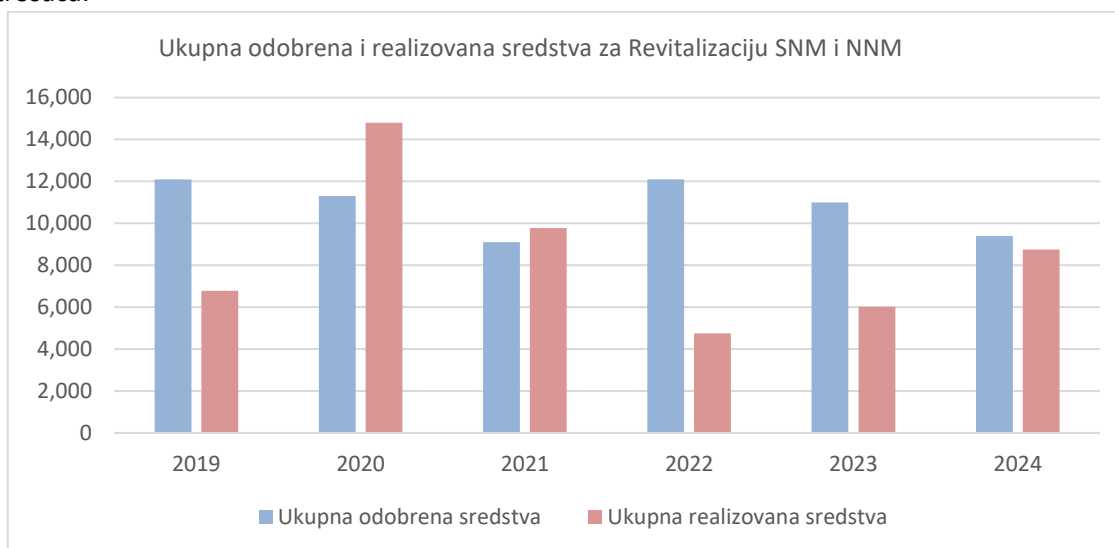
Slika 2-9 Ukupna odobrena i realizovana sredstva za AMM i mjerna mjesta

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 projekta, 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 2-10). Kroz ovaj projekat planirana je revitalizacija 10 kV dalekovoda, 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 pajanja potrošača.



Slika 2-10 Ukupna odobrena i realizovana sredstva za Revitalizaciju SN i NN mreže

## 2.6. Analiza gubitaka energije i snage

U okviru ovog poglavlja biće dat osvrt na rezultate važeće Studije smanjenja gubitaka snage i energije u elektrodistributivnim mrežama Crne Gore (mart 2022. godine).

Gubici električne energije čine značajan dio ukupnih energetskih tokova u prenosnim i distributivnim mrežama. Njihovo smanjenje postaje sve važnije, ne samo zbog finansijske održivosti, već i radi unapređenja kvaliteta i pouzdanosti elektroenergetskog sistema. Osim što doprinosi povećanju energetske efikasnosti i ostvarivanju značajnih ekonomskih koristi, smanjenje gubitaka ima i izražen pozitivan ekološki efekat.

Analiza gubitaka je od ključnog značaja jer omogućava identifikaciju mjera za njihovo smanjenje – kako u fazi projektovanja, tako i tokom eksploatacije elemenata elektroenergetskog sistema (EES). Visok nivo gubitaka, naročito u elektrodistributivnim (ED) mrežama, ukazuje na neusklađenost razvoja mreže sa sve većim zahtjevima konzuma.

Prvi korak u procesu njihovog smanjenja jeste proračun postojećih gubitaka, koji se bazira na dostupnim podacima o mrežnoj infrastrukturi, potrošačima i njihovim obrascima potrošnje.

Tehnički i netehnički gubici u elementima elektroenergetskog sistema

Tehnički, odnosno fizički gubici u elementima elektroenergetskog sistema (EES) dijele se na:

- **Konstantne gubitke** – zavisne od napona ( naponskog nivoa),
- **Varijabilne gubitke** – zavisne od struje.

**Konstantni gubici** nastaju usljed održavanja sistema u stalnom stanju pogonske spremnosti i uključuju:

- gubitke u gvožđu transformatora,
- dielektričke gubitke kablova i kondenzatorskih baterija.

**Varijabilni gubici** zavise od stepena opterećenja i proporcionalni su kvadratu struje. Budući da su za istu snagu struje obrnuto proporcionalne mrežnom naponu, gubici u prenosnim mrežama su značajno manji u odnosu na gubitke u elektrodistributivnim (ED) mrežama.

S druge strane, **netehnički gubici** predstavljaju energiju koja je isporučena kupcima, ali nije izmjerena. Uzroci ovih gubitaka uključuju:

- sopstvenu potrošnju operatora sistema ( bez gubitaka u objektima gdje se mjere I obačunava energija),
- neovlašćenu potrošnju (krađu),
- greške u mjerenju, naplati i obradi podataka sa brojila,
- vremenski nesklad između očitavanja ulaznih brojila i brojila kod krajnjih potrošača.

**Poseban izazov kod određivanja gubitaka u ED mrežama** ogleda se u ograničenim mogućnostima njihovog preciznog mjerenja. Dok se u prenosnim mrežama kontinuirano prati stanje na ključnim tačkama sistema, u ED mrežama – naročito na niskonaponskom nivou – to nije izvodljivo zbog velikog broja elemenata i geografske rasprostranjenosti.

Tehničke gubitke u prenosnim mrežama moguće je znatno tačnije procijeniti računskim metodama nego u ED mrežama. Sa aspekta obima potrebnih podataka i složenosti mrežnog modela, proračuni gubitaka u ED mrežama spadaju među najzahtjevnije u okviru EES-a.

**Efekte distribuirane proizvodnje na gubitke** predstavljaju sve značajniji aspekt u analizi rada ED mreža. Distribuirana proizvodnja može imati dva suprotna efekta:

- **Pozitivan**, ako se izvori nalaze blizu mjesta potrošnje i ako postoji vremenska usklađenost između proizvodnje i potrošnje – tada dolazi do smanjenja gubitaka;
- **Negativan**, ako su izvori udaljeni od potrošačkih centara ili ako se proizvodnja vremenski ne poklapa s potrošnjom – tada gubici mogu rasti, uglavnom zbog većih udaljenosti koje energija mora preći.

Na tehničke gubitke u velikoj mjeri utiče promjena arhitekture mreže koja mora uzeti u obzir značajno povećanje distribuirane proizvodnje, dok na netehničke gubitke može snažno uticati povećana upotreba pametnih brojila, između ostalog. Veća stopa penetracije pametnih brojila 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 10,51 %, ili na 328,4 GWh 2024. godine. Međutim u pojedinim ED regionima gubici su još uvijek znatno iznad prosječnih.

Tabela 2-11 Preuzeta energija, isporučena energija po kategorijama potrošnje i gubici za EDS CG, 1990-2024.g.

Godina	Preuzeta energija (GWh)	Isporučena energija (GWh)				Ukupno isporučena energija (GWh)	Gubici (GWh)	Gubici (%)
		DOM	OP	10 kV	35 kV			
1990	1236.1	533.4	208.4	213.3	78.1	1033.2	202.9	16.41
1991	1305.8	611.6	229.2	186.8	76.2	1103.8	202	15.47
1992	1351.5	650.5	216	179.5	79.3	1125.3	226.2	16.74
1993	1429.2	727.4	221.8	154.6	68.8	1172.6	256.6	17.95
1994	1502.8	787.3	200.8	163.8	66	1217.9	284.9	18.96
1995	1617.1	858	223.9	169.2	62.8	1313.9	303.2	18.75
1996	1726.4	925.8	230.6	171.8	73.7	1401.9	324.5	18.8
1997	1794.8	921.2	238.2	181.4	79.4	1420.2	374.6	20.87
1998	1851.6	940.1	236.8	180	83.1	1440	411.7	22.23
1999	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
2001	2077.8	1038.6	286.2	251.8	91.8	1668.4	409.4	19.71
2002	2077.1	1011.6	292.8	262.1	110.8	1677.3	399.8	19.25
2003	2196.6	1043.4	308.1	261.6	101.3	1714.3	482.3	21.96
2004	2212.1	1046	320.1	211.3	86.5	1663.9	548.2	24.78
2005	2309.8	1040.4	324	191.9	85	1641.2	668.5	28.94
2006	2385.8	1104.7	327.7	174.3	85.8	1692.5	693.3	29.06
2007	2333.8	1155	365	197.1	85.4	1802.6	531.1	22.76
2008	2472.9	1191.4	400.7	222	75.7	1889.8	583	23.58
2009	2501.5	1210.3	415.1	234.9	71.1	1931.5	570	22.79
2010	2516.2	1259.7	424.1	252.6	76.9	2013.3	502.9	19.99
2011	2563.7	1244.4	453.5	286.4	87.5	2071.8	491.9	19.19
2012	2596.3	1225.2	453.3	292.8	83.8	2055.2	541.1	20.84
2013	2530.2	1216.6	459.5	294.8	79.6	2050.5	479.6	18.96
2014	2447.7	1201	459.4	292.6	82.7	2035.6	412.1	16.83
2015	2607.6	1261.3	498.1	321.5	91	2171.9	435.7	16.71
2016	2587.3	1251.1	516.1	328.7	87.4	2183.3	404	15.62
2017	2670.3	1285.9	543.9	348.6	92.4	2270.8	399.6	14.96
2018	2686.2	1272.1	583.1	361.9	97.4	2314.5	371.6	13.83
2019	2718.2	1290.3	600.2	375.1	96.5	2362.2	356	13.09
2020	2543.6	1241.1	545.8	328.6	99.2	2214.7	328.8	12.92
2021	2788.5	1336.9	642.1	359.8	104.2	2443	345.5	12.39
2022	2883.1	1375.6	678.2	385.0	109.3	2548.2	335.0	11.62
2023	3025.4	1468.1	722.7	398.2	108.6	2697.6	327.8	10.83
2024	3124.5	1553.1	717.5	416.3	109.2	2796.1	328.4	10.51

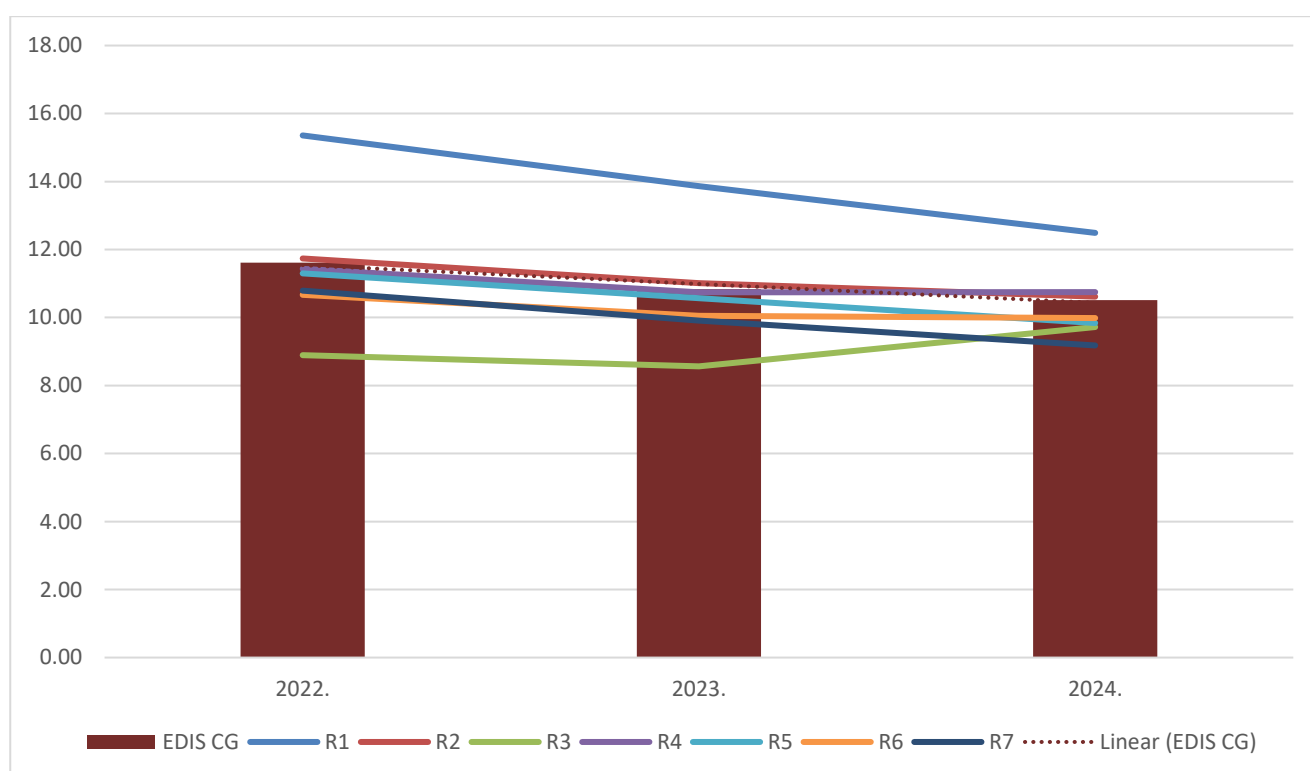
Visok nivo tehničkih i netehničkih gubitaka, naročito u distributivnim (ED) mrežama, predstavlja jedan od ključnih indikatora nerazvijenosti elektrodistributivne infrastrukture, ali i specifične strukture potrošnje električne energije. Gubici su posebno izraženi na nižim naponima, gdje su i tehnička opterećenja veća, a kontrola i nadzor nad potrošnjom često slabije razvijeni.

U posljednjih petnaestak godina, konzum električne energije značajno se povećao upravo u kategorijama potrošača priključenih na niskonaponsku mrežu. Ovaj trend prvenstveno je uzrokovan sve većim učešćem

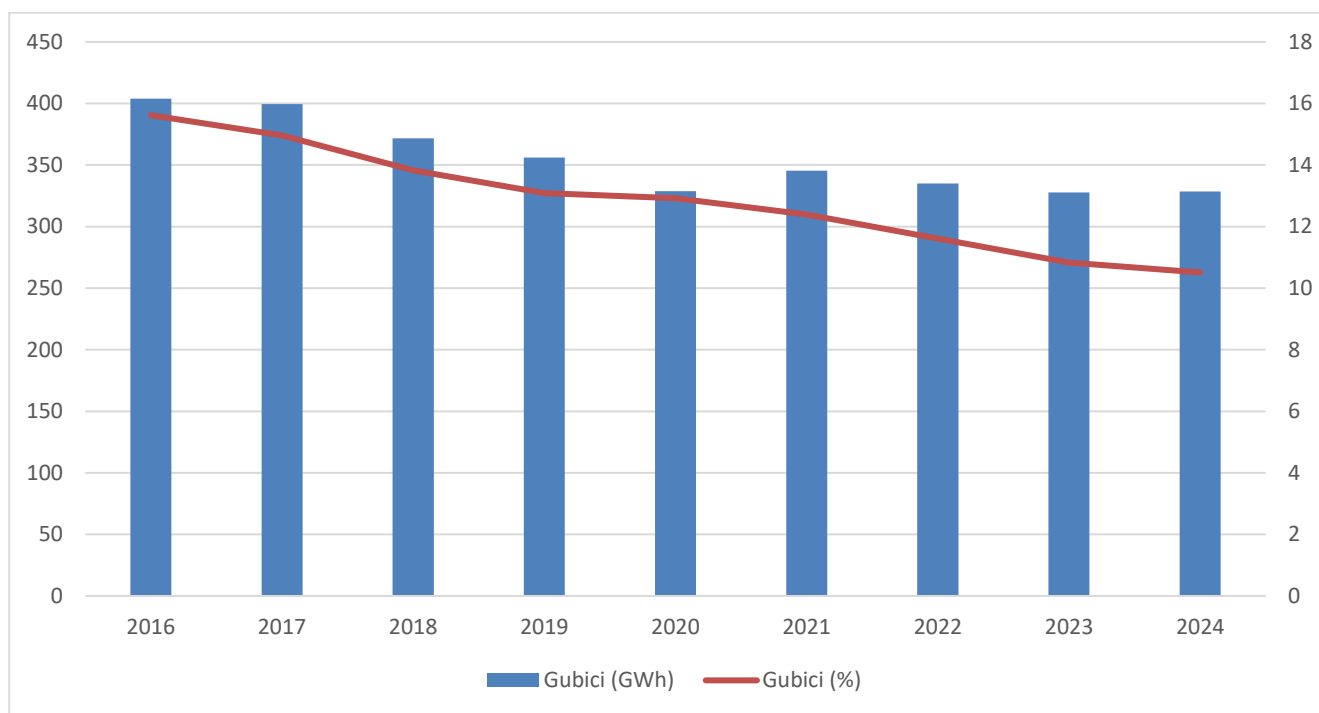
električnog grijanja i hlađenja u domaćinstvima, ali i rastom broja uređaja i potrošača u tzv. ostaloj potrošnji. To znači da se energetske zahtjevi sve više prebacuju na niskonaponski nivo, koji je i u tehnički najosjetljivijem položaju kada je riječ o gubicima. Na tim mrežnim nivoima, i u idealnim uslovima, prirodno se javljaju najveći gubici zbog dužih vodova, slabije regulacije napona i većeg broja priključnih mjesta.

Analiza strukture isporučene energije u periodu od 2004. do 2024. godine pokazuje da se udio potrošnje na niskom naponu – dakle, domaćinstva i ostala potrošnja – konstantno kreće između 80% i 84% ukupno realizovane energije. Ova dominacija niskonaponske potrošnje dodatno potvrđuje prethodnu tezu i ukazuje na potrebu za sistemskim ulaganjima u modernizaciju i rekonstrukciju niskonaponske mreže kako bi se dugoročno smanjili gubici i unaprijedila efikasnost sistema.

Na osnovu prethodnih podataka dati su uporedni dijagrami udjela gubitaka nivou EDS Crne Gore za period 2019-2024. godina (Slika 2-11.a i Slika 2-11.b). Sa slike se može uočiti da je trend promjene gubitaka na nivou EDS Crne Gore opadajući.



(a)



b)

Slika 2-11 Grafički prikaz procentualnih gubitaka po regionima i ED(a) i Grafički prikaz gubitaka u GWh i procentima(b)

Udio gubitaka na nivou Elektrodistributivnog sistema (EDS) Crne Gore tokom perioda 2006–2024. godine bilježi značajan pad – praktično je za dvije trećine manji u odnosu na početne godine posmatranja. Svi regioni pokazuju trend smanjenja gubitaka, pri čemu je on u nekim dijelovima izraženiji. U prvoj polovini perioda (2004–2014), udio gubitaka pokazuje znatne oscilacije, dok se u drugoj polovini (2015–2024) uočava stabilizacija i postepeno, ali konstantno smanjenje gubitaka.

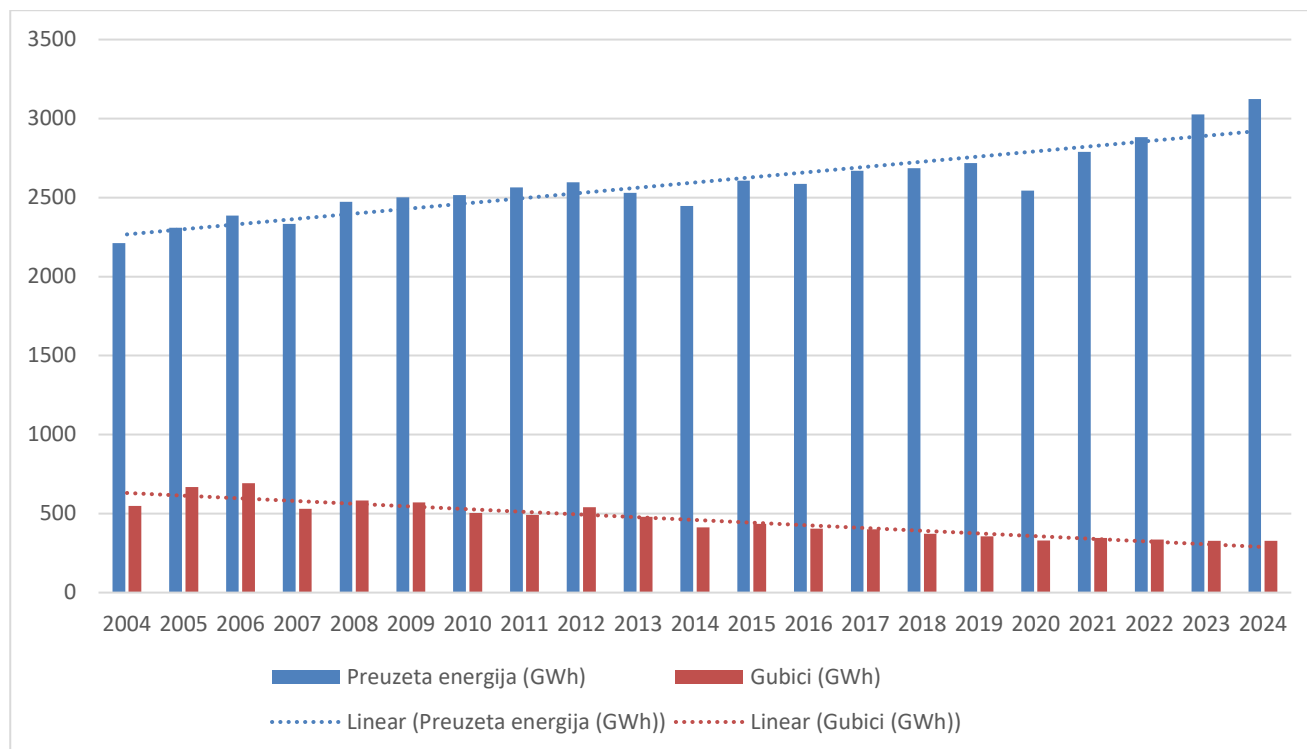
Jedan od ključnih faktora koji objašnjavaju ovu promjenu je uvođenje **napredne mjerne infrastrukture (AMM sistem)**. Naime, u ranijem periodu nije bilo tehničkih uslova za kvalitetan i jednovremen monitoring potrošnje energije, što je znatno otežavalo precizno upravljanje i kontrolu nad gubicima. Uvođenjem AMM sistema unaprijeđena je transparentnost i preciznost u očitavanju i obradi mjernih podataka, što je omogućilo efikasnije upravljanje sistemom i preciznije lociranje gubitaka.

Posebno je interesantna uporedna analiza regiona. Trend gubitaka na nivou cijelog EDS-a Crne Gore gotovo u potpunosti prati trend Regiona 2, što je i očekivano s obzirom na to da ovaj region nosi **najveći udio konzuma** u državi. Stoga se vrijednosti udjela gubitaka u Regionu 2 mogu koristiti kao indikator opšteg stanja na nacionalnom nivou.

Ipak, uočljivo je da ostali regioni, posebno u sjevernom dijelu zemlje, u posljednjim godinama bilježe **nešto izraženije smanjenje gubitaka**, te na kraju perioda dostižu vrlo slične vrijednosti kao Region 2. Ovo je važan nalaz, jer iako Region 2 ima najrazuđeniji konzum i najdužu mrežu niskog presjeka – što tehnički uslovljava više gubitke – činjenica da slični regioni uspijevaju ostvariti niže gubitke ukazuje da postoji **dodatni prostor za unapređenje** i u Regionu 2.

Zaključno, pad gubitaka u EDS Crne Gore rezultat je kombinacije tehnoloških unapređenja, poboljšanog mjerenja i aktivnog upravljanja mrežom. Nastavak ovog trenda zahtijeva fokus na dodatnu modernizaciju niskonaponske mreže, detaljnije prostorno planiranje i optimizaciju infrastrukture u najopterećenijim regijama.

Ako se posmatraju apsolutni iznosi preuzete energije i ukupnih gubitaka 2021.-2024., evidentan je rastući trend količine preuzete energije (prosječna stopa rasta od približno 10%) 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 pada od približno 0,3 %) što je rezultat konstantnog unaprjeđivanja monitoringa potrošnje energije i razvoja mrežnih kapaciteta u cilju poboljšanja sigurnosti i efikasnosti snabdijevanja električnom energijom.

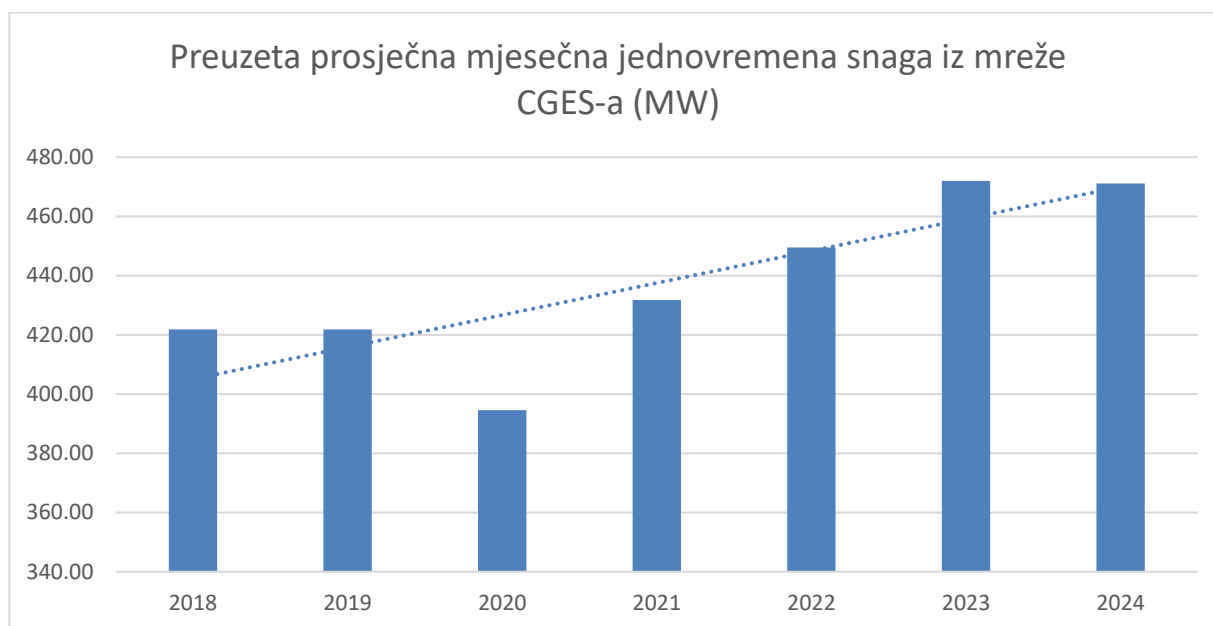


Slika 2-12 Preuzeta energija i ukupni gubici na nivou EDS Crne Gore za period 2004-2024

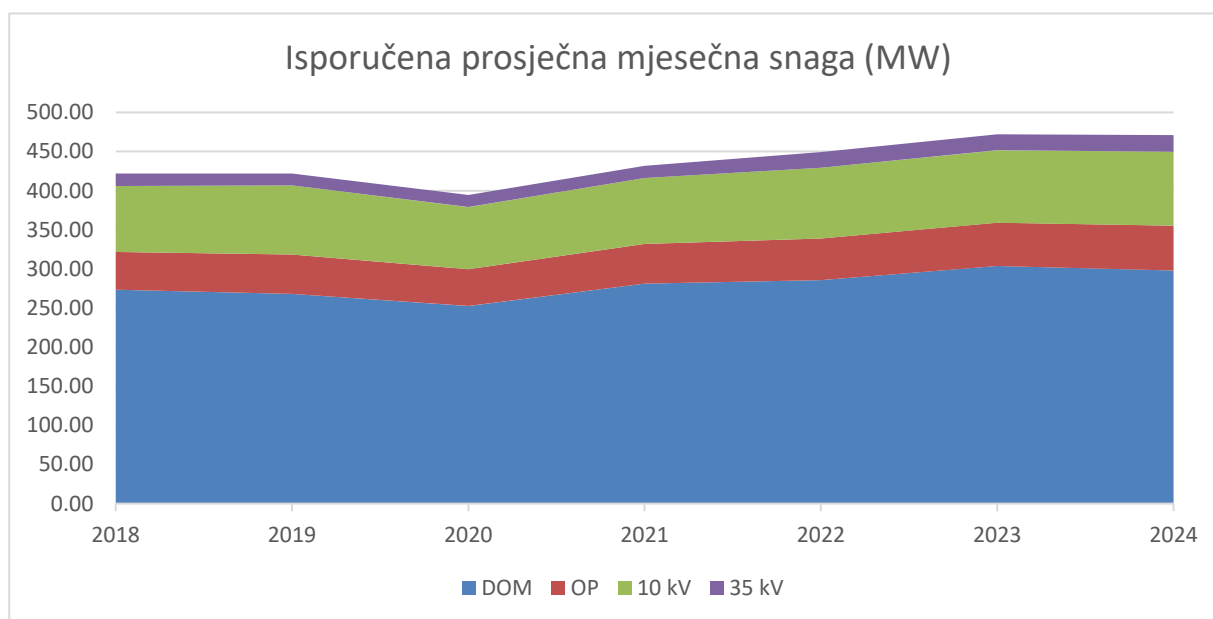
U Tabela 2-12 i na Slika 2-13 i Slika 2-14 prikazan je pregled snaga u ODS-u. Pregled obuhvata preuzete prosječne mjesečne 15-minutne snage po godinama na tačkama preuzimanja električne energije iz prenosnog sistema i iz obnovljivih izvora energije priključenih na distributivnu mrežu, što je prikazano na Slika 2-13. Takođe, u Tabela 2-12, pod stavkom Isporučena prosječna mjesečna snaga (MW), kao i na Slika 2-14, prikazana je nejednovremena prosječna mjesečna snaga za potrošače priključene na distributivne naponske nivoe.

Tabela 2-12 Pregled snage u prethodnom periodu

Godina	Preuzeta prosječna mjesečna jednovremena snaga iz mreže CGES-a (MW)	Isporučena prosječna mjesečna snaga (MW)			
		DOM	OP	10 kV	35 kV
2018	421.85	273.17	48.56	84.20	15.92
2019	421.81	267.96	50.33	88.29	15.23
2020	394.54	252.62	47.01	79.47	15.43
2021	431.77	281.21	50.82	84.21	15.53
2022	449.48	285.64	53.09	90.61	20.14
2023	472.01	303.73	55.35	92.50	20.43
2024	471.07	298.05	57.14	94.71	21.16



Slika 2-13 Preuzeta prosječna mjesečna jednovremena snaga iz mreže CGES-a (MW)



Slika 2-14 Isporučena prosječna mjesečna snaga (MW)

U periodu od 2018. do 2024. godine uočava se konstantan porast preuzete prosječne mjesečne jednovremene snage iz prenosne mreže CGES-a i obnovljivih izvora, koja je porasla sa 421.85 MW u 2018. na 471.07 MW u 2024. godini. Istovremeno, rasla je i isporučena prosječna mjesečna snaga ka krajnjim korisnicima, pri čemu je najveći porast zabilježen kod kupaca na 10 kV i 35 kV naponskom nivou.

Kategorija "DOM" (domaćinstva) bilježi kontinuiran rast sa 273.17 MW u 2018. na 298.05 MW u 2024. Godini.

Takođe, kupci na 10 kV i 35 kV su povećali svoju potrošnju, dok se uočava i blagi, ali stabilan rast u sektoru "OP" (ostali potrošači), sa 48.56 MW u 2018. na 57,14 MW u 2024.

## 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 sedam malih solarnih elektrana. U sljedećoj tabeli navedeni su osnovni tehničke karakteristike ovih elektrana (Tabela 2-13), a na slici je data ostvarena proizvodnja u periodu 2003-2024. godina (Slika 2-15), bez kupaca-proizvođača.

Tabela 2-13 Tehnički podaci o distribuiranim izvorima u Crnoj Gori u 2024 godini

R.b.	Proizvođač/proizvodni objekat MHE	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“	6 kV ćelija u TS 35/6 kV Podgor	400
3	mHE „Šavnik“	10 kV RP mHE	200 (2×100)
4	mHE „Rijeka Crnojevića“	10 kV ćelija u TS 35/10 kV „Rijeka Crnojevića“	505
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 35/10 kV „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
21	mHE „Paljevinska“	10 kV ćelije u TS 35/10 kV „Jezerine“ (J05)	650

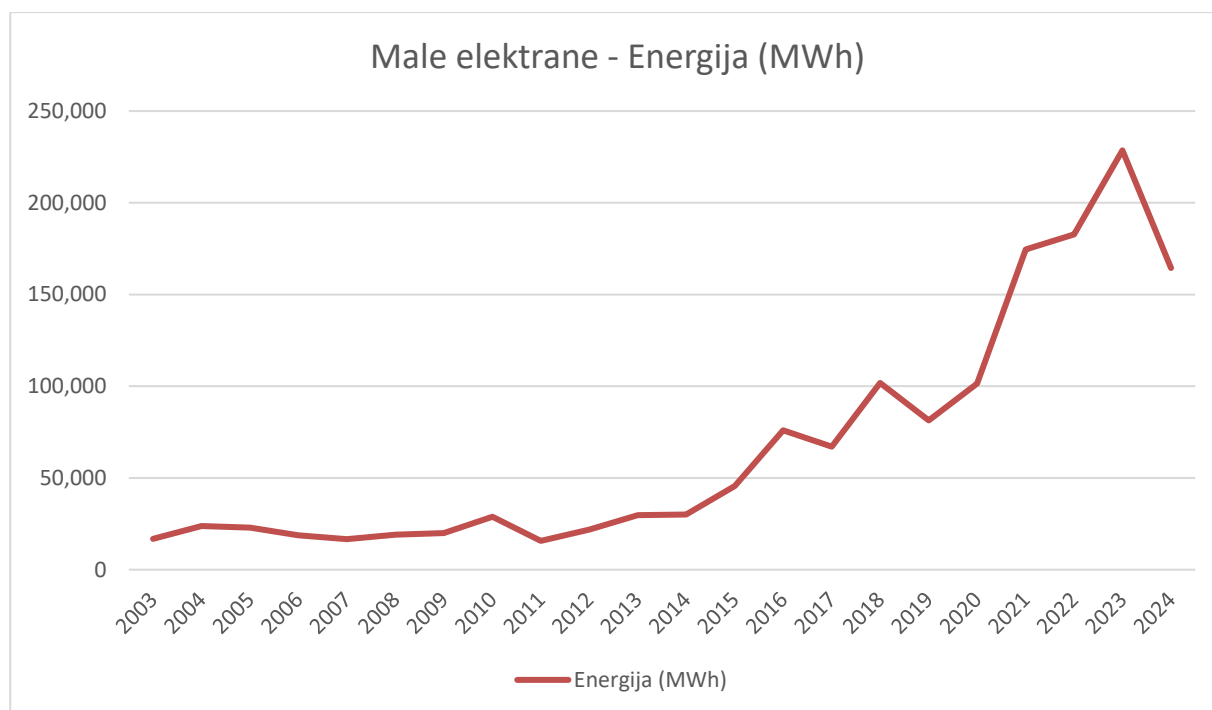
R.b.	Proizvođač/proizvodni objekat MHE	Mjesto i naponski nivo predaje električne energije u sistem	Odobrena priključna snaga (kVA)
22	mHE „Bukovica“	ulaz/izlaz na 10 kV DV „Drijenak – Trebaljevo“	350
23	mHE „Lipovska Bistrica“	ulaz/izlaz na postojeći 10 kV dalekovod „Drijenak – Gornje Lipovo“	1041
24	mHE „Pecka“	ulaz/izlaz na postojeći 10 kV dalekovod Skrbuša – izvod iz TS 35/10 kV „Breza“	960 (ogranicena 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 dalekovod „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

U 2024. godini, Elektroprivreda Crne Gore izvršila je rekonstrukciju dvije male hidroelektrane – „Podgor“ i „Rijeka Crnojevića“, koje su izgrađene 1950. godine. U planu je i rekonstrukcija malih hidroelektrana „Rijeka Mušovića“, „Šavnik“ i „Lijeva Rijeka“.

R.b.	Proizvođač/proizvodni objekat SE	Mjesto i naponski nivo predaje električne energije u sistem	Odobrena priključna snaga (kW)
------	----------------------------------	---	--------------------------------

1	SE „DG“	Nova TS 10/0.4 kV „Eco Solar“ (ulaz/izlaz na postojeći DV)	996,5
2	SE „Invicta“	0.4 kV sabirnice u TS 10/0.4 kV „Lužnica 2“	416
3	SE „Bar kod“	10 kV ćelija u TS 10/0.4 kV Stovarište Čelebić	585
4	SE „Alliance“	0.4 kV sabirnice u TS 10/0.4 kV „Rasadnik“	202,8
5	SE „FSCG“	0.4 kV sabirnice u TS 10/0.4 kV „Fudbalski kamp“	34,67
6	Čevo solar d.o.o Podgorica	Ulaz/izlaz na postojeći DV 35 kV „Cetinje - Čevo“	3200
7	Voli trade d.o.o Podgorica	Ulaz/izlaz na postojeći 10 kV kablovski vod između MBTS 10/0.4 kV „Voli -Zelenika“ i MBTS 10/0.4 kV „Tehnomax“	2000

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 2003-2024. 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 uslova za izradu tehničke dokumentacije za priključenje, ugovora o izgradnji infrastrukture za priključenju i priključenju, čije su opšte karakteristike date u tabeli koje slijedi (Tabela 2-14).

Tabela 2-14 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 192 Zakona o energetici Crne Gore („Službeni list Crne Gore“, br. 028/25 od 19.03.2025) na distributivni sistem je do 31. decembra 2024. godine priključen ukupno 2.832 kupac-proizvođač. Zakonom je predviđeno da: „Krajnji kupac koji proizvodi električnu energiju iz obnovljivih izvora ili visokoefikasne 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.“

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.

U tabeli (Tabela 2-15) dat je tabelarni prikaz priključenih kupaca proizvođača po opštinama.

Tabela 2-15 Prikaz priključenih kupaca proizvođača po opštinama

Opština	Ukupan Broj ugovora o priključenju do kraja 2024. godine	Ukupna priključena snaga do kraja 2024. godine (kW)
Andrijevica	5	53.7
Bar	191	1396
Berane	57	366
Bijelo Polje	37	227
Budva	71	1113
Cetinje	23	156
Danilovgrad	199	1590
Herceg Novi	118	909.48
Kolašin	28	281
Kotor	96	731
Mojkovac	40	227
Nikšić	696	8075.7
Pljevlja	18	119
Plav	4	28
Podgorica	1099	9505.03
Rožaje	6	24
Tivat	94	674
Tuzi		
Ulcinj	45	388.8
Žabljak	4	23
Zeta		
Gusinje	1	3.68
<b>Ukupno</b>	<b>2832</b>	<b>25891.39</b>

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 snage 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.

CEDIS je u proteklih nekoliko godina izdao više od 50 uslova za izradu tehničke dokumentacije u svrhu priključenja solarnih elektrana na distributivni sistem. Od tog broja, osam investitora je potpisalo Ugovor o izgradnji infrastrukture za priključenje i priključenju, a očekuje se da će te elektrane ući u trajni rad u narednih godinu do dvije.

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

Zbog planirane realizacije SCADA projekta u CEDIS-u, neophodno je izvršiti pripremu TS 35/10 kV u pogledu modernizacije relejne zaštite, prekidača i razvoda pomoćnog napona. Stanje ove opreme (u TS 35/10 kV koje su obuhvaćene projektom), koja je zastarjela i tehnološki prevaziđena posebno u pogledu modernih SCADA sistema, je takvo da bez planirane modernizacije nije moguće integrisati ove TS u SCADA sistem.

CEDIS je pokrenuo projekat *Priprema za implementaciju SCADA sistema*, čija je realizacija predviđena u tri faze. Tokom 2023. i 2024. godine završena je rekonstrukcija 22 trafostanice prenosnog odnosa 35/10 kV i to:

- U prvoj fazi (15 TS): Igalo, Grbalj, Novi Obod, Lazi, Miločer, Čanj, Stari Bar, Grad, Velika Plaža 1, Velika Plaža 2, Vladimir, Podanje, Bioče, Tuzi i Ubli.
- U drugoj fazi (7 TS): Ostros, Veliki Pijesak, Buljarica, Risan, Čevo, Mačak i Žabljak.

Pomenuta rekonstrukcija omogućava integraciju ovih TS u SCADA sistem, jer će omogućiti ugradnju sistema za lokalno upravljanje TS koji predstavljaju srž sistema za daljinsko upravljanje. Takođe, povećaće se i pouzdanost rada ovih TS u dijelu primarne i sekundarne opreme i pouzdanog napajanja ovih i komunikacionih sistema. U okviru projekta, planirani su sledeći radovi:

- Izrada elaborata
- Zamjena mikroprocesorskih zaštitnih releja (35 kV i 10 kV strana)
- Zamjena vakuumskih prekidača 35 kV i 10 kV
- Zamjena ožičenja u ćelijama 35 kV i 10 kV
- Rekonstrukcija razvoda sopstvene potrošnje
- Dogradnja AKU baterija, nabavka i montaža ispravljča
- Dogradnja postojećih zaštitnih releja u pogledu komunikacionih kartica
- Funkcionalno ispitivanje ugrađene opreme
- Izrada projekata izvedenog stanja

Jako važan segment ovog projekta je i tehnička unifikacija ove opreme, posebno u dijelu zaštitnih releja i razvoda pomoćnog napona u TS. Sve buduće rekonstrukcije/modernizacije TS 35/10 kV i izgradnja novih TS 35/10 kV izvođiće se u skladu sa tehničkim uslovima koji su definisani ovim projektom (relejna zaštita i razvod pomoćnog napona).

Van projekta *Priprema za implementaciju SCADA sistema* rekonstruisano je 6 TS iz Regiona 7: Gradac, Boan, Njegovuđa, Mataruge, Odžak i Kosanica.

Najvažniji elementi trafostanica su transformatori i njihovo kvalitetno održavanje značajno smanjuje dugotrajne periode prekida napajanja. S tim u vezi, značajna informacija o stanju trafostanica je starosna struktura transformatora u mreži (Tabela 3-1).

Tabela 3-1 Pregled starosti transformatora 35/10 kV i 35/6 kV 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
1	4	0	1	3	5	0	13
2	8	4	2	10	6	2	32
3	4	2	2	1	5	0	14
4	9	0	3	17	10	0	39
5	6	1	0	9	12	0	28
6	5	0	0	2	7	1	15
7	7	0	0	1	5	2	15
<b>Ukupno</b>	<b>43</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>43</b>	<b>50</b>	<b>5</b>	<b>156</b>

Najveći broj transformatora je starosti manje od 10 godina. Prosječna starost transformatora prenosnog odnosa 35/10 kV i 35/6 kV<sup>5</sup> je 22 godine. Većina transformatora u mreži (93, odnosno 59.61%) je starosti manje od 20 godina. Broj transformatora koji su stariji od 40 godina je jednak broju transformatora koji su stari između 10 i 20 godina (42). Za pet transformatora (3.21%) nije dostupan podatak o starosti (Slika 3-1).

Kroz projekat sa Svjetskom Bankom (World Bank – WB) biće zamijenjeno 36 transformatora prenosnog odnosa 35/10 kV u 27 postrojenja<sup>6</sup>:

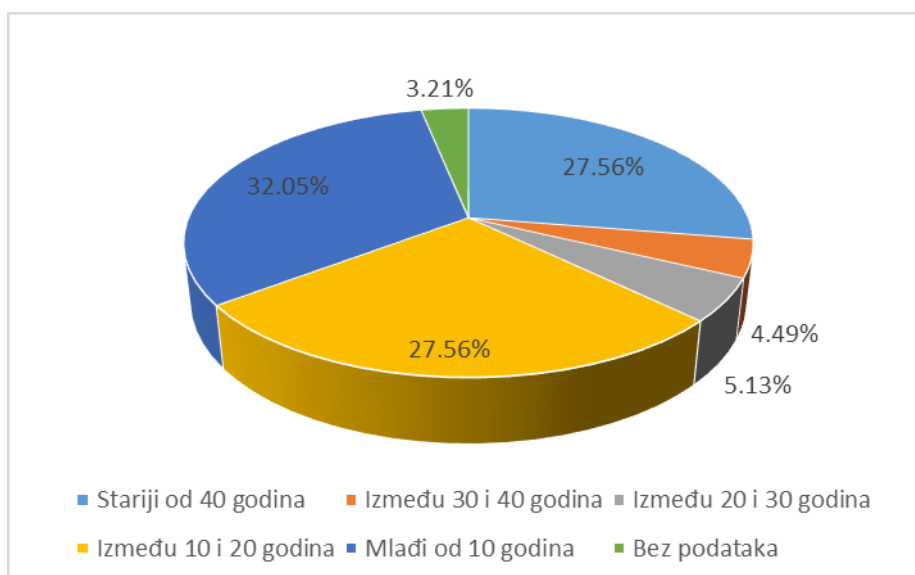
- Po kriterijumu starosti (30 transformatora u 23 postrojenja): Trebjesa (TR1, TR2), Podanje (TR1, TR2), Centar (TR2), Ponari (TR1), Ubli (TR1), Bioče (TR1), Stari Obod (TR1, TR2), Novi Obod (TR2), Centar Berane (TR1), Virpazar (TR1, TR2), Stari Bar (TR1, TR2), Veliki Pijesak (TR1, TR2), Lazi (TR1), Miločer (TR2), Grad (TR2), Velika Plaža 1 (TR2), Herceg Novi (TR2), Grbalj (TR1), Risan (TR1, TR2), Nedakusi (TR1), Mojkovac (TR2), Drijenak (TR1) i Žabljak (TR2).
- Po kriterijumu Automatska Regulacija Napona (ARN) (6 transformatora u 4 postrojenja): Gornja Zeta (TR1, TR2), Plužine (TR1, TR2), Gusinje (TR1) i Čokrlje (TR1).

Transformatori će biti zamijenjeni eko-dizajn transformatorima sa nižim tehničkim gubicima. Većina ovih transformatora je proizvedena u periodu od sredine 1960-ih do sredine 1980-ih godina, čime su prekoračili industrijski standard za životni vijek. Dodatno, ovi transformatori nisu u skladu sa CEDIS-ovim Pravilnikom o tehničkim zahtjevima eko dizajn transformatora, koji je na snazi od 01.01.2025.

Šest transformatora će biti opremljeno uređajem za regulaciju napona pod opterećenjem (OLTC) jer su locirani u zonama koje su problematične iz ugla regulacije napona usljed prisustva obnovljivih izvora energije.

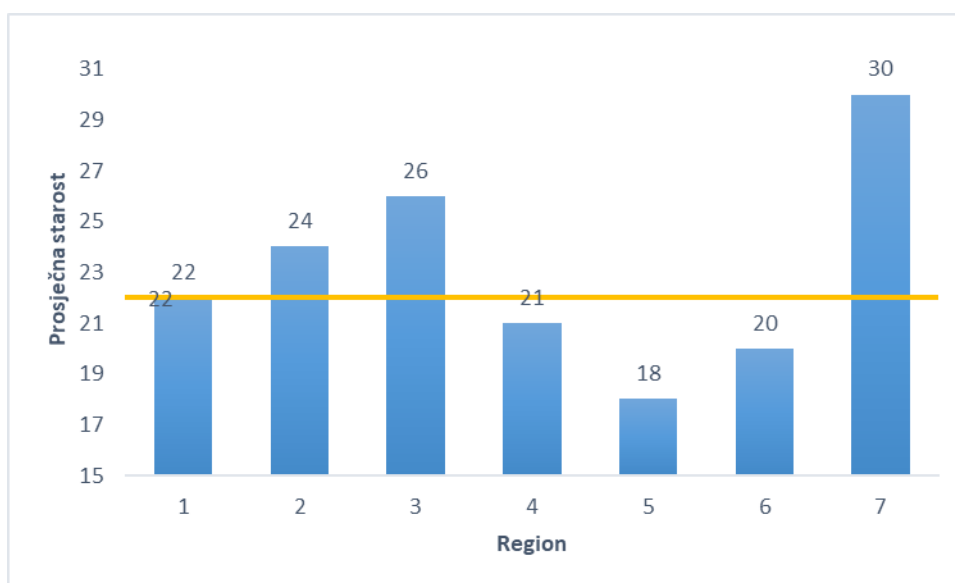
<sup>5</sup> Jedina trafostanica prenosnog odnosa 35/6 kV je Podgor.

<sup>6</sup> Osnovni kriterijum za izbor transformatora je njihova starost.



Slika 3-1 Starosna struktura transformatora 35/10 kV i 35/6 kV

Prosječna starost transformatora varira po Regionima (Slika 3-2). Najbolja situacija je u Regionu 5, gdje je prosječna starost transformatora 18 godina. Najgora situacija je u Regionu 7, gdje je prosječna starost transformatora 30 godina.



Slika 3-2 Pregled prosječne starosti transformatora 35/10 kV i 35/6 kV po Regionima

Obzirom da su u pitanju transformatori male snage i specifične primjene, u Tabela 3-2 izdvojeni su podaci i dat je pregled transformatora prenosnog odnosa 35/0.4 kV.

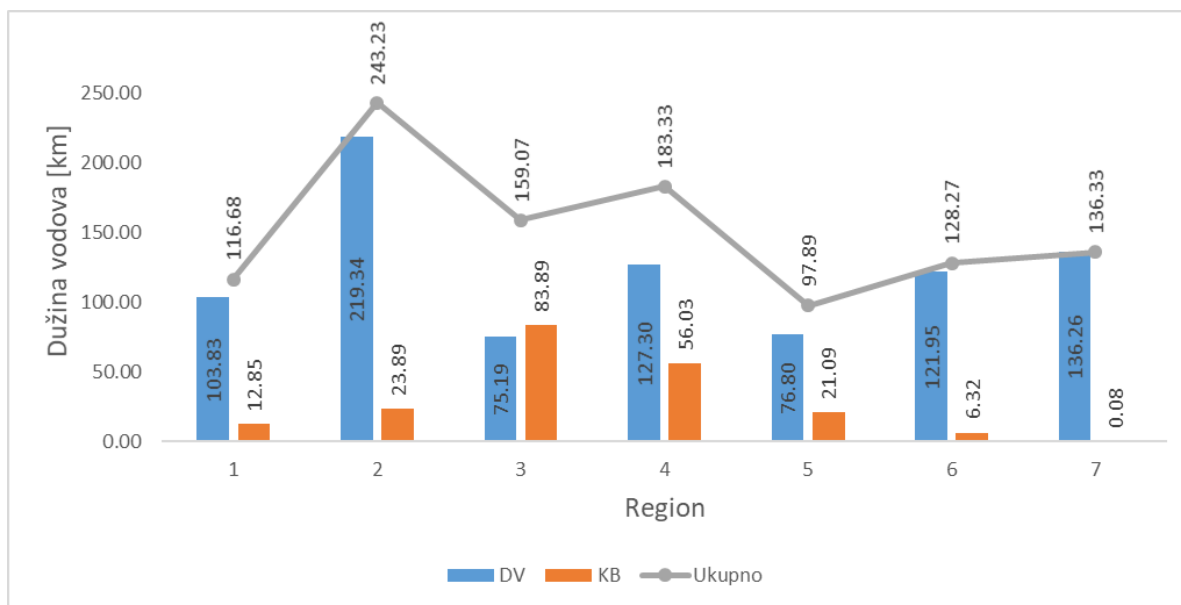
Tabela 3-2 Pregled starosti transformatora 35/0.4 kV

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
5	0	0	10	2	3	20

Prosječna starost transformatora 35/0.4 kV je 24 godine. Za tri transformatora (15%) nije dostupan podatak o starosti.

### 3.1.2. Vodovi

U 35 kV mreži je u pogonu 166 vodova. Od toga je 47 nadzemnih vodova, 56 kablovskih vodova i 63 mješovita voda. Ukupna dužina svih vodova iznosi 1064.8 km. Od toga je 860.66 km nadzemnih vodova i 204.14 km kablovskih vodova. Na Slika 3-3 data je struktura tipova vodova po Regionima.



Slika 3-3 Struktura tipova vodova po Regionima

Najveći dio ukupne dužine vodova pripada Regionu 2 (243.23 km, odnosno 22.84%), što je i očekivano obzirom na broj potrošača i pripadajuću površinu. Najveći udio kablovskih vodova u mreži je u Regionu 3 i 4. U Regionu 3 ukupna dužina kablovskih vodova je veća od ukupne dužine nadzemnih vodova. Ovako veliko učešće kablovske mreže u Regionu 3 je rezultat priključenja velikog broja malih hidroelektrana tako da je 74.6 km (88.92) vlasništvo trećih lica, a samo 9.29 km (11.07 %) je vlasništvo CEDIS-a. Veliko učešće kablovske mreže u Regionu 4 je rezultat kabliranih gradskih jezgara Budve, Bara i Ulcinja.

Provodnik Al/Fe sa najvećim udjelom u mreži je presjeka 70/12 mm<sup>2</sup> (261.3 km, odnosno 35.28% od ukupne dužine Al/Fe provodnika), kao i Al/Fe 95/15 mm<sup>2</sup> (243.13 km, odnosno 32.83%). Provodnici Al/Fe 150/25 mm<sup>2</sup> i 240/40 mm<sup>2</sup> su prisutni na nadzemnim vodovima konstruktivnih karakteristika 110 kV napona: Bar 110 - Stari Bar, Berane 110 - Rožaje, Mojkovac 110 - Drijenak, Podgorica 1 - Tuzi i Ribarevine - Nedakusi (Tabela 3-3). Nadzemni vod Pljevlja 1 - Žabljak ovakvih karakteristika je u 2023. godini iskorišten kao 110 kV nadzemni vod nakon dugo godina rada u 35 kV mreži.

Tabela 3-3 Prisustvo Al/Fe užadi po Regionima [km]

Region	35/6	50/8	70/12	95/15	150/25	240/40	Ukupno
1			94.33	9.5			103.83
2	2.95	40.35	69.54	52.215		17.2	182.255
3		0.19	31.54	18.788	24.67		75.188
4	0.4	26.155	7.86	54.87	3.7		92.985

<b>5</b>	<b>3.01</b>	<b>63.38</b>	<b>66.39</b>				
<b>6</b>	31.195	29.695	21.08	15.9	8.7	<b>106.57</b>	
<b>7</b>	61.735	28.34	23.3			<b>113.375</b>	
<b>Ukupno</b>	<b>3.35</b>	<b>162.635</b>	<b>261.305</b>	<b>243.133</b>	<b>44.27</b>	<b>25.9</b>	<b>740.593</b>

ACCCZ Rijeka, provodnik od aluminijuma sa kompozitnim jezgrom od karbonskih i staklenih vlakana, prisutan je na četiri nadzemna voda: Bar 110 - Sutomore, Budva 110 - Miločer, Herceg Novi 110 - Topla i Ulcinj 110 - Velika Plaža 1. ACCCZ Skadar je prisutan na nadzemnom vodu Virpazar 35 - Vranjina 1 i to u dva polja koja prelaze preko Skadarskog jezera, pri čemu je jedno od njih najduži raspon u distributivnoj mreži u Crnoj Gori (oko 950 m). Provodnik od bakra, presjeka 35 mm<sup>2</sup> i 50 mm<sup>2</sup>, prisutan je u ukupnoj dužini od 89.4 km. Na dva nadzemna voda, mHE Rijeka Mušovića - Jezerine i Škaljari - Lovćen, iskorišten je provodnik od čelika i presjeka 35 mm<sup>2</sup>, ukupne dužine 8.86 km.

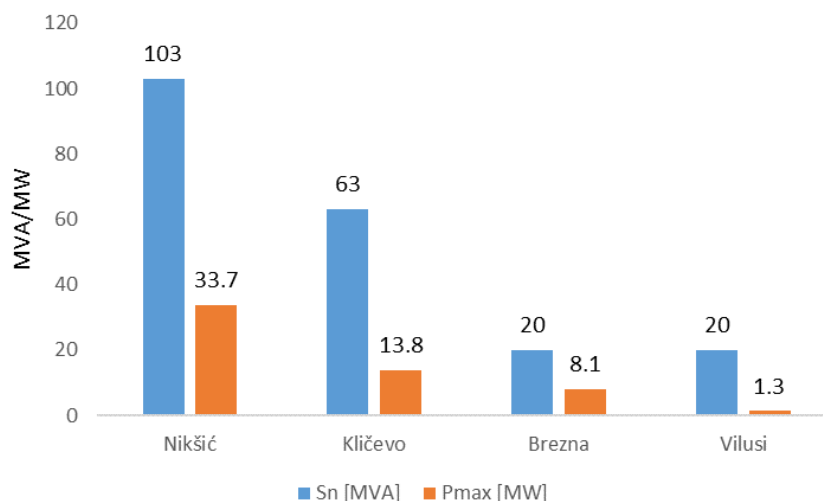
### 3.2. Karakteristike ostvarenog pogona 35 kV mreže

#### 3.2.1. Region 1

Konzum Regiona 1 se napaja iz šest napojnih tačaka iz prenosne mreže:

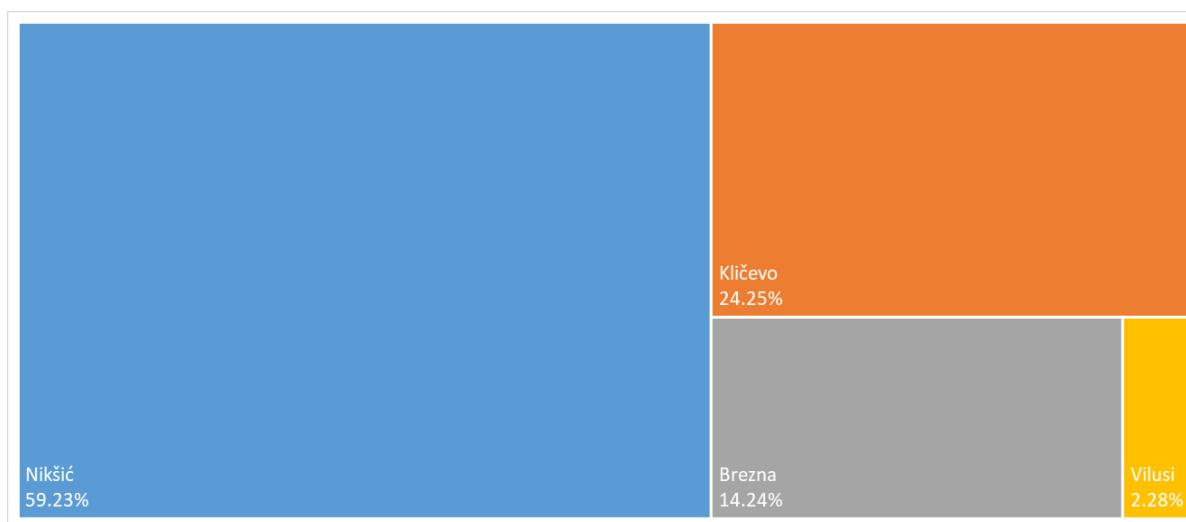
- TS 110/35 kV Nikšić,
- TS 110/35 kV Brezna,
- TS 110/35 kV Vilusi ,
- TS 110/10 kV Kličevo,
- TS 110/35 kV Danilovgrad i
- TS 110/35 kV Pljevlja 1.

TS 110/35 kV Nikšić i TS 110/10 kV Kličevo napajaju konzum Nikšića, TS 110/35 kV Brezna konzum Šavnika i Plužina, dok TS 110/35 kV Vilusi napaja konzum Vilusa (zapadni dio opštine Nikšić). TS 110/35 kV Danilovgrad napaja dio konzuma Opštine Nikšić (TS 35/0.4 kV Jovan Do, TS 35/0.4 kV Norin i TS 35/0.4 kV Povija). TS 110/35 kV Pljevlja 1 napaja manji dio Opštine Plužine (TS 35/10 kV Crkvičko Polje). Najveći dio opterećenja se pokriva iz TS 110/35 kV Nikšić i TS 110/10 kV Kličevo (Slika 3-5). Preko TS 110/35 kV Brezna moguće je u slučaju potrebe napojiti Opštinu Žabljak (TS 35/10 kV Žabljak i TS 35/10 kV Njegovuđa), kao i dio Opštine Pljevlja (TS 35/10 kV Šula i TS 35/10 kV Gradac).



Slika 3-4 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 1

Prosječna opterećenost primarnih trafostanica u Regionu 1 je 25.41%, iz čega se zaključuje da je trenutna instalirana snaga dovoljna za sigurno i pouzdano napajanje pripadajućih potrošača u normalnim pogonskim uslovima. Problem i nedostatak je činjenica da u dvije od četiri primarne trafostanice u Regionu 1 postoji samo jedan energetski transformator, pa u slučaju isključenja istog (zbog kvara ili planiranih radova) dolazi do beznaponskog stanja potrošača.



Slika 3-5 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 1

U Tabela 3-4 dat je pregled maksimalnih opterećenja TS 35/10 kV Regiona 1.

Tabela 3-4 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 1

Naziv TS	Sn [MVA]	Pmax [MW]	Qmax [MVA <sub>r</sub> ]	Smax [MVA]	Smax [%]
Bistrica	25	18.03	4.46	18.40	73.58%
Brezna	8	0.28	0.19	0.31	3.93%
Crkvičko Polje	1	0.28	0.11	0.30	30.10%

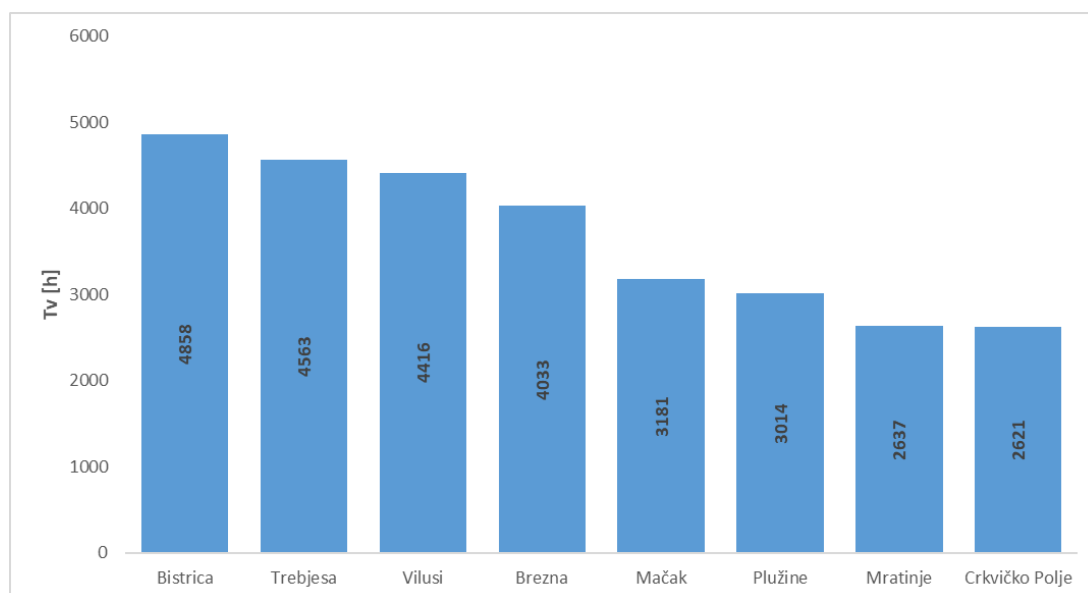
Mačak	2.5	2.20	0.61	2.28	91.08%
Mratinje	1.6	0.37	0.26	0.41	25.63%
Plužine	6.5	1.85	0.37	1.88	28.91%
Trebjesa	20.5	12.86	3.83	13.32	64.98%
Vilusi	4.1	1.59	0.75	1.74	42.51%

U TS 35/10 kV Brezna je izvršena zamjena transformatora snage 2.5 MVA transformatorima snage 4 MVA radi planiranih novih priključenja. Gro potrošnje Regiona 1 je locirano u trafostanicama 35/10 kV Bistrica i Trebjesa i TS 110/10 kV Kličevo u samom gradskom jezgru Nikšića. Ukupna energija TS Bistrica i Trebjesa predstavlja 86.85% ukupne energije Regiona 1.

U Tabela 3-5 dat je pregled ukupne energije i srednjih ostvarenja Regiona 1. Dodatno, data je vrijednost faktora opterećenja  $m$ , koji predstavlja odnos srednje i maksimalne snage. Faktor opterećenja je odnos ostvarene potrošnje električne energije i energije koja se mogla ostvariti da je opterećenje u cijelom periodu bilo maksimalno. To je pokazatelj racionalnosti potrošnje, odnosno iskoristivosti postrojenja. Sistem sa manjim faktorom opterećenja ima slabije iskorišćenje postrojenja, odnosno slabije organizovanu i vremenski raspoređenu potrošnju. Svako povećanje faktora opterećenja znači uštedu u izgradnji EES i racionalno korišćenje električne energije. Takođe, u tabeli je data vrijednost ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja ( $T_v$ ).

Tabela 3-5 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 1

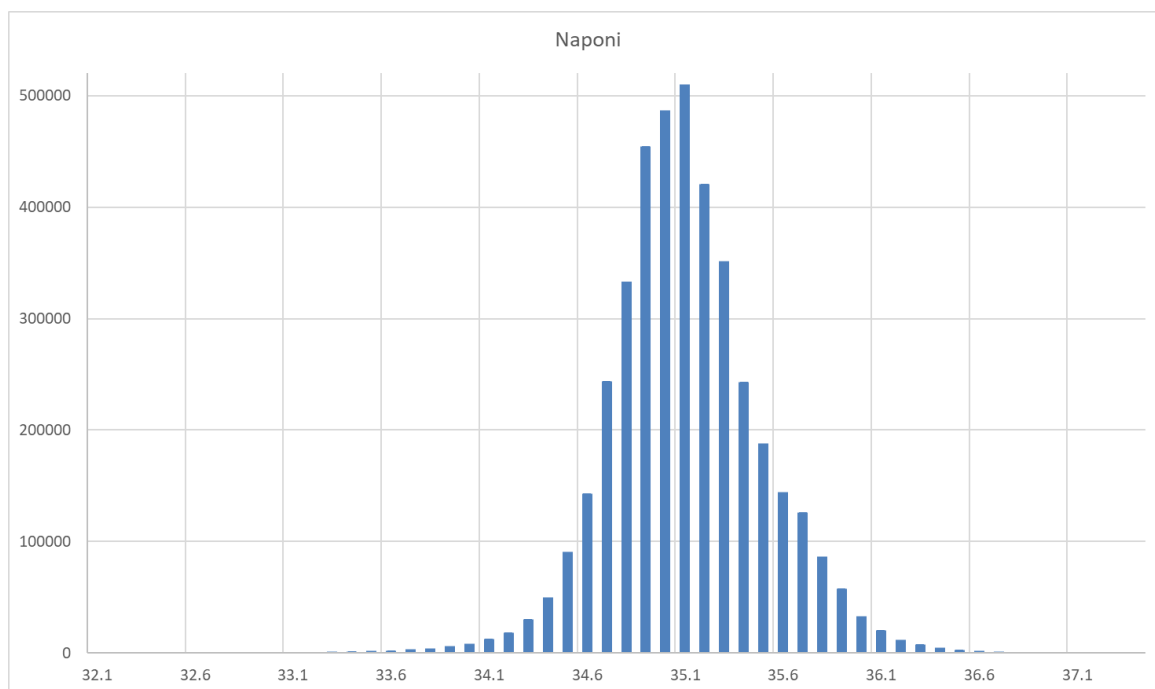
Naziv TS	Sn [MVA]	WP [GWh/godina]	WQ [GVArh/godina]	Psr [MW]	Qsr [MVar]	$m$	$T_v$ [h]
Bistrica	25	87.56	26.28	9.64	2.85	0.54	4858
Brezna	8	1.15	0.81	0.13	0.09	0.46	4033
Crkvičko Polje	1	0.74	0.23	0.08	0.03	0.30	2621
Mačak	2.5	7.00	3.00	0.80	0.34	0.36	3181
Mratinje	1.6	0.97	0.12	0.11	0.01	0.30	2637
Plužine	6.5	5.56	1.91	0.63	0.22	0.34	3014
Trebjesa	20.5	58.70	18.23	6.70	2.08	0.52	4563
Vilusi	4.1	7.03	3.76	0.80	0.43	0.50	4416



Slika 3-6 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 1

Najveću vrijednost ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja ima TS Bistrica (4858 sati), a najnižu TS Crkvičko Polje (2621 sati). Prosječno ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja u Regionu 1 je 3665 sati.

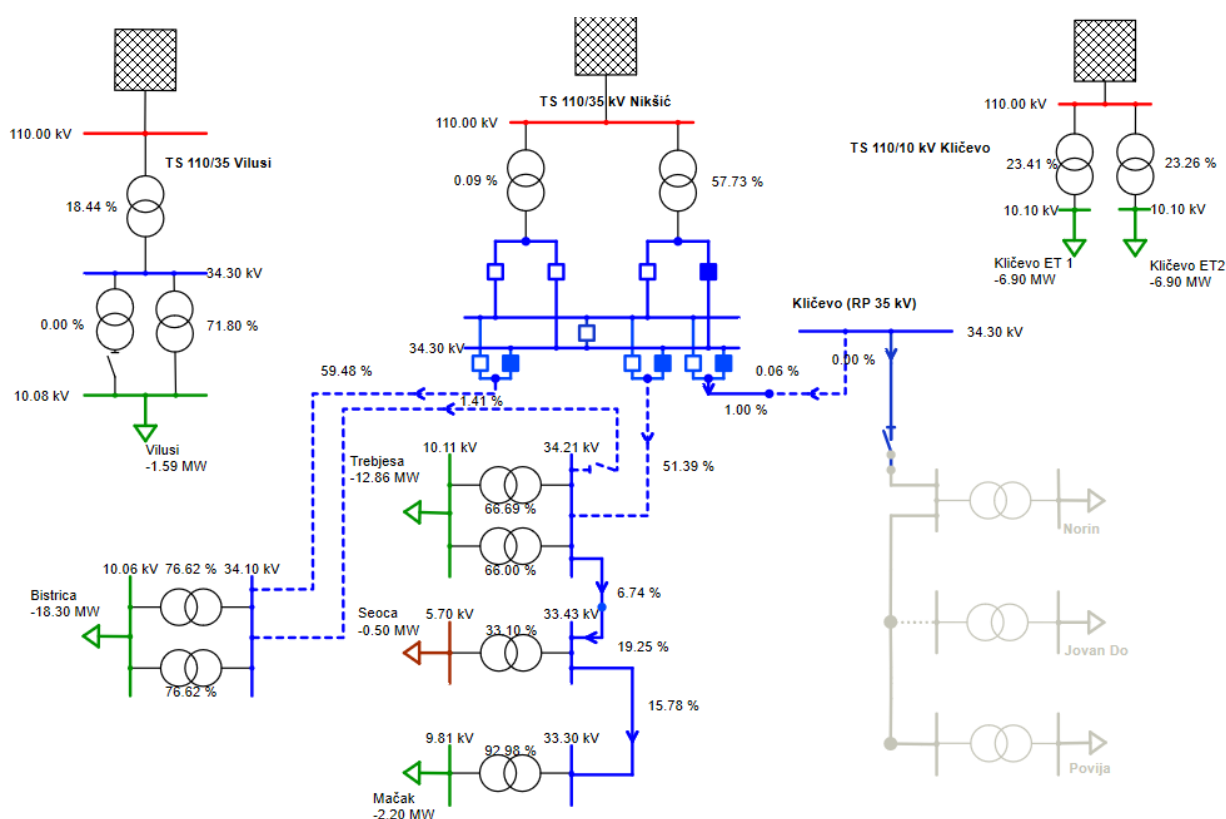
Na Slika 3-7 je data distribucija vrijednosti napona svih sekundarnih TS Regiona 1.



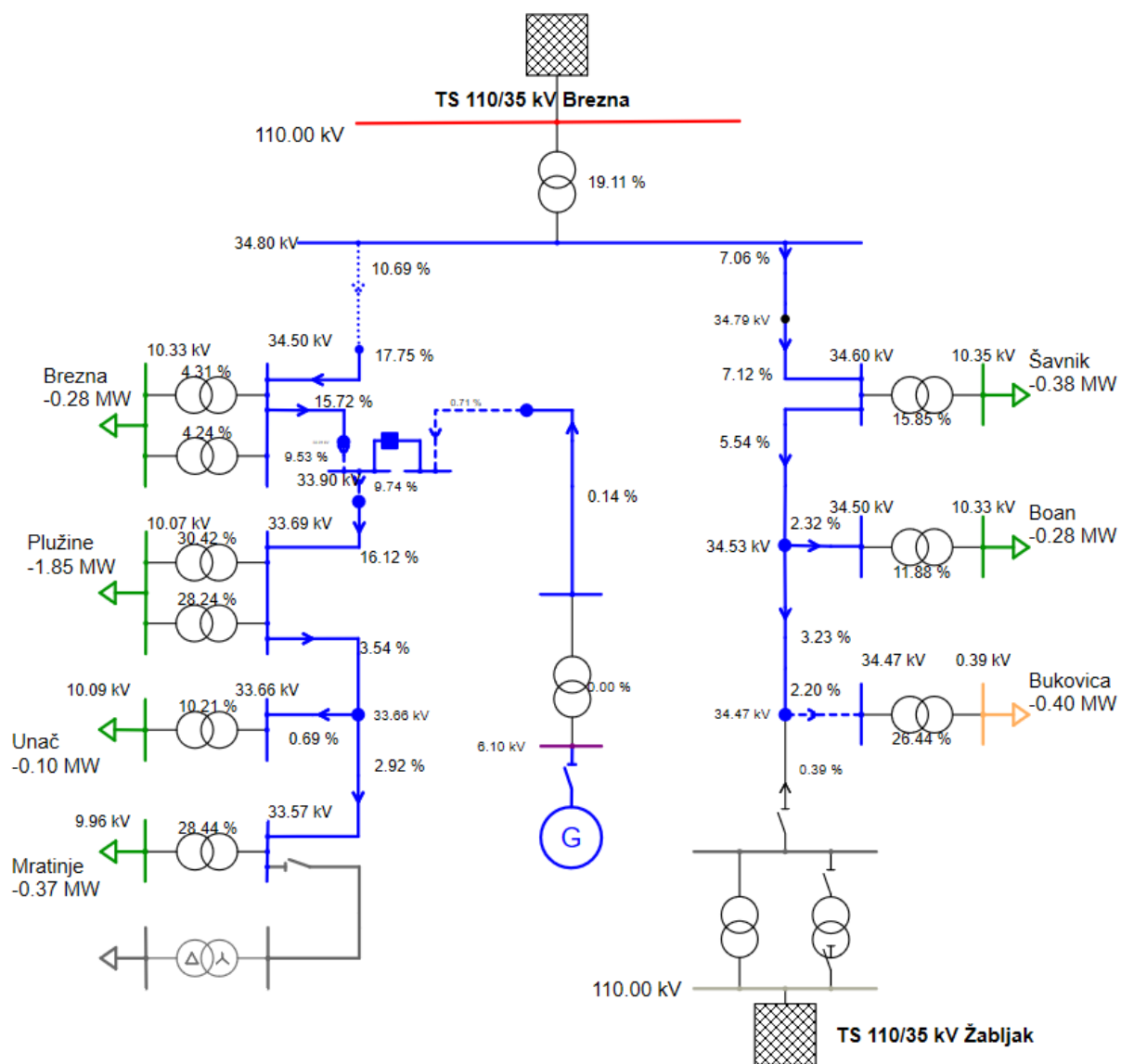
Slika 3-7 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 1

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 3-8 i Slika 3-9). 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, odnosno između TS 110/35 kV Nikšić i TS 35/10 kV Trebjesa, pri maksimalnom opterećenju, dolazi do preopterećenja i kabla koji bi ostao u pogonu, kao i kabla između TS 35/10 kV Trebjesa i TS 35/10 kV Bistrica. U navedenim slučajevima dio opterećenja sa trafostanica 35/10 kV Trebjesa i 35/10 kV Bistrica može preuzeti TS 110/10 kV Kličevo. 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. Zbog velike dužine mreže (cca 45 km), pri maksimalnim opterećenjima, pad napona od TS 110/35 kV Brezna do TS 35/10 kV Mratinje iznosi  $\Delta u(\%)=3,53\%$ .



