
**DESETOGODIŠNJI (2025. – 2034.) PLAN
RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP ODS-a
s detaljnom razradom za početno trogodišnje
i jednogodišnje razdoblje**

Zagreb, srpanj 2025.

© HEP–Operator distribucijskog sustava d.o.o.

Pri korištenju ovog plana, odnosno bilo kojeg dijela ovog plana, obvezno je navesti izvor.

SADRŽAJ

SADRŽAJ	I
POPIS TABLICA.....	VI
POPIS SLIKA.....	IX
POPIS KRATICA	XII
IZVRŠNI SAŽETAK	XIV
1. Uvod.....	23
2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja.....	26
2.1. Poslovni ciljevi	27
2.2. Utjecaj okruženja na planiranje razvoja distribucijske mreže	29
2.2.1. Gospodarske aktivnosti.....	29
2.2.2. Novi zakoni i propisi	30
2.2.3. Energetska tranzicija – NECP - Distribuirana proizvodnja - Elektrifikacija transporta i grijanja.....	31
2.2.4. Primjena koncepta Napredne mreže	37
2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	40
3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže	42
3.1. Osnovne značajke distribucijskog sustava	44
3.2. Pojne točke 110 kV	46
3.2.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 110 kV	46
3.2.2. Pokazatelji transformacije	46
3.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja	47
3.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV	47
3.2.5. Transformatori VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a.....	48
3.3. Pojne točke 35 kV	49
3.3.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 35 kV	49
3.3.2. Pokazatelji transformacije	49
3.3.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja	49
3.3.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV	50
3.3.5. Transformatori SN/SN u nadležnosti HEP ODS-a.....	51
3.4. Rasklopišta srednjeg napona	52
3.5. Vodovi 35 kV	52
3.5.1. Nadzemni vodovi 35 kV	52
3.5.2. Podzemni kabeli 35 kV	53
3.5.3. Podmorski kabeli 35 kV	54
3.6. Vodovi 10 kV i 20 kV.....	54

3.6.1.	Nadzemni vodovi 10 kV i 20 kV	55
3.6.2.	Podzemni kabeli 10 kV i 20 kV	55
3.6.3.	Podmorski kabeli 10 kV i 20 kV	55
3.7.	Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	56
3.7.1.	Transformatorske stanice SN/NN	56
3.7.2.	Transformatori SN/NN	57
3.8.	Niskonaponska mreža i priključci	59
3.8.1.	Nadzemna niskonaponska mreža	59
3.8.2.	Niskonaponski podzemni kabeli	60
3.8.3.	Niskonaponski priključci	60
4.	Pogonske značajke distribucijskog sustava	61
4.1.	Potrošnja i vršno opterećenje	62
4.1.1.	Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje	62
4.1.2.	Predviđanje trendova potrošnje i proizvodnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske	63
4.1.3.	Dugoročno predviđanje opterećenja distribucijskog sustava	64
4.2.	Gubici u distribucijskoj mreži	66
4.2.1.	Ostvareni gubici	66
4.2.2.	Struktura gubitaka	66
4.2.3.	Ciljevi smanjenja gubitaka	68
4.3.	Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži	68
4.4.	Distribuirani izvori	70
4.4.1.	Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a	70
4.4.2.	Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a	73
4.4.3.	Distribuirani izvori i zagušenja distribucijske mreže na razini TS 110/x kV	75
5.	Planovi razvoja distribucijske mreže	78
5.1.	Proces planiranja i izrade planova razvoja	79
5.2.	Podloge za izradu planova razvoja	80
5.2.1.	Informatička podrška izradi planova	80
5.2.2.	Studije razvoja distribucijske mreže	81
5.2.3.	Unaprjeđenje procesa planiranja	82
5.3.	Implementacija usluga fleksibilnosti	83
5.3.1.	Uvod	83
5.3.2.	Zakonsko okruženje i implementacija usluga fleksibilnosti u Republici Hrvatskoj	84
5.3.3.	Dosadašnje aktivnosti HEP ODS-a u pripremi implementacije usluga fleksibilnosti u Republici Hrvatskoj	85
5.3.4.	Plan implementacije Aktivnosti HEP ODS-a Zakonsko okruženje i implementacija usluga fleksibilnosti u Republici Hrvatskoj	87
5.4.	Elektrifikacija prometa	89

6. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje	95
6.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV	97
6.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	99
6.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	100
6.2. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	100
6.2.1. Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	101
6.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	101
6.2.3. Izgradnja novih 35(30) kV vodova	102
6.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova	102
6.3. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	104
6.3.1. Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	104
6.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	105
6.3.3. Izgradnja novih 10(20) kV vodova	107
6.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova	108
6.4. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	109
6.4.1. Izgradnja novih 0,4 kV vodova	109
6.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	110
6.4.3. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	111
6.5. Ulaganja u mjerne uređaje, sekundarne sustave i razvoj	112
6.5.1. Mjerni uređaji i infrastruktura	112
6.5.2. Sustavi daljinskog vođenja distribucijske mreže	119
6.5.3. Sustavi mrežnog tonfrekventnog upravljanja	120
6.5.4. Komunikacijski sustavi i kibernetička sigurnost	121
6.5.5. Automatizacija i upravljanje po dubini mreže	122
6.5.6. Nove tehnologije i tehnološki razvoj	123
6.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	125
6.6.1. Osobna, teretna i radna vozila	125
6.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori	127
6.6.3. Informatička oprema i informatizacija poslovnih procesa	129
6.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	130
6.7. Sufinancirana ulaganja	133
6.7.1. Pilot projekt uvođenja naprednih mreža	133
6.7.2. Transnacionalno očuvanje ptica duž rijeke Dunav (LIFE Danube Free Sky)	134
6.7.3. Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka	136
6.7.4. Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima	139
6.7.5. Modernizacija i razvoj napredne mreže	140
6.7.6. GreenSwitch	143
6.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	145

6.9.	Sumarni pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.....	147
6.10.	Istaknuta područja ulaganja.....	150
6.10.1.	Priprema i prelazak SN mreže na 20 kV pogonski napon	150
6.10.2.	Sanacija naponskih prilika	153
6.10.3.	Ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže	154
7.	Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže	156
7.1.	Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a	157
7.2.	Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a	159
7.3.	Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.	160
7.4.	Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine	161
7.4.1.	Polazišta i nacionalni ciljevi.....	161
7.4.2.	Mjera ENU – 14 Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži	163
7.5.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži.....	165
7.5.1.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži	165
7.5.2.	Uspostava sustava upravljanja energijom u skladu s međunarodnom normom HRN EN ISO 50001:2018	166
7.5.3.	Procjena očekivanih učinaka	168
8.	Financijsko planiranje	170
8.1.	Planska financijska izvješća	171
8.2.	Planirani izvori financiranja	173
8.3.	Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 84/2022).....	174
9.	Zaključak.....	175
10.	Literatura.....	178
11.	Prilozi	181
11.1.	Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže	183
11.2.	Pregled ulaganja u 110 kV objekte	187
11.2.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a.....	187
11.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio	191
11.3.	Ulaganja u 35(30) kV objekte	193
11.3.1.	Izgradnja novih TS 35/x kV	193
11.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	194
11.3.3.	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	195
11.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	196
11.4.	Pregled obilježja distribucijskih područja	197
1.	Elektra Zagreb	197
2.	Elektra Zabok.....	201

3.	Elektra Varaždin	203
4.	Elektra Čakovec.....	205
5.	Elektra Koprivnica	207
6.	Elektra Bjelovar.....	209
7.	Elektra Križ.....	211
8.	Elektroslavonija Osijek.....	213
9.	Elektra Vinkovci	217
10.	Elektra Slavonski Brod.....	219
11.	Elektroistra Pula.....	222
12.	Elektroprimorje Rijeka.....	226
13.	Elektrodalmacija Split	230
14.	Elektra Zadar	234
15.	Elektra Šibenik	237
16.	Elektrojug Dubrovnik.....	240
17.	Elektra Karlovac.....	243
18.	Elektra Sisak	247
19.	Elektrolika Gospić	250
20.	Elektra Virovitica	253
21.	Elektra Požega	255
11.5.	Popis ključnih uredbi i direktiva EU.	257
11.6.	Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2024. – 2033.....	259

POPIS TABLICA

Tablica 3.1 HEP ODS – karakteristični podaci (stanje na dan 31. 12. 2023. godine).....	45
Tablica 3.2 Stanje transformacije i broja polja u TS VN/SN i TS SN/SN HEP ODS-a.....	46
Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova.....	52
Tablica 3.4 Pregled 10(20) kV vodova	54
Tablica 3.5 Pregled 10 kV i 20 kV vodova.....	54
Tablica 3.6 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije.....	56
Tablica 3.7 Pregled TS SN/NN prema načinu izvedbe	56
Tablica 3.8 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV.....	57
Tablica 3.9 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru	57
Tablica 3.10 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka)	59
Tablica 4.1 Dugoročna prognoza vršnog opterećenja distribucijskih područja	65
Tablica 4.2 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	71
Tablica 4.3 Broj priključenih izvora i priključna snaga u razdoblju od 2012. do kraja 2024. godine	72
Tablica 4.4 TS 110/x kV - Mogućnost priključenja distribuiranih izvora uz zadovoljenje n-1 kriterija ..	75
Tablica 4.5 TS 110/x kV s nemogućnosti priključenja novih distribuiranih izvora uz zadovoljenje n-1 kriterija	77
Tablica 6.1 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	99
Tablica 6.2 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju	99
Tablica 6.3 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	100
Tablica 6.4 Kategorije ulaganja u transformatorske stanice prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	101
Tablica 6.5 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	101
Tablica 6.6 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV	102
Tablica 6.7 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju	102
Tablica 6.8 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	104
Tablica 6.9 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	104
Tablica 6.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2025. – 2027., s naturalnim podacima	105
Tablica 6.11 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	106
Tablica 6.12 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2025.-2027. s naturalnim podacima	106

Tablica 6.13 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	107
Tablica 6.14 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2025. – 2027. s naturalnim podacima	107
Tablica 6.15 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	108
Tablica 6.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2025. – 2027. s naturalnim podacima	108
Tablica 6.17 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	109
Tablica 6.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2025. – 2027. s naturalnim podacima	109
Tablica 6.19 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	110
Tablica 6.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u početnom trogodišnjem razdoblju 2025. – 2027. s naturalnim podacima	110
Tablica 6.21 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju	111
Tablica 6.22 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta po tipu brojila	114
Tablica 6.23 Tehnički i kadrovski kapaciteti baždarnica HEP ODS-a prije i nakon planiranih ulaganja	116
Tablica 6.24 Ukupna ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju (uključujući sufinancirana ulaganja)	118
Tablica 6.25 Ukupna ulaganja u zamjenu brojila u razdoblju 2025. – 2027. s naturalnim podacima (uključujući sufinancirana ulaganja)	118
Tablica 6.26 Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju iz vlastitih sredstava HEP ODS-a.....	119
Tablica 6.27 Pregled instaliranih SCADA sustava po upravljačkim centrima	119
Tablica 6.28 Ulaganja u sustave daljinskog vođenja, MTU te komunikacije i kibernetičku sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju	122
Tablica 6.29 Stanje automatiziranosti srednjonaponske mreže	123
Tablica 6.30 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju	123
Tablica 6.31 Ulaganja u nove tehnologije i tehnološki razvoj u idućem desetogodišnjem razdoblju .	125
Tablica 6.32. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti	126
Tablica 6.33 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju	126
Tablica 6.34. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine	127
Tablica 6.35 Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom u idućem desetogodišnjem razdoblju	129
Tablica 6.36 Ulaganja u informatičku opremu i informatizacijsku poslovnih procesa u idućem desetogodišnjem razdoblju	130
Tablica 6.37 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju	132
Tablica 6.38 Ulaganja u projekt LIFE DANUBE FREE SKY u idućem desetogodišnjem razdoblju ...	136
Tablica 6.39 Ulaganja u projekt Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka u idućem desetogodišnjem razdoblju	138

Tablica 6.40 Ulaganja u projekt Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima u idućem desetogodišnjem razdoblju	140
Tablica 6.41 Ulaganja u projekt Modernizacija i razvoj napredne mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju	143
Tablica 6.42 Ulaganja u GreenSwitch projekt u idućem desetogodišnjem razdoblju	145
Tablica 6.43 Okvirna struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje 2025.–2027. g.	146
Tablica 6.44 Ulaganja u HEP ODS-u u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje.....	149
Tablica 6.45 Preostala problematika sanacije naponskih prilika	153
Tablica 7.1 Okvirni nacionalni ciljevi energetske učinkovitosti	161
Tablica 7.2 Ciljevi INEK Plana 2021. – 2030. za 2030. godinu	163

POPIS SLIKA

Slika 2.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva.....	28
Slika 2.2 Realna godišnja stopa promjene BDP-a u razdoblju 2014. – 2023.	29
Slika 2.3 Faze implementacije koncepta Napredne mreže	38
Slika 3.1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a.....	44
Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže	45
Slika 3.3 Trend promjene instaliranih snaga transformacija 110/x kV u TS 110/x kV.....	46
Slika 3.4 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu.....	47
Slika 3.5 Trend promjene raspodjele polja SN postrojenja TS 110 kV prema pogonskom i konstrukcijskom naponu	47
Slika 3.6 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi.....	48
Slika 3.7 Raspodjela i trend promjene broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti	48
Slika 3.8 Trend promjene instaliranih snaga transformacija 35(30)/x kV u TS 35(30)/x kV i TS 110/x	49
Slika 3.9 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu	50
Slika 3.10 Trend promjene raspodjele polja SN postrojenja TS 35 kV prema pogonskom i konstrukcijskom naponu	50
Slika 3.11 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi	51
Slika 3.12 Raspodjela i trend promjene broja transformatora SN/SN prema starosti	51
Slika 3.13 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV prema starosti	53
Slika 3.14 Duljine i udjeli 35 kV podzemnih kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	53
Slika 3.15 Duljine i udjeli podzemskih kabela 35 kV prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	54
Slika 3.16 Duljine podzemnih kabela 10 kV i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)	55
Slika 3.17 Prikaz udjela podzemskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije	56
Slika 3.18 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV	58
Slika 3.19 Raspodjela i trend promjene broja transformatora SN/NN po starosti	58
Slika 3.20 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa.....	59
Slika 3.21 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi izolacije.....	60
Slika 3.22 Struktura niskonaponskih priključaka	60
Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2014. – 2023.	62
Slika 4.2 Zimsko i ljetno vršno opterećenje distribucijskih područja u 2023. godini.....	63
Slika 4.3 Gubici električne energije u razdoblju 2014. – 2023.	66
Slika 4.4 Prosječan broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2014. – 2023.....	69
Slika 4.5 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2014. – 2023.....	70
Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2014. – 2023.....	70

Slika 4.7 Priključna snaga po vrstama elektrana priključenih na distribucijsku mrežu.....	71
Slika 4.8 Priključna snaga i broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima	72
Slika 4.9 Porast broja i snage priključenih distribuiranih izvora u razdoblju od 2012. do kraja 2024. godine	73
Slika 4.10 Trend porasta instalirane snage priključenih distribuiranih izvora	73
Slika 4.11 Godišnja proizvodnja električne energije iz distribuiranih izvora	74
Slika 4.12 Godišnja proizvodnja električne energije iz distribuiranih izvora po vrstama elektrana	74
Slika 5.1 Proces planiranja razvoja i investicija	79
Slika 5.2 Informatička podrška procesu planiranja	80
Slika 5.3 Pristup rješavanju neželjenih stanja u mreži prema CEER-u	85
Slika 5.4 Dijagram toka pri donošenju odluke o uvrštenju nemrežnog rješenja u plan razvoja (L Studija Pristup alternativama...)	88
Slika 5.5 Projekcija broja punionica po godinama	90
Slika 5.6 Projekcija snage punionica po godinama	90
Slika 5.7 Broj potrebnih novih transformatora – Pojne točke	91
Slika 5.8 Broj potrebnih novih SN/NN transformatora za klaster Gospodarstvo	92
Slika 5.9 Broj potrebnih novih SN/NN transformatora za klaster Ruralne mreže	92
Slika 5.10 Broj potrebnih novih SN/NN transformatora za klaster Urbane mreže - kuće	92
Slika 5.11 Broj potrebnih novih SN/NN transformatora za klaster Urbane mreže - zgrade	92
Slika 5.12 Broj potrebnih novih SN/NN transformatora po klasterima	93
Slika 5.13 Duljina potrebnih novih 35 kV vodova	93
Slika 5.14 Duljina potrebnih novih 20 kV vodova	93
Slika 5.15 Duljina potrebnih novih niskonaponskih vodova	94
Slika 6.1 Promjena rizika na razini dionica tijekom 25-godišnjeg razdoblja	103
Slika 6.2 Diskontirani amortizirani troškovi i ukupni rizici na razini dionice	103
Slika 6.3 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)	105
Slika 6.4 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)	106
Slika 6.5 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)	107
Slika 6.6 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)	108
Slika 6.7 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)	110
Slika 6.8 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)	111
Slika 6.9 Udio kategorija obračunskih mjernih mjesta – postojeće stanje	114
Slika 6.10 Kretanje broja obučanih montera, oformljenih ekipa i izvršenih naloga za rad pod naponom u prethodnom trogodišnjem razdoblju	131
Slika 6.11 Logotip Pilot projekta uvođenja naprednih mreža	133
Slika 6.12 Logotip projekta LIFE Danube Free Sky	135

Slika 6.13 Logotip GreewSwitch projekta	143
Slika 6.14 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2025. – 2034. po vrstama ulaganja	148
Slika 6.15 Raspodjela TS SN/NN u distribucijskoj mreži prema pripremljenosti za pogon i samom pogonu na 20 kV	151
Slika 6.16 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima	151

POPIS KRATICA

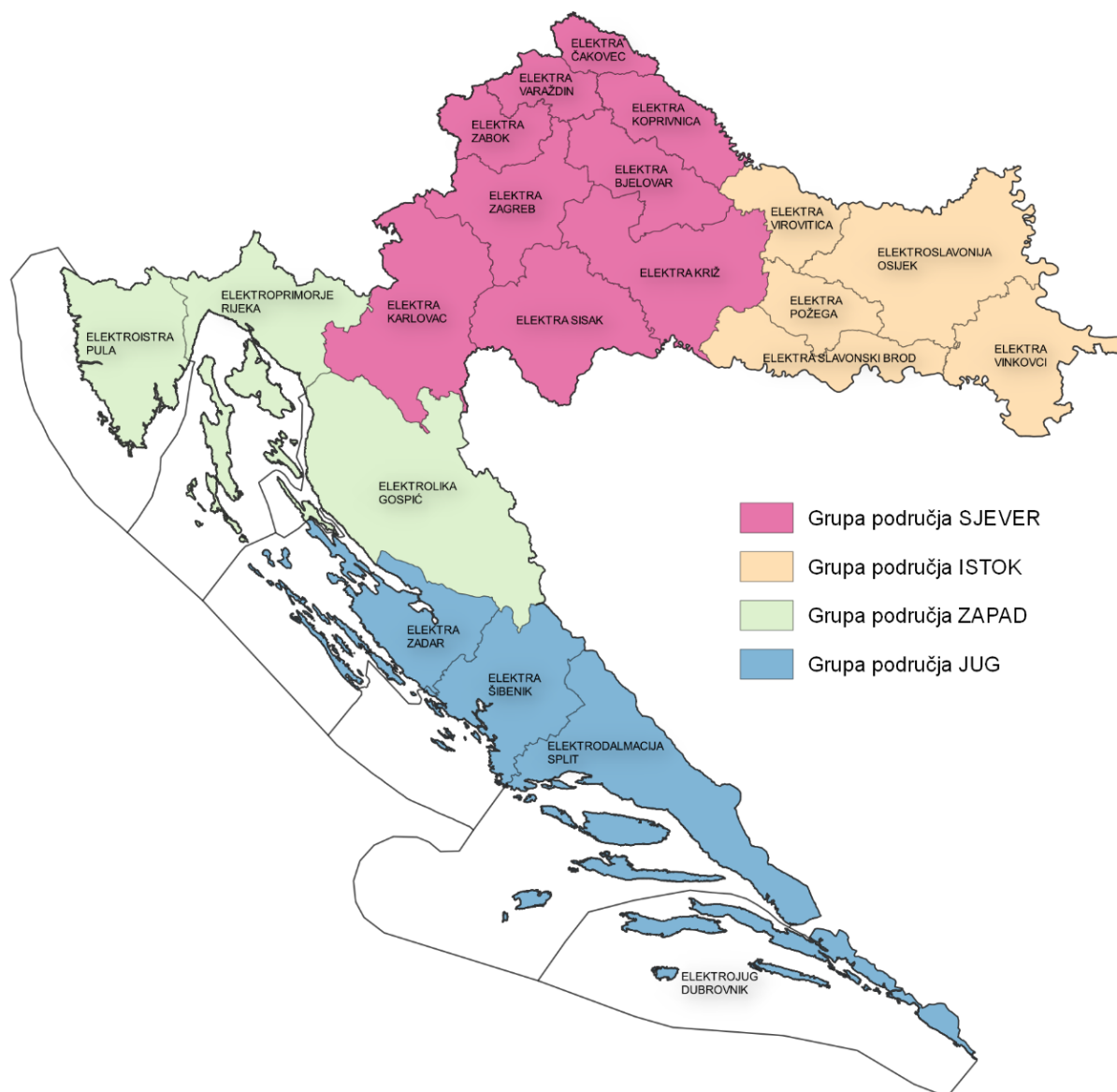
AMI	napredna mjerna infrastruktura (engl. Advanced Metering Infrastructure)
BDP	bruto domaći proizvod
CAIDI	prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (eng. customer average interruption duration index)
CBRM	upravljanje imovinom na temelju procjene stanja postojeće imovine i uloge sastavnica distribucijske mreže (en. condition based risk management)
CEER	Vijeće europskih energetske regulatora (engl. Council of European Energy Regulators)
CEF	Instrument za povezivanje Europe (eng. Connecting Europe Facility)
C-I	metoda rangiranja i određivanja prioriteta revitalizacije elektroenergetskih objekata temeljena na vrednovanju stanja i važnosti opreme u sustavu (engl. Condition-Importance)
DDC	distribucijski upravljački centar
DI	distribuirani izvor
DISPO	aplikacija distribucijska pouzdanost
DMS	Distribution management system
DUC	distribucijski upravljački centar
EES	elektroenergetski sustav
EOTRP	elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja
GIS	geoinformacijski sustav
GPRS	protokol koji omogućava prijenos podataka bežičnim putem kroz GSM mrežu (eng. general packet radio service)
HEP ODS	HEP–Operator distribucijskog sustava d.o.o.
HERA	Hrvatska energetska regulatorna agencija
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava
HTLS	visokotemperaturni vodič (eng. high temperature low sag)
KMS	Sustav za zaštitu komunikacije s naprednim brojilima (engl. Key Management System)
LTE	bežični standard četvrte generacije (eng. long term evolution)
MDM	Sustav za upravljanje mjernim podacima (engl. Meter Data Management)

MOC	Sustav za upravljanje mjerne infrastrukture (engl. Metering Operation Center)
MTU	mrežno tonfrekventno upravljanje
NECP	nacionalni energetska i klimatski plan Republike Hrvatske
NDDC	nacionalni distribucijski dispečerski centar
NN	niski napon
ODS	operator distribucijskog sustava
OIE	obnovljiv izvor energije
OMM	obračunsko mjerno mjesto
OPS	operator prijenosnog sustava
PCI	Projekti zajedničkog interesa (eng. Projects of Common Interest)
PKB	podmorski kabel
PLC	komunikacija putem elektroenergetske mreže (eng. Power Line Communications)
RPN	rad pod naponom
SAIDI	prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (eng. system average interruption duration index)
SAIFI	prosječni broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (eng. system average interruption frequency index)
SCADA	sustav nadzora i upravljanja (eng. supervisory control and data acquisition)
SKS	samonosivi kabelski snop
SN	srednji napon
SNP	sanacija naponskih prilika
SUEn	sustav upravljanja energijom
VN	visoki napon
ZOIE	Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji
ZoTEE	Zakon o tržištu električne energije

IZVRŠNI SAŽETAK

Osnovne značajke

HEP–Operator distribucijskog sustava d.o.o. (skraćeno HEP ODS) organiziran je kroz sjedište Društva i distribucijska područja. Nadležnost nad distribucijskom mrežom, koja uključuje naponske razine 35 kV, 30 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV, prostorno je podijeljena među 21 distribucijskim područjem u četiri grupe područja (Slika 1). Provedba operativnih mrežnih aktivnosti je organizirana kroz 129 terenskih jedinica.



Slika 1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a

Tablica u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u za 2023. godinu (stanje na dan 31. 12. 2023. godine).

Tablica 1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	6.879
Duljina distribucijske mreže	143.130 km
Broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	27.178
Instalirana snaga transformacije	23.786 MVA
Broj obračunskih mjernih mjesta	2.543.982
Broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	15.748
Priključna snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	839,482 MW
Ukupno predana električna energija u distribucijsku mrežu iz elektrana	1.767 GWh
Potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2023. godini	15.179 GWh
Gubici u 2023. godini	8,16 %

Postojeće stanje distribucijske mreže

Distribucijska mreža inicijalno je planirana i građena kroz tri naponske razine 35(30) kV – 10 kV – 0,4 kV. Daljnjim analizama koncepta distribucijske mreže tijekom sedamdesetih godina prošlog stoljeća utvrđen je, radi ušteda u prostoru i količini potrebne opreme, optimalnim sustav s dvije naponske razine, jedna srednjonaponska 20 kV i druga niskonaponska 0,4 kV.

Ukupno 30.107 transformatorskih stanica u nadležnosti HEP ODS-a prema naponima više naponske razine raspodijeljeno je na:

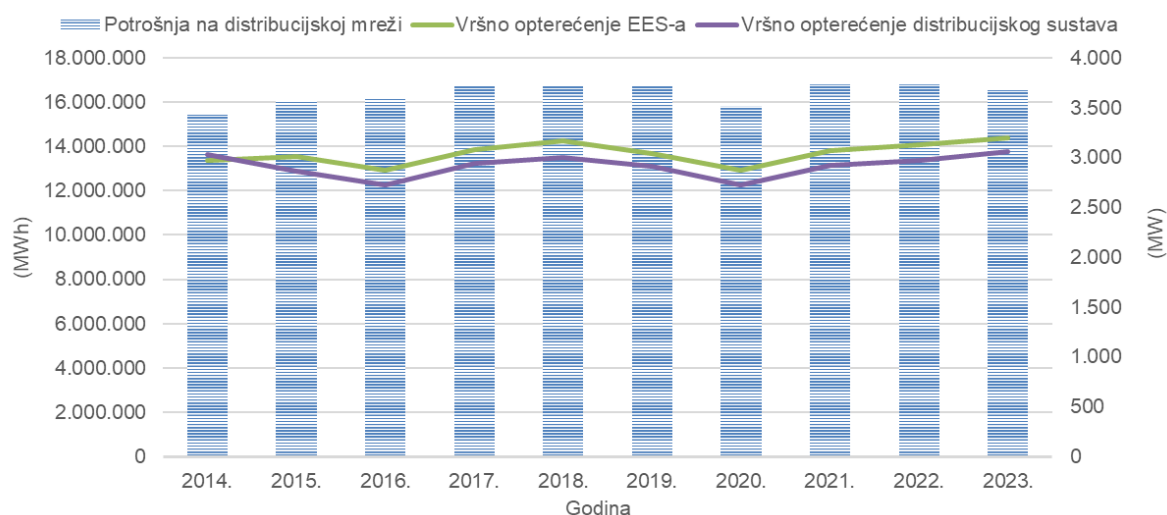
– 110 kV i više	144 TS
– 35 kV i 30 kV	297 TS
– 20 kV	8.411 TS
– 10 kV	21.255 TS

Duljina distribucijske mreže HEP ODS-a po naponskim razinama iznosi:

– 35 kV i 30 kV	4.536 km
– 20 kV	11.859 km
– 10 kV	26.963 km
– 0,4 kV (bez 0,4 kV priključaka)	62.463 km

Pogonske značajke distribucijskog sustava – potrošnja i vršno opterećenje

Slika 2 prikazuje promjene godišnje potrošnje električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a i vršnog opterećenja EES-a u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2014. – 2023.) te kretanje vršnog opterećenja distribucijskog sustava u drugoj polovini istog razdoblja. Na iznos vršnog opterećenja utječu distribuirani izvori koji određeno opterećenje „pokrivaju“ lokalno. Stoga dio vršnog opterećenja konzuma nije vidljiv u povećanju vršnog opterećenja transformacije odgovarajuće pojne točke.



Slika 2 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2014. – 2023.

Vršno opterećenje EES-a odražava ukupni trend promjena životnog standarda građana i gospodarske aktivnosti. Za potrebe planiranja razvoja distribucijske mreže, promjene vršnog opterećenja se promatraju na manjim jedinicama, distribucijskim područjima ili opskrbnim područjima transformatorskih stanica. Prognoze potrošnje električne energije i vršnog opterećenja distribucijske mreže HEP ODS-a za petogodišnja razdoblja do 2040. godine izrađene su u okviru studije „Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske“ [40].

Tablica 2 u nastavku prikazuje rezultate dugoročne prognoze porasta vršnog opterećenja po distribucijskim područjima. Pri kategorizaciji distribucijskih područja s obzirom na prognozu porasta opterećenja, velikim porastom smatra se prosječni godišnji porast iznad 2 %, a malim ispod okvirno 0,7 %. Uz prikazane prognoze vršnog opterećenja dan je i prikaz ostvarenih vršnih opterećenja u razdoblju od 2020. godine do 2023. godine.

Pokazatelji ostvarenja porasta prognoze vršnog opterećenja distribucijskih područja u većoj mjeri prate planirane prognoze vršnog opterećenja. Izuzetak su distribucijska područja na području Slavonije gdje je primjetan nešto manji porast vršnog opterećenja u odnosu na planirani, u prvom redu uvjetovan demografskom situacijom i velikim brojem distribuiranih izvora, te područja Elektra Čakovec, Križ, Zadar i Šibenik gdje je zabilježen nešto veći porast opterećenja.

Pri tome treba naglasiti sve jači doprinos distribuirane proizvodnje koji pridonosi smanjenju vršnog opterećenja zbog čega će HEP-ODS i kontinuirano dalje pratiti stope promjene opterećenja te po potrebi u sklopu izrade idućeg ciklusa studija revidirati kategorizaciju porasta opterećenja.

Tablica 2 Dugoročna prognoza vršnog opterećenja distribucijskih područja

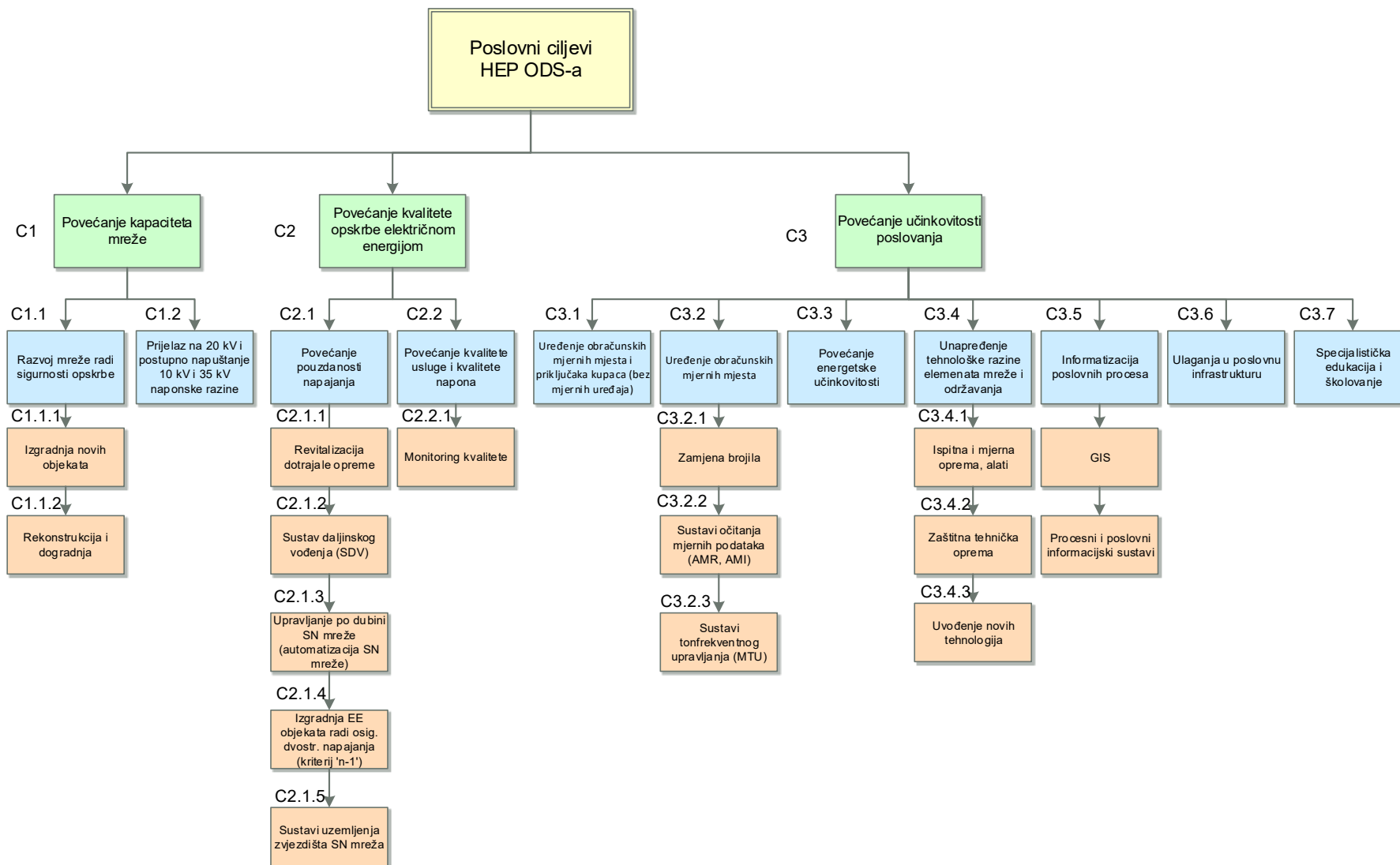
Distribucijsko područje	Dugoročna prognoza i ostvarenje prosječnog godišnjeg porasta vršnog opterećenja			
	Prognoza		Ostvarenje	
	2021.-2025.	2026.-2030.	2020.-2023.	
Elektra Zagreb	umjereni	umjereni	1,09%	umjereni
Elektra Zabok	veliki	umjereni	7,06%	veliki
Elektra Varaždin	umjereni	umjereni	1,45%	umjereni
Elektra Čakovec	mali	umjereni	1,83%	umjereni
Elektra Koprivnica	mali	umjereni	-2,64%	-
Elektra Bjelovar	veliki	umjereni	9,50%	veliki
Elektra Križ	mali	umjereni	8,44%	veliki
Elektroslavonija Osijek	veliki	umjereni	-1,20%	-
Elektra Vinkovci	veliki	umjereni	1,55%	umjereni
Elektra Slavonski Brod	veliki	umjereni	1,71%	umjereni
Elektroistra Pula	veliki	umjereni	6,00%	veliki
Elektroprimorje Rijeka	veliki	umjereni	2,02%	veliki
Elektrodalmacija Split	veliki	mali	6,38%	veliki
Elektra Zadar	umjereni	mali	3,66%	veliki
Elektra Šibenik	umjereni	veliki	3,41%	veliki
Elektrojug Dubrovnik	veliki	umjereni	5,18%	veliki
Elektra Karlovac	umjereni	umjereni	1,24%	umjereni
Elektra Sisak	veliki	umjereni	2,20%	veliki
Elektrolika Gospić	veliki	umjereni	5,17%	veliki
Elektra Virovitica	veliki	umjereni	0,31%	mali
Elektra Požega	umjereni	umjereni	-2,08%	-

Poslovni ciljevi HEP ODS-a

Slika u nastavku prikazuje strukturu poslovnih ciljeva HEP ODS-a. Pri planiranju ulaganja važno je osigurati da svako ulaganje doprinosi ostvarenju poslovnih ciljeva, pri čemu većina ulaganja doprinosi ostvarenju više poslovnih ciljeva. Ovim pristupom, uključivo s primjenom usvojene metodologije i kriterija planiranja razvoja distribucijske mreže, osigurava se:

- dugoročna opravdanost ulaganja u razvoj i izgradnju distribucijske mreže
- jednak pristup razvoju i izgradnji distribucijske mreže na cijelom području u nadležnosti HEP ODS-a
- razvidnost opsega potrebnih ulaganja.

U idućim godinama očekujemo jačanje značaja upravljanja imovinom, povećanje učinkovitosti poslovanja operativnim upravljanjem procesima, značajniju digitalizaciju poslovanja te intenzivniji razvoj postojećih i novih usluga povezan s uvođenjem funkcionalnosti napredne mreže.



Slika 3 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

Planirana ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2025. – 2034. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

Ovaj Desetogodišnji plan (2025. – 2034.) razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja te podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Pri tome su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova, stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije i rezultata javne rasprave.

Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju 2025. – 2034. godine prikazana su Tablicom 3.

U razdoblju 2025. – 2034. planirana su ulaganja u razini 1.589.161.410 €, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2025. – 2027. godina 614.621.210 eura, prosječno 204,9 mil. € godišnje
- 2028. – 2034. godina 974.540.200 eura, prosječno 139,2 mil. € godišnje.