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



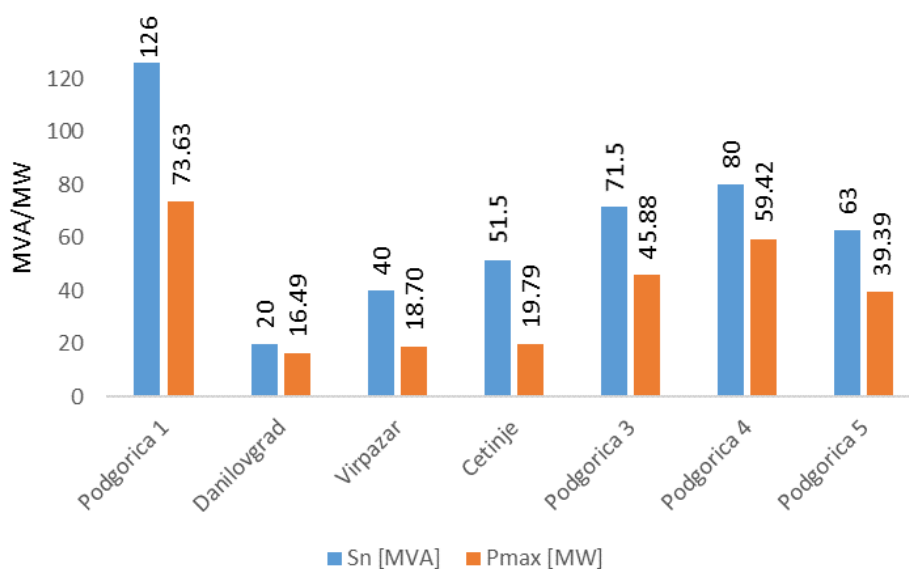
Slika 3-9 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja (drugi dio)

## 3.2.2. Region 2

Konzum Regiona 2 se napaja iz sedam napojne tačke iz prenosne mreže:

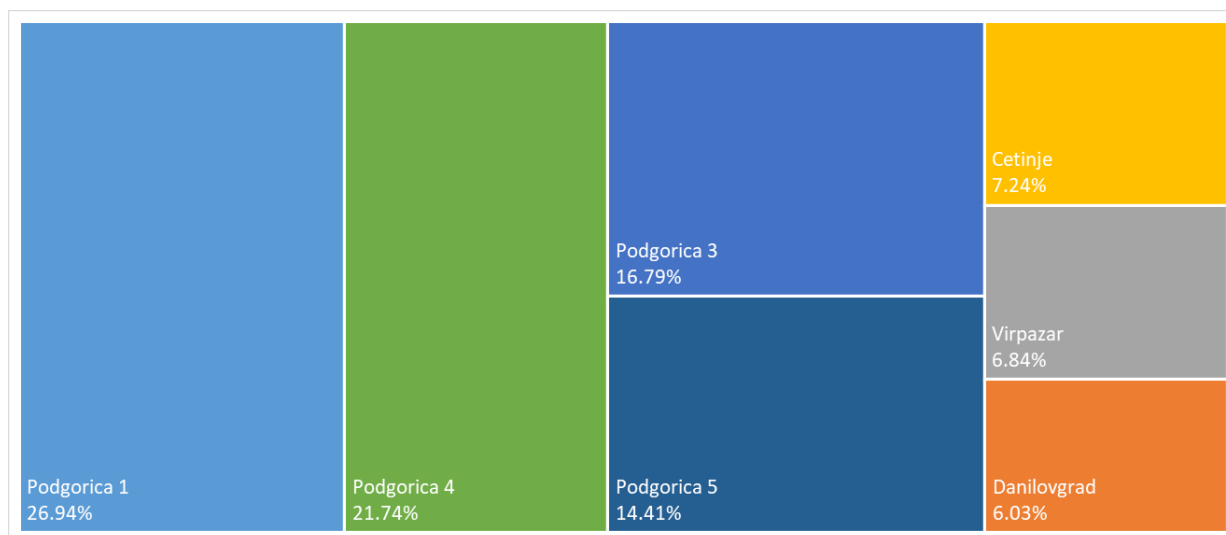
- TS 220/110/35 kV Podgorica 1,
- TS 110/35 kV Danilovgrad,
- TS 110/35 kV Virpazar,
- TS 110/35 kV Cetinje,
- TS 110/10 kV Podgorica 3,
- TS 110/10 kV Podgorica 4 i
- TS 110/10 kV Podgorica 5.

Tri od četiri 110/10 kV trafostanice (direktna transformacija) u zemlji pripadaju Regionu 2 i nalaze se u užem gradskom jezgri Podgorice. TS 110/35 kV Danilovgrad je jedna od četiri primarne trafostanice u zemlji sa samo jednim transformatorom. TS 110/35 kV Virpazar pripada Regionu 4, a u normalnom uklopnom stanju napaja TS 35/6 kV Podgor, TS 35/10 kV Ponari, TS 35/10 kV Vranjina 1 i TS 35/0.4 kV Vranjina 2 koje pripadaju Regionu 2.



Slika 3-10 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 2

Prosječna opterećenost primarnih trafostanica u Regionu 2 je 61%. Ubrzani razvoj glavnog grada dovodi do potrebe za novim primarnim trafostanicama, što je i predviđeno planovima. Njihovom izgradnjom, rasteretili bi se postojeći objekti, a samim tim i povećala pouzdanost napajanja potrošača. Najveći nedostatak je samo jedan energetski transformator u TS 110/35 kV Danilovgrad, gdje se maksimalno opterećenje približava instalisanom snazi.



Slika 3-11 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 2

U Tabela 3-6 dat je pregled maksimalnih opterećenja TS 35/10 kV Regiona 2.

Tabela 3-6 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 2

Naziv TS	Sn [MVA]	Pmax [MW]	Qmax [MVA]	Smax [MVA]	Smax [%]
Barutana	2.5	1.84	0.79	1.88	75.40%
Bioče	4	1.75	0.91	1.93	48.21%
Centar (PG)	24	18.50	3.48	18.69	77.89%
Čevo	1.6	0.18	0.16	0.22	13.62%
Danilovgrad	25	9.14	3.31	9.49	37.96%
Golubovci	8	5.62	1.99	5.78	72.22%
Gorica A	25	16.10	3.06	16.37	65.49%
Gorica B	4	0.78	0.18	0.79	19.85%
Gornja Zeta	16	6.09	2.31	6.36	39.73%
Humci	16	5.72	1.16	5.82	36.36%
Kuk	8	0.59	0.03	0.59	7.36%
Ljubović	16	3.37	0.86	3.38	21.12%
Novi Obod	16	3.29	0.85	3.31	20.72%
Podanje	16	7.71	3.99	8.27	51.70%
Podgor	5	2.18	0.94	2.37	47.43%
Ponari	4	2.39	0.87	2.48	61.96%
Rijeka Crnojevića	4	1.17	1.04	1.48	36.91%
Stari Obod	8	5.54	1.13	5.61	70.14%
Tuzi	12.5	11.42	2.93	11.60	92.78%

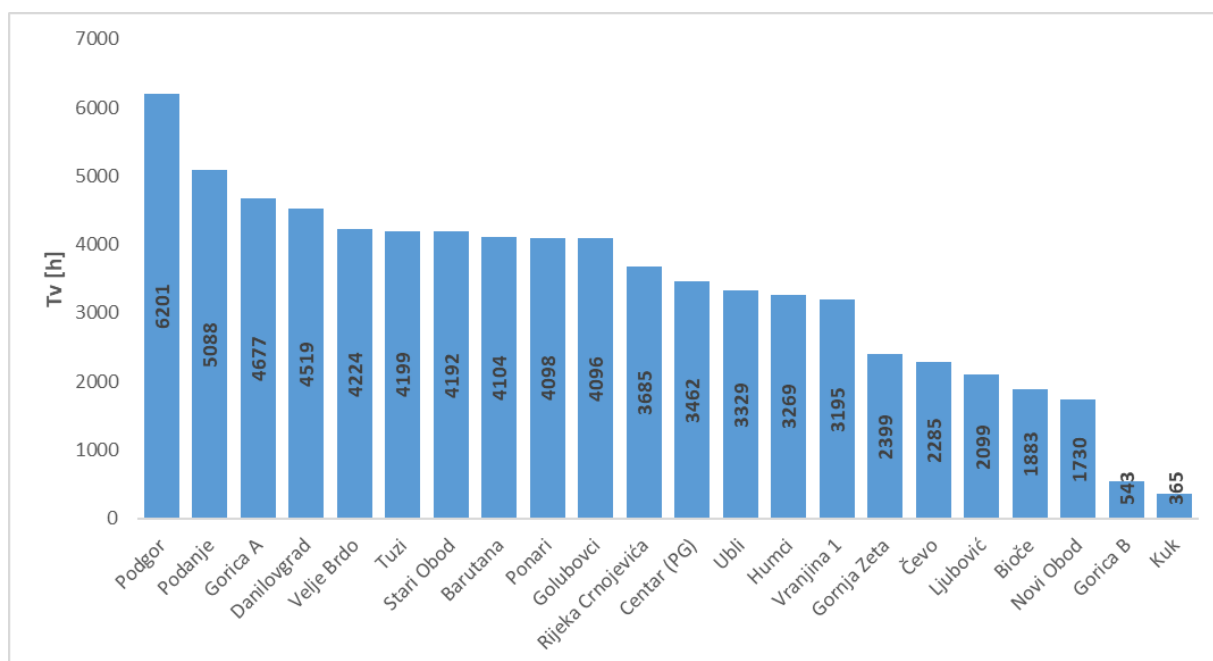
Ubli	4	1.13	0.51	1.20	29.97%
Velje Brdo	5	2.33	0.71	2.42	48.32%
Vranjina 1	1.6	0.19	0.04	0.19	11.76%

Hitno povećanje instalisane snage (do izgradnje 110 kV postrojenja u Tuzima, što je predviđeno u Planu razvoja prenosnog sistema 2023-2032) zahtijeva TS 35/10 kV Tuzi, što je definisano kao jedan od prioriteta CEDIS-a.

U Tabela 3-7 dat je pregled ukupne energije i srednjih ostvarenja Regiona 2.

Tabela 3-7 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 2

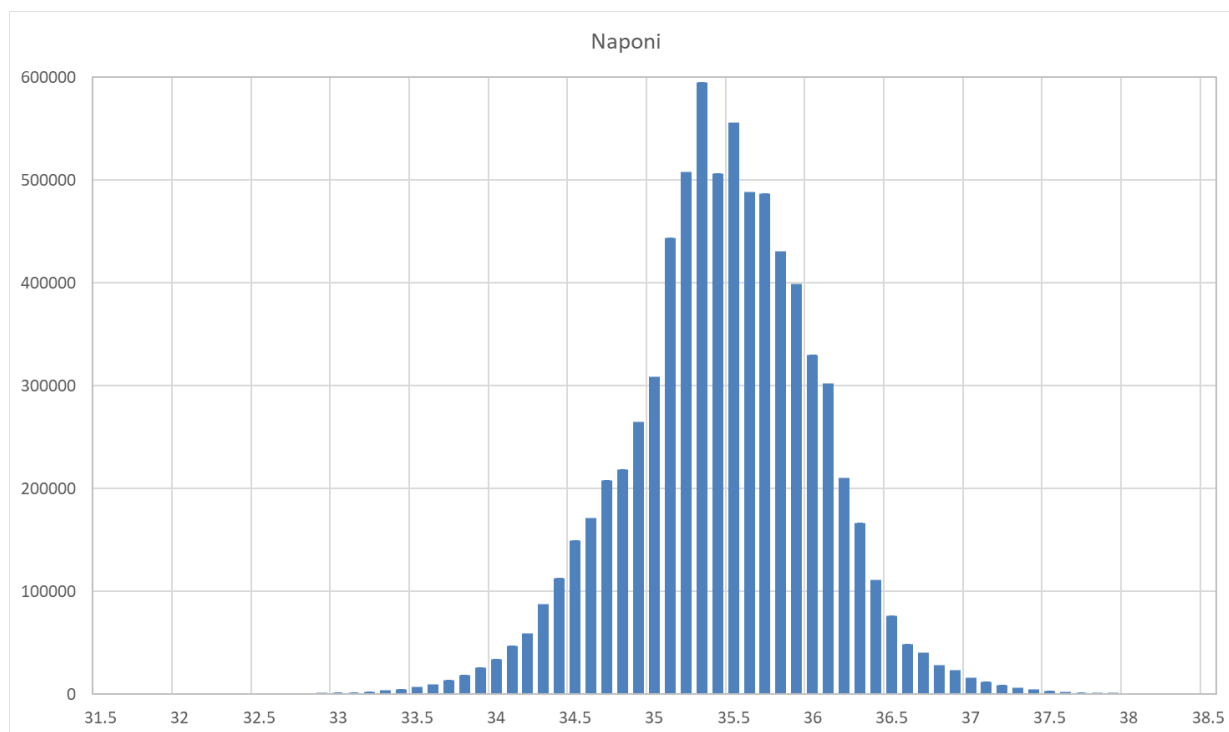
Region	Naziv TS	Sn [MVA]	WP [GWh/godina]	WQ [GVArh/godina]	Psr [MW]	Qsr [MVAh]	m	Tv [h]
2	Barutana	2.5	7.54	2.73	0.87	0.32	0.48	4104
2	Bioče	4	3.29	1.49	1.17	0.53	0.67	1883
2	Centar (PG)	24	64.05	9.35	7.32	1.07	0.40	3462
2	Čevo	1.6	0.42	0.36	0.05	0.04	0.28	2285
2	Danilovgrad	25	41.28	13.80	4.75	1.59	0.52	4519
2	Golubovci	8	23.02	6.85	2.63	0.78	0.47	4096
2	Gorica A	25	4.50	0.58	8.59	1.12	0.53	4677
2	Gorica B	4	0.42	0.12	0.35	0.10	0.45	543
2	Gornja Zeta	16	14.61	5.17	3.21	1.14	0.53	2399
2	Humci	16	18.71	4.66	2.13	0.53	0.37	3269
2	Kuk	8	0.21	0.01	0.11	0.01	0.18	365
2	Ljubović	16	7.07	2.46	0.81	0.28	0.24	2099
2	Novi Obod	16	5.69	3.42	1.24	0.40	0.38	1730
2	Podanje	16	39.21	17.24	4.51	1.98	0.59	5088
2	Podgor	5	13.54	5.35	1.55	0.61	0.71	6201
2	Ponari	4	9.81	3.49	1.12	0.40	0.47	4098
2	Rijeka Crnojevića	4	4.29	0.83	0.49	0.19	0.42	3685
2	Stari Obod	8	23.24	5.55	2.66	0.63	0.48	4192
2	Tuzi	12.5	47.97	9.37	5.49	1.07	0.48	4199
2	Ubli	4	3.76	1.54	0.43	0.18	0.38	3329
2	Velje Brdo	5	1.34	0.41	1.12	0.35	0.48	4224
2	Vranjina 1	1.6	0.59	0.07	0.07	0.01	0.37	3195



Slika 3-12 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 2

Najveću vrijednost ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja ima TS Podgor (6201 sati), a najnižu TS Kuk (365 sati). Ne računajući TS Kuk, koja nakon puštanja u rad napaja isključivo žičaru Kotor – Lovćen i TS Gorica B, koja je rasterećena puštanjem u rad TS Velje Brdo, najnižu vrijednost ima TS Novi Obod (1730 sati). Prosječno ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja u Regionu 2 je 3348 sati.

Na Slika 3-13 je data distribucija vrijednosti napona svih sekundarnih TS Regiona 2.



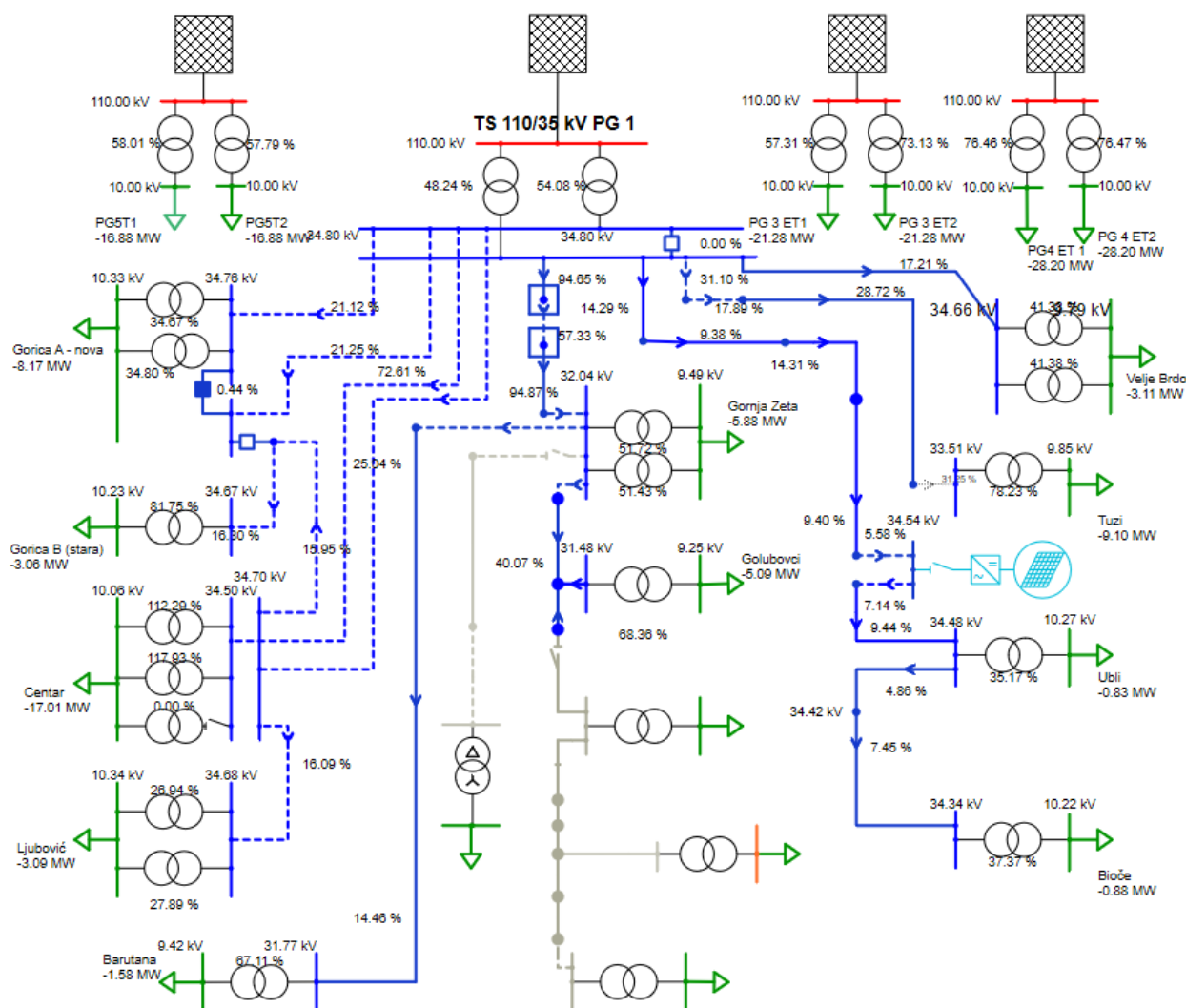
Slika 3-13 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 2

Uvidom u rezultate proračuna opterećenosti 35 kV vodova (Slika 3-14, Slika 3-15 i Slika 3-16) može se uočiti visoko opterećenje sljedećih dionica za slučaj maksimalnog konzuma pri normalnom uklopnom stanju:

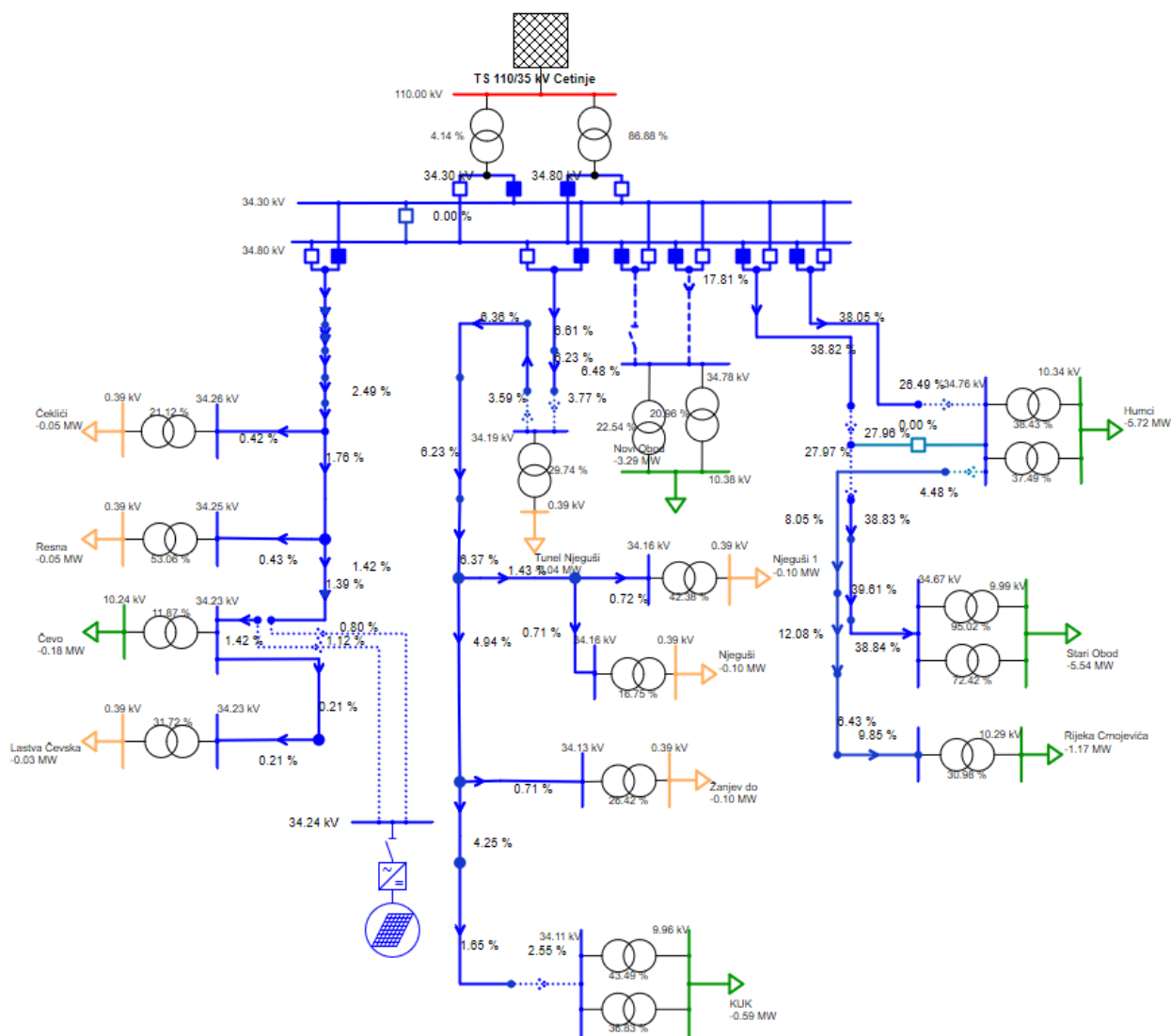
- DV 35 kV TS 110/35/10 kV Podgorica 1 – TS 35/10 kV Gornja Zeta – U periodu maksimalnih opterećenja, pri  $\cos\varphi=0,95$  dolazilo bi do preopterećenja ovog dalekovoda zbog velike dužine, kao i nedovoljnog poprečnog presjeka provodnika. Važno je napomenuti i činjenice da se, tokom različitih sezona, javlja velika razlika u opterećenju trafostanica 35/10 kV koje se napajaju preko transformatora T5 u TS 110/35 kV Podgorica 1. To naročito usložnjava poslove regulacije kod ovih trafostanica. Realizacijom investicije TS 110/35 kV Golubovci u znatnoj mjeri će se riješiti problemi preopterećenosti postojećeg napojnog voda, regulacije napona, kao i mogućnosti rezerviranja trafostanica 35/x na između TS 110/35 kV Virpazar i TS 110/35 Podgorica 1. Kao što se i proračunima pokazuje, trenutna mogućnost rezerviranja između TS 110/35 kV Podgorica 1 i TS 110/35 kV Virpazar je moguća samo pri manjim opterećenjima, dok nema mogućnosti rezerviranja, na 35 kV naponskom nivou, između TS 110/35 kV Podgorica 1 (pripadajuće TS 35/10 kV Bioče i Ubli u Regionu 1, kao i trafostanice na području Kolašina) i TS 110/35 kV Mojkovac.
- Značajna opterećenost kablovskog voda koji napaja TS 35/10 kV Centar. Povoljna okolnost je činjenica da postoji više mogućnosti napajanja ove trafostanice (dva sistema sabirnica na 35 kV strani), kao i TS 35/10 kV Gorica A i Gorica B preko kablovskih vodova 35 kV.
- Trafostanice 35/10 kV u Podgorici, u slučaju maksimalnog opterećenja nemaju zadovoljen kriterijum „n-1“ za transformatore 35/10 kV.
- Postojeće TS u Podgorici imaju mogućnost dvostranog napajanja, kao i značajnu mogućnost međusobnog rezerviranja na 10 kV naponskom nivou (prstenasta konfiguracija otvorenog pogona 10 kV mreže).
- TS Tuzi, TS Barutana i TS Ljubović nemaju mogućnost dvostranog napajanja. Dvostrano napajanje TS Bioče, TS Ubli i TS Ptič, kao što je prethodno navedeno veoma ograničeno.
- Trafostanice 35/10 kV sa značajnim opterećenjima, Tuzi, Golubovci i Ponari, imaju samo po jedan transformator 35/10 kV.

Kada je u pitanju konzum TS 110/35 kV Danilovgrad, nije moguće obezbijediti potpunu rezervu, u režimu maksimalnih opterećenja, 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, koja je značajno opterećena.

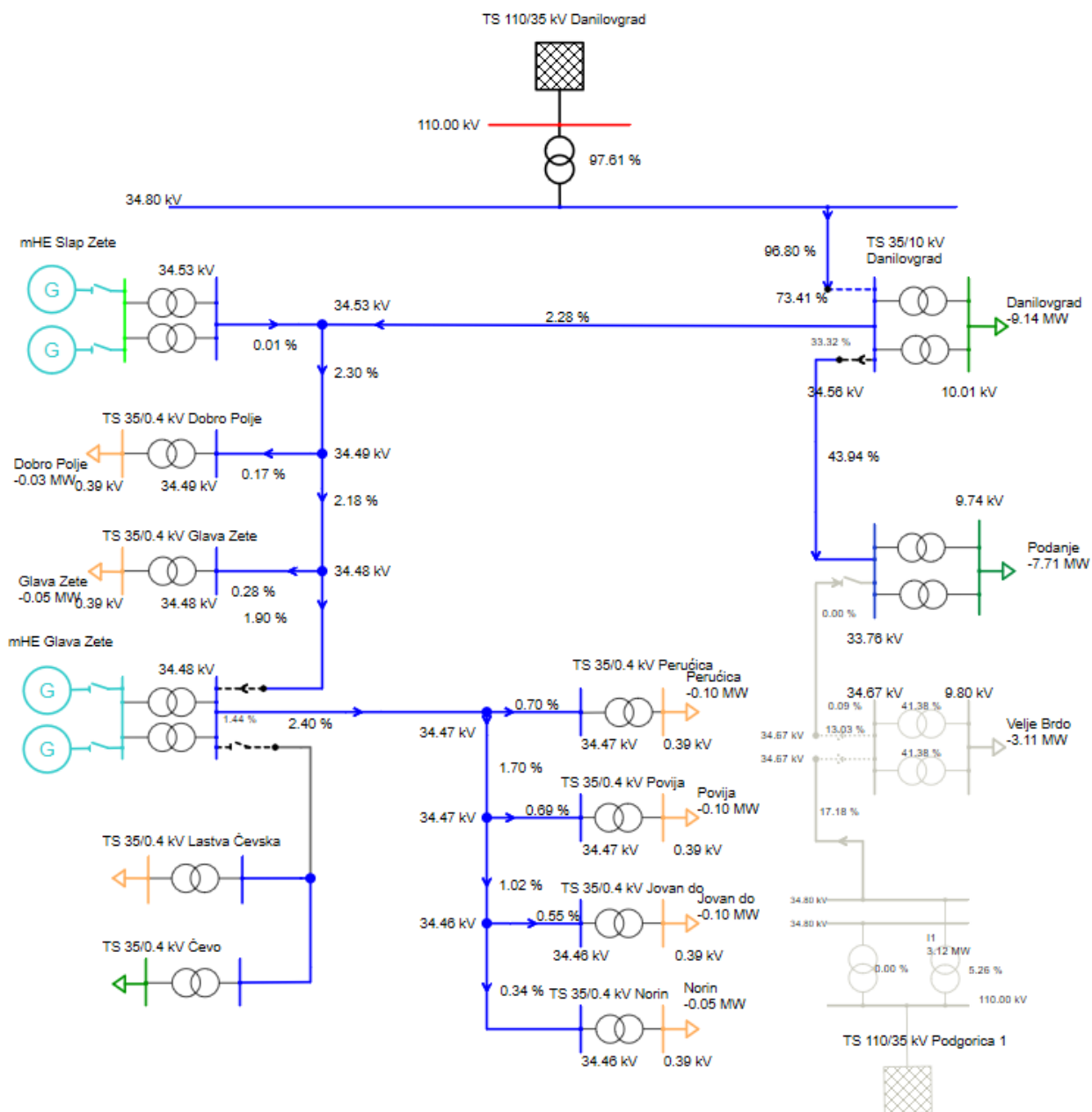
Najveći dio konzuma Cetinja, snabdijeva se električnom energijom iz TS 35/10 kV Humci, TS 35/10 kV Stari Obod i TS 35/10 kV Novi Obod (iznad 90 %) i za ove TS je obezbijedeno napajanje putem dvostrukih veza koje prilikom ispada jedne od njih ne izazivaju preopterećenje druge. Kao što je ranije istaknuto, 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 TS 35/10 kV Čevo koje su slabo opterećene i imaju mogućnost rezerviranja iz susjednih regiona u dovoljnoj mjeri .



Slika 3-14 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (prvi dio)



Slika 3-15 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (drugi dio)



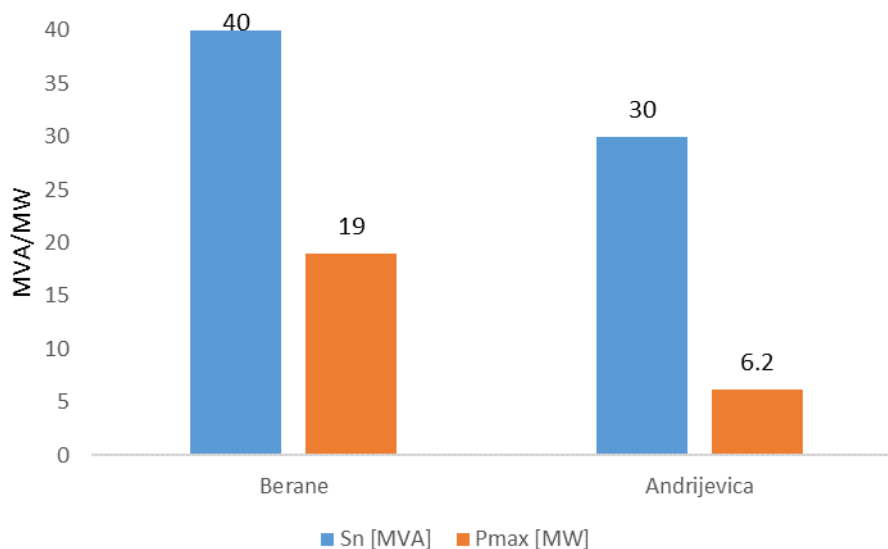
Slika 3-16 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (treći dio)

## 3.2.3. Region 3

Konzum Regiona 3 se napaja iz dvije napojne tačke iz prenosne mreže:

- TS 110/35 kV Berane i
- TS 110/35 kV Andrijeвица.

TS 110/35 kV Berane napaja konzum Berana, Rožaja i Petnjice, a TS 110/35 kV Andrijeвица konzum Andrijevice, Plava i Gusinja. TS 110/35 kV Andrijeвица je jedina trafostanica prenosnog odnosa 110/35 kV u kojoj u normalnom pogonu radi samo jedan od dva transformatora usljed niskog opterećenja<sup>7</sup>.



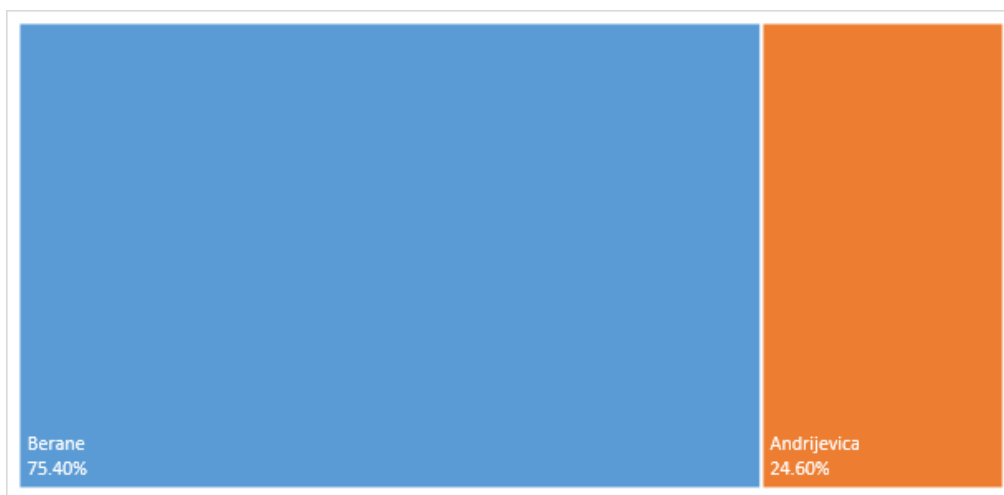
Slika 3-17 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 3

Prosječna opterećenost primarnih trafostanica u Regionu 3 je 34.08%, iz čega se zaključuje da je trenutna instalirana snaga dovoljna za sigurno i pouzdano napajanje pripadajućih potrošača u normalnim pogonskim uslovima.

Sve trafostanice u Regionu 3 su radijalno napojene<sup>8</sup>, što ovaj Region čini najmanje pouzdanim sa aspekta napajanja iz 35 kV mreže. TS Polica i Gusinje su opremljene sa jednim transformatorom.

<sup>7</sup> Tokom proizvodnje velikog broja mHE priključenih na TS 110/35 kV Andrijeвица, tok snage je iz distributivne u prenosnu mrežu, ali ova snaga je i dalje manja od nazivne snage većeg transformatora T2 (20 MVA).

<sup>8</sup> Distribuiranim izvorima nije dozvoljen ostrvski način rada.



Slika 3-18 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 3

U Tabela 3-8 dat je pregled maksimalnih opterećenja TS 35/10 kV Regiona 3.

Tabela 3-8 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 3

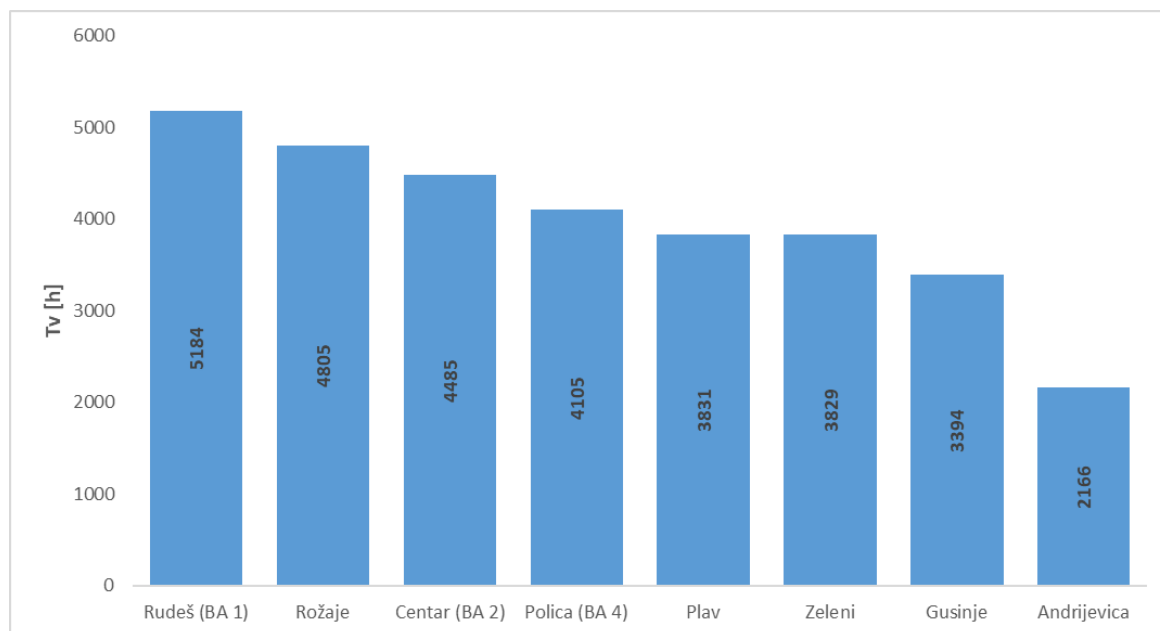
Naziv TS	Sn [MVA]	Pmax [MW]	Qmax [MVar]	Smax [MVA]	Smax [%]
Centar (BA 2)	12	6.47	1.42	6.52	54.37%
Rudeš (BA 1)	16	6.20	3.29	6.66	41.60%
Polica (BA 4)	2.5	0.97	0.37	1.02	40.82%
Andrijevica	5	1.93	1.75	2.10	41.90%
Rožaje	8	6.45	2.02	6.54	81.78%
Zeleni	8	2.38	1.01	2.44	30.44%
Plav	6.5	4.72	1.39	4.83	74.24%
Gusinje	2.5	2.14	0.81	2.20	87.94%

Dvije TS (Rožaje i Gusinje) su opterećene više od 80%, pa se u njima planira zamjena energetskih transformatora transformatorima veće snage.

Tabela 3-9 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 3

Naziv TS	Sn [MVA]	WP [GWh/godina]	WQ [GVarh/godina]	Psr [MW]	Qsr [MVar]	m	Tv [h]
Centar (BA 2)	12	29.02	7.30	3.31	0.83	0.51	4485
Rudeš (BA 1)	16	32.11	11.57	3.67	1.32	0.59	5184
Polica (BA 4)	2.5	3.99	1.52	0.46	0.17	0.47	4105
Andrijevica	5	4.18	3.17	0.68	0.36	0.35	2166
Rožaje	8	31.00	7.07	3.55	0.81	0.55	4805

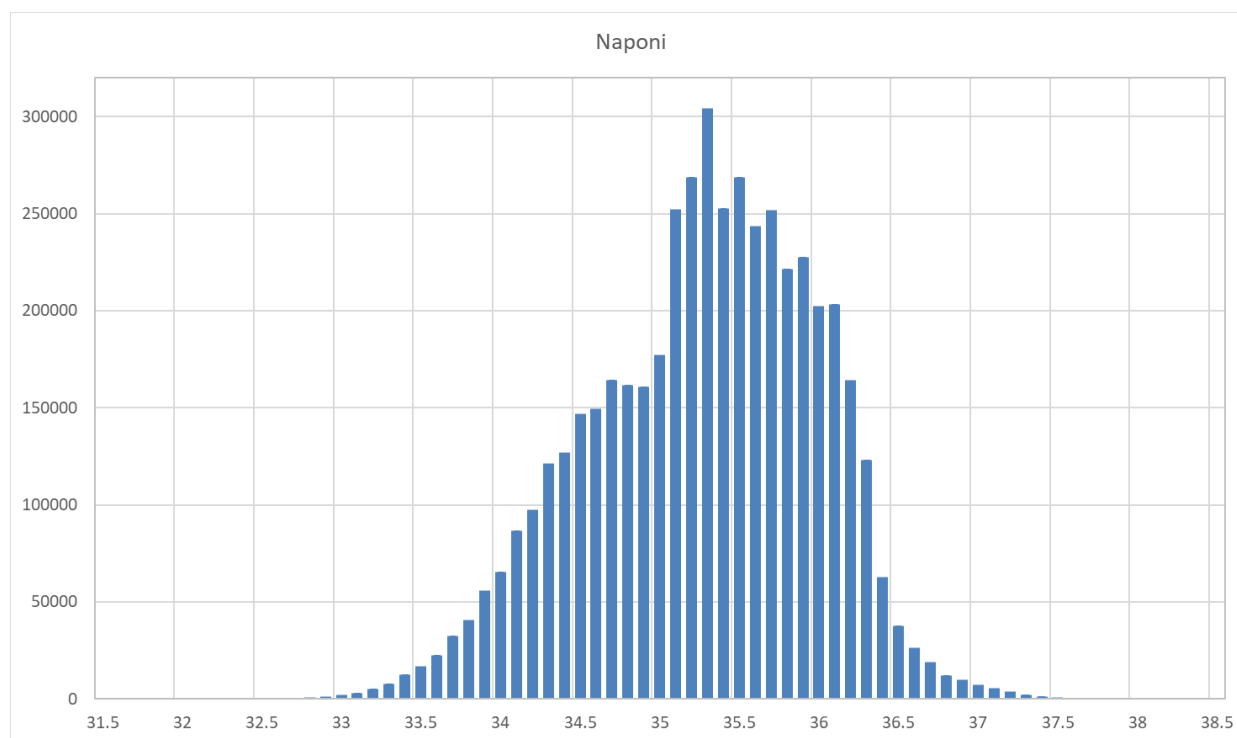
Zeleni	8	9.11	3.89	1.04	0.45	0.44	3829
Plav	6.5	18.07	5.51	2.07	0.63	0.44	3831
Gusinje	2.5	7.25	2.01	0.84	0.23	0.39	3394



Slika 3-19 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 3

Najveću vrijednost ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja ima TS Rudeš (5184 sati), a najnižu TS Andrijevica (2166 sati). Prosječno ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja u Regionu 3 je 3975 sati.

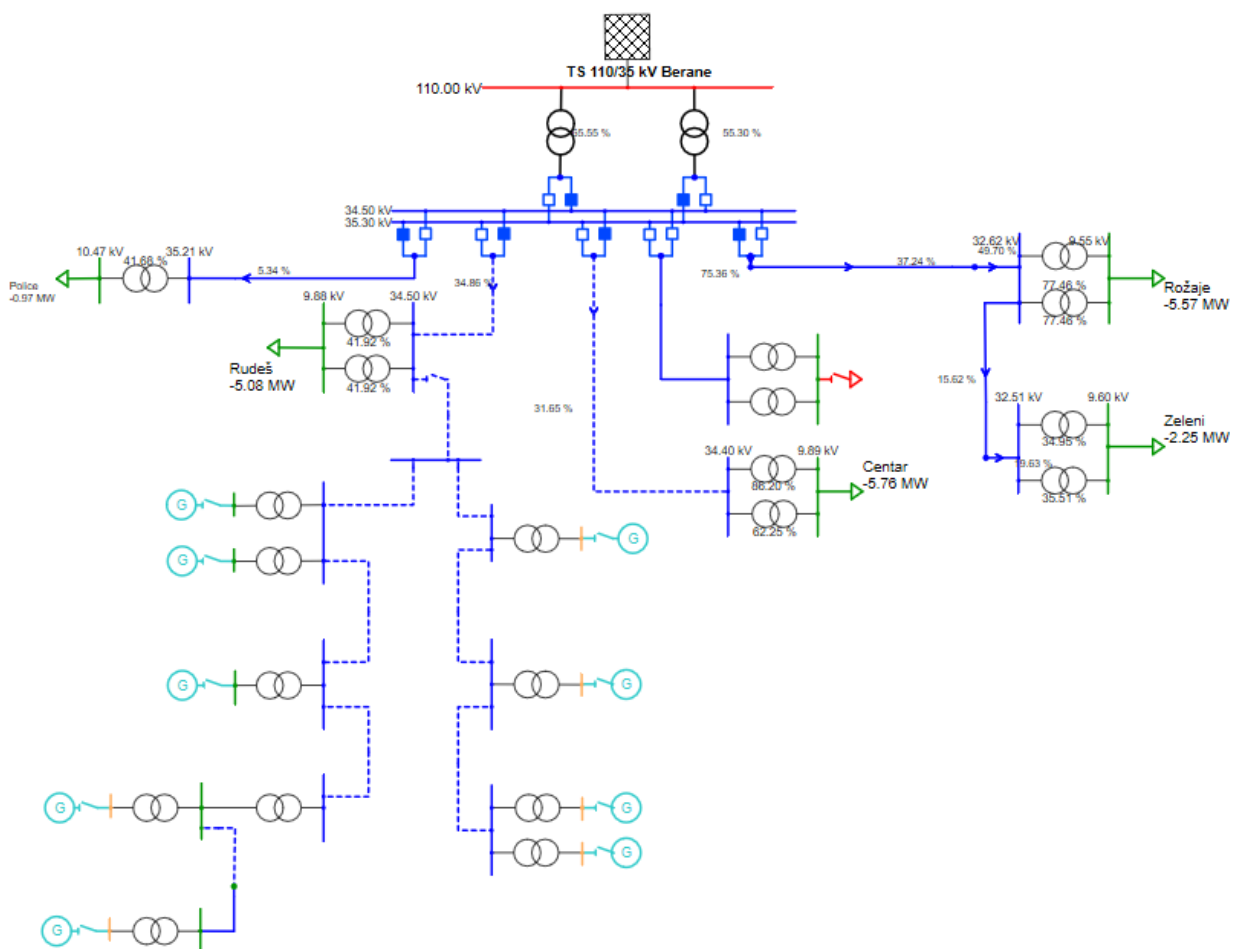
Na Slika 3-20 je data distribucija vrijednosti napona svih sekundarnih TS Regiona 3.



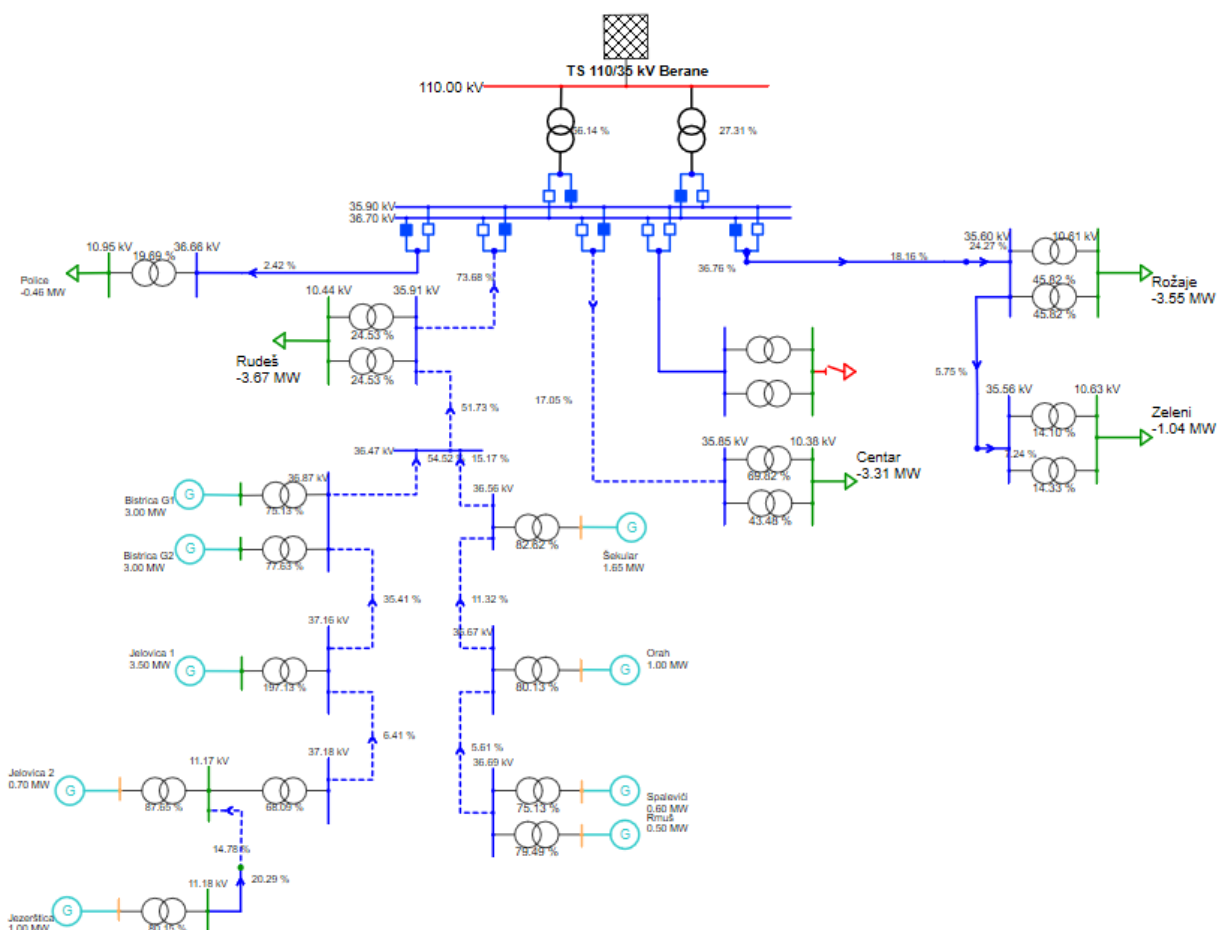
Slika 3-20 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 3

Uočava se neravnomjerna distribucija napona što je rezultat prisustva malih hidroelektrana u blizini TS 35/10 kV, a koje su udaljene od TS 110/35 kV u kojima se vrši automatska regulacija napona, što rezultira u povećanim vrijednostima 35 kV napona.

Stepen opterećenja dionica 35 kV mreže sa i bez rada postojeće distribuirane proizvodnje pri maksimalnom konzumu dat je na narednim slikama (Slika 3-21, Slika 3-22, Slika 3-23 i Slika 3-24). 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 instalirane 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.

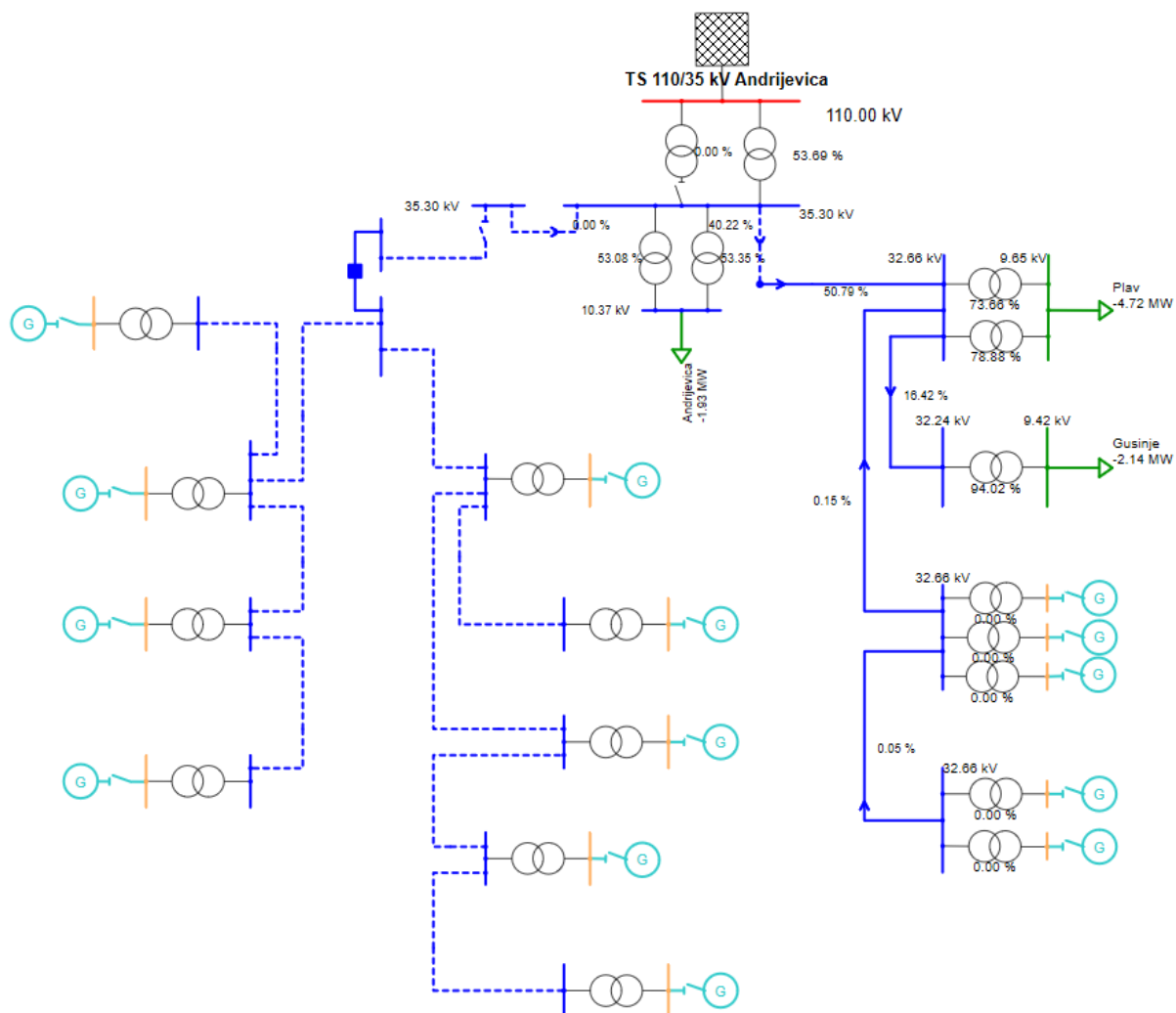


Slika 3-21 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Berane bez mHE)

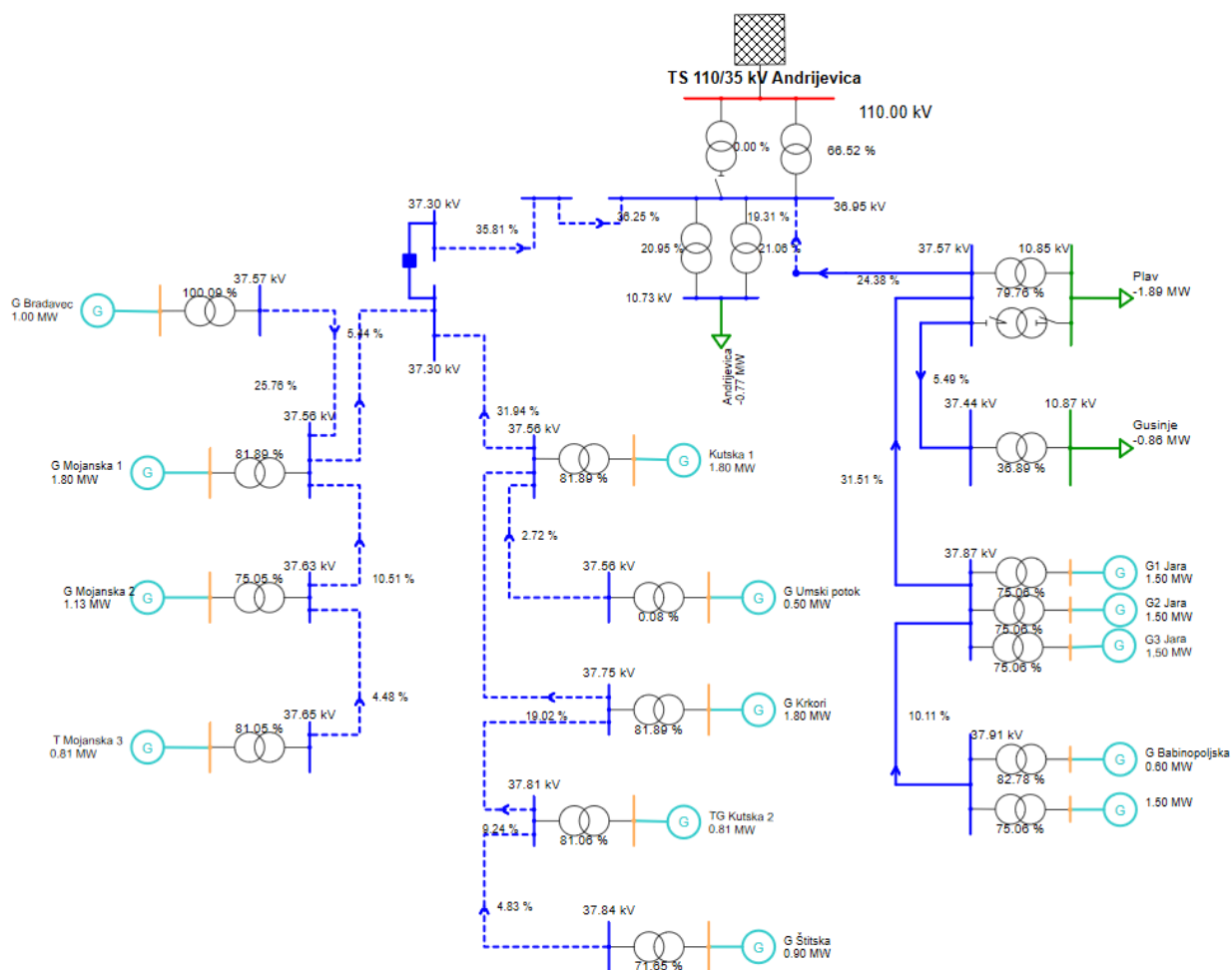


Slika 3-22 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu srednjeg opterećenja Regiona 3 (konzum 110/35 kV Berane sa radom mHE)

Kao nepovoljne činjenice konfiguracije mreže 35 kV konzumnog područja TS 110/35 kV Berane ističu se nepostojanje principa „n-1“ za napojne vodove 35 kV za sve TS 35/10 kV na ovom području, kao i dužina dalekovoda za konzumno područje Rožaja, koje se napaja preko TS 35/10 kV Rožaje i 35/10 kV Zeleni.



Slika 3-23 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Andrijevića bez mHE)



Slika 3-24 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja regiona 3 (konzum TS 110/35 kV Andrijevica sa radom mHE)

Na konzumnom području TS 35/10 kV Andrijevica nema značajnih opterećenja dionica vodova 35 kV. Trafostanica 35/10 kV Gusinje ima samo jedan transformator, dok nema mogućnosti rezerviranja transformatora u TS 35/10 kV Plav pri maksimalnim opterećenjima.

Kao nepovoljne činjenice konfiguracije mreže 35 kV konzumnog područja TS 110/35 kV Andrijevica ističu se nepostojanje principa „n-1“ za napojne vodove 35 kV za TS 35/10 kV na području Plava i Gusinja, kao i dužina dalekovoda kojim se napajaju ove trafostanice. Smanjena je i fleksibilnost pogona zbog postojanja samo jednog sistema sabirnica 35 kV u TS 110/35 kV Andrijevica.

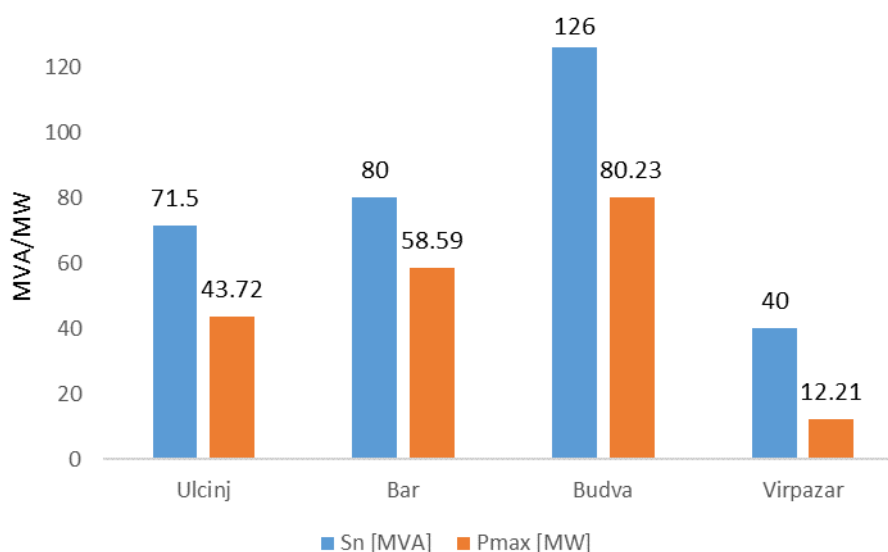
Konzumno područje TS 110/35 kV Andrijevica karakteriše i značajan broj priključenih malih hidroelektrana i velike snage u odnosu na potrošnju pa se nameće česta promjena podešavanja regulacije napona (ARN) u TS 110/35 kV, kao i u trafostanicama TS 35/10 kV (na preklopkama energetske transformatora).

## 3.2.4. Region 4

Konzum Regiona 4 se napaja iz četiri napojne tačke iz prenosne mreže:

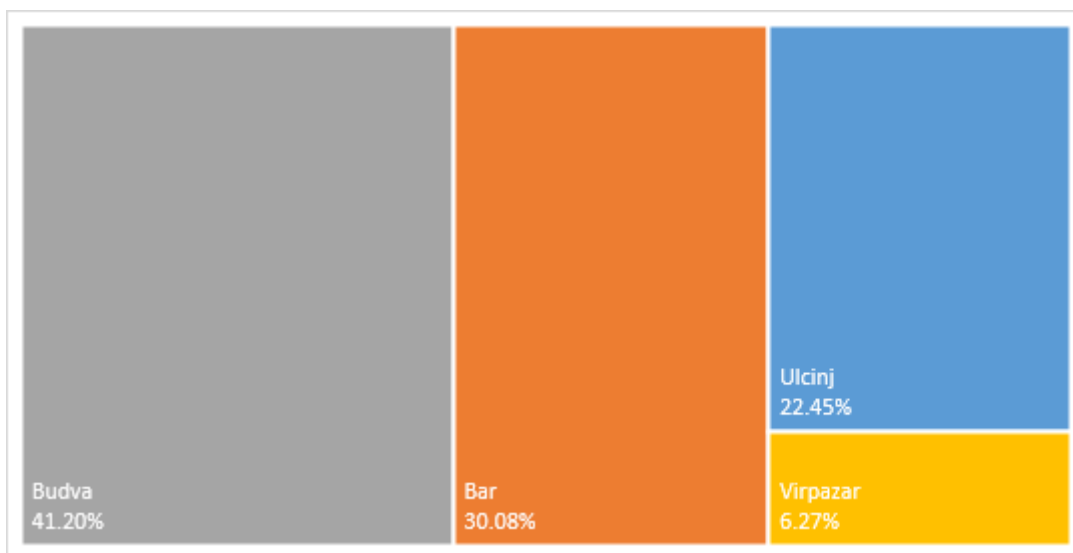
- TS 110/35 kV Ulcinj,
- TS 110/35 kV Bar,
- TS 110/35 kV Budva i
- TS 110/35 kV Virpazar.

TS 110/35 kV Bar napaja najveći dio teritorije Opštine Bar, TS 110/35 kV Ulcinj konzum Opštine Ulcinj i manji dio konzuma Opštine Bar (TS 35/10 kV Ostros), dok TS 110/35 kV Budva napaja konzum Opštine Budva i manji dio Opštine Kotor. TS 110/35 kV Virpazar napaja manji dio konzuma Regiona 2 i ostatak konzuma Opštine Bar.



Slika 3-25 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 4

Prosječna opterećenost primarnih trafostanica u Regionu 4 je 57.15%. Imajući u vidu da su Bar, Ulcinj i Budva turistička mjesta od izuzetnog značaja za državu Crnu Goru, kao i da opterećenje predmetnih trafostanica raste iz godine u godinu, očigledna je potreba za novim primarnim trafostanicama, sa posebnim akcentom na sagledavanje prelaska na sistem sa direktnom transformacijom.



Slika 3-26 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 4

U Tabela 3-10 dat je pregled maksimalnih opterećenja TS 35/10 kV Regiona 4.

Tabela 3-10 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 4

Region	Naziv TS	Sn [MVA]	Pmax [MW]	Qmax [MVA]	Smax [MVA]	Smax [%]
4	Rade Končar	16	12.25	2.81	12.32	77.00%
4	Topolica	16	11.06	3.61	11.23	70.16%
4	Popovići	16	8.77	2.61	8.84	55.27%
4	Stari Bar	8	5.34	2.47	5.61	70.13%
4	Veliki Pijesak	16	9.58	2.48	9.79	61.19%
4	Sutomore	16	12.53	3.29	12.88	80.49%
4	Đurmani	4	0.91	0.25	0.91	22.75%
4	Čanj	6.5	4.58	1.48	4.74	72.91%
4	Ostros	1.6	0.74	0.33	0.78	48.70%
4	Lazi	16	15.15	4.14	15.61	97.54%
4	Bečići	16	14.60	4.24	15.15	94.68%
4	Miločer	16	12.22	0.42	12.22	76.39%
4	Dubovica	16	14.84	3.77	15.17	94.84%
4	Rozino	25	19.16	4.36	19.56	78.25%
4	Buljarica	8	6.31	1.60	6.47	80.93%
4	Petrovac	16	2.94	0.63	2.99	18.67%
4	Grad	16	12.23	3.78	12.64	79.00%
4	Novi Ulcinj	16	9.56	2.21	9.77	61.07%

4	Velika Plaža 1	16	11.16	2.71	11.46	71.62%
4	Velika Plaža 2	16	9.71	3.35	9.96	62.25%
4	Vladimir	4	3.18	1.57	3.41	85.19%
4	Virpazar	8	1.73	0.61	1.83	22.84%
4	Luka Bar	16	2.11	1.11	2.39	14.91%
4	PS Reljići	10	2.16	1.03	2.39	23.93%
4	PS Budva	3.1	0.87	0.42	0.93	30.14%

Šest TS je opterećeno između 80% i 100% (Sutomore, Lazi, Bečići, Dubovica, Buljarica i Vladimir). Od ovih TS, Buljarica i Vladimir su jedine sa samo jednim transformatorom.

Tabela 3-11 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 4

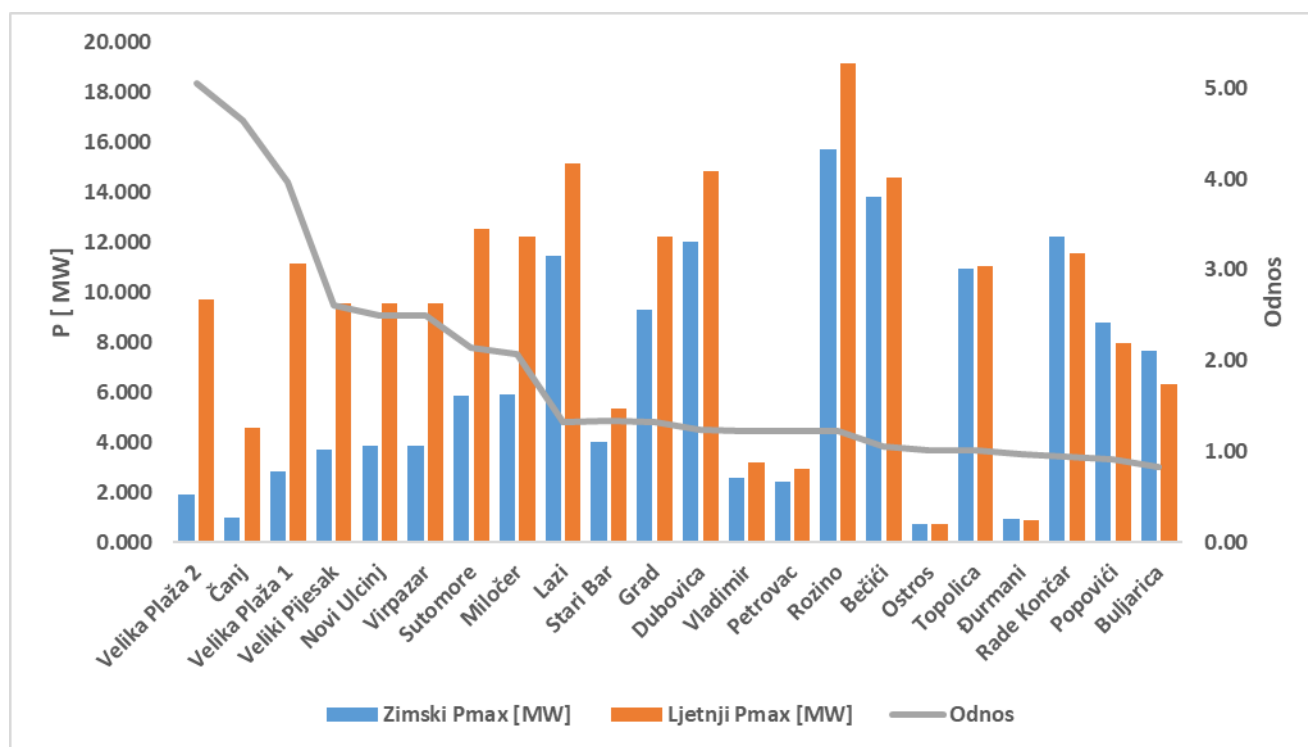
Region	Naziv TS	Sn [MVA]	WP [GWh/godina]	WQ [GVArh/godina]	Psr [MW]	Qsr [MVAr]	m	Tv [h]
4	Rade Končar	16	43.49	4.68	4.97	0.54	0.41	3549
4	Topolica	16	44.73	6.31	5.10	0.72	0.46	4045
4	Popovići	16	37.28	8.01	4.25	0.91	0.49	4252
4	Stari Bar	8	16.67	3.69	1.91	0.42	0.36	3122
4	Veliki Pijesak	16	18.90	3.15	2.18	0.39	0.23	1974
4	Sutomore	16	29.67	6.85	3.39	0.78	0.27	2369
4	Đurmani	4	1.98	1.44	0.23	0.18	0.25	2175
4	Čanj	6.5	8.33	3.74	0.95	0.43	0.21	1819
4	Ostros	1.6	2.42	1.19	0.28	0.14	0.38	3287
4	Lazi	16	52.21	10.03	6.00	1.15	0.40	3446
4	Bečići	16	49.70	10.48	5.68	1.20	0.39	3406
4	Miločer	16	32.71	0.48	3.76	0.11	0.31	2676
4	Dubovica	16	51.72	9.99	6.12	1.18	0.41	3486
4	Rozino	25	70.97	11.91	8.11	1.36	0.42	3703
4	Buljarica	8	18.20	2.91	2.08	0.37	0.33	2884
4	Petrovac	16	6.97	1.03	0.80	0.16	0.27	2371
4	Grad	16	45.25	11.21	5.20	1.29	0.43	3699
4	Novi Ulcinj	16	23.95	4.10	2.73	0.47	0.29	2507
4	Velika Plaža 1	16	15.49	2.67	2.46	0.57	0.22	1387
4	Velika Plaža 2	16	14.38	4.08	1.65	0.47	0.17	1481
4	Vladimir	4	13.52	6.41	1.55	0.74	0.49	4255

4	Virpazar	8	5.93	1.90	0.68	0.22	0.39	3418
4	Luka Bar	16	9.01	3.14	1.03	0.36	0.49	4271
4	PS Reljići	10	6.09	0.77	0.94	0.24	0.44	2819
4	PS Budva	3.1	1.27	0.82	0.18	0.15	0.20	1453

Ljetnja turistička sezona diktira opterećenje trafostanica koje napajaju ljetovališta kao što su Sutomore, Veliki Pijesak i Velika Plaža, što umnogome otežava planiranje mreže. Obzirom da je Region 4 karakterističan po velikim varijacijama snage tokom godine zbog razvijenog turzima, interesantno je posmatrati sezonske maksimume i njihov odnos (Tabela 3-12 i Slika 3-27).

Tabela 3-12 Sezonski maksimumi u Regionu 4

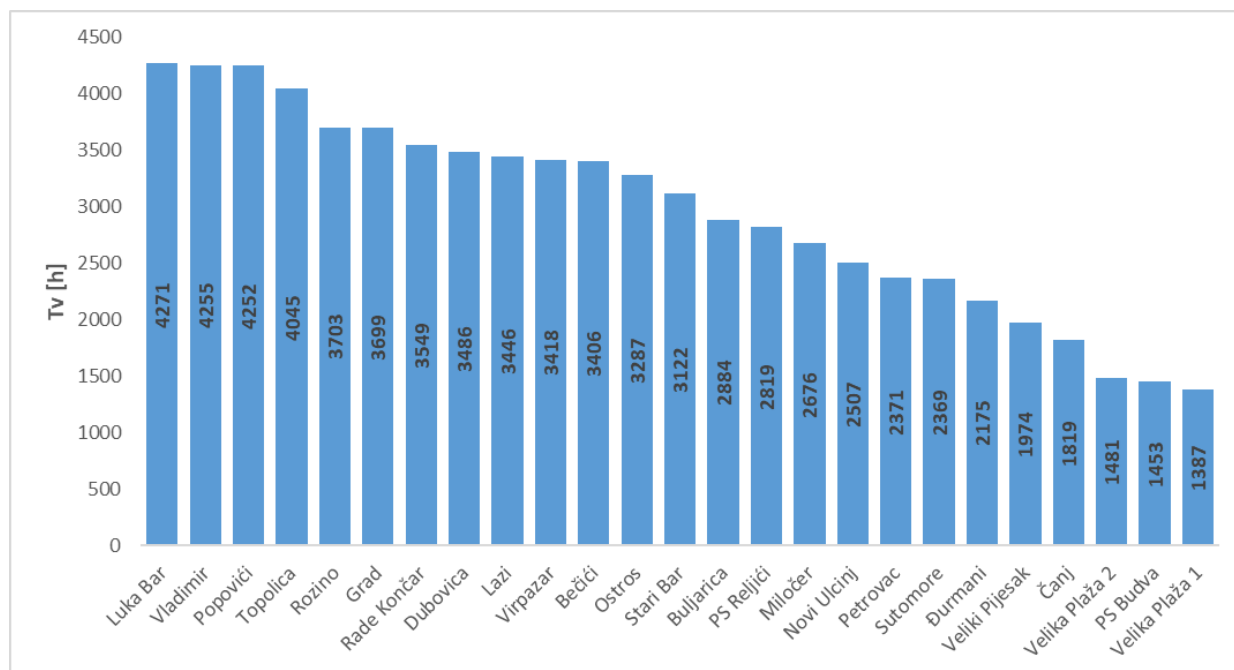
Trafostanica	Zimski Pmax [MW]	Ljetnji Pmax [MW]	Odnos
<b>Velika Plaža 2</b>	1.922	9.713	<b>5.05</b>
<b>Čanj</b>	0.987	4.582	<b>4.64</b>
<b>Velika Plaža 1</b>	2.814	11.162	<b>3.97</b>
<b>Veliki Pijesak</b>	3.675	9.576	<b>2.61</b>
<b>Novi Ulcinj</b>	3.833	9.555	<b>2.49</b>
<b>Virpazar</b>	3.833	9.555	<b>2.49</b>
<b>Sutomore</b>	5.849	12.527	<b>2.14</b>
<b>Miločer</b>	5.891	12.222	<b>2.07</b>
<b>Lazi</b>	11.487	15.152	<b>1.32</b>
<b>Stari Bar</b>	4.006	5.339	<b>1.33</b>
<b>Grad</b>	9.282	12.233	<b>1.32</b>
<b>Dubovica</b>	12.023	14.837	<b>1.23</b>
<b>Vladimir</b>	2.594	3.176	<b>1.22</b>
<b>Petrovac</b>	2.415	2.940	<b>1.22</b>
<b>Rozino</b>	15.750	19.163	<b>1.22</b>
<b>Bečići</b>	13.825	14.595	<b>1.06</b>
<b>Ostros</b>	0.725	0.735	<b>1.01</b>
<b>Topolica</b>	10.962	11.057	<b>1.01</b>
<b>Đurmani</b>	0.910	0.875	<b>0.96</b>
<b>Rade Končar</b>	12.254	11.561	<b>0.94</b>
<b>Popovići</b>	8.768	7.980	<b>0.91</b>
<b>Buljarica</b>	7.644	6.311	<b>0.83</b>
<b>Prosjek</b>	<b>6.429</b>	<b>9.311</b>	<b>1.45</b>



Slika 3-27 Sezonski maksimumi u Regionu 4

Najveći odnos ljetnjeg i zimskog maksimuma u TS 35/10 kV Velika Plaža 2 je čak 5.05. Ostale TS koje imaju veliki odnos (veći od 2) su Čanj, Velika Plaža 1, Veliki Pijesak, Novi Ulcinj, Virpazar, Sutomore i Miločer. Odnos ljetnjeg i zimskog maksimuma koji je približan 1 je karakterističan za postrojenja koja napajaju područja koja su naseljena preko cijele godine. Dodatno, treba uočiti da u dvije od tri trafostanice u užem području Bara (Rade Končar i Popovići) ovaj odnos iznosi manje od 1, odnosno da je ljetnji maksimum manji od zimskog maksimuma. Može se pretpostaviti da je razlog ovakve raspodjele opterećenja tokom godine manji uticaj turizma i povećana potrošnja tokom grijanja na električnu energiju tokom zimskih mjeseci. Posmatrajući prosječno ljetnje i zimskog opterećenje, dobija se odnos od 1.45 za Region 4.

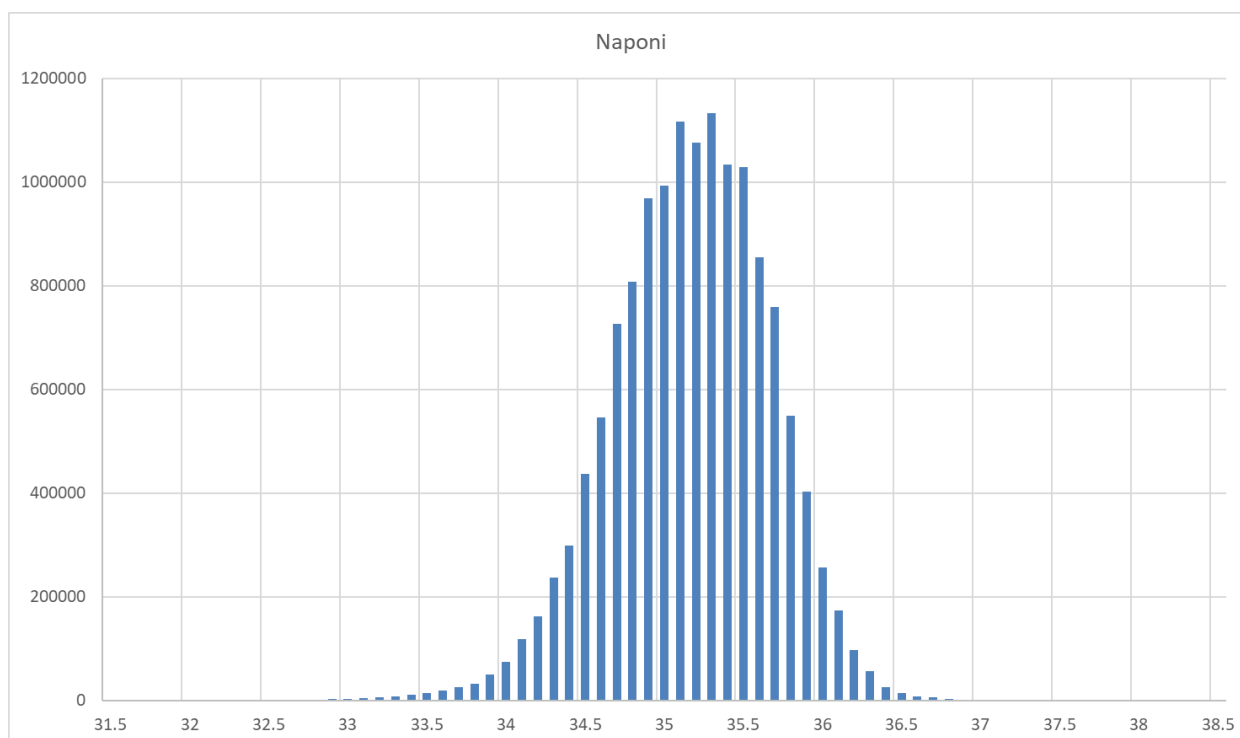
Na Sliku 3-28 date su vrijednosti ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja za TS iz Tabela 3-11, sortirane od najveće do najmanje vrijednosti.