Planirana desetogodišnja ulaganja, uključujući ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje, strukturirana su na sljedeći način:

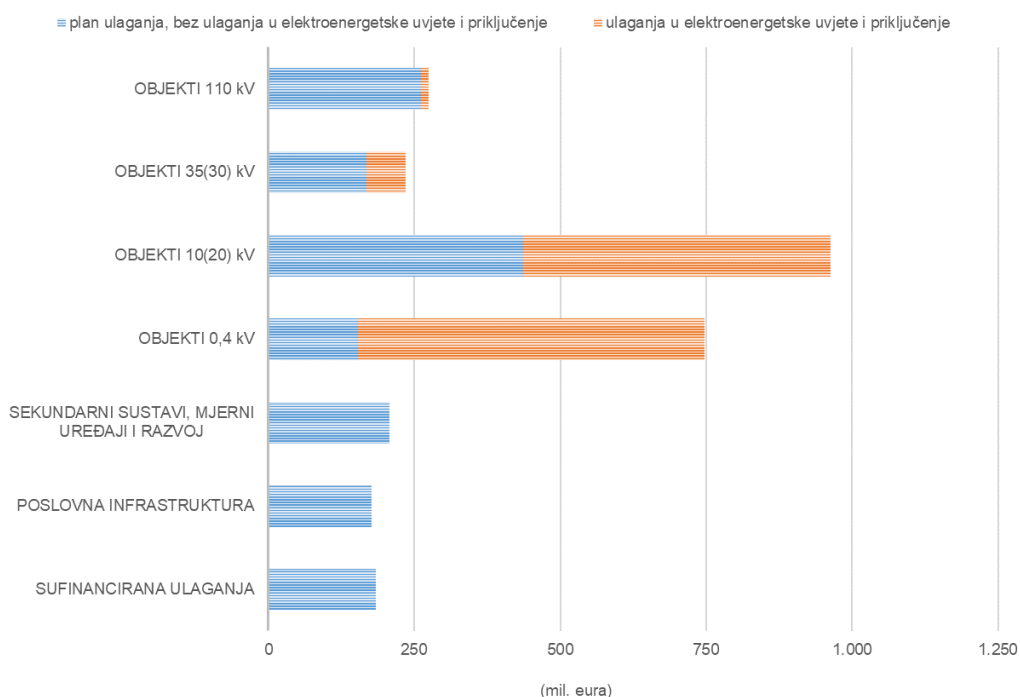
- | | |
|--|------|
| – ulaganja u energetske objekte | 79 % |
| – 110 kV objekti | 10 % |
| – 35(30) kV objekti | 8 % |
| – 10 kV i 20 kV objekti | 34 % |
| – 0,4 kV objekti | 27 % |
| – ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj | 8 % |
| – ulaganja u poslovnu infrastrukturu | 6 % |
| – sufinancirana ulaganja (pretežito ulaganja u energetske objekte i sekundarne sustave | 7 % |

Početno trogodišnje razdoblje biti će obilježeno:

- Značajnim sufinanciranim ulaganjima, posebice ulaganjima sadržanih u Nacionalnom planu oporavka i otpornosti
- Snažan porast ulaganja iz naknade za priključenje
- Ulaganjima u mjerne uređaje i infrastrukturu
- Ulaganjima u objekte naponske razina 10(20) kV
- Ulaganjima u poslovnu infrastrukturu, posebice u dijelu ulaganja u transportna sredstva i nekretnine.

Ulaganja iz naknade za priključenje u narednom trogodišnjem razdoblju su sve više obilježena ulaganjima u obnovljive izvore energije, dok u idućim razdobljima sve veći utjecaj možemo očekivati značajnijom elektrifikacijom prometa te izgradnjom punionica za električna vozila. Dodatno ovise i o gospodarskim i demografskim promjenama. S obzirom na uočeni trend iznimnog povećanja broja zahtjeva za priključivanjem novih korisnika, posebice distribuiranih izvora u idućem trogodišnjem razdoblju se očekuje daljnji porast ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje.

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



Slika 4 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2025. – 2034. po vrstama ulaganja

Kao što prikazuje Slika 4, u idućem desetogodišnjem razdoblju težište će biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

- pouzdanost napajanja kroz mrežu, a ne transformaciju
- poboljšanje naponskih okolnosti prelaskom SN mreže na 20 kV
- spremnost mreže za prihvrat distribuirane proizvodnje
- smanjenje gubitaka
- smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN.

Ulaganjima u SDV, automatizaciju mreže, mjerne uređaje i nove tehnologije modernizira se mreža i povećava učinkovitost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati učinkovitije funkcioniranje operatora distribucijskog sustava.

Tablica 3 Ulaganja u HEP ODS-a u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (€)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	Ulaganje 2028. - 2034.	Ulaganja u 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		10.491.830	33.059.220	33.825.200	77.376.250	183.590.000	260.966.250
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	5.795.850	17.148.000	19.900.000	42.843.850	93.380.000	136.223.850
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	4.695.980	15.911.220	13.925.200	34.532.400	90.210.000	124.742.400
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		7.261.760	19.869.990	15.944.300	43.076.050	124.679.000	167.755.050
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	250.000	2.400.000	4.000.000	6.650.000	9.850.000	16.500.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	2.981.550	9.838.050	6.172.800	18.992.400	64.535.000	83.527.400
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	484.565	311.135	665.500	1.461.200	2.450.000	3.911.200
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	3.545.645	7.320.805	5.106.000	15.972.450	47.844.000	63.816.450
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		23.334.879	66.147.285	52.912.400	142.394.564	294.725.000	437.119.564
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	2.487.405	8.816.695	6.450.400	17.754.500	33.936.000	51.690.500
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	6.856.670	18.510.030	13.389.500	38.756.200	98.172.000	136.928.200
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	5.801.625	19.917.475	16.462.900	42.182.000	84.495.000	126.677.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	8.189.179	18.903.085	16.609.600	43.701.864	78.122.000	121.823.864
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		11.337.381	23.741.505	16.653.100	51.731.986	102.221.000	153.952.986
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	1.806.750	6.065.750	4.166.200	12.038.700	28.742.000	40.780.700
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	7.581.461	13.800.025	8.740.400	30.121.886	48.014.000	78.135.886
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	1.949.170	3.875.730	3.746.500	9.571.400	25.465.000	35.036.400
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREDAJE I RAZVOJ		1.230.000	24.524.000	25.300.000	51.054.000	156.510.200	207.564.200
	Sustavi daljinskog vođenja, MTU, komunikacije, kibernetička sigurnost i automatizacija	430.000	1.030.000	2.000.000	3.460.000	11.410.000	14.870.000
	Mjermi uređaji i infrastruktura	500.000	23.194.000	23.000.000	46.694.000	143.000.200	189.694.200
	Nove tehnologije i razvoj	300.000	300.000	300.000	900.000	2.100.000	3.000.000
6. ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU		10.100.000	26.550.000	28.100.000	64.750.000	112.815.000	177.565.000
	Osobna, teretna i radna vozila	1.000.000	15.000.000	15.000.000	31.000.000	65.500.000	96.500.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	3.500.000	9.000.000	11.000.000	23.500.000	35.500.000	59.000.000
	Poslovna informatika i podrška poslovanju	950.000	1.000.000	1.050.000	3.000.000	7.350.000	10.350.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	4.650.000	1.550.000	1.050.000	7.250.000	4.465.000	11.715.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		63.755.850	193.892.000	172.735.000	430.382.850	974.540.200	1.404.923.050
7. SUFINANCIRANA ULAGANJA		102.640.700	81.597.660	0	184.238.360	0	184.238.360
	Life Danube Free Sky	1.050.000	0	0	1.050.000	0	1.050.000
	NPOO PKB	15.586.460	0	0	15.586.460	0	15.586.460
	NPOO Natura 2000	26.544.700	22.487.400	0	49.032.100	0	49.032.100
	NPOO Razvoj napredne mreže	57.145.540	58.445.460	0	115.591.000	0	115.591.000
	Greenswitch	2.314.000	664.800	0	2.978.800	0	2.978.800
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		166.396.550	275.489.660	172.735.000	614.621.210	974.540.200	1.589.161.410
8. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE		120.000.000	120.000.000	120.000.000	360.000.000	840.000.000	1.200.000.000
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	1.323.000	1.323.000	1.323.000	3.969.000	9.261.000	13.230.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	6.761.000	6.761.000	6.761.000	20.283.000	47.327.000	67.610.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	52.623.000	52.623.000	52.623.000	157.869.000	368.361.000	526.230.000
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	59.293.000	59.293.000	59.293.000	177.879.000	415.051.000	592.930.000
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		286.396.550	395.489.660	292.735.000	974.621.210	1.814.540.200	2.789.161.410

Zaključno

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje izrađen je uvažavajući:

- utjecaj okruženja (gospodarske aktivnosti i trendovi, opremanje obračunskih mjernih mjesta brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja, implementaciju Napredne mreže s porastom priključenja distribuiranih izvora i mjerama energetske učinkovitosti itd.)
- postojeće stanje distribucijske mreže, tj. postrojenja i mreža naponskih razina 110 kV, 35 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV te ostalih sastavnice mreže i poslovne infrastrukture
- prognoze porasta opterećenja temeljene na studijskim analizama razvoja distribucijske mreže, uz uvažavanje lokalnih specifičnosti
- poslovne ciljeve HEP ODS-a
- Ciljeve revidiranog nacionalnog energetskog i klimatskog plana (NECP) Republike Hrvatske za razdoblje 2020.-2030.

Uzimajući u obzir potrebe razvoja distribucijske mreže nužna su mnogo veća godišnja ulaganja, kako radi neutraliziranja povećanja cijena, tako i radi ostvarivanja ciljeva iz NECP-a.

Ključni rizik za osiguranje potrebnih ulaganja u razvoj distribucijske mreže u idućem 3g (10g) razdoblju predstavlja razlika visine mrežne naknade (tarifnih stavki), tj. prihoda i rashoda. Za usklađenje prihoda i rashoda nužno je povećati tarifne stavke prosječno za 34%.

Prema prijedlogu 10g plana razvoja distribucijske mreže 2025.-2034. godine potrebna prosječna godišnja ulaganja (bez ulaganja financirana iz EU sredstava i naknada za priključenje) **iznose 140 mil. € dok su odobrena ulaganja u 2025. godini iznosila samo 63,7 mil. € (manje od 50% predloženog plana).**

Neusklađenost prihoda i rashoda HEP ODS-a, i posljedično nedostatnih izvora financiranja, prouzročili su odobravanje manjeg financijskog okvira plana investicija HEP ODS-a za 2025. godinu za **71, 8 mil €** u odnosu na predloženi plan.

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja treba naglasiti da:

- složenost okruženja i planskog razdoblja
- složenost distribucijske mreže po broju, strukturi i lokaciji postrojenja i vodova
- poteškoće u sagledavanju porasta opterećenja
- problemi povezani s pripremom ulaganja, svakako uključujući i pripremu te provođenje ugovaranja roba i usluga za realizaciju
- izražen porast cijena roba i radova u godinama koje prethode planskom razdoblju

mogu utjecati na uspješnu realizaciju planiranih ulaganja.



1. Uvod

1. Uvod

HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. je ovisno društvo u vlasništvu Hrvatske elektroprivrede d.d. Na temelju dozvole za obavljanje energetske djelatnosti distribucije električne energije, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (u daljem tekstu HEP ODS) kao energetske subjekt obavlja reguliranu djelatnost distribucije električne energije na cjelokupnom području Republike Hrvatske.

Zakonom o tržištu električne energije (u daljnjem tekstu: ZoTEE) [1] jasno je određena odgovornost i dužnost operatora distribucijskog sustava u dijelu planiranja razvoja distribucijske mreže:

- Operator distribucijskog sustava dužan je upravljati i održavati, graditi i modernizirati, poboljšavati i razvijati distribucijsku mrežu u cilju sigurnog, pouzdanog i učinkovitog pogona distribucijskog sustava i distribucije električne energije (Članak 70., točka 1.)
- Operator distribucijskog sustava odgovoran je za razvoj distribucijske mreže kojim se osigurava dugoročna sposobnost distribucijske mreže da ispuní razumne zahtjeve za distribuciju električne energije (Članak 71., točka 2.)
- Operator distribucijskog sustava dužan je donijeti i javno objaviti, uz prethodno ishodueno odobrenje Hrvatske energetske regulatorne agencije (u daljnjem tekstu: HERA), ažuriran desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže (Članak 70., točka 14.)
- Mrežnim pravilima distribucijskog sustava posebno se propisuju metodologija i kriteriji za planiranje razvoja distribucijske mreže (Članak 74., stavak 2., točka 13.). Mrežna pravila distribucijskog sustava, uz prethodno ishoduenu suglasnost Hrvatske energetske regulatorne agencije, donosi operator distribucijskog sustava (Članak 74., stavak 3.)

Ključne odrednice za izradu višegodišnjih planova razvoja su Strategija energetskog razvoja [2] i Mrežna pravila [3]:

- Prema članku 5. Zakona o energiji [4], temeljni akt za utvrđivanje energetske politike i planiranja energetskog razvitka je Strategija energetskog razvitka i Integrirani nacionalni energetske i klimatske plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine. Hrvatski sabor je 28. veljače 2020. godine donio Strategiju energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [2] u kojoj je predviđeno nekoliko mogućih scenarija razvoja elektroenergetskog sektora.
- Mrežna pravila [3] distribucijskog sustava ključan su tehnički propis s gledišta pogona, vođenja, planiranja i korištenja distribucijske mreže.

U vrijeme izrade ovog Plana, donesen je i javno objavljen Desetogodišnji (2024.-2033.) plana razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [5].

Ovaj Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje (u daljnjem tekstu: Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan) temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja [6-33], podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Pri tome su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije. Izgradnja zajedničkih elektroenergetskih objekata usklađena je s operatorom prijenosnog sustava.

U skladu s odrednicama ZoTEE [1], HEP ODS je pri izradi prijedloga ovog Desetogodišnjeg (2025. – 2034.) plana proveo savjetovanje sa zainteresiranom javnošću.

Ovim Desetogodišnjim (2025. – 2034.) planom, opisani su:

- Poglavlje 2 Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja
- Poglavlje 3 Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže
- Poglavlje 4 Pogonske značajke distribucijskog sustava
- Poglavlje 5 Planovi razvoja distribucijske mreže
- Poglavlje 6 Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje
- Poglavlje 7 Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže
- Poglavlje 8 Financijsko planiranje.

U prilogima su detaljnije prikazani:

- utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže
- pregled planiranih ulaganja u značajne objekte u desetogodišnjem i trogodišnjem razdoblju
- obilježja distribucijskih područja
- popis ključnih uredbi i direktiva EU
- struktura i članovi tima za izradu desetogodišnjeg plana



2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja

2.1.	Poslovni ciljevi	27
2.2.	Utjecaj okruženja na planiranje razvoja distribucijske mreže	29
2.2.1.	Gospodarske aktivnosti	29
2.2.2.	Novi zakoni i propisi	30
2.2.3.	Distribuirana proizvodnja	31
2.2.4.	Primjena koncepta Napredne mreže	37
2.3.	Svrha izrade i plansko razdoblje	40

2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja

Ključne odrednice planiranja razvoja distribucijskog sustava uređene su zakonodavnim okvirom Republike Hrvatske:

- energetskim zakonima (Zakon o energiji (NN 120/12, 14/14, 102/15, 68/18), Zakon o regulaciji energetskih djelatnosti (NN 120/12, 68/18), Zakon o tržištu električne energije (NN 111/21, 83/23), Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (NN 138/21, 83/23) i Zakon o energetske učinkovitosti (NN 127/14, 116/18, 25/20, 41/21))
- ostalim pravilnicima i metodologijama (Mrežna pravila distribucijskog sustava (NN 74/18, 52/20), Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN 100/22), Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu, Metodologija za utvrđivanje naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu (NN 84/22), Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 84/22)) te Strategijom energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu (NN 25/20), Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030.
- uredbama i direktivama EU koje utječu na poslovanje operatora distribucijskih sustava u zemljama članicama EU. Popis ključnih uredbi i direktiva EU naveden je u Prilogu 11.5.

Unutar zakonskog i strateškog okvira, planiranje razvoja i ulaganja je usklađeno sa strategijom, misijom, vizijom i ciljevima tvrtke i uvjetovano brojnim utjecajima iz okruženja, među kojima se ističu potrebe gospodarskih aktivnosti, trendovi porasta društvenog životnog standarda, trendovi energetske učinkovitosti i demografska kretanja.

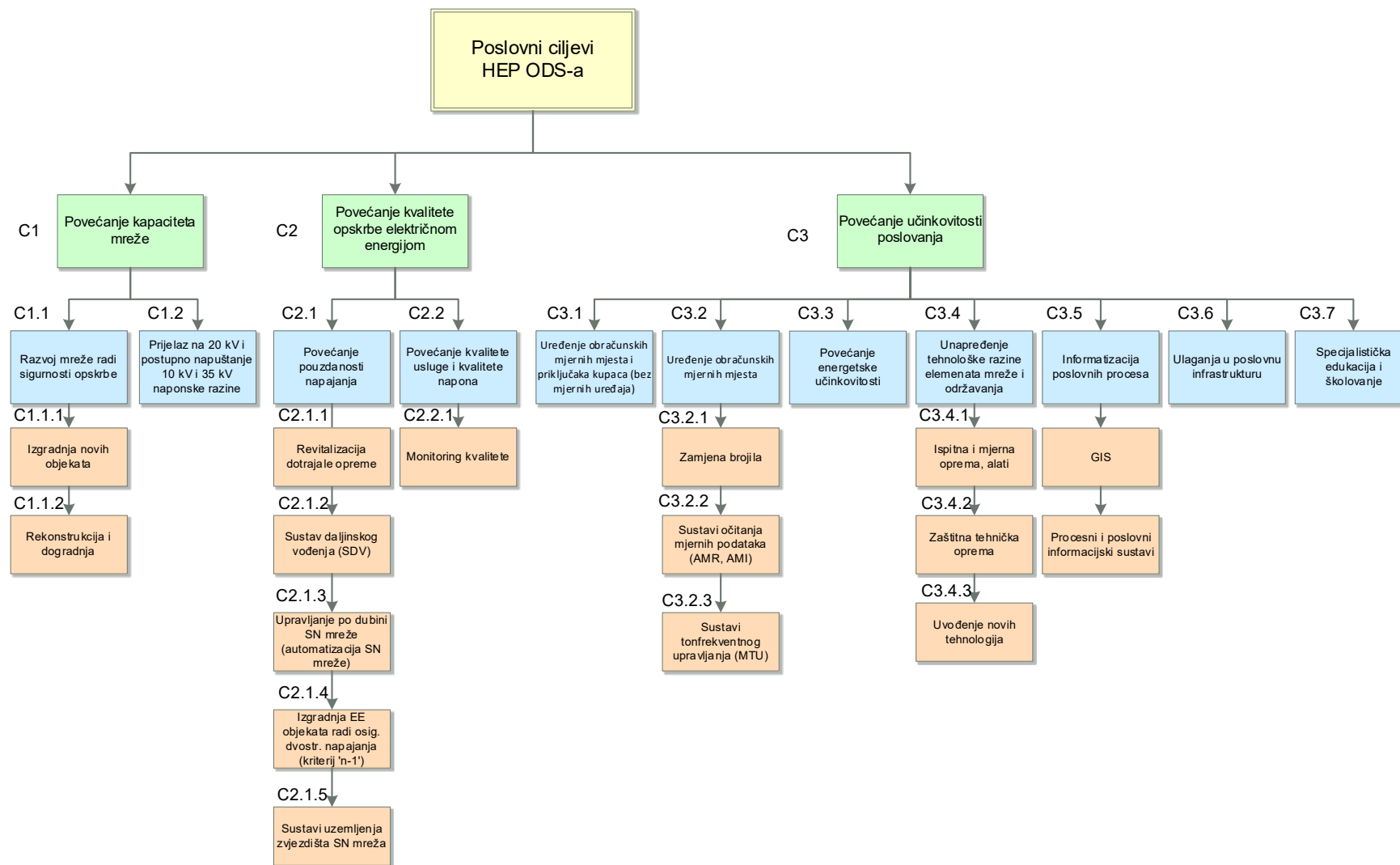
2.1. Poslovni ciljevi

Pri planiranju ulaganja važno je osigurati da svako ulaganje doprinosi ostvarenju usuglašanih poslovnih ciljeva, pri čemu mnoga ulaganja doprinose ostvarenju nekoliko poslovnih ciljeva. Ovim pristupom, zajedno s primjenom usvojene metodologije i kriterija planiranja razvoja distribucijske mreže, osigurava se:

- dugoročna opravdanost ulaganja u razvoj i izgradnju distribucijske mreže
- jednak pristup razvoju i izgradnji distribucijske mreže na cijelom području u nadležnosti HEP ODS-a
- preglednost cjeline planiranih ulaganja.

Poslovne ciljeve HEP ODS-a grupiramo u tri osnovne cjeline:

- Povećanje kapaciteta mreže
Povećanje kapaciteta mreže planira se zbog zadovoljenja porasta opterećenja i potrošnje te zbog priključenja novih i povećanja priključne snage postojećih korisnika na distribucijsku mrežu. Prilikom ulaganja u povećanje kapaciteta uvažavaju se kriteriji planiranja razvoja mreže te tehnički, ekonomski i regulatorni zahtjevi.
- Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom
U skladu sa ZoTEE, operator distribucijskog sustava dužan je sustavno održavati razinu kvalitete opskrbe, pratiti pokazatelje kvalitete opskrbe te voditi evidenciju podataka potrebnih za utvrđivanje pokazatelja kvalitete električne energije. Uvjete kvalitete opskrbe električnom energijom propisuje regulatorna agencija. Kvaliteta opskrbe električnom energijom obuhvaća kvalitetu usluga, pouzdanost napajanja i kvalitetu napona.
- Povećanje učinkovitosti poslovanja



Slika 2-1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

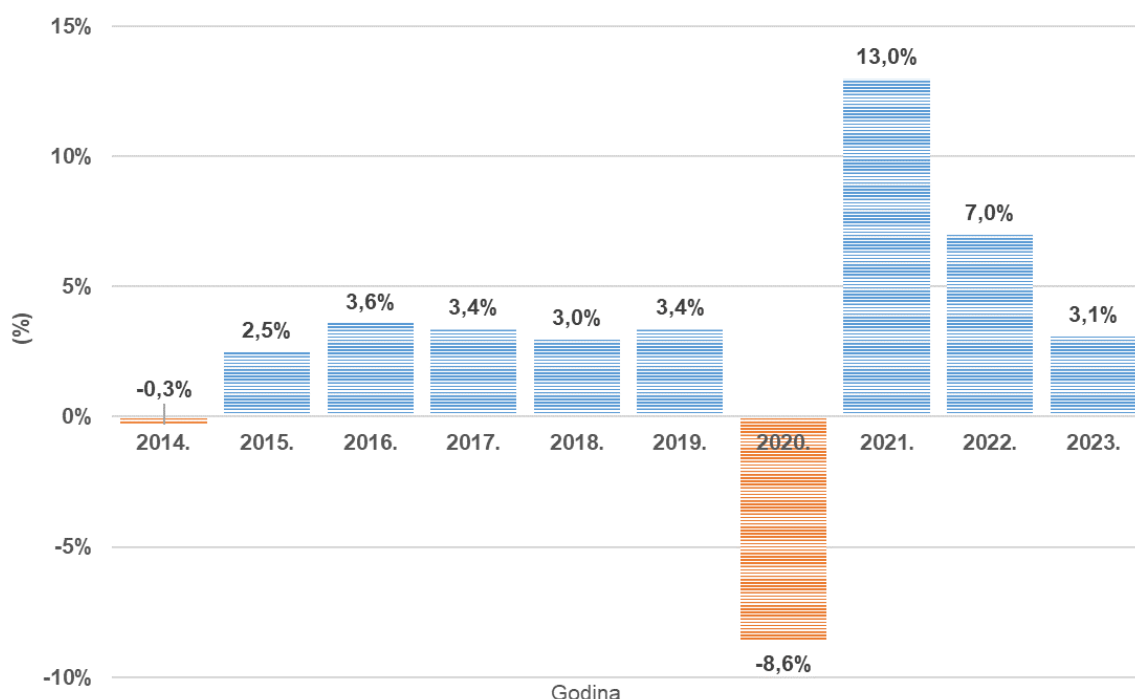
2.2. Utjecaj okruženja na planiranje razvoja distribucijske mreže

Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže se izrađuje u zahtjevnom okruženju koje je oblikovano zakonski definiranim dužnostima i odgovornostima operatora elektrodistribucijske mreže te općom složenosti poslovanja koja proizlazi iz uloge operatora u međudjelovanjima sa vanjskih institucijama, gospodarstvom i velikim brojem korisnika mreže. U nastavku su predstavljeni ključni čimbenici i njihov utjecaj na planiranje ulaganja u distribucijsku mrežu.

2.2.1. Gospodarske aktivnosti

Gospodarske aktivnosti izravno utječu na opseg ulaganja u stvaranje uvjeta i izgradnju priključaka koji se financiraju iz naknade za priključenje i povećanje priključne snage, a značajno i na opseg i dinamiku potrebnih ulaganja u osiguranje dostatne prijenosne moći za potrebe praćenja porasta potrošnje i opterećenja postojećeg konzuma.

Najopsežnije mjerilo cjelovite gospodarske aktivnosti je bruto domaći proizvod (BDP).



Slika 2-2 Realna godišnja stopa promjene BDP-a u razdoblju 2014. – 2023.

Nakon višegodišnje recesije uzrokovane globalnom ekonomskom krizom iz 2008. godine, u 2015. godini započinje razdoblje gospodarskog oporavka popraćeno porastom BDP-a [34].

Niz mjera zaustavljanja i ograničavanja gospodarskih aktivnosti i kretanja stanovništva uveden s ciljem sprječavanja širenja pandemije bolesti COVID-19 u 2020. godini, doveo je do značajnog pada ekonomskih aktivnosti, a time i pada BDP-a od 8,6 %.

U 2021. godini započeo je oporavak te je hrvatski BDP porastao za 13,1 %. Stabilni rast od 6,3 % nastavio se i u 2022. godini, te 3,1 % u 2023. godini. [34].

BDP je nastavio rast i u prvom tromjesečju 2024. godine, 1,0% u odnosu na prethodni, 4. kvartal 2023. godine i 3,9 % veći u odnosu na isto razdoblje prethodne godine [35].

Sezonski prilagođeni tromjesečni BDP u drugom tromjesečju 2024. godine u odnosu na prethodno razdoblje

pokazuje pozitivnu stopu promjene od 0,8 %, a u odnosu na isto tromjesečje 2023. realno je veći za 3% [36].

Prema prognozama Europske komisije za Hrvatsku predviđa se rast bruto domaćeg proizvoda od 2,9 % u 2025. godini [37].

Početkom 2022. započeo je ratni sukob u Ukrajini, a kriza u odnosima s Rusijom je pokrenula energetska krizu i novi rast troškova proizvodnje u eurozoni.

Porast cijene materijala, opreme i rada i opća nesigurnost poslovanja gospodarskih subjekata u okviru dugotrajnih i složenih postupaka javne nabave otežali su sklapanje višegodišnjih ugovora za nabavu većih količina materijala i opreme, povećali vrijednost ugovora i otežali realizaciju već sklopljenih ugovora. Usporenje u fazi nabave se odrazilo i na usporenje u fazi realizacije dijela planiranih investicijskih projekata.

Prosječno povećanje jediničnih elemenata mreže od 45% - 100% ima za posljedicu da se za isti financijski okvir ulaganja godišnjeg plana investicija može napraviti od 33% do 50% naturalno manje objekata (komada transformatorskih stanica i km mreže)!

Analizom koja je rađena na osnovu sklopljenih ugovora i zaprimljenih ponuda utvrđen je značajan porast cijena materijala, opreme i rada na elektroenergetskim objektima:

- U razdoblju od 2019.g. do 2025. g. porast od 100%
- U razdoblju od 2022.g. do 2025.g. porast od 30%.

2.2.2. Novi zakoni i propisi

Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu

HEP ODS je 14. srpnja 2023. godine donio nova Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu, koja su stupila na snagu 1. rujna .2023. godine. Ponajprije, nova Pravila su donijeta radi usklađenja sa Zakonom o tržištu električne energije i Zakonom o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji.

U skladu s odredbama ZoTEE-a, novim Pravilima propisan je potpuno novi postupak za priključenje proizvođača i operatora skladišta energije, koji pored postupka priključenja podrazumijeva provođenje i prethodnog postupka ocijene mogućnosti priključenja. Prethodni postupak priključenja sastoji se od izrade Elaborata mogućnosti priključenja i izdavanja preliminarog mišljenja operatora distribucijskog sustava o mogućnosti priključenja te o mogućim opcijama za priključenje.

Novim Pravilima uvodi se mogućnost priključenja na mrežu prije realizacije stvaranja tehničkih uvjeta u mreži, primjenom operativnog ograničenja korištenja priključne snage. Mogućnost primjene operativnog ograničenja korištenja priključne snage analizira se u EOTRP-u, ako se utvrdi da je u svrhu priključenja potrebno stvoriti tehničke uvjete u mreži. Mogućnost primjene operativnog ograničenja korištenja priključne snage definirat će se ugovorom o priključenju, a u slučaju kada investitor pristaje na priključenje prije stvaranja tehničkih uvjeta u mreži uz primjenu operativnog ograničenja korištenja priključne snage, sklapat će se dodatak ugovora o priključenju u kojem će se definirati sve odredbe za primjenu operativnog ograničenja korištenja priključne snage. Kada se korisnik priključi na mrežu s mogućnošću primjene operativnog ograničenja korištenja priključne snage, operator distribucijskog sustava ne snosi troškove stvarno neisporučene električne energije zbog primjene operativnog ograničenja korištenja priključne snage do definiranog roka za stvaranje tehničkih uvjeta u mreži iz ugovora o priključenju.

U skladu s odredbama ZOIE-a, novim Pravilima propisan je novi postupak za priključenje proizvodnog postrojenja na instalaciju postojećeg krajnjeg kupca, za proizvodna postrojenja s priključnom snagom u smjeru predaje u mrežu do uključivo 11,04 kW trofazno, odnosno 3,68 kW jednofazno.

Nadalje, postojeći postupak za priključenje kućanstva s vlastitom proizvodnjom, koji se odvija u dva koraka, proširuje se na sve postojeće krajnje kupce s priključnom snagom do uključivo 50 kW koji ugrađuju proizvodno postrojenje na postojeću instalaciju, s instaliranom snagom proizvodnog postrojenja manjom od postojeće priključne snage u smjeru preuzimanja iz mreže.

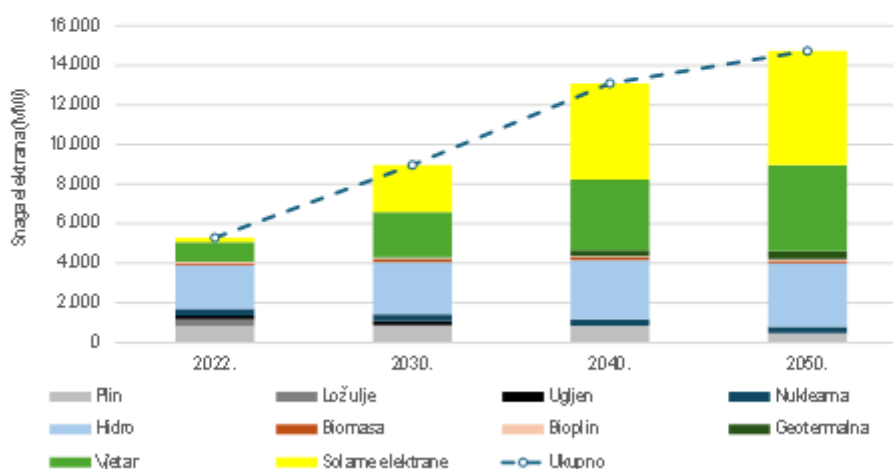
2.2.3. Energetska tranzicija – NECP - Distribuirana proizvodnja - Elektrifikacija transporta i grijanja

2.2.3.1. NECP

U ožujku 2025. godine donesen je ažurirani Integrirani nacionalni energetska i klimatski plan za Republiku Hrvatsku (NECP) za razdoblje od 2021. do 2030. godine. U NECP-u se u tablici 2-6 navodi očekivana struktura kapaciteta za proizvodnju električne energije za 2030. 2040. i 2050. godinu u scenariju s dodatnim mjerama (WAM). Očekivana snaga elektrana za 2040. godinu je procijenjena na 13.094 MW. Pri tome je navedeno kako su navedeni kapaciteti indikativni s mogućim odstupanjima te da je nužan razvoj - izgradnja kapaciteta svih OIE tehnologija u dovoljnoj mjeri da se ostvari ciljani udio obnovljive energije u bruto neposrednoj potrošnji električne energije.

Tablica 2-6. Očekivana snaga elektrana u scenariju s dodatnim (WAM) mjerama (MW)

MW	Nuklearna	Hidro	Plin	Lož ulje	Ugljen	Biomasa	Bioplin	Geotermalna	Vjetar	Solarne elektrane	Ukupno
2022.	348	2.203	822	344	199	101	59	10	987	222	5.295
2030.	348	2.631	879	0	199	135	59	68	2.268	2.382	8.969
2040.	348	2.980	831	0	0	135	59	318	3.563	4.860	13.094
2050.	348	3.200	461	0	0	135	59	405	4.353	5.770	14.732



Slika 2-12. Očekivana snaga elektrana u scenariju s dodatnim (WAM) mjerama

Slika 2-3 Očekivana snaga elektrana u scenariju s dodatnim mjerama – izvadak iz NECP-a ožujak 2025.g.

Imajući u vidu nacionalni cilj, u pogledu lokacija i kapaciteta proizvodnje električne energije, ključno je voditi računa o mogućnosti integracije OIE u distribucijsku i prijenosnu elektroenergetsku mrežu, odnosno o značajno povećanim iznosima ulaganja u izgradnju potrebnih pojačanja mreže i mogućnostima njihove pravovremene realizacije.

U NECP-u se dalje navodi kako je potrebno maksimalno poticati korištenje već postojeće elektroenergetske infrastrukture i proizvodnju električne energije integriranu unutar izgrađenih površina,

u kapacitetima primjerenim energetske potrebama u blizini lokacije proizvodnje. Na taj način se, osim smanjenja dodatnih ulaganja u elektroenergetsku mrežu, povećava i energetska učinkovitost elektroenergetske infrastrukture.

Nasuprot tomu, razvijanje velikih kapaciteta proizvodnje električne energije na lokacijama udaljenim od potrošnje ili prekapacitiranih u odnosu na lokalne elektroenergetske potrebe, u pravilu znači nižu energetske učinkovitost, zahtijeva dodatno povećana ulaganja u novu i postojeću elektroenergetsku mrežu i zauzimanje novih površina s nepovoljnim utjecajem na okoliš, povećavajući time trošak energetske tranzicije i rizik nepostizanja ciljeva udjela obnovljive energije u bruto neposrednoj potrošnji električne energije.

U NECP-u se također posebno ističe pogodnost integriranih solarnih elektrana u smislu najmanjeg utjecaja na okoliš i mogućnost višestrukog korištenja već zauzetog prostora. Naime, korištenjem prostora za OIE unutar izgrađenih površina smanjuje se potreba za zauzimanjem novih površina te omogućava korištenje postojeće infrastrukture. Pritom kapaciteti integriranih solarnih elektrana trebaju odražavati potrebe potrošnje električne energije na ili u blizini lokacije proizvodnje, radi optimiranja potrebnih ulaganja u distribucijsku elektroenergetsku mrežu.

Indikativni nacionalni ciljevi udjela OIE do 2030. godine prikazani su u tablici 2-1, dok je očekivana snaga elektrana u scenariju s dodatnim (WAM) mjerama (MW) prikazana u tablici 2-2.

Tablica 2-1 Indikativni nacionalni ciljevi za udjele OIE do 2030. godine

Udio OIE, %	Ostvareno		Ciljevi 2030.
	2021.	2022.	
U bruto neposrednoj potrošnji energije	31,7	29,4	42,5
U bruto neposrednoj potrošnji električne energije	53,5	55,5	76,7
U bruto neposrednoj potrošnji energije za grijanje i hlađenje	38,0	37,2	47,1
U neposrednoj potrošnji energije u prometu	7,1	2,4	24,6

Tablica 2-2. Očekivana snaga elektrana u scenariju s dodatnim (WAM) mjerama (MW)

Godina/ MW	NE	Hidro	Plin	Lož ulje	Ugljen	Biomasa	Biopli n	Geo – termalna	Vjetar	Solarne elektrane	Ukupno
2022.	348	2.203	822	344	199	101	59	10	987	222	5.295
2030.	348	2.631	879	0	199	135	59	68	2.268	2.382	8.969
2040.	348	2.980	831	0	0	135	59	318	3.563	4.860	13.094
2050.	348	3.200	461	0	0	135	59	405	4.353	5.770	14.732

2.2.3.2. Distribuirana proizvodnja

Donošenjem niza zakonskih i podzakonskih propisa iz područja obnovljivih izvora nastavlja se poticanje ulaganja u izgradnju distribuiranih izvora (dalje u tekstu: DI) i njihovo priključivanje na distribucijsku elektroenergetsku mrežu u Republici Hrvatskoj. Nastavak snažnog trenda porasta vidljiv je iz podataka o ukupnoj priključnoj snazi aktivnih distribuiranih izvora te udjelu potrošnje na mreži ODS-a koju dolazi iz DI.