Slika 3-28 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 4

Najveću vrijednost ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja ima TS Luka Bar (4271 sati), a najnižu TS Velika Plaža 1 (1387 sati). Prosječno ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja u Regionu 4 je 2954 sati.

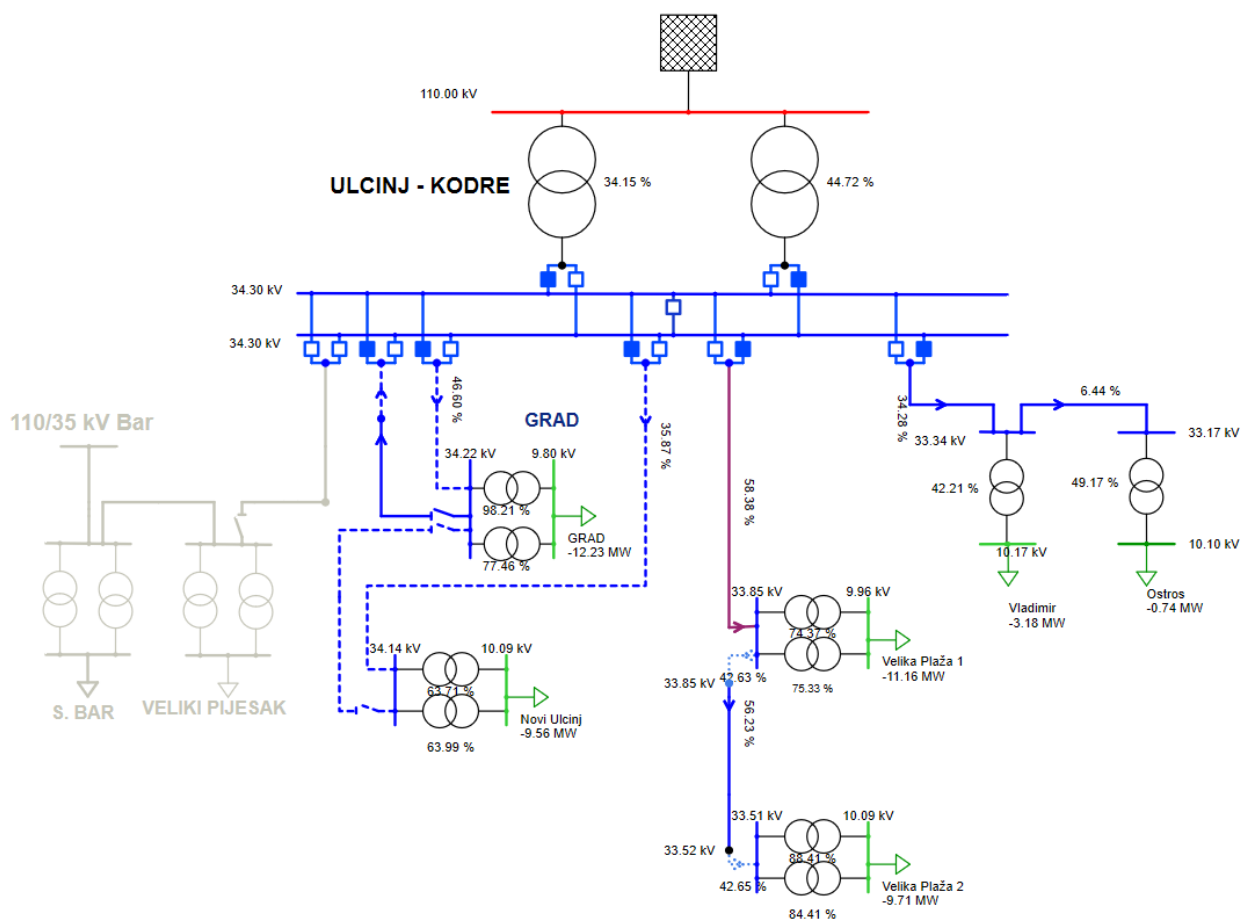
Na Sliku 3-29 je data distribucija vrijednosti napona svih sekundarnih TS Regiona 4.



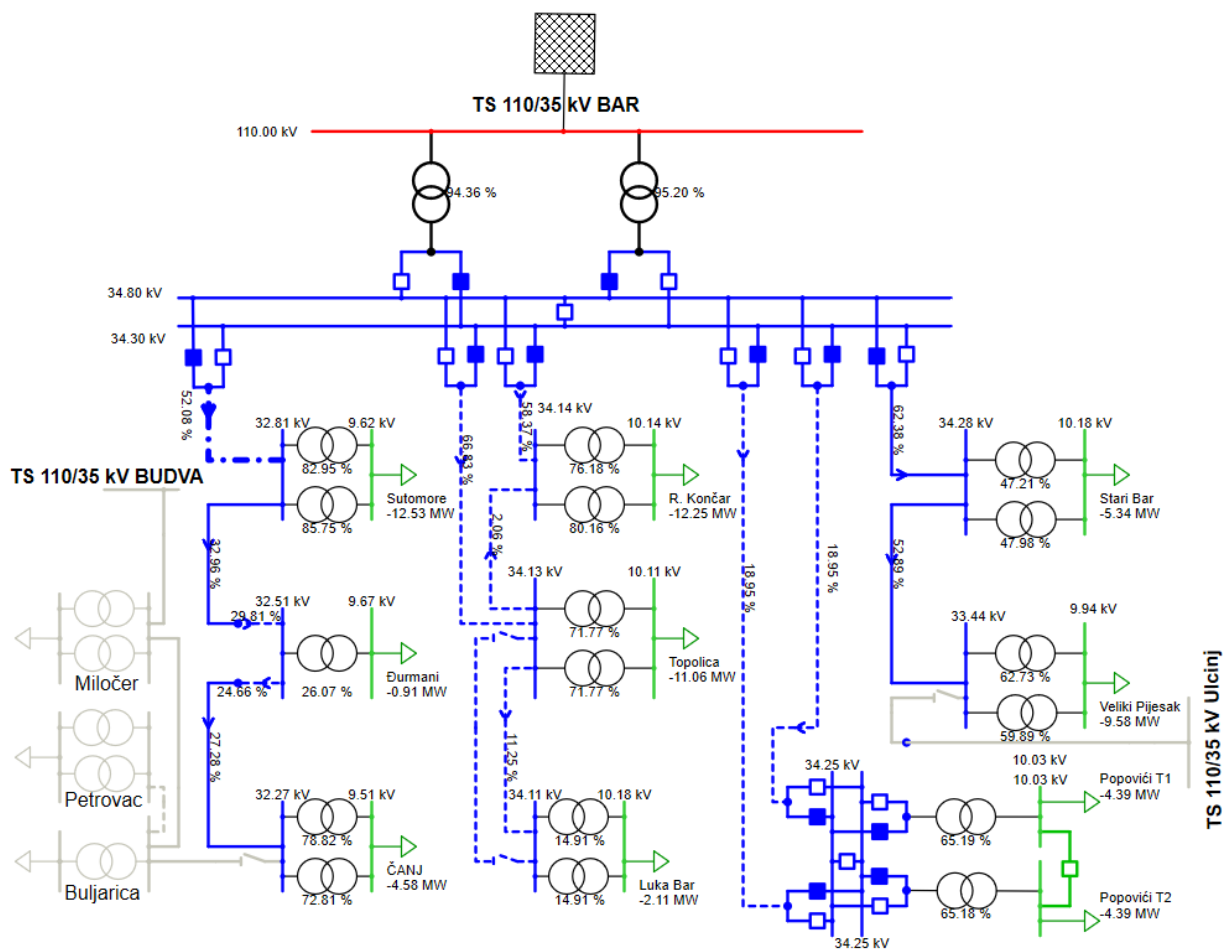
Slika 3-29 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 4

Na osnovu proračuna (Slika 3-30, Slika 3-31, Slika 3-32 i Slika 3-33) za najkritičniji slučajeve, tj. maksimalno opterećenje konzuma svih TS 35/10 kV Regiona 4 može se konstatovati:

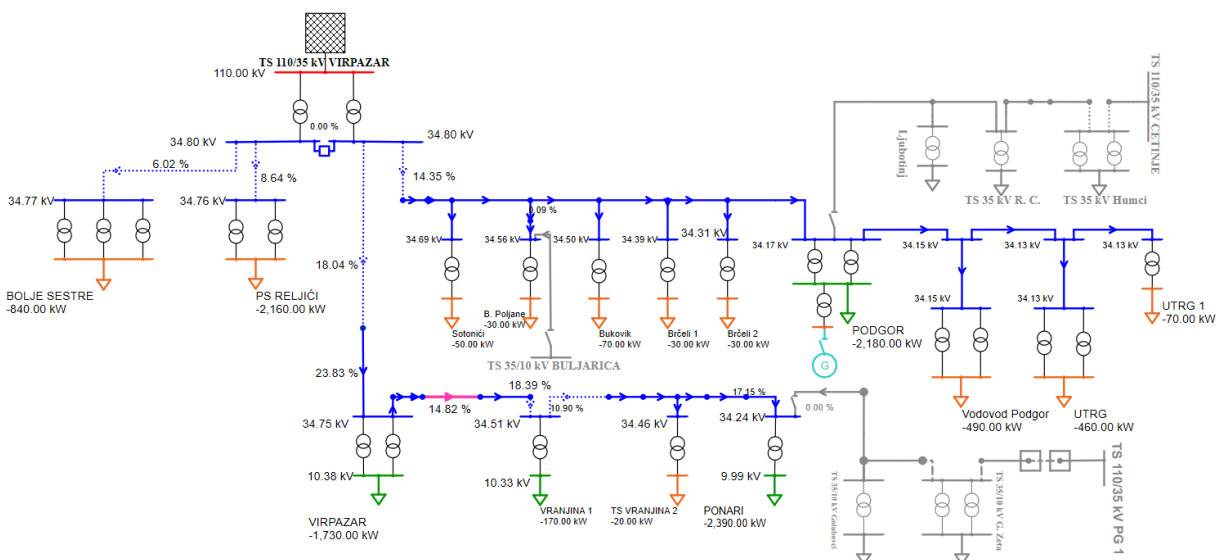
- Vodovi 35 kV konzumnog područja TS 110/35 kV Ulcinj su u normalnom uklopnom stanju, a pri maksimalnim opterećenjima, opterećeni do 50% dozvoljenog opterećenja, osim vodova za TS 35/10 kV Velika Plaža 1 i TS 35/10 kV Velika Plaža 2 kod kojih je opterećenje iznad 50%. Svi transformatori 35/10 kV su opterećeni, pri navedenim uslovima između 40% i 90% nominalne snage. Za konzumno područje TS 110/35 kV Ulcinj, pri maksimalnim opterećenjima, nema mogućnosti rezerviranja transformatora u TS 35/10 kV Grad, Novi Ulcinj, Velika Plaža 1 i Velika Plaža 2 (u trafostanicama Vladimir i Ostros je ugrađen samo po jedan transformator) i napojnim vodovima za TS 35/10 kV Velika Plaža 1 i TS 35/10 kV Velika Plaža 2, odnosno za TS 35/10 kV Vladimir i TS 35/10 kV Ostros. Rezerviranje konzumnog područja iz TS 110/35 kV Bar preko 35 kV dalekovoda je veoma ograničeno, što uz činjenicu da je TS 110/35 kV Ulcinj radijalno napojen preko DV 110 kV predstavlja nepovoljnu činjenicu sa aspekta sigurnosti napajanja.
- Dionice vodova 35 kV konzumnog područja 110/35 kV Bar su opterećenje do 65% dozvoljenog opterećenja. Značajno su opterećeniji transformatori 35/10 kV u TS 35/10 kV: Sutomore, R. Končar, Topolica i Čanj, dok su nešto manje opterećeni transformatori u trafostanicama Popovići i Đurmani. Postoji mogućnost rezerviranja gradskih trafostanica, ali ova mogućnost ne postoji što se tiče rezerviranja preko transformatora 35/10 kV, pri maksimalnim opterećenjima. Rezerviranje konzumnog područja iz TS 110/35 kV Bar preko 35 kV dalekovoda iz TS 110/35 kV Ulcinj, TS 110/35 kV Budva i TS 110/35 kV Virpazar je moguća samo u perioda malih opterećenja i za manji dio konzuma.
- Konzumno područje 110/35 kV Virpazar karakteriše relativno malo opterećenje. Trafostanice 35/x kV na ovom području imaju značajnu mogućnost rezerviranja pošto postoje 35 kV veze prema Cetinju, Zeti i Buljarici.
- Distributivno područje Budve se napaja iz TS 110/35 kV Markovići. Za režim maksimalnog opterećenja i u redovnom uklopnom stanju, dionice vodova koje napajaju gradske trafostanice TS 35/10 kV Dubovica i TS 35/10 kV Rozino su opterećenje blizu maksimalno dozvoljenih vrijednosti. Iako je za ove trafostanice kao i TS 35/10 kV Lazi i TS 35/10 kV Bečići imaju obezbijeđeno dvostrano napajanje putem rada u otvorenom prstenu, u periodu velikih opterećenja nije moguće obezbijediti rezerviranje preko vodova 35 kV. Mogućnost rezerviranja sa strane TS 110/35 kV Tivat nije moguće ostvariti zbog prekida 35 DV C.S Budva – Grbalj. Ovaj dalekovod je isključen zbog ugroženosti usljed gradnje objekata. Rezerviranje TS 35/10 kV Petrovac, TS 35/10 kV Virpazar i TS 35/10 kV Miločer, sa susjednih TS 110/35 kV Bar i TS 110/35 kV Virpazar, je zbog velikih dužina 35 kV dalekovoda veoma ograničeno i moguće samo u režimu malih opterećenja. Svi transformatori 35/10 kV na području Budve su blizu maksimalnih opterećenja osim transformatora u TS 35/10 kV Petrovac. Određeno rasterećenje trafostanica u Budvi će se obezbijediti planiranom izgradnjom trafostanica 110/35 kV Buljarica i TS 110/10 kV Bečići.



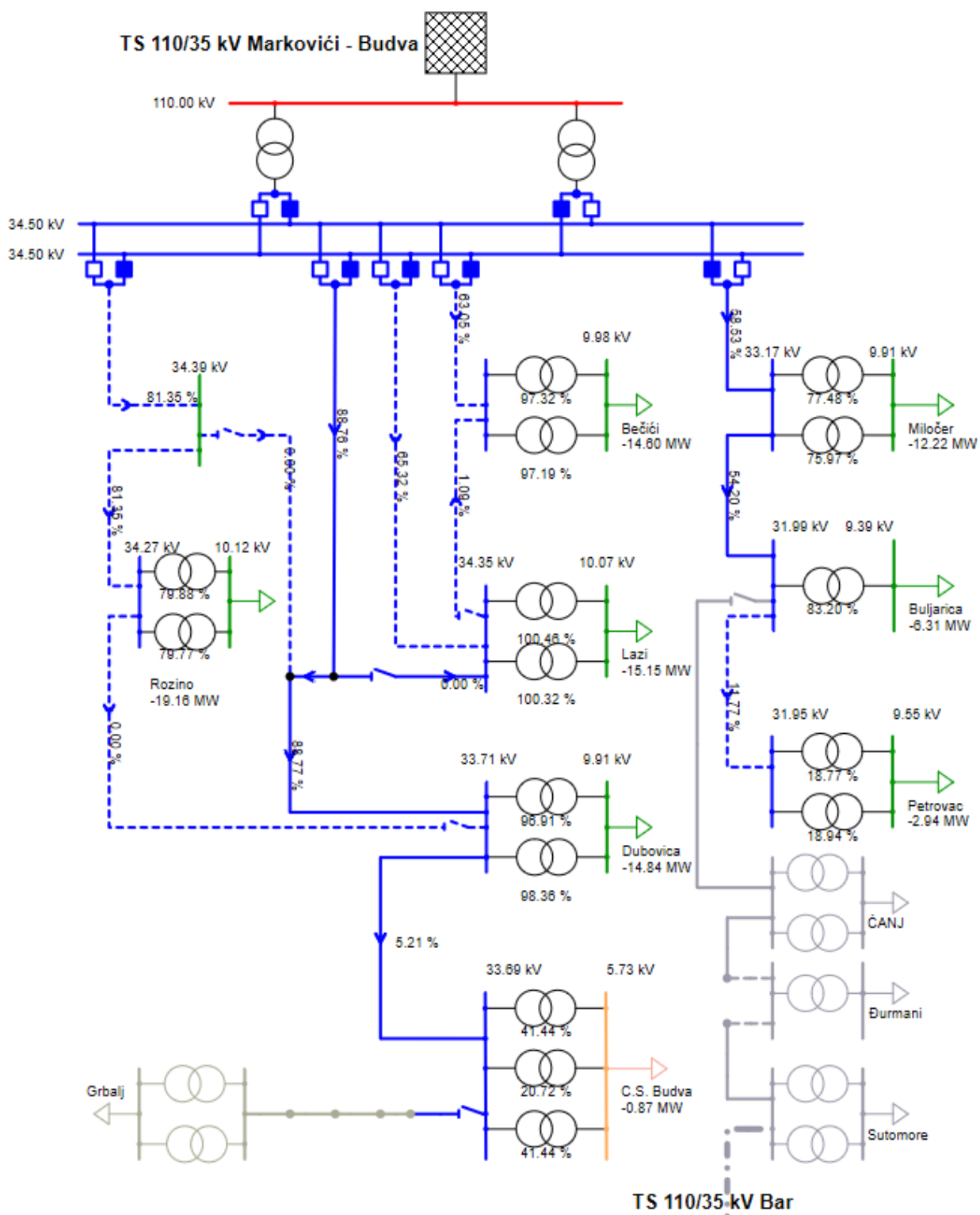
Slika 3-30 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (konzum TS 110/35 kV Ulcinj)



Slika 3-31 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (konzum TS 110/35 kV Bar)



Slika 3-32 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (drugi diokonzum TS 110/35 kV Virpazar)



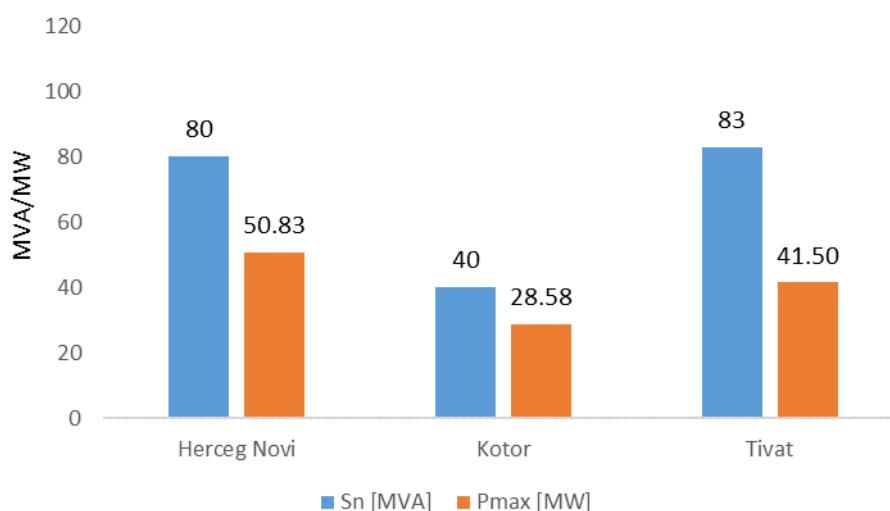
Slika 3-33 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (drugi diokonzum TS 110/35 kV Budva)

## 3.2.5. Region 5

Konzum Regiona 5 se napaja iz četiri<sup>9</sup> napojne tačke iz prenosne mreže:

- TS 110/35 kV Herceg Novi,
- TS 110/35 kV Kotor i
- TS 110/35 kV Tivat i
- TS 110/35 kV Budva.

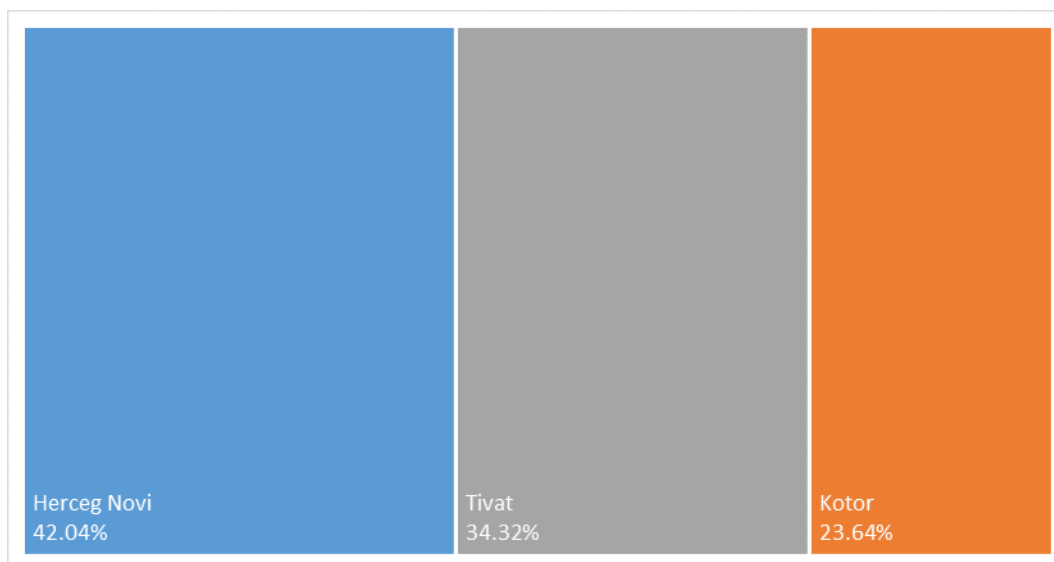
TS 110/35 kV Herceg Novi napaja konzum Opštine Herceg Novi, dok TS 110/35 kV Kotor napaja najveći dio konzuma Opštine Kotor. TS 110/35 kV Tivat napaja konzum Opštine Tivat i dio konzuma Opštine Kotor (TS 35/10 kV Grbalj). TS 110/35 kV Budva napaja manji dio teritorije Opštine Kotor. Primarne trafostanice Regiona 5 preko 35 kV vodova imaju mogućnost međusobnog rezerviranja. Bitno je napomenuti da je infrastruktura u ovom Regionu posebno ugrožena divljom gradnjom, što dovodi do smanjene pouzdanosti napajanja potrošača. Primjer je DV 35 kV Grbalj – PS Budva, čijim isključenjem je onemogućeno rezervno napajanje između TS 110/35 kV Tivat i TS 110/35 kV Budva, kao i DV 35 kV Tivat 110 – Tivat 35, čije isključenje smanjuje pouzdanost napajanja TS 35/10 kV Tivat i TS 35/10 kV Porto Montenegro.



Slika 3-34 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 5

Prosječna opterećenost primarnih TS u Regionu 5 je 61.66%. Imajući u vidu ostvareni pogon, kao i tendenciju rasta broja stanovnika i razvoj navedenih Opština, potrebno je planirati nove primarne TS u Regionu 5, naročito na prostoru poluostrva Luštica i Boko Kotorskog zaliva. Takođe, u planu je maksimalno iskorišćenje TS 110/35 kV Lastva povezivanjem sa 35 kV mrežom.

<sup>9</sup> TS 110/35 kV Lastva koja se geografski nalazi u Regionu 5 ne napaja nijedan dio konzuma.



Slika 3-35 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 5

U Tabela 3-13 dat je pregled maksimalnih opterećenja TS 35/10 kV Regiona 5.

Tabela 3-13 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 5

Naziv TS	Sn [MVA]	Pmax [MW]	Qmax [MVar]	Smax [MVA]	Smax [%]
Herceg Novi	20.5	17.01	4.10	17.20	83.88%
Baošići	8	4.91	1.05	4.92	61.45%
Bijela	8	6.07	1.43	6.22	77.76%
Bijela (sa Brodogradilištem)	14.5	6.17	1.44	6.32	43.56%
Klinci	16	1.58	0.26	1.58	9.87%
Kumbor	25	7.20	1.24	7.20	28.81%
Igalo	16	13.58	3.45	13.91	86.95%
Topla	8	4.76	0.79	4.78	59.75%
Škaljari	25	17.41	9.98	17.87	71.49%
Dobrota	12	8.37	1.95	8.37	69.74%
Morinj	4	1.16	0.56	1.16	29.09%
Risan	8	4.28	2.54	4.34	54.25%
Grbalj	12	9.42	5.45	9.81	81.77%
Pržno	16	6.09	2.00	6.19	38.68%
Račica	8	5.77	1.14	5.87	73.33%
Porto Montenegro	25	5.20	2.43	5.31	21.23%
Tivat	16	15.92	7.25	16.05	100.31%

TS Tivat je jedina preopterećena trafostanica (100.31%) u Regionu 5, dok su tri trafostanice opterećene između 80% i 100% (Herceg Novi, Igalo i Grbalj).

Tri trafostanice imaju samo jedan transformator (Baošići, Bijela<sup>10</sup> i Morinj).

TS 35/10 kV Topla i Igalo su jedine TS u Regionu 5 sa radijalnim napajanjem.

Tabela 3-14 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 5

Naziv TS	Sn [MVA ]	WP [GWh/godina ]	WQ [GVArh/godina ]	Psr [MW ]	Qsr [MVA ]	m	T <sub>v</sub> [h]
Herceg Novi	20.5	67.57	14.32	7.71	1.63	0.45	3972
Baošići	8	12.71	1.87	1.45	0.22	0.30	2590
Bijela	8	20.75	4.35	2.37	0.50	0.39	3419
Bijela (sa Brodogradilištem)	14.5	21.37	4.89	2.44	0.56	0.40	3465
Klinci	16	3.88	0.17	0.44	0.08	0.28	2466
Kumbor	25	25.64	2.16	3.25	0.29	0.45	3560
Igalo	16	54.19	9.54	6.21	1.09	0.46	3991
Topla	8	14.94	1.71	1.71	0.20	0.36	3138
Škaljari	25	69.33	12.60	7.91	1.44	0.45	3982
Dobrota	12	20.41	1.30	3.04	0.21	0.36	2438
Morinj	4	3.68	0.30	0.42	0.06	0.36	3182
Risan	8	16.60	3.20	1.90	0.37	0.44	3880
Grbalj	12	36.36	7.20	4.15	0.82	0.44	3861
Pržno	16	14.81	1.67	1.71	0.21	0.28	2432
Račica	8	12.68	1.13	1.63	0.16	0.28	2199
Porto Montenegro	25	23.79	2.60	2.73	0.30	0.52	4578
Tivat	16	66.90	8.83	7.64	1.01	0.48	4203

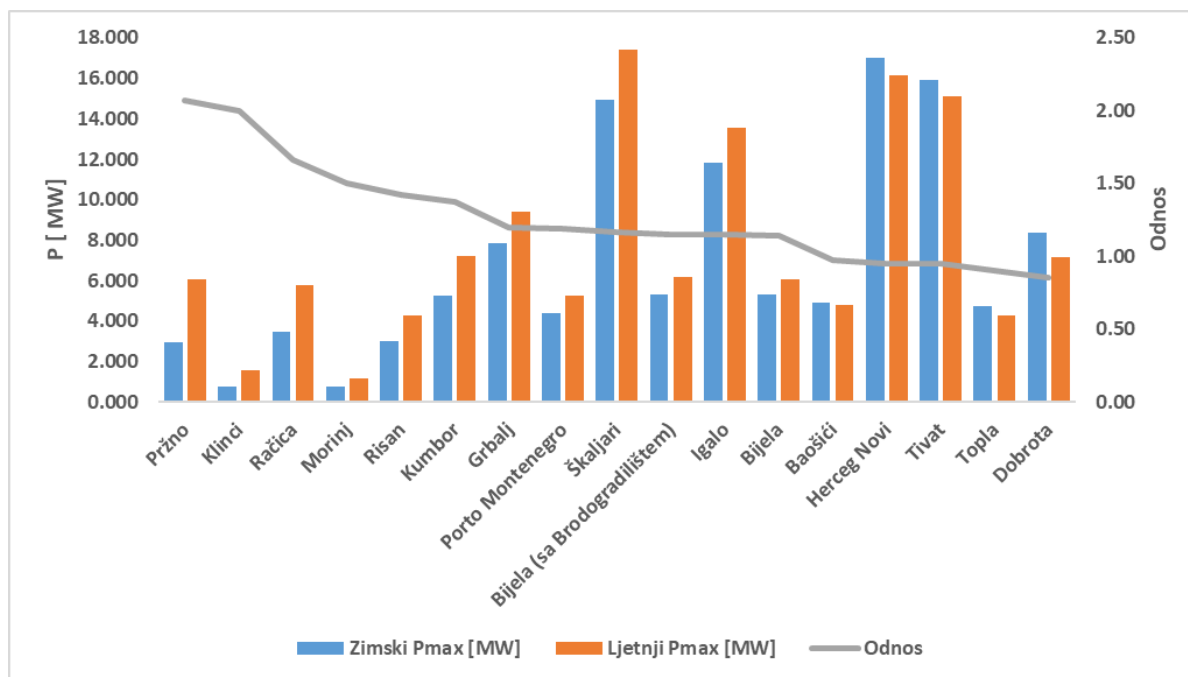
Obzirom da se radi o primorskim gradovima, ljetnja turistička sezona u određenoj mjeri diktira i raspodjelu opterećenja u Regionu 5. Sezonski maksimumi i njihov odnos su prikazani u Tabela 3-15 i na Slika 3-36.

Tabela 3-15 Sezonski maksimumi u Regionu 5

Trafostanica	Zimski P <sub>max</sub> [MW]	Ljetnji P <sub>max</sub> [MW]	Odnos
<b>Pržno</b>	2.940	6.090	<b>2.07</b>
<b>Klinci</b>	0.788	1.575	<b>2.00</b>
<b>Račica</b>	3.472	5.768	<b>1.66</b>

<sup>10</sup> TS Bijela ima tri energetska transformatora, ali se dva koriste za potrebe Brodogradilišta Bijela.

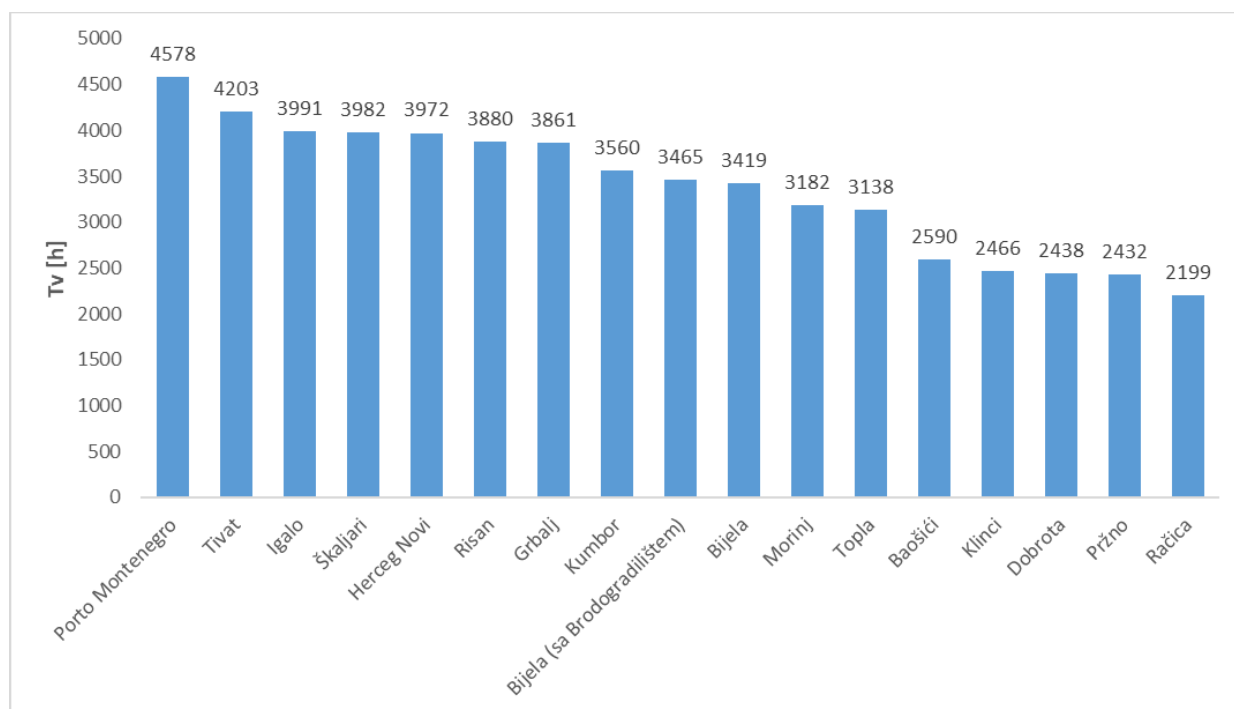
<b>Morinj</b>	0.770	1.155	<b>1.50</b>
<b>Risan</b>	3.011	4.277	<b>1.42</b>
<b>Kumbor</b>	5.250	7.203	<b>1.37</b>
<b>Grbalj</b>	7.838	9.419	<b>1.20</b>
<b>Porto Montenegro</b>	4.400	5.250	<b>1.19</b>
<b>Škaljari</b>	14.963	17.413	<b>1.16</b>
<b>Bijela (sa Brodogradilištem)</b>	5.348	6.167	<b>1.15</b>
<b>Igalo</b>	11.813	13.577	<b>1.15</b>
<b>Bijela</b>	5.313	6.069	<b>1.14</b>
<b>Baošići</b>	4.909	4.778	<b>0.97</b>
<b>Herceg Novi</b>	17.010	16.170	<b>0.95</b>
<b>Tivat</b>	15.918	15.099	<b>0.95</b>
<b>Topla</b>	4.762	4.310	<b>0.91</b>
<b>Dobrota</b>	8.369	7.182	<b>0.86</b>
<b>Prosjek</b>	<b>6.875</b>	<b>7.735</b>	<b>1.13</b>



Slika 3-36 Sezonski maksimumi u Regionu 5

U odnosu na Region 4, raspodjela opterećenja tokom godine je značajno ravnomjernija. Par TS se ističe sa vrijednošću odnosa ljetnjeg i zimskog maksimuma većim od 1.5: Pržno, Klinci, Račica i Morinj. Pet TS karakteriše odnos manji od 1: Baošići, Herceg Novi, Tivat, Topla i Dobrota. Srednja vrijednost odnosa na nivou Regiona 5 je 1.13.

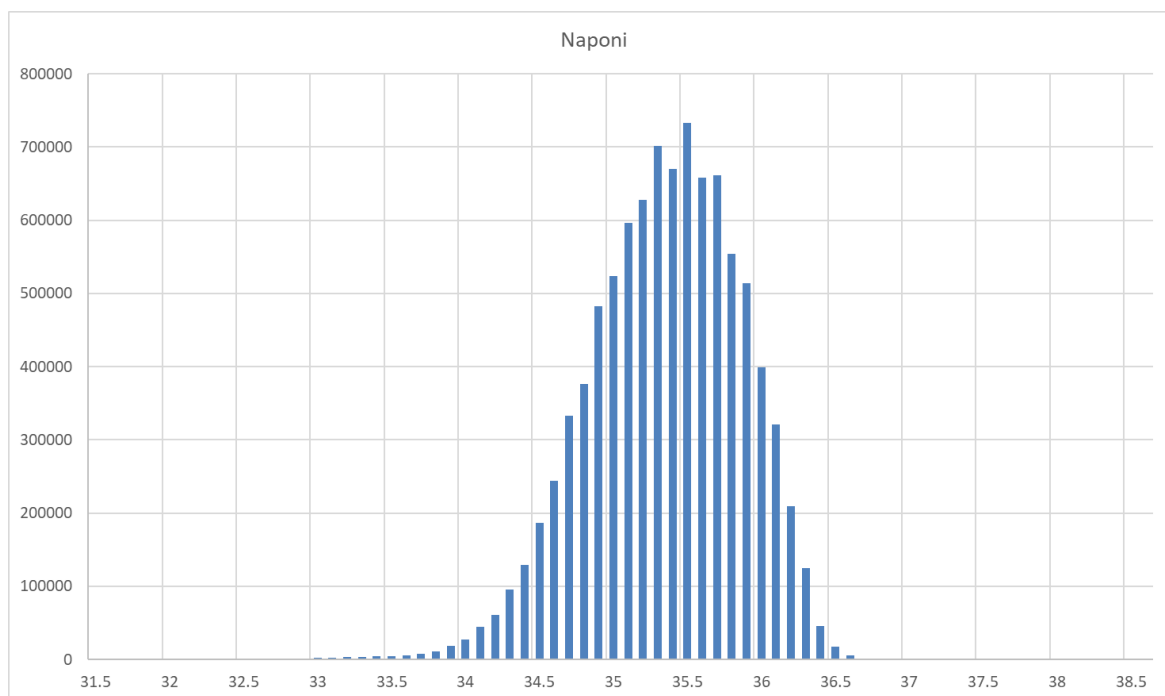
Na Sliku 3-37 date su vrijednosti ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja za TS iz Tabela 3-14, sortirane od najveće do najmanje vrijednosti.



Slika 3-37 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 5

Najveću vrijednost ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja ima TS Porto Montenegro (4578 sati), a najnižu TS Račica (2199 sati). Prosječno ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja u Regionu 5 je 3374 sati.

Na Sliku 3-38 je data distribucija vrijednosti napona svih sekundarnih TS Regiona 5.

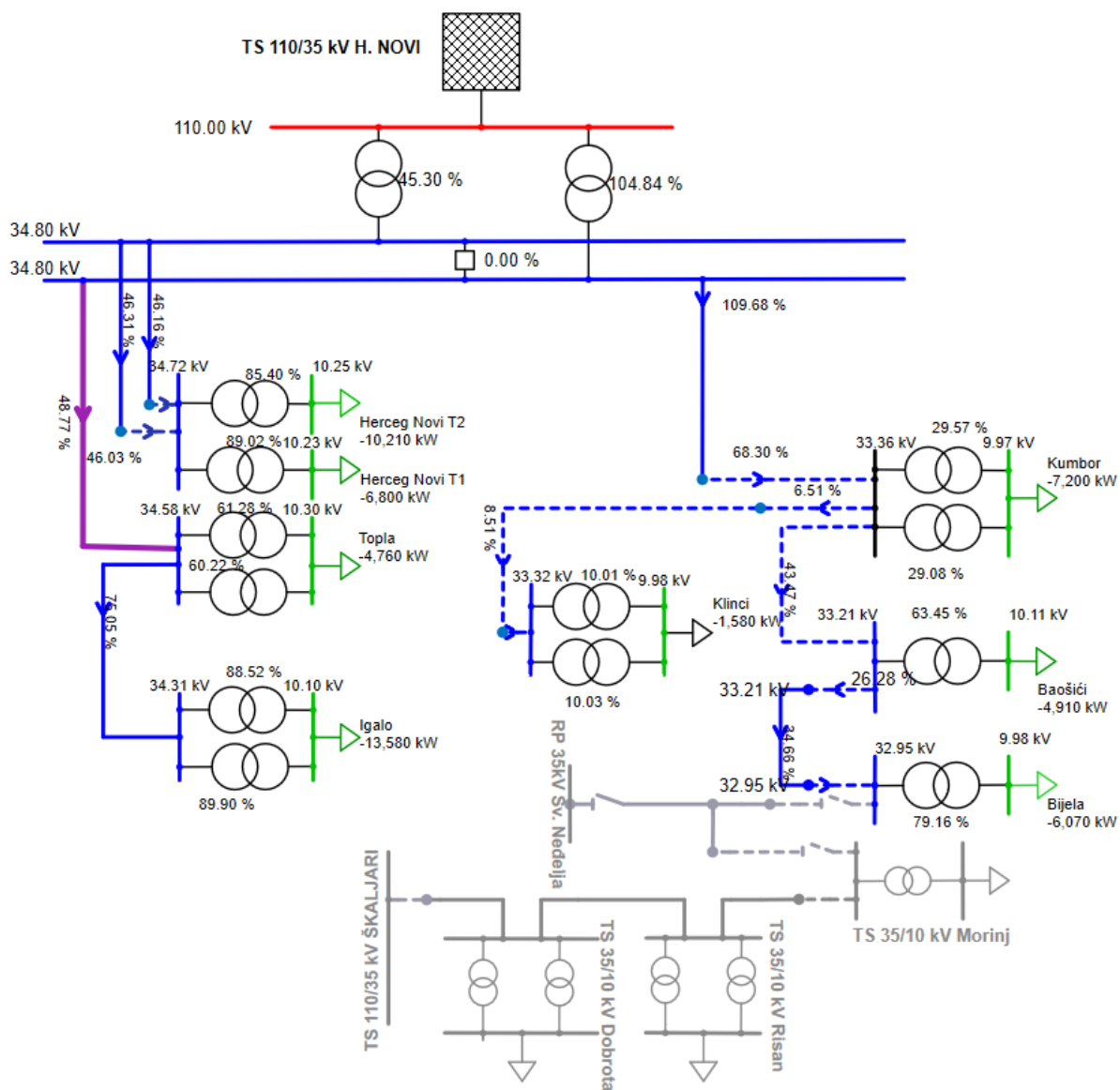


Slika 3-38 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 5

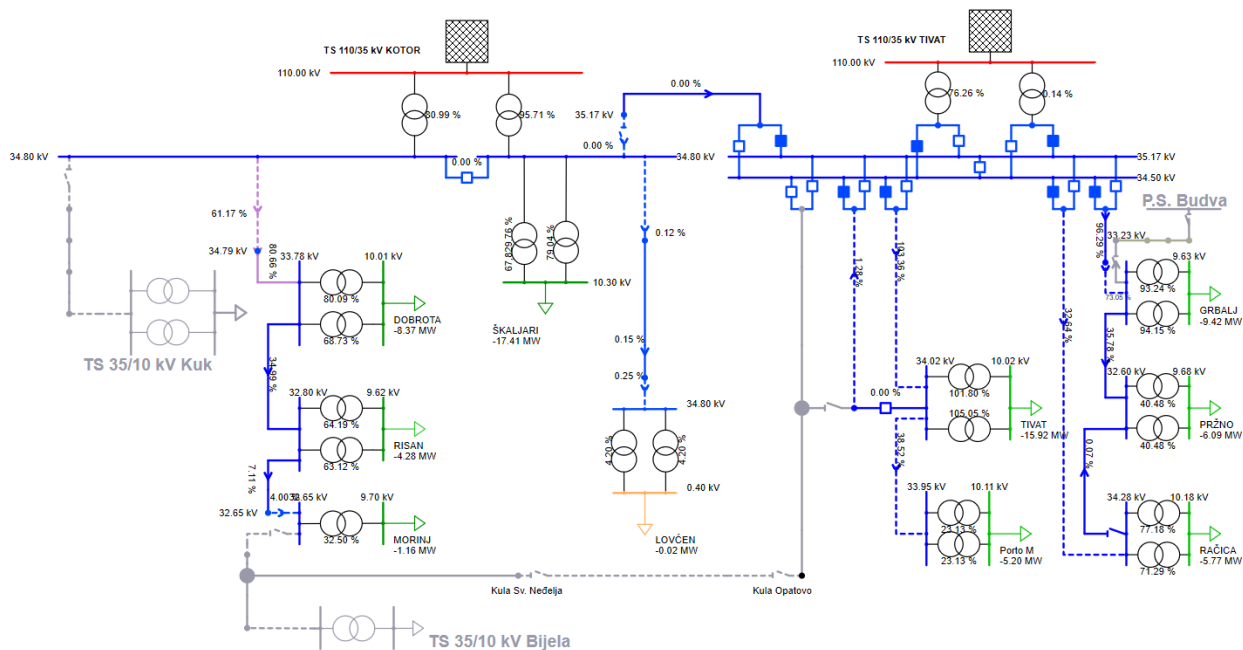
Proračunom tokova snaga na osnovu mjernih podataka o opterećenjima urađena je analiza opterećenosti 35 kV mreže za Region 5 (Slika 3-39 i Slika 3-40).

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 Klinci, 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, zamjenom provodnika na postojećem 35 kV vodu i planiranim obezbjeđenjem kablovskog „prstena“ između navedenih trafostanica. Mogućnost rezerviranja sa strane TS 110/35 kV Tivat nije moguće ostvariti zbog prekida 35 DV Tivat – Opatovo. Ovaj dalekovod je isključen zbog ugroženosti usljed gradnje objekata.
- TS 35/10 kV Igalo – TS 35/10 kV Topla – ova dionica je značajno opterećena, a inače je trenutno jedina opcija za napajanje konzuma TS 35/10 kV Igalo, koji ima perspektivu daljeg rasta. Značajno rasterećenje i nešto veću mogućnost rezerviranja će se postići zamjenom provodnika na postojećem 35 kV vodu i planiranim obezbjeđenjem kablovskog „prstena“ između navedenih trafostanica.
- Mogućnost rezerviranja transformatora 35/10 kV u trafostanicama Herceg Novi i Igalo nije moguće u vremenu maksimalnog opterećenja zbog značajnog opterećenja ovih transformatora.
- TS 110/35 kV Kotor – TS 35/10 kV Dobrota - TS 35/10 kV Risan - TS 35/10 kV Morinj. Mogućnost rezerviranja ovih trafostanica od strane TS 110/35 kV Herceg Novi preko 35 kV DV je veoma ograničena, a od strane TS 110/35 kV Tivat trenutno nije ostvariva zbog prekida 35 DV Tivat – Opatovo.
- TS 110/35 kV Tivat – TS 35/10 kV Tivat – TS 35/10 kV Porto Montenegro. Rasterećenje dionice do TS 35/10 kV Tivat će se obezbijediti polaganjem 35 kV kablova za TS 35/10 kV Porto Montenegro iz TS 110/35 kV Tivat.
- TS 110/35 kV Kotor – TS 35/10 kV Dobrota - TS 35/10 kV Risan - TS 35/10 kV Morinj. Mogućnost rezerviranja ovih trafostanica od strane TS 110/35 kV Herceg Novi preko 35 kV DV je veoma ograničena, a od strane TS 110/35 kV Tivat trenutno nije ostvariva zbog prekida 35 DV Tivat – Opatovo.
- TS 110/35 kV Kotor – TS 35/10 kV Grbalj – TS 35/10 kV Pržno. Rasterećenje ove dionice će se obezbijediti polaganjem 35 kV kablova između TS 35/10 kV Grbalj i TS 110/35 kV Lastva i 35 kV kablova između TS 35/10 kV Pržno i TS 110/35 kV Radovići.
- Kao i za sve trafostanice 35/10 kV koje napajaju urbane djelove u primorskom dijelu Crne Gore, tako i za trafostanice na konzumnom području TS 110/35 kV Kotor i TS 110/35 kV Tivat nema mogućnosti rezerviranja transformatora 35/10 kV u periodima velikih opterećenja.



Slika 3-39 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5 (konzum TS 110/35 kV Herceg Novi)



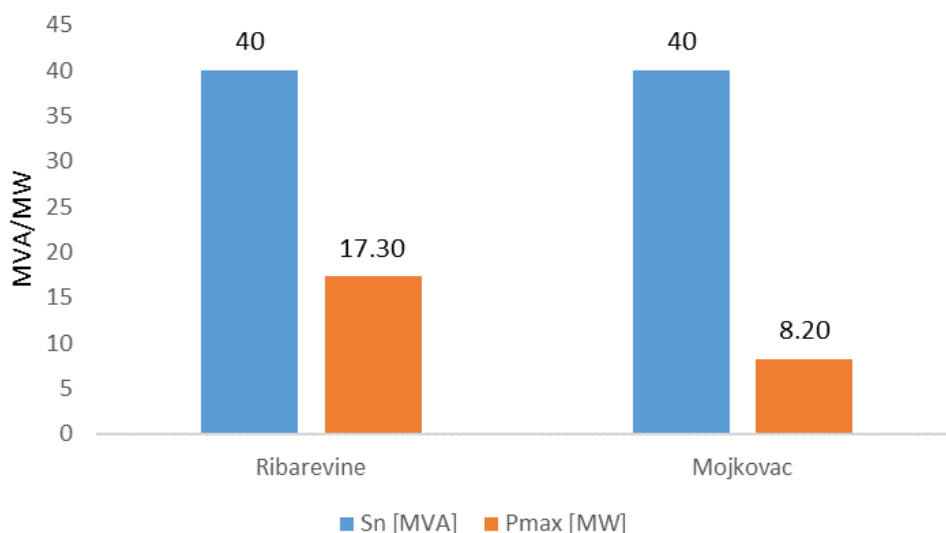
Slika 3-40 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5 (konzum TS 110/35 kV Tivat i TS 110/35 kV Kotor)

### 3.2.6. Region 6

Konzum Regiona 6 se napaja iz dvije napojne tačke iz prenosne mreže:

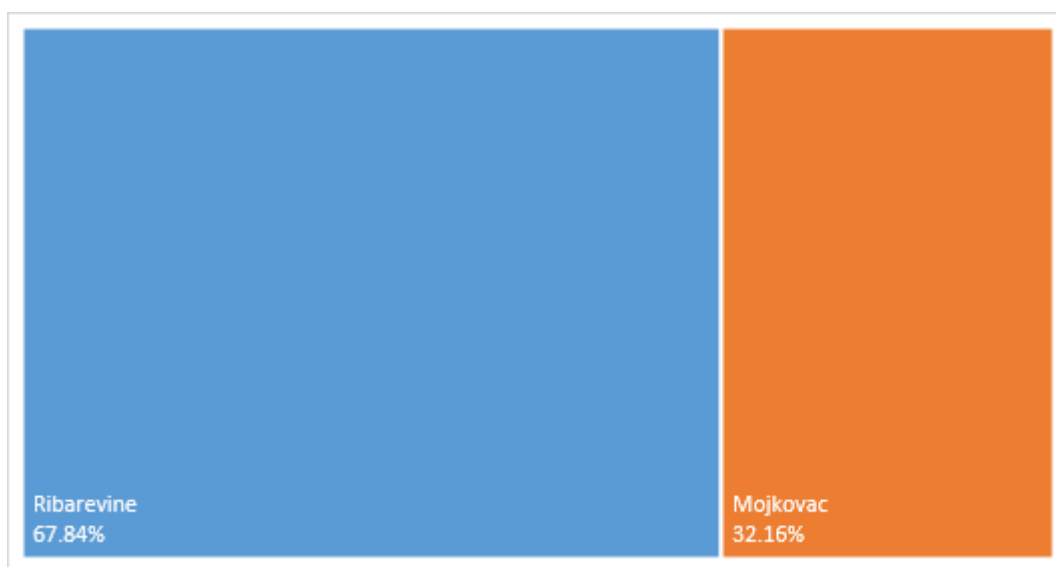
- TS 400/110/35 kV Ribarevine i
- TS 220/110/35 kV Mojkovac

TS 400/110/35 kV Ribarevine napaja konzum Opštine Bijelo Polje, dok TS 220/110/35 kV Mojkovac napaja konzum Opštine Mojkovac, Opštine Kolašin i dio Opštine Podgorica (TS 35/10 kV Ptič). U slučaju potrebe, preko TS 220/110/35 kV Mojkovac moguće je alternativno napojiti dio potrošača iz Regiona 2 (TS 35/10 kV Bioče i TS 35/10 kV Ubli).



Slika 3-41 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 6

Prosječna opterećenost primarnih TS u Regionu 6 je 31.88%, iz čega se zaključuje da je trenutna instalisana snaga dovoljna za sigurno i pouzdano napajanje pripadajućih potrošača u normalnim pogonskim uslovima.



Slika 3-42 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 6

U Tabela 3-16 dat je pregled maksimalnih opterećenja TS 35/10 kV Regiona 6.

Tabela 3-16 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 6

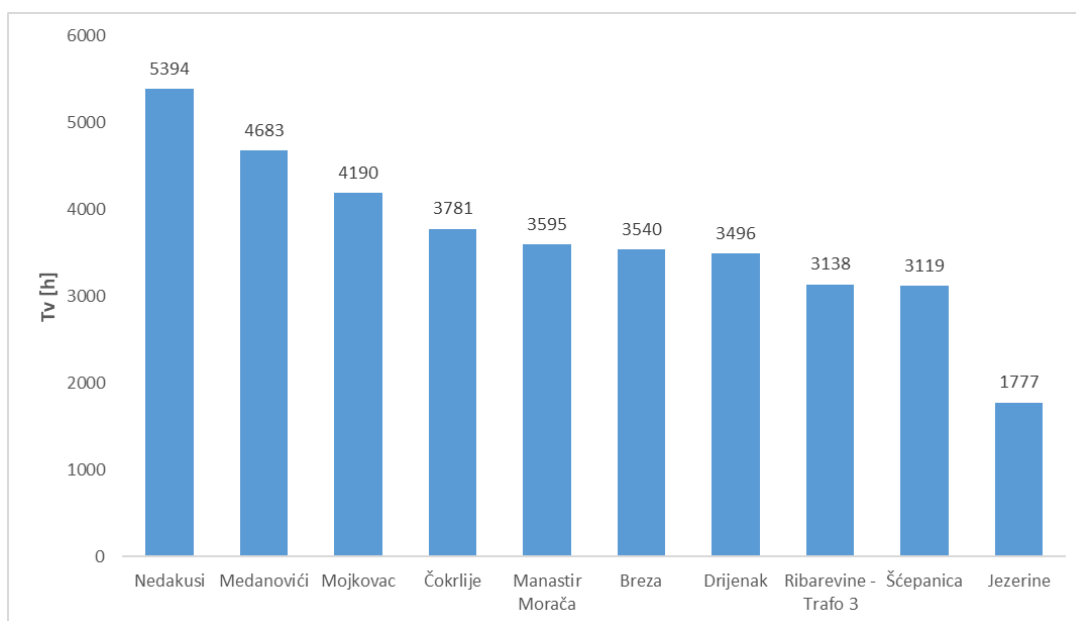
Naziv TS	Sn [MVA]	Pmax [MW]	Qmax [MVA <sub>r</sub> ]	Smax [MVA]	Smax [%]
Čokrlije	4	0.71	0.34	0.72	18.02%
Medanovići	12	8.07	1.64	8.11	67.61%
Nedakusi	16	9.53	3.86	10.20	63.77%
Šćepanica	2.5	2.01	0.66	2.11	84.34%

Ribarevine - Trafo 3	4	3.28	0.44	3.30	82.45%
Breza	16	4.31	1.00	4.38	27.35%
Jezerine	8	0.63	0.16	0.63	7.88%
Manastir Morača	2.5	0.66	0.45	0.74	29.75%
Drijenak	6.5	0.76	0.43	0.82	12.60%
Mojkovac	8	3.52	1.32	3.63	45.32%

Tabela 3-17 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 6

Naziv TS	Sn [MVA]	WP [GWh/godina]	WQ [GVArh/godina]	Psr [MW]	Qsr [MVAr]	m	Tv [h]
Čokrlije	4	2.67	0.59	0.31	0.07	0.43	3781
Medanovići	12	37.79	7.32	4.32	0.84	0.53	4683
Nedakusi	16	51.43	16.48	5.88	1.88	0.62	5394
Šćepanica	2.5	6.25	2.97	0.72	0.34	0.36	3119
Ribarevine - Trafo 3	4	10.30	0.98	1.18	0.12	0.36	3138
Breza	16	15.24	4.50	1.74	0.51	0.40	3540
Jezerine	8	1.12	0.64	0.29	0.08	0.47	1777
Manastir Morača	2.5	2.37	2.03	0.27	0.23	0.41	3595
Drijenak	6.5	2.64	1.43	0.30	0.16	0.40	3496
Mojkovac	8	14.75	4.75	1.68	0.54	0.48	4190

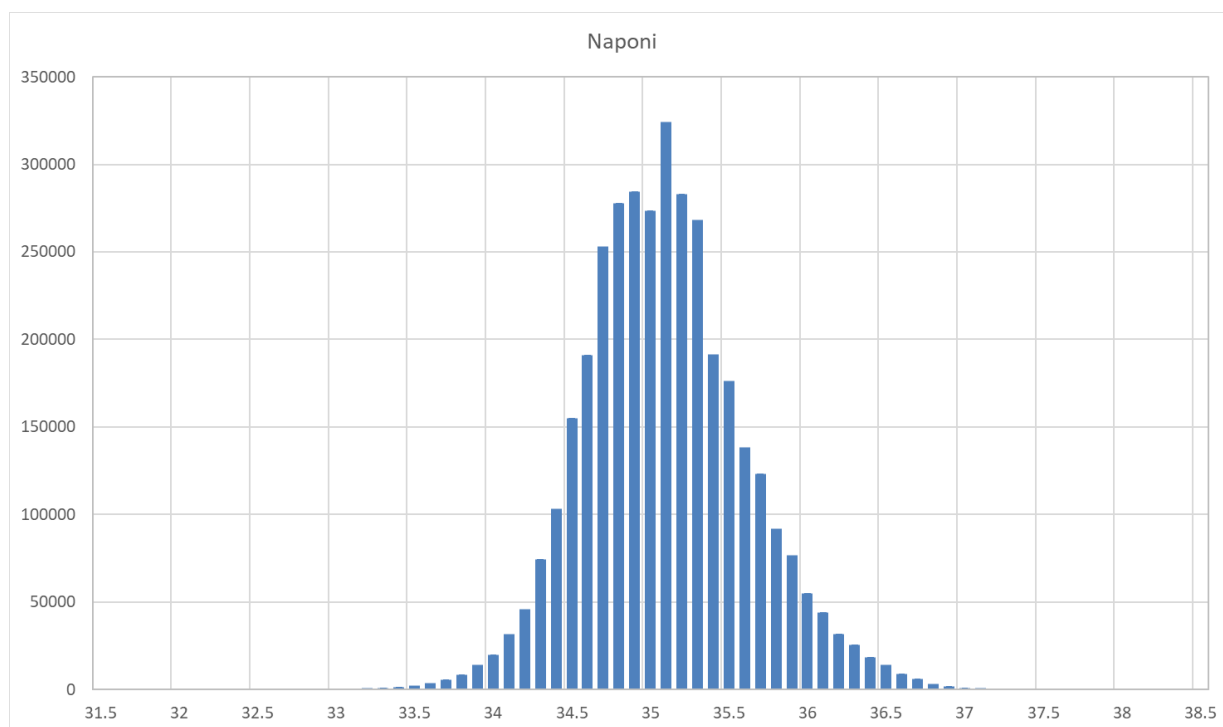
Na Slika 3-43 date su vrijednosti ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja za TS iz Tabela 3-17, sortirane od najveće do najmanje vrijednosti.



Slika 3-43 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 6

Najveću vrijednost ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja ima TS Nedakusi (5394 sati), a najnižu TS Jezerine (1777 sati). Prosječno ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja u Regionu 6 je 3671 sati.

Na Sliku 3-44 je data distribucija vrijednosti napona svih sekundarnih TS Regiona 6.



Slika 3-44 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 6

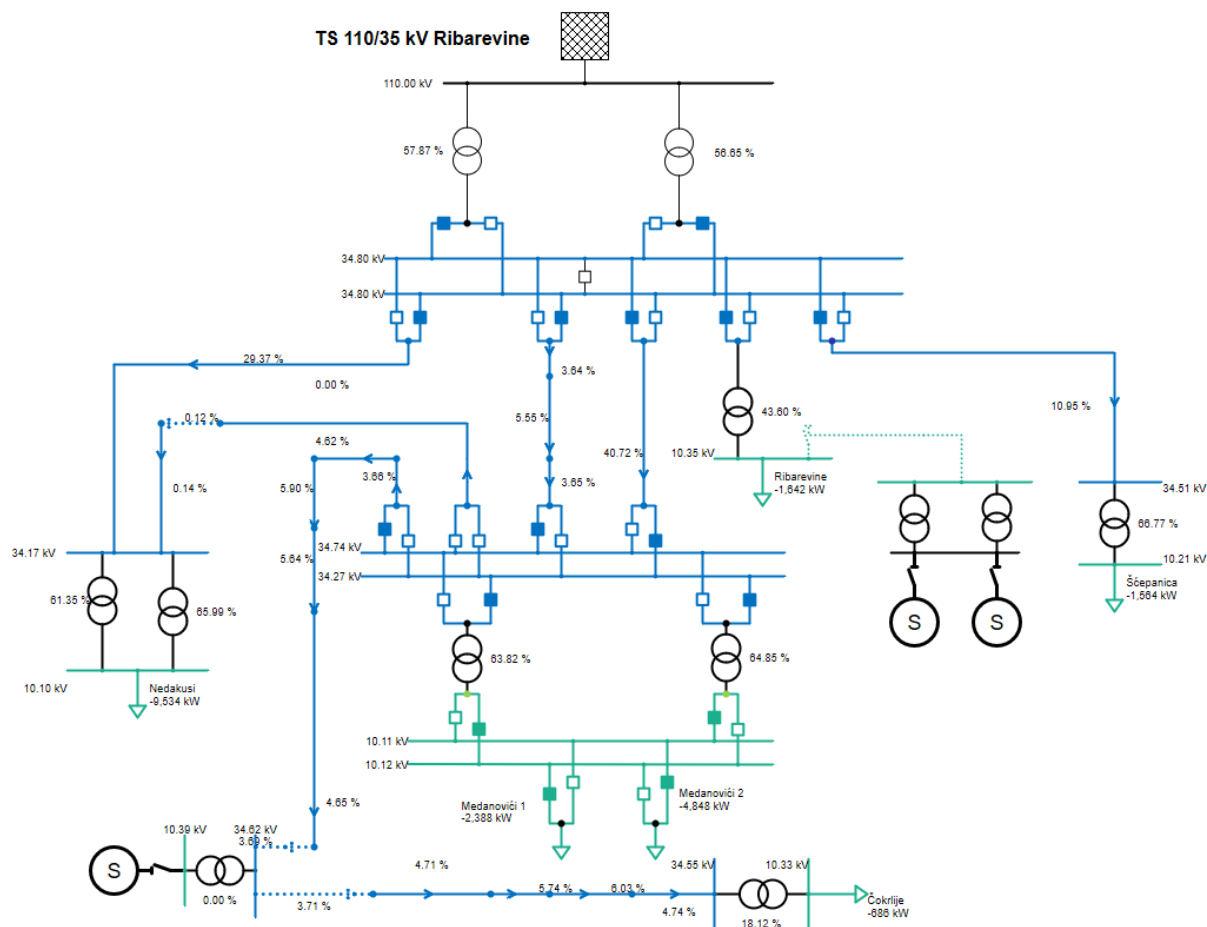
Na osnovu proračuna tokova snaga moguće je izvršiti analizu opterećenosti 35 kV mreže (Slika 3-45 i Slika 3-46). Može se uočiti da je u režimu normalnog uklopnog stanja mreže i maksimalnog opterećenja mreža podopterećena uz povoljne naponske prilike. Najopterećenije dionice su TS 110/35 kV Ribarevine – TS 35/10

kV Nedakusi i TS 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.

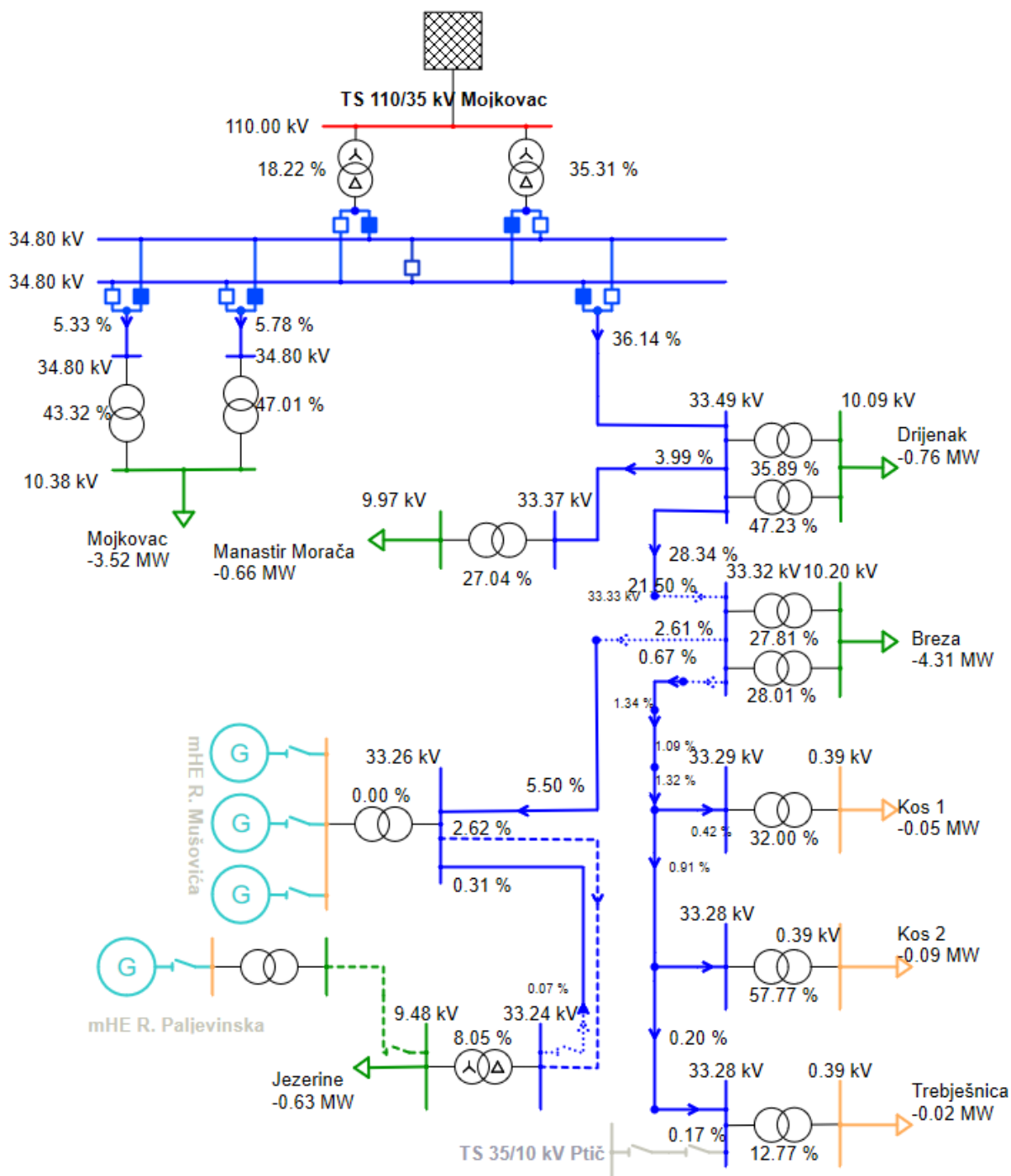
Na teritoriji Kolašina i Bijelog Polja su u pogonu distribuirani izvori energije koji, kada rade punim kapacitetom, rasterećuju 35 kV mrežu. U narednom periodu se očekuje izgradnja novih distribuiranih izvora energije što će povoljno uticati na naponske prilike u 35 kV mreži, kao i u pogledu pouzdanosti, odnosno umanjice 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 radialan, 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, za sada, sa niskim konzumom.

Značajno povećanje sigurnosti i pouzdanosti 35 kV mreže na području Kolašina će se ostvariti izgradnjom i puštanjem u rad TS 110/35 kV Drijenak.



Slika 3-45 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (konzum TS 110/35 kV Ribarevine )



Slika 3-46 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (Konzum TS 110/35 kV Mojkovac)

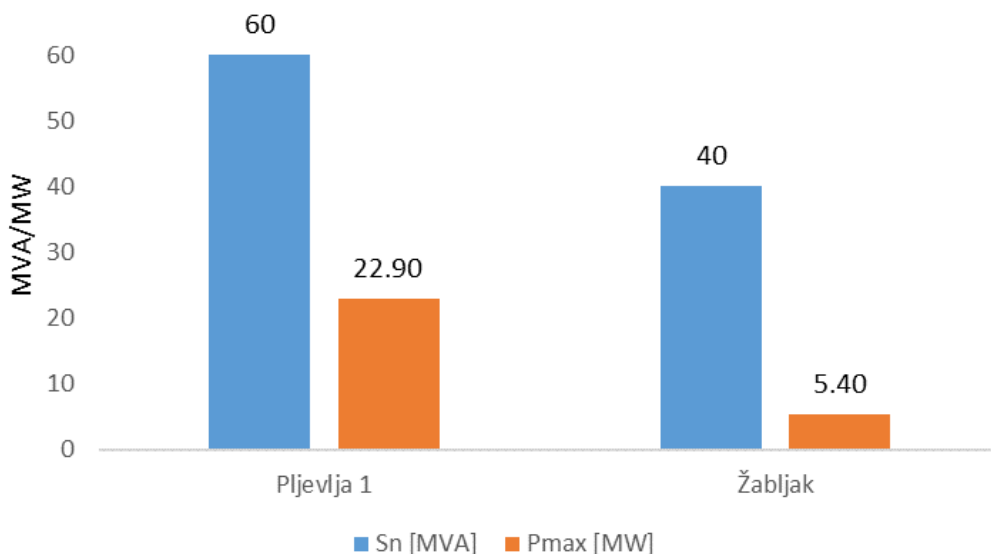
### 3.2.7. Region 7

Konzum Regiona 7 se napaja iz dvije napojne tačke iz prenosne mreže:

- TS 110/35 kV Pljevlja 1,

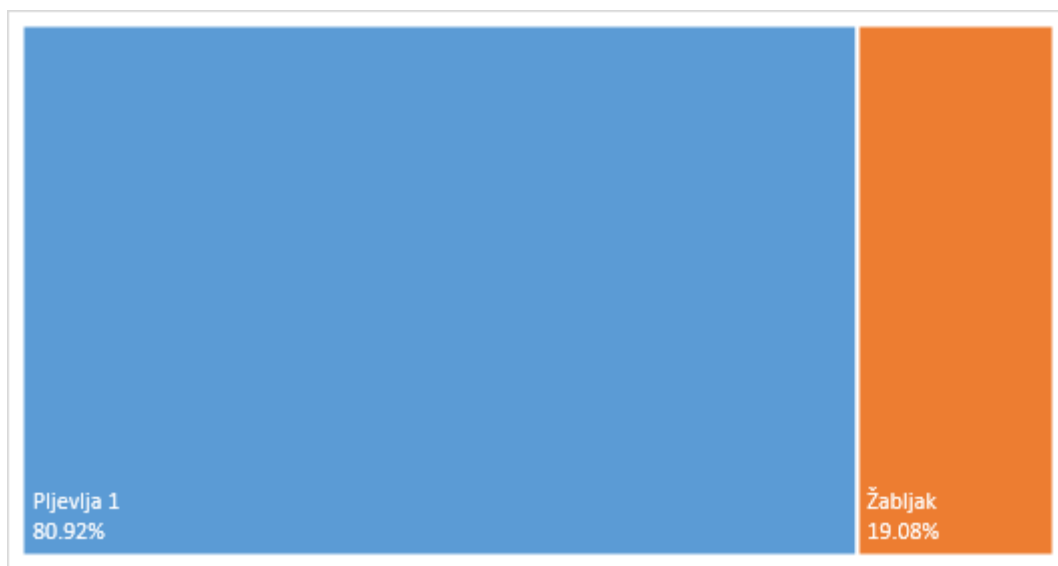
- TS 110/35 kV Žabljak<sup>11</sup> i
- TS 110/35 kV Brezna.

TS 110/35 kV Pljevlja 1 napaja konzum Opštine Pljevlja i manji dio konzuma Opštine Plužine. TS 110/35 kV Žabljak napaja konzum Opštine Žabljak. TS 110/35 kV Brezna napaja konzum Opštine Šavnik.



Slika 3-47 Maksimalna opterećenja primarnih TS Regiona 7

Prosječna opterećenost primarnih TS u Regionu 7 je 25.83%, iz čega se zaključuje da je trenutna instalisana snaga dovoljna za sigurno i pouzdano napajanje pripadajućih potrošača u normalnim pogonskim uslovima.



Slika 3-48 Procentualni udio maksimalne snage primarnih TS u ukupnoj maksimalnoj snazi Regiona 7

U Tabela 3-18 dat je pregled maksimalnih opterećenja TS 35/10 kV Regiona 7.

<sup>11</sup> Puštanjem u rad TS 110/35 kV Žabljak u decembru 2023. godine, značajno je poboljšana kvaliteta napajanja električnom energijom na teritoriji opštine Žabljak

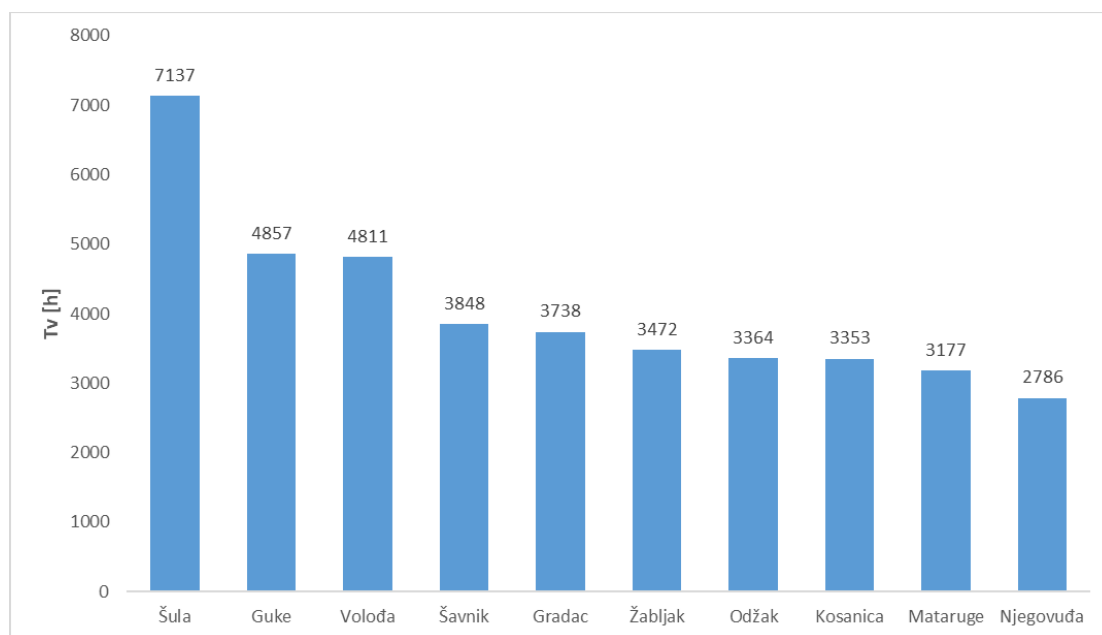
Tabela 3-18 Maksimalna ostvarenja TS 35/10 kV Regiona 7

Naziv TS	Sn [MVA]	Pmax [MW]	Qmax [MVAr]	Smax [MVA]	Smax [%]
Volođa	12	6.51	2.13	6.67	55.55%
Guke	8	5.46	1.88	5.61	70.16%
Mataruge	2.5	0.39	0.23	0.42	16.84%
Gradac	2.5	0.51	0.31	0.56	22.42%
Šula	7.5	1.86	1.09	1.95	25.99%
Odžak	1	0.61	0.27	0.65	64.71%
Kosanica	2.5	0.79	0.35	0.85	33.99%
Žabljak	8	5.17	1.25	5.22	65.22%
Šavnik	1.6	1.03	0.47	1.08	67.65%
Boan	1.6	0.35	0.17	0.37	23.28%
Njegovuđa	2.5	0.49	0.27	0.52	20.78%

Tabela 3-19 Ukupna energija i srednja ostvarenja Regiona 7

Naziv TS	Sn [MVA]	WP [GWh/godina]	WQ [GVArh/godina]	Psr [MW]	Qsr [MVAr]	m	Tv [h]
Volođa	12	31.32	10.19	3.58	1.16	0.55	4811
Guke	8	26.52	8.99	3.03	1.03	0.55	4857
Mataruge	2.5	1.23	0.88	0.14	0.10	0.37	3177
Gradac	2.5	1.90	1.28	0.22	0.15	0.43	3738
Šula	7.5	13.24	4.21	1.51	0.48	0.82	7137
Odžak	1	2.05	1.27	0.24	0.15	0.39	3364
Kosanica	2.5	2.65	1.44	0.31	0.17	0.39	3353
Žabljak	8	17.94	3.46	2.09	0.41	0.40	3472
Šavnik	1.6	3.96	1.44	0.45	0.16	0.44	3848
Boan	1.6	0.93	0.58	0.11	0.07	0.30	2642
Njegovuđa	2.5	1.36	0.48	0.16	0.06	0.32	2786

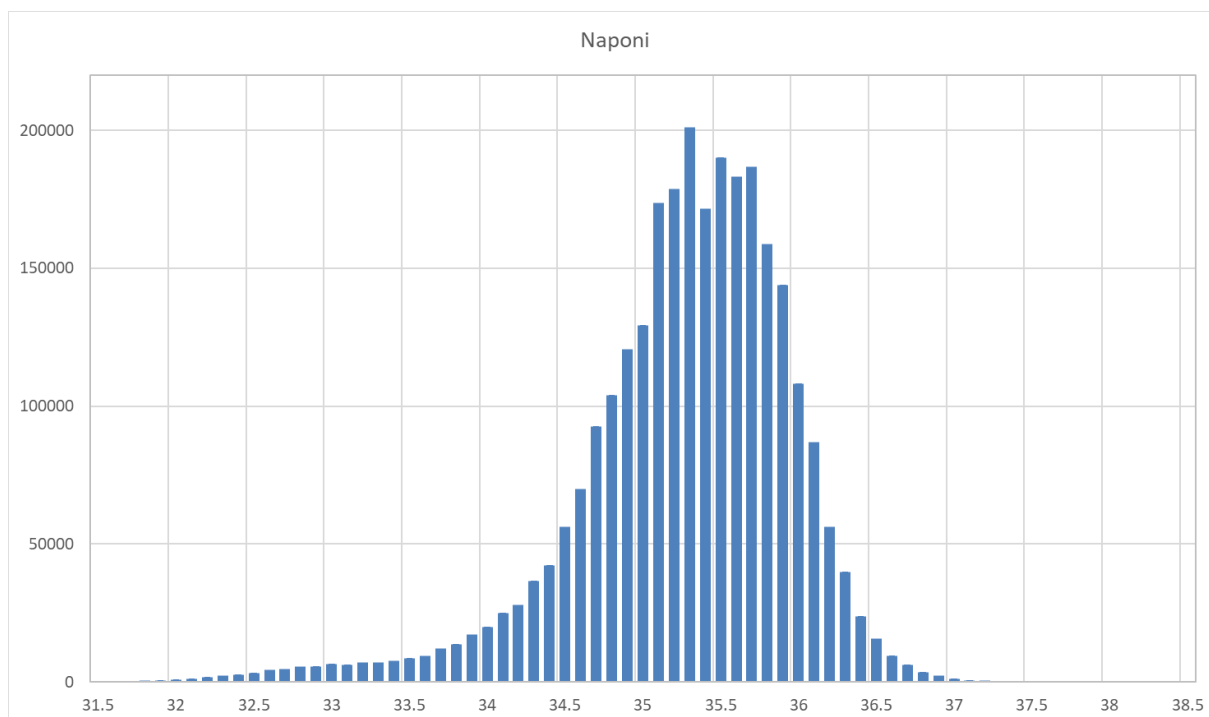
Na Sliku 3-49 date su vrijednosti ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja za TS iz Tabela 3-19, sortirane od najveće do najmanje vrijednosti.