Prema važećim zakonskim propisima, operator distribucijskog sustava dužan je osigurati preuzimanje ukupno proizvedene električne energije od povlaštenih proizvođača. U isto vrijeme, povlaštene proizvođači nemaju obavezu proizvodnje električne energije, ni količinom ni trajanjem. Upravo zbog toga, operator distribucijskog sustava za sada teško može iskoristiti dio prednosti distribuirane proizvodnje koje bi utjecale na odgađanje pojačanja i nadogradnje mreže. Rast broja DI dodatno usložnjava planiranje razvoja mreže te povećava rizik operatora pri planiranju i vođenju sustava. U Zakonu o tržištu električne energije [1], a u skladu s direktivama EU, stvoreni su zakonski preduvjeti za korištenje usluga fleksibilnosti, koje bi ODS-u mogle pomoći u umanjenju rizika pri planiranju i vođenju sustava s većim udjelom DI električne energije.

Integracija sve većeg broja DI u mrežu HEP ODS-a uvjetuje dodatne napore u planiranju razvoja i vođenju pogona mreže. Sve češća je koncentracija snage proizvodnje na užem prostoru (npr. unutar jednog područja napajanja TS VN/SN ili TS SN/SN). Znatno povećana snaga proizvodnje u odnosu na postojeće lokalno opterećenje odražava se kroz pogoršane naponske okolnosti u mreži (povišenje napona) pa je sve češća potreba stvaranja uvjeta u distribucijskoj mreži kako bi se preuzela ukupna proizvedena električna energija iz distribuiranih izvora te očuvao kriterij n-1 u transformaciji VN/SN. Tipični zahvati na stvaranju uvjeta u mreži su: povećanje presjeka postojećih vodova, zamjena postojećih transformatora novim transformatorima 110/10(20) kV ili 35(30)/10(20) kV odgovarajuće snage s automatskom regulacijom napona, prelazak dijela mreže na 20 kV naponsku razinu i dr. Stvaranje uvjeta u distribucijskoj mreži dovodi do povećanih troškova za investitore i za HEP ODS. Za svaki DI koji se planira priključiti na srednjonaponsku distribucijsku mrežu, izrađuje se elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja kako bi se sagledali svi potrebni zahvati i troškovi na stvaranju uvjeta u mreži i priključenju elektrane.

Prema podacima od 30. lipnja 2025.g. na distribucijsku mrežu je ukupno priključeno **1 356,9 MW** distribuiranih izvora (Tablica 2-3.), od kojih:

- 572,1 MW na NN
- 784,8 MW na SN.

U 2023. g. je priključivano 20 MW distribuiranih izvora mjesečno

U 2024. g. je priključivano 28 MW distribuiranih izvora mjesečno

Tablica 2-3. Elektrane priključene na distribucijsku mrežu na dan 30.06.2025. g (uključivo korisnik postrojenja za samoopskrbu)

Vrsta primarnog izvora	Broj priključenih		Priključna snaga (kW)			Ukupno
	NN	SN	NN	SN	Broj priključenih	Priključna snaga (kW)
Sunce	32.378	550	560.774	419.008	32.928	979.782
Vjetar	0	9	0	91.250	9	91.250
Biomasa	10	36	4.334	97.648	46	101.982
Voda	18	28	3.281	73.022	46	76.303
Geotermalna	0	1	0	10.000	1	10.000
Ostalo	14	63	3.789	93.843	77	97.632

Ukupno	32.420	687	572.178	784.771	33.107	1.356.949
---------------	---------------	------------	----------------	----------------	---------------	------------------

U postupku priključenja na distribucijsku mrežu je **2 665,4 MW** distribuiranih izvora, od kojih:

- 415,3 MW na NN
- 2 250,1 MW na SN

od kojih su sklopljeni ugovori za **1 828,2 MW** distribuiranih izvora:

- 361,0 MW na NN
- 1 467,2 MW na SN

Pretpostavlja se u idućem razdoblju nastavak trenda dominantnog porasta priključenja sunčanih elektrana (SE) na distribucijsku mrežu i zanemariv porast priključenje vjetroelektrana (VE).

U nastavku su opisani čimbenici koji utječu na dinamiku priključivanja distribuiranih izvora te data procjena snage novih proizvodnih postrojenja po naponskim razinama (SN, NN) do 2030. godine odnosno 2040.g. s obrazloženjem pretpostavki koje su se koristile pri procjeni.

a) Čimbenici koji utječu na dinamiku priključivanja distribuiranih izvora

Na dinamiku priključivanja distribuiranih izvora (DI) odnosno obnovljivih izvora energije (OIE) na distribucijsku mrežu, ali i na prijenosu uvelike utječu:

- Aktivnosti države (Vlada RH odnosno nadležno Ministarstvo), zakonska rješenja kojima se mogu značajno poticati ili „ne poticati“ ulaganja u DI odnosno OIE izravno (Natječaji za subvencioniranje troškova izgradnje, ukidanje „netiranja“, nastavak ili ukidanje olakšice na plaćanje poreza (PDV-a) na opremu za izgradnju SE, struktura i iznos jedinične naknade za priključenje i dr.) ili neizravno olakšavanjem propisa koji uređuju izgradnju
- Regionalne i lokalne zajednice (županije, gradovi općine i dr.) kroz poticanje izgradnje DI i OIE (natječaji za subvencioniranje, i dr.), rezerviranjem površina u prostornim planovima za izgradnju SE i dr.
- Globalni utjecaji koji mogu izravno ili neizravno dovesti do porasta ili smanjivanja priključivanja DI i OIE (npr. značajan porast cijene električne energije može potaknuti korisnike mreže na povećanju izgradnju SE, smanjivanja cijene opreme može također imati pozitivan utjecaj, dok povećana izdvajanja za obrambene svrhe u EU u idućem razdoblju mogu smanjiti iznos EU fondova namijenjenih bržoj zelenoj tranziciji).

U posljednje tri godine priključna snaga DI odnosno OIE na distribucijskoj mreži se povećala 2,5 puta (s 541,9 MW - 30.6.2022. – na 1 356 MW – 30.6.2025.).

b) Priključeno distribuiranih izvora do 30.6.2025. godine

○ Ukupno	1 356,9 MW
▪ SN	784,8 MW
▪ NN	572,1 MW
○ SE	979,8 MW
▪ SN	419,0 MW
▪ NN	560,8 MW

c) Procjena dodatno Sunčanih elektrana na distribucijsku mrežu – do 2030. i do 2040. godine

Procjena dodatno Sunčanih elektrana na distribucijsku mrežu u razdobljima 2026.-2030. i 2026.-2040. godine iskazana je u tablici 2-4. za niži, srednji i viši scenarij.

Tablica 2-4. Procjena dodatno priključenih Sunčanih elektrana na distribucijsku mrežu u razdoblju 2026.-2030. i 2026.-2040. godini (niži, srednji i viši scenarij)

Izvori	2022 (MW)	30.6.2025. (MW)			Scenarij	Dodatno priključeni izvori - 2026.-2030. 2030 (MW)			Dodatno priključeni izvori 2026.-2040. 2040 (MW)		
	Priključeno	Priključeno Ukupno	NN	SN		Ukupno	NN	SN	Ukupno	NN	SN
Solarne elektrane (SE)	95,8	979,8	560,8	419,0	NS - Niži scenarij 10 MW/mjesečno na NN 30 MW/mjesečno Ukupno (2030)	1.800,0	600,0	1.200,0	3.800,0	1.800,0	2.000,0
					SS - Srednji scenarij 15 MW/mjesečno na NN 35 MW/mjesečno Ukupno (2030)	2.100,0	900,0	1.200,0	4.700,0	2.700,0	2.000,0
					VS - Viši scenarij 20 MW/mjesečno na NN 40 MW/mjesečno Ukupno (2030)	2.400,0	1.200,0	1.200,0	5.600,0	3.600,0	2.000,0

Prema procjenama do 2030.g će se s velikom vjerojatnošću ostvariti cilj iz NECP-a o priključenih 2 382 MW sunčanih elektrana već sa SE koje će biti priključene na distribucijsku mrežu u nižem scenariju.

Radi smanjivanja troškova priključenja i ostalih razloga obrazloženih u NECP-u razdoblju iza 2025.g. mjerama je potrebno stimulirati priključenje integriranih SE na NN mrežu.

2.2.3.3. Elektrifikacija transporta

Utjecaj elektrifikacije transporta izravno ovisi o:

- porastu udjela električnih vozila u ukupnom broju vozila hrvatskih građana, vozilima u tranzitu i vozilima u sektoru turizma, brzini elektrifikacije javnog gradskog prijevoza u gradovima, te elektrifikaciji luka
- realnosti napuštanja korištenja benzina i nafte (diesela) u transportu do 2040(2050).

Uzimajući u obzir revidirani NECP značajan rast udjela električnih vozila i zamjena fosilnih goriva električnom energijom imat će veći utjecaj na porast opterećenja i povećanje razine ulaganja u distribucijsku mrežu:

- iza 2030 godine (veliki gradovi i primorska turistička središta),
- Iza 2035 godine (ostali gradovi i naselja).

U sektoru prometa, Republika Hrvatska se suočava s problemom velike ovisnosti o fosilnim gorivima i negativnim utjecajem cestovnog prometa na okoliš. Udio osobnih vozila s pogonom na električnu energiju u ukupnom broju registriranih osobnih vozila u Hrvatskoj iznosi manje od 0,3 %, što ukazuje na to da tržište električnih vozila još uvijek nije dovoljno razvijeno.

Zakon o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva („Narodne novine“, br. 120/16. i 63/22.) propisuje da se zajednički okvir mjera za razvoj tržišta u pogledu alternativnih goriva u prometnom sektoru i za postavljanje odgovarajuće infrastrukture određuje Nacionalnim okvirom politike za uspostavu infrastrukture za alternativna goriva Republike Hrvatske (NOP), koji je prvi puta donesen 2017. godine („Narodne novine“, br. 34/17.). Prema revidiranom NECP-u udio OIE u potrošnji u prometu NECP-u povećan je s 2,4% u 2022.g. na 24,6% u 2030.g., dakle 10 puta.

S gledišta utjecaja elektrifikacije prometa na nužan razvoj distribucijske mreže ključan je broj električnih vozila domaćih korisnika mreže te električnih vozila u turizmu i tranzitu.

Na temelju studije utjecaja elektrifikacije prometa na razvoj distribucijske mreže u DP Elektroistra Pula (10% Hrvatske) biti će nužno priključiti punjače ukupne snage 40 MW (16.000 EV) u 2030. godini, a čak 110 MW (40.000 EV) do 2040.g. Nužno je osigurati minimalno 2,4 kW snage punjača po vozilu (2,4 kW/EV).

Detaljniji osvrt na elektrifikaciju prometa i izrađenu studiju dan je u poglavlju 5.2.

Prema spomenutoj studiji na području Istre za izgradnju potrebne infrastrukture biti će potrebno uložiti 150 mil. € u razdoblju do 2040. godine odnosno 10 mil. € dodatnih ulaganja godišnje!

Na razini Republike Hrvatske uzimajući u obzir udio Istre u turističkoj djelatnosti i gospodarstvu, odnosno udio mreže DP Elektroistra u ukupnoj distribucijskoj mreži, može se očekivati potreba između 5 i 10 puta većih snaga potrebnih punionica i broja vozila u 2030. i 2040. godini:

- 2030.g. (200 - 400 MW, 80.000 - 160.000 EV)
- 2040.g. (550 - 1100 MW, 200.000 - 400.000 EV)

Za priključivanje potrebnih punionica procjenjuje se potreba od 50 do 100 mil. € dodatnih ulaganja prosječno godišnje!

2.2.3.4. Elektrifikacija grijanja (dizalice topline)

Utjecaj elektrifikacije grijanja na porast vršnog opterećenja i povećanje razine ulaganja u razvoj distribucijske mreže ovisit će o stupnju obnove ovojnice zgrada/stambenih jedinica, te stupnja smanjivanja plina električnom energijom.

Elektrifikacija će imati značajniji utjecaj:

- na prijenosnu mrežu - centralni toplinskog sustav (Zagreb i Osijek)
- postojeći korisnici – ugradnja dizalice topline, 10.000 kWh potrošnje topline godišnje, koeficijent pretvorbe 4:1 (slabija izolacija zgrada) do 8:1, (bolja izolacija), dodatna potrošnja el. energije: 2.500 - 1.250 kWh godišnje – značajnija tranzicija iza **2035. godine**
- novi korisnici – dizalice topline cca prosječno 10.000 kWh (topline), koeficijent pretvorbe 8:1, , dodatna potrošnja električne energije do 1.250 kWh godišnje – značajniji utjecaj već iza **2030. godine**.

2.2.4. Primjena koncepta Napredne mreže

Naprednu mrežu opisuje članak 3., točka 62. Zakona o tržištu električne energije [1]: „*napredna mreža je elektroenergetska mreža koja korištenjem naprednih tehnologija optimira rad elektroenergetskog sustava te na troškovno učinkovit način omogućuje integriranje ponašanja i djelovanja svih korisnika mreže radi postizanja i očuvanja ekonomski učinkovitog i održivog elektroenergetskog sustava s niskim gubicima te odgovarajućom razinom kvalitete opskrbe električnom energijom i sigurnosti opskrbe električnom energijom i aktivnog sudjelovanja korisnika mreže*“

Razvoj elektrodistribucijske mreže i djelatnosti elektrodistribucije u smjeru napredne mreže donosi:

- složeniju interakciju (tehničku, informacijsko-komunikacijsku i poslovnu) između operatora sustava (OPS i ODS) te između ODS-a i korisnika mreže, a u budućnosti i tržišta električne energije
- obnovu, modernizaciju, automatizaciju i digitalizaciju mreže u cilju daljnjeg povećanja učinkovitosti pogona
- složenije zahtjeve u području vođenja, pogonske automatike i relejne zaštite, uz veću nesigurnost i zahtjevnije predviđanje tokova snaga te uz uvođenje funkcija predviđanja i sprječavanja kriznih situacija
- integraciju aplikacija i funkcionalnosti, informacijsko povezivanje baza podataka sustava vođenja, nadzora, relejne zaštite i održavanja
- povećanje zahtjeva na nadziranu i zaštićenu distribuciju detaljnih mjernih i pogonskih podataka.

Učinak promijenjene paradigme na elektrodistribucijsku djelatnost se pažljivo prati jer procjene izrađene na razini EU, razvojne studije i iskustva elektroenergetskih tvrtki i industrije pokazuju da uvođenje naprednih tehničkih rješenja može povećati investicijske troškove i troškove održavanja elektroenergetskih mreža. Dodatno, kroz redovito poslovanje i suradnju s akademskom zajednicom i industrijom, prenosi se svijest da stvaranje naprednih mreža nije samo znanstveni i tehnički izazov, već ekonomsko, odnosno regulatorno pitanje pa u konačnici i pitanje razvoja društva na široj razini.

Zakon o tržištu električne energije [1] s podzakonskim aktima i vezanim dokumentima utvrđuje širi okvir uvođenja funkcionalnosti naprednih mreža u RH. HEP ODS usklađuje djelatnost sa zakonskim okvirom i prilagođava se trendovima i izazovima primjene funkcionalnosti i tehničkih rješenja naprednih elektrodistribucijskih mreža. Tako su planovima razvoja elektrodistribucijske mreže obuhvaćeni:

- priprema mreže za daljnje povećanje broja distribuiranih izvora energije
- priprema i razvoj mrežnih tehničkih rješenja za potporu elektromobilnosti
- unaprjeđenje informacijsko-komunikacijskih sustava u području upravljanja imovinom, vođenja pogona, dijagnostike, prikupljanja pogonskih i mjernih podataka
- odgovor na zahtjeve tržišta električne energije za sve detaljnijim pogonskim i mjernim podacima
- stvaranje preduvjeta za upravljanje potrošnjom i uvođenje usluga fleksibilnosti
- stvaranje preduvjeta za učinkovitije vođenje pogona postojeće elektrodistribucijske mreže
- daljnje povećanje učinkovitosti poslovanja kroz smanjenje gubitaka električne energije i povećanje kvalitete usluge opskrbe električnom energijom
- organizacijska, stručna, financijska i operativna prilagodba kontekstu izgradnje i pogona naprednih elektrodistribucijskih mreža.

Među brojnim projektima koji se provode u okviru koncepta Napredne mreže u Republici Hrvatskoj, izdvajaju se:

- unaprjeđenje analitičkih programskih rješenja na temelju mjernih podataka SCADA sustava
- konsolidacija i proširenje AMI sustava
- ispitivanje novih tehnologija kroz pilot projekte

- pilot projekti za ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže financiranih sredstvima EU, samostalno ili u suradnji sa znanstvenim institucijama.

Realizacija demonstracijskih pilot projekata iznimno je važna za kasniju punu implementaciju funkcionalnosti Napredne mreže. HEP ODS surađuje u brojnim pilot projektima u područjima:

- a) integracija DMS aplikacija (SCADA, GIS, AMI i dr.)
- b) automatizacija distribucijske mreže
- c) napredno mjerenje
- d) upravljanje potrošnjom
- e) gospodarenje imovinom
- f) pohrana energije u sprezi s distribuiranom proizvodnjom.



Slika 2-4 Faze implementacije koncepta Napredne mreže

Utjecaj koncepta napredne mreže na planiranje razvoja u razmatranom planskom razdoblju

Krajem 2021. godine na snagu je stupio novi Zakon o tržištu električne energije [1]. Cilj novog zakona je obnoviti i utvrditi pravila koja se odnose na organizaciju i funkcioniranje elektroenergetskog sektora Republike Hrvatske, posebno u područjima: osnaživanja i zaštite krajnjih kupaca, otvorenog pristupa integriranom elektroenergetskom tržištu, pristupa trećih strana infrastrukturi prijenosa i distribucije električne i stvaranja preduvjeta za djelovanje integriranog, konkurentnog, fleksibilnog, poštenog i transparentnog tržišta električne energije Republike Hrvatske. Nakon stupanja zakona na snagu pokrenute su intenzivne aktivnosti brojnih stručnih skupina u cilju pripreme i donošenja podzakonskih dokumenata, mrežnih pravila, metodologija i drugih dokumenata koji će omogućiti operativno provođenje Zakona. Navedene ciljeve nije moguće ostvariti bez primjene modernih tehničkih rješenja napredne elektrodistribucijske mreže. Zakonski okvir i moderna tehnička rješenja oblikuju poslovno djelovanje HEP ODS-a u odgovoru na izazove djelatnosti među kojima su najizraženiji:

- Prihvati na mrežu sve većeg broja distribuiranih izvora energije i vođenje pogona sa sve većim udjelom promjenjive snage proizvedene iz energije sunca i/ili vjetra

Proteklih godina HEP ODS je suočen s izazovima učinkovitog uključivanja u distribucijski sustav sve većeg broja solarnih elektrana i vjetroelektrana velike snage te velikog broja solarnih elektrana manje snage, smještenih na krovovima obiteljskih kuća ili stambenih i poslovnih zgrada. Obnovljivi izvori energije veće snage smješteni su uglavnom u područjima slabe potrošnje ili slabije razvijene

distribucijske mreže, dok solarne elektrane proizvode energiju u razdoblju manje dnevne potrošnje. Promjenjivi karakter energije proizvedene iz sunca ili vjetra poseban je izazov, jer distribucijska mreža mora osigurati visoku razinu sigurnosti i pouzdanosti isporuke električne energije uz različite tokove snaga i različita uklopna stanja. Procjenjuje se da će povećana proizvodnja energije iz obnovljivih izvora i povoljan revidirani zakonski okvir stvoriti preduvjete za razvoj uloge skladišta električne energije u elektrodistribucijskoj mreži ili novih tehničkih rješenja (npr. korištenje energije iz OIE za proizvodnju vodika npr.).

- Stvaranje preduvjeta za učinkovitije vođenje pogona mreže razvojem sustava daljinskog vođenja i nadzora te pojačanim uvođenjem daljinski upravljivih sklopnih uređaja u dubini elektrodistribucijske mreže

Unaprjeđenje i razvoj postojećeg sustava daljinskog vođenja osobito su usmjereni prema ugradnji rastavnih naprava u dubini mreže čime se postiže brže i jednostavnije pronalaženje i odvajanje dijelova mreže zahvaćenih kvarom, a u složenijem slučaju omogućuje se rekonfiguracija uklopnog stanja mreže i tako nastavak pogona obnovljivih izvora energije u srednjonaponskoj mreži.

- Stvaranje preduvjeta za učinkovitije uključanje većeg broja punionica električnih vozila u elektrodistribucijsku mrežu

Hrvatska je uključena u provođenje strategija EU u cilju smanjenja ovisnosti o fosilnim gorivima i ublažavanja negativnog utjecaja prometa na okoliš. Krovni okvir aktivnosti uređen je kroz „Zakon o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva“ (NN 120/16, 63/22). Aktivnosti planiranja i razvoja mreže obuhvaćaju i zahtjeve infrastrukture za punjenje električnih vozila u:

- Transeuropskoj mreži prometnica (engl. Trans-European Transport Network, TEN-T)
- gradskim/prigradskim područjima
- drugim gusto naseljenim područjima.

Vlada RH je 2017. godine donijela Nacionalni okvir politike (NOP) za uspostavu infrastrukture i razvoj tržišta alternativnih goriva u prometu (NN 34/2017), a uvođenje i razvoj elektromobilnosti je važan dio strateških razvojnih dokumenata. U prilogu NOP dokumenta modelirane su potrebe infrastrukture za napajanje električnih vozila do 2030. godine s raspodjelom po snagama i lokacijama. Model se temelji na podacima i stanju tehnologije do 2015. godine.

Prema podacima s portala European Alternative Fuels Observatory [38] sredinom 2024. u Hrvatskoj je gotovo 1.500 pojmih točaka za punjenje električnih vozila i preko 9.000 električnih vozila (cca. 6.100 – električna vozila, eng. BEV i cca. 2.900 – plug-in hibridna vozila, eng. PHEV). Dinamika razvoja i prilagodbe elektrodistribucijske mreže će ovisiti o dinamici kojom će se ostvarivati scenariji povećanja broja električnih i plug-in hibridnih vozila i bit će pravodobno obuhvaćena razvojnim modelima, operativnim studijama i planovima.

Ključna je komunikacija svih dionika o planiranoj brzini elektrifikacije, planiranim poticajima države, pravodobno podnošenje zahtjeva za priključenje punionica kako bi se potrebna infrastruktura izgradila na vrijeme.

- Stvaranje preduvjeta za uključanje u elektrodistribucijsku mrežu pružatelja usluga fleksibilnosti i stvaranje preduvjeta za funkcioniranje i razvoj maloprodajnog tržišta električne energije

EU daje veliku važnost osnaživanju uloge krajnjeg kupca/proizvođača, definiranju dionika, uloga i odnosa na maloprodajom tržištu električne energije te oblikovanju usluga fleksibilnosti. ZoTEE će u Hrvatskoj urediti i unaprijediti ova područja i stvoriti preduvjete za jače uključivanje malih proizvođača energije u aktivnosti tržišta električne energije, razvoj novih poslovnih modela i novih uloga u

elektroenergetskoj djelatnosti. Implementacija usluga fleksibilnosti u fazi je utvrđivanja regulatornog okvira i pripreme pilot projekata, kao i izrade plana uvođenja fleksibilnosti, te smo u području fleksibilnosti u sličnoj fazi kao brojni drugi operatori distribucijskog sustava u EU.

- Digitalizacija, informatizacija i osiguranje stručnih ljudskih potencijala

Slično kao u području osnovne mrežne djelatnosti, tako se i u području organizacije i potpore mrežnoj djelatnosti uvodi sve više programskih sustava za potporu poslovanju na svim razinama i sve složeniji sustavi za zaštitu podataka od kibernetičkih prijetnji. U širem kontekstu elektrodistribucijske djelatnosti, primjetno je već sada da se poslovi prikupljanja podataka, vođenja pogona, modeliranja i planiranja razvoja te interakcije između dionika u elektroenergetskom sektoru ubrzano usložnjavaju i u pravilu se odvijaju na informatičkim platformama. Budući da će se poslovne okolnosti i dalje usložnjavati i alati postajati sve sofisticiraniji, treba pravodobno djelovati na području osiguranja, obuke, razvoja i u konačnici zadržavanja kvalitetnih i stručnih ljudskih potencijala.

U poglavlju 5.2.3. opisane su studijske analize i istraživanja koja HEP ODS provodi s ciljem unaprjeđenja procesa planiranja u novom okruženju, koje je formirano i primjenom koncepta napredne mreže.

Iskustva iz razdoblja početne faze tranzicije tradicionalne u naprednu elektrodistribucijsku mrežu pokazuju da tranzicija dovodi do povećanih troškova ulaganja i do povećanja cijene opreme, stoga operatori distribucijskog sustava pozivaju na komunikaciju i suradnju stručnjaka, regulatora i zakonodavca s ciljem postizanja optimuma novih funkcionalnosti, energetske učinkovitosti i troškova za građane i zajednicu u cjelini.

2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje

Svrha izrade desetogodišnjeg plana proizlazi iz članka 72. Zakona o tržištu električne energije [1], prema kojemu desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže:

1. prikazuje podatke o ključnim sastavnicama distribucijske mreže te njenim korisnicima
2. predstavlja zainteresiranim stranama glavnu distribucijsku infrastrukturu koju treba izgraditi ili unaprijediti tijekom sljedećih deset godina i pokreće zahtjeve za izradu prostornih planova
3. sadrži sva ulaganja o kojima je odluka već donesena i utvrđuje nova ulaganja koja treba izvršiti u sljedeće tri godine i
4. predviđa vremenski okvir ulaganja i završetka za sve projekte ulaganja.

Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže sadrži učinkovite mjere koje jamče dostatnost distribucijske mreže i sigurnost opskrbe u distribucijskom sustavu [1].

Izradom desetogodišnjeg plana razvoja stvaraju se preduvjeti za:

- pravodobno planiranje i osiguranje izvora financiranja
- tipizaciju postrojenja i vodova te njihovih elemenata
- učinkovitu pripremu izgradnje objekata
- pravodobno usuglašavanje dinamike i nadležnosti u izgradnji zajedničkih objekata operatora prijenosne i operatore distribucijske mreže
- bolje planiranje aktivnosti korisnika mreže, pružatelja ostalih javnih usluga, gospodarskih subjekata (proizvođači opreme, pružatelji usluga i dr.), državnih i lokalnih tijela
- učinkovitije građenje infrastrukture

- pravodobno utvrđivanje ulaznih podataka za izmjene i dopune dokumenata prostornog planiranja.

Ovim planom obuhvaćeno je desetogodišnje vremensko razdoblje od 1. siječnja 2025. do 31. prosinca 2034. godine. Detaljna razrada planiranih ulaganja dana je za početno trogodišnje razdoblje (1. siječnja 2025. do 31. prosinca 2027.). U skladu sa zakonskom regulativom desetogodišnji plan se ažurira svake godine.

Kako je uvodno pojašnjeno, zbog složenog okvira djelatnosti operatora distribucijskog sustava te složene uloge i značaja elektrodistribucijske mreže za društvo u cjelini, operator distribucijskog sustava je u desetogodišnjem planskom razdoblju izložen utjecajima koji mogu dovesti do pojave novih značajnih ulaganja, odnosno do promjene opsega, strukture ili dinamike realizacije planiranih projekata. Neki od čimbenika koji mogu utjecati na ishod planiranja u dolazećem razdoblju su:

- zahtjevi za priključenje korisnika mreže u smjeru proizvodnje i/ili potrošnje
- pojačane gospodarske aktivnosti na određenom području
- zahtjevi regulatora na kvalitetu isporuke električne energije i stupanj modernizacije mreže
- promjene zakonskog okvira prostornog uređenja i gradnje
- izražen porast cijena roba i radova u godini koja prethodi planskom razdoblju
- promjene u općem poslovnom i regulatornom okruženju.



3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže

3.1. Osnovne značajke distribucijskog sustava	44
3.2. Pojne točke 110 kV	46
3.2.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 110 kV	46
3.2.2. Pokazatelji transformacije	46
3.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja	47
3.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV	47
3.2.5. Transformatori VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a	48
3.3. Pojne točke 35 kV	49
3.3.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 35 kV	49
3.3.2. Pokazatelji transformacije	49
3.3.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja	49
3.3.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV	50
3.3.5. Transformatori SN/SN u nadležnosti HEP ODS-a	51
3.4. Rasklopišta srednjeg napona	52
3.5. Vodovi 35 kV	52
3.5.1. Nadzemni vodovi 35 kV	52
3.5.2. Podzemni kabeli 35 kV	53

3.5.3. Podmorski kabeli 35 kV	54
3.6. Vodovi 10 kV i 20 kV	54
3.6.1. Nadzemni vodovi 10 kV i 20 kV	55
3.6.2. Podzemni kabeli 10 kV i 20 kV	55
3.6.3. Podmorski kabeli 10 kV i 20 kV	55
3.7. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	56
3.7.1. Transformatorske stanice SN/NN	56
3.7.2. Transformatori SN/NN	57
3.8. Niskonaponska mreža i priključci	59
3.8.1. Nadzemna niskonaponska mreža	59
3.8.2. Niskonaponski podzemni kabeli	60
3.8.3. Niskonaponski priključci	60

3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže

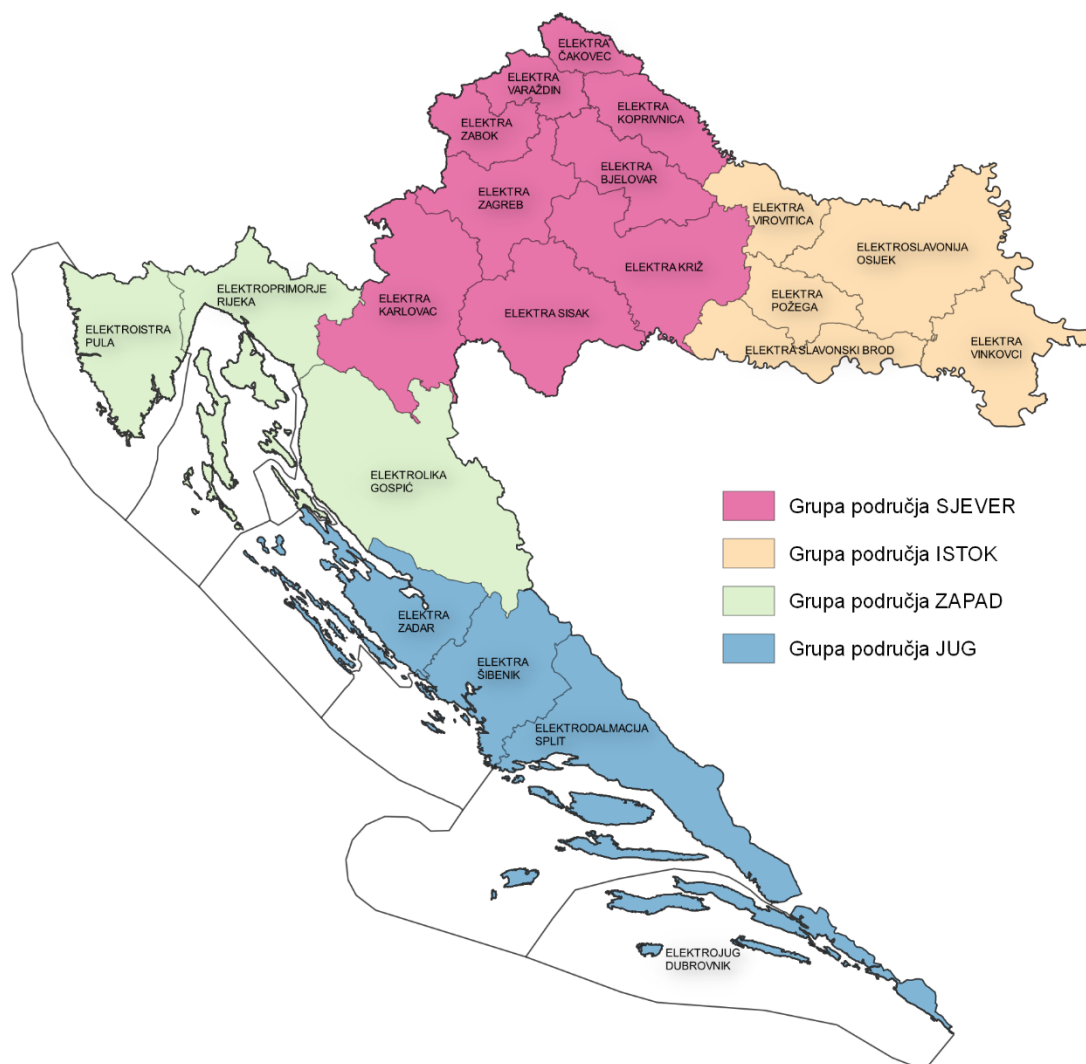
3.1. Osnovne značajke distribucijskog sustava

HEP ODS je odgovoran za pogon, razvoj, održavanje, izgradnju i vođenje distribucijske mreže na području Republike Hrvatske koje obuhvaća:

- 56.594 km² površine
- 3.888.529 stanovnika (prema popisu iz 2021. godine)
- 555 jedinica lokalne samouprave ustrojenih u 20 županija, 127 gradova i 428 općina.

Distribucijska mreža HEP ODS-a organizirana je unutar:

- **4 grupe područja: Sjever, Istok, Zapad i Jug**
- **21 distribucijskog područja i**
- **129 terenskih jedinica.**

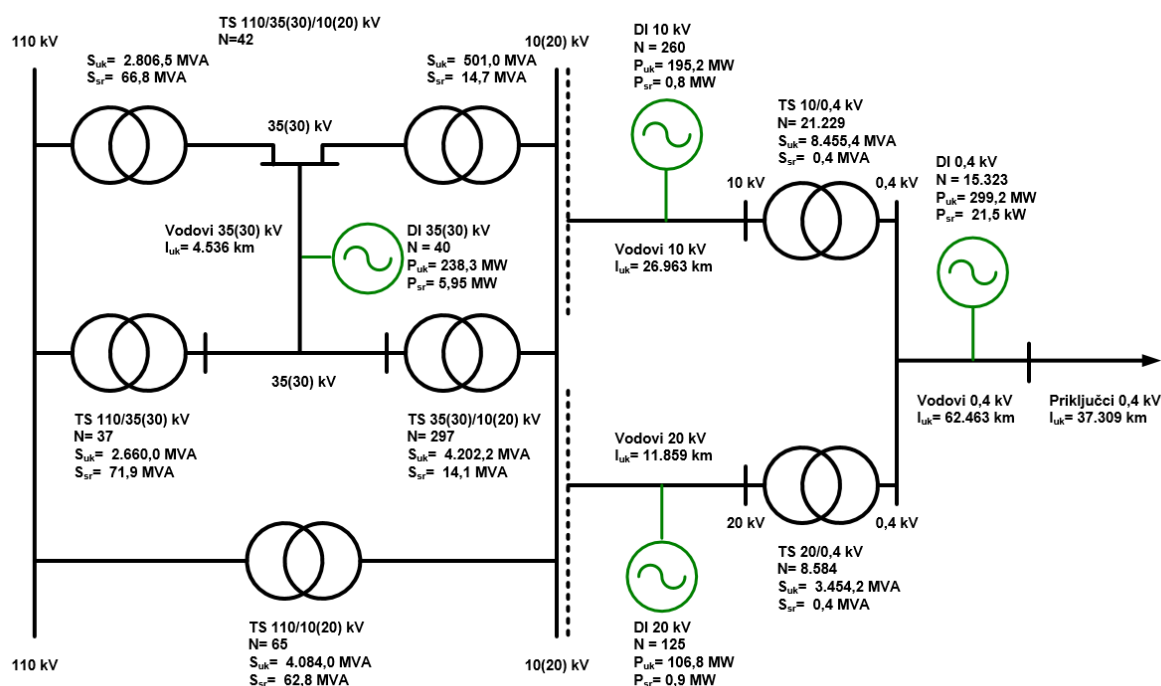


Slika 3-1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a

Tablica 3-1 HEP ODS – karakteristični podaci (stanje na dan 31. 12. 2023. godine)

Broj radnika	6.879
Duljina distribucijske mreže	143.130 km
Broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	27.178
Instalirana snaga transformacije	23.786 MVA
Broj obračunskih mjernih mjesta	2.543.982
Broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	15.748
Priključna snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	839,482 MW
Ukupno predana električna energija u distribucijsku mrežu iz elektrana	1.767 GWh
Potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2023. godini	15.179 GWh
Gubici u 2023. godini	8,16 %

Predstavljeni karakteristični podaci su utvrđeni prema bazi podataka u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Podaci su ažurirani tijekom prve polovine 2024. godine¹. U prilogu 11.4. predstavljeni su Osnovni energetski podaci i grafički prikazi 110 kV i 35 kV mreže svih distribucijskih područja.



Slika 3-2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže

¹ Podaci su tijekom izrade ovog Plana (lipanj – kolovoz 2024. g.) detaljnije analizirani i verificirani, radi čega mogu u manjoj mjeri odstupati od podataka ranije iskazanih u drugim izvorima.

Tablica 3-2 Stanje transformacije i broja polja u TS VN/SN i TS SN/SN HEP ODS-a

Tip transformatorske stanice prema prijenosnom omjeru	Broj TS HEP ODS-a	Ugrađena transformacija (MVA)	Broj polja postrojenja SN
1	2	3	4
TS 110/35(30) kV	37	2.660,0	495
TS 110/35(30)/10(20) kV	42	3.307,5	1.271
TS 110/10(20) kV	65	4.084,0	2.111
TS 35(30)/10(20) kV	297	4.202,3	5.919
Ukupno	441	14.253,8	9.796

Napomena: U iskazanim vrijednostima su uključene i snage međutransformacije.