Slika 3-49 Ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja sekundarnih TS Regiona 7

Najveću vrijednost ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja ima TS Šula (7137 sati), a najnižu TS Njegovuđa (2786 sati). Prosječno ekvivalentno trajanje vršnog opterećenja u Regionu 7 je 3926 sati.

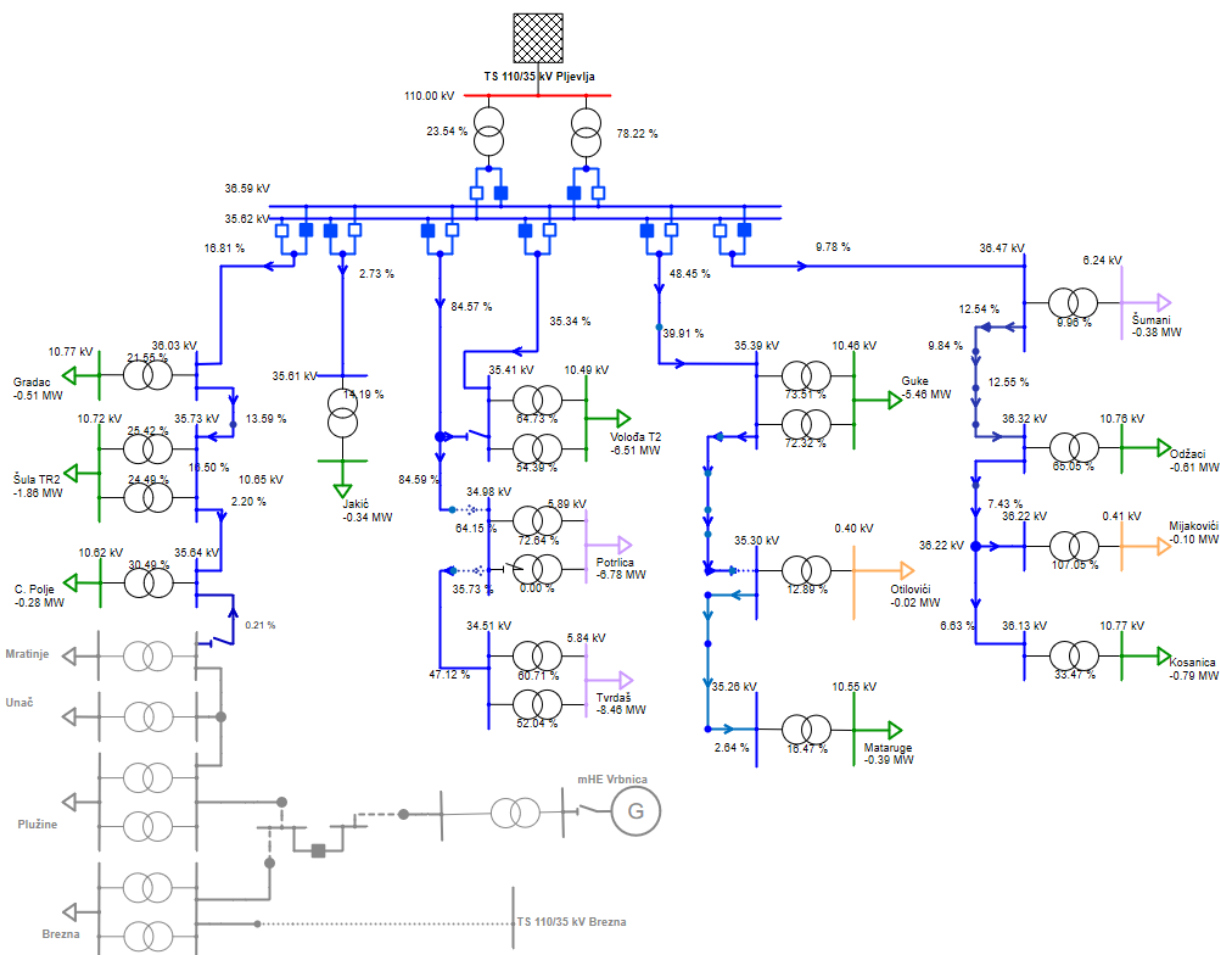
Na Sliku 3-50 je data distribucija vrijednosti napona svih sekundarnih TS Regiona 7.



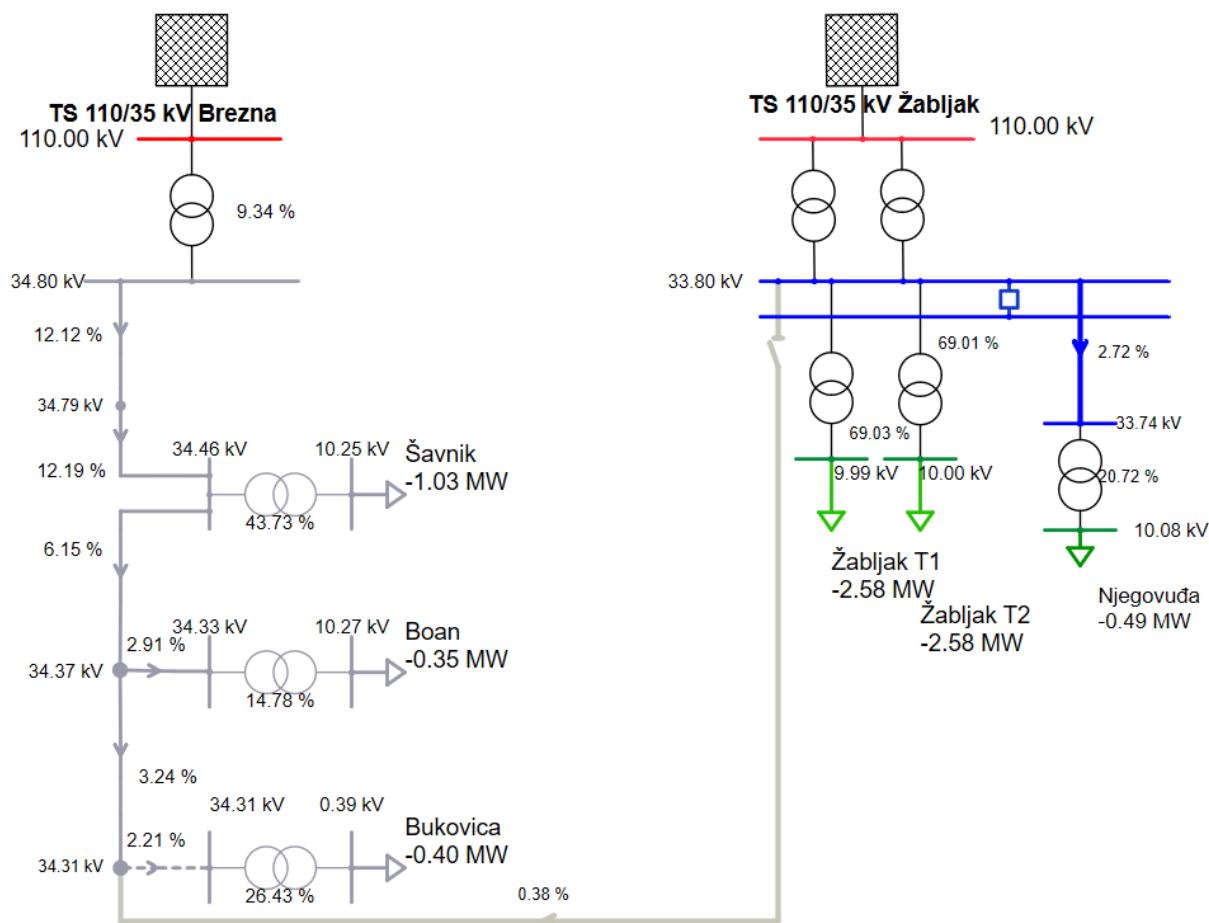
Slika 3-50 Distribucija napona sekundarnih TS Regiona 7

Pri normalnom uklopnom stanju i maksimalnom izmjerenom opterećenju konzuma, prema proračunu tokova snaga (Slika 3-51 i Slika 3-52), ne postoje značajno opterećene dionice 35 kV mreže. 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 radijalne konfiguracije mreže ispad neke od drugih dionica neće izazvati preopterećenje već prekid u napajanju odgovarajućih TS 35/X kV.



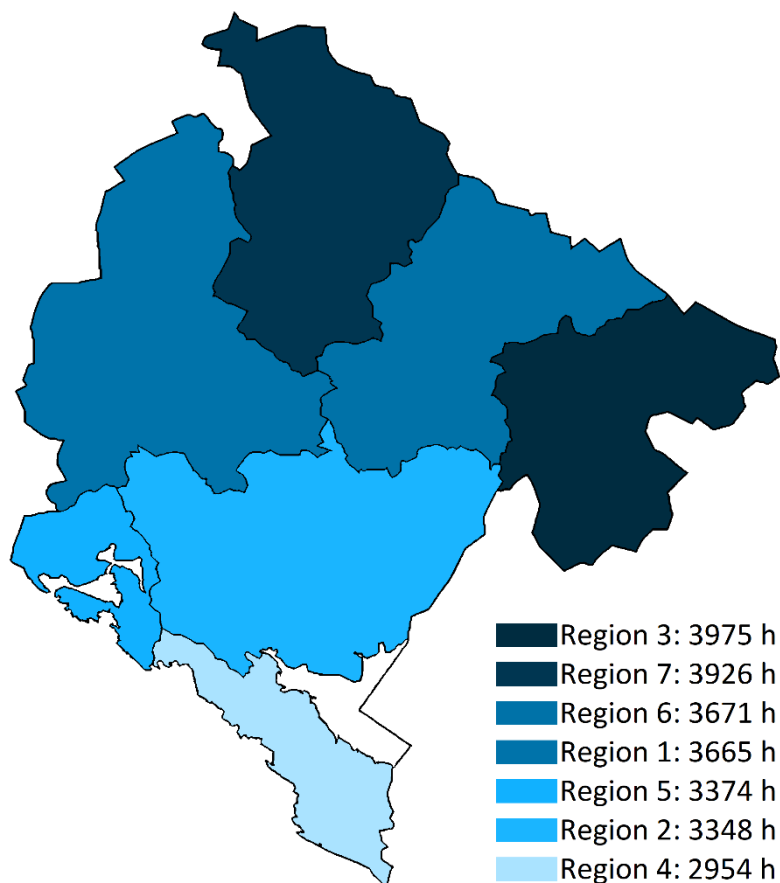
Slika 3-51 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 7 (TS 110/35 kV Pljevlja)



Slika 3-52 Pregled opterećenosti elemenata 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 7 (TS 110/35 kV Žabljak)

### 3.2.8. Pregled po regionima

Na Slika 3-53 dat je pregled ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja po Regionima. Najvišu vrijednost  $T_v$  ima Region 3 (3975 h), a najnižu Region 4 (2930 h). Najniža vrijednost  $T_v$  u Regionu 4 (Budva, Bar i Ulcinj) je rezultat razvijene ljetnje turističke sezone u ovim gradovima i velikih razlika maksimalnih angažovanih snaga u ljetnjim i zimskim mjesecima. Primjera radi, maksimalna angažovana snaga TS 35/10 kV Velika Plaža 2 je iznosila 9.71 MW u avgustu, a samo 1.75 MW u januaru 2024. godine, što daje odnos od 5.55. Detaljnija analiza rasporeda opterećenja tokom godine je data u poglavlju 3.2.4 i 3.2.5.



Slika 3-53 Pregled ekvivalentnog trajanja vršnog opterećenja po Regionima

### 3.3. Pouzdanost napajanja potrošača

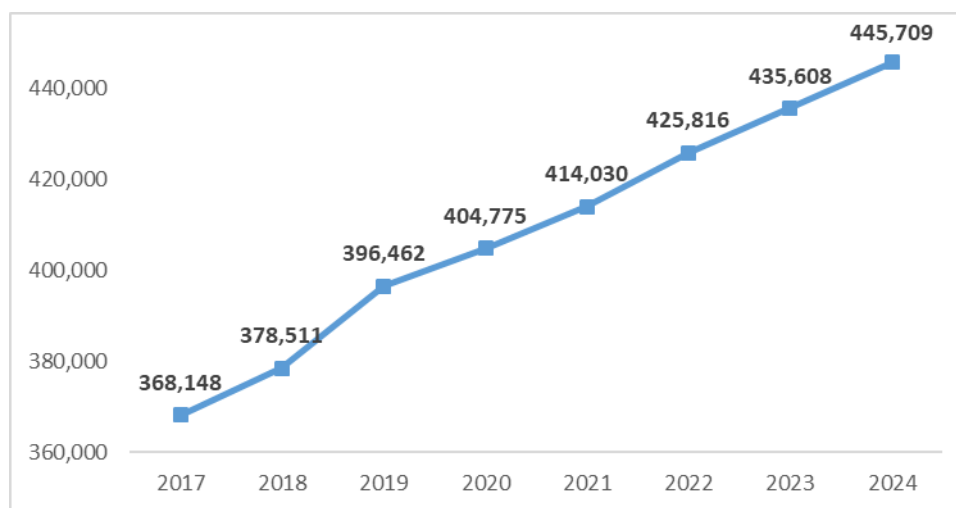
CEDIS kao operator distributivnog sistema je u obavezi da vodi evidenciju o prekidima u isporuci električne energije. Sistem ažuriranja i obrade podataka je definisan *Pravilima o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom* u okviru kojih su i definisani obrasci za dostavljanje podataka Regulatornoj agenciji za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti (REGAGEN). Vodeći se tim smjernicama izostavljaju se prekidi koji su imali trajanje kraće od 4 minuta (<4), a svaki prekid se razmatra na nivou trafo konzuma napojne 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.

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

#### 3.3.1. Broj potrošača

Broj potrošača priključenih na mrežu CEDIS-a raste iz godine u godinu. Od 2017. do 2024. godine broj potrošača se uvećao za 77,561, što se može vidjeti na Slika 3-54.



Slika 3-54 Broj potrošača CEDIS-a po godinama

Prosječan godišnji rast broja potrošača iznosi 11080, odnosno 2.75%. Ne uočava se slabljenje trenda porasta broja potrošača. Štaviše, trend je linearan već godinama unazad.

Porast broja potrošača nije isti u svim gradovima. Stoga je u Tabela 3-20 dat prikaz broja potrošača po gradovima za period od 2017. do 2024. godine.

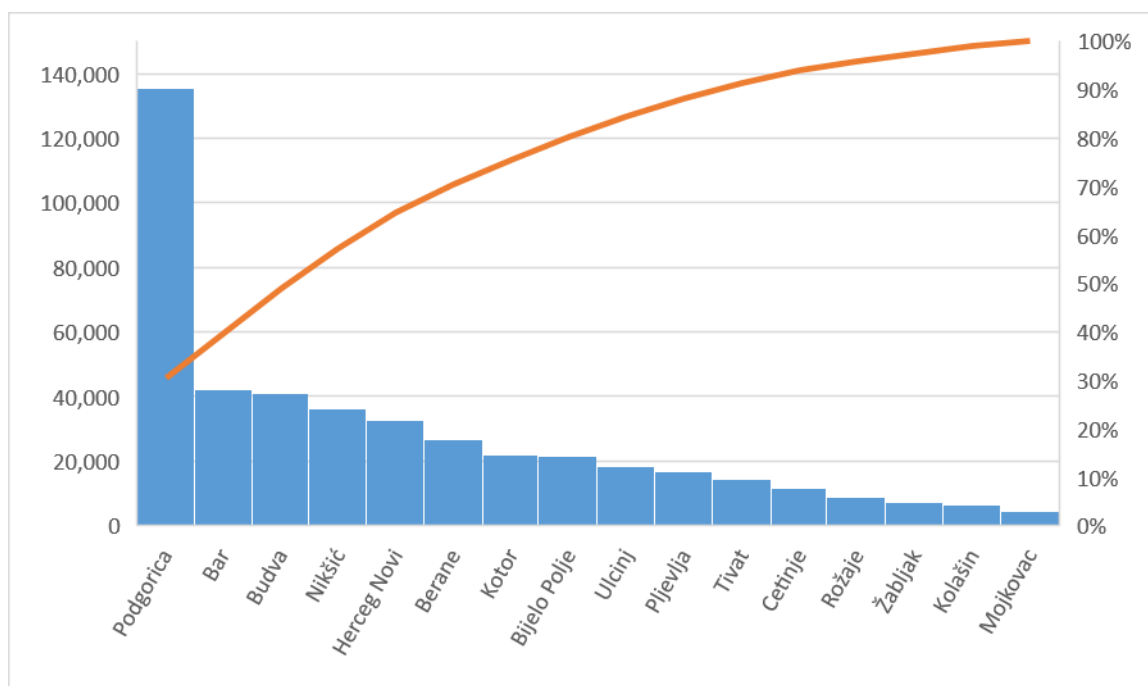
Tabela 3-20 Broj potrošača po gradovima i godinama

Grad	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Bar</b>	34,617	35,837	37,224	38,194	38,937	40,162	41,127	42,149
<b>Budva</b>	32,082	33,163	35,443	36,603	37,489	38,878	40,074	41,126
<b>Kotor</b>	17,647	18,205	19,389	19,714	20,106	20,525	21,282	22,000
<b>Tivat</b>	11,175	11,547	12,333	12,886	13,303	13,682	14,096	14,426
<b>Herceg Novi</b>	28,419	28,949	30,064	30,396	30,829	31,453	32,099	32,822
<b>Ulcinj</b>	13,570	13,852	14,741	15,053	15,934	16,929	17,716	18,251
<b>Cetinje</b>	10,159	10,295	10,644	10,806	10,959	11,095	11,343	11,519
<b>Podgorica</b>	108,962	112,395	118,303	121,223	124,295	128,976	131,925	135,558
<b>Nikšić</b>	32,054	32,669	33,696	34,316	34,774	35,283	35,566	36,016
<b>Kolašin</b>	5,199	5,307	5,502	5,581	5,706	5,866	6,145	6,434
<b>Bijelo Polje</b>	18,333	18,865	19,740	20,055	20,418	20,795	21,077	21,341
<b>Mojkovac</b>	4,117	4,182	4,240	4,294	4,327	4,404	4,468	4,521
<b>Berane</b>	23,256	24,038	24,988	25,295	25,768	26,108	26,446	26,673
<b>Rožaje</b>	7,187	7,447	7,724	7,819	8,354	8,447	8,668	8,759
<b>Pljevlja</b>	15,679	15,902	16,237	16,270	16,362	16,475	16,625	16,801
<b>Žabljak</b>	5,692	5,858	6,194	6,270	6,469	6,738	6,951	7,313
<b>Ukupno</b>	<b>368,148</b>	<b>378,511</b>	<b>396,462</b>	<b>404,775</b>	<b>414,030</b>	<b>425,816</b>	<b>435,608</b>	<b>445,709</b>

Najveći porast broja potrošača u odnosu na 2017. godinu u apsolutnim vrijednostima bilježi Podgorica, 26,596, a u relativnim vrijednostima Ulcinj, 34.5%. Najmanji porast broj potrošača za isti period bilježi Mojkovac, 404, a u relativnim vrijednostima Pljevlja, 7.16%. Promjena broja potrošača po gradovima tokom godina ukazuje na jasan trend migracija stanovništva iz sjeverne regije Crne Gore u centralnu (Podgorica) i južnu, primorsku regiju.

Primorska regija (Region 4 i 5) dominira kada je u pitanju porast broja potrošača sa ukupnim porastom od 24.19% u periodu od 2017. do 2024. godine. Centralna regija (Region 1 i 2) bilježi porast od 21.11%, a sjeverna (Region 3, 6 i 7) od 15.58%. Od gradova sjeverne regije se izdvajaju popularna turistička mjesta, Žabljak i Kolašin, sa porastom od 28.48% i 23.76%, respektivno. Treći grad sjeverne regije sa najvećim porastom broja potrošača je Rožaje (21.87%). Međutim, veći dio porasta broja potrošača u Rožajama se odvio u periodu od 2017. do 2021., za razliku od Žabljaka (konstantan rast) i Kolašina (nagli rast nakon puštanja u rad autoputa Princeza Ksenija koji je povezo Podgoricu i Kolašin).

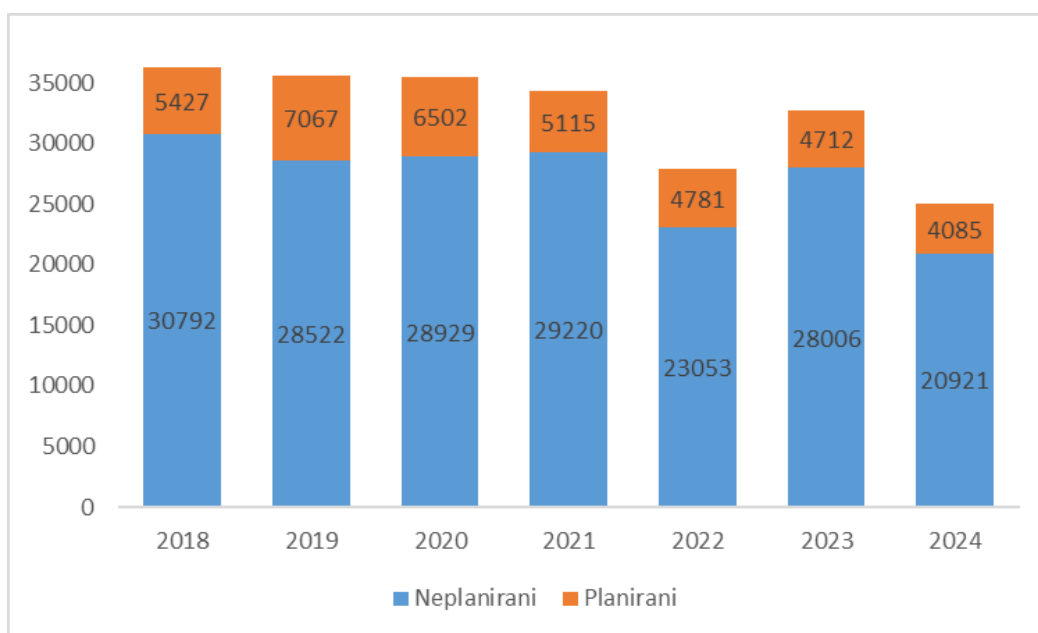
Raspodjela broja potrošača po gradovima je neravnomjerna. Tri grada sa najvećim brojem potrošača, Podgorica, Bar i Budva, učestvuju sa 49.1% u ukupnom broju potrošača. Na Slika 3-55 je data Paretova raspodjela<sup>12</sup> broja potrošača po gradovima u 2024. godini.



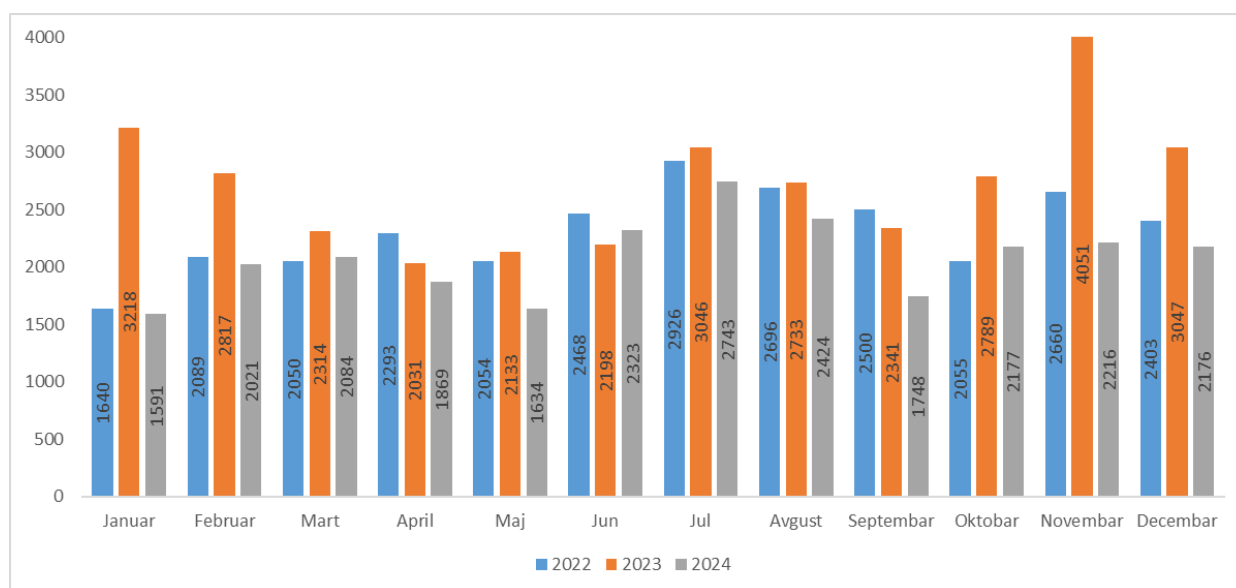
Slika 3-55 Paretova raspodjela broj potrošača po gradovima u 2024. Godini

<sup>12</sup> Paretova raspodjela se koristi za prikazivanje neravnomjerne raspodjele uzroka i posljedica.

## 3.3.2. Broj prekida

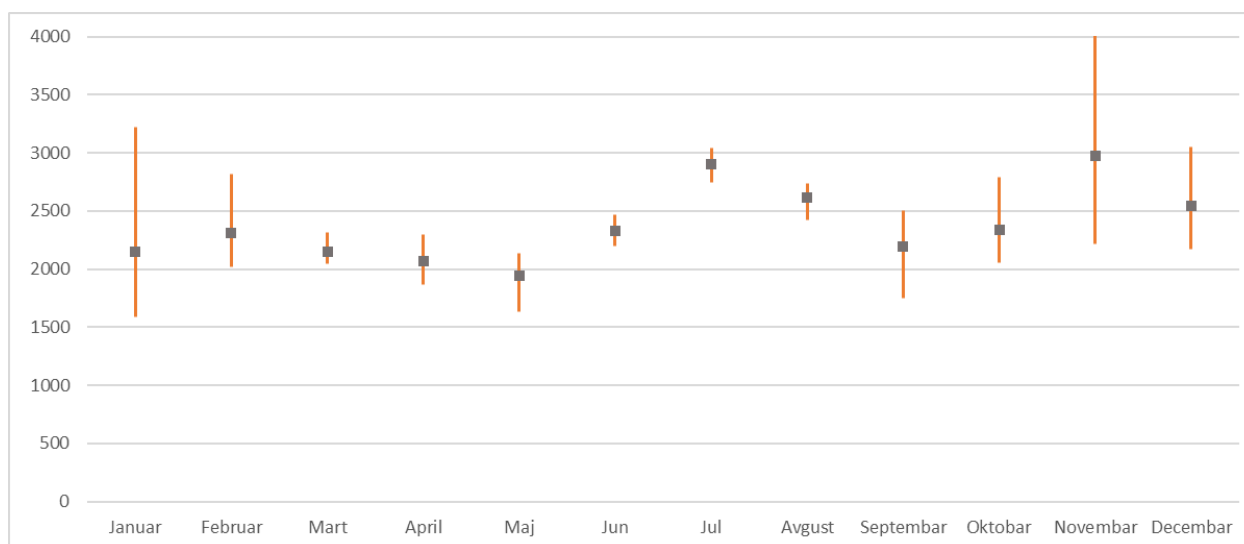


Slika 3-56 Broj prekida po godinama



Slika 3-57 Pregled broja prekida po mjesecima za trogodišnji period

Na Slika 3-58 prikazan je opseg i srednja vrijednost broja prekida po mjesecima za posmatrani trogodišnji period. Uočava se da su varijacije najmanje tokom ljetnjih mjeseci (jun, jul i avgust) usljed stabilnih vremenskih uslova i konstantnog broja planiranih radova. Najveće varijacije se javljaju tokom zimskih mjeseci jer broj prekida umnogome zavisi od vremenskih uslova.



Slika 3-58 Opseg i srednja vrijednost broja prekida po mjesecima za posmatrani trogodišnji period

### 3.3.3. Indeksi pouzdanosti (SAIDI i SAIFI)

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) je indikator kvaliteta funkcionisanja distributivnog sistema koji predstavlja prosječno trajanje prekida isporuke u minutima po mjernom mjestu električne energije, koji se izračunava kao količnik ukupnog trajanja prekida isporuke na svim mjernim mjestima električne energije i ukupnog broja mjernih mjesta na distributivnom sistemu i dijelu distributivnog sistema, na kraju posmatrane godine. SAIDI se izračunava primjenom sledeće formule:

$$SAIDI = \frac{\sum_i T_i}{N_k},$$

gdje je:

$i$  – broj prekida tokom posmatrane godine,

$N_k$  – ukupan broj mjernih mjesta na kraju posmatrane godine,

$T_i$  – ukupno trajanje  $i$ -tog prekida [min] koje se izračunava primjenom sledeće formule:

$$T_i = \sum_j T_{ij} N_{ij},$$

gdje je:

$j$  – broj različitih perioda trajanja prekida za kupce pogođene  $i$ -tim prekidom,

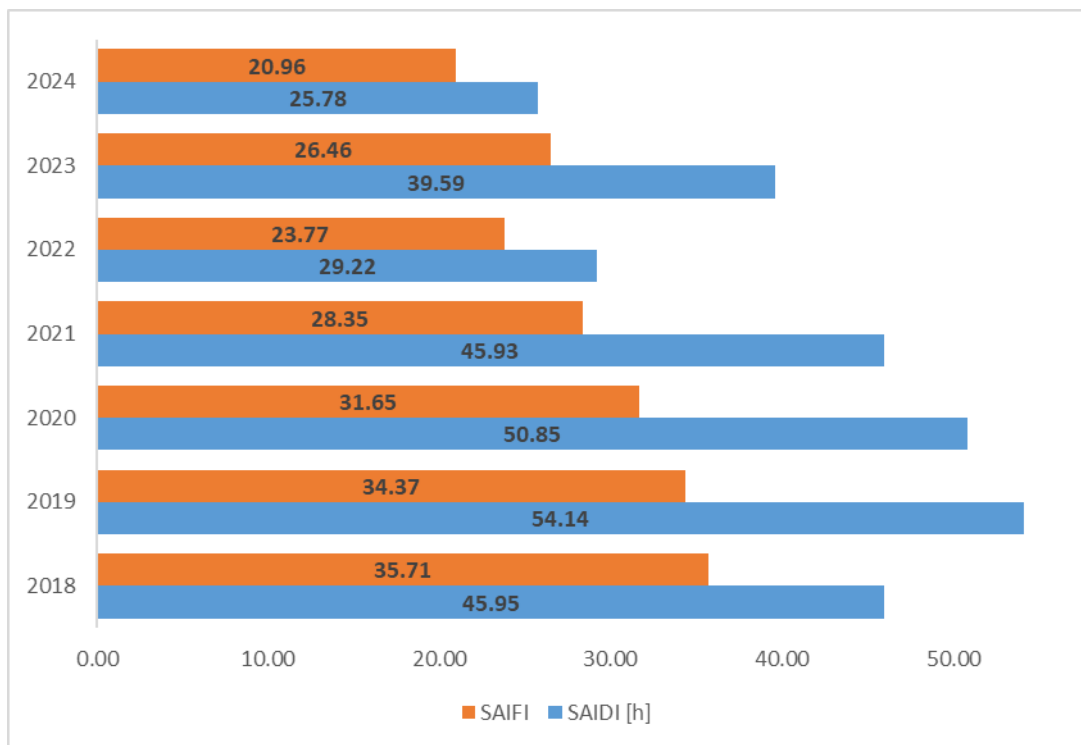
$T_{ij}$  – vrijeme trajanja period  $j$  [min],

$N_{ij}$  – broj mjernih mjesta pogođenih  $i$ -tim prekidom sa trajanjem  $T_{ij}$ .

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) je indikator kvaliteta funkcionisanja distributivnog sistema koji predstavlja prosječnu učestalost prekida isporuke po mjernom mjestu električne energije, koji se izračunava kao količnik ukupnog broja mjernih mjesta pogođenih prekidima isporuke električne energije u posmatranoj godini i ukupnog broja mjernih mjesta u distributivnom sistemu ili dijelu distributivnog sistema, na kraju posmatrane godine. SAIFI se izračunava primjenom sledeće formule:

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_k},$$

gdje je  $N_i$  broj mjernih mjesta pogođenih  $i$ -tim prekidom.



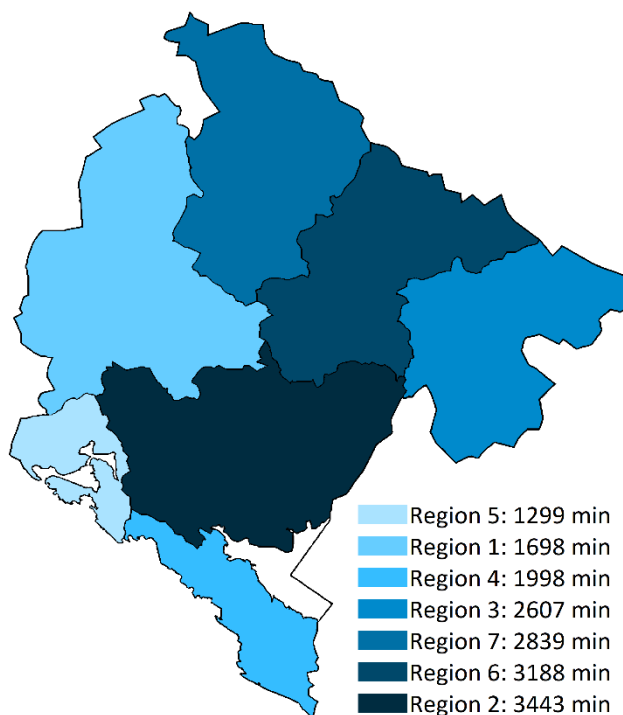
Slika 3-59 Pregled SAIDI i SAIFI po godinama

### 3.3.3.1. Pregled indeksa pouzdanosti u 2022. godini

Tabela 3-21 Pregled SAIDI-ja 2022. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	54.46	26.53	0.37	59.36	<b>140.72</b>
2	434.83	93.43	7.09	26.08	<b>561.43</b>
3	188.66	18.86	0.23	5.78	<b>213.53</b>
4	187.37	42.78	3.32	18.34	<b>251.81</b>
5	120.82	15.27	2.53	20.07	<b>158.70</b>
6	147.58	11.16	2.28	84.91	<b>245.92</b>
7	103.81	11.69	0.84	65.05	<b>181.38</b>
<b>Ukupno</b>	<b>1237.53</b>	<b>219.72</b>	<b>16.65</b>	<b>279.59</b>	<b>1753.49</b>

Tabela 3-21 daje pregled učešća Regiona u ukupnom SAIDI-ju. Međutim, za proračun datih podataka je korišćen ukupan broj potrošača na nivou zemlje pa se ne dobija jasan prikaz pouzdanosti napajanja potrošača po Regionima (korišćenjem respektivnog broja potrošača Regiona). Stoga je na Slika 3-60 dat pregled normalizovanog SAIDI-ja.



Slika 3-60 Pregled normalizovanog SAIDI-ja po Regionima 2022. godina

Tabela 3-22 Pregled neplaniranog SAIDI-ja 2022. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	21.67	21.62	0.37	59.36	<b>103.02</b>
2	296.91	39.63	6.53	26.08	<b>369.15</b>
3	106.23	7.46	0.23	5.78	<b>119.70</b>
4	94.81	20.41	2.81	18.34	<b>136.38</b>
5	72.67	15.27	2.43	20.07	<b>110.44</b>
6	36.53	10.40	2.28	84.91	<b>134.11</b>
7	33.38	4.64	0.45	65.05	<b>103.53</b>
<b>Ukupno</b>	<b>662.22</b>	<b>119.43</b>	<b>15.10</b>	<b>279.59</b>	<b>1076.34</b>

Tabela 3-23 Pregled planiranog SAIDI-ja 2022. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	32.79	4.91	0.00	0.00	<b>37.70</b>
2	137.92	53.80	0.57	0.00	<b>192.28</b>
3	82.43	11.40	0.00	0.00	<b>93.83</b>
4	92.55	22.38	0.50	0.00	<b>115.43</b>
5	48.15	0.00	0.10	0.00	<b>48.25</b>

6	111.05	0.77	0.00	0.00	<b>111.82</b>
7	70.43	7.04	0.38	0.00	<b>77.85</b>
<b>Ukupno</b>	<b>575.31</b>	<b>100.29</b>	<b>1.56</b>	<b>0.00</b>	<b>677.16</b>

Tabela 3-24 Pregled SAIFI-ja 2022. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	0.79	0.38	0.01	0.66	<b>1.85</b>
2	5.97	1.32	0.09	0.39	<b>7.77</b>
3	2.41	0.40	0.00	0.21	<b>3.02</b>
4	1.86	0.98	0.03	0.50	<b>3.37</b>
5	1.63	0.60	0.09	0.39	<b>2.71</b>
6	1.70	0.22	0.02	1.12	<b>3.06</b>
7	0.85	0.17	0.01	0.97	<b>1.99</b>
<b>Ukupno</b>	<b>15.21</b>	<b>4.08</b>	<b>0.25</b>	<b>4.24</b>	<b>23.77</b>

Tabela 3-25 Pregled neplaniranog SAIFI-ja 2022. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	0.53	0.37	0.01	0.66	<b>1.58</b>
2	4.66	1.06	0.08	0.39	<b>6.20</b>
3	1.84	0.35	0.00	0.21	<b>2.40</b>
4	1.25	0.86	0.03	0.50	<b>2.64</b>
5	1.31	0.60	0.07	0.39	<b>2.38</b>
6	0.73	0.21	0.02	1.12	<b>2.08</b>
7	0.43	0.14	0.01	0.97	<b>1.54</b>
<b>Ukupno</b>	<b>10.76</b>	<b>3.60</b>	<b>0.22</b>	<b>4.24</b>	<b>18.82</b>

Tabela 3-26 Pregled planiranog SAIFI-ja 2022. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	0.25	0.02	0.00	0.00	<b>0.27</b>
2	1.31	0.25	0.00	0.00	<b>1.57</b>
3	0.57	0.05	0.00	0.00	<b>0.62</b>
4	0.60	0.12	0.00	0.00	<b>0.73</b>

5	0.32	0.00	0.02	0.00	<b>0.33</b>
6	0.98	0.00	0.00	0.00	<b>0.98</b>
7	0.42	0.03	0.00	0.00	<b>0.45</b>
<b>Ukupno</b>	<b>4.45</b>	<b>0.48</b>	<b>0.02</b>	<b>0.00</b>	<b>4.96</b>

## 3.3.3.2. Pregled indeksa pouzdanosti u 2023. godini

Tabela 3-27 Pregled SAIDI-ja 2023. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	44.47	5.88	5.95	119.25	<b>175.54</b>
2	378.79	32.67	11.31	172.74	<b>595.51</b>
3	212.29	3.28	1.21	11.87	<b>228.65</b>
4	295.20	168.15	0.96	18.43	<b>482.74</b>
5	155.30	32.52	15.51	46.25	<b>249.58</b>
6	229.91	5.63	0.06	74.35	<b>309.94</b>
7	102.52	53.82	3.38	173.42	<b>333.15</b>
<b>Ukupno</b>	<b>1418.48</b>	<b>301.95</b>	<b>38.37</b>	<b>616.31</b>	<b>2375.12</b>

Tabela 3-28 Pregled neplaniranog SAIDI-ja 2023. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	17.86	4.00	5.61	119.25	<b>146.72</b>
2	226.69	26.56	10.94	172.74	<b>436.93</b>
3	120.35	2.12	1.20	11.87	<b>135.56</b>
4	188.43	65.60	0.93	18.43	<b>273.38</b>
5	113.58	18.22	11.40	46.25	<b>189.45</b>
6	119.83	4.21	0.06	74.35	<b>198.45</b>
7	40.70	23.85	0.13	173.42	<b>238.10</b>
<b>Ukupno</b>	<b>827.45</b>	<b>144.56</b>	<b>30.27</b>	<b>616.31</b>	<b>1618.59</b>

Tabela 3-29 Pregled planiranog SAIDI-ja 2023. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	26.61	1.88	0.33	0.00	<b>28.82</b>
2	152.10	6.11	0.38	0.00	<b>158.59</b>

3	91.94	1.16	0.00	0.00	<b>93.10</b>
4	106.77	102.55	0.03	0.00	<b>209.35</b>
5	41.72	14.30	4.10	0.00	<b>60.12</b>
6	110.07	1.42	0.00	0.00	<b>111.49</b>
7	61.82	29.97	3.25	0.00	<b>95.05</b>
<b>Ukupno</b>	<b>591.03</b>	<b>157.39</b>	<b>8.10</b>	<b>0.00</b>	<b>756.53</b>

Tabela 3-30 Pregled SAIFI-ja 2023. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	0.65	0.08	0.03	0.94	<b>1.71</b>
2	4.97	0.52	0.06	1.89	<b>7.44</b>
3	2.41	0.05	0.07	0.19	<b>2.73</b>
4	2.68	1.66	0.02	0.48	<b>4.85</b>
5	1.93	0.87	0.07	0.60	<b>3.47</b>
6	2.15	0.13	0.00	0.45	<b>2.73</b>
7	1.06	1.03	0.02	1.42	<b>3.53</b>
<b>Ukupno</b>	<b>15.86</b>	<b>4.35</b>	<b>0.28</b>	<b>5.98</b>	<b>26.46</b>

Tabela 3-31 Pregled neplaniranog SAIFI-ja 2023 godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	0.47	0.07	0.02	0.94	<b>1.51</b>
2	3.71	0.49	0.05	1.89	<b>6.14</b>
3	1.64	0.03	0.07	0.19	<b>1.94</b>
4	1.96	1.34	0.02	0.48	<b>3.80</b>
5	1.51	0.81	0.07	0.60	<b>2.99</b>
6	1.63	0.12	0.00	0.45	<b>2.20</b>
7	0.70	0.68	0.00	1.42	<b>2.80</b>
<b>Ukupno</b>	<b>11.63</b>	<b>3.54</b>	<b>0.24</b>	<b>5.98</b>	<b>21.38</b>

Tabela 3-32 Pregled planiranog SAIFI-ja 2023. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	0.18	0.01	0.00	0.00	<b>0.20</b>
2	1.27	0.03	0.00	0.00	<b>1.30</b>
3	0.76	0.02	0.00	0.00	<b>0.79</b>
4	0.72	0.32	0.00	0.00	<b>1.04</b>
5	0.42	0.06	0.01	0.00	<b>0.49</b>
6	0.52	0.01	0.00	0.00	<b>0.54</b>
7	0.35	0.36	0.02	0.00	<b>0.73</b>
<b>Ukupno</b>	<b>4.23</b>	<b>0.82</b>	<b>0.03</b>	<b>0.00</b>	<b>5.08</b>

## 3.3.3.3. Pregled indeksa pouzdanosti u 2024. godini

Tabela 3-33 Pregled SAIDI-ja 2024. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	36.89	25.59	3.23	57.43	<b>123.13</b>
2	238.75	26.35	7.21	130.03	<b>402.34</b>
3	221.97	0.49	0.25	3.48	<b>226.19</b>
4	129.83	57.29	5.16	40.21	<b>232.49</b>
5	141.15	62.01	13.97	14.59	<b>231.72</b>
6	108.25	22.25	1.48	21.49	<b>153.46</b>
7	93.21	15.47	2.43	66.48	<b>177.58</b>
<b>Ukupno</b>	<b>970.04</b>	<b>209.43</b>	<b>33.72</b>	<b>333.71</b>	<b>1546.91</b>

Tabela 3-34 Pregled neplaniranog SAIDI-ja 2024. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	10.54	16.94	3.01	57.43	<b>87.91</b>
2	133.61	13.01	7.00	130.03	<b>283.65</b>
3	103.77	0.49	0.25	3.48	<b>107.99</b>
4	80.29	55.95	4.80	40.21	<b>181.25</b>
5	101.26	62.01	13.82	14.59	<b>191.68</b>
6	68.22	19.39	1.47	21.49	<b>110.57</b>
7	34.69	12.97	1.58	66.48	<b>115.72</b>
<b>Ukupno</b>	<b>532.38</b>	<b>180.74</b>	<b>31.93</b>	<b>333.71</b>	<b>1078.76</b>

Tabela 3-35 Pregled planiranog SAIDI-ja 2024. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	26.34	8.65	0.22	0.00	<b>35.22</b>
2	105.14	13.34	0.21	0.00	<b>118.69</b>
3	118.20	0.00	0.00	0.00	<b>118.20</b>
4	49.54	1.34	0.36	0.00	<b>51.24</b>
5	39.89	0.00	0.15	0.00	<b>40.04</b>
6	40.03	2.86	0.01	0.00	<b>42.90</b>
7	58.51	2.50	0.85	0.00	<b>61.86</b>
<b>Ukupno</b>	<b>437.66</b>	<b>28.69</b>	<b>1.80</b>	<b>0.00</b>	<b>468.15</b>

Tabela 3-36 Pregled SAIFI-ja 2024. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	0.49	0.22	0.04	0.72	<b>1.47</b>
2	3.50	0.32	0.05	1.61	<b>5.48</b>
3	2.20	0.02	0.00	0.11	<b>2.34</b>
4	2.28	0.73	0.06	0.62	<b>3.68</b>
5	2.31	1.28	0.18	0.25	<b>4.02</b>
6	1.50	0.11	0.01	0.25	<b>1.87</b>
7	0.86	0.41	0.02	0.80	<b>2.10</b>
<b>Ukupno</b>	<b>13.14</b>	<b>3.11</b>	<b>0.35</b>	<b>4.36</b>	<b>20.96</b>

Tabela 3-37 Pregled neplaniranog SAIFI-ja 2024. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	0.34	0.18	0.04	0.72	<b>1.27</b>
2	2.44	0.27	0.04	1.61	<b>4.37</b>
3	1.30	0.02	0.00	0.11	<b>1.44</b>
4	1.61	0.72	0.05	0.62	<b>3.00</b>
5	1.72	1.28	0.16	0.25	<b>3.41</b>
6	1.11	0.10	0.01	0.25	<b>1.47</b>
7	0.56	0.35	0.02	0.80	<b>1.72</b>
<b>Ukupno</b>	<b>9.08</b>	<b>2.92</b>	<b>0.33</b>	<b>4.36</b>	<b>16.68</b>

Tabela 3-38 Pregled planiranog SAIFI-ja 2024. godina

Region	CEDIS	CGES	TL	VS	Ukupno
1	0.15	0.04	0.00	0.00	<b>0.19</b>
2	1.06	0.05	0.00	0.00	<b>1.12</b>
3	0.90	0.00	0.00	0.00	<b>0.90</b>
4	0.67	0.01	0.00	0.00	<b>0.68</b>
5	0.59	0.00	0.02	0.00	<b>0.61</b>
6	0.40	0.01	0.00	0.00	<b>0.41</b>
7	0.31	0.07	0.00	0.00	<b>0.38</b>
<b>Ukupno</b>	<b>4.07</b>	<b>0.19</b>	<b>0.03</b>	<b>0.00</b>	<b>4.28</b>

## 3.3.3.4. Najkritičniji EEO po godinama i naponskim nivoima

Tabela 3-39 Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIDI-ju u 2022. godini

EEO	SAIDI
DV Podgorica 1 - Tuzi - Ubli	32.008
TS 110/35 kV Podgorica 1	14.810
TS 110/35 kV Vilusi	12.247
TS 110/35 kV Herceg Novi	11.255
TS 110/35 kV Bar	9.817
TS 110/35 kV Danilovgrad	7.879
DV Ribarevine - Ščepanica	6.597
TS 110/35 kV Ribarevine	6.308
TS 110/35 kV Andrijevica	6.080
DV Herceg Novi - Kumbor	5.983

Tabela 3-40 Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIFI-ju u 2022. godini

EEO	SAIFI
TS 110/35 kV Herceg Novi	0.477
TS 110/35 kV Podgorica 1	0.303
TS 110/35 kV Budva	0.266
TS 110/35 kV Danilovgrad	0.242
TS 110/35 kV Bar	0.221
TS 110/35 kV Andrijevica	0.217

DV Mojkovac - Drijenak	0.195
DV Podgorica 1 - Tuzi - Ubli	0.180
DV Herceg Novi - Kumbor	0.168
TS 110/35 kV Kotor	0.122

Tabela 3-41 Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIDI-ju u 2022. godini

EEO	SAIDI
DV Vazdušni Tuzi	16.987
DV Lijeva Rijeka	14.820
DV Jelenak	12.682
DV Dolac	11.615
DV Rovca	11.530
DV Meteh	11.185
TS 110/10 kV Podgorica 4	10.950
TS 35/10 kV Tuzi	10.507
DV Pavino Polje	10.457
DV Petrovići	10.311

Tabela 3-42 Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIFI-ju u 2022. godini

EEO	SAIFI
TS 110/10 kV Podgorica 4	0.265
DV Dolac	0.259
DV Vazdušni Tuzi	0.241
DV Meteh	0.202
DV Jelenak	0.193
DV Gubavač	0.163
DV Rasovo	0.156
DV Ivanje	0.146
DV Danilovgrad	0.131
TS 110/10 kV Podgorica 3	0.124

Tabela 3-43 Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIDI-ju u 2022. godini

EEO	SAIDI
STS Lješnica	0.918
STS Kruševica	0.808
MBTS Paljuškovo	0.790
MBTS Momišići 2	0.782
TS-Z Nova Mahala 3	0.772
STS Korita	0.739
STS Stravče Kastrat	0.668
NNM Ševari	0.660
STS Mokra	0.614
STS Brskut	0.577

Tabela 3-44 Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIFI-ju u 2022. godini

EEO	SAIFI
MBTS Utjeha	0.018
MBTS Momišići 2	0.005
NNM Dubrava 2	0.006
MBTS Pinješ 1	0.004
TS-Z Nova Mahala 3	0.005
TS-K Tomba	0.004
STS Cijevna 3	0.003
STS Hladnjača Krstović	0.003
MBTS Hologro	0.004
MBTS Lamela ŽTO	0.003

Tabela 3-45 Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIDI-ju u 2023. godini

EEO	SAIDI
TS 110/35 kV Ulcinj	24.337
TS 110/35 kV Bar	20.711
TS 110/35 kV Pljevlja 1	16.569
KB 35 kV Tivat 110 - Račica	15.939
DV 35 kV Šumani - Odžak	14.651

DV 35 kV Trebjesa - Seoca	14.375
DV 35 kV Odžak - Kosanica	13.497
TS 110/35 kV Herceg Novi	11.179
DV 35 kV Žabljak - Šavnik	10.134
TS 110/35 kV Budva	9.682

Tabela 3-46 Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIFI-ju u 2023. godini

EEO	SAIFI
TS 110/35 kV Herceg Novi	0.587
TS 110/35 kV Budva	0.487
TS 110/35 kV Pljevlja 1	0.426
TS 110/35 kV Bar	0.353
TS 110/35 kV Ulcinj	0.252
TS 35/10 kV Danilovgrad	0.207
DV 35 kV Bar 110 - Sutomore	0.336
TS 110/35 kV Podgorica 1	0.177
DV 35 kV Žabljak - Šavnik	0.155
KB 35 kV Tivat 110 - Račica	0.141

Tabela 3-47 Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIDI-ju u 2023. godini

EEO	SAIDI
DV 10 kV Jelenak	23.950
DV 10 kV Rovca	22.289
DV 10 kV Podgorica	16.215
KB 10 kV Tržnica Popovića	15.583
DV 10 kV Grbalj 2	14.940
DV 10 kV Biševo	14.655
DV 10 kV Petrovići	13.840
KB 10 kV Prekookeanska Grupa F	13.021
DV 10 kV Unač	12.630
10 kV KB Tri Kule	12.438

Tabela 3-48 Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIFI-ju u 2023. godini

EEO	SAIFI
DV 10 kV Gubavač	0.384
DV 10 kV Vazdušni Tuzi	0.264
DV 10 kV Jelenak	0.255
DV 10 kV Dolac	0.239
DV 10 kV Grbalj 2	0.203
DV 10 kV Podgorica	0.196
DV 10 kV Petnjica	0.182
DV 10 kV Petrovići	0.149
DV 10 kV Pavino Polje	0.145
DV 10 kV Dragova Luka	0.138

Tabela 3-49 Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIDI-ju u 2023. godini

EEO	SAIDI
TS 10/0.4 kV Lozna	2.029
TS 10/0.4 kV Grab 2	1.835
NNM STS Zagorje	1.476
NNM MBTS Help Zagorič	1.369
NNM ZTS Nedakusi	1.168
MBTS Utjeha glavna	0.880
MBTS Dubrava 1	0.876
NNM STS Lagatori 1	0.863
NNM STS Jošanica	0.771
NNM TS 35	0.677

Tabela 3-50 Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIFI-ju u 2023. godini

EEO	SAIFI
NNM MBTS Help Zagorič	0.017
NNM 0.4 kV Leković-Lavrović	0.011
MBTS Dubrava 1	0.007
MBTS Utjeha	0.006
MBTS Pinješ 1	0.006

NNM TS-O Mažina	0.005
NNM MBTS Meljine 1	0.004
NNM TS-O Seljanovo	0.004
NNM Ponta	0.004
NNM TS-K Trpezi 1	0.003

Tabela 3-51 Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIDI-ju u 2024. godini

EEO	SAIDI
TS 110/35 kV Herceg Novi	33.935
TS 110/35 kV Ribarevine	24.478
KB 35 kV Tivat - Tivat 35	21.895
DV 35 kV Stari Bar - Veliki Pijesak	20.966
TS 110/35 kV Tivat	12.972
TS 110/35 kV Kotor	12.392
TS 110/35 kV Ulcinj	10.806
KB 35 kV Bar - Rade Končar	10.466
TS 110/35 kV Vilusi	10.089
TS 35/10 kV Herceg Novi	9.882

Tabela 3-52 Najkritičniji objekti 35 kV mreže po SAIFI-ju u 2024. godini

EEO	SAIFI
TS 110/35 kV Herceg Novi	0.965
DV 35 kV Stari Bar - Veliki Pijesak	0.367
KB 35 kV Tivat - Tivat 35	0.282
TS 110/35 kV Ribarevine	0.228
TS 110/35 kV Pljevlja 1	0.189
TS 35/10 kV Danilovgrad	0.182
TS 110/35 kV Žabljak	0.181
TS 110/35 kV Kotor	0.169
KB 35 kV Tivat - Tivat 35 (Tivat 3-Rez)	0.159
TS 110/35 kV Ulcinj	0.137

Tabela 3-53 Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIDI-ju u 2024. godini

EEO	SAIDI
DV 10 kV Biševo	17.375
DV 10 kV Vazdušni Tuzi	12.568
DV 10 kV Lijeva Rijeka	11.687
DV 10 kV Pavino Polje	10.587
DV 10 kV Bata	9.755
DV 10 kV Stabna	9.404
DV 10 kV Dolac	9.109
DV 10 kV Ubli	9.042
DV 10 kV Bukovica	8.176
DV 10 kV Bobovo	8.020

Tabela 3-54 Najkritičniji objekti 10 kV mreže po SAIFI-ju u 2024. godini

EEO	SAIFI
DV 10 kV Vazdušni Tuzi	0.255
DV 10 kV Dolac	0.184
DV 10 kV Pavino Polje	0.175
DV 10 kV Jelenak	0.172
DV 10 kV Slap Zete	0.164
DV 10 kV Podgorica	0.142
DV 10 kV Grbalj 2	0.136
DV 10 kV Borovica	0.131
DV 10 kV Biševo	0.113
DV 10 kV Gubavač	0.102

Tabela 3-55 Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIDI-ju u 2024. godini

EEO	SAIDI
MBTS 10/0.4 kV Polje 2	1.711
MBTS 10/0.4 kV Ponta	1.342
NNM 0.4 kV Help Zagorič	0.869
TS-Z 10/0.4 kV Meterizi 1	0.722
NNM 0.4 kV Vrbica 1	0.670

NNM 0.4 kV Ravna rijeka 2	0.644
NNM 0.4 kV Godočelje	0.583
NNM 0.4 kV Lješnica 3	0.557
STS 10/0.4 kV Mandarići	0.544
NNM 0.4 kV Kanje	0.500

Tabela 3-56 Najkritičniji objekti 0.4 kV mreže po SAIFI-ju u 2024. godini

WEEO	SAIFI
NNM 0.4 kV Help Zagorič	0.016
MBTS 10/0.4 kV Ponta	0.012
TS-K 10/0.4 kV Đurđevića Tara	0.005
MBTS 10/0.4 kV Mijović	0.005
MBTS 10/0.4 kV Grupa D	0.004
TS-K 10/0.4 kV Vrulja	0.004
BTS 10/0.4 kV Naselje Šula	0.004
BTS 10/0.4 kV Zbljevo	0.003
MBTS 10/0.4 kV Leković-Lavrović	0.003
TS-K 10/0.4 kV Odžak	0.003

### 3.3.4. 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 za potrebe kvalitetnijeg i konzistentnijeg 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 predviđena je implementacija modula za proračune neisporučene energije. Procjena neisporučene električne energije je urađena tokom pripreme tehničkog rješenja za investicioni projekat SCADA i ADMS.

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 3.3.3. 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 sljedeći način:

$$E_{neisp} = \sum N_i * CAIDI_i * \frac{P_{pi}}{60},$$

gdje je:

$E_{neisp}$  – ukupna neisporučena električna energija po svim naponskim nivoima [MWh],

$i$  – naponski nivo (35 kV i 10 kV za distributivnu mrežu CEDIS-a),

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

$CAIDI_i$  – prosječno trajanje prekida na  $i$ -tom naponskom nivou [min],

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

Tabele u nastavku prikazuju procijenjenu vrijednost neisporučene električne energije po Regionima, naponskim nivoima i ukupno, za period od 2021. do 2024. godine. Na osnovu metodološkog pristupa i proračuna, dobijene su procjene neisporučene energije na nivou distributivnog sistema. Najveća procijenjena neisporučena energija za sve godine posmatranog perioda se odnose na Region 2, što je i očekivano obzirom na veličinu konzuma.

Tabela 3-57 Proračun neisporučene energije za 2021. godinu po Regionima i ukupno

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6	Region 7	CEDIS
<b>N<sub>35</sub></b>	348	917	630	426	225	639	547	3,732
<b>N<sub>10</sub></b>	1,139	3,600	1,619	1,791	1,348	1,583	2,108	13,188
<b>CAIDI<sub>35</sub> [min]</b>	134.07	77.40	122.30	76.15	103.29	119.68	86.31	
<b>CAIDI<sub>10</sub> [min]</b>	121.58	77.73	110.43	75.85	66.47	97.47	121.27	
<b>P<sub>p35</sub> [MW]</b>	3.29	3.64	4.83	6.23	7.91	3.11	3.14	
<b>P<sub>p10</sub> [MW]</b>	1.06	1.54	0.87	1.00	1.08	0.82	0.67	
<b>E<sub>neisp</sub> [MWh]</b>	<b>5,009.15</b>	<b>11,481.69</b>	<b>8,804.68</b>	<b>5,640.26</b>	<b>4,674.02</b>	<b>6,067.78</b>	<b>5,322.21</b>	<b>46,999.80</b>

Tabela 3-58 Proračun neisporučene energije za 2022. godinu po Regionima i ukupno<sup>13</sup>

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6	Region 7	CEDIS
<b>N<sub>35</sub></b>	381	697	279	436	235	418	325	2,771
<b>N<sub>10</sub></b>	1,194	3,645	1,068	1,059	1,092	1,356	1,441	10,855

<sup>13</sup> Ulazni podaci za proračun neisporučene energije za 2022. godinu (broj izvoda, trafostanica i ukupna instalisana snaga) su proračunati korišćenjem podataka za 2021. i 2023. godinu.

<b>CAIDI<sub>35</sub> [min]</b>	54.94	71.54	66.63	51.04	51.70	80.89	79.99	
<b>CAIDI<sub>10</sub> [min]</b>	87.85	68.04	65.11	85.00	66.91	71.46	97.57	
<b>P<sub>p35</sub> [MW]</b>	3.29	3.64	4.83	6.23	7.91	3.11	3.14	
<b>P<sub>p10</sub> [MW]</b>	1.06	1.54	0.87	1.00	1.08	0.82	0.67	
<b>E<sub>neisp</sub> [MWh]</b>	<b>3,003.59</b>	<b>9,384.19</b>	<b>2,507.90</b>	<b>3,815.96</b>	<b>2,914.23</b>	<b>3,073.94</b>	<b>2,928.57</b>	<b>27,628.38</b>

Tabela 3-59 Proračun neisporučene energije za 2023. godinu po Regionima i ukupno

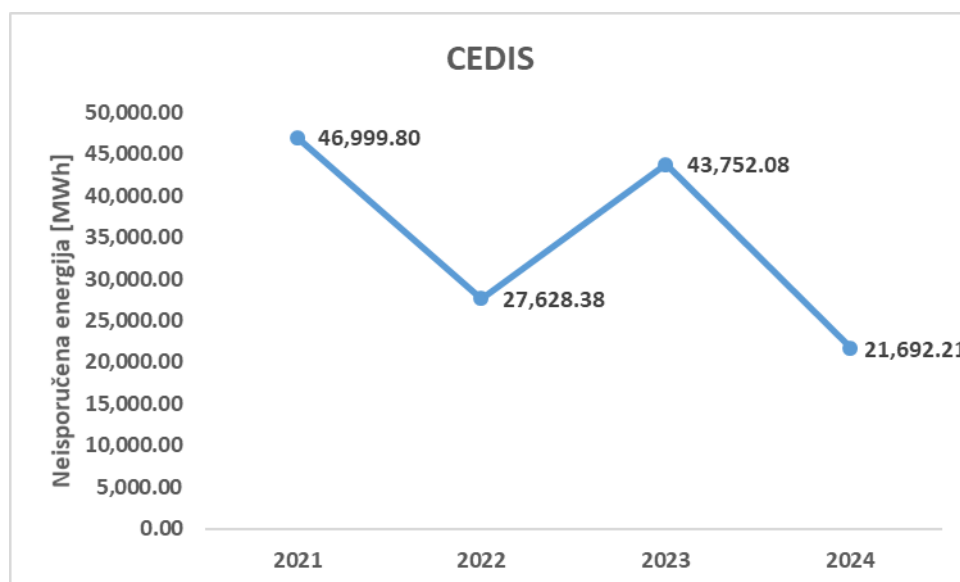
	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6	Region 7	CEDIS
<b>N<sub>35</sub></b>	428	1,124	136	574	318	337	877	3,794
<b>N<sub>10</sub></b>	1,284	4,224	1,152	1,362	1,341	1,416	1,748	12,527
<b>CAIDI<sub>35</sub> [min]</b>	96.02	74.84	91.44	82.94	53.68	130.55	72.44	
<b>CAIDI<sub>10</sub> [min]</b>	103.91	79.81	71.78	114.36	88.90	84.47	134.04	
<b>P<sub>p35</sub> [MW]</b>	3.29	3.73	4.57	6.39	8.53	3.32	3.14	
<b>P<sub>p10</sub> [MW]</b>	1.11	1.58	0.91	1.08	1.13	0.92	0.66	
<b>E<sub>neisp</sub> [MWh]</b>	<b>4,733.05</b>	<b>14,107.31</b>	<b>2,195.13</b>	<b>7,882.69</b>	<b>4,680.71</b>	<b>4,260.63</b>	<b>5,892.56</b>	<b>43,752.08</b>

Tabela 3-60 Proračun neisporučene energije za 2024. godinu po Regionima i ukupno<sup>14</sup>

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6	Region 7	CEDIS
<b>N<sub>35</sub></b>	170	366	98	186	226	157	211	1,414
<b>N<sub>10</sub></b>	964	3,450	929	1,244	1,220	915	1,277	9,999
<b>CAIDI<sub>35</sub> [min]</b>	103.58	63.87	108.10	57.99	55.33	82.30	66.35	
<b>CAIDI<sub>10</sub> [min]</b>	72.48	73.51	84.56	64.91	60.20	69.14	101.98	
<b>P<sub>p35</sub> [MW]</b>	2.99	3.62	4.20	6.39	8.17	3.69	3.17	
<b>P<sub>p10</sub> [MW]</b>	1.07	1.57	0.88	1.10	1.14	0.86	0.67	
<b>E<sub>neisp</sub> [MWh]</b>	<b>2,122.74</b>	<b>8,054.75</b>	<b>1,896.09</b>	<b>2,633.56</b>	<b>3,095.09</b>	<b>1,705.13</b>	<b>2,184.85</b>	<b>21,692.21</b>

Na Slika 3-61 dat je pregled neisporučene energije za period od 2021. do 2024. godine. Uočava se postepeni trend pada tokom godina.

<sup>14</sup> Broj prekida u 2024. godini je znatno manji u odnosu na prethodne dvije godine (što se zaključuje iz parametara SAIDI i SAIFI), kao i zbog tačnijeg kategorisanja i interpretacije pojma prekida, a u skladu sa *Pravilima o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom*.



Slika 3-61 Ukupna neisporučena energija po godinama

### 3.3.5. Kvalitet isporuke električne energije

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 za III fazu i ona iznosi (samo za investicije na 35 kV mreži):

- $\Delta$ SAIDI=185.69 minuta i
- $\Delta$ SAIFI 0.44.

Realizacija navedenog projekta, uz ostale investicije će u najvećoj mjeri uticati na poboljšanje parametara pouzdanosti, u prvom redu parametra SAIDI.

*Pravilima o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom* su 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 električne energije*, CEDIS je u 2022. godini evidentirao 23,053 prekida u napajanju na nivou distributivnog sistema, od čega su 243 prekida (1.05%) trajala duže od 24 časa. Po ovom osnovu, podnesen je 121 zahtjev za finansijsku

kompensaciju, od čega je 14 bilo opravdanih zahtjeva (12%), pa je obračunata finansijska kompensacija u iznosu od 280.00 €.

Nadalje, u 2023. godini CEDIS je evidentirao 28,007 prekida u napajanju na nivou distributivnog sistema, od čega je 490 prekida (1.7%) trajalo duže od 24 časa. Po ovom osnovu, podneseno je 12 zahtjeva za finansijsku kompensaciju, od čega nije bilo opravdanih zahtjeva, dok je u 2024. godini utvrđeno 20,103 prekida na distributivnom nivou, od čega je 231 prekid (1.14%) trajao duže od 24 časa, a nije bilo podnesenih zahtjeva za finansijsku kompensaciju.

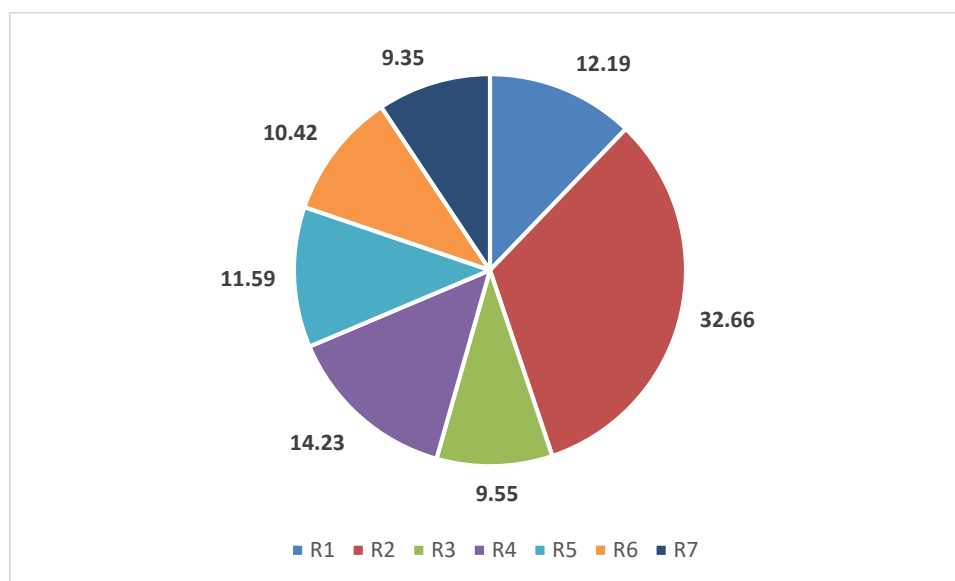
## 4. PREGLED STANJA 10 KV MREŽE

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

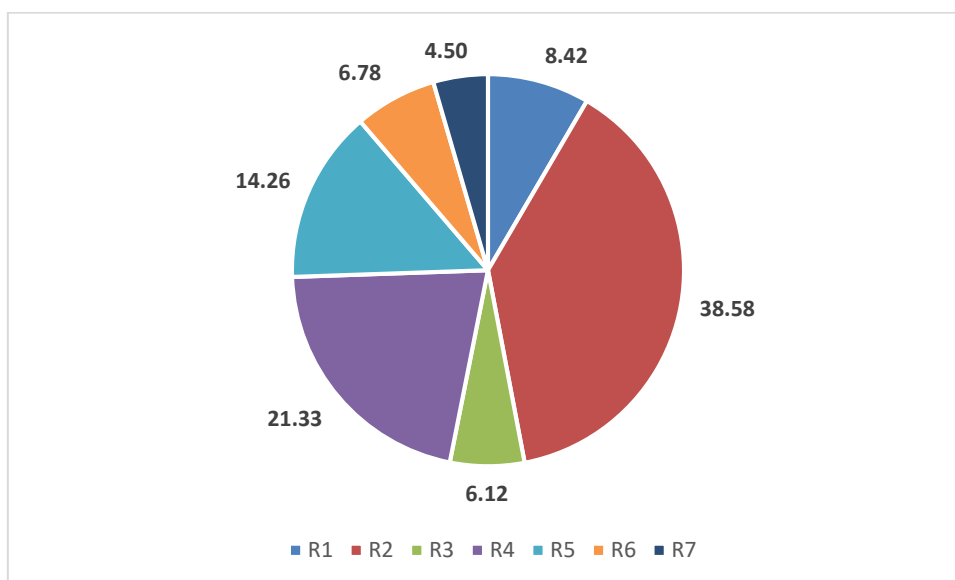
#### 4.1.1. Trafostanice

Tabela 4-1 Struktura trafostanica 10/0.4 kV po Regionima

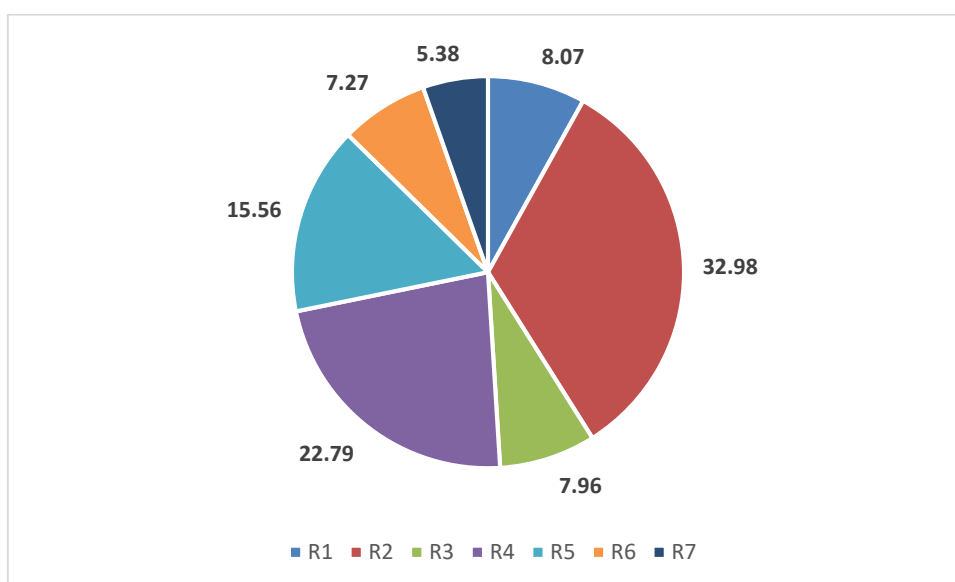
Region	Broj trafostanica	Ukupna instalisana snaga [MVA]	Broj potrošača
1	615	186.63	36056
2	1648	854.76	147297
3	482	135.68	35539
4	718	472.58	101773
5	585	315.89	69498
6	526	150.32	32480
7	472	99.79	24010
<b>Ukupno</b>	<b>5046</b>	<b>2215.65</b>	<b>446653</b>



Slika 4-1 Procenat trafostanica 10/0.4 kV po Regionima

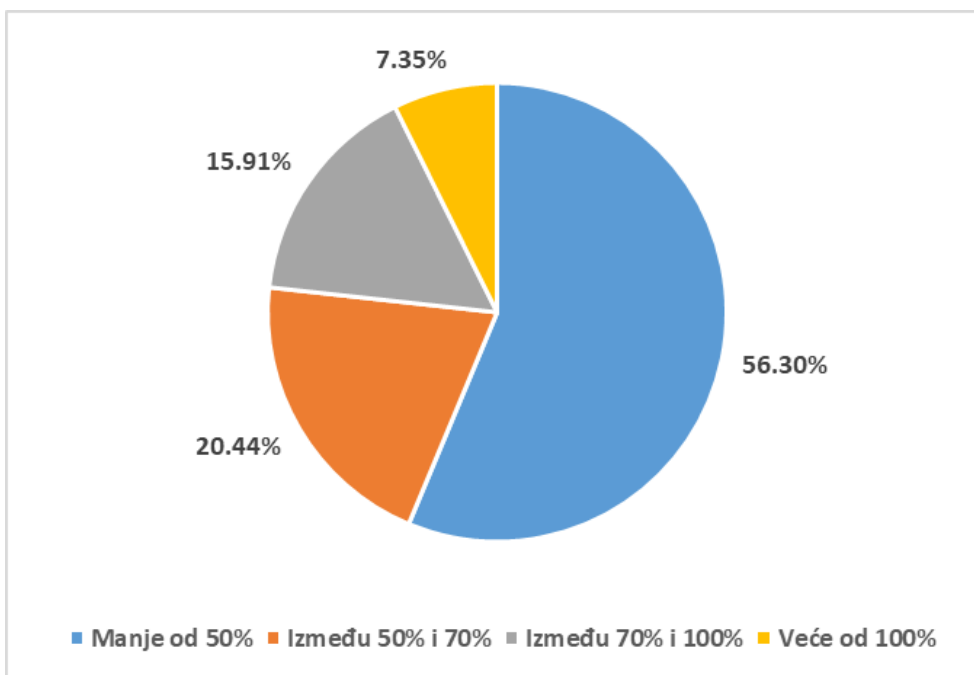


Slika 4-2 Procenat snage trafostanica 10/0.4 kV po Regionima

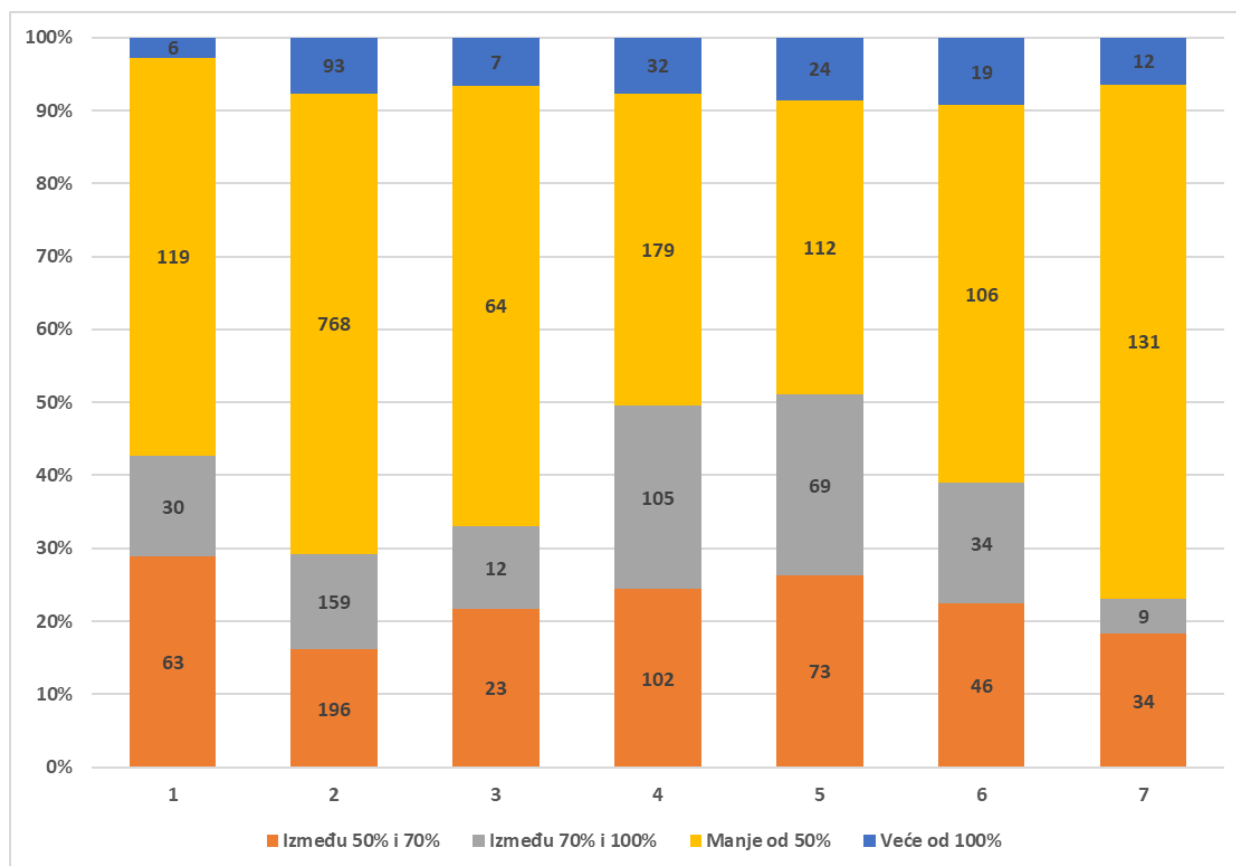


Slika 4-3 Procenat broja potrošača po Regionima

Stepen opterećenosti transformatora 10/0.4 kV predstavlja polaznu osnovu kada je planiranje zamjene transformatorskih jedinica u pitanju, ali i proširenja, odnosno izgradnje novih trafostanica. S tim u vezi, na osnovu raspoloživih mjernih podataka formirana je struktura transformatora 10/0.4 kV po stepenu opterećenosti na nivou Crne Gore (Slika 4-4), ali i po regionima (Slika 4-5). Može se uočiti da je od postojećeg broja transformatora 10/0.4 kV u Crnoj Gori za koje su bili raspoloživi podaci o mjerenju, u periodu od 2021. do 2024. godine 7.35% bilo preopterećeno, a 15.91% značajno opterećeno (iznad 70%). Kada su u pitanju raspoloživi mjerni podaci, ukupan broj preopterećenih transformatora na nivou Crne Gore je 193, a značajno opterećenih 418. Njihova raspodjela po regionima ukazuje da najveći broj preopterećenih transformatora postoji u Regionu 2 (93), a onda i regionima 4 i 5 koji zajedno čine približno 77.2% ukupnog broja preopterećenih transformatora 10/0.4 kV na nivou Crne Gore.