3.2. Pojne točke 110 kV

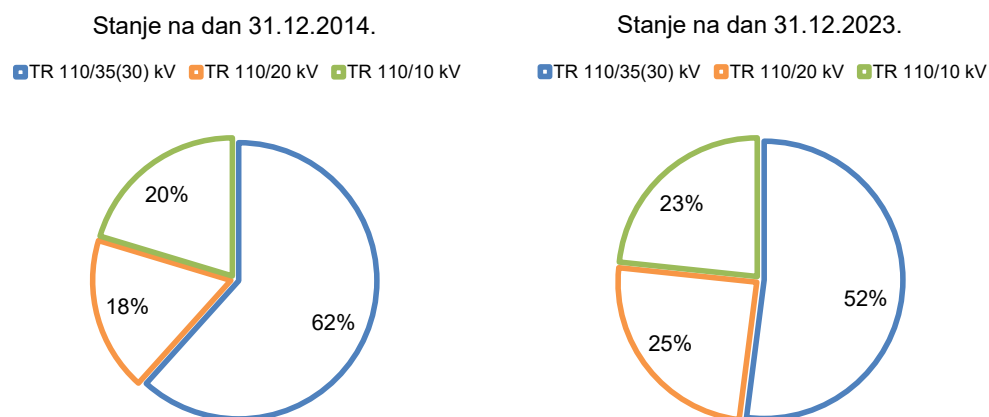
Pojnom točkom 110 kV smatramo transformatorsku stanicu gornje naponske razine 110 kV ili više i koja napaja srednjonaponsku mrežu 10 kV, 20 kV, 30 kV ili 35 kV naponske razine. Ukupno 144 pojne točke 110 kV napajaju 35(30) kV i 10(20) kV srednjonaponske mreže.

3.2.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 110 kV

Nove pojne točke 110 kV se planiraju i grade kao transformatorske stanice s izravnom transformacijom i SN postrojenjem najvišeg trajno dozvoljenog pogonskog napona 24 kV. Raste broj projekata rekonstrukcije pojmih točaka 110/35 kV i 110/35/10 kV u kojima se jedan transformator 110/35 kV mijenja transformatorom 110/10(20) kV. Pojne točke 110 kV su zajednički elektroenergetski objekti HEP ODS-a i HOPS-a. Projektu pripremu i izgradnju, operatori provode zajedno temeljem ugovorno uređenih odnosa. Detaljniji podaci o izgradnji i razvoju pojmih točaka navedeni su u Prilogu 11.1. Utjecaj napuštanja 35 kV razine na pojne točke distribucijske mreže.

3.2.2. Pokazatelji transformacije

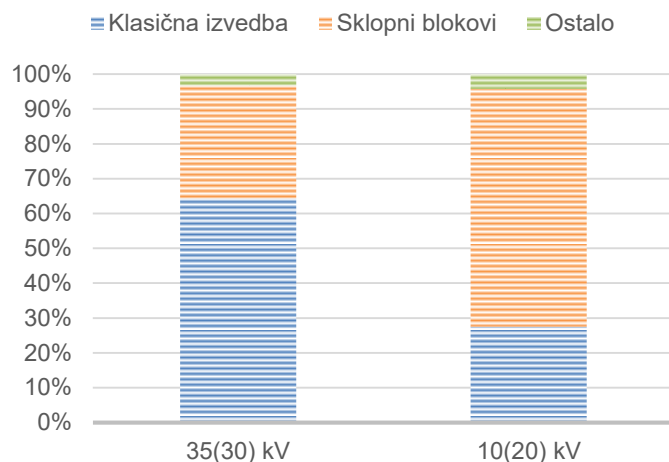
U pojnim točkama 110 kV ugrađeno je 10.051 MVA snage transformacije VN/SN. Na Slici 3.3 prikazan je udio transformatora 110/x kV u TS 110/x kV. U odnosu na stanje od izrade Desetogodišnjeg plana 2016. – 2025., vidljiv je porast snage izravne transformacije s 38 % na oko 48 % udjela u transformaciji VN/SN.



Slika 3-3 Trend promjene instaliranih snaga transformacija 110/x kV u TS 110/x kV

3.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

Pojne točke 110 kV građene su isključivo sa SN postrojenjem u čvrstim (zidanim) objektima. U uvjetima brzog razvoja tereta na pojedinoj lokaciji moguće je u prvoj fazi izgradnje primijeniti jednostavnije tehničko rješenje sa SN postrojenjem ugrađenim u kontejnerskim objektima.



Zbog brojnih prednosti, među kojim se ističu tvornička proizvodnja, brža i jednostavnija ugradnja, jednostavnije održavanje i sigurniji pogon, stalno se povećava udio sklopni blokova.

Slika 3-4 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu

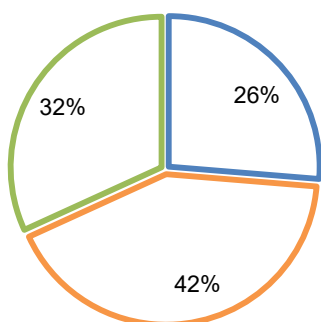
Razvoj informacijskih i telekomunikacijskih tehnologija, podržan primjenom modernih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja, predstavlja osnovu za ispunjavanje modernih zahtjeva pogona SN mreže. Udio numeričke relejne zaštite u postrojenjima je preko 89%, u SDV je uvedeno 96 % polja SN pojmih točaka.

3.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

Od 144 pojne točke 110 kV, u 37 transformatorskih stanica TS 110/35(30) kV nije ugrađeno SN postrojenje 10(20) kV naponske razine.

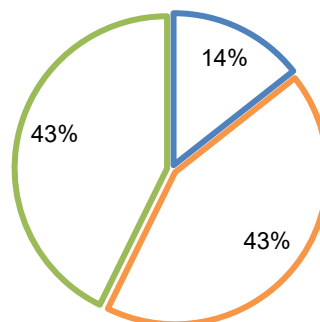
Stanje na dan 31.12.2014.

■ 10 kV ■ 10(20) kV ■ 20 kV



Stanje na dan 31.12.2023.

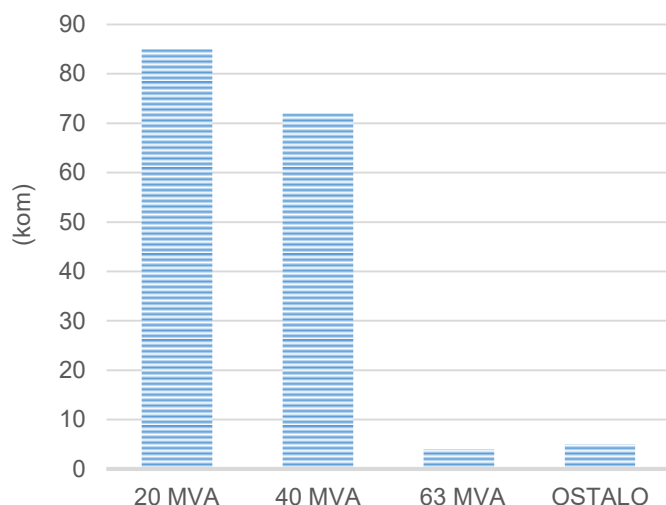
■ 10 kV ■ 10(20) kV ■ 20 kV



Slika 3-5 Trend promjene raspodjele polja SN postrojenja TS 110 kV prema pogonskom i konstrukcijskom naponu

3.2.5. Transformatori VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a

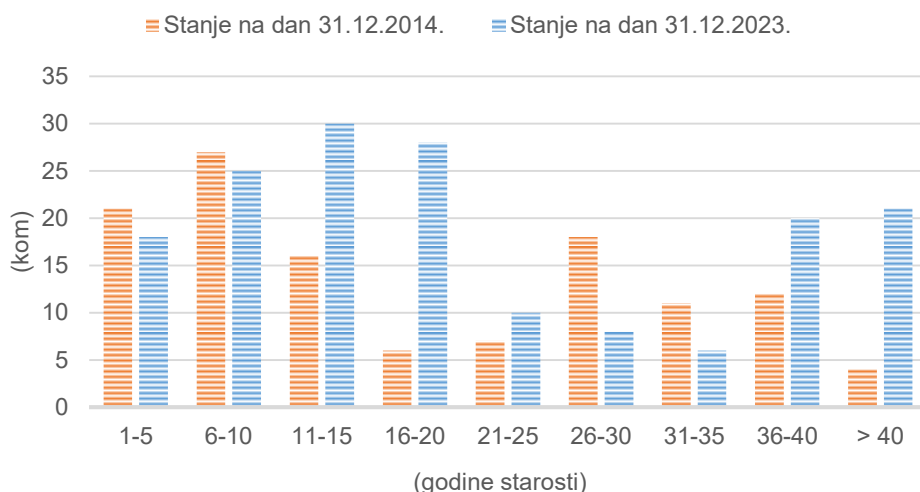
Transformatori snage su među najvažnijim elementima sustava prijenosa i distribucije električne energije.



U nadležnosti HEP ODS-a su 166 transformatora prijenosnog omjera VN/SN, ukupne nazivne snage 4.942,5 MVA. Radi se u pravilu o transformatorima 110/10 kV i 110/20 kV.

Slika 3-6 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi

Velika većina transformatora VN/SN su snage 20 MVA ili 40 MVA. Sa gledišta kriterija za obnovu elemenata distribucijske mreže, kojima je određen vremenski prag za obnovu transformatora od 40 godina starosti, zaključuje se da je trenutačno stanje transformatora u nadležnosti ODS-a relativno povoljno s obzirom na mali udio starijih od granične vrijednosti, pogotovo ako se usporedi s ostalom imovinom u distribucijskoj mreži. U planskom razdoblju planiraju se veća ulaganja u zamjenu transformatora starijih od 40 godina pored ostalog i radi smanjenja gubitaka.



Slika 3-7 Raspodjela i trend promjene broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti

3.3. Pojne točke 35 kV

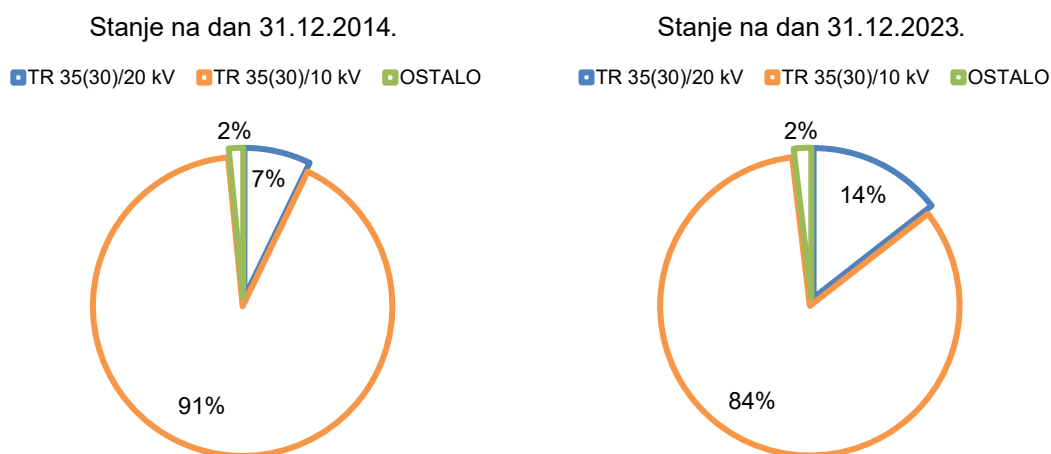
Pojne točke gornje naponske razine 35 kV ili 30 kV (dalje u tekstu: pojne točke 35 kV) su u funkciji transformacije snage iz 35 kV i 30 kV mreže u 10 kV ili 20 kV mrežu. Nazivni napon mreže je 35 kV, a dio SN mreže u Elektri Zagreb i Elektri Šibenik je zbog povijesnog nasljeđa u pogonu na 30 kV. HEP ODS je u cijelosti ili dijelu postrojenja nadležan nad 297 pojmih točaka 35(30) kV.

3.3.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 35 kV

Ubrzanje trenda prelaska na 20 kV utječe na pojne točke 35 kV na način da dio TS 35/10 kV gubi transformaciju i postaju rasklopišta RS 20 kV, dio se isključuje iz pogona, a dio se rekonstruira i nastavlja pogon kao TS 35/20 kV. U budućnosti se planira pojačanje investicijskih aktivnosti u rekonstrukciju i revitalizaciju postojećih TS 35/10(20) i vrlo mali broj projekata izgradnje novih TS 35/10(20) kV. Detalji planiranih investicijskih aktivnosti obrazloženi su u nastavku planskog dokumenta u poglavlju 6.

3.3.2. Pokazatelji transformacije

U pojnim točkama 35 kV (uključujući TS 110/35/x kV) ugrađeno je 4.786 MVA snage transformacije 35(30)/x kV. Vršna opterećenja TS 35/10(20) kV su prosječno na razini 41 % instalirane snage.

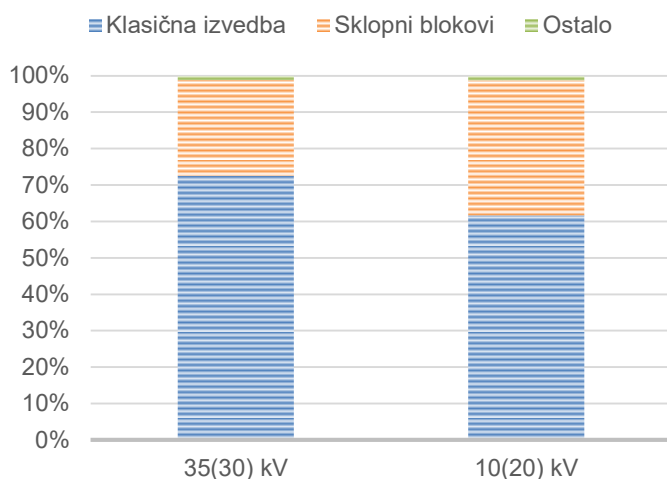


Slika 3-8 Trend promjene instaliranih snaga transformacija 35(30)/x kV u TS 35(30)/x kV i TS 110/x

3.3.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

Pojne točke 35 kV su većinom građene u čvrstim (zidanim) objektima. Velika većina objekata je starijeg godišta pa se procjenjuje da će u dolazećem planskom razdoblju oko 24 % objekata trebati djelomičnu građevinsku revitalizaciju ili zamjenu krovišta, fasade ili stolarije. Manji broj SN postrojenja je ugrađen u pojednostavljenim kontejnerskim TS koji su se pokazali kao brzo, jeftino i praktično rješenje za smještaj SN postrojenja i koji će se u budućnosti više primjenjivati.

Veći udio ugrađenih sklopnih blokova u postrojenjima 10(20) kV u odnosu na 35(30) kV postrojenja odražava strateške smjernice razvoja. Postrojenja 10(20) kV se revitaliziraju češće od postrojenja 35 kV zbog projekata uvođenja izravne transformacije, pripreme prelaska na 20 kV ili proširenja novim poljima zbog potreba korisnika mreže. U projektima obnove i proširenja postrojenja 10(20) kV, zbog brzine i praktičnosti se češće primjenjuju sklopni blokovi, stoga je u konačnici broj sklopnih blokova veći u 10(20) kV postrojenjima nego u 35 kV postrojenjima.



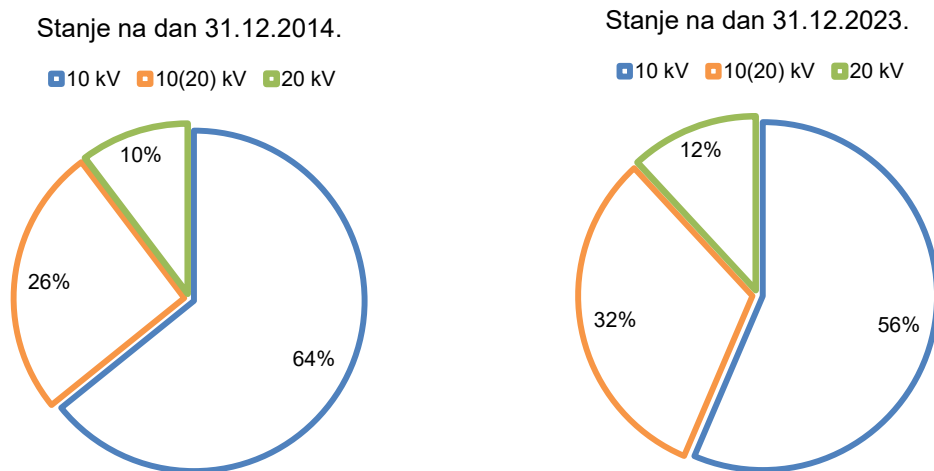
Zbog brojnih prednosti, među kojim se ističu brža i jednostavnija ugradnja, jednostavnije održavanje i sigurniji pogon, stalno se povećava udio sklopnih blokova.

Slika 3-9 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu

Razvoj informacijskih i telekomunikacijskih tehnologija, podržan primjenom modernih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja predstavlja osnovu za ispunjavanje modernih zahtjeva pogona SN mreže. U 76% postrojenja je ugrađena numerička relejna zaštita, a 98% postrojenja je uvedeno u SDV.

3.3.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

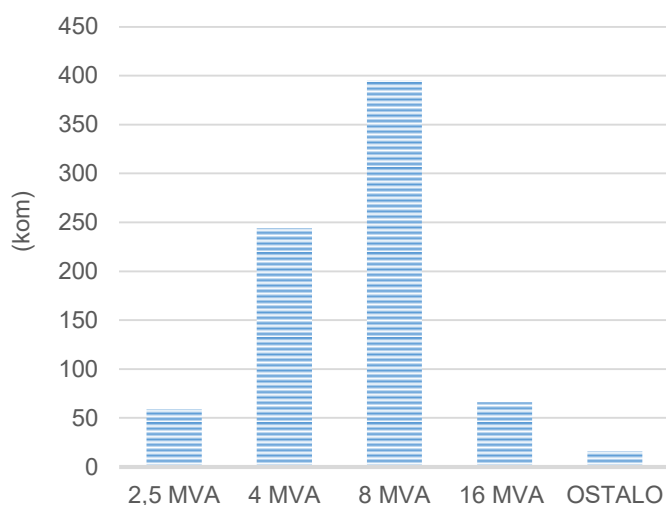
Za razliku od 10(20) kV postrojenja u pojnim točkama 110 kV s velikim udjelom postrojenja pripremljenih za 20 kV, kod pojmih točaka 35 kV taj je udio znatno manji i iznosi oko 44 %. U postrojenjima izvedenim sklopnim blokovima brojnija su postrojenja s najvišim naponom opreme koji omogućuje pogon na 20 kV.



Slika 3-10 Trend promjene raspodjele polja SN postrojenja TS 35 kV prema pogonskom i konstrukcijskom naponu

U načelu se rekonstrukcije pojmih točaka 35 kV u 35/20 kV ne potiču u svrhu prelaska 10 kV mreže na 20 kV pogon, nego se, radi izbjegavanja dodatne transformacija 35/20 kV, planiraju rekonstrukcije u rasklopišta 20 kV, uz napajanje iz obližnje 110 kV pojne točke. Radi specifičnosti srednjonaponske mreže i konzuma određenog područja iznimke su razumljive.