Slika 4-4 Procentualna opterećenost transformatora 10/0.4 kV na nivou Crne Gore



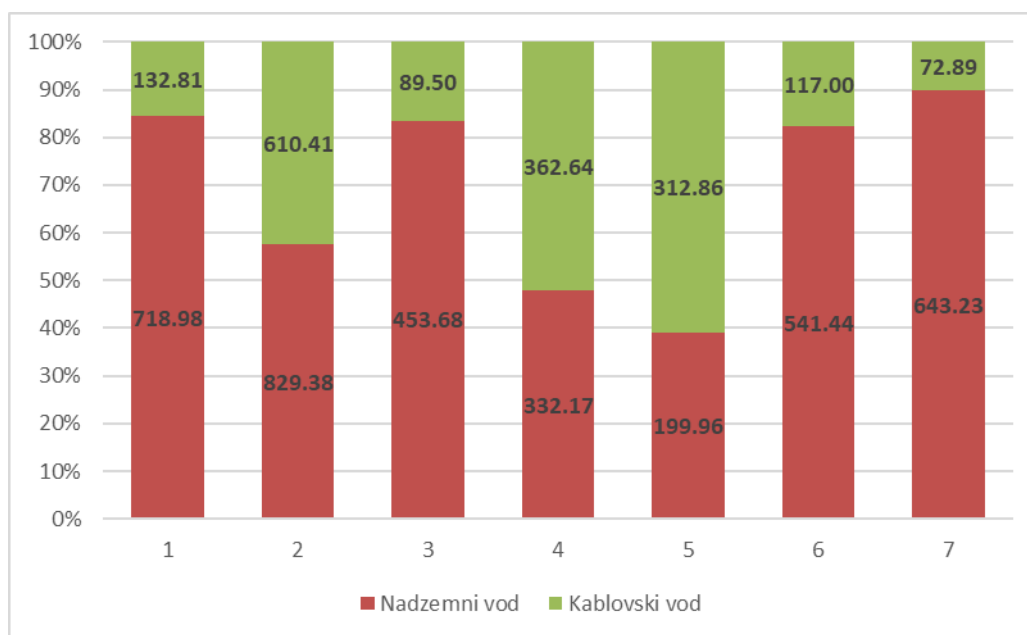
Slika 4-5 Pregled procentualne opterećenosti transformatora 10/0.4 kV po Regionima

## 4.1.2. Vodovi

Opšta karakteristika 10 kV mreže na nivou Crne Gore je izražena dominacija nadzemnih vodova, čiji je udio u ukupnoj dužini približno 68.65% (Slika 4-7). Mreža Regiona 1, 3, 6 i 7 je dominantno nadzemna sa prosječnim procentualnim učešćem nadzemnih vodova od 85.12%, dok je mreža preostala tri Regiona (2, 4 i 5) pretežno kablovska sa procentualnim učešćem kablovskih vodova od 48.57%. Najveće učešće kablovske mreže je u Regionu 5 (61%). Posledica ovakve raspodjele je geografija terena, kao i stepen razvijenosti samih Opština.

Tabela 4-2 Dužine 10 kV vodova po tipu i Regionima

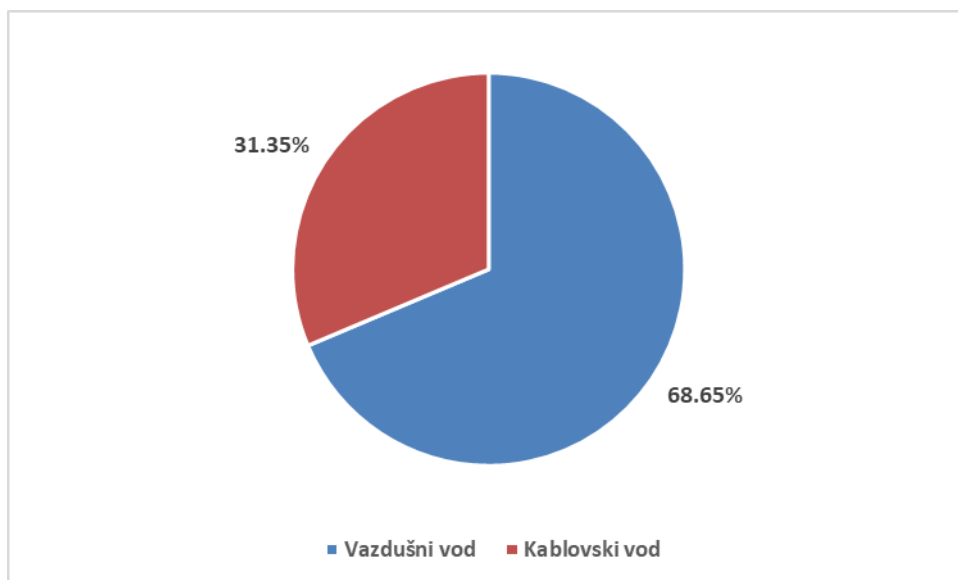
Region	Nadzemni vod	Kablovski vod	Ukupno
1	718.98	132.81	851.79
2	829.38	610.41	1439.79
3	453.68	89.50	543.18
4	332.17	362.64	694.81
5	199.96	312.86	512.81
6	541.44	117.00	658.44
7	643.23	72.89	716.12
<b>Ukupno</b>	<b>3718.84</b>	<b>1698.10</b>	<b>5416.94</b>



Slika 4-6 Dužina vodova po tipu i Regionima [km]

Što se tiče dužine mreže, očekivano, dominiraju Regioni 1 i 2 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 nadzemne 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>15</sup>.

<sup>15</sup> Uobičajena praksa CEDIS je amortizacioni period od 50 godina za 10 kV mrežu.

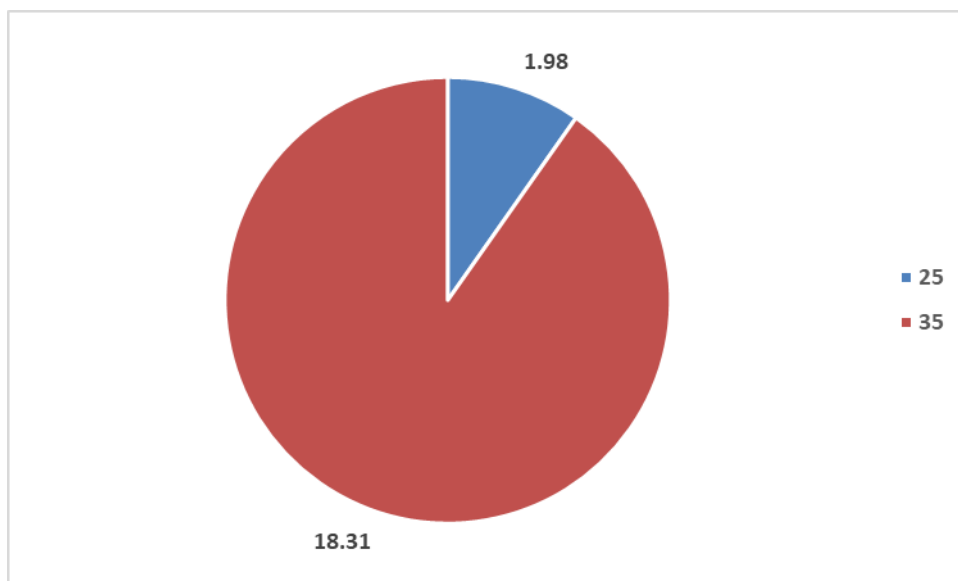


Slika 4-7 Struktura 10 kV vodova po tipu

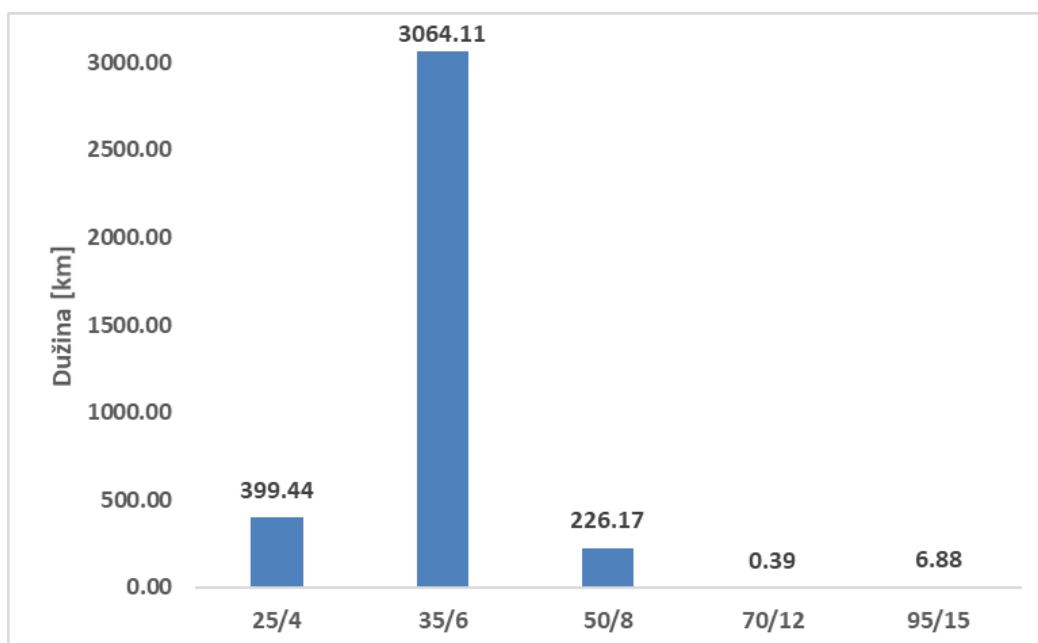
#### 1.1.1.1. Nadzemni vodovi

Pored dužine mreže, važna karakteristika mreže je njena propusna moć, a ona umnogome zavisi od presjeka i materijala provodnika. Kod nadzemne mreže dominiraju aluminijski provodnici presjeka 35 mm<sup>2</sup> (82.88%), dok su kod kablovske mreže najviše zastupljeni kablovi sa provodnikom od aluminijuma presjeka 150 mm<sup>2</sup> (Slika 4-11).

U dijelu mreže su i dalje zastupljeni provodnici od bakra, sa ukupnom dužinom 20.29 km (Slika 4-8).

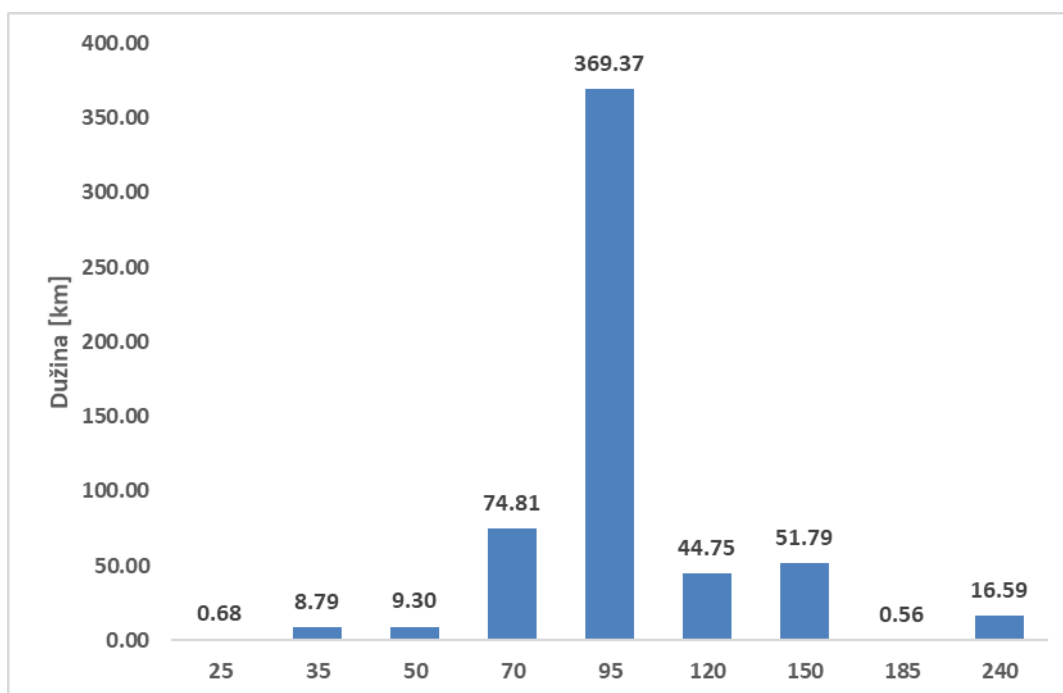


Slika 4-8 Struktura 10 kV nadzemnih vodova od bakra [km]

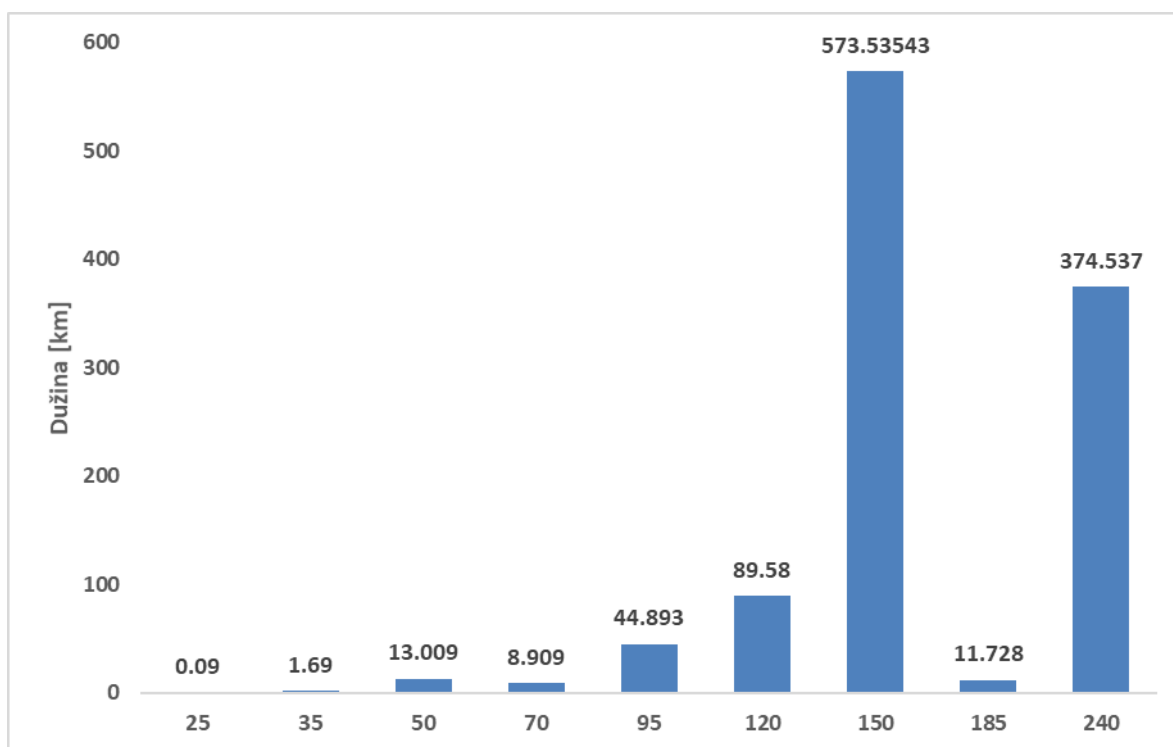


Slika 4-9 Struktura 10 kV nadzemnih vodova od aluminijuma [km]

#### 1.1.1.2. Kablovski vodovi



Slika 4-10 Struktura 10 kV kablovskih vodova od bakra [km]



Slika 4-11 Struktura 10 kV kablovskih vodova od aluminijuma [km]

## 4.2. Karakteristike ostvarenog pogona 10 kV mreže

### 4.2.1. Region 1

Gradsko područje Opštine Nikšić, koje se napaja iz trafostanica 110/10 kV Kličevo, 35/10 kV Bistrica i Trebjesa, karakteriše kablovska mreža (što kao rezultat ima izuzetno pouzdano napajanje), dok ostatak Regiona 1 karakteriše izrazito nadzemna mreža sa velikim dužinama. Tako npr. TS 35/10 kV Vilusi napaja 10 kV nadzemni vod Petrovići, čija je dužina oko 72 km, što je najveća dužina 10 kV voda u Crnoj Gori. Ukupna dužina nadzemne mreže u ovoj trafostanici iznosi oko 271 km (Tabela 4-3).

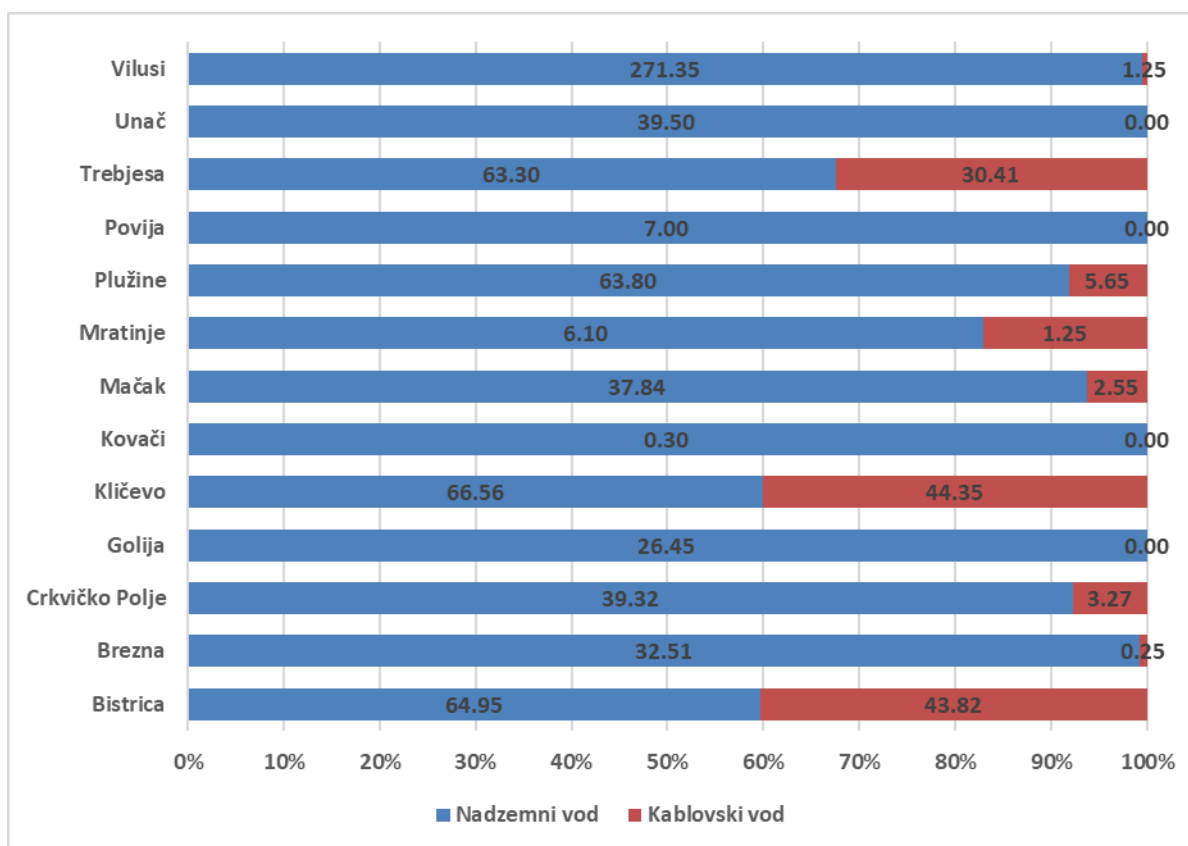
Tabela 4-3 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 1

Naziv napojne TS	Nadzemni vod	Kablovski vod	Ukupno
<b>Bistrica</b>	64.95	43.82	<b>108.77</b>
<b>Brezna</b>	32.51	0.25	<b>32.76</b>
<b>Crkvičko Polje</b>	39.32	3.27	<b>42.59</b>
<b>Golija</b>	26.45	0.00	<b>26.45</b>
<b>Kličevo</b>	66.56	44.35	<b>110.91</b>
<b>Kovači</b>	0.30	0.00	<b>0.30</b>
<b>Mačak</b>	37.84	2.55	<b>40.39</b>
<b>Mratinje</b>	6.10	1.25	<b>7.35</b>
<b>Plužine</b>	63.80	5.65	<b>69.45</b>
<b>Povija</b>	7.00	0.00	<b>7.00</b>

<b>Trebjesa</b>	63.30	30.41	<b>93.71</b>
<b>Unač</b>	39.50	0.00	<b>39.50</b>
<b>Vilusi</b>	271.35	1.25	<b>272.60</b>
<b>Ukupno</b>	<b>718.98</b>	<b>132.81</b>	<b>851.79</b>

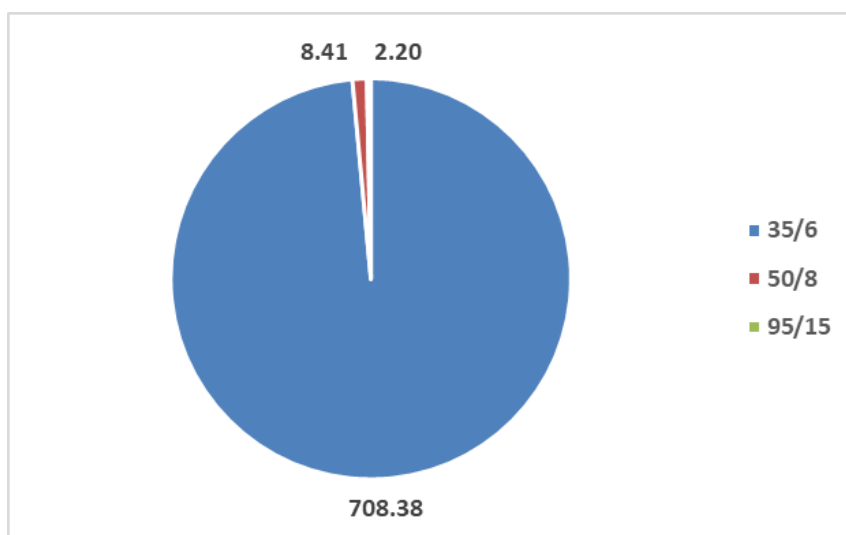
Jasno je da ovako izraženo prisustvo nadzemne mreže, kao i njena dužina, odnosno geografska teritorija koju pokriva, zahtijevaju značajno angažovanje radnika oko održavanja, a u cilju obezbjeđivanja sigurnog napajanja električnom energijom pripadajućih potrošača.

Pored dužine, značajan uticajni faktor za kvalitet napajanja je i propusna moć mreže, a kao važan indikator toga izdvaja se presjek mreže (Slika 4-13 i Slika 4-14). Na nivou Regiona uočljiva je jasna dominacija presjeka 35 mm<sup>2</sup>. Iako je glavni razlog njegove dominacije upravo izražena dužina mreže TS 35/10 kV Vilusi, potrebno je naglasiti da je ovaj presjek provodnika dominantan i kod svih preostalih TS. Kod kablovskih vodova najzastupljeniji su bakarni provodnici presjeka 70 mm<sup>2</sup>, a zatim aluminijski presjeka 150 mm<sup>2</sup>.

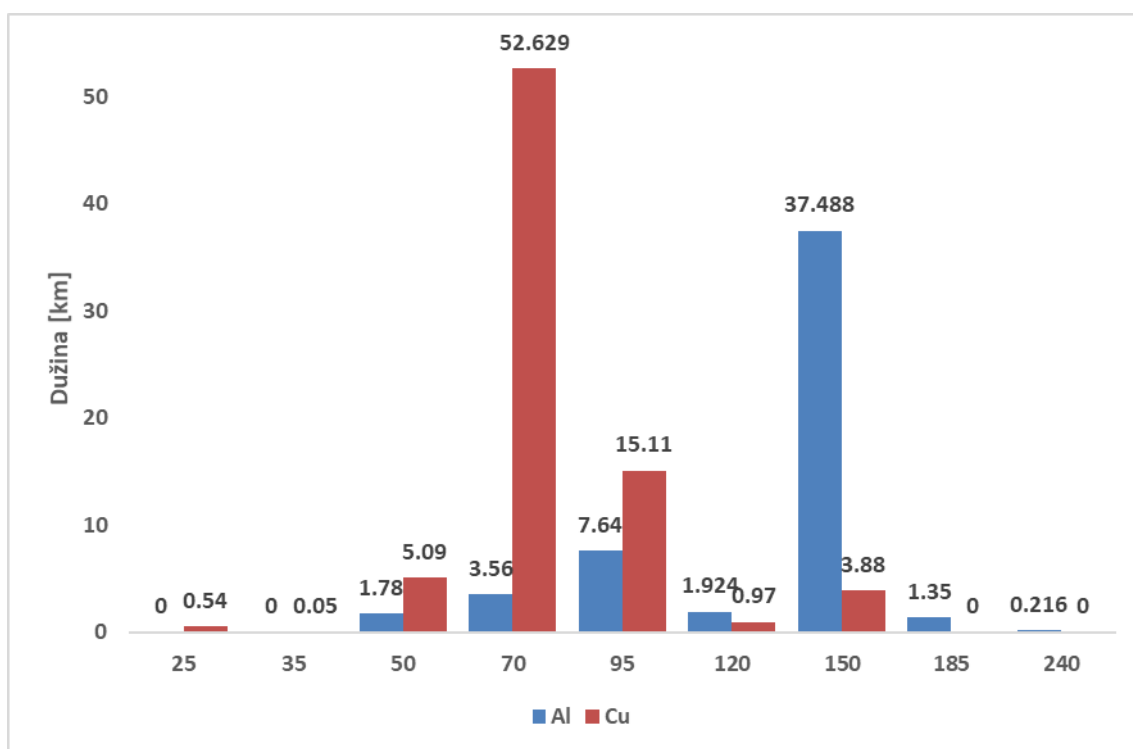


Slika 4-12 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 1

Izraženo prisustvo mreže niskog presjeka i velike dužine, naročito kod nadzemne mreže, je nepovoljno u pogledu raspoložive propusne moći mreže uzimajući u obzir dozvoljena odstupanja napona. U slučaju većih opterećenja mreže ovakvih karakteristika, posljedica su 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 4-13 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 1 prema presjecima [km]



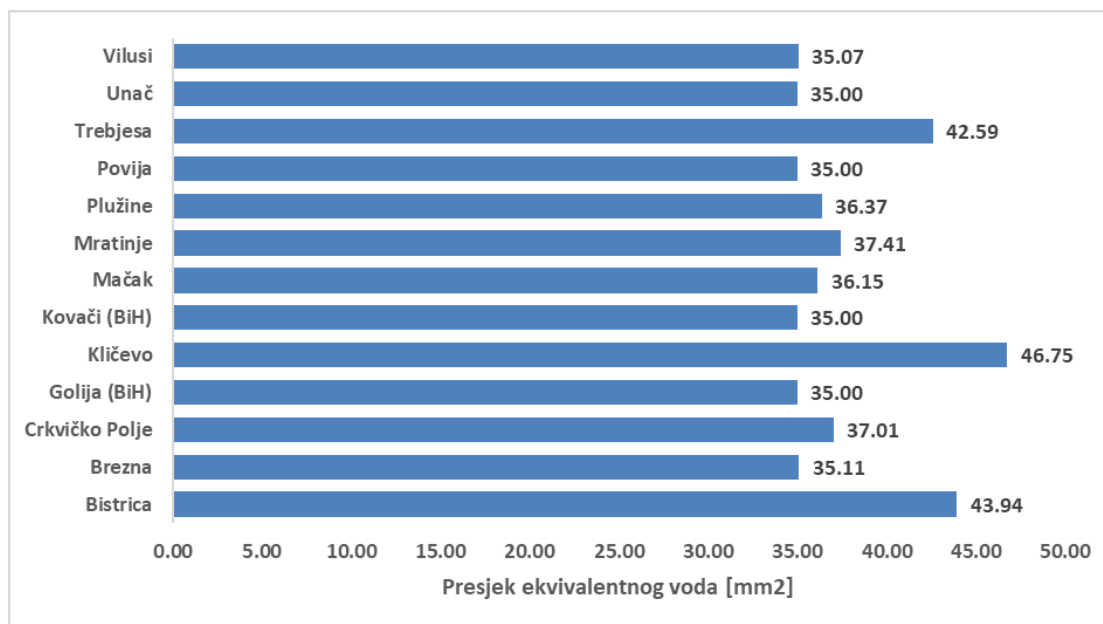
Slika 4-14 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 1 prema presjecima [km]

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 i broj izvoda po TS)<sup>16</sup>. Proračunati globalni pokazatelji su dati na slikama (Slika 4-15, Slika 4-16). 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 jednakih karakteristika (ekvivalentni presjek je približno 35 mm<sup>2</sup>, Slika 4-15). Većim presjecima

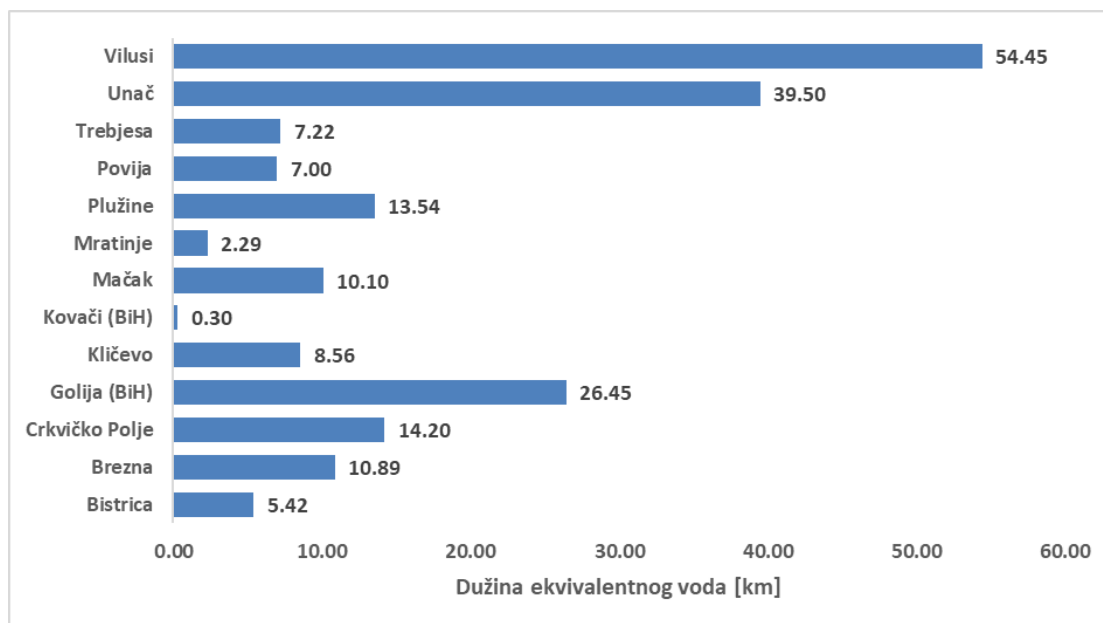
<sup>16</sup> Metoda globalnih pokazatelja

ekvivalentnog izvoda izdvajaju se TS Bistrica, Kličevo i Trebjesa, što je i očekivano zbog značajnog gradskog i prigradskog konzuma koji se napaja putem kablova velikog presjeka. Ovo za posljedicu ima veću propusnu moć mreže pomenutih TS.



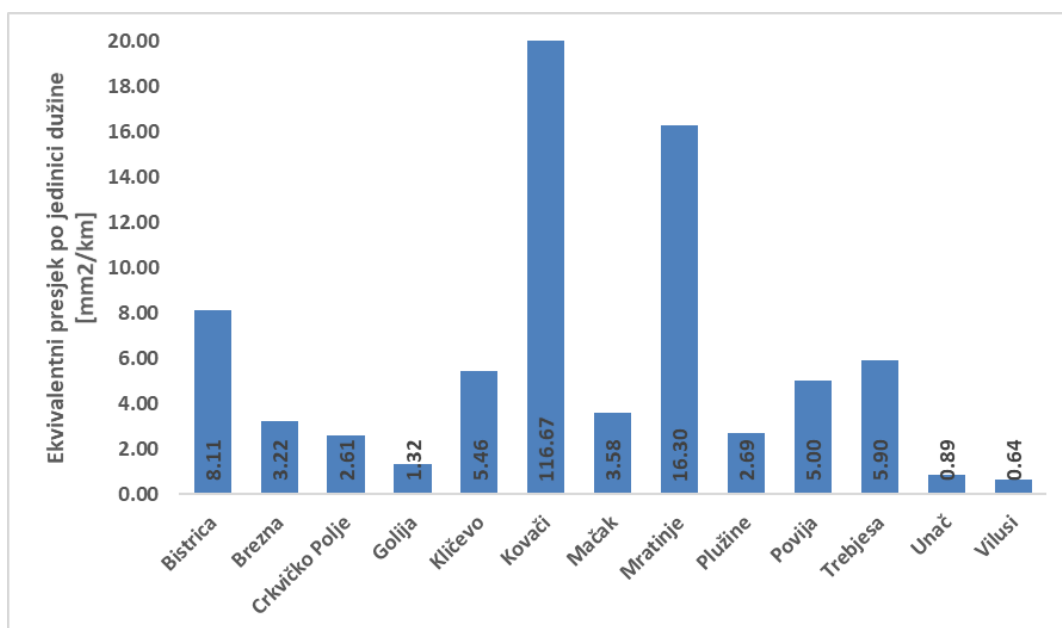
Slika 4-15 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 1

Kada je dužina ekvivalentnog izvoda u pitanju, karakteristike su značajno raznovrsnije. Najveća dužina karakteriše TS 35/10 kV Vilusi i Unač (Slika 4-16). Preostale TS Regiona 1 karakteriše značajno manja dužina ekvivalentnog izvoda.



Slika 4-16 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 1

Posebno nepovoljno s aspekta naponskih prilika i gubitaka električne energije je situacija kada je ekvivalentni presjek nizak, a ekvivalentna dužina voda velika, a upravo to karakteriše TS Vilusi i TS Unač (Slika 4-17).



Slika 4-17 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 1<sup>17</sup>

Uočava se da najveću vrijednost ekvivalentnog presjeka po jedinici dužine ima TS Kovači<sup>18</sup> (116.67 mm<sup>2</sup>/km) iz razloga jako male dužine jedinog voda (0.3 km). Ne računajući nju, najveće vrijednosti ovog parametra imaju TS Mratinje, Bistrica, Trebjesa i Kličevo. Pored tri TS koje napajaju gradsko područje Opštine Nikšić, na ovom spisku se javlja TS Mratinje zbog dva kablovska voda (od ukupno tri) presjeka 95 mm<sup>2</sup>.

Pored ekvivalentne dužine i presjeka, interesantno je posmatrati i prenesenu snagu kroz faktor kapaciteta prenosa (FKP), koji se računa po formuli:

$$FKP = \frac{S}{lP},$$

gdje je:

$S$  – ekvivalentni presjek provodnika [mm<sup>2</sup>],

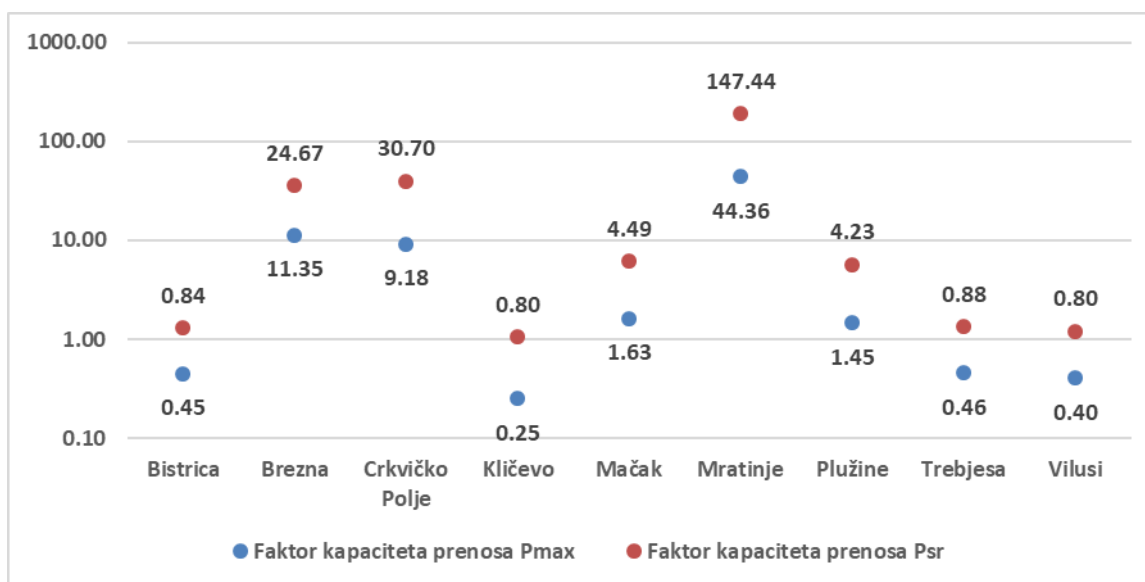
$l$  – ekvivalentna dužina provodnika [km],

$P$  – prenešena snaga [MW].

Svrha faktora kapaciteta prenosa je poređenje opterećenosti postrojenja uzimajući u obzir ekvivalentni presjek i dužinu vodova. Stoga je na Slika 4-18 dat FKP za Region 1 (logaritamska skala) za maksimalno i srednje opterećenje.

<sup>17</sup> Grafik je isječen po y osi (prikazane su vrijednosti od 0 do 20 mm<sup>2</sup>/km) iako vrijednost za TS Kovači iznosi 116.67 mm<sup>2</sup>/km, a radi boljeg vizuelnog prikaza ostalih vrijednosti.

<sup>18</sup> TS Kovači se nalazi na teritoriji BiH i jednim vodom male dužine napaja dio konzuma Crne Gore.



Slika 4-18 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 1

Velike vrijednosti FKP ukazuju na neiskorišćenost kapaciteta (TS Mratinje, Brezna i Crkvičko Polje).

#### 4.2.2. Region 2

Region 2 karakteriše najveća dužina 10 kV mreže (ukupna dužina, kao i nadzemna i kablovska mreža pojedinačno) i napajanje iz tri od ukupno četiri TS 110/10 kV u Crnoj Gori: Podgorica 3, 4 i 5. Ove TS napajaju pretežno kablovsku mrežu, što kao rezultat ima izuzetno pouzdano napajanje električno energijom.

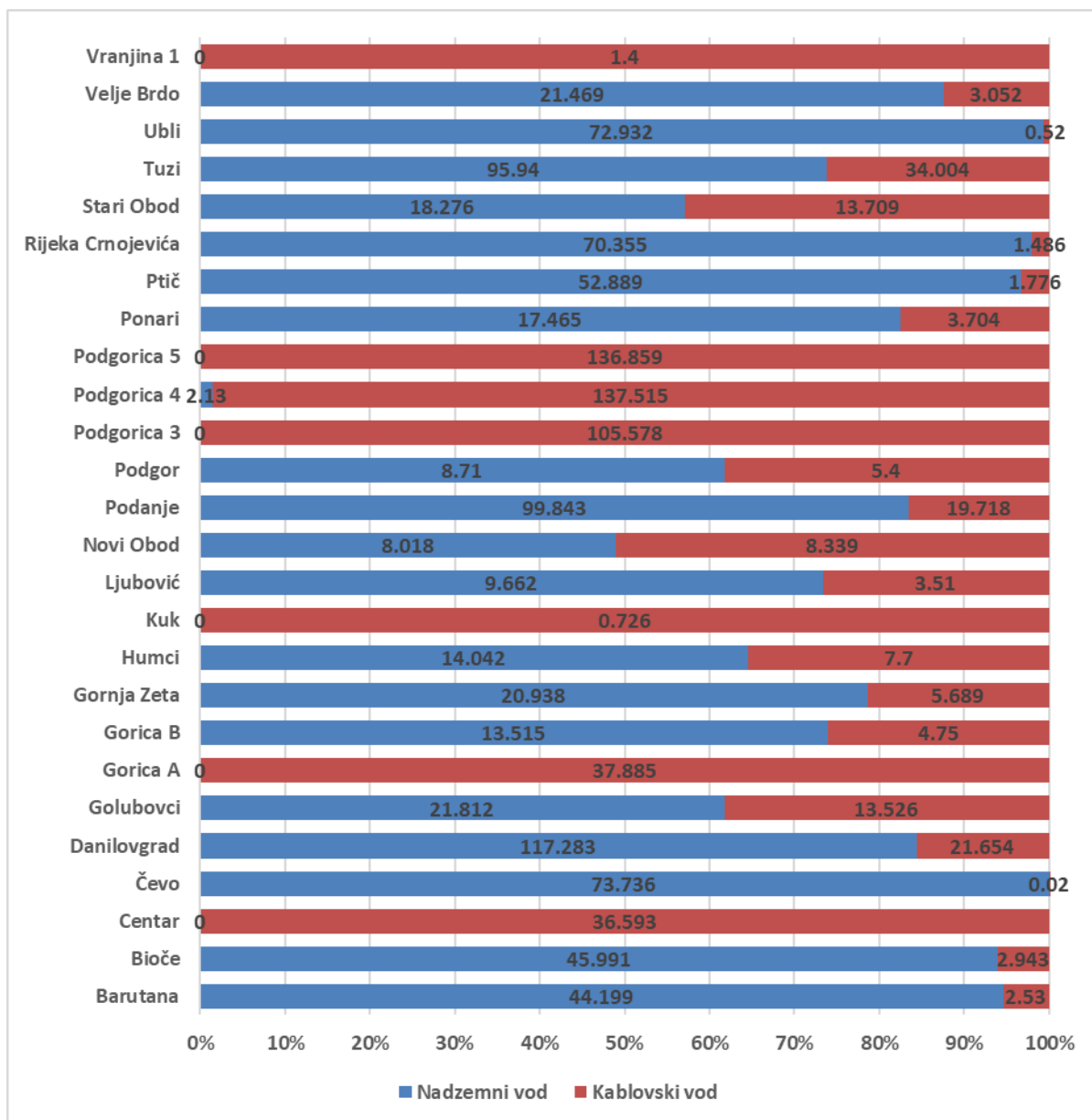
Povoljna okolnost u Regionu 2 je što napojnim TS koje pokrivaju većinu konzuma Regiona 2 (TS 110/10 kV Podgorica 3, 4, 5, TS 35/10 kV Centar, Gorica A i B) odgovara 10 kV mreža koja je praktično u potpunosti kablovskog tipa. To za posledicu ima veoma povoljne pogonske karakteristike u mreži u pogledu naponskih prilika i gubitaka, što dobija na značaju kada se uzme u obzir i količina energije koja pripada pomenutim TS. Pored navedenih TS, samo još TS 35/10 kV Novi Obod karakteriše blago veći udio kablovske mreže u odnosu na nadzemnu. Nešto niži, ali značajan udio kablovske mreže karakteriše i TS Stari Obod, TS Humci, TS Ljubović i TS Podgor (u prosjeku 37.4% ukupne dužine mreže), a ovim TS pripada umjereno opterećenje. Preostale TS 35/10 kV karakteriše izrazito nadzemna 10 kV mreža, a među njima i značajno opterećene TS Tuzi, Danilovgrad, Podanje, Gornja Zeta i Golubovci.

Tabela 4-4 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 2

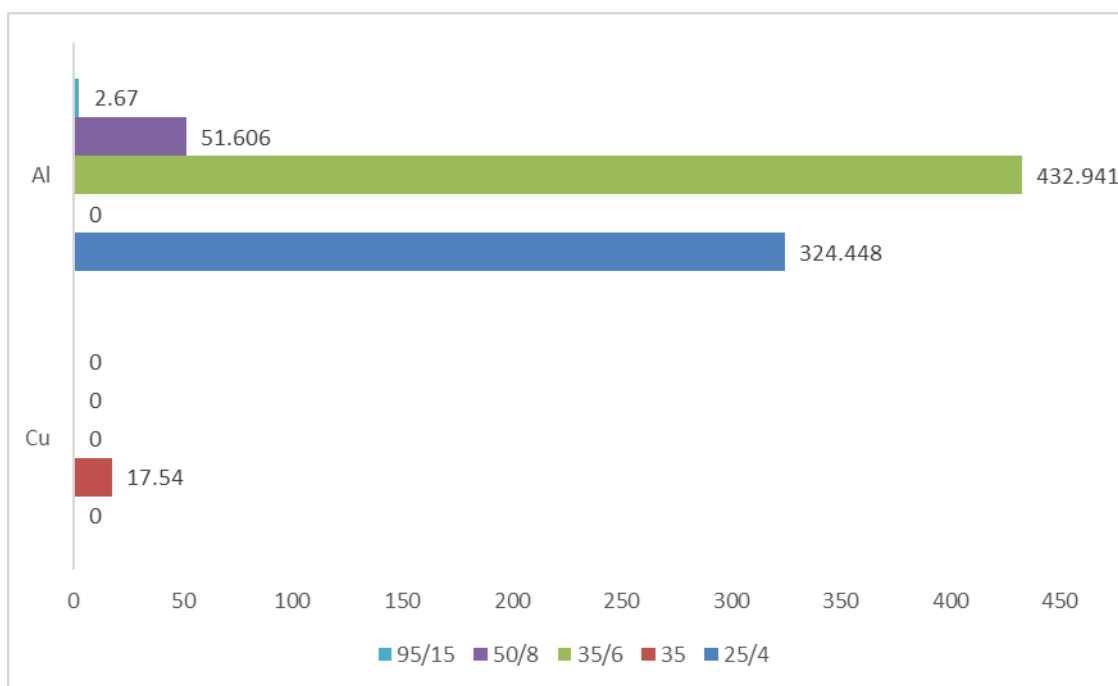
Naziv napojne TS	Nadzemni vod	Kablovski vod	Ukupno
<b>Barutana</b>	44.199	2.53	<b>46.729</b>
<b>Bioče</b>	45.991	2.943	<b>48.934</b>
<b>Centar</b>	0	36.593	<b>36.593</b>
<b>Čevo</b>	73.736	0.02	<b>73.756</b>
<b>Danilovgrad</b>	117.283	21.654	<b>138.937</b>
<b>Golubovci</b>	21.812	13.526	<b>35.338</b>
<b>Gorica A</b>	0	37.885	<b>37.885</b>

<b>Gorica B</b>	13.515	4.75	<b>18.265</b>
<b>Gornja Zeta</b>	20.938	5.689	<b>26.627</b>
<b>Humci</b>	14.042	7.7	<b>21.742</b>
<b>Kuk</b>	0	0.726	<b>0.726</b>
<b>Ljubović</b>	9.662	3.51	<b>13.172</b>
<b>Novi Obod</b>	8.018	8.339	<b>16.357</b>
<b>Podanje</b>	99.843	19.718	<b>119.561</b>
<b>Podgor</b>	8.71	5.4	<b>14.11</b>
<b>Podgorica 3</b>	0	105.578	<b>105.578</b>
<b>Podgorica 4</b>	2.13	137.515	<b>139.645</b>
<b>Podgorica 5</b>	0	136.859	<b>136.859</b>
<b>Ponari</b>	17.465	3.704	<b>21.169</b>
<b>Ptič</b>	52.889	1.776	<b>54.665</b>
<b>Rijeka Crnojevića</b>	70.355	1.486	<b>71.841</b>
<b>Stari Obod</b>	18.276	13.709	<b>31.985</b>
<b>Tuzi</b>	95.94	34.004	<b>129.944</b>
<b>Ubli</b>	72.932	0.52	<b>73.452</b>
<b>Velje Brdo</b>	21.469	3.052	<b>24.521</b>
<b>Vranjina 1</b>	0	1.4	<b>1.4</b>
<b>Ukupno</b>	<b>829.205</b>	<b>610.586</b>	<b>1439.791</b>

Najveća dužina nadzemne mreže pripada TS Danilovgrad, 117.283 km. Kablovska mreža TS Podgorica 3, 4 i 5 iznosi 379.952 km, što je 62.23% ukupne kablovske mreže u Regionu 2.

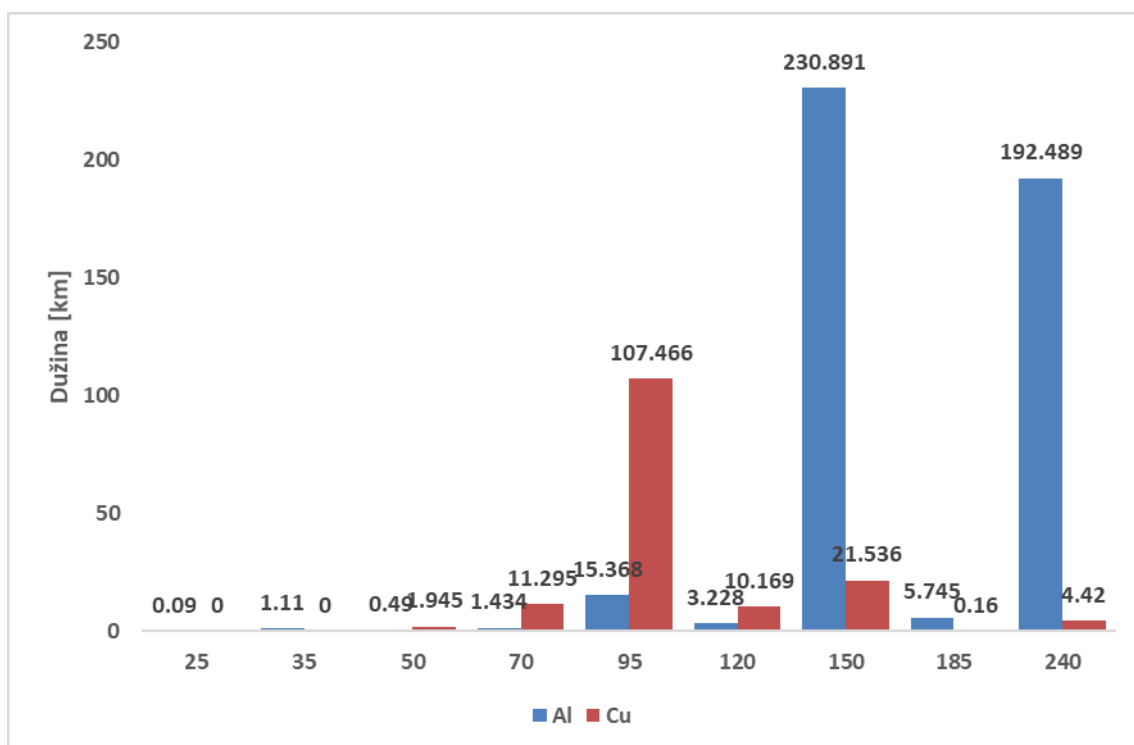


Slika 4-19 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 2



Slika 4-20 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 2 prema presjecima [km]

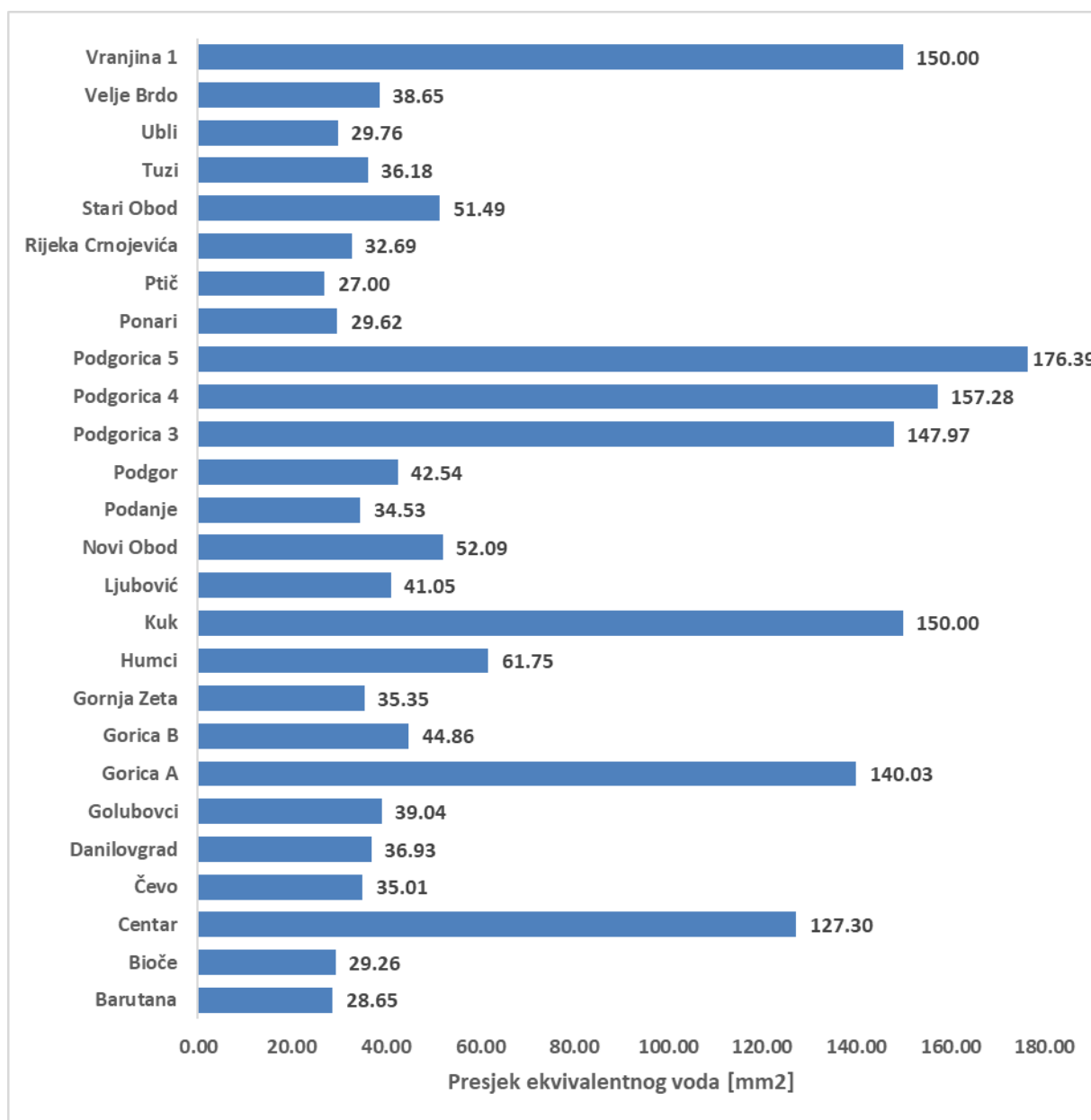
Pored Al/Fe provodnika, u Regionu 2 je prisutan i provodnika od bakra presjeka 35 mm<sup>2</sup> i ukupne dužine 17.54 km i to samo na jednom nadzemnom vodu (Slap Zete is TS 35/10 kV Danilovgrad).



Slika 4-21 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 2 prema presjecima [km]

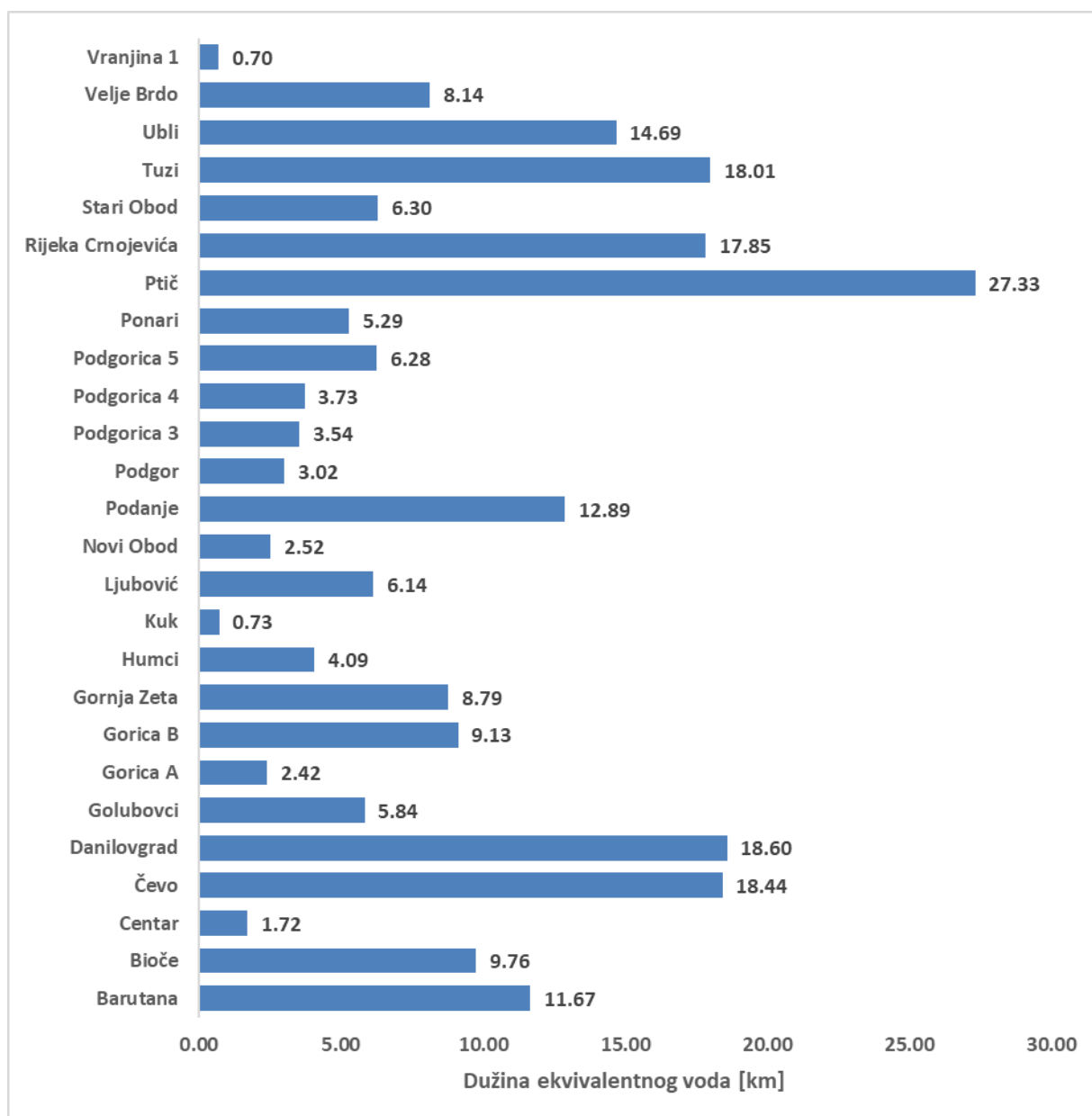
Na Slika 4-21 nije uračunata nepoznata dionica ukupne dužine 2.75 km koja je dio 10 kV voda Stadion koji se napaja iz TS 35/10 kV Danilovgrad, a za koji nisu poznati podaci o provodniku.

Presjek ekvivalentnog voda Regiona 2 znatno varira (od 27 mm<sup>2</sup> u TS 35/10 kV Ptič do 179.39 mm<sup>2</sup> u TS 110/10 kV Podgorica 5, Slika 4-22). Najveće vrijednosti presjeka ekvivalentnog voda imaju TS koje napajaju Podgoricu (TS 110/10 kV Podgorica 3, 4 i 5, TS 35/10 kV Centar i Gorica A). Pored navedenih trafostanica, veći presjek ekvivalentnog voda imaju i TS 35/10 kV Vranjina 1, 150 mm<sup>2</sup>, što je rezultat postojanja samo dva kratka kablovska voda dužine 1 km i 0.4 km, i TS 35/10 kV Kuk, koja je novoizgrađena TS koja trenutno napaja samo žičaru Kotor – Lovćen jednim kablovskim vodom dužine 726 m. Za očekivati je da vrijednost presjeka ekvivalentnog voda za TS 35/10 kV Kuk u budućnosti padne izgradnjom novih vodova. TS sa vrijednostima presjeka ekvivalentnog voda ispod 30 mm<sup>2</sup> (Barutana, Bioče, Ponari, Ptič i Ubli) su locirane izvan gradskih jezgara i napajaju periferna područja.

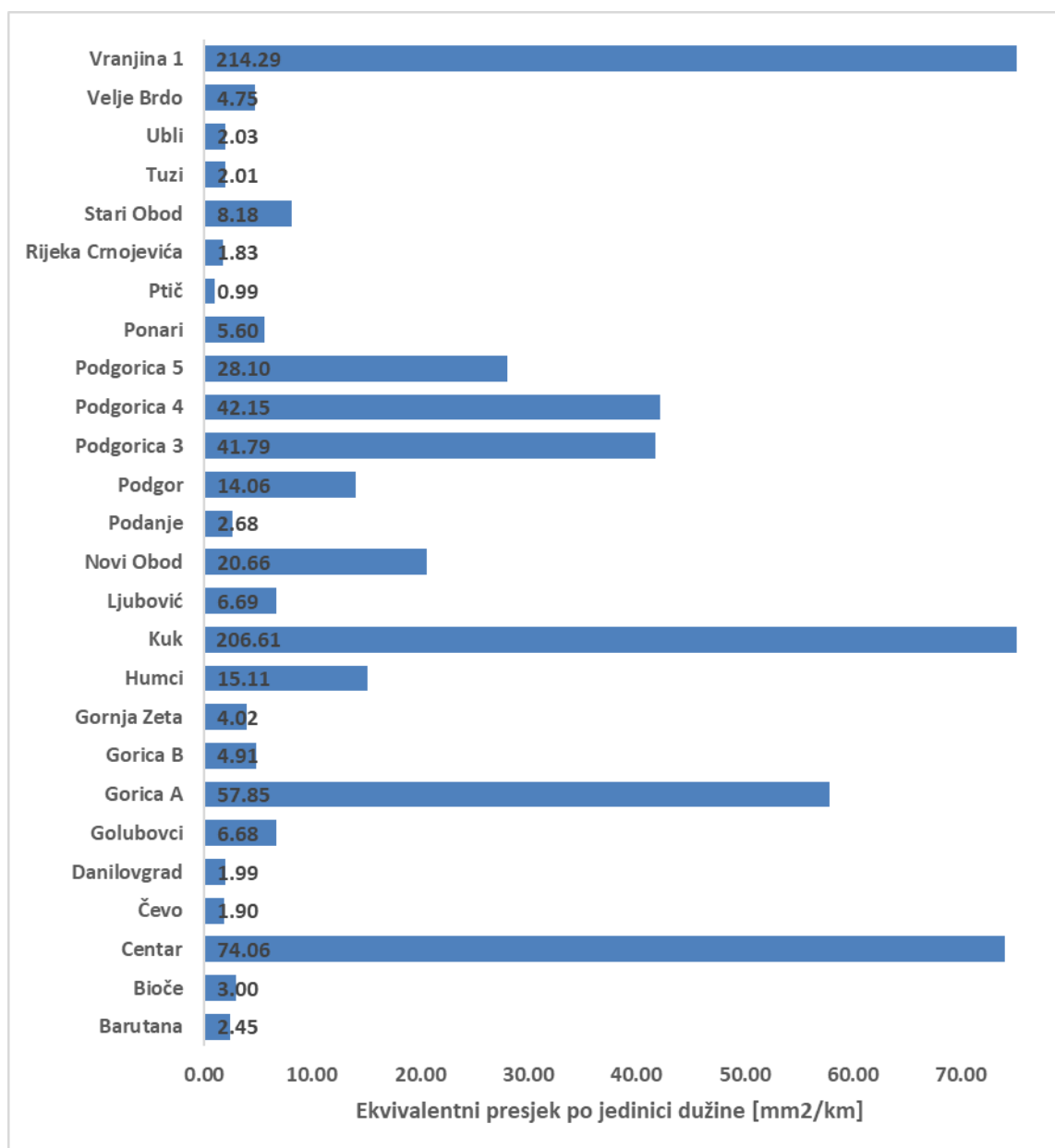


Slika 4-22 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 2

TS koje napajaju Podgoricu, a koje su istaknute zbog veće vrijednosti presjeka ekvivalentnog voda, karakteriše i jako mala vrijednost dužine ekvivalentnog 10 kV voda.

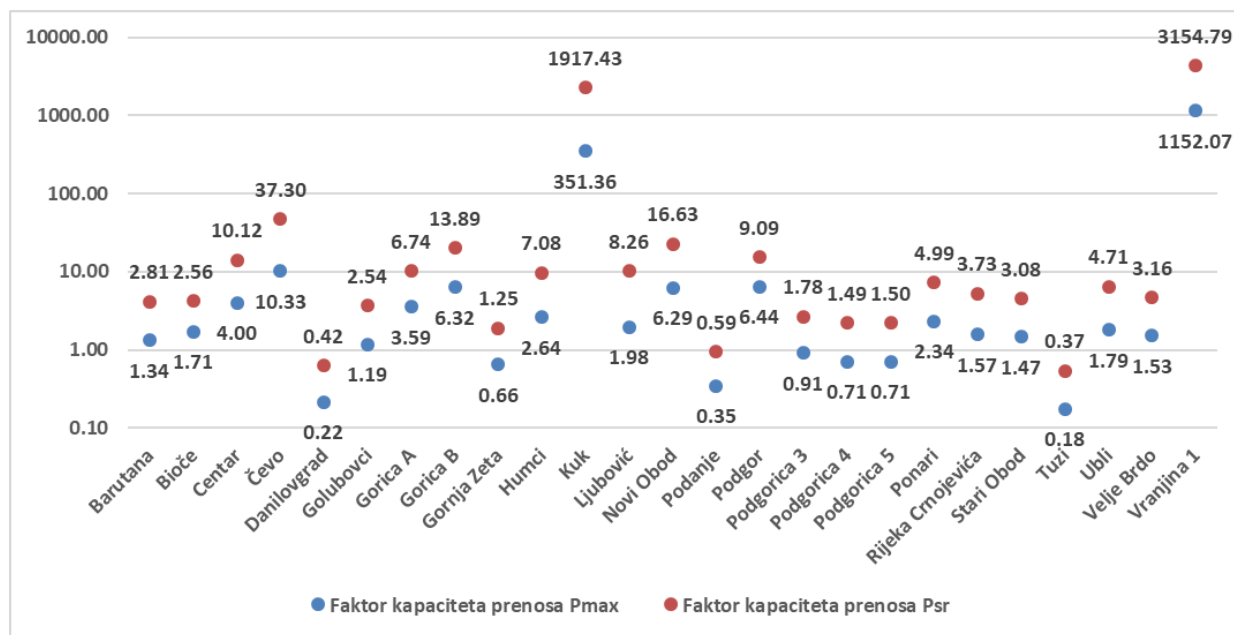


Slika 4-23 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 2



Slika 4-24 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 2<sup>19</sup>

<sup>19</sup> Grafik je isječen po x osi (prikazane su vrijednosti od 0 do 70 mm<sup>2</sup>/km) iako vrijednost za TS Vranjina 1 iznosi 214.29 mm<sup>2</sup>/km i za TS Kuk 206.61 mm<sup>2</sup>/km, a radi boljeg vizuelnog prikaza ostalih vrijednosti.



Slika 4-25 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 2

#### 4.2.3. Region 3

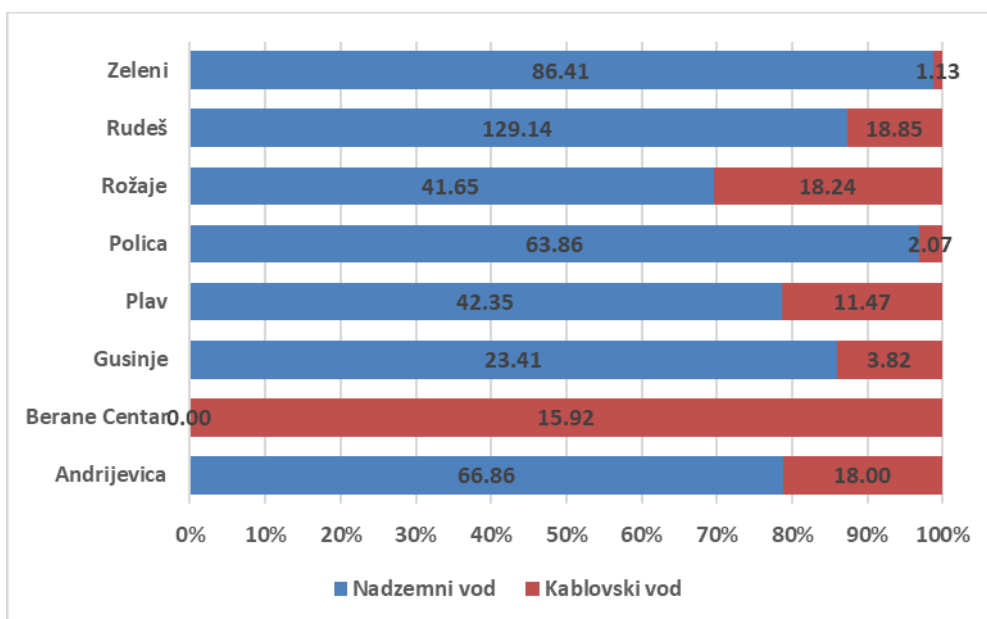
10 kV mreža Regiona 3 je karakteristična po najmanjoj ukupnoj dužini, uz Region 5, u odnosu na ostale Regione. Radi se o dominantno nadzemnoj mreži (83.52% ukupne dužine) i to je karakteristično za mreže svih TS 35/10 kV koje pripadaju ovom regionu osim za TS Berane Centar koja je u potpunosti kablovskog tipa, a koja napaja uže gradsko jezgro Berana.

Tabela 4-5 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 3

Naziv napojne TS	Nadzemni vod	Kablovski vod	Ukupno
<b>Andrijevića</b>	66.86	18.00	<b>84.86</b>
<b>Berane Centar</b>	0.00	15.92	<b>15.92</b>
<b>Gusinja</b>	23.41	3.82	<b>27.23</b>
<b>Plav</b>	42.35	11.47	<b>53.82</b>
<b>Polica</b>	63.86	2.07	<b>65.93</b>
<b>Rožaje</b>	41.65	18.24	<b>59.89</b>
<b>Rudeš</b>	129.14	18.85	<b>147.99</b>
<b>Zeleni</b>	86.41	1.13	<b>87.55</b>
<b>Ukupno</b>	<b>453.68</b>	<b>89.50</b>	<b>543.18</b>

TS 35/10 kV Rudeš se izdvaja po ukupnoj dužini na nivou Crne Gore i po tome je odmah iza TS 35/10 kV Vilusi. Obzirom da se radi o TS sa značajnim konzumom i sa dominantno nadzemnom 10 kV mrežom, jasno je da postoje preduslovi za nepovoljne pogonske karakteristike. Kada je značajna dužina 10 kV mreže po TS 35/10

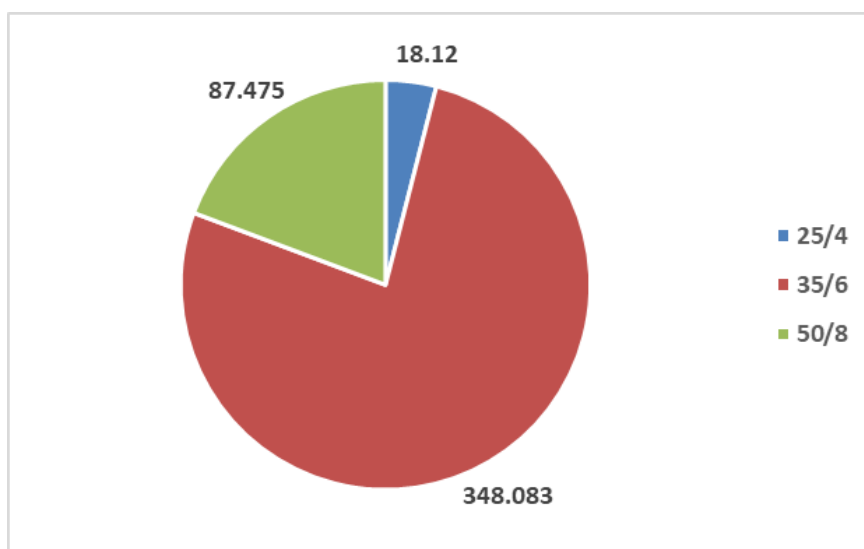
kV u pitanju, treba istaći i TS Zeleni, ali kako je njeno opterećenje nisko, to njene pogonske karakteristike nijesu nepovoljne.



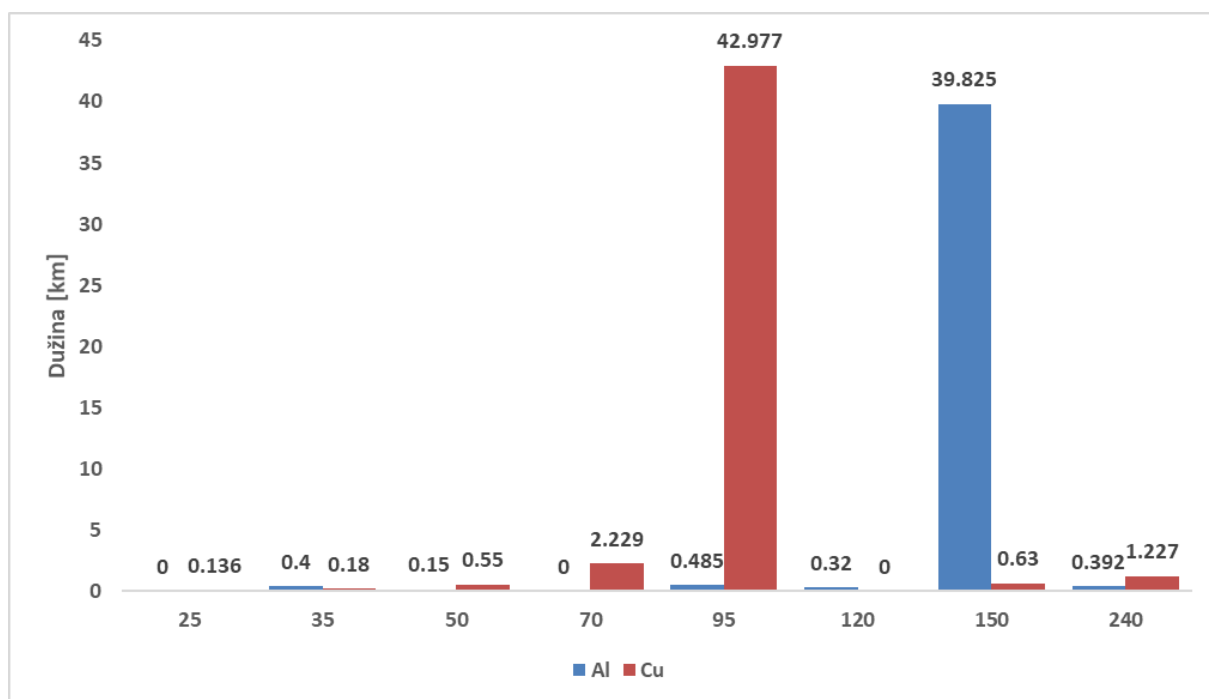
Slika 4-26 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 3

10 kV mrežu Regiona 3 karakteriše izraženo prisustvo provodnika presjeka 35 mm<sup>2</sup> od oko 75% (Slika 4-27). Ovaj presjek je dominantno prisutan u mrežama svih TS u ovom Regionu osim u mreži TS Berane Centar koju karakteriše kablovska mreža presjeka iznad 95 mm<sup>2</sup>.

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 4-28).

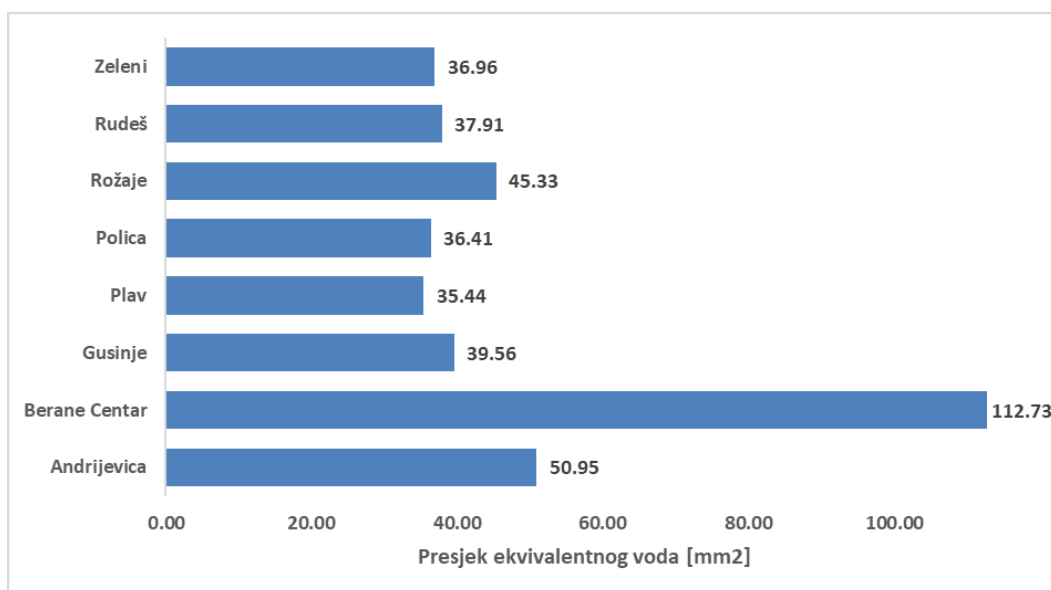


Slika 4-27 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 3 prema presjecima [km]



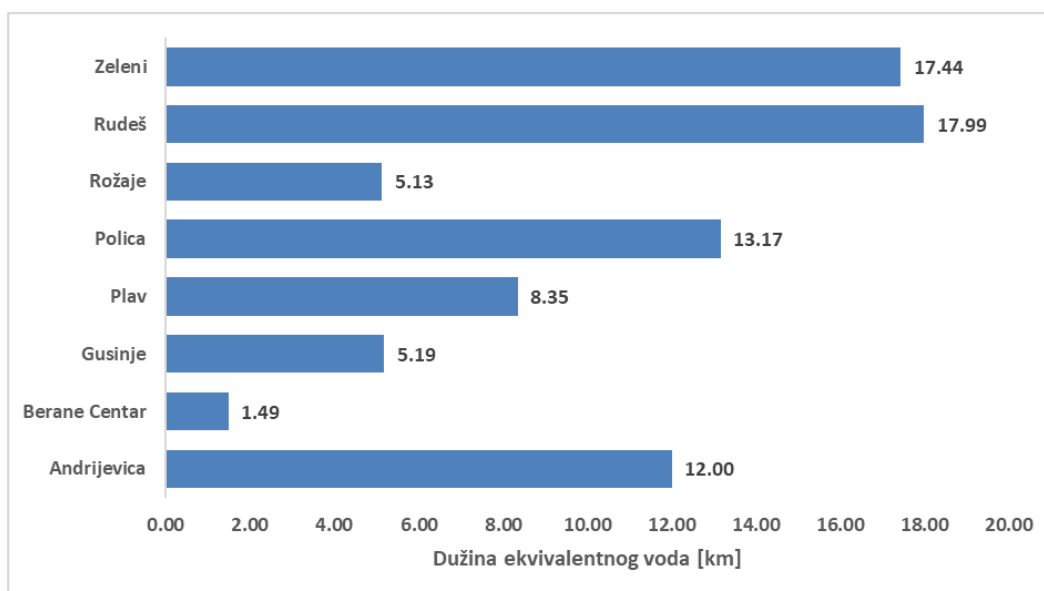
Slika 4-28 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 3 prema presjecima [km]

Može se uočiti da pripadajuću 10 kV mrežu većine TS 35/10 kV karakteriše približno jednak presjek ekvivalentnog voda, odnosno prenosni kapacitet. Međutim, ističe se mreža TS 35/10 kV Berane 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.



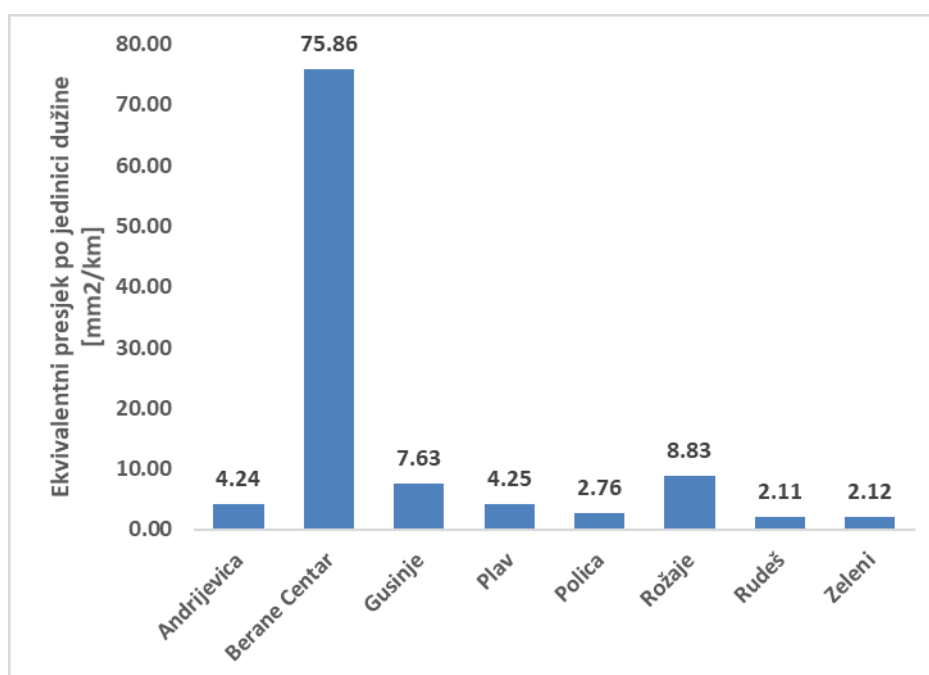
Slika 4-29 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 3

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 Centar, što u kombinaciji sa pripadajućim velikim presjekom (veliki prenosni kapacitet pripadajuće 10 kV mreže) ukazuje na ispunjenost preduslova za izrazito povoljne pogonske karakteristike (Slika 4-31).



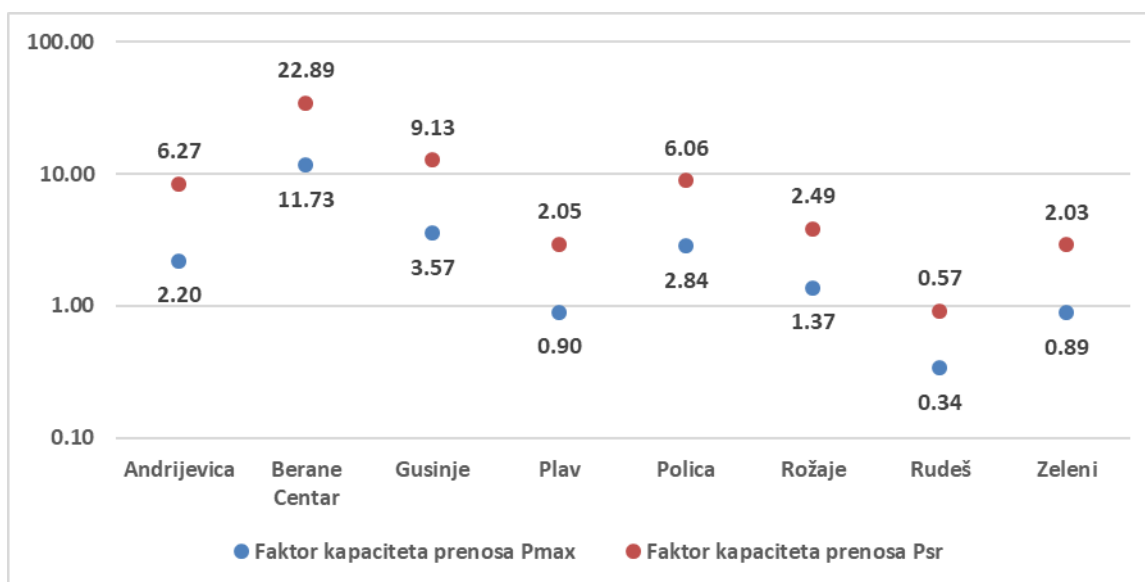
Slika 4-30 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 3

Osim TS Berane Centar, nešto veći ekvivalentni presjek po jedinici dužine karakteriše i TS Rožaje i Gusinje. Najnižu vrijednost ovog parametra u Regionu 3 imaju TS Rudeš i Zeleni.



Slika 4-31 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 3

Po faktoru kapaciteta prenosa se opet ističe TS Berane Centar. Najnižu vrijednost ovog parametra ima TS Rudeš, što imajući u vidu ekvivalentni presjek po jedinici dužine ukazuje na problematične naponske prilike (velika dužina mreže, nizak presjek provodnika i veliko opterećenje).



Slika 4-32 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 3

#### 4.2.4. Region 4

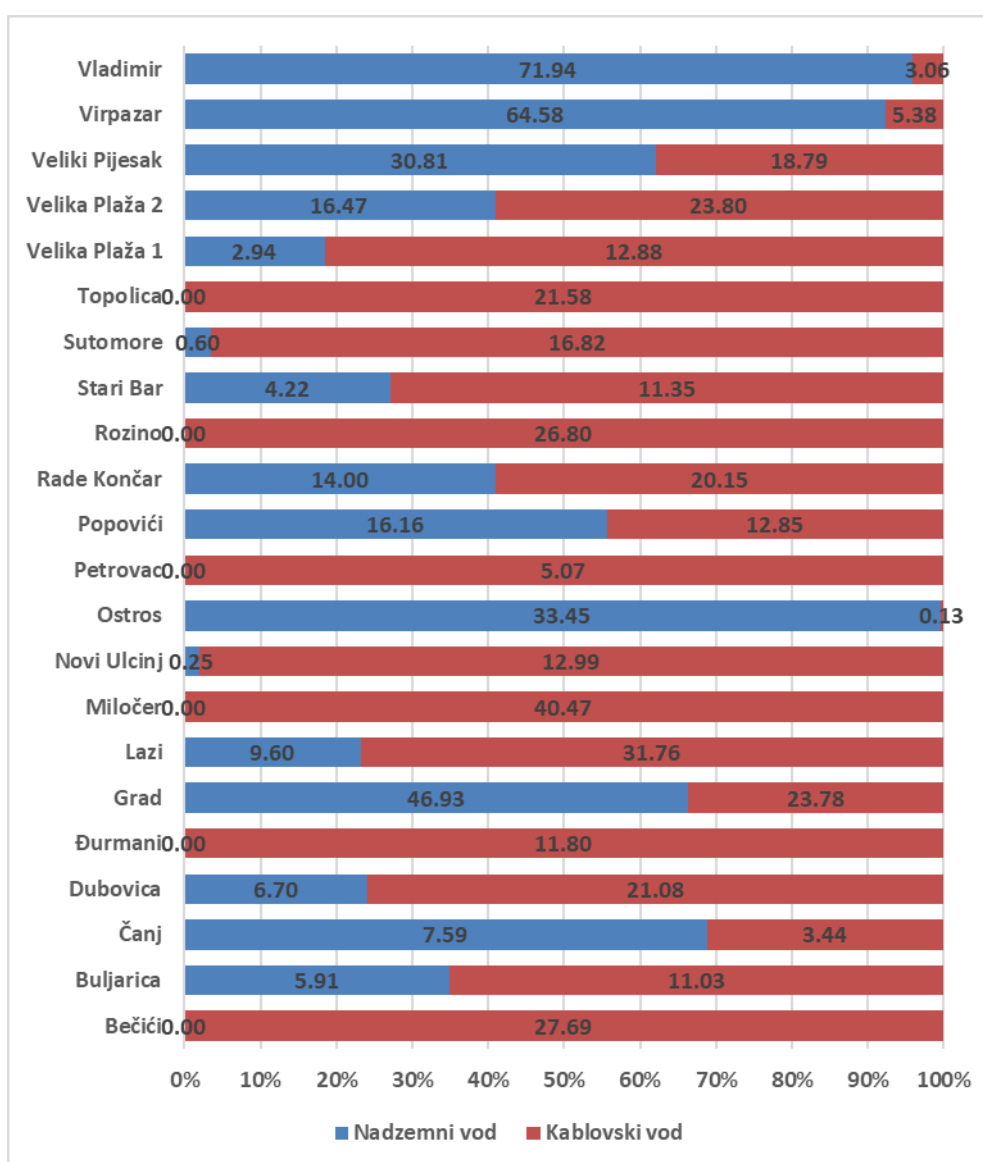
Ovaj Region karakteriše najmanja razlika između ukupne dužine nadzemne i kablovske mreže jer je ukupna dužina nadzemne mreže 332.17 km (47.81%), a kablovske mreže 362.64 km (52.19%). Šest TS napaja isključivo kablovsku mrežu: Bečići, Đurmani, Miločer, Petrovac, Rozino i Topolica (Tabela 4-6).

Tabela 4-6 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 4

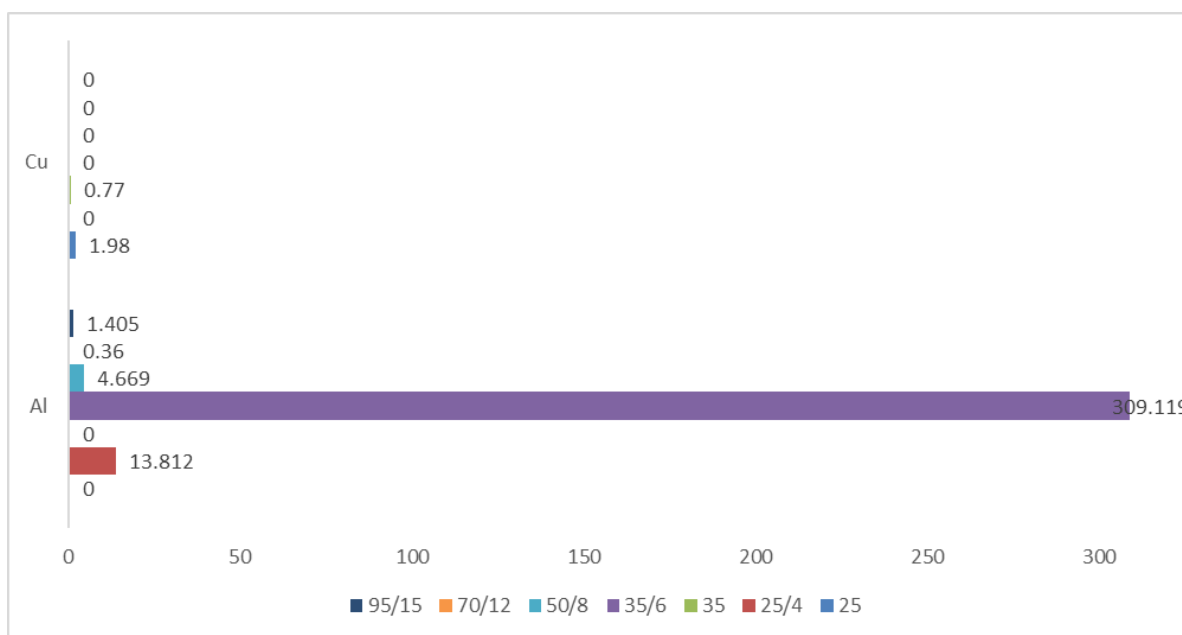
Naziv napojne TS	Nadzemni vod	Kablovski vod	Ukupno
<b>Bečići</b>	0.00	27.69	<b>27.69</b>
<b>Buljarica</b>	5.91	11.03	<b>16.94</b>
<b>Čanj</b>	7.59	3.44	<b>11.02</b>
<b>Dubovica</b>	6.70	21.08	<b>27.78</b>
<b>Đurmani</b>	0.00	11.80	<b>11.80</b>
<b>Grad</b>	46.93	23.78	<b>70.70</b>
<b>Lazi</b>	9.60	31.76	<b>41.36</b>
<b>Miločer</b>	0.00	40.47	<b>40.47</b>
<b>Novi Ulcinj</b>	0.25	12.99	<b>13.24</b>
<b>Ostros</b>	33.45	0.13	<b>33.58</b>
<b>Petrovac</b>	0.00	5.07	<b>5.07</b>
<b>Popovići</b>	16.16	12.85	<b>29.01</b>
<b>Rade Končar</b>	14.00	20.15	<b>34.15</b>
<b>Rozino</b>	0.00	26.80	<b>26.80</b>
<b>Stari Bar</b>	4.22	11.35	<b>15.57</b>

<b>Sutomore</b>	0.60	16.82	<b>17.42</b>
<b>Topolica</b>	0.00	21.58	<b>21.58</b>
<b>Velika Plaža 1</b>	2.94	12.88	<b>15.82</b>
<b>Velika Plaža 2</b>	16.47	23.80	<b>40.27</b>
<b>Veliki Pijesak</b>	30.81	18.79	<b>49.60</b>
<b>Virpazar</b>	64.58	5.38	<b>69.96</b>
<b>Vladimir</b>	71.94	3.06	<b>75.00</b>
<b>Ukupno</b>	<b>332.12</b>	<b>362.69</b>	<b>694.81</b>

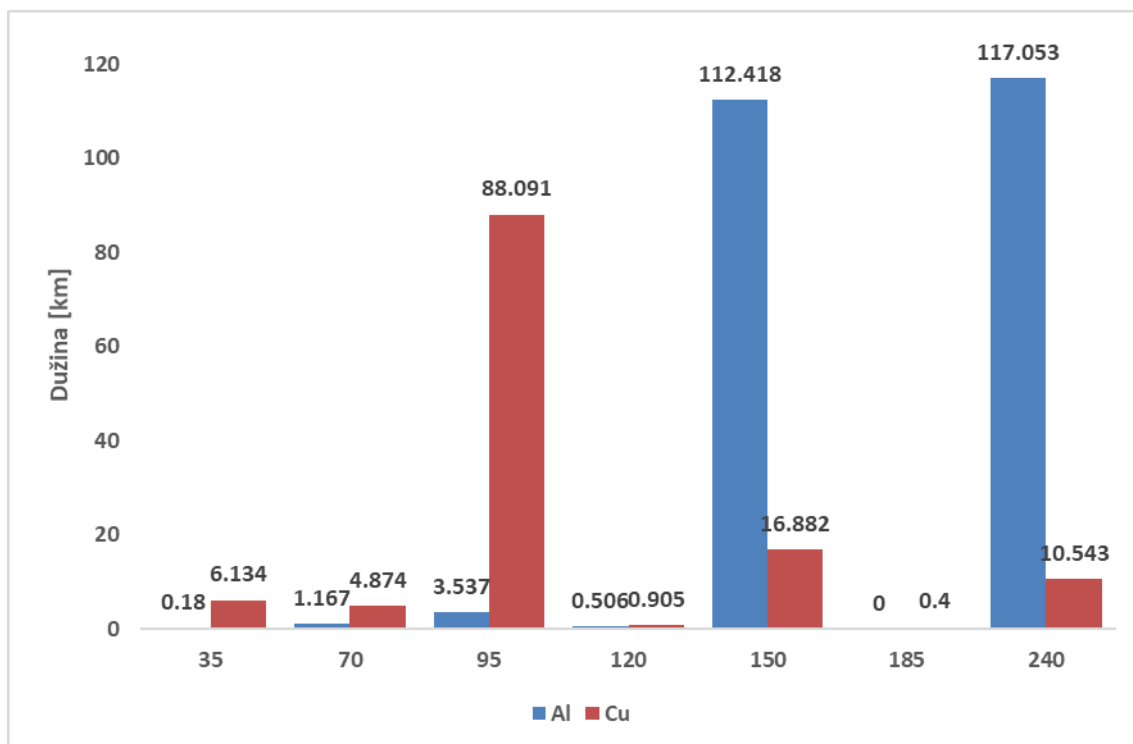
Čak 93.1% 10 kV nadzemne mreže Regiona 4 je presjeka 35 mm<sup>2</sup>.



Slika 4-33 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 4



Slika 4-34 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 4 prema presjecima [km]



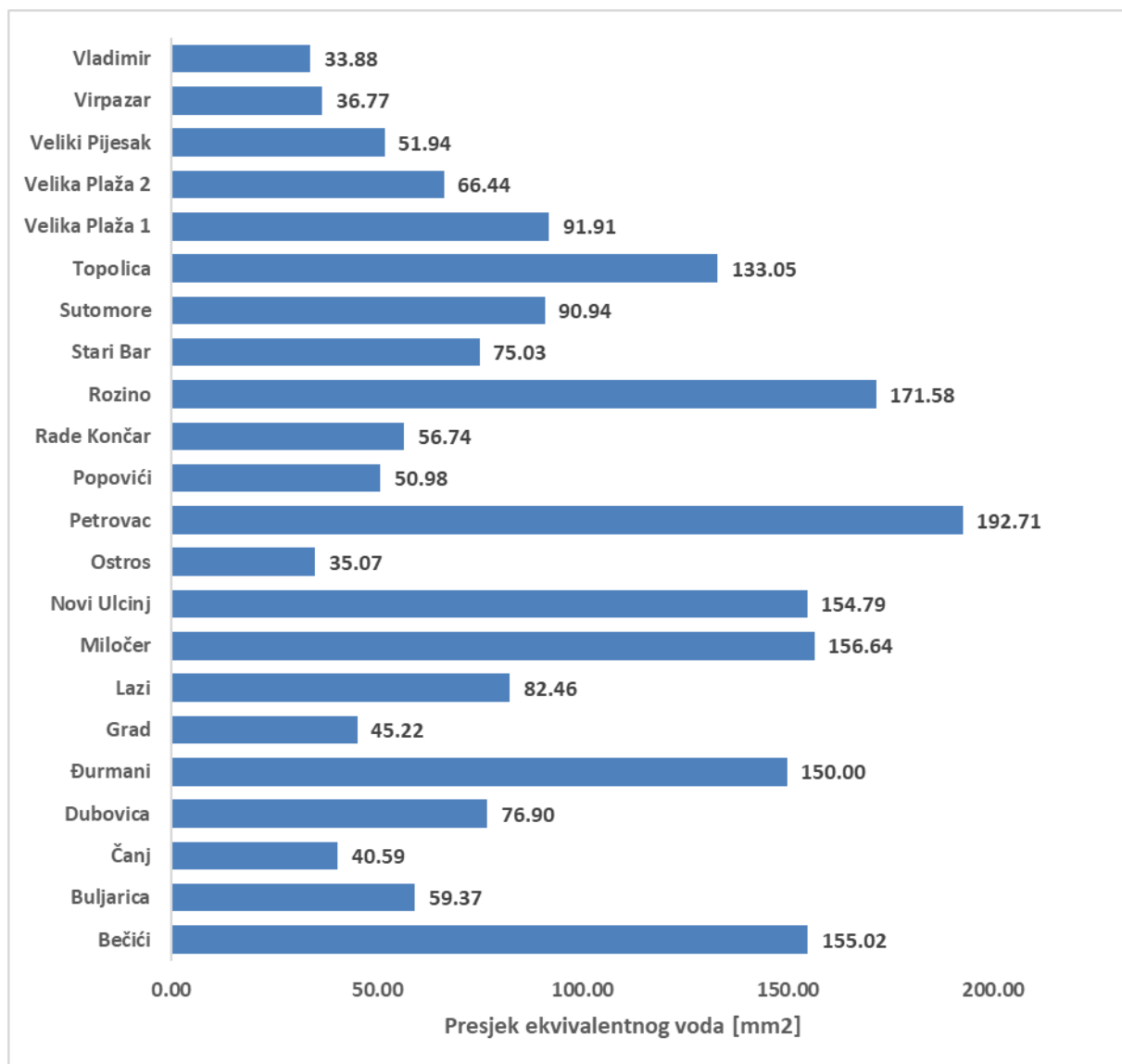
Slika 4-35 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 4 prema presjecima [km]

Posmatrajući proračunate presjeke ekvivalentnog voda uočavaju se tri grupe mreža (Slika 4-36):

- Mreže sa velikim presjekom ekvivalentnog voda: TS Topolica, Rozino, Petrovac, Novi Ulcinj, Miločer, Bečići i Đurmani. Radi se o mrežama velikog prenosnog kapaciteta koje su skoro u potpunosti kablovskog tipa što je značajan preduslov za povoljne pogonske karakteristike.
- Mreže sa srednjim presjekom ekvivalentnog voda: TS Velika Plaža 1, Sutomore, Stari Bar, Lazi, Dubovica i Buljarica. Radi se o mrežama koje su dominantno kablovske sa umjerenom propusnom

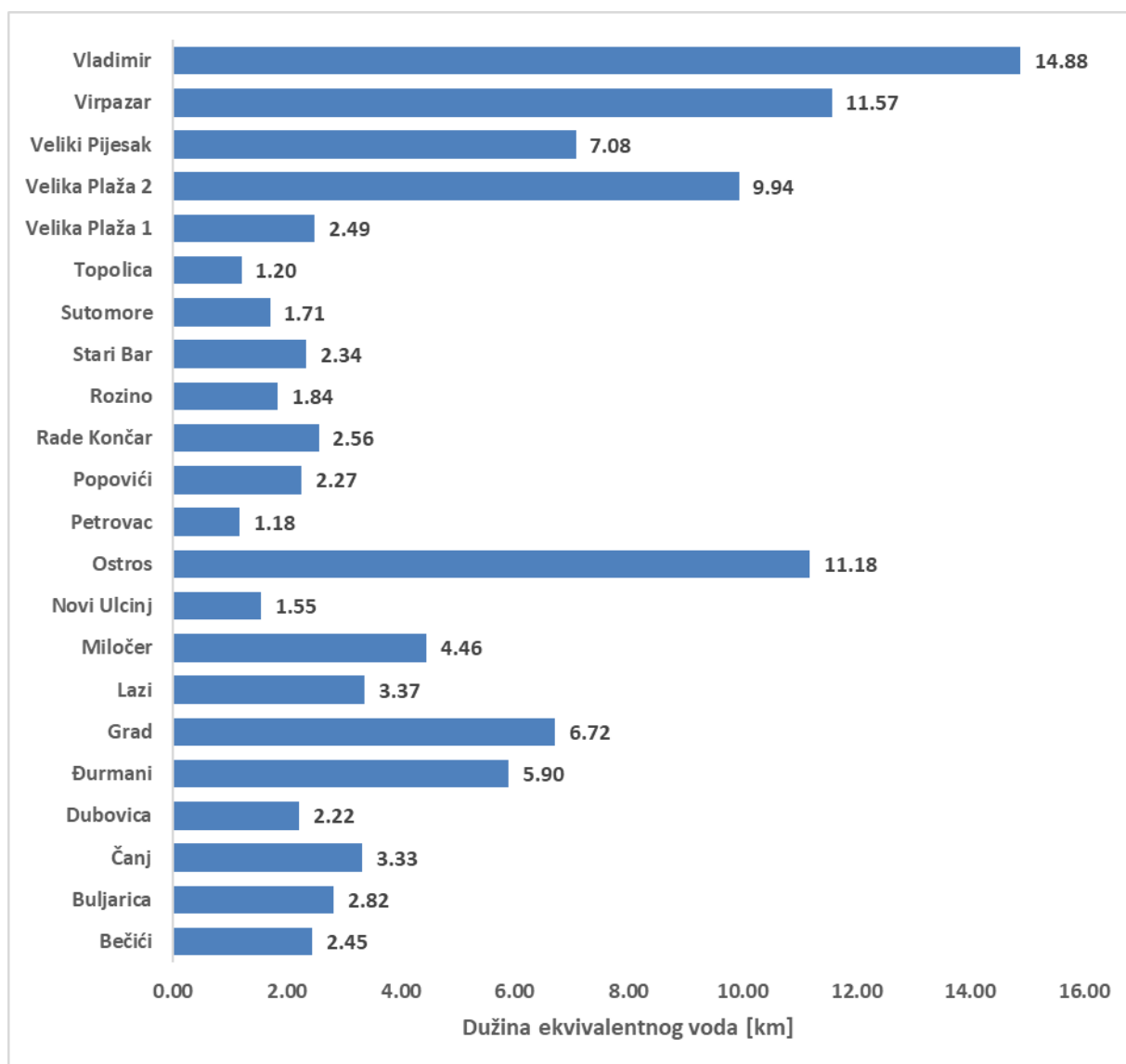
moći, što u kombinaciji sa umjerenim opterećenjem i malom dužinom mreže čini preduslove za povoljne pogonske karakteristike.

- Mreže sa malim presjekom ekvivalentnog voda (ostale TS). Radi se o dominantno nadzemnoj mreži niže propusne moći što u kombinaciji sa većom dužinom mreže i značajnijim opterećenjem može usloviti nepovoljne pogonske karakteristike.



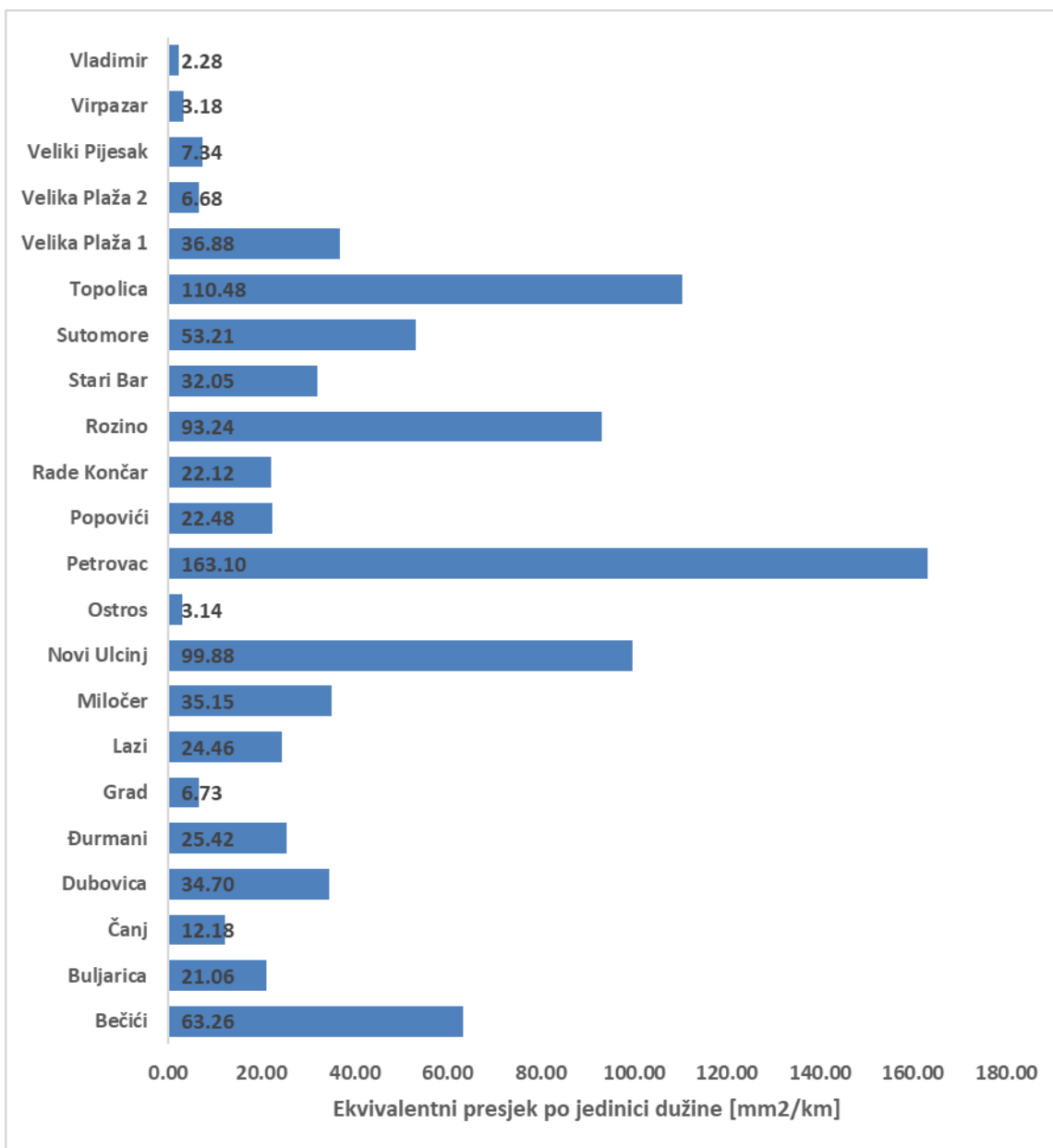
Slika 4-36 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 4

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 ističu se i mreže napojene iz TS Velika Plaža 2, Veliki Pijesak, Đurmani i Grad. Preostale 10 kV mreže 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.

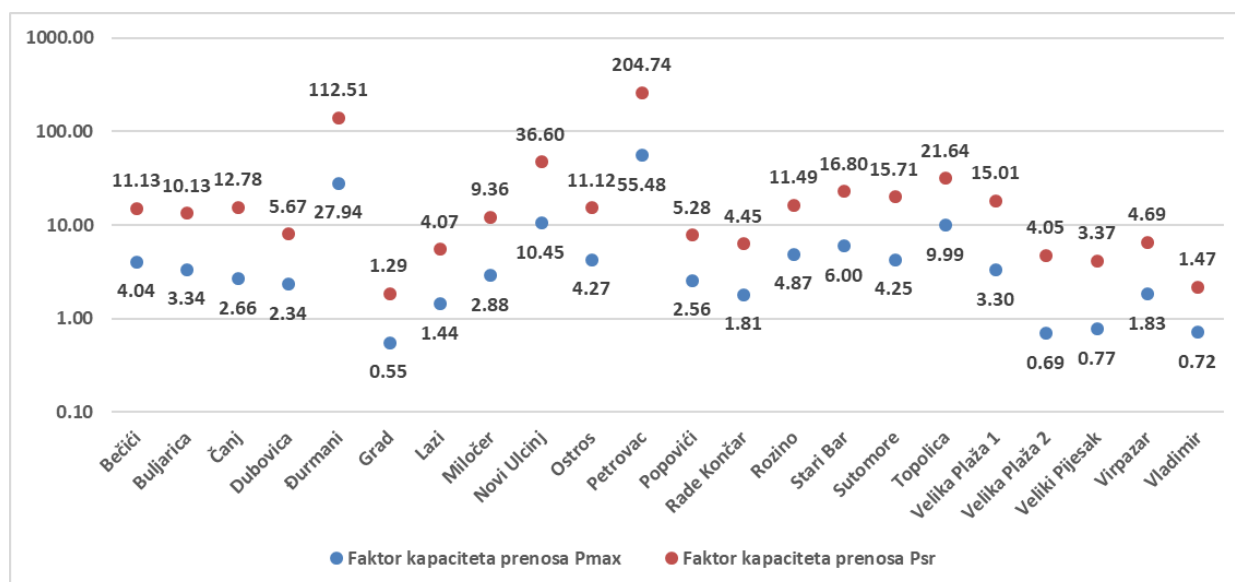


Slika 4-37 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 4

Ekvivalentni presjek po jedinici dužine dodatno ukazuje na nepovoljnu situaciju TS Vladimir, Virpazar i Ostros.



Slika 4-38 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 4



Slika 4-39 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 4

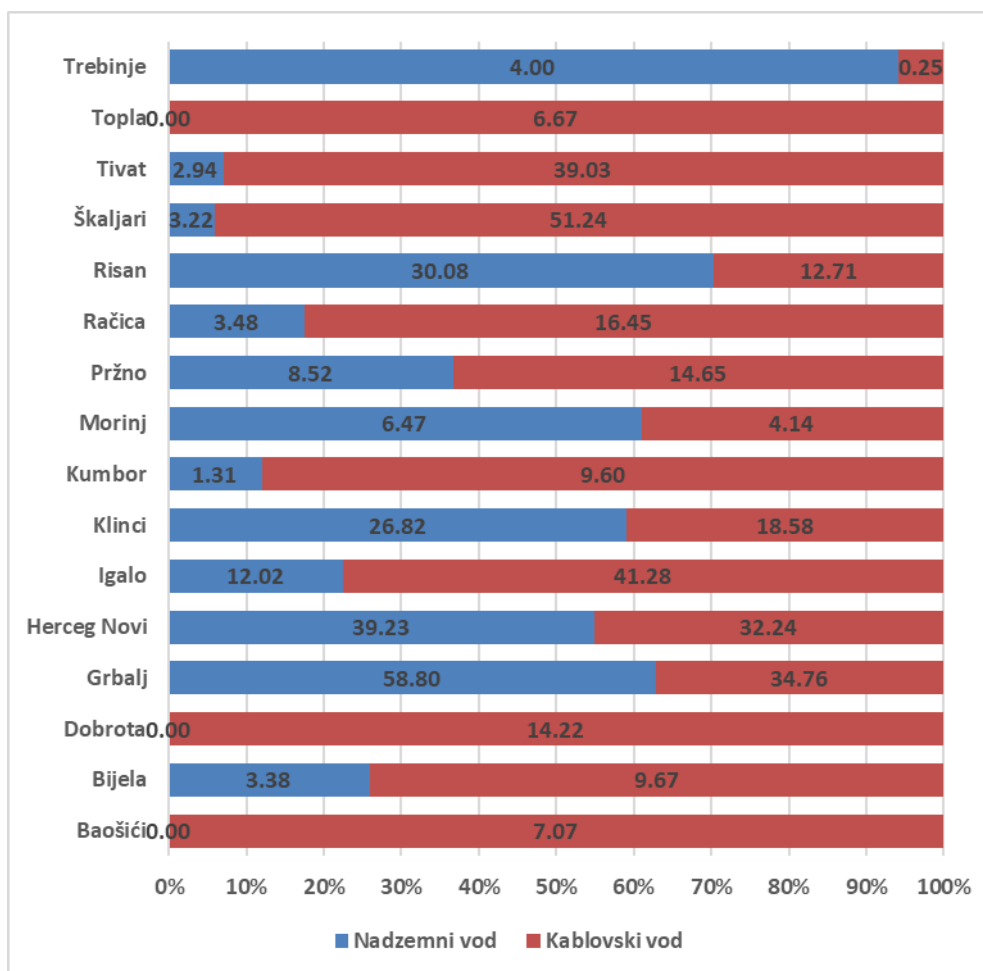
#### 4.2.5. Region 5

10 kV mreža Regiona 5 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 i Slika 4-40). Nadzemna 10 kV mreža dominantna je kod sljedećih TS: Grbalj, Herceg Novi, Klinci, Morinj i Risan.

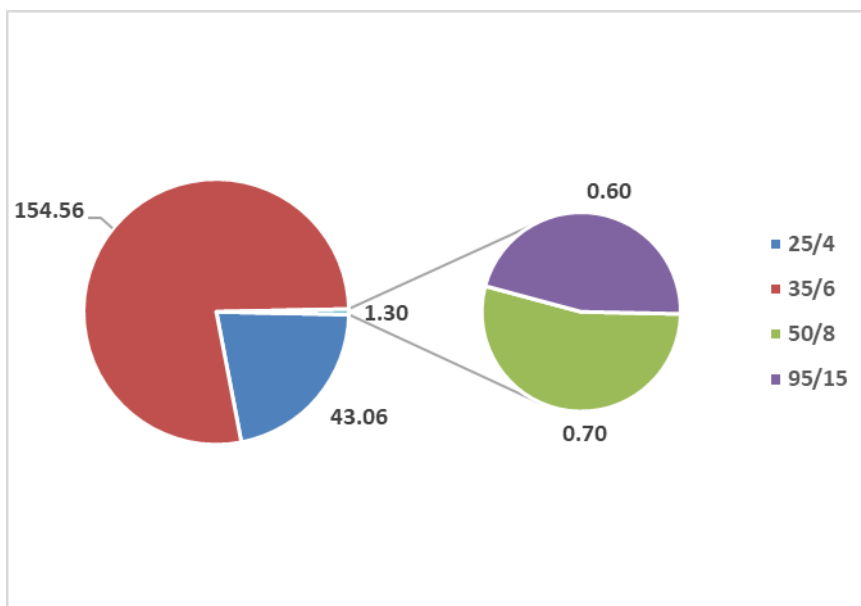
Tabela 4-7 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 5

Naziv napojne TS	Nadzemni vod	Kablovski vod	Ukupno
<b>Baošići</b>	0.00	7.07	<b>7.07</b>
<b>Bijela</b>	3.38	9.67	<b>13.05</b>
<b>Dobrota</b>	0.00	14.22	<b>14.22</b>
<b>Grbalj</b>	58.80	34.76	<b>93.55</b>
<b>Herceg Novi</b>	39.23	32.24	<b>71.46</b>
<b>Igalo</b>	12.02	41.28	<b>53.30</b>
<b>Klinci</b>	26.82	18.58	<b>45.40</b>
<b>Kumbor</b>	1.31	9.60	<b>10.91</b>
<b>Morinj</b>	6.47	4.14	<b>10.61</b>
<b>Pržno</b>	8.52	14.65	<b>23.17</b>
<b>Račica</b>	3.48	16.45	<b>19.93</b>
<b>Risan</b>	30.08	12.71	<b>42.79</b>
<b>Škaljari</b>	3.22	51.24	<b>54.45</b>
<b>Tivat</b>	2.94	39.03	<b>41.97</b>
<b>Topla</b>	0.00	6.67	<b>6.67</b>

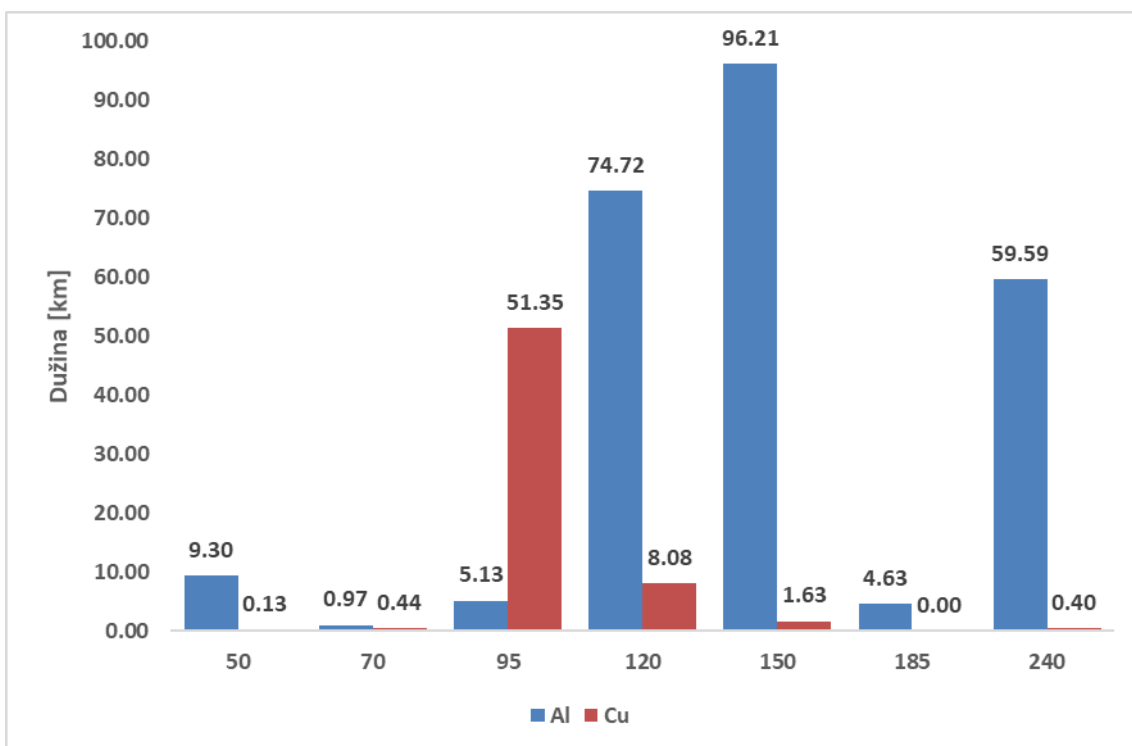
<b>Trebinje</b>	4.00	0.25	<b>4.25</b>
<b>Ukupno</b>	<b>200.26</b>	<b>312.56</b>	<b>512.81</b>



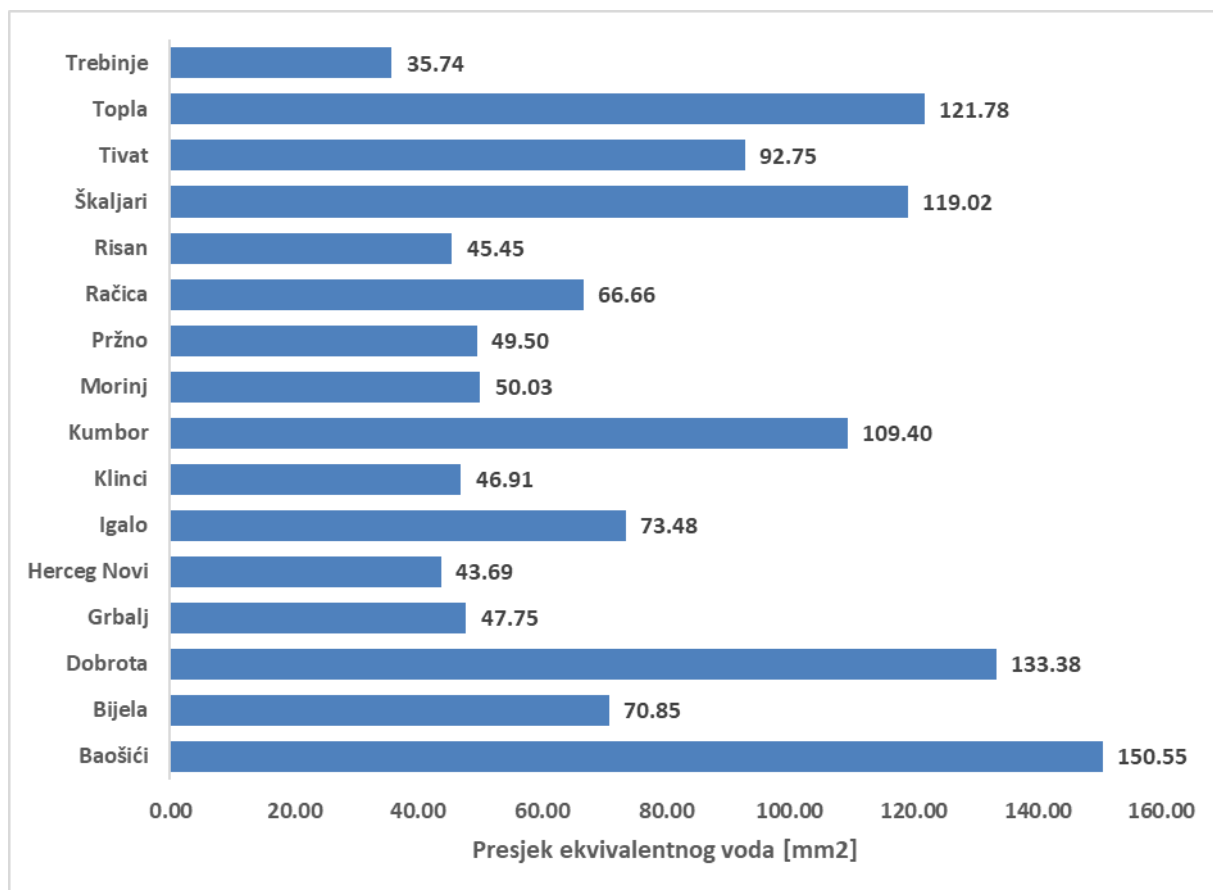
Slika 4-40 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 5



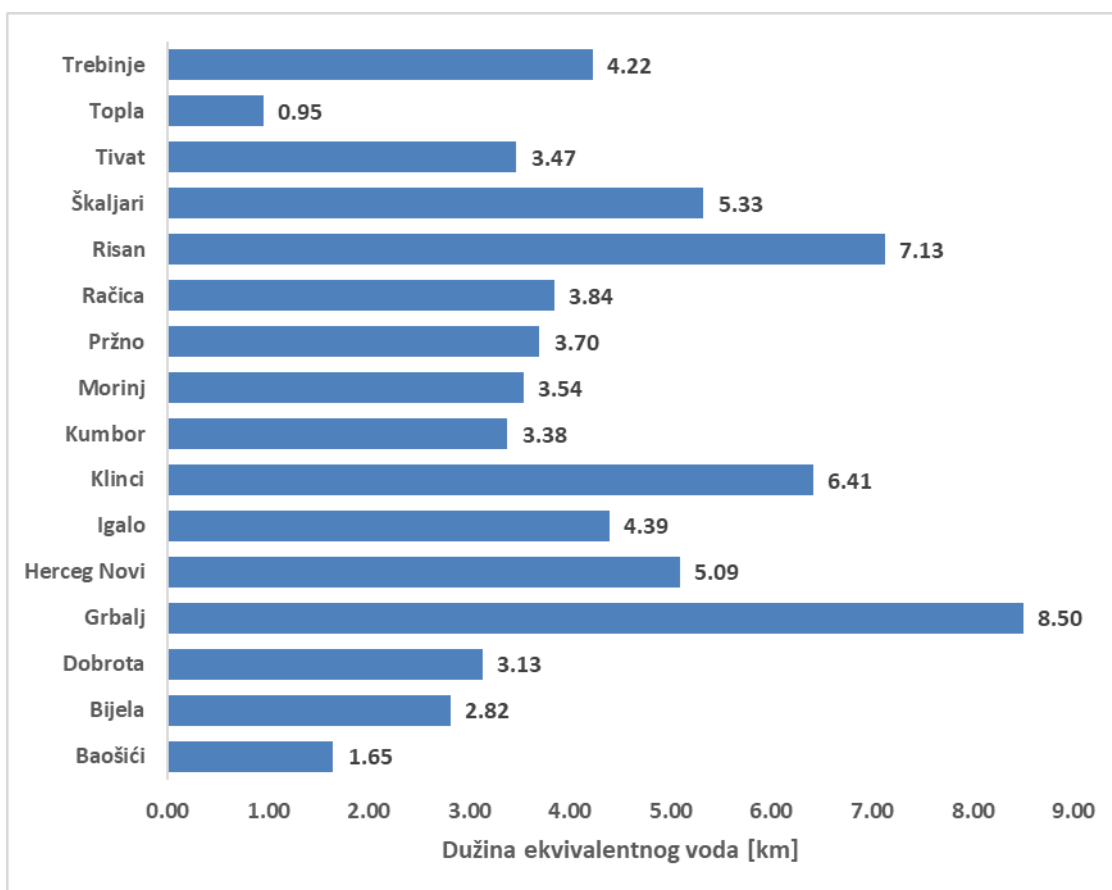
Slika 4-41 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 5 prema presjecima [km]



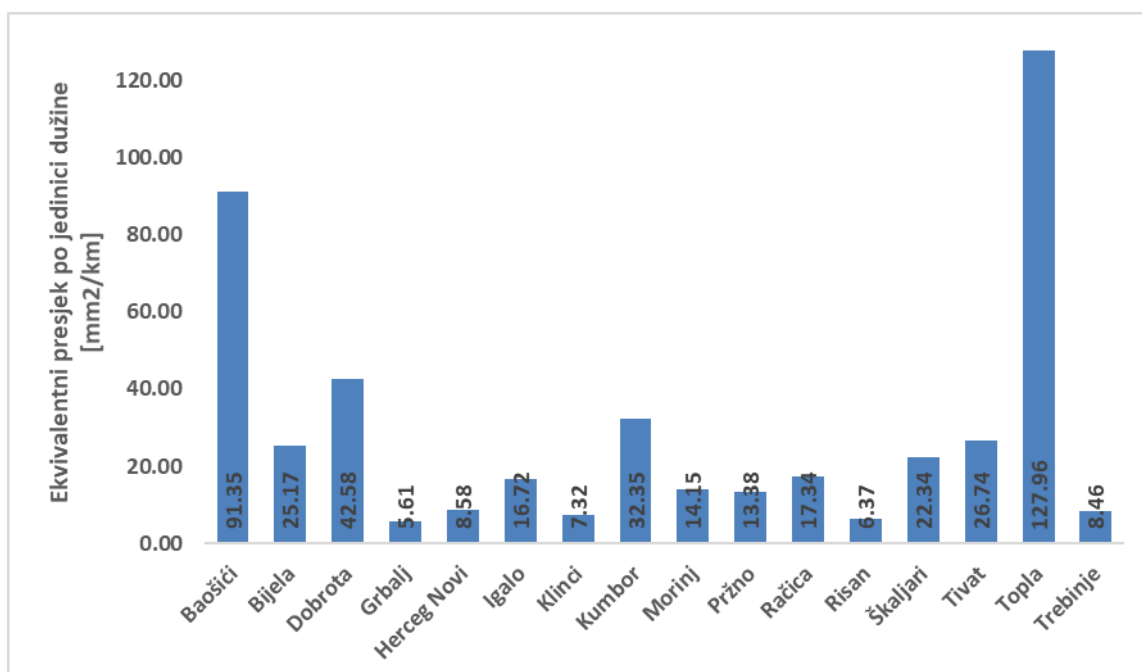
Slika 4-42 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 5 prema presjecima [km]



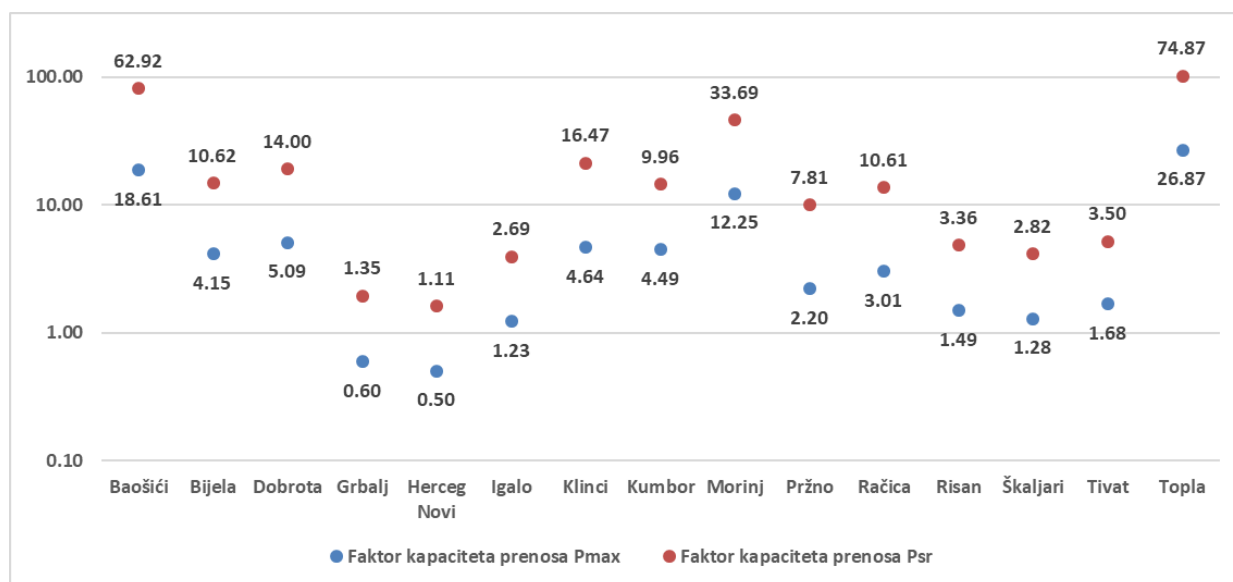
Slika 4-43 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 5



Slika 4-44 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 5



Slika 4-45 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 5



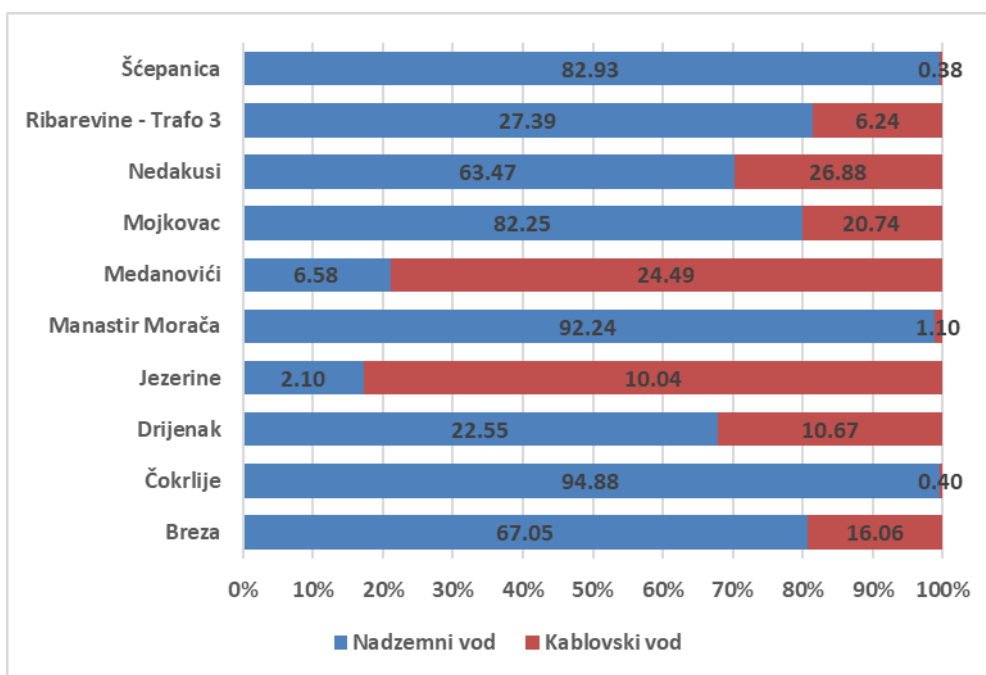
Slika 4-46 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 5

#### 4.2.6. Region 6

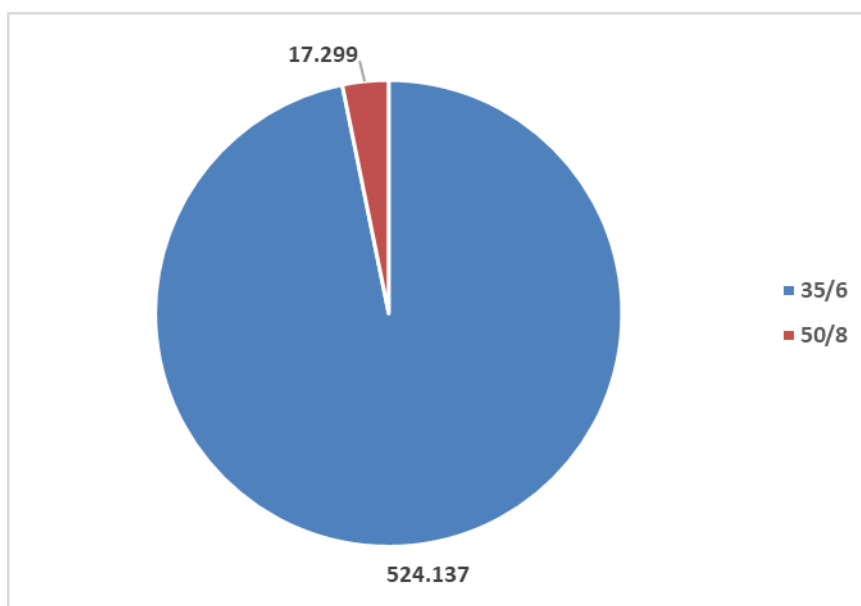
U Regionu 6 izražena je dominacija nadzemnih u odnosu na kablovske vodove, odnosno nadzemna mreža čini 82.2% ukupne 10 kV mreže. Kablovska mreža dominira u užem gradskom jezgri pripadajućih Opština, kao i u TS 35/10 kV Jezerine koja napaja skijališta u Kolašinu.

Tabela 4-8 Dužina 10 kV mreže po napojnim trafostanicama Regiona 6

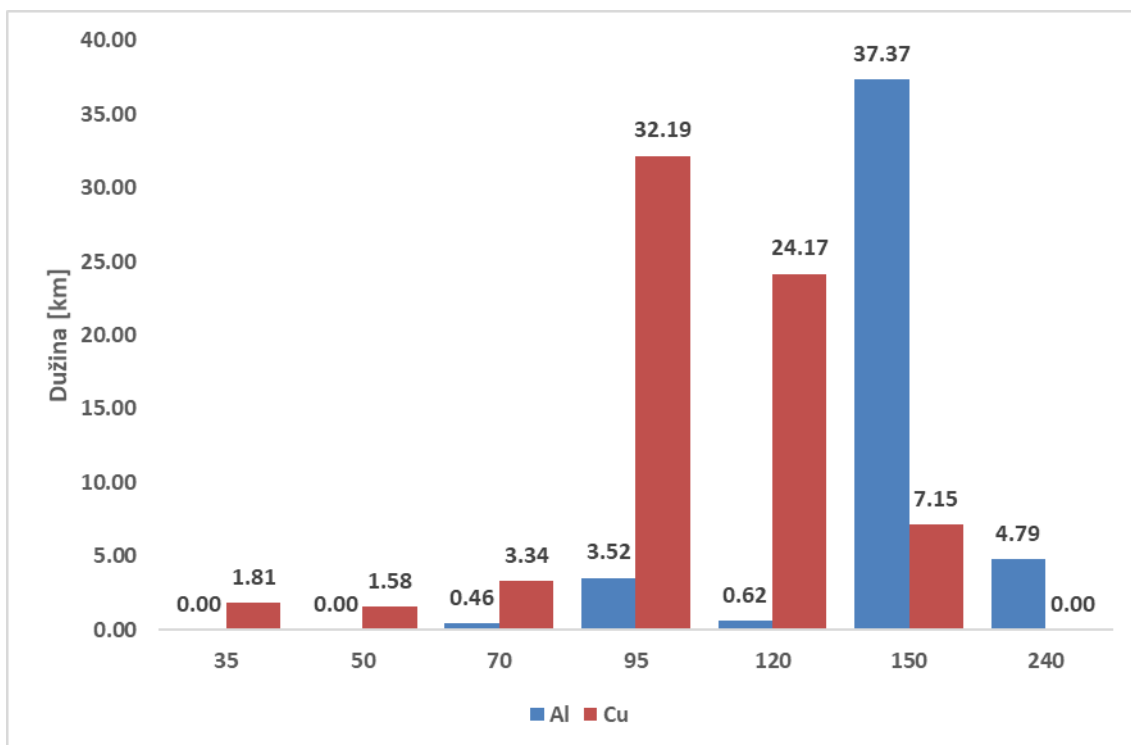
Naziv napojne TS	Nadzemni vod	Kablovski vod	Ukupno
<b>Breza</b>	67.05	16.06	<b>83.11</b>
<b>Čokrlije</b>	94.88	0.40	<b>95.28</b>
<b>Drijenak</b>	22.55	10.67	<b>33.22</b>
<b>Jezerine</b>	2.10	10.04	<b>12.14</b>
<b>Manastir Morača</b>	92.24	1.10	<b>93.34</b>
<b>Medanovići</b>	6.58	24.49	<b>31.07</b>
<b>Mojkovac</b>	82.25	20.74	<b>102.99</b>
<b>Nedakusi</b>	63.47	26.88	<b>90.36</b>
<b>Ribarevine - Trafo 3</b>	27.39	6.24	<b>33.64</b>
<b>Ščepanica</b>	82.93	0.38	<b>83.31</b>
<b>Ukupno</b>	<b>541.44</b>	<b>117.00</b>	<b>658.44</b>



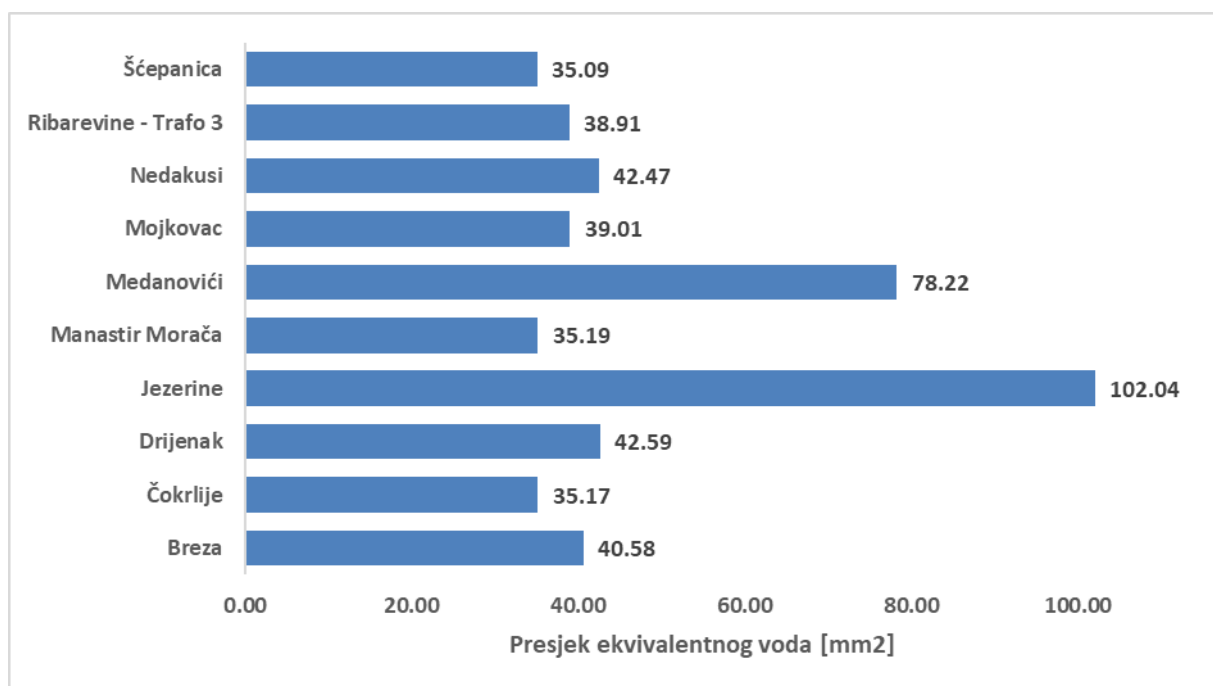
Slika 4-47 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 6



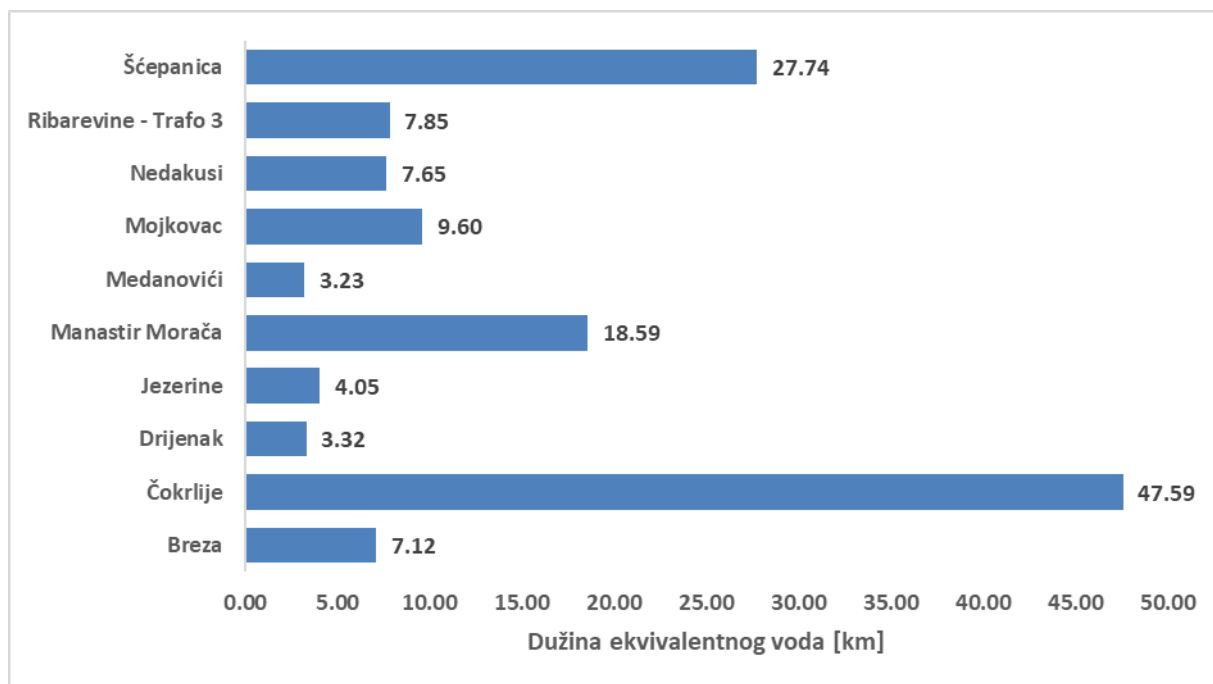
Slika 4-48 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 6 prema presjecima [km]



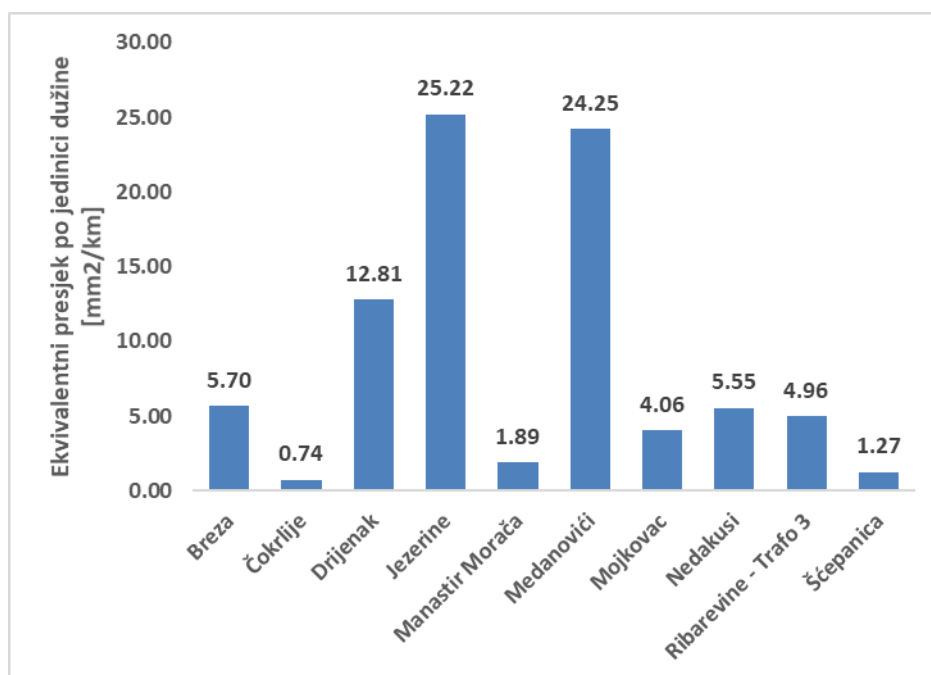
Slika 4-49 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 6 prema presjecima [km]



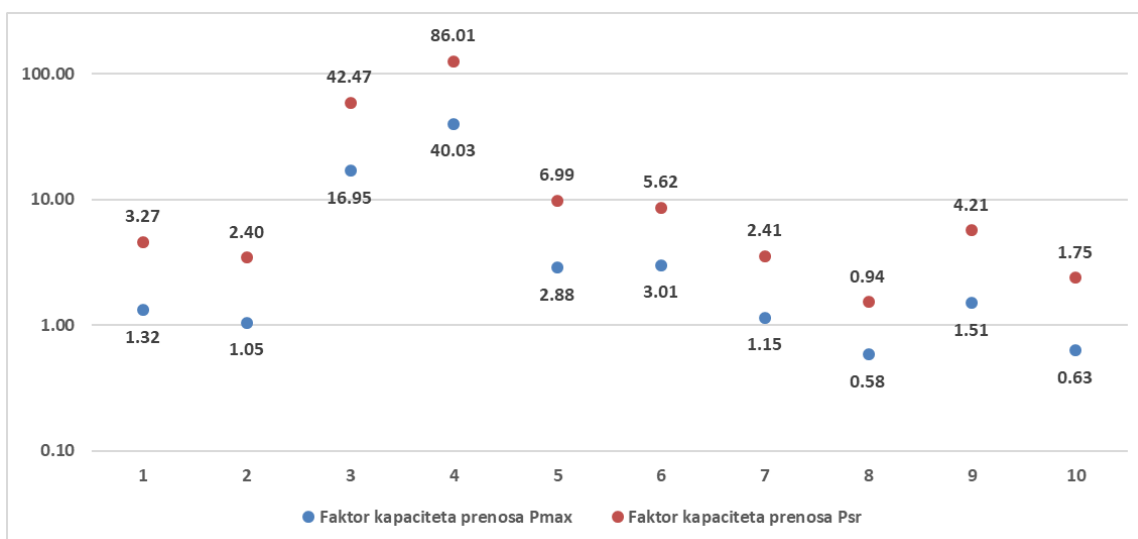
Slika 4-50 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 6



Slika 4-51 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 6



Slika 4-52 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 6

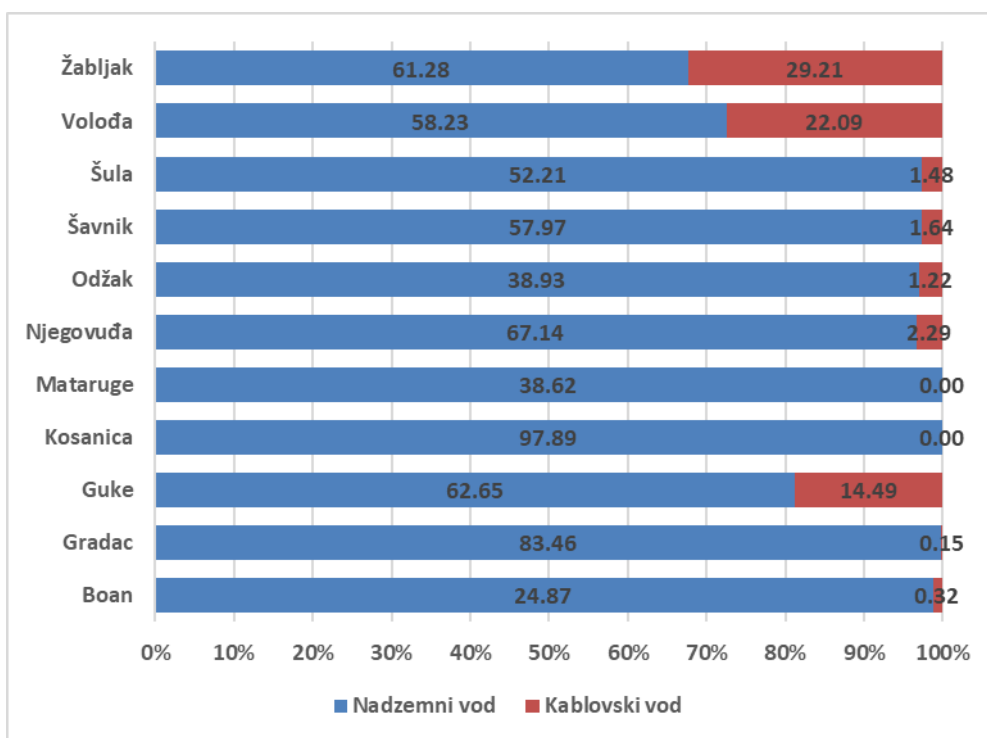


Slika 4-53 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 6

#### 4.2.7. Region 7

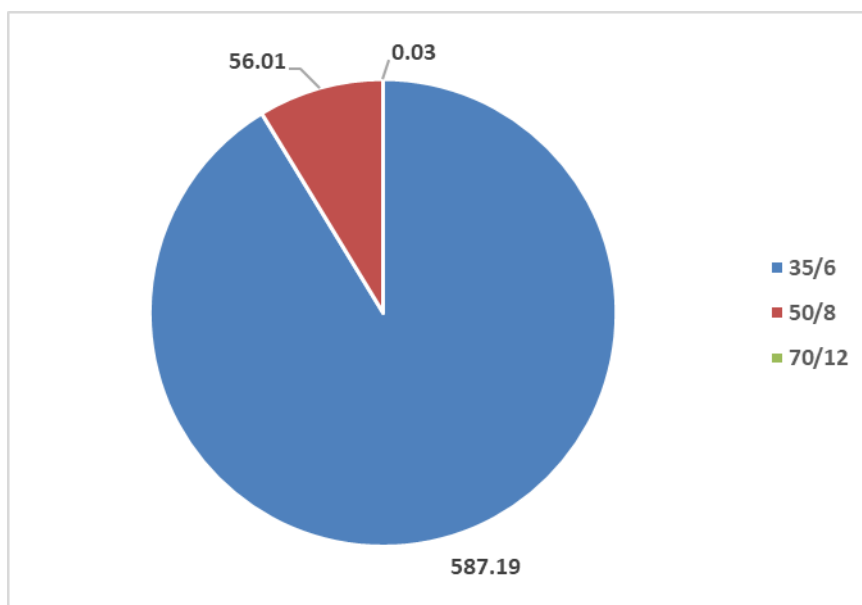
Region 7 karakteriše najveći odnos dužine 10 kV nadzemne i kablovske mreže od 8.82, što znači da je učešće vazdušne mreže čak 89.8%. Kablovska mreža je prisutna u značajnijoj mjeri (većoj od 3 km) u TS Volođa i Guke (napajaju centar Pljevalja) i Žabljak. Ukupna dužina mreže je treća u Crnoj Gori, odmah poslije mreža Regiona 2 i 1.

Naziv napojne TS	Nadzemni vod	Kablovski vod	Ukupno
<b>Boan</b>	24.87	0.32	<b>25.18</b>
<b>Gradac</b>	83.46	0.15	<b>83.61</b>
<b>Guke</b>	62.65	14.49	<b>77.14</b>
<b>Kosanica</b>	97.89	0.00	<b>97.89</b>
<b>Mataruge</b>	38.62	0.00	<b>38.62</b>
<b>Njegovuđa</b>	67.14	2.29	<b>69.43</b>
<b>Odžak</b>	38.93	1.22	<b>40.15</b>
<b>Šavnik</b>	57.97	1.64	<b>59.61</b>
<b>Šula</b>	52.21	1.48	<b>53.69</b>
<b>Volođa</b>	58.23	22.09	<b>80.32</b>
<b>Žabljak</b>	61.28	29.21	<b>90.49</b>
<b>Ukupno</b>	<b>643.24</b>	<b>72.89</b>	<b>716.12</b>



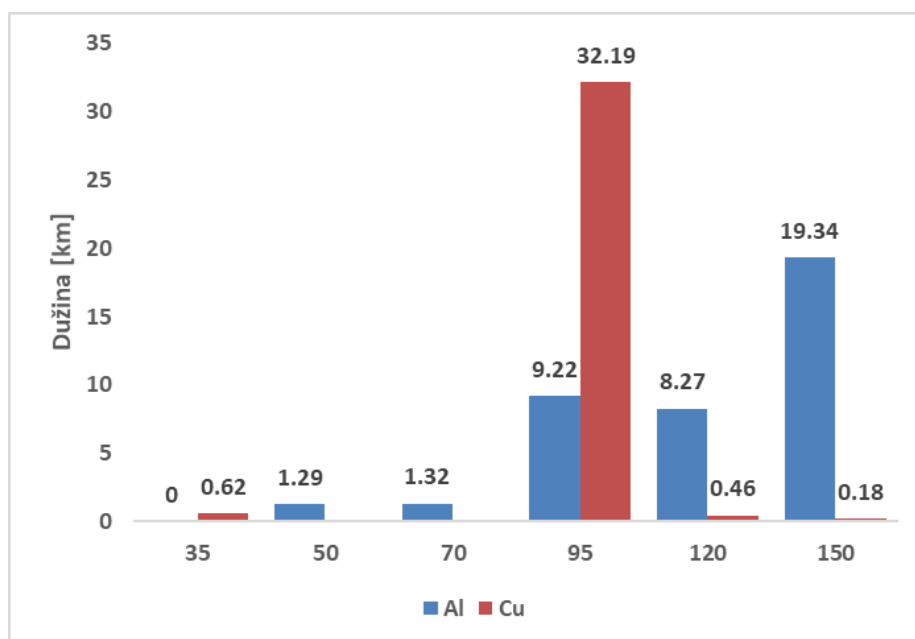
Slika 4-54 Učešće nadzemne i kablovske 10 kV mreže po napojnim TS Regiona 7

Kao i u slučaju većine Regiona, u nadzemnoj mreži Regiona 7 dominira provodnik Al/Fe 35/6 mm<sup>2</sup> (Slika 4-55), sa učešćem od 91.27%. Pored ovog presjeka, prisutan je i Al/Fe 50/8 mm<sup>2</sup> (mahom zbog TS 35/10 kV Mataruge), kao i Al/Fe 70/12 mm<sup>2</sup> na samo jednoj dionici dužine 30 m u TS 35/10 kV Šula.



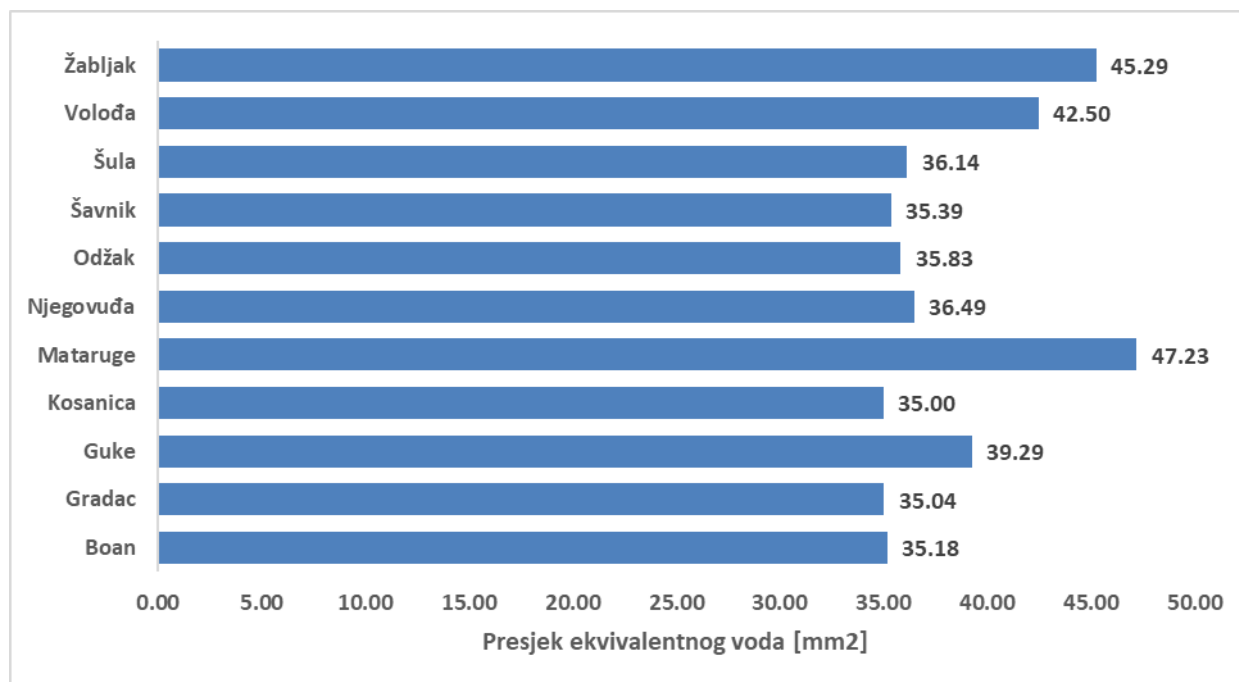
Slika 4-55 Struktura 10 kV nadzemne mreže Regiona 7 prema presjecima [km]

Kod kablovskih vodova dominiraju bakarni provodnik presjeka 95 mm<sup>2</sup> (44.17%) i aluminijski provodnik presjeka 150 mm<sup>2</sup> (26.54%) (Slika 4-56).



Slika 4-56 Struktura 10 kV kablovske mreže Regiona 7 prema presjecima [km]

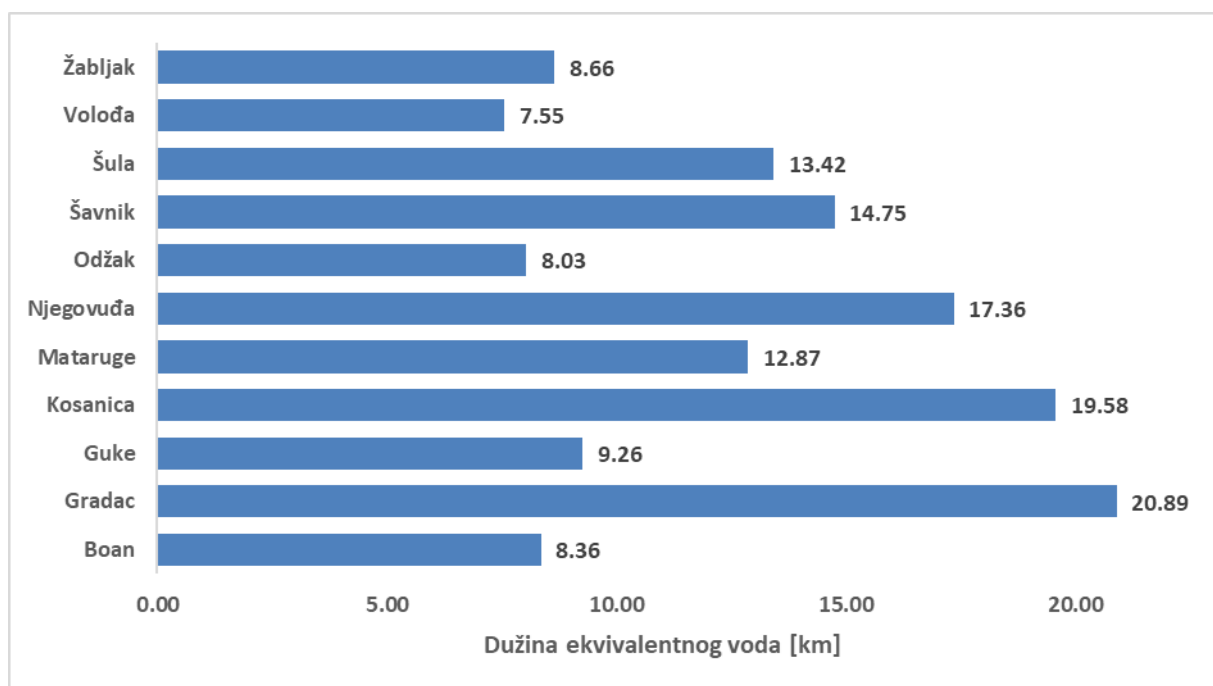
Presjek ekvivalentnog voda je prilično ravnomjeran među TS Regiona 7 i iznosi u prosjeku 38.49 mm<sup>2</sup>. Sa nešto većom vrijednošću se ističu TS Žabljak, Volođa, Guke i Mataruge. Pored tri TS koje su istaknute u pogledu učešća kablovske mreže, na ovom spisku se javlja i TS Mataruge usljed velikog prisustva provodnika Al/Fe 50/8 mm<sup>2</sup> (86.33% ukupne dužine).



Slika 4-57 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 7

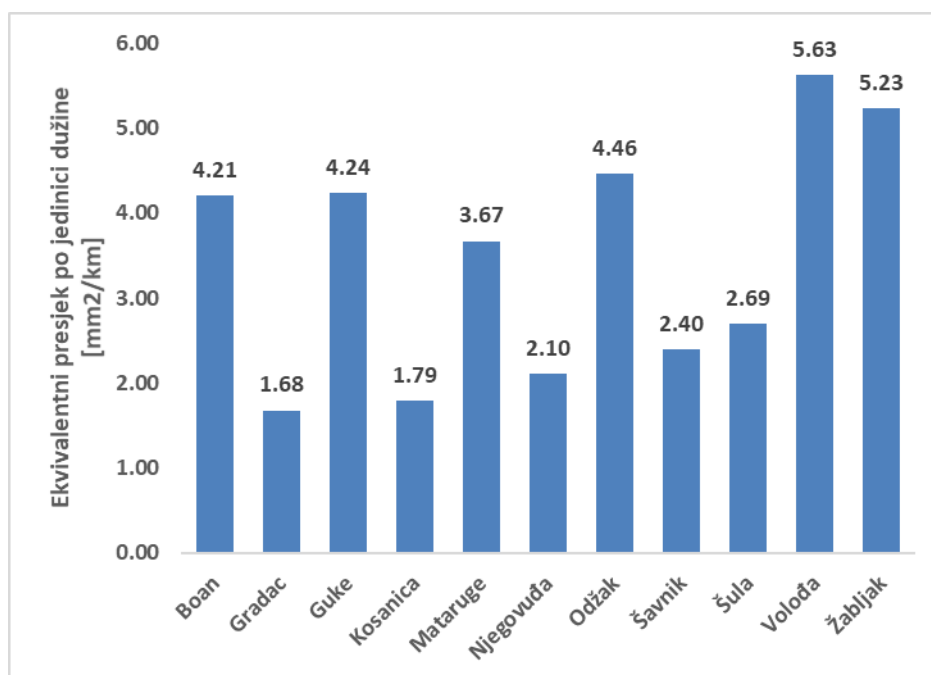
Po dužini ekvivalentnog voda Regiona 7 TS se jasno dijele u dvije kategorije (Slika 4-58):

- TS sa srednjom dužinom ekvivalentnog voda koja je približno jednaka prosjeku na nivou Crne Gore: Žabljak, Volođa, Odžak, Guke i Boan.
- TS sa velikom dužinom ekvivalentnog voda: Šula, Šavnik, Njegovuđa, Mataruge, Kosanica i Gradac.



Slika 4-58 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po napojnim TS Regiona 7

Ekvivalentni presjek po jedinici dužine je prilično ravnomjeran u Regionu 7. Pored TS koje su grupisane u kategoriju TS sa srednjom dužinom ekvivalentnog voda, po ekvivalentnom presjeku po jedinici dužine javlja se i TS Mataruge, a usljed dominantnog učešća provodnika Al/Fe 50/8 mm<sup>2</sup>.



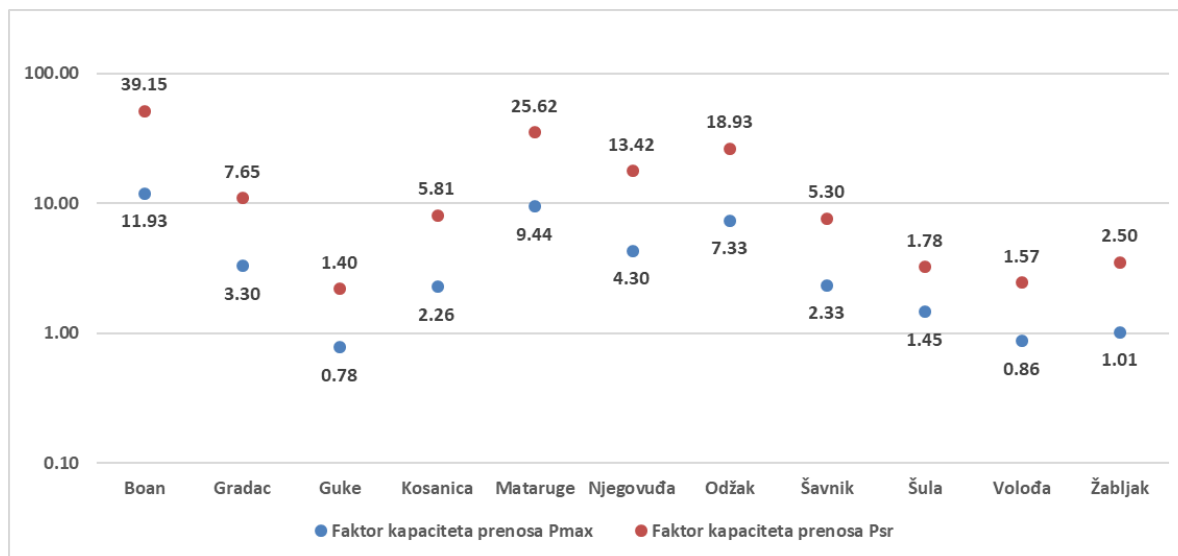
Slika 4-59 Ekvivalentni presjek po jedinici dužine (odnos ekvivalentnog presjeka i ekvivalentne dužine) 10 kV voda po napojnim TS Regiona 7

Po podacima o faktoru kapaciteta prenosa za TS Regiona 7 uočava se podjela 10 kV mreža Regiona 7 u tri kategorije:

- Visoko iskorišćena mreža: Guke, Šula, Volođa i Žabljak.

- Srednje iskorišćena mreža: Gradac, Kosanica i Šavnik.
- Slabo iskorišćena mreža: Boan, Mataruge, Njegovuđa i Odžak.

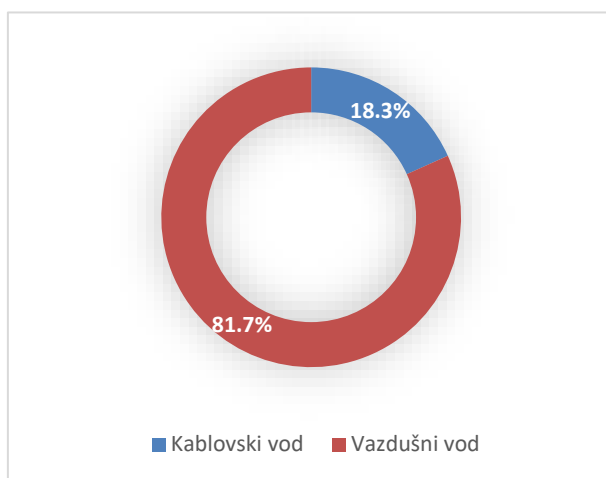
Najviši faktor kapaciteta ima TS Boan, a zatim TS Mataruge i Odžak. Najnižu vrijednost faktora kapaciteta, a samim tim i najviše iskorišćenu mrežu imaju TS Guke, Volođa i Žabljak.



Slika 4-60 Faktor kapaciteta prenosa za TS Regiona 7

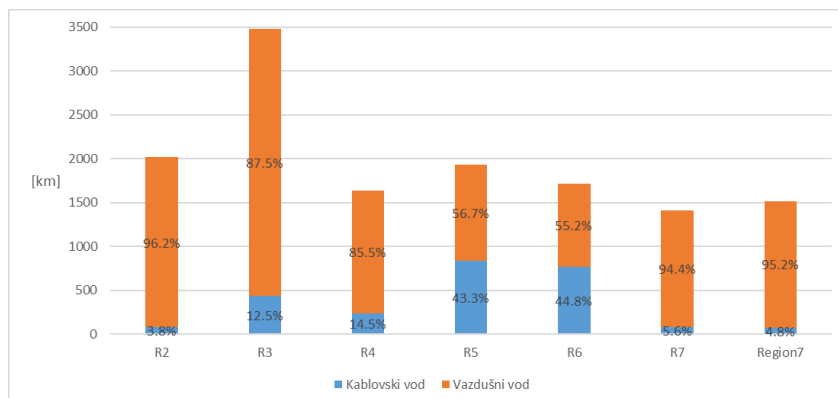
## 5. PREGLED STANJA NISKONAPONSKE MREŽE

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.

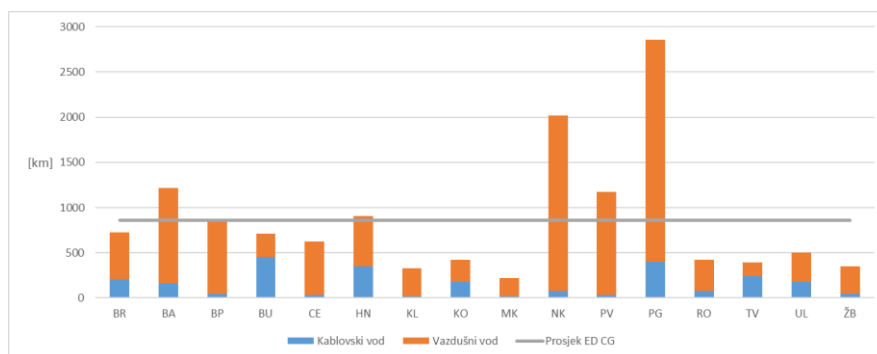


Slika 5-1 Struktura niskonaponske mreže ED Crne Gore prema tipu

U pogledu dužine NN mreže, posebno se ističe Region 2 sa približno 25 % od ukupne dužine mreže, a zatim Regioni 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 energetskih karakteristika mreže.

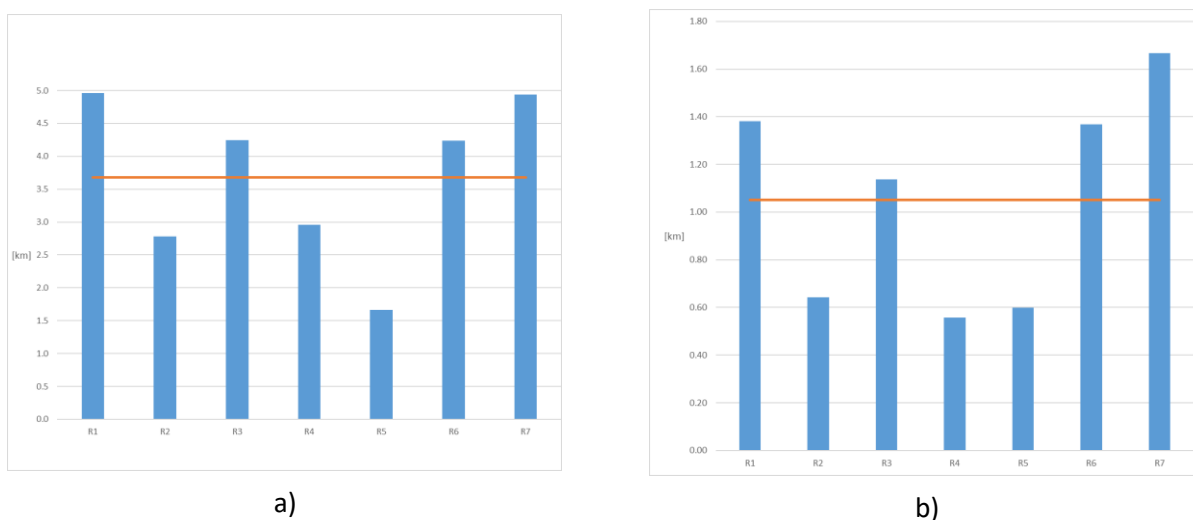


Slika 5-2 Struktura niskonaponske mreže po regionima



Slika 5-3 Struktura niskonaponske mreže po ED

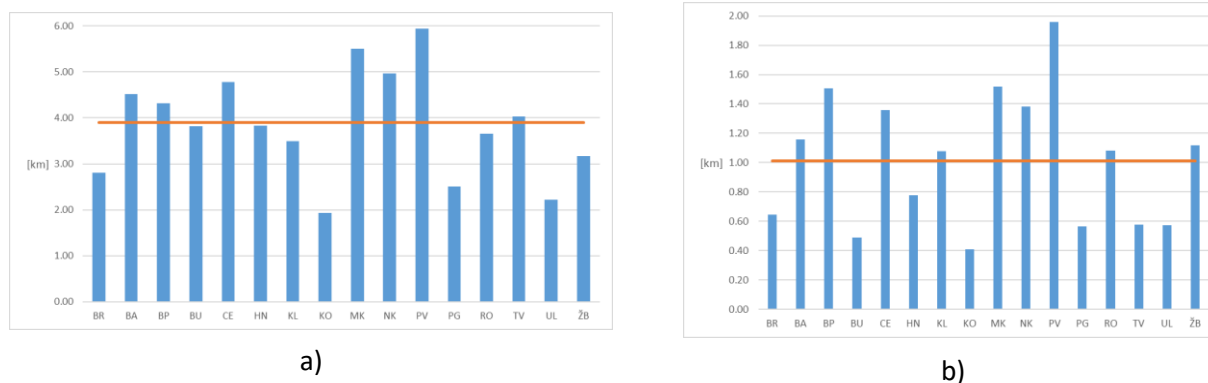
Ukupna dužina NN mreže na nivou regiona ili nekašnjih ED je indikator razuđenosti potrošnje, a time i zahtjevnijih preduslova za ispunjavanje cilja kvalitetnog snabdijevanja potrošača električnom energijom. U zavisnosti od geografske distribucije potrošača, odnosno gustine opterećenja, otežani uslovi 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

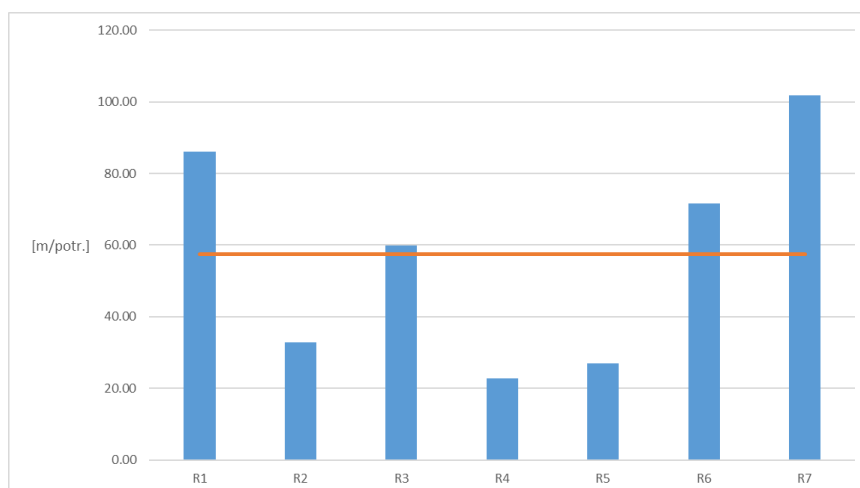
poboljšanje pogonskih karakteristika pogodno pomenute indikatore posmatrati i na nivou nekadašnjih ED (Slika 5-5).



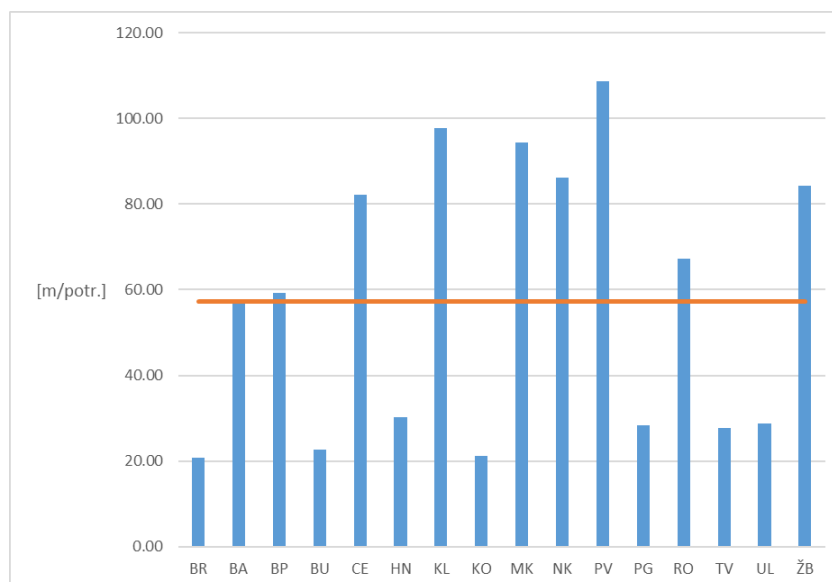
Slika 5-5 Dužina NN mreže po TS X/0,4 kV (a) i po izvodu TS X/0,4 kV (b) po ED

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.

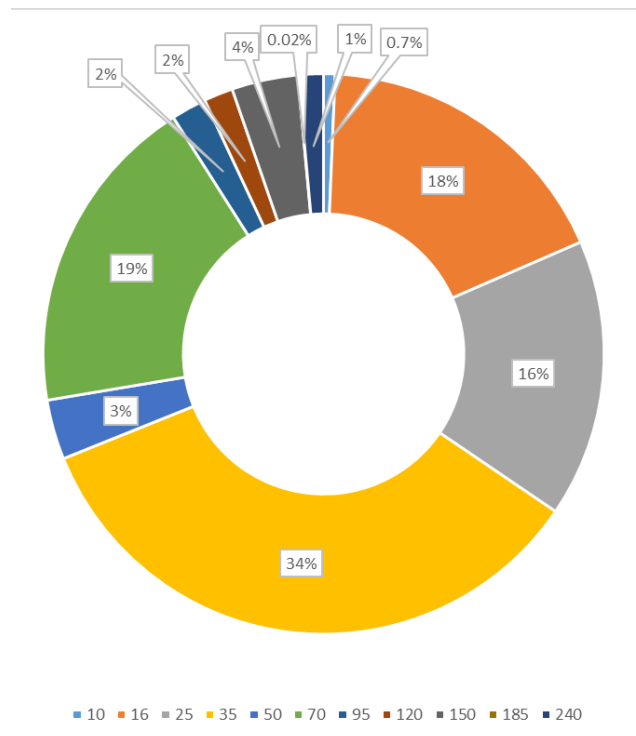


Slika 5-6 Dužina NN mreže po NN potrošaču po regionima



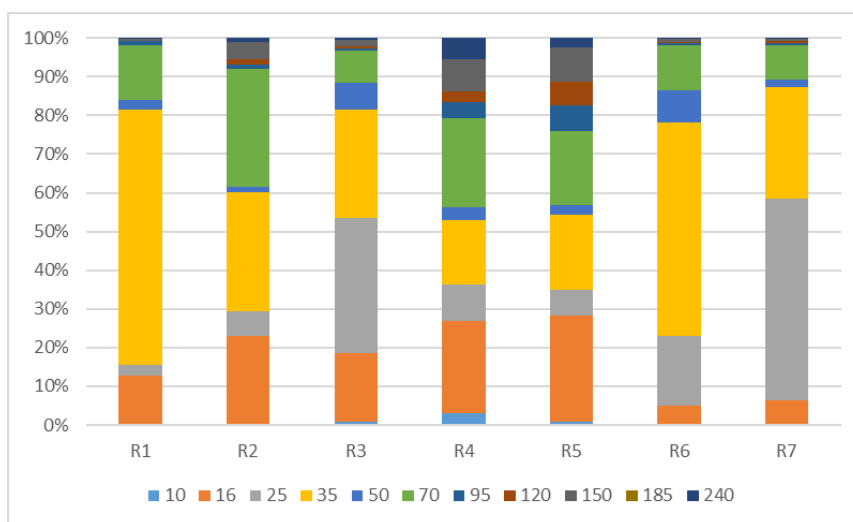
Slika 5-7 Dužina NN mreže po NN potrošaču po ED

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 mm<sup>2</sup> 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

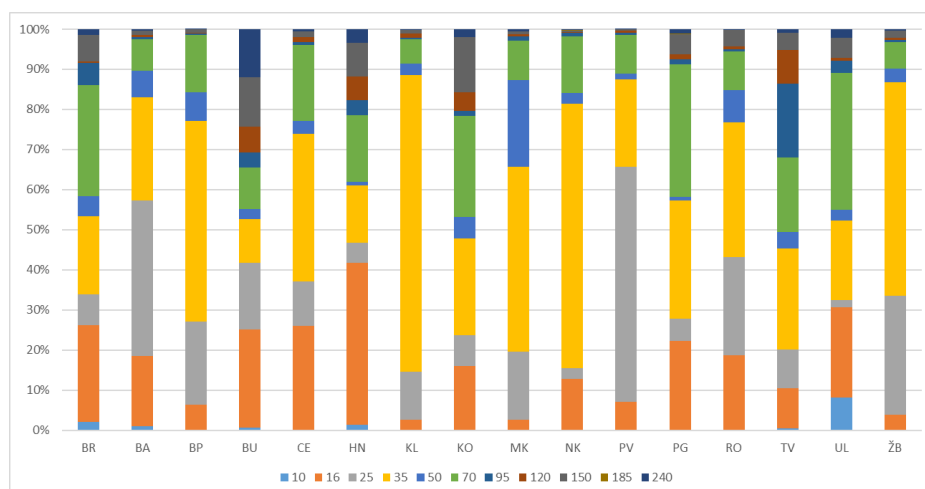
Kada je u pitanju struktura učešća pojedinih presjeka provodnika u ukupnoj dužini NN mreže na nivou regiona (Slika 5-9), odnosno ED (Slika 5-10), mogu se uočiti dvije grupe regiona sa sličnim osobinama. Naime, regione 1, 3, 6 i 7 karakteriše učešće presjeka od 35 mm<sup>2</sup> i niže sa iznad 80 % u 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.

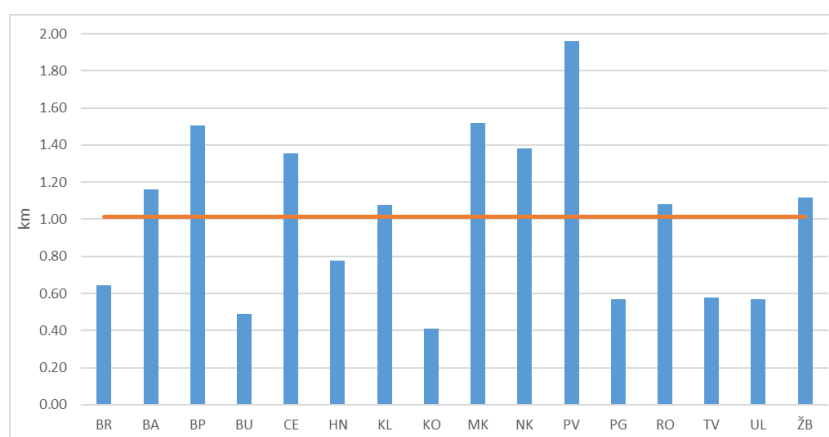
Kada su nekadašnje primorske ED i ED Podgorica u pitanju, evidentno je da ih karakteriše povoljnija struktura presjeka provodnika NN mreže, a najpovoljnije karakteristike imaju ED Tivat, ED Kotor, ED Ulcinj ED Budva, i ED Bar sa oko 50 % učešća presjeka provodnika od 50 mm<sup>2</sup> i više. ED Herceg 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.



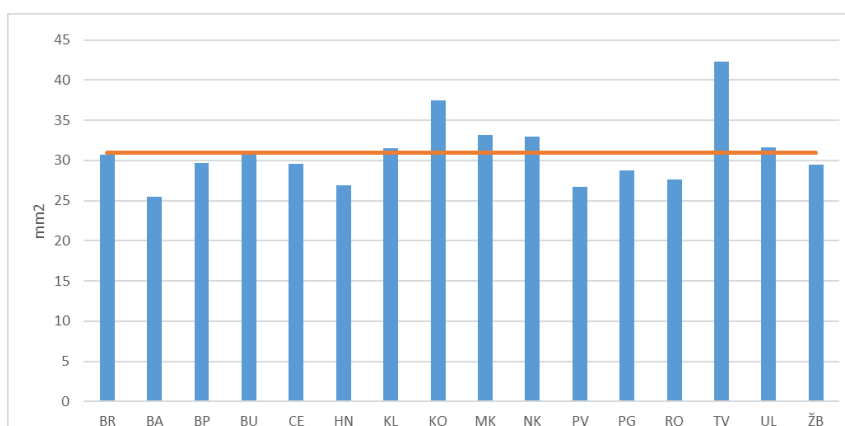
Slika 5-10 Učešće pojedinih presjeka provodnika niskonaponske mreže po ED

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

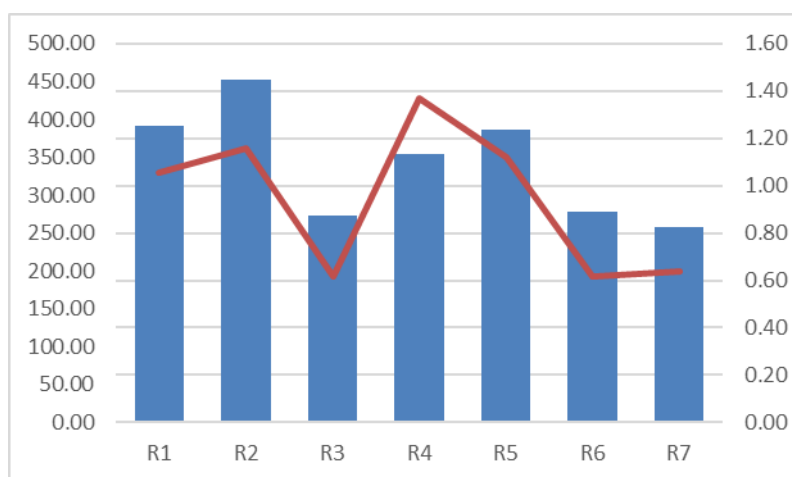


Slika 5-12 Presjek ekvivalentnog naponskog izvoda po ED

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,



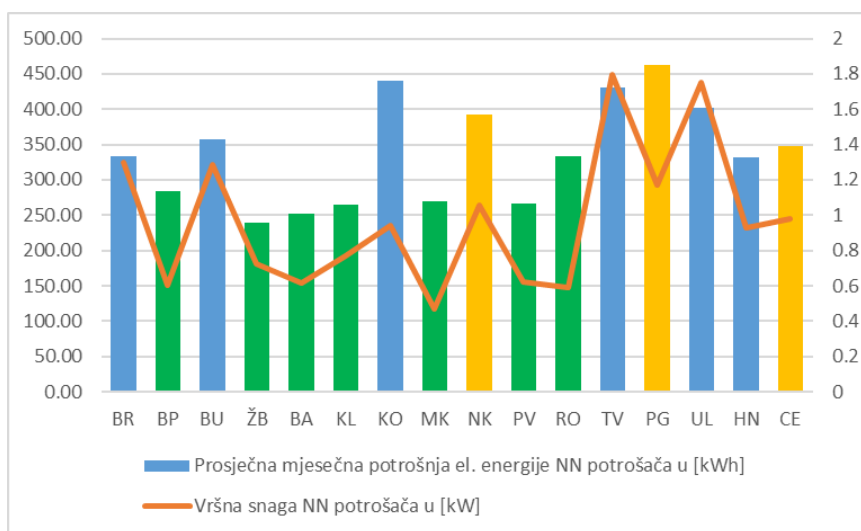
Slika 5-13 Prosječna mjesečna potrošnja el. energije i vršna snaga potrošača po regionima

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>20</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>20</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:

- nezavisno od primijenjene metode, dugoročna prognoza opterećenja je uvijek aproksimativna,
- maksimalna tražnja je u velikoj mjeri zavisna od temperature,
- neki od potrebnih podataka za dugoročnu prognozu, uključujući ekonomske i demografske projekcije, često nijesu dostupni,
- 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 opšteprihvatljivih 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 2024. do 2032.godine (uz oscilacije 2013. i 2014. i izražen pad potreba u 2020.) može se zaključiti da je:

- Prognozirani pad elektroenergetskih potreba zabilježen je kod konzuma ED pogona: Nikšić (-0,45%), Mojkovac (-0,76%) ;
- Prognozirani blagi rast elektroenergetskih potreba zabilježen je kod konzuma ED pogona : Cetinje (0,52%), Bijelo Polje (0,59%),
- Prognozirani srednji rast elektroenergetskih potreba zabilježen je kod konzuma ED pogona: Pljevlja (0,85%), Berane (1,61%), Ulcinj (1,61%), Žabljak (1,55%), Kolašin (1,41%), Podgorica (1,29%),
- Prognozirani visok rast elektroenergetskih potreba zabilježen je kod konzuma ED pogona:

Rožaje (5,19%), Kotor (2,32%), Herceg Novi (2,74%), Tivat (4,06%), Budva (3,25%), Bar (5,86%)

### 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 osvjtljenjem, 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 energetske 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 ugradnje i korišćenja alternativnih izvora električne energije u stambenom, komercijalnom i industrijskom sektoru po modelu kupaca proizvođača.

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 aktuelizacija 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>21</sup>(Modifikovano–eksponencijalni):

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

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 Pljevlja svi navedeni regresioni modeli bi doveli do daljeg pada odnosno stagnacije potreba za električnom energijom. Negativni trendovi u navedenom ED 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 Pljevlja vrati na nivo iz 2011. godine od kada se najčešće registruje negativni trend.

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 Bar) za rezultate prognoze primijeni poluzbir vrijednosti dva kvantitativna regresiona modela.

## 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>22</sup> koje pripadaju jednom ED pogonu. Pri izboru prognoznog modela za konkretan ED pogon konsultovana je obimna urbanističko-planska i administrativna 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>23</sup> kao krovni dugoročni prostorno-planski dokumenti je oročen na 2020. godinu dok opština Budva nema usvojen PUP. Kad je riječ o opštinama Kotor, Gusinje kao i Glavnom gradu isti imaju usvojene PUP-ove oročene do donošenja PPCG<sup>24</sup>. Opštine H.Novi i Petnjica imaju PUP-ove oročene do 2030. godine. 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 – 2024. godine koje su osim za ED pogon H.Novi (period od 2013. do 2021. godine uz aproksimaciju preuzete energije

<sup>21</sup> K - Unaprijed specificirani nivo zasićenja

<sup>22</sup> Raspodjela opterećenja nije eksplicitno primijenjena na novoformirane opštine Tuzi, Petnjica i Gusinje, već su obuhvaćene konzumom opština kojima su prethodno teritorijalno pripadale.

<sup>23</sup> Prostorno-urbanistički plan

<sup>24</sup> Prostorni plan Crne Gore

u 2020.godini sa 2019.godinom) predstavljale, zavisne, promjenjive veličine u primjenjenim regresionim analizama.

Tabela 6-1. Preuzete energije ED konzuma u periodu 2004-2024. (GWh)

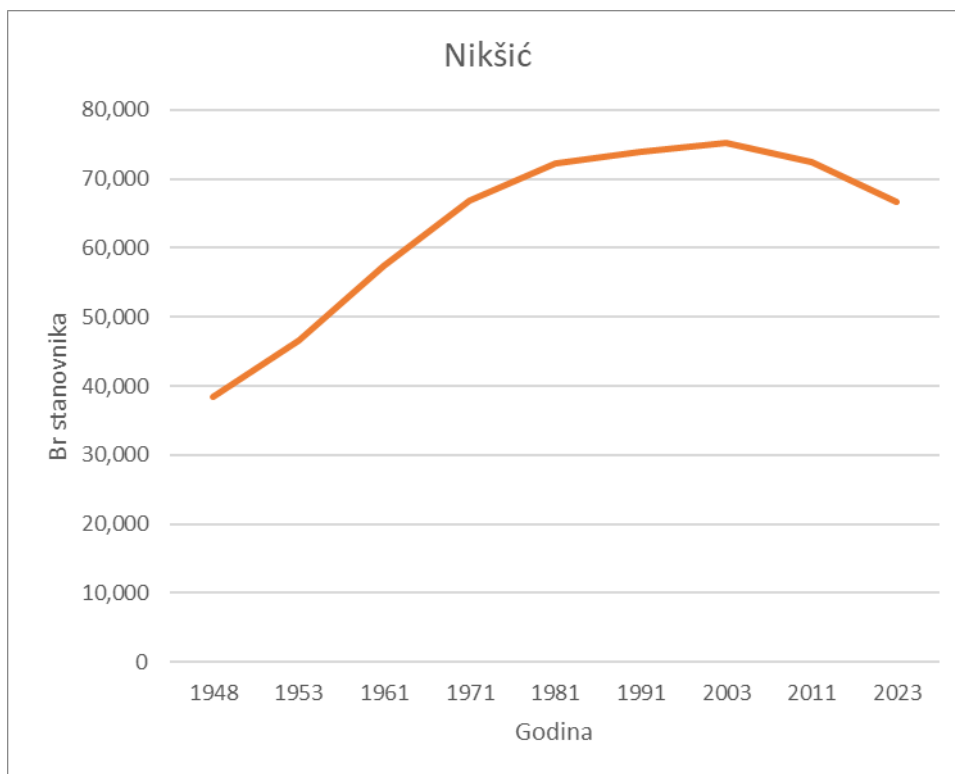
Region	ED	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	NIKŠIĆ	245.54	255.70	260.66	245.31	261.01	257.94	261.15	258.71	259.60	252.75	239.67	244.31	241.59	248.72	243.05	241.84	238.92	253.96	237.73	238.79	242.81
2	PODGORICA	743.89	777.78	798.88	781.64	849.11	884.69	912.51	925.50	937.75	897.29	849.64	924.62	921.34	954.13	950.04	948.07	933.78	980.30	998.86	1,014.66	1,068.31
	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	80.94	82.02	80.17	79.10	80.80	82.39	85.43
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	119.07	118.19	124.13	100.25	103.70	110.21	113.12
	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	40.71	43.12	45.19
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	110.60	118.47	128.41
	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	222.82	243.04	256.65
	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	263.65	291.78	308.89
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	106.53	114.35	124.39	133.07
	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	165.41	177.48	188.44
	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	199.24	212.27	218.73
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	105.93	107.60	112.97
	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	26.23	27.78	28.69
	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	17.62	18.19	19.29
7	PLJEVLJA	107.27	108.77	112.56	105.31	100.92	104.16	107.70	155.36	115.31	113.50	112.59	115.85	112.74	106.98	103.42	101.91	103.12	106.23	106.75	105.22	101.99
	ŽABLAK	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	25.24	26.77	27.76

### 6.2.1. REGION 1

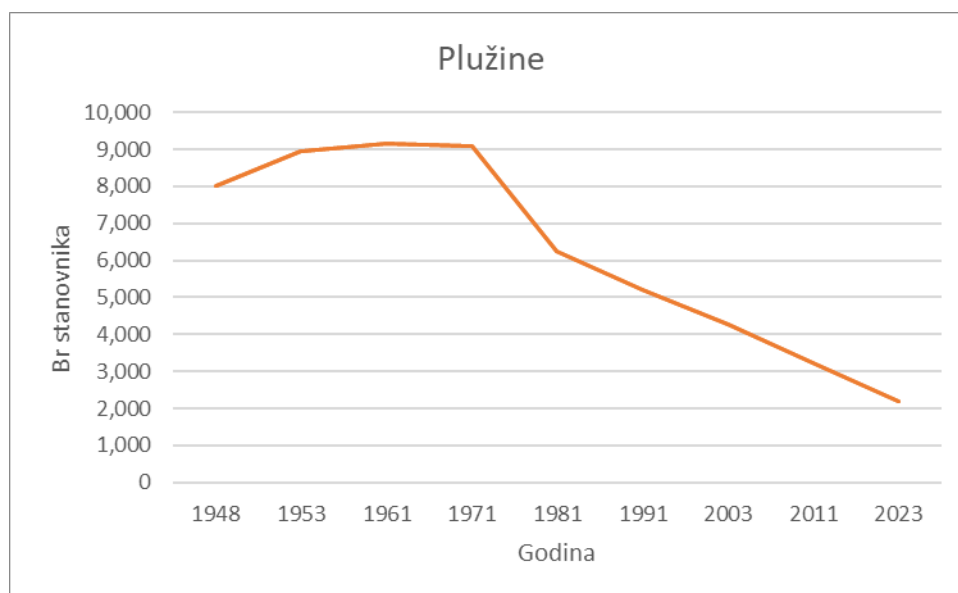
Region 1 čini ED Nikšić koja snabdijeva električnom energijom opštine Nikšić i Plužine. Osnovni geografski i demografski podaci o opštini Nikšić dati su u Prilogu (Tabela P.1). a za opštinu Plužine u Tabela P.2.

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 – 2023. g. u opštini Nikšić, a na Slika 6-2 u opštini Plužine.



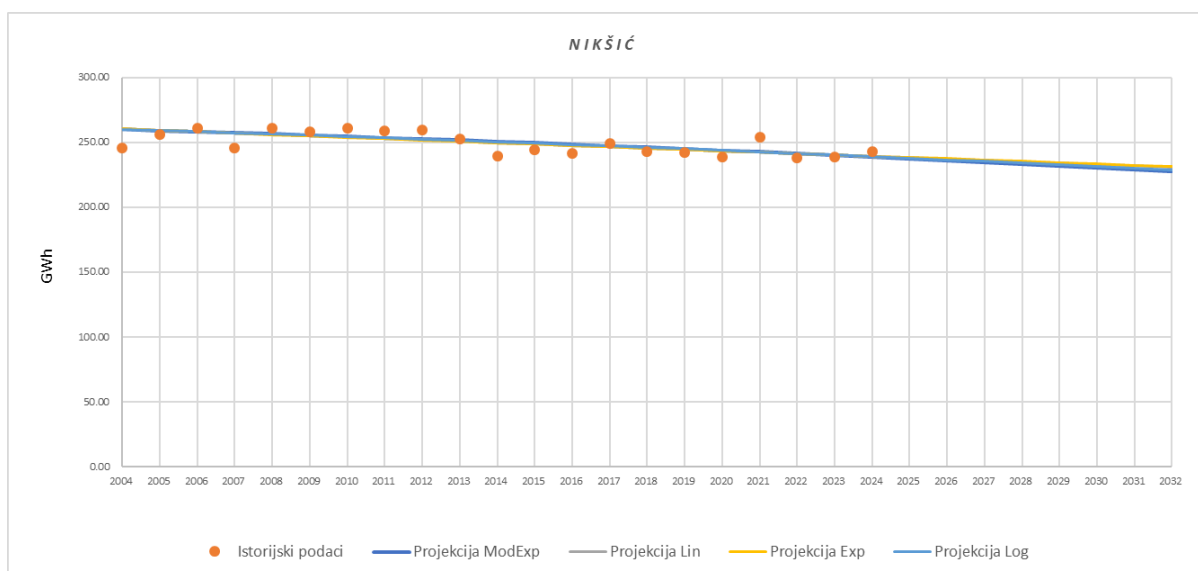
Slika 6-1 Stanovništvo u opštini Nikšić po popisima 1948-2023.



Slika 6-2. Stanovništvo u opštini Plužine po popisima 1948-2023.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sljedećoj slici (Slika 6-3) prikazani su dijagrami prema 3 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine. Iz grafičkog prikaza je očigledno da su projekcije Lin, Exp i ModExp praktično identične i blago opadajuće. Imajući u vidu trendove broja stanovnika za Nikšić i Plužine ovakva projekcija je i očekivana posebno imajući u vidu i efekat energije iz solarnih elektrana koja se utroši kod kupaca proizvođača kao sopstvena potrošnja. Za Region 1 projekcija potreba za energijom se može opisati linearnom zavisnošću odabirom Lin projekcije koja u konkretnom primjeru ima izraz :

$$y_{ri} = 261.29 - 1,05x_i ; (0 \leq x_i \leq 29)$$



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

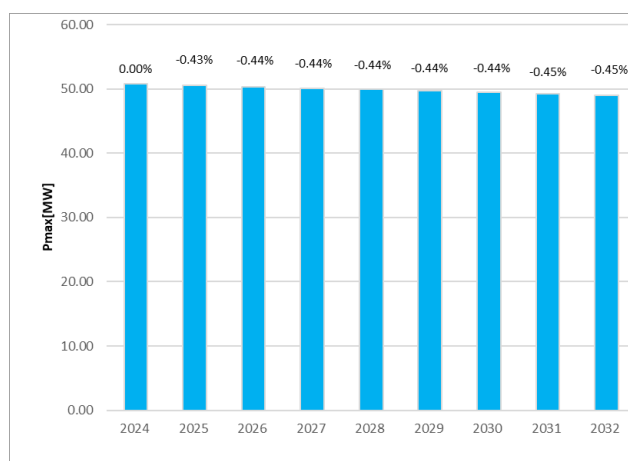
Dalje slijede rezultati algoritma za određivanje snaga preko prosječnog vremena trajanja vršnog opterećenja  $T_v$  iz 2024. g. svih TS 35/10 kV koje pripadaju određenom regionu. Time se aproksimira profil opterećenja karakterističan za pojedine ED konzume. Iz mjerenih i prognoziranih vrijednosti za  $W$  i  $P$  određuju se

dopunske energije  $\Delta W$  i opterećenja  $\Delta P$  ED konzuma 2032. u odnosu na vrijednosti 2024. 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	Wed24 GWh	Wed32 GWh	$\Delta W_{24-32}$ GWh	Tv24 h	Ped24 MW	Ped32 MW	$\Delta P_{24-32}$ MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R1	NK	NK	Lin	242.81	230.8173	-11.99	4709	50.80	49.01	-1.79	97	47.54
	PŽ	NK									3	1.47

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 2024 – 2032. godina (sa godišnjom stopom rasta).



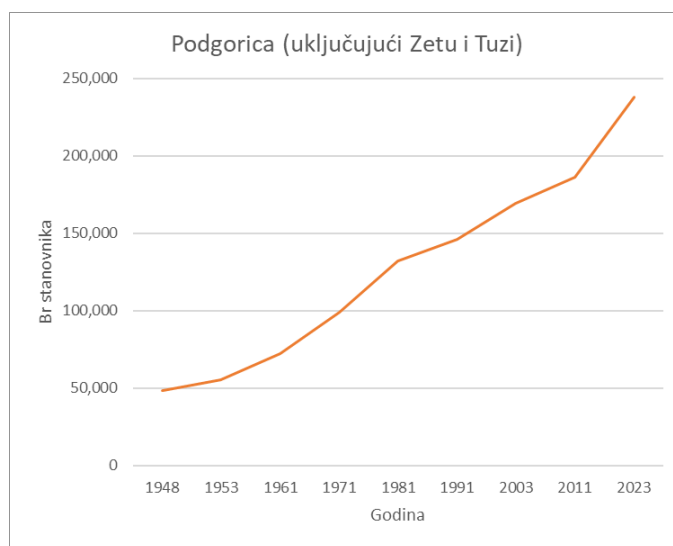
Slika 6-4. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 1 za period 2024 – 2032. godine

Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 1 pripada kategoriji regiona sa blagim opadanjem potreba za električnom energijom i opterećenjem, što će imati za posljedicu niske zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu. Vršna snaga će po usvojenom modelu opadati po prosječnoj stopi od 0.45% i sa indeksom 2032/2024 od 0.96.

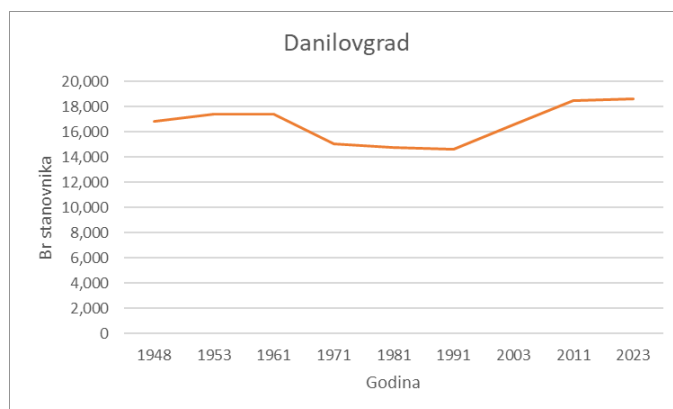
### 6.2.2. REGION 2

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).

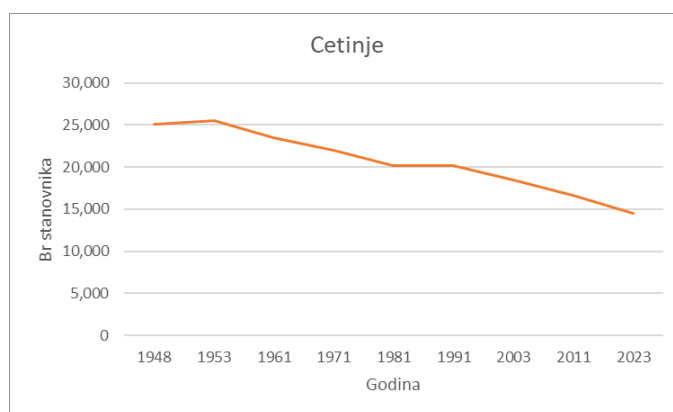
Osnovni geografski i demografski podaci za opštinu Glavni grad, opštinu Danilovgrad i Prijestonicu dati su u tabelama: Tabela P.3, Tabela P.4 i Tabela P.5. Takođe su priloženi i grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2013. g., kao veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma opština iz Regiona 2.



Slika 6-5. Stanovništvo Glavnog grada po popisima 1948-2023.



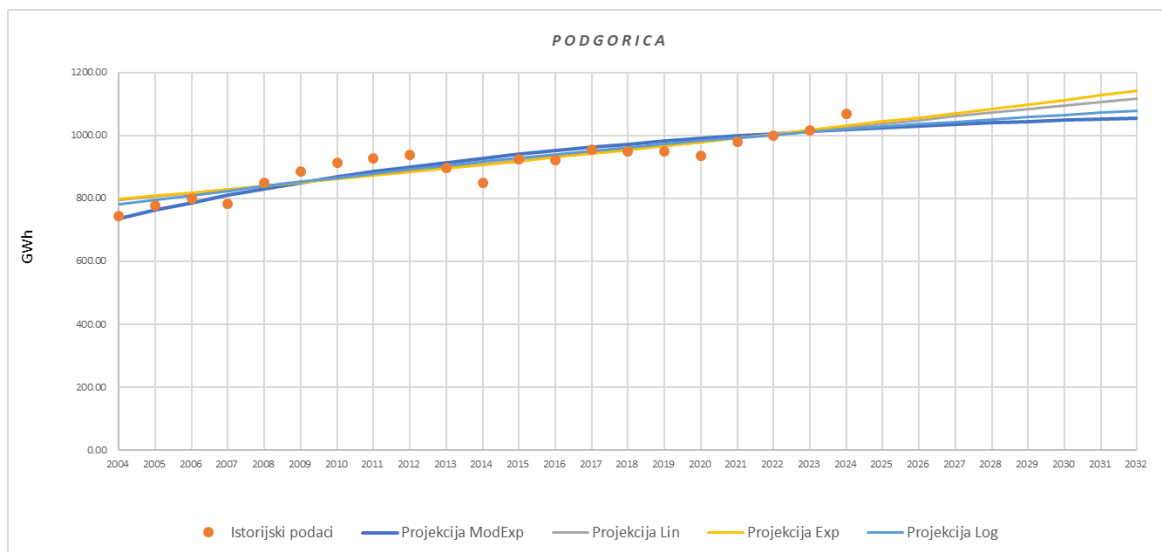
Slika 6-6. Stanovništvo opštine Danilovgrad po popisima 1948-2023.



Slika 6-7. Stanovništvo Prijestonice Cetinje po popisima 1948-2023.

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.

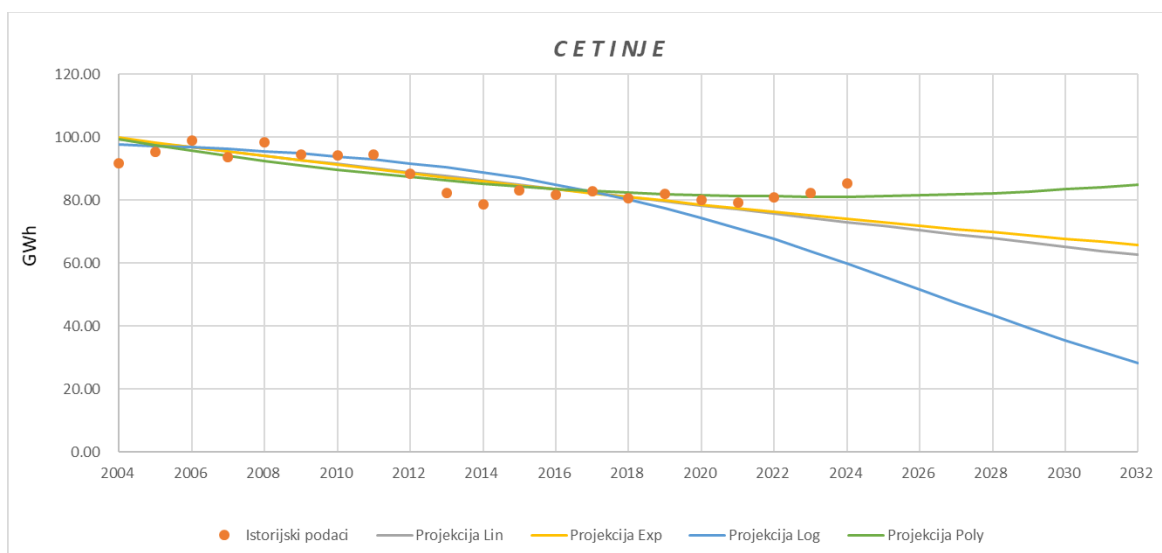


Slika 6-8. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Podgorica

Iz grafičkog prikaza se može uočiti da svi modeli prognoziraju rastuće trendove. Najveći trend rasta predviđa projekcija eksponencijalnog rast, dok nešto manji predviđaju ModExp, Lin i Log. 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 1.29%. Regresiona zavisnost modela Exp data je izrazom:

$$y_{ri} = 787,604 \cdot e^{0,01279x_i}$$

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 očigledna neprihvatljivost projekcije Log a da projekcije Lin i ModExp, poput demografskih u ovoj opštini imaju, izražene, negativne trendove. Imajući u vidu neke od turističkih sadržaja koji se planiraju na teritoriji Opštine Cetinje a u neposrednoj blizini Nacionalnog parka Lovćen odabran je model koji u perspektivi daje pozitivan trend potreba za električnom energijom i snagom.

Funkcija trenda u periodu 2024 – 2032. data je izrazom:

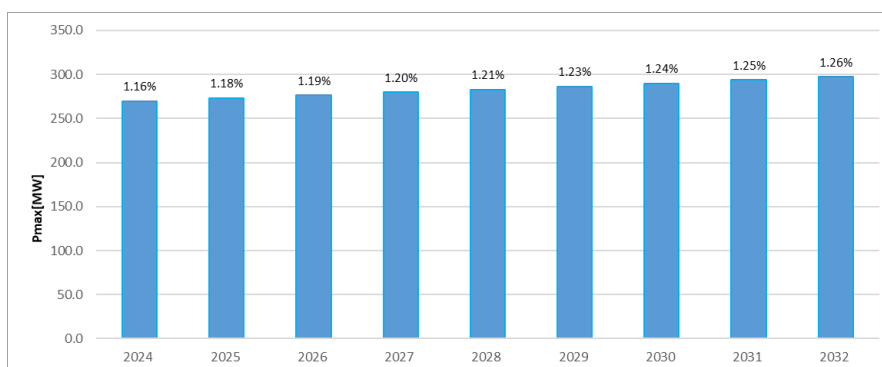
$$y_{ri} = 0.0495 x_i^2 - 1.9969 x_i + 101.25$$

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>25</sup> Regiona 2.

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

Region	Opština	ED	Model	Wed24 GWh	Wed32 GWh	$\Delta$ W24-32 GWh	Tv24 h	Ped24 MW	Ped32 MW	$\Delta$ P24-32 MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R2	PG	PG	Exp	1030.29	1141.31	111.02	4238.6	221.90	269.27	47.37	92	247.73
	DG	PG									8	21.54
	CT	CT	Poly	79.10	84.97	-0.46	3032.1	18.72	28.02	9.30	100	28.02

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 2024 – 2032. godina.



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 1,21 % i indeksom rasta 2032/2021 od 1,1%. Ovo će imati za posljedicu povećane zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu od oko 56,67 MW.

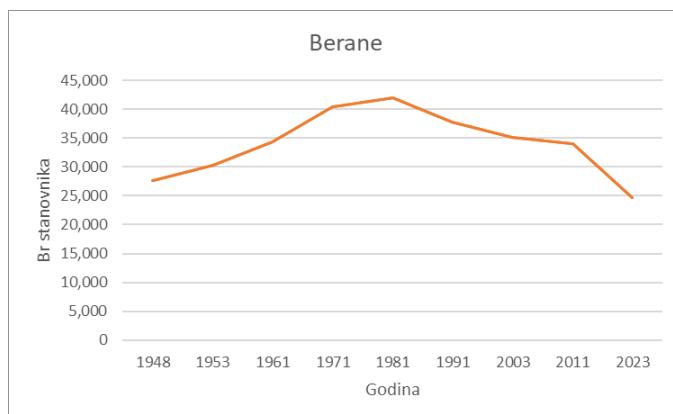
### 6.2.3. REGION 3

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.

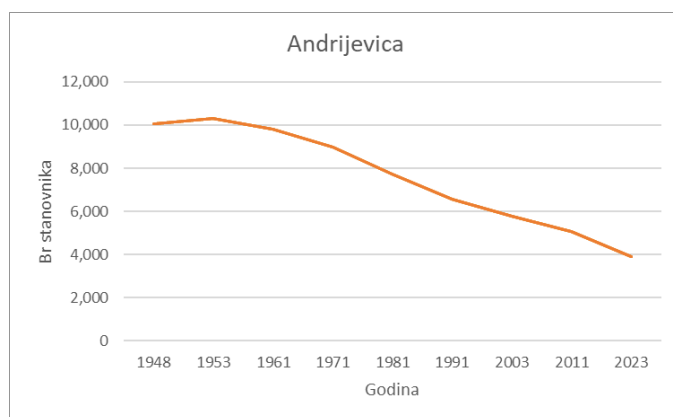
Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 3 dati su tabelama: Tabela P.6, Tabela P.7, Tabela P.8, i

<sup>25</sup> Prognoza potreba opštine Podgorica uključuje i potrebe opštine Tuzi i Zete

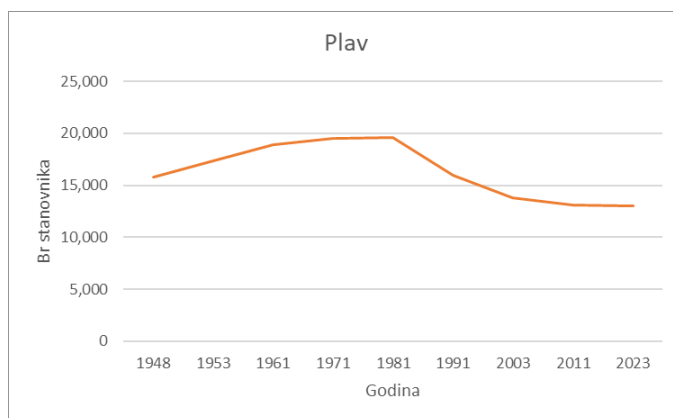
Tabela P.9 u Prilogu. Takođe, na narednim slikama priloženi su i grafici demografskih trendova u opštinama Regiona 3 po popisima od 1948. do 2023. g., kao veoma uticajnog faktora na elektroenergetske potrebe konzuma.



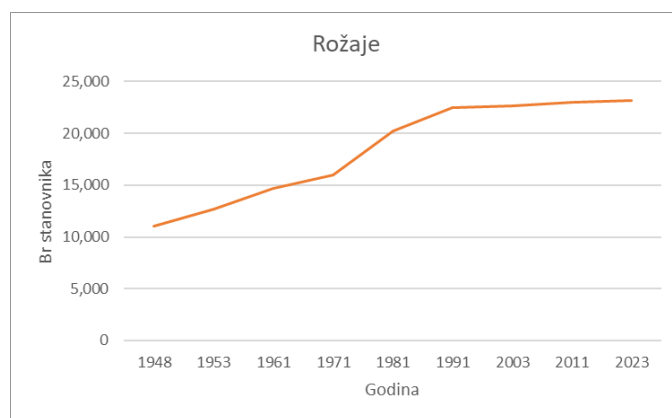
Slika 6-11. Stanovništvo opštine Berane po popisima 1948-2023.



Slika 6-12. Stanovništvo opštine Andrijevica po popisima 1948-2023.



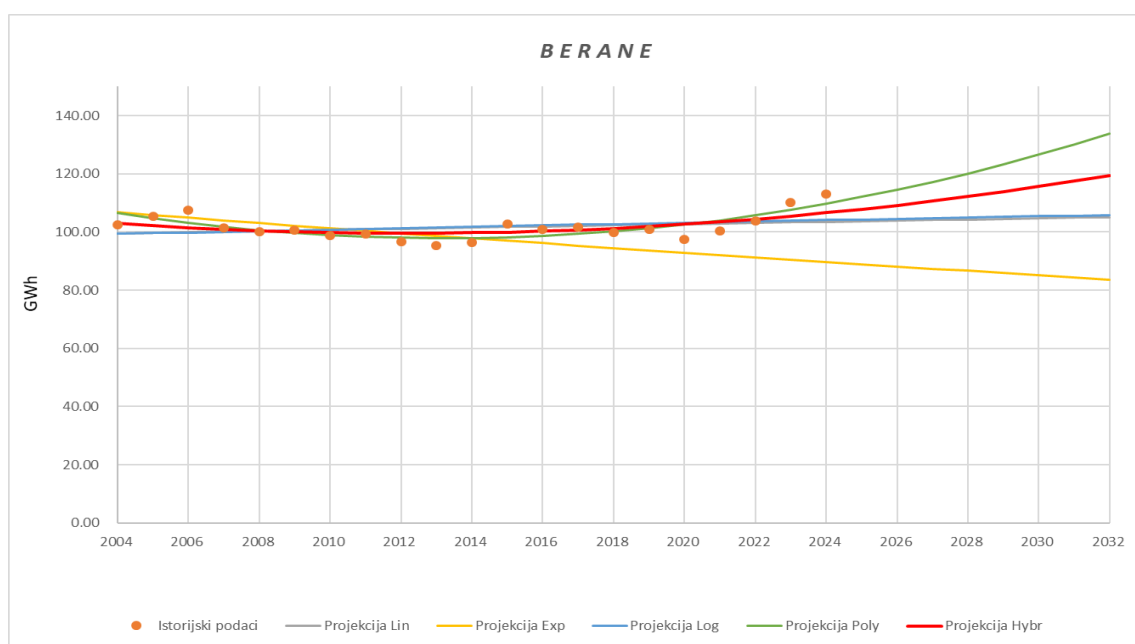
Slika 6-13. Stanovništvo opštine Plav po popisima 1948-2023.



Slika 6-14. Stanovništvo opštine Rožaje po popisima 1948-2023.

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.

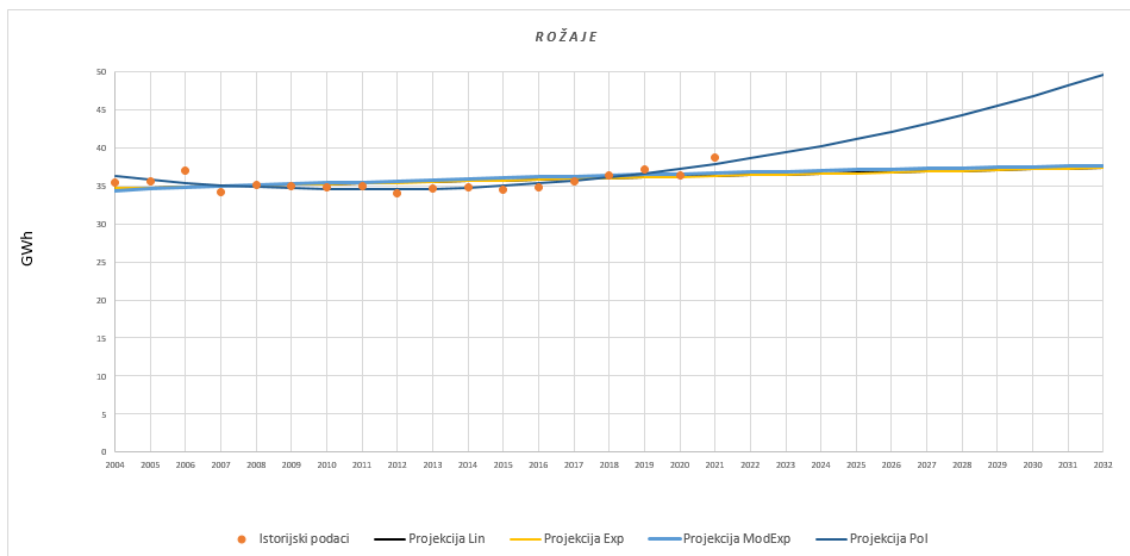


Slika 6-15. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Berane

Iz grafičkog prikaza je očigledno da se samo prema modelu Pol dobija rastući trend sa stopom rasta od 0,83 %. 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 Lin (Hybr), čemu odgovara prosječna godišnja stopa rasta od 0,53%. Odgovarajuća regresiona zavisnost data je izrazom:

$$y_{ri} = 103,9 - 0,94175 x_i + 0.051 x_i^2 \cdot$$

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 2,98%. 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 2,13%. sa regresionim izrazom:

$$y_{ri} = 0.00215 x_i^3 - 0.414 x_i^2 + 0,34095x_i + 33,852$$

U sledećoj tabeli (Tabela 6-4) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja opština<sup>26</sup> Regiona 3.

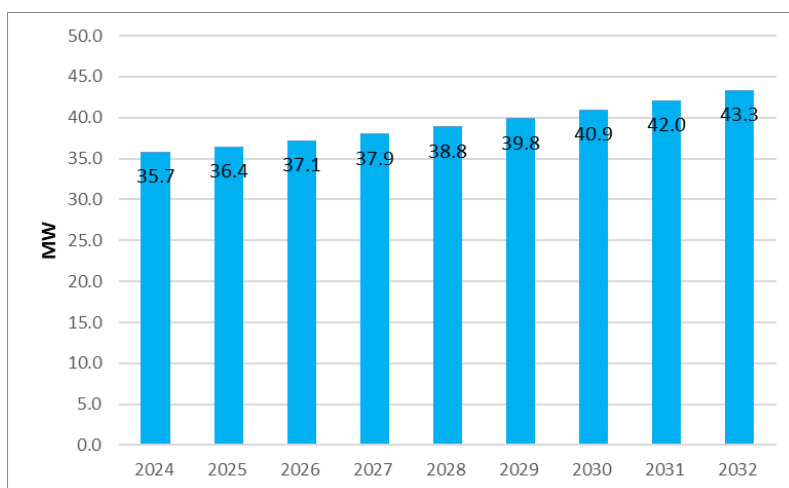
Tabela 6-4. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 3 za 2032. godinu

Region	Opština	ED	Model	Wed24 GWh	Wed32 GWh	ΔW21-32 GWh	Tv24 h	Ped24 MW	Ped32 MW	ΔP24-32 MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R3	BA	BA	(Lin+Poly)/2	106.62	119.48	12.87	4192	26.98	28.50	1.52	70	19.95
	AN	BA									20	2.85
	PL	BA									10	5.70
	RO	RO	(Lin+Poly)/2	38.68	61.36	4.78	4159	8.58	14.75	6.18	100	14.75

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 202 – 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 2,35% i indeksom rasta 2032/2024 od 1,21. Ovo će imati za posledicu zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu od oko 8 MW.

<sup>26</sup> Prognoza potreba opštine Berane uključuje i potrebe opština Gusinje i Petnjica

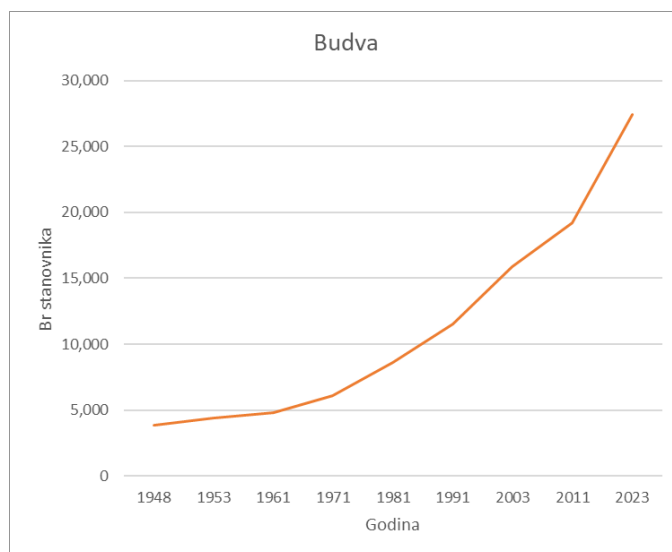


Slika 6-17. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 3 za period 2022 – 2032. godina

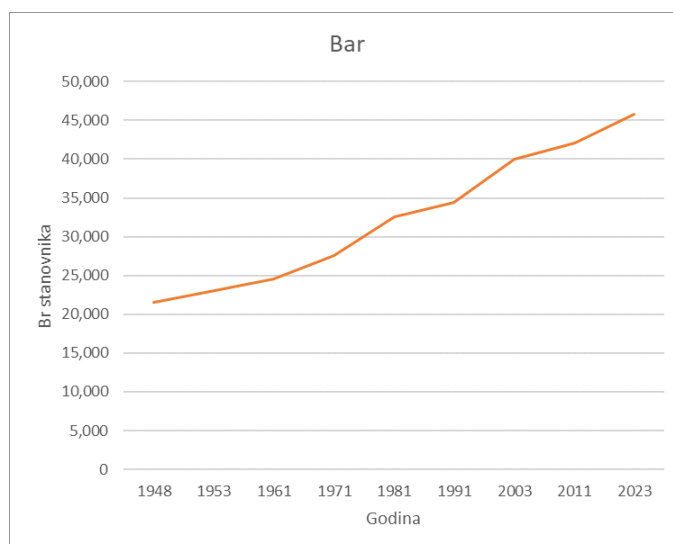
#### 6.2.4. REGION 4

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

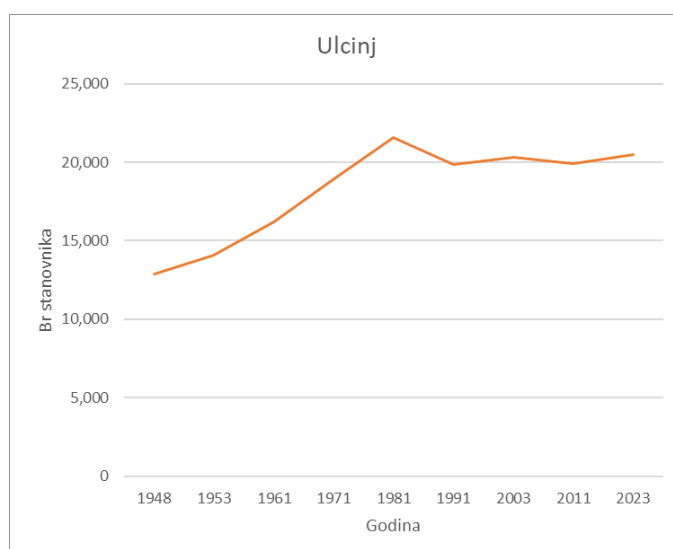
Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 4 dati su u tabelama: Tabela P.10, Tabela P.11 i Tabela P.12 u Prilogu. Takođe su priloženi i grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g., koji su, pored turizma, veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma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



Slika 6-18. Stanovništvo opštine Budva po popisima 1948-2023.



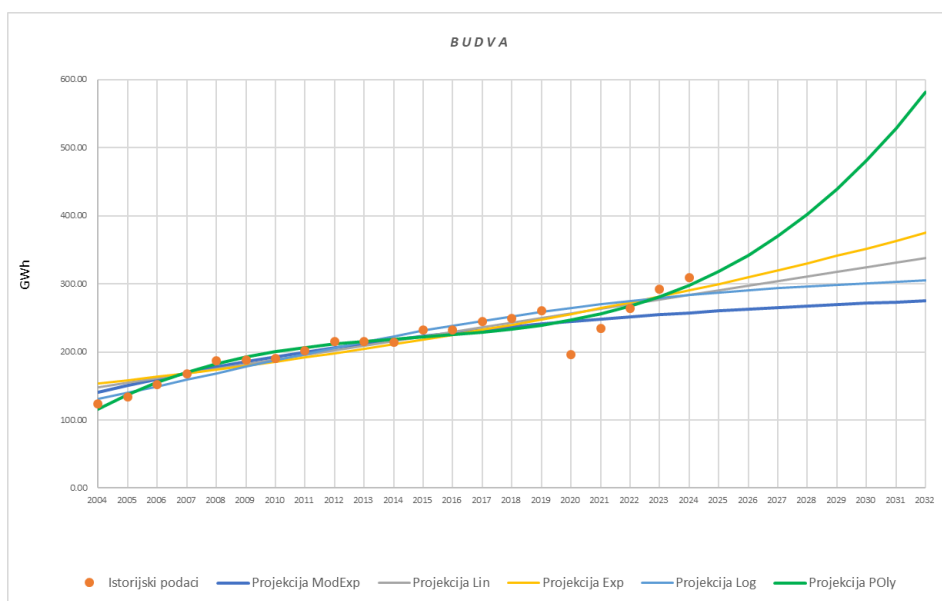
Slika 6-19. Stanovništvo opštine Bar po popisima 1948-2023.



Slika 6-20. Stanovništvo opštine Ulcinj po popisima 1948-2023.

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.

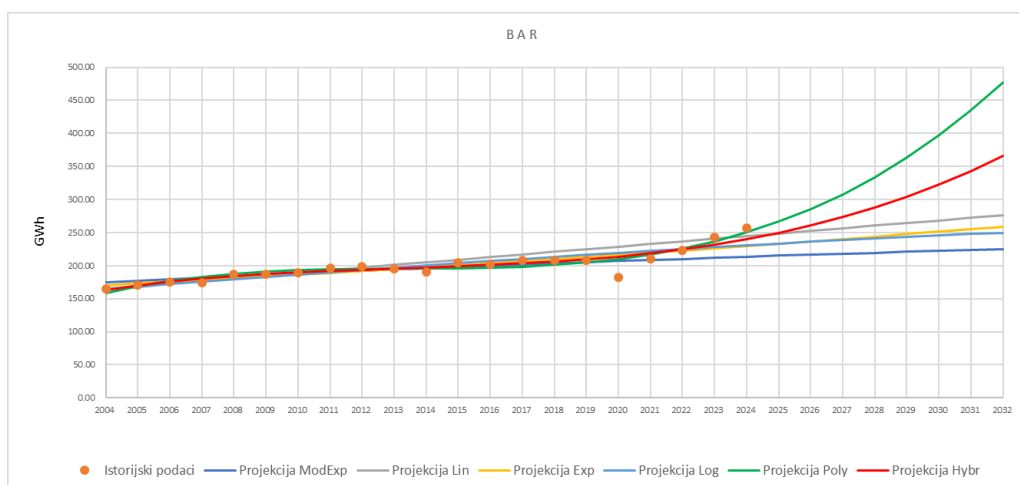


Slika 6-21. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Budva

Iz grafičkog prikaza očigledno je rasipanje rezultata prognoznih modela. Imajući u vidu projekcije intenzivnog turističkog razvoja opštine Budva, kao i rastući demografski trend, za prognozu ED Budva usvaja se EXP model sa godišnjom stopom rasta od 2,66%. Navedenom trendu potreba za električnom energijom odgovara regresioni izraz:

$$y_{ri} = 148,413e^{0,03194X_i}$$

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

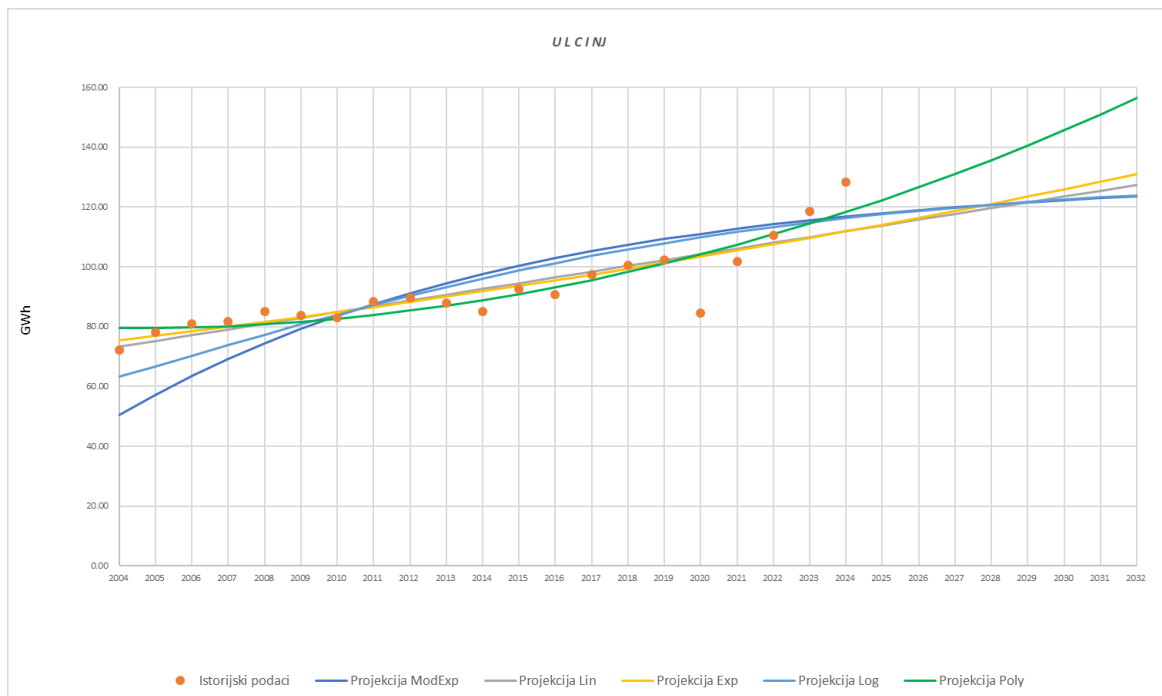


Slika 6-22. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Bar

Iz grafičkog prikaza može se zaključiti približno isti rast rezultata četiri prognozna modela (ModExp, Lin, Exp) dok model Pol pokazuje izuzetno rastući trend. Imajući u vidu rastući demografski trend i projekcije privrednog razvoja za prognozu ED pogona Bar usvojen je hibridni regresioni model koji nastaje poluzbirom vrijednosti prognoza prema modelima Pol i Lin (Hybr). Ovaj model prognozira godišnju stopu rasta od 2,93%. Navedenom trendu potreba za električnom energijom odgovara regresioni izraz:

$$y_{ri} = 0,042x_i^3 - 1,298x_i^2 + 16,7x_i + 311,735$$

ED pogon Ulcinj karakterišu regresione zavisnosti prikazane na sledećoj slici (Slika 6-23). Svi prognozni modeli rezultiraju u rastuće trendove, pa je između njih odabran model Poly sa pozitivnom godišnjom stopom od 2,46%.



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

Modelu Poly odgovara regresioni izraz:

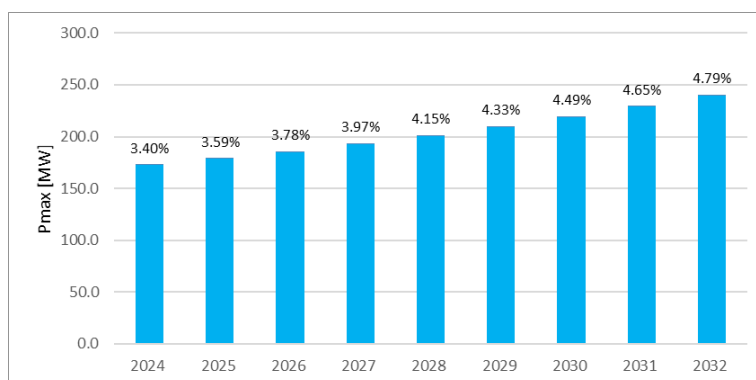
$$y_{ri} = 0,1005x_i^2 - 0,2654x_i + 79,616$$

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	Wed24 GWh	Wed32 GWh	$\Delta W_{24-32}$ GWh	Tv24 h	Ped24 MW	Ped32 MW	$\Delta P_{24-32}$ MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R4	BD	BD	Exp	308.89	375.13	66.24	4020	80.20	93.30	13.10	100	93.30
	BR	BR	(Lin+Poly)/2	256.65	365.60	108.95	3399	72.90	107.57	34.67	100	107.57
	UL	UL	Poly	128.41	156.44	28.03	4021	31.93	38.90	6.97	100	38.90

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



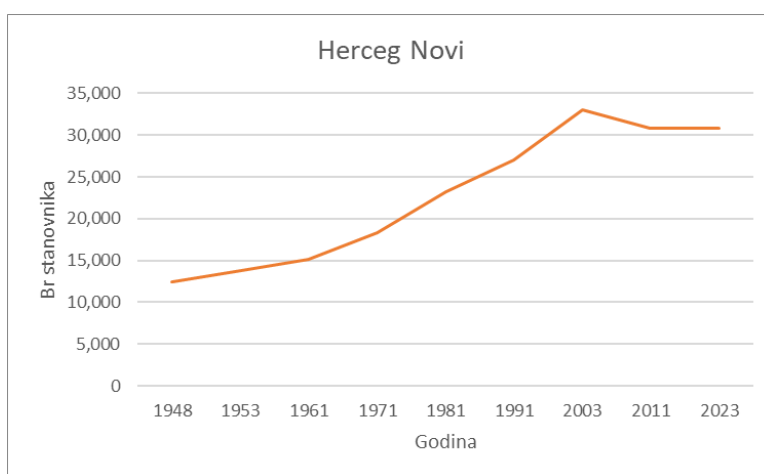
Slika 6-24. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 4 za period 2022 – 2032. godina

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 4,13% i indeksom rasta 2032/2024 od 1,39. Ovo će imati za posljedicu zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu od oko 54,7 MW.

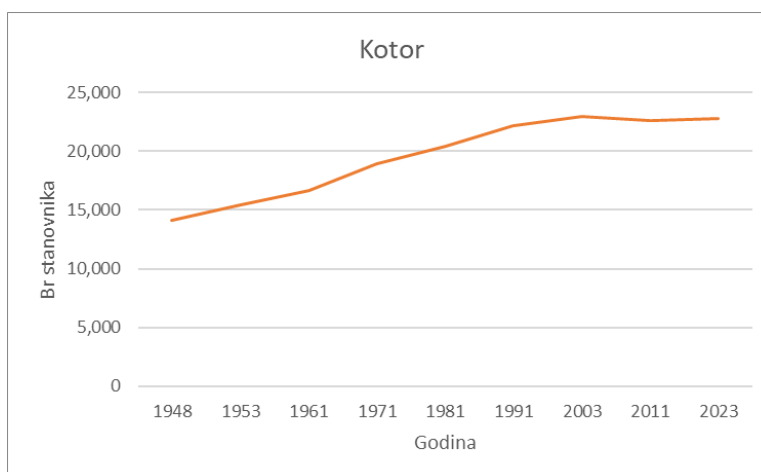
#### 6.2.5. REGION 5

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:

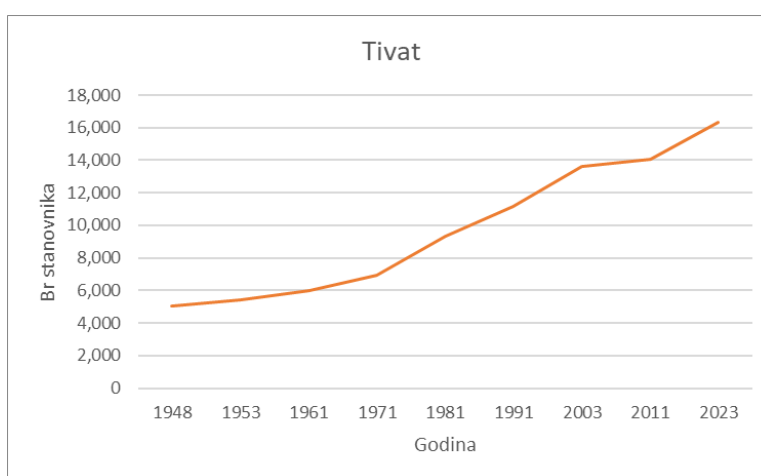
Tabela P.13, Tabela P.14 i Tabela P.15 u Prilogu. Takođe, na sljedećim slikama dati su grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2023. g., koji su, pored turizma, veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma Regiona 5.



Slika 6-25. Stanovništvo opštine Herceg Novi po popisima 1948-2023.



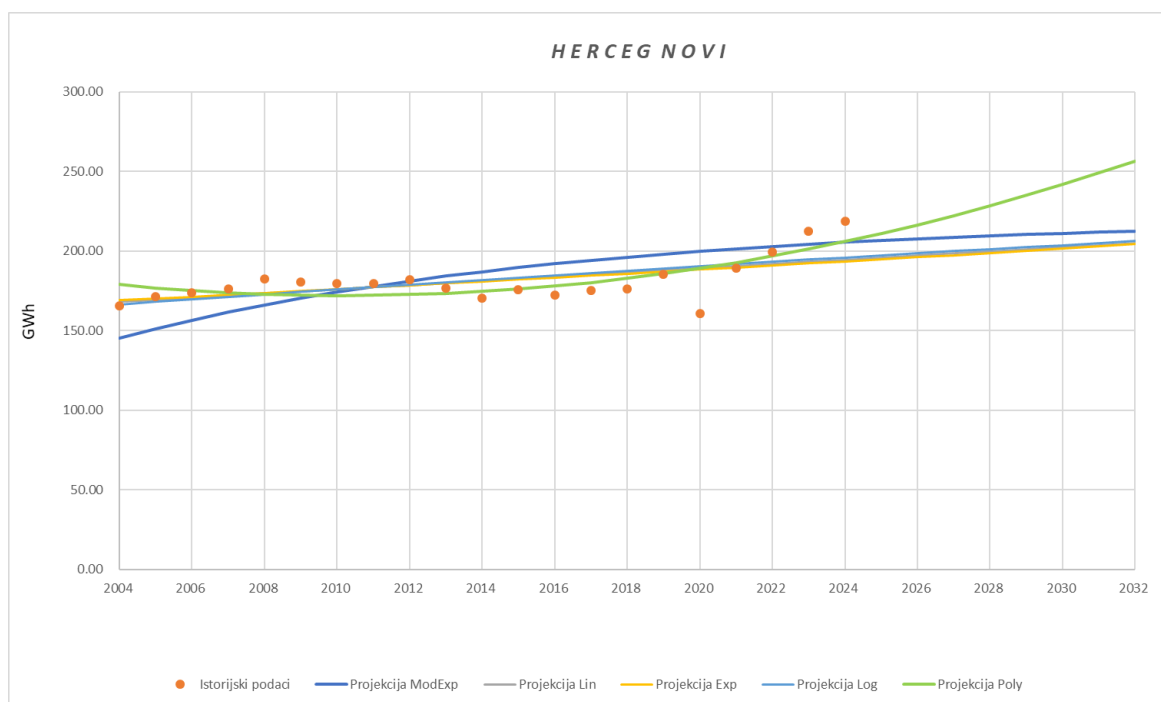
Slika 6-26. Stanovništvo opštine Kotor po popisima 1948-2023.



Slika 6-27. Stanovništvo opštine Tivat po popisima 1948-2023.

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 5 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine u ED pogonu Herceg Novi.



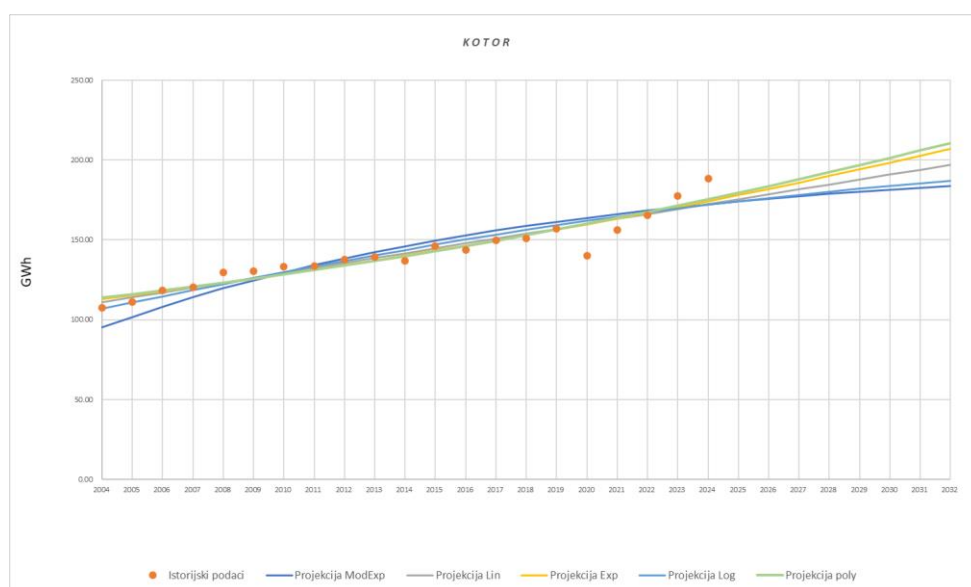
Slika 6-28. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Herceg Novi

Na osnovu analize prostorno planske dokumentacije, investicionih projekata u turističkoj privredi koji su u toku i planu, kao prognostički model odabran je polinomni drugog reda čiji je izraz:

$$y_{ri} = 0,1778 x_i^2 - 2,5519x_i + 181,23$$

Usvojenim prognostičkim modelom potrebe za energijom i snagom u ED Herceg Novi bi rasle u narednom periodu prosječnom stopom od 2.24%.

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.



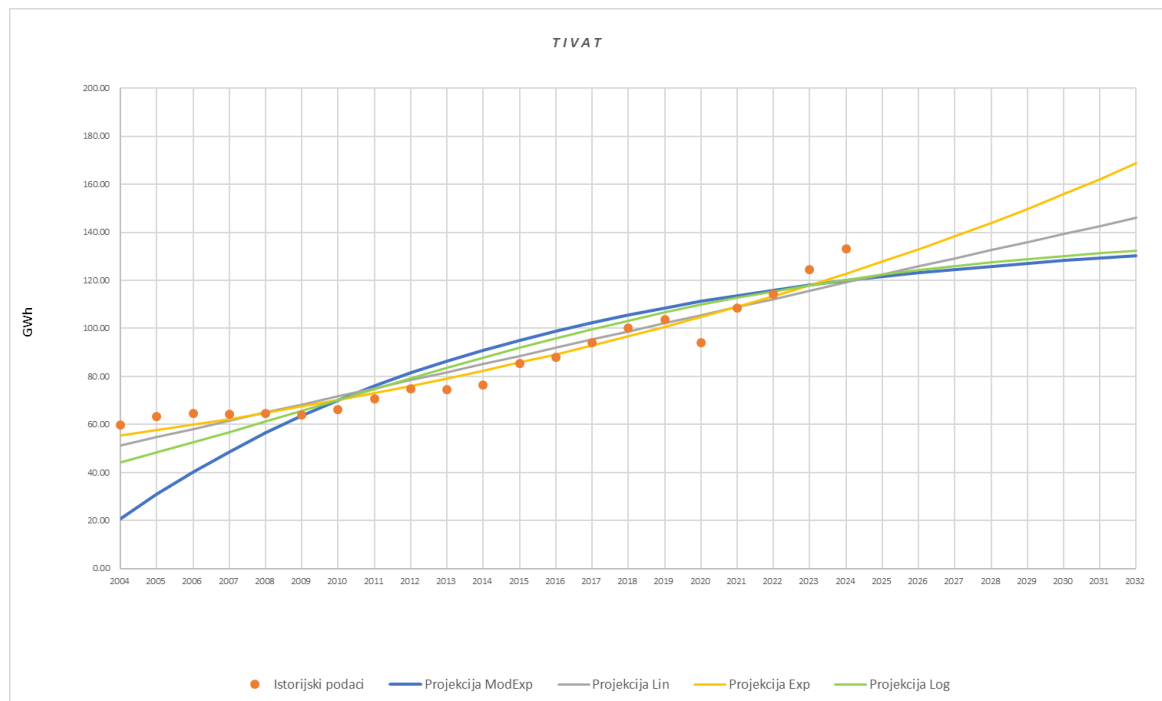
Slika 6-29. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Kotor

Kod ED pogona Kotor evidentan je spektar trendova, koji su svi rastući. Imajući u vidu projekcije turističkog razvoja opštine Kotor, kao i rastući demografski trend, za prognozu ED pogona Kotor usvaja se Pol model sa

godišnjom stopom rasta od 1,90%. Navedenom trendu potreba za električnom energijom, odgovara regresioni izraz:

$$y_{ri} = 0,0476 x_i^2 + 2,0278 x_i + 111,8$$

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. Na osnovu projekcija o intenzivnom turističkom razvoju usvojen je model Exp sa stopom rasta 3,32% i regresionim izrazom:

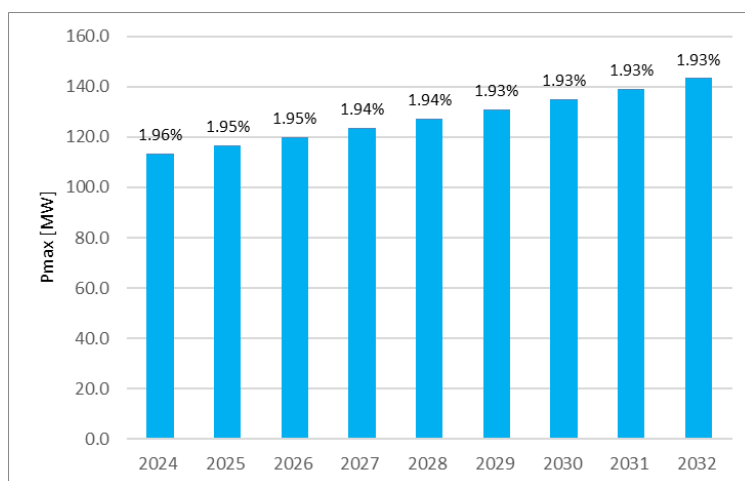
$$y_{ri} = 53,165 \cdot e^{0,0398x_i}$$

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	Wed24 GWh	Wed32 GWh	$\Delta W_{24-32}$ GWh	Tv24 h	Ped24 MW	Ped32 MW	$\Delta P_{24-32}$ MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R5	HN	HN	Lin-korig	218.73	256.55	37.82	4278	44.60	59.97	15.37	100	59.97
	KO	KO	Lin	188.44	210.64	22.20	4794	36.82	43.94	7.12	100	43.94
	TV	TV	Exp	133.07	168.78	35.71	4320	27.07	39.06	11.99	100	39.06

Na sljedećoj slici (Slika 6-31) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 5 za period 2024 – 2032. godina.

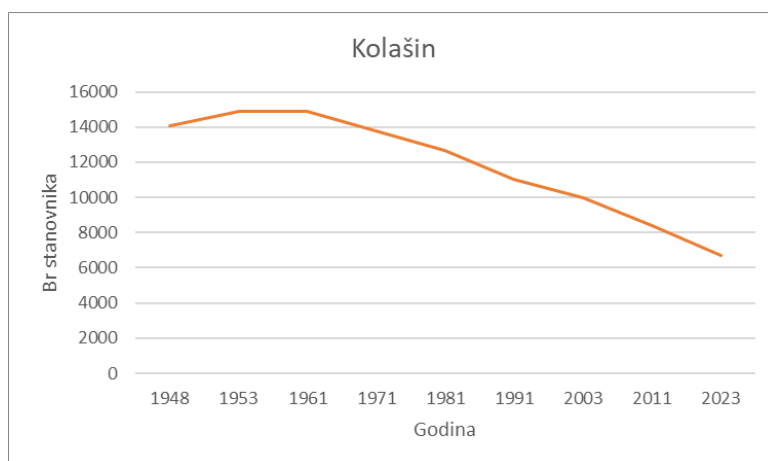


Slika 6-31. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 5 za period 2024 – 2032. godina.

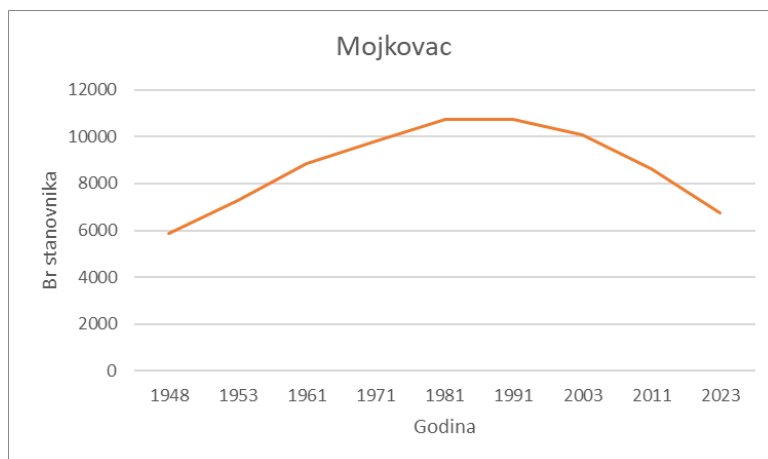
Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 5 pripada kategoriji regiona sa izraženim rastom potreba za električnom energijom i opterećenjem po prosječnoj stopi 2,99% i indeksom rasta 2032/2021 od 1,25. Ovo će imati za posljedicu povećane zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu od oko 34,5 MW.

#### 6.2.6. REGION 6

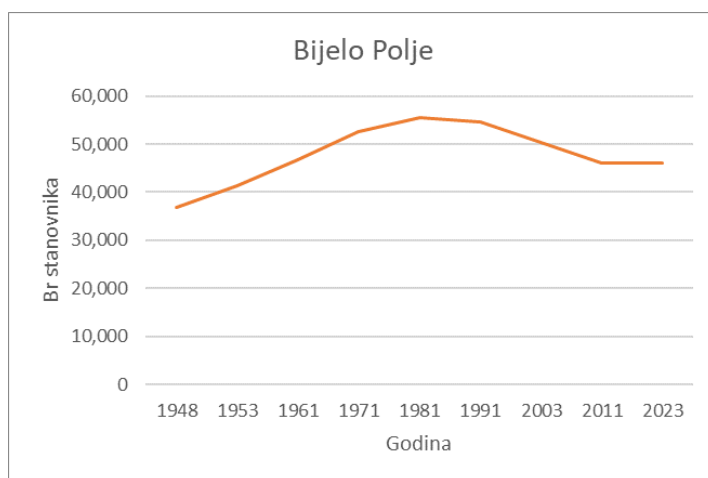
Region 6 obuhvata ED Kolašin, ED Mojkovac i ED Bijelo Polje. Ove ED snabdijevaju istoimene sjeveroistočne opštine. Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 6 dati su u tabelama: Tabela P.16, Tabela P.17 i Tabela P.18 u Prilogu. Slijede grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g., koji su veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma Regiona 6.



Slika 6-32. Stanovništvo opštine Kolašin po popisima 1948-2023.



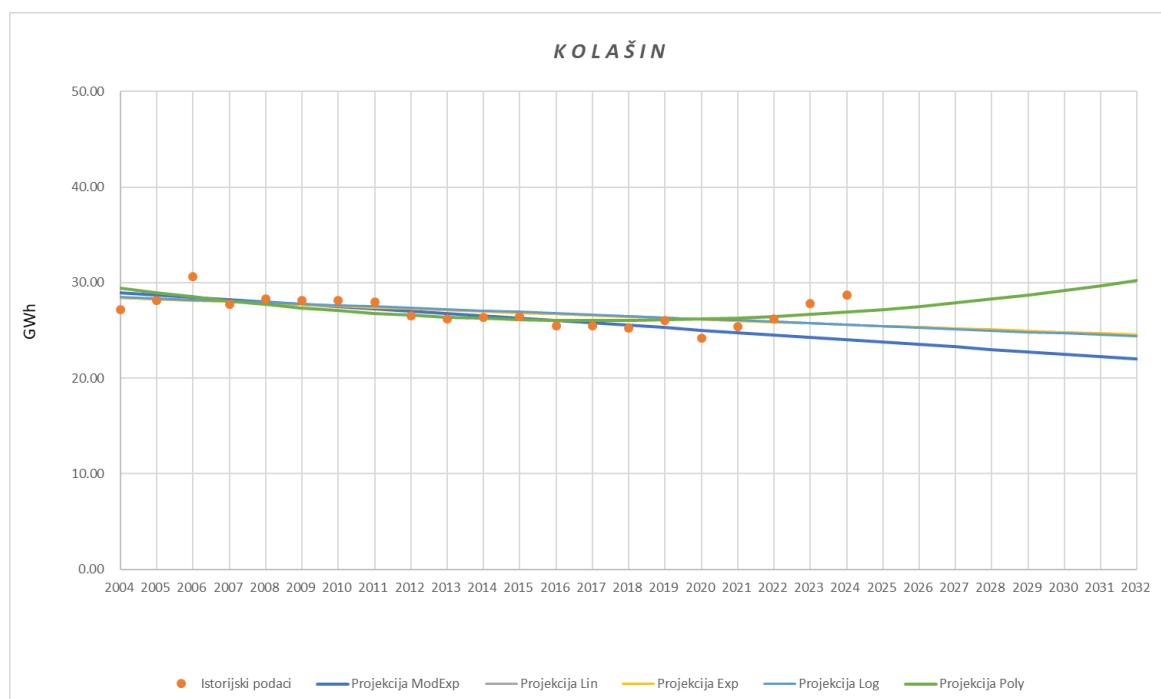
Slika 6-33. Stanovništvo opštine Mojkovac po popisima 1948-2023.



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 5 modela za prognozu preuzete energije do do 2032.godine u ED pogonu Kolašin.



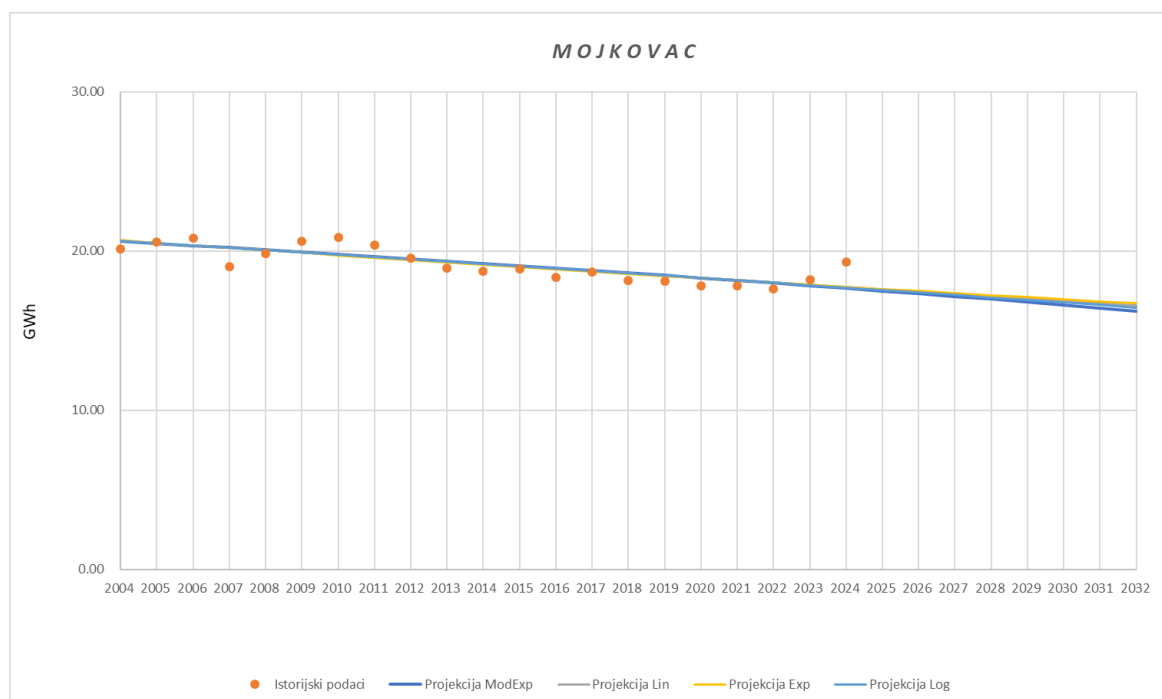
Slika 6-35. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Kolašin

Od izrađenih modela jedino polinomni model nudi pozitivne projekcije potreba za snagom i energijom na području opštine Kolašin. Imajući u vidu prostorno plansku dokumentaciju kao i planove turističke privrede upravo ovaj model je odabran za projekciju. 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 auto-puta Bar- Boljare, te iskazanim potrebama za neophodnom infrastrukturom u te svrhe, prevashodno za osniježavanje. Funkcija trenda u periodu 2024 – 2032. godina data je izrazom:

$$y_{ri} = 0,0194 x_i^2 - 0.5542 x_i + 29.993$$

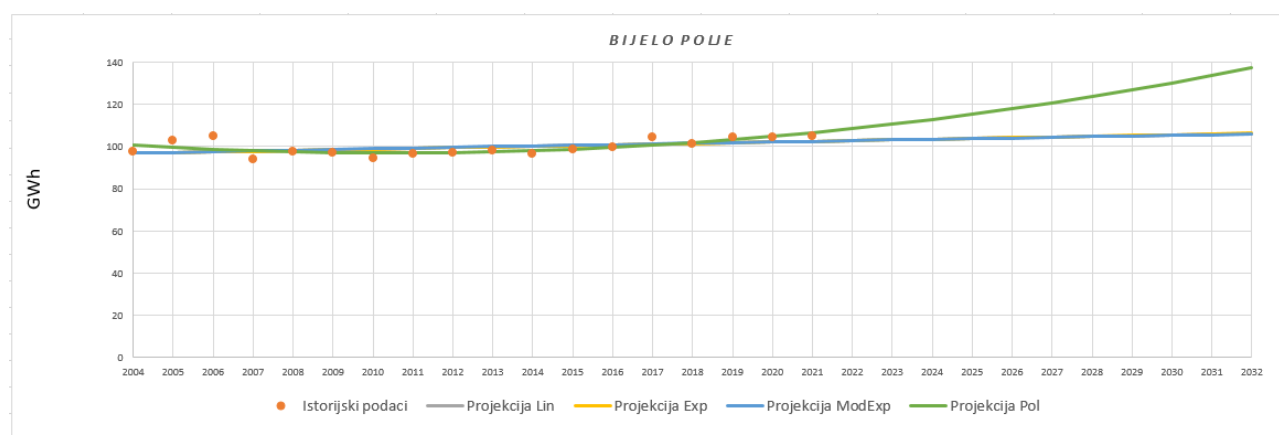
Na sledećoj slici (Slika 6-36) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2032. godine u ED pogonu Mojkovac. Imajući u vidu demografske podatke ove Opštine kao i činjenicu da se na osnovu javnosti dostupnim informacijama se može zaključiti da se u Opštini Mojkovac u skorije neće pokretati aktivnosti na reaktivaciji industrijskih kapaciteta i da sve regresione zavisnost projektuju pad potreba za snagom i energijom u ovoj Opštini ne preostaje do konstatovanja ovakvog trenda u Opštini Mojkovac. Usvaja se Exp prognostička kriva koja je data izrazom:

$$Y_i = 20,8179 e^{-0,007587 X_i}$$



Slika 6-36. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED pogon Mojkovac

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:

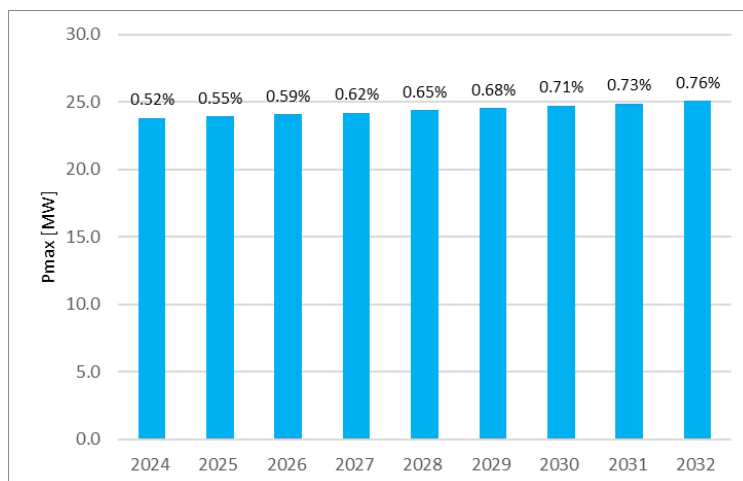
$$y_{ri} = 99,276 - 0,504 x_i + 0.044 x_i^2$$

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	Wed24 GWh	Wed32 GWh	$\Delta W_{24-32}$ GWh	Tv24 h	Ped24 MW	Ped32 MW	$\Delta P_{24-32}$ MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R6	KL	KL	Poly	26.91	30.24	3.33	5123	5.25	5.90	0.65	100	5.90
	MK	MK	Exp	17.75	16.71	-1.05	7419	2.39	2.25	-0.14	100	2.25
	BP	BP	Exp	106.98	112.14	5.15	6653	16.08	16.86	0.77	100	16.86

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 2024 – 2032. g.

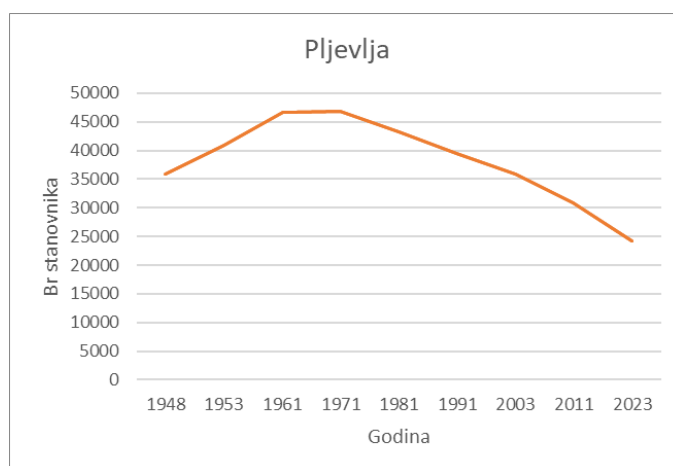


Slika 6-38. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 6 za period 2022 – 2032. godina

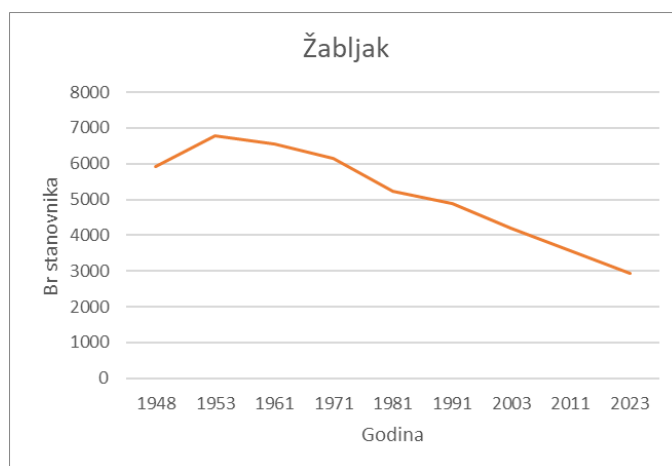
Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 6 pripada kategoriji regiona sa srednjim rastom potreba za električnom energijom i opterećenjem po stopi 0.64% i indeksom rasta 2032/2024 od 1.05. Ovo će imati za posledicu zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu od oko 2 MW.

### 6.2.7. REGION 7

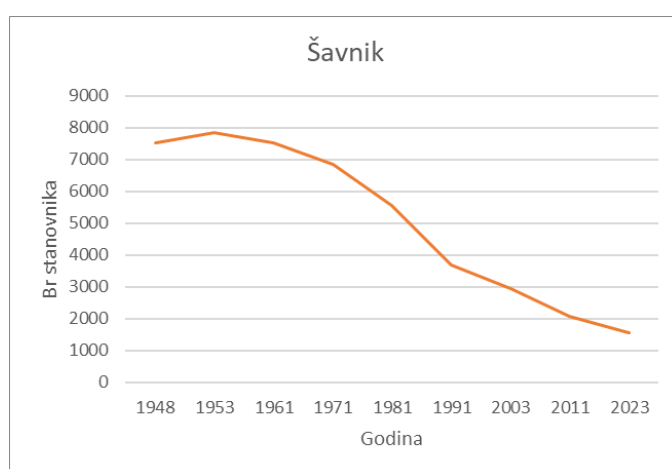
Region 7 obuhvata ED pogon Pljevlja i ED pogon Žabljak. ED pogon Pljevlja snabdijeva opštinu Pljevlja, a ED pogon Žabljak opštine Žabljak i Šavnik. Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 7 dati su u tabelama: Tabela P.19, Tabela P.20 i Tabela P.21 u Prilogu. Takođe, priloženi su 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.



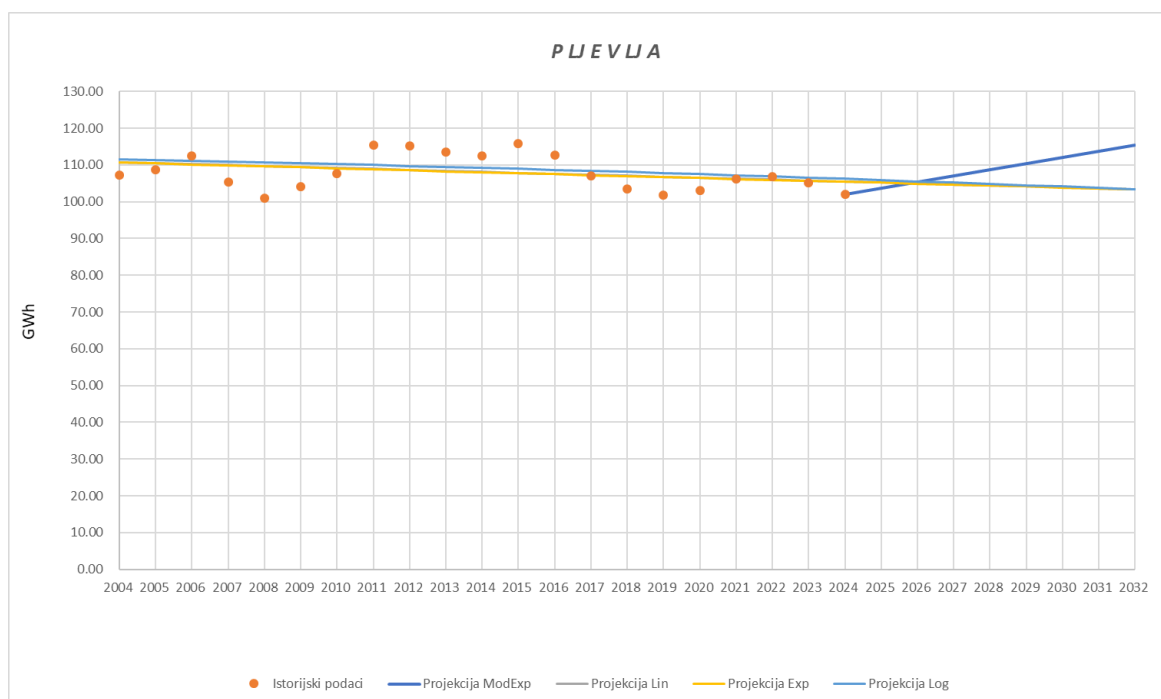
Slika 6-40. Stanovništvo opštine Žabljak po popisima 1948-2011.



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.

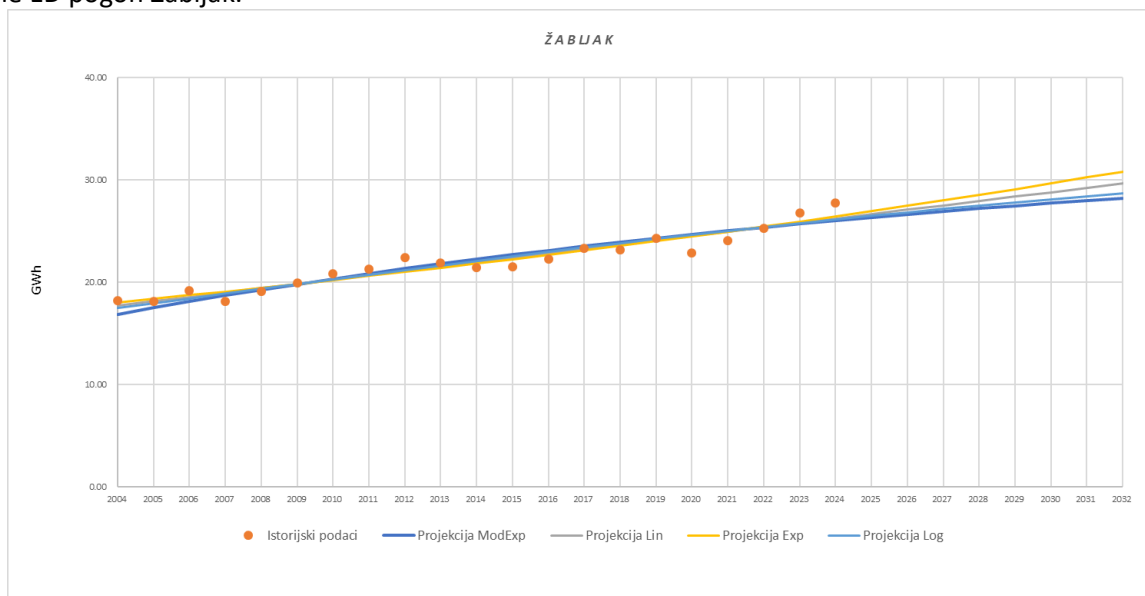


Slika 6-42. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Pljevlja

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. 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 uključene 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. Odgovarajući regresioni izraz je:

$$y_{ri} = 66,8937 + 1,67125 x_i; \quad (21 \leq x_i \leq 29)$$

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 1,27%, a odgovarajući regresioni izraz je:

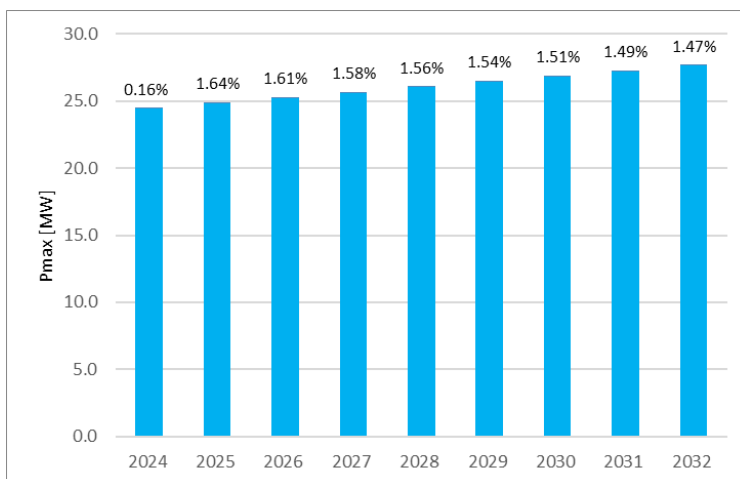
$$y_{ri} = 17,2847 + 0,4255x_i$$

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	Wed24 GWh	Wed32 GWh	$\Delta W_{24-32}$ GWh	Tv24 h	Ped24 MW	Ped32 MW	$\Delta P_{24-32}$ MW	Učešće opštine %	Ukupno opštine MW
R7	PV	PV	Lin-korig	101.99	115.36	13.37	5177	19.7	22.28	2.58	100	22.28
	ŽB	ŽB	Lin	27.76	29.63	1.87	5534	5.02	5.35	0.34	88	4.71
	ŠN	ŽB									12	0.64

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 2024 – 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 1.39% 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	<b>TS 110/35kV Buljarica</b>		<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	<b>TS 110/35kV Igalo</b>		<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>
	TS 110/35kV Žabljak	<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 2-13) 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 zavistiti 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.

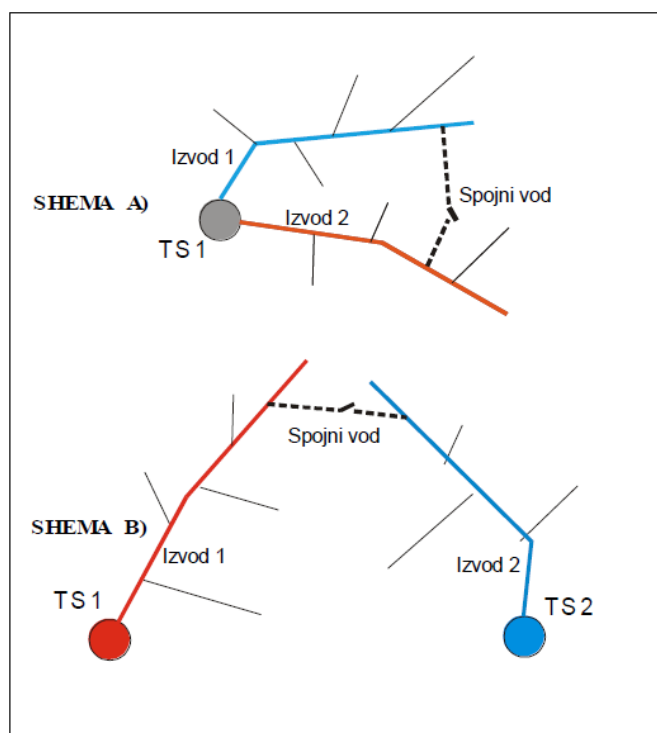
S obzirom na potrebe zamjene, kablovi 10 kV se u načelu mogu podijeliti u dvije grupe. Oni s papirnom izolacijom (IPZO 13, IPO 13) pokazali su se u svjetskoj praksi vrlo pouzdanim, s dugačkim životnim vijekom. Zato za sada nije predviđena njihova masovna zamjena. Kablovi s izolacijom od plastičnih masa (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 direktni 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>27</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.

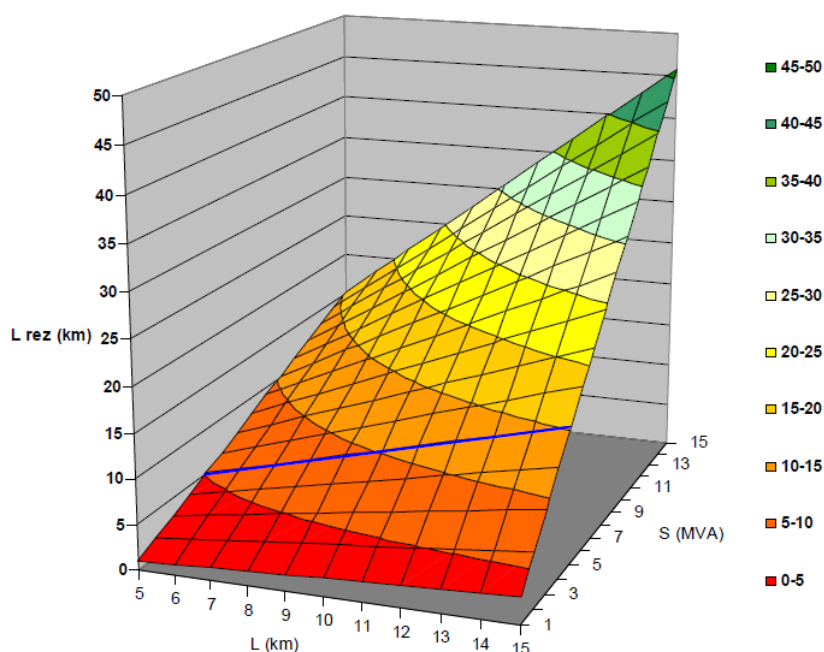
Sličan model za transformaciju 110/10 ili 35/10 bi opravdao rezervu u transformaciji pri cijenama transformatora (grubo procijenjeno) dvostruko manjim od postojećih. No, primjena takvog modela nije u potpunosti primjerena, jer postoji važna razlika između vodova i transformatora: mogućnost preseljenja 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>27</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 djelova,
- 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
  - Zamjena kablovskog voda
  - Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika
  - Ugradnja reklozera
- 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 postrojenja višeg napona
  - Zamjena postrojenja nižeg napona
  - Zamjena postrojenja višeg i nižeg napona
  - Zamjena transformatora
  - Zamjena transformatora i postrojenja višeg napona
  - Zamjena transformatora i postrojenja nižeg napona
  - Rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS
  - 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
  - Nadzor i upravljanje elektrodistributivnom mrežom
  - Ugradnja mjerne opreme
  - Rekonstrukcija priključaka za potrebe izmještanja mjernih mjesta
  - Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela radnih prostorija

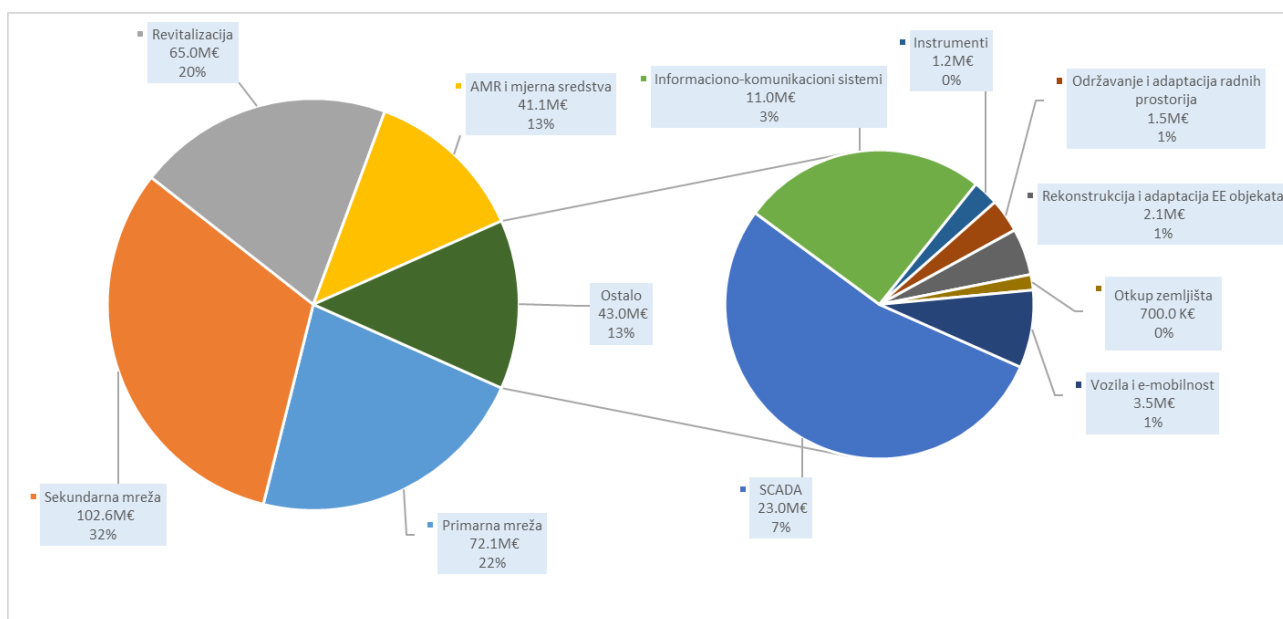
- Opremanje radnih prostorija
- Nabavka personalnih računara
- Nabavka i ugradnja serverske računarske i komunikacione opreme
- Nabavka instrumenata, pomoćne opreme alata i softvera
- Nabavka vozila
- Zaštita na radu i zaštita životne sredine
- Unaprjeđenje poslovnih procesa.

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 2026. godinu, kroz Investicioni plan, tretirani su svi navedeni tipovi projekata pojedinačno, dok su za preostali period plana (2027-2032) 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	2026	2027-2032.
TS 110/X kV	8	17
35 kV mreža	16	56
TS 35/X kV	62	134
10 kV mreža	107	263
TS 10/0,4 kV	259	516
NN mreža	8	36
Ostalo	29	35
<b>Ukupno</b>	<b>489</b>	<b>1057</b>

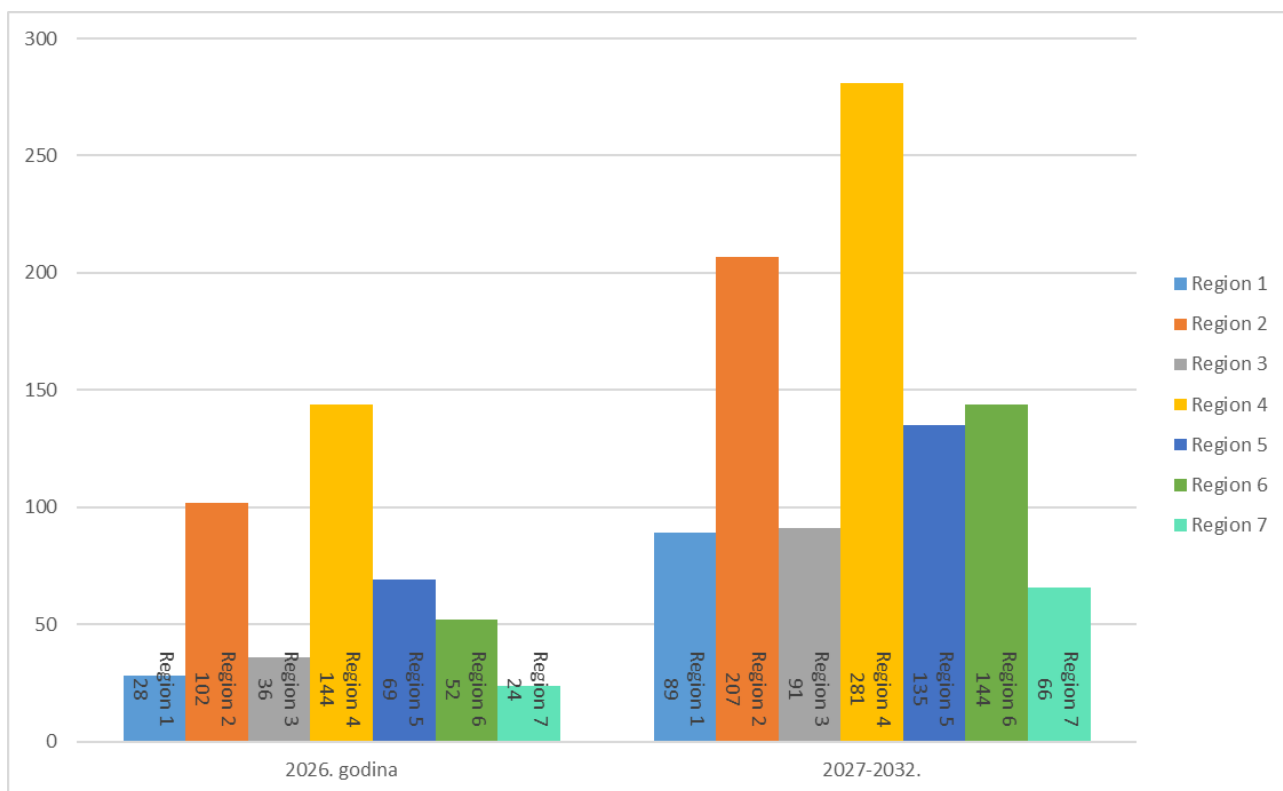
Iz tabele (Tabela 7-2) moguće je uočiti da se najveći broj projekata po godini odnosi na 10 kV mrežu i transformaciju 10/0,4 kV, posebno u prvoj godini plana. U drugoj polovini plana veći je fokus na 35 kV mreži. Što se finansijskog ulaganja u projekte tiče, najznačajnija ulaganja (Slika 7-3) se odnose na program Revitalizacije 10 kV i NN mreže, sekundarnu mrežu (vodovi 10 kV, tafostanice 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 74 % svih ulaganja u 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 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 presjeka 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 2026-2032. 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 23 M€ što čini oko 7 % planiranog ukupnog ulaganja u desetogodišnjem periodu, odnosno 53 % ulaganja u projekte iz kategorije ostalo.

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, 5 i 6 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

	2026	2027-2032
<b>Izgradnja podzemnog voda</b>	<b>92</b>	<b>206</b>
35 kV mreža	7	30
10 kV mreža	79	152
NN mreža	6	24
<b>Izgradnja vazdušnog voda</b>	<b>8</b>	<b>30</b>
35 kV mreža	1	10
10 kV mreža	6	13
NN mreža	1	7
<b>Zamjena kablovskog voda</b>	<b>13</b>	<b>29</b>
35 kV mreža	5	8
10 kV mreža	8	21
<b>Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika</b>	<b>5</b>	<b>35</b>
35 kV mreža	3	8
10 kV mreža	1	22
NN mreža	1	5
<b>Ugradnja reklozera</b>	<b>13</b>	<b>55</b>
10 kV mreža	13	55
<b>Ukupno:</b>	<b>131</b>	<b>355</b>
	<b>2026</b>	<b>2027-2032</b>
<b>Izgradnja podzemnog voda</b>	<b>92</b>	<b>206</b>
35 kV mreža	7	30
10 kV mreža	79	152
NN mreža	6	24
<b>Izgradnja vazdušnog voda</b>	<b>8</b>	<b>30</b>
35 kV mreža	1	10
10 kV mreža	6	13
NN mreža	1	7
<b>Zamjena kablovskog voda</b>	<b>13</b>	<b>29</b>
35 kV mreža	5	8

10 kV mreža	8	21
<b>Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika</b>	<b>5</b>	<b>35</b>
35 kV mreža	3	8
10 kV mreža	1	22
NN mreža	1	5
<b>Ugradnja reklozera</b>	<b>13</b>	<b>55</b>
10 kV mreža	13	55
<b>Ukupno:</b>	<b>131</b>	<b>355</b>

Druga grupa projekata koji se odnose na 35 kV, 10 kV i NN mrežu tiču se rekonstrukcije i revitalizacije postojeće mreže sa osnovnim ciljem unapređenja pouzdanosti mreže. Ovdje se posebno izdvaja projekat revitalizacije 10 kV i NN mreže koji se realizovao u dvije faze do 2024. godine, dok je treća faza u toku u periodu 2025-2027. On dominantno tretira zamjenu stubova, ovjesne opreme, provodnika, dok preostali projekti (zamjena kablovskog voda i ugradnja reklozera) su manji broj malih projekata odabranih na osnovu prepoznatih tačaka u mreži koje karakterišu nepovoljna pogonska iskustva iz eksploatacije.

Dinamika izgradnje novih napojnih tački ED mreže (TS 110/X kV) predmet je usaglašavanja između CEDIS i CGES (Operatora prenosnog sistema). Predložena je takva dinamika da u toku 2026. godine nije predviđeno da neki od objekata bude pušten u pogon, dok je u periodu 2027-2032. godina, predviđeno da se realizuju projekti izgradnje pet novih napojnih TS. Upravo dinamika izgradnje ovih napojnih tačaka, diktira razvoj 35 kV i 10 kV mreže u koju se uklapaju. U sljedećoj tabeli (Tabela 7-4) je dat pregled investicija CEDIS potrebnih za priključenje na napojnim tačkama (TS 110/x kV).

Tabela 7-4 Pregled investicija CEDIS potrebnih za priključenje na napojnim tačkama (TS 110/x kV)

Naziv	Očekivani kraj izgradnje
10 kV postrojenje u TS 110/10kV "Podgorica 7"	period 2027-2032. godine
Izgradnja 10 kV postrojenja u TS 110/10kV "Bečići" i uklapanje u 10 kV mrežu	period 2027-2032. godine
Izgradnja 35kV postrojenja u TS 110/35kV "Buljarica"	period 2027-2032. godine
Uklapanje TS 35/10kV "Tri Krsta" u buduću TS 110/35kV "Luštica"	period 2027-2032. godine
Izgradnja 10kV postrojenja u okviru TS 110/10kV "Podgorica 9"	period 2027-2032. godine

### 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

	2026	2027-2032
<b>Izgradnja TS</b>	<b>204</b>	<b>386</b>

TS 110/X kV	1	11	
TS 35/X kV	7	21	
TS 10/0,4 kV	196	354	
<b>Potpuna rekonstrukcija TS</b>	<b>16</b>	<b>61</b>	
TS 35/X kV	6	17	
TS 10/0,4 kV	10	44	
<b>Zamjena postrojenja višeg napona</b>	<b>15</b>	<b>36</b>	
TS 35/X kV	3	5	
TS 10/0,4 kV	12	31	
<b>Zamjena postrojenja nižeg napona</b>	<b>14</b>	<b>29</b>	
TS 110/X kV	7	7	
TS 35/X kV	1	1	
TS 10/0,4 kV	6	21	
<b>Zamjena postrojenja višeg i nižeg napona</b>	<b>21</b>	<b>53</b>	
TS 10/0,4 kV	21	53	
<b>Zamjena transformatora</b>	<b>46</b>	<b>58</b>	
TS 35/X kV	37	53	
TS 10/0,4 kV	9	5	
<b>Zamjena transformatora i postrojenja nižeg napona</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	
TS 10/0,4 kV	5	8	
<b>Rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	
TS 35/X kV	1	4	
<b>Zamjena prekidača i rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	
TS 35/X kV	1	1	
<b>Opremanje SN ćelije</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	
TS 110/X kV	0	1	
TS 35/X kV	0	4	
<b>Ugradnja otpornika za uzemljenje neutralne tačke 10 kV</b>	<b>6</b>	<b>28</b>	
TS 35/X kV	6	28	
<b>Ugradnja otpornika za uzemljenje neutralne tačke 35kV</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	
TS 110/X kV	0	4	
<b>Grand Total</b>	<b>329</b>	<b>673</b>	
		<b>2026</b>	<b>2027-2032</b>
<b>Izgradnja TS</b>		<b>204</b>	<b>380</b>
TS 110/X kV		1	5
TS 35/X kV		7	21
TS 10/0,4 kV		196	354
<b>Potpuna rekonstrukcija TS</b>		<b>16</b>	<b>61</b>
TS 35/X kV		6	17
TS 10/0,4 kV		10	44
<b>Zamjena postrojenja višeg napona</b>		<b>15</b>	<b>36</b>
TS 35/X kV		3	5

TS 10/0,4 kV	12	31
<b>Zamjena postrojenja nižeg napona</b>	<b>14</b>	<b>29</b>
TS 110/X kV	7	7
TS 35/X kV	1	1
TS 10/0,4 kV	6	21
<b>Zamjena postrojenja višeg i nižeg napona</b>	<b>21</b>	<b>53</b>
TS 10/0,4 kV	21	53
<b>Zamjena transformatora</b>	<b>46</b>	<b>58</b>
TS 35/X kV	37	53
TS 10/0,4 kV	9	5
<b>Zamjena transformatora i postrojenja nižeg napona</b>	<b>5</b>	<b>8</b>
TS 10/0,4 kV	5	8
<b>Rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS</b>	<b>1</b>	<b>4</b>
TS 35/X kV	1	4
<b>Zamjena prekidača i rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
TS 35/X kV	1	1
<b>Opremanje SN ćelije</b>		<b>5</b>
TS 110/X kV		1
TS 35/X kV		4
<b>Ugradnja otpornika za uzemljenje neutralne tačke 10 kV</b>	<b>6</b>	<b>29</b>
TS 35/X kV	6	29
<b>Ugradnja otpornika za uzemljenje neutralne tačke 35kV</b>		<b>3</b>
TS 110/X kV		3
<b>Ukupno:</b>	<b>329</b>	<b>667</b>

Rekonstrukcija TS može biti potpuna ili djelimična kada se vrši zamjena transformatora, postrojenja višeg napona, postrojenja nižeg napona, 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

	2026	2027-2032
Nadzor i upravljanje elektrodistributivnom mrežom	4	6
Ugradnja mjerne opreme	5	6
Rekonstrukcija priključaka za potrebe izmještanja mjernih mjesta	1	1
Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela TS	1	1
Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela radnih prostorija	1	1
Opremanje radnih prostorija	1	1
Nabavka personalnih računara	1	1
Nabavka instrumenata, pomoćne opreme alata i softvera	11	13
Nabavka vozila	1	2
e-mobilnost	1	1
Otkup zemljišta	1	1
Nepredviđeni projekti (contingency plan)	1	1
<b>Ukupno:</b>	<b>29</b>	<b>35</b>

#### 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, kao i nastavak njegove nadogradnje.

Broju mjernih mjesta<sup>28</sup> u postojećem sistemu mjerenja CEDIS je dat u tabeli koja slijedi (Tabela 7-7).

Tabela 7-7 Broj mjernih mjesta u sistemu mjerenja CEDIS

	AMM	Tradicionalna	Ukupno
Broj mjernih mjesta 0.4 kV	369359	97451	466810
Broj mjernih mjesta 10 kV-35 kV	1925	21	1946
Ukupno	371284	97472	468756

Uzimajući u obzir trenutno stanje sistema mjerenja (Tabela 7-7) 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. Priključenje 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.

Planirano je da do kraja 2026. godine na preko 85 % od ukupnog broja mjernih mjesta bude implementiran napredni AMM sistem mjerenja. U 2026. godini plan je da se zamijeni 14 000 brojila kod postojećih potrošača i ugradnja 8000 brojila za nove potrošače. U 2027. 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.

Zamjena 22.000 brojila planirana je kroz realizaciju investicije Mjerna oprema za unapređenje sistema mjerenja (AMM projekat – IV faza), odobrene rješenjem 19-RAE-2025-BR-24/3059-12 od 27.12.2024.

Takođe, kako za ovu, tako i za sve naredne nabavke mjernih uređaja, biće ispoštovani zahtjevi definisani Izmjenama Zakona o energetici usvojenim ("Službeni list Crne Gore", br. 028/25 od 19.03.2025), a posebno članom 98, stavom 1.

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 2026. godine do 2027. godine.

Znajući da rok ovjere brojila za srednji napon (10 kV i 35 kV) iznosi pet godina, a imajući u vidu činjenicu da su brojila, ugrađena kroz AMM projekat na srednjem naponu, proizvedena 2019. godine, zamjena je započeta 2024. i nastaviće se u narednom periodu. 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

<sup>28</sup> Broj mjernih mjesta (kontrolnih i obračunskih) 31.03.2024. godinu

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 biti mijenjana 2023. godine (2026 godine). Ova brojila će biti mijenjana brojičima 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 sistem 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 brojičima 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 brojičima 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.
- Takođe, u distributivnom sistemu je započeta implementacija novog mjernog sistema sa novim tipom komunikacije – G3-PLC, pored postojećeg PLC sistema koji se nadograđuje RF komunikacijom. U narednom periodu nastaviće se i implementacija G3-PLC tehnologije, kao i unapređenje postojećeg sistema dodatkom RF komunikacije, u skladu s prethodnom tačkom.

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 uloženi 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.

Detaljnom 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 sistemom
- 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 planir se implementacija budućih sistema: 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, planira se implementacija sopstvene IP MPLS mreže na nacionalnom nivou, koja se namjerava skoristiti 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 Cedisa 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 osigurala 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 energetski 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). Omogućuje 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) dospijevaju 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 krucijalnih 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
- Unapređenje 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 podaktoj 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 toplogiju 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 predušlov 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 zanaavljanju 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 uredjaja je takodje veoma zastario, oslabio je kvalitet štampe i postoji problem nabavke tonera, pa je potrebno zamjeniti postojeće štampače i MFU uredjaje.

Konstantnim razvojem informacionog sistema i samim razvojem tehnologije kao i kontinuiranim zapošljavanjem novih radnika, neophodno je i da se u kontinuitetu obezbjedjuje kvalitetna i ispravna informatička oprema novije generacije (u dijelu hardverskih i softverskih performansi) kako bi se nesmetano obavljao proces rada. U medjuvremenu kompanija je razvila nove funkcionalnosti posebno u dijelu online GIS projekta i za potpunu realizaciju ovog projekta potrebna će biti nabavka još 50 tablet uredjaja 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 ograničice 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 rješanja 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
  - o 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 polohlorovane 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 izvještavanje 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 zaštiti 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 ovlaštenje 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 obezbjeđivanja povoljnih uslova za rad gdje je to potrebno je takođe uključeno u Plan.

Obradivači:

(po Odluci 10-10-28382)

Koordinator tima

dr Goran Kovačević, dipl.el.ing

Izvršni direktor

Vladimir Ivanović, dipl. el. ing

## 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
Geografija	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
Klima	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
Demografija	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	2 537	
	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
Geografija	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.
Klima	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.
Demografija	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	32697	
	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
Geografija	Površina (km <sup>2</sup> )		340	700 do 2 461 mnv
	Broj naselja	urbanih	1	Andrijevića
		ruralnih	23	14 rur. naselja > od 100 stan.
Klima	Klimatska zona	umjereno – kont., subplaninska i planinska klima	Sr. god. temp. 9,6°C (jan. -0,4 °C, jul 19,5 °C)	Svježija ljeta i hladne zime
Demografija	Stanovnika	2003	5 785	Pad od 1953. – 2011. (stopa – 1,2%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 0,5%
		2011	5 071	
		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
Geografija	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.
Klima	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
Demografija	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
Geografija	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.
Klima	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,
Demografija	Stanovnika	2003	22 693	Kontinualan rast od 1948. – 2011. (stopa 1,17%), a od 2011. – 2016. dalji rast po stopi 0,19%
		2011	22 964	
		2016	23 180	
	Stanovnika 2011	urbanih	9 567	
		ruralnih	13 397	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	41,7	
		ruralnih	58,3	
Gustina opštine Rožaje 2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )			55,30	Srednja: 1,22 puta veća od gustine CG (45,3)
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
Geografija	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.
Klima	Klimatska zona	mediteranska	Sred.ljetnja temp.. 23 °C , a zimska 10 °C	Topla i duga ljeta i blage kišovite zime
Demografija	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
Geografija	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.
Klima	Klimatska zona	Meditranska 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
Demografija	Stanovnika	2003	40 037	Rast od 1948. – 2011. (stopa 1,07%), a od 2011. – 2016. dalji rast po stopi 0,7%
		2011	42 048	
		2016	43 522	
	Stanovnika 2011.	urbanih	17 727	
		suburbanih i ruralnih	24 321	
	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
Geografija	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.
Klima	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.
Demografija	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
Geografija	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.
Klima	Klimatska zona	Mediterska	Sred. god. tem. 15,8°C (jan. 8 - 9°C, avg. 25°C)	Topla i duga ljeta i kratke i blage zime
Demografija	Stanovnika	2003	33 034	Kontinualan rast od 1948. – 2003. (stopa 1,8%), a od 2003. – 2016. pad po stopi - 0,56%
		2011	30 864	
		2016	30 690	
	Stanovnika 2011	urbanih	19 617	
		suburbanih i ruralnih	11 247	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	63,6	
		suburbanih i ruralnih	36,4	
Gustina opštine Herceg Novi 2011. (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
Geografija	Površina (km <sup>2</sup> )		335	Najviša tačka 1385 mnnv
	Broj naselja	urbanih	5	Kotor, Dobrota, Risan, Perast i Prčanj
		suburbanih i ruralnih	51	5 suburb.nas. > od 500 st.
Klima	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
Demografija	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	12 715	
		suburbanih i ruralnih	9 886	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	56,2	
		suburbanih i ruralnih	43,8	
Gustina opštine Kotor 2011. (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
Geografija	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.
Klima	Klimatska zona	mediteranska	Sred. god. tem. 15°C	Topla i duga ljeta i blage kišovite zime
Demografija	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	
	Stanovnika 2011. (%)	urbanih	72,3	
		suburbanih i ruralnih	27,7	
	Gustina opštine Kotor2011. (stanovnika/km <sup>2</sup> )		305,2	
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
Demografija	Stanovnika	2003	4 204	Negativna stopa rasta u kontinuitetu od 1953. (1,1%), a od 2011. 1,8% Skoro cjelokupno stanovništvo svoja stalna naselja ima od 1000-1500 m.n.v. Izražena migracija ruralnog stanovniš.
		2011	3 569	
		2016	3 264	
	Stanovnika 2011	urbanih	1 737	
		ruralnih	1 832	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	48,7	
		ruralnih	51,3	
Gustina (stanov/km <sup>2</sup> )		8	Niska: 25,7 puta manja od gustine CG (45,3)	
Prognoza stanovništva 2029.		-	-	

Tabela P.21. Geografsko - demografski indikatori opštine Šavnik

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	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
Klima	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
Demografija	Stanovnika	2003	2 947	Negativna stopa rasta u kontinuitetu od 1948. (-2%), a od 2011. -2,8% Samo tri naselja opštine Šavnik imaju više od 100 stanovnika ( Bare, Duži i Tušina),
		2011	2 077	
		2016	1 798	
	Stanovnika 2011	urbanih	456	
		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%