3.3.5. Transformatori SN/SN u nadležnosti HEP ODS-a

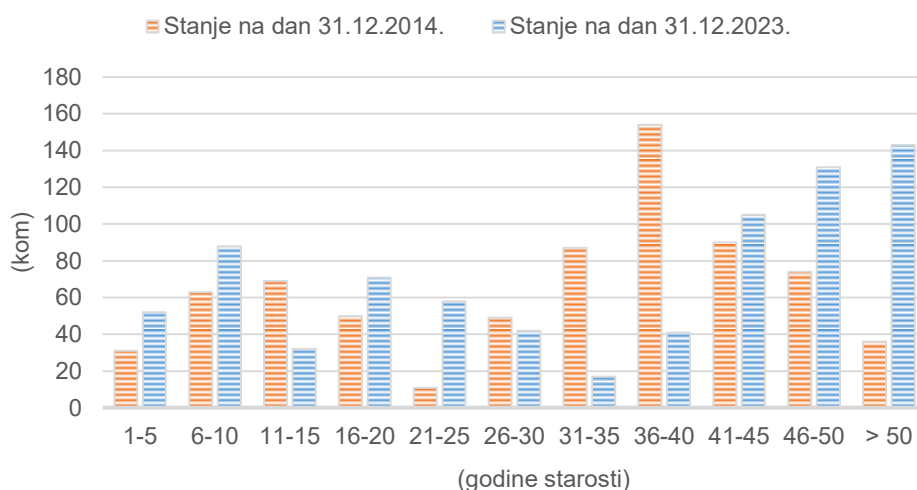


U nadležnosti HEP ODS-a su 786 transformatora prijenosnog omjera SN/SN, ukupne nazivne snage 5.431 MVA. Prosječna je starost transformatora oko 33 godine.

Slika 3-11 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi

Prema kriteriju zamjene transformatora na temelju starosti veće od 40 godina, u ovom trenutku graničnu vrijednost kriterija prelazi oko 49 %, a do kraja planskog razdoblja još dodatnih 7 %.

Zamjena dotrajalih transformatora doprinosi povećanju pouzdanosti pogona, uz važan dodatni učinak smanjenja tehničkih gubitaka. U načelu su gubici zbog opterećenja dvostruko manji kod novih transformatora, a gubici praznog hoda čak i do tri puta manji. Primjenjujući odredbe nove EU regulative o obvezi proizvodnje i stavljanja na tržište druge generacije energetski učinkovitih transformatora, koja je stupila na snagu, uštede u gubicima zbog zamjene transformatora bit će još izraženije. Iz navedenog se jasno vidi da će HEP ODS, ukoliko želi zadržati dosadašnju pouzdanost napajanja krajnjih korisnika mreže, morati uvesti sustavnu zamjenu starijih i dotrajalih jedinica, što će uz povećanje pouzdanosti napajanja imati i dodatni efekt smanjenja tehničkih gubitaka.



Slika 3-12 Raspodjela i trend promjene broja transformatora SN/SN prema starosti

3.4. Rasklopišta srednjeg napona

Rasklopišta srednjeg napona su elektroenergetska rasklopna postrojenja bez transformacije snage, osim na niski napon za vlastitu potrošnju. Postrojenja uglavnom sadrže pet ili više sredjonaponskih polja, opremljenih prekidačima, podsustav za proizvodnju i razvod pomoćnog napona, uređaje relejne zaštite i uvedena su u SDV ili su u planu za uvođenje.

Uvažavajući glavne smjernice razvoja distribucijske mreže, a ponajviše zbog prelaska na naponski sustav 110–20–0,4 kV, procjenjuje se da će se broj ovakvih postrojenja povećavati. Dva su glavna razloga tome:

- Prelazak sredjonaponske mreže na 20 kV pogon, zbog blizine pojne točke 110/20 kV i povećanja prijenosne moći SN vodova, prestaje potreba za transformacijom snage s 35 kV, transformator se demontira a elektroenergetski objekt funkcionira kao rasklopište 20 kV.
- Razvojem područja s velikom gustoćom opterećenja, potrošnje i proizvodnje, kao što su npr. gospodarske ili industrijske zone, snaga se iz pojne točke vodovima većih presjeka dovodi do rasklopišta odakle se dalje distribuira prema potrošačima i transformatorskim stanicama SN/NN.

3.5. Vodovi 35 kV

U ovom poglavlju dan je sažeti prikaz osnovnih značajki vodova 35 kV (uključujući 30 kV kao posebnost na području Elektre Zagreb i Elektre Šibenik) na razini HEP ODS-a.

Udio podzemnih kabela u ukupnoj duljini je 31 %, a nadzemnih 66 % što je 3 % manji udio duljine nadzemnih 35 kV vodova u odnosu na stanje mreže opisano Desetogodišnjim planom 2016. – 2025. [43].

Tablica 3-3 Pregled 35 kV vodova

Naziv	Stanje na dan 31.12.2014.		Stanje na dan 31.12.2023.	
	Duljina (km)	Udio	Duljina (km)	Udio
Nadzemni vodovi 35 kV	3.164	69%	2.966	66%
Podzemni kabeli 35 kV	1.269	28%	1.424	31%
Podmorski kabeli 35 kV	142	3%	145	3%
Ukupno	4.575	100%	4.535	100%

3.5.1. Nadzemni vodovi 35 kV

Ukupna duljina nadzemnih vodova smanjila se u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2016. – 2025. [39] za 198 km te sada iznosi 2.966 km. Promjena je posljedica prelaska SN mreže na 20 kV naponsku razinu i zamjene nadzemnih vodova podzemnim kabelima.

Od 2.966 km nadzemnih vodova 35 kV, 79 % je na čelično-rešetkastim stupovima, a tek 21 % na betonskim.

Nastavkom uvođenja izravne transformacije 110/10(20) kV dalje će se smanjivati ukupna duljina 35 kV vodova. HEP ODS će zadržati većinu koridora, vodovi rekonstruirati u 110 kV vodove ili koristiti na 10(20) kV naponskoj razini.

Treba naglasiti da se na određenim područjima Republike Hrvatske s malom gustoćom potrošnje i proizvodnje zadržava 35 kV mreža (TS 35/20 kV i vodovi 35 kV i 20 kV), kao što je to slučaj u Gorskom kotaru.

Struktura nadzemnih 35(30) kV vodova prema godini izgradnje dionica (slika 3.13. u nastavku) pokazuje da je većina nadzemnih vodova izgrađena između 50-ih i 90-ih godina prošloga stoljeća. Na temelju rezultata studije: „Studija planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže HEP ODS-a“, krajem 2022.godine je ugovorena izrada elaborata postojećeg stanja za 40 najrizičnijih dionica dalekovoda ukupne duljine 495,4 km. Predmetnim elaboratima će se utvrditi kategorija i hitnost potrebnih zahvata u revitalizacije, rekonstrukcije i zamjene dalekovoda. Stoga se u narednom razdoblju planiraju značajnija sredstva za rekonstrukcije i revitalizacije vodova koji će imati značajniju ulogu u mreži.

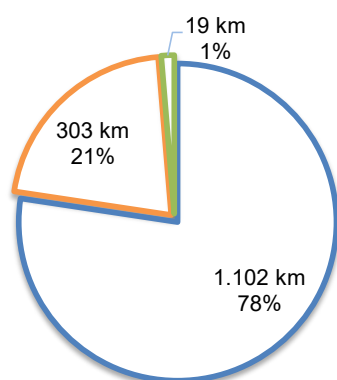


Slika 3-13 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV prema starosti

3.5.2. Podzemni kabeli 35 kV

Razvoj kableske tehnologije doveo je do velikog broja različitih tipova podzemnih i podmorskih kabela. Tipizacija u ovom dijelu tehnologije uslijedila je nakon devedesetih godina prošlog stoljeća.

U ukupnoj duljini od 1.424 km podzemnih kabela 35 kV, najveći udio imaju kabeli s izolacijom od umreženog polietilena.



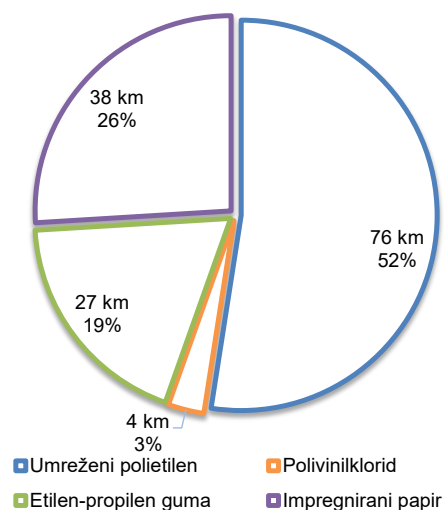
■ Umreženi polietilen ■ Impregnirani papir ■ Ostali

Budući da su 35 kV kabeli različite tehnološke izvedbe polagani u karakterističnim vremenskim razdobljima, postupno se smanjuje udio kabela s papirnom izolacijom, a povećava udio kabela s novijim vrstama izolacije.

Slika 3-14 Duljine i udjeli 35 kV podzemnih kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)

3.5.3. Podmorski kabeli 35 kV

U razdoblju od izrade Desetogodišnjeg plana 2016. – 2025. [39] ukupna duljina podmorskih kabelskih vodova naponske razine 35 kV porasla je sa 142 km na 145 km. Investicijske aktivnosti su uglavnom usmjerene na zamjenu postojećih PKB zbog starosti i dotrajalosti. Najveći udio u 35 kV podmorskim kabelskim vodovima imaju kabeli s izolacijom od umreženog polietilena (izvedbe tipa XH i FXBTV).



Ulaganjima u zamjenu kabelima novije izvedbe u proteklom razdoblju, udio starih kabela izolacije od polivinilklorida i impregniranog papira postupno se smanjuje. Znatna dio 35 kV podmorskih kabelskih vodova (oko 57 km) je stariji od 40 godina pa će ih u nadolazećem razdoblju trebati intenzivnije mijenjati.

Slika 3-15 Duljine i udjeli podmorskih kabela 35 kV prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)

3.6. Vodovi 10 kV i 20 kV

Tablica 3-4 Pregled 10(20) kV vodova

Naziv	Stanje na dan 31.12.2014.		Stanje na dan 31.12.2023.	
	Duljina (km)	Udio	Duljina (km)	Udio
Nadzemni vodovi 10(20) kV	20.809	58%	19.941	51%
Podzemni kabeli 10(20) kV	14.670	41%	18.625	48%
Podmorski kabeli 10(20) kV	232	1%	256	1%
Ukupno	35.711	100%	38.822	100%

Udio podzemnih kabela u ukupnoj duljini 10(20) kV mreže je 48 %. Udio nadzemnih vodova je 51 %, što je 7 % manje u odnosu na Desetogodišnji plan 2016. – 2025. [39]. Navedene promjene udjela su posljedica općeg povećanja udjela duljine podzemnih kabela u ukupnoj duljini 10(20) kV mreže.

Tablica 3-5 Pregled 10 kV i 20 kV vodova

Naziv	Nazivni napon 10 kV	Nazivni napon 20 kV	Ukupna duljina (km)
	Duljina (km)	Duljina (km)	
Nadzemni vodovi 10(20) kV	14.951	4.990	19.941
Podzemni kabeli 10(20) kV	11.756	6.869	18.625
Podmorski kabeli 10(20) kV	240	16	256
Ukupno	26.947	11.875	38.822

3.6.1. Nadzemni vodovi 10 kV i 20 kV

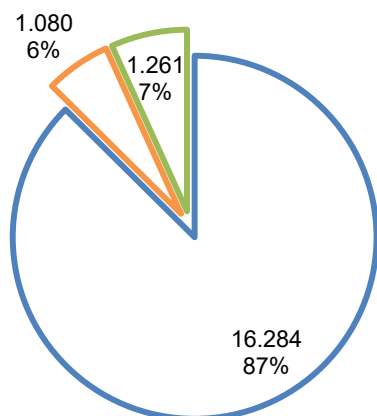
Usporedbom sadašnjeg stanja i Desetogodišnjeg plana 2016. – 2025. [39] vidljivo je smanjenje udjela vodova manjih presjeka 25/4 mm² i 35/6 mm² za 1.737 km (s tadašnjih 11.141 km na današnjih 9.404 km) te porast udjela vodova presjeka 50/8 mm² za 547 km (s 4.884 na 5.431 km) i porast udjela vodova 95/15 mm² za 203 km (s 3.449 na 3.652 km). Navedene promjene su rezultat strateškog usmjerenja razvoja mreže prema izgradnji nadzemnih vodova 10(20) kV na betonskim stupovima presjeka 95/15 mm² za magistralne vodove, a 50/8 mm² za odcjepe.

Najveći udio nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV još uvijek je ugrađen na drvenim stupovima iako je njihov udio značajno smanjen. Usporedba sa stanjem iz Desetogodišnjeg plana 2016. – 2025. [39] pokazuje smanjenje s 11.885 km na 10.104 km. U istom razdoblju povećana je duljina nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV na betonskim stupovima za 728 km, s 6.164 km na 6.892 km.

3.6.2. Podzemni kabeli 10 kV i 20 kV

Ukupna duljina podzemnih kabela 10 kV, odnosno 20 kV iznosi 18.625 km, što je porast za oko 3.955 km u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2016. – 2025. [39]. Zbog smanjivanja cijene kabela i problema s pronalaženjem koridora za izgradnju nadzemnih vodova, izgradnja kabelačkih vodova je praktičnije rješenje. Sve češći su projekti obnove i zamjene starijih kabelačkih vodova u gradskim područjima (kabeli tipa IPZO, IPO, PP, EHP i EpHP) kod kojih se zbog starosti izolacije i starih tehnoloških rješenja (slabija hidroizolacija) povećava rizik od kvara odnosno smanjuje pouzdanost. Tako se s vremenom smanjuje udio kabela sa starijim rješenjima izolacije, a povećava duljina kabela u izvedbi s izolacijom od umreženog polietilena).

■ Umreženi polietilen ■ Impregnirani papir ■ Ostali



Vrlo je visok udio kabela s izolacijom od umreženog polietilena od oko 87 %. Taj tip kabela je ujedno u najvećem dijelu spreman za prelazak na 20 kV napon.

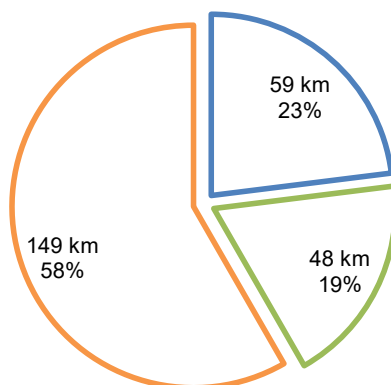
Slika 3-16 Duljine podzemnih kabela 10 kV i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)

U budućem razdoblju, posebice u mrežama gdje se planira brži prelazak na 20 kV pogonski napon, kabeli najstarijih godišta će se ubrzano mijenjati.

3.6.3. Podmorski kabeli 10 kV i 20 kV

Ukupna duljina podmorskih kabelačkih vodova naponske razine 10 kV i 20 kV iznosi 256 km. U vrijeme izrade Desetogodišnjeg plana 2016. – 2025. [39] duljina podmorskih kabelačkih vodova ovih naponskih razina iznosila 232 km. Od 2016. se sustavno mijenjaju postojeće i grade nove dionice podmorskih kabelačkih vodova. U razdoblju 2016. - 2022. zamijenjeno/izgrađeno je 22 podmorska kabelačka voda ukupne duljine 48,5 km. U tijeku je realizacija Projekta NPOO PKB koji ima za cilj zamijeniti i izgraditi ukupno 120 km podmorskih kabela u razdoblju 2023. – 2026. godine. Projekt je detaljnije opisan u poglavlju 6.

■ Impregnirani papir ■ Polivinilklorid ■ Umreženi polietilen



Slika 3-17 Prikaz udjela podmorskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije

3.7. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN

3.7.1. Transformatorske stanice SN/NN

Ukupan broj TS SN/NN u distribucijskoj mreži je 29.813, s ukupnom instaliranom snagom 11.910 MVA. Ključni podaci o izgrađenim transformatorskim stanicama (vlastite, zajedničke ili tuđe) u distribucijskoj mreži iskazani su u tablicama koje slijede.

Tablica 3-6 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije

	HEP ODS / zajedničke	Tuđe	Ukupno
Broj transformatorskih stanica SN/NN (kom)	26.737	3.076	29.813
Instalirana snaga transformacije SN/NN (MVA)	9.532	2.378	11.910

TS SN/NN mogu se podijeliti na tri osnovna tipa prema načinu izvedbe: kabelaške (KTS), stupne (STS) i zidane TS za zračni SN priključak (tip. „tornjić“).

Tablica 3-7 Pregled TS SN/NN prema načinu izvedbe

Vrsta TS	Broj TS (kom)	Udio (%)
Kabelaška transformatorska stanica	15.396	52%
Stupna transformatorska stanica	11.195	37%
Transformatorska stanica tipa „tornjić“	3.222	11%
Ukupno	29.813	100%

TS SN/NN u varijanti tehničkog rješenja tipa „tornjić“ se više ne grade i njihov se broj smanjuje, dok rastu udjeli kabelaških i stupnih TS. Nedavna iskustva iz područja pogođenih potresima u 2020. godini ukazuju na slabu otpornost TS tipa „tornjić“ u uvjetima potresnih naprezanja.

Provesti će se dodatne analize i ubrzati zamjena ovog tipa transformatorske stanice s kablskim i stupnim TS u područjima povećanog rizika potresa značajne magnitude.

Kabelske transformatorske stanice u prosjeku imaju sedam niskonaponskih izvoda, a stupne transformatorske stanice tri.

Tablica 3-8 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV

Prijenosni omjer	Broj TS (kom)	Udio (%)
TS 10/0,4 kV	10.865	36%
TS 10(20)/0,42 kV	10.364	35%
TS 20/0,42 kV	8.584	29%
Ukupno	29.813	100%

Udio transformatorskih stanica s ugrađenom opremom najvišeg napona 24 kV je oko 64 % (18.948). U Desetogodišnjem planu 2016. – 2025. [39] iskazan je udio 55 %, odnosno 15.564 TS. Zbog zamjene dotrajale opreme i prelazak na 20 kV procjenjuje se nastavak trenda ugradnje opreme za najviši pogonski napon 24 kV. Ukupan broj TS u pogonu na 20 kV iznosi 8.584, odnosno 29 % ukupnog broja TS SN/NN.

3.7.2. Transformatori SN/NN

U nastavku je predstavljeno stanje transformatora SN/NN u vlasništvu HEP ODS-a. Transformatori SN/NN su imovina koja je najčešće dugotrajno vezana (ugrađena) u transformatorskim stanicama SN/NN. U manjem broju se koriste u pojnim točkama VN i SN ili rasklopištima SN za transformaciju snage za vlastitu potrošnju ili se privremenom nalaze izvan pogona u pogonskoj pričuvu.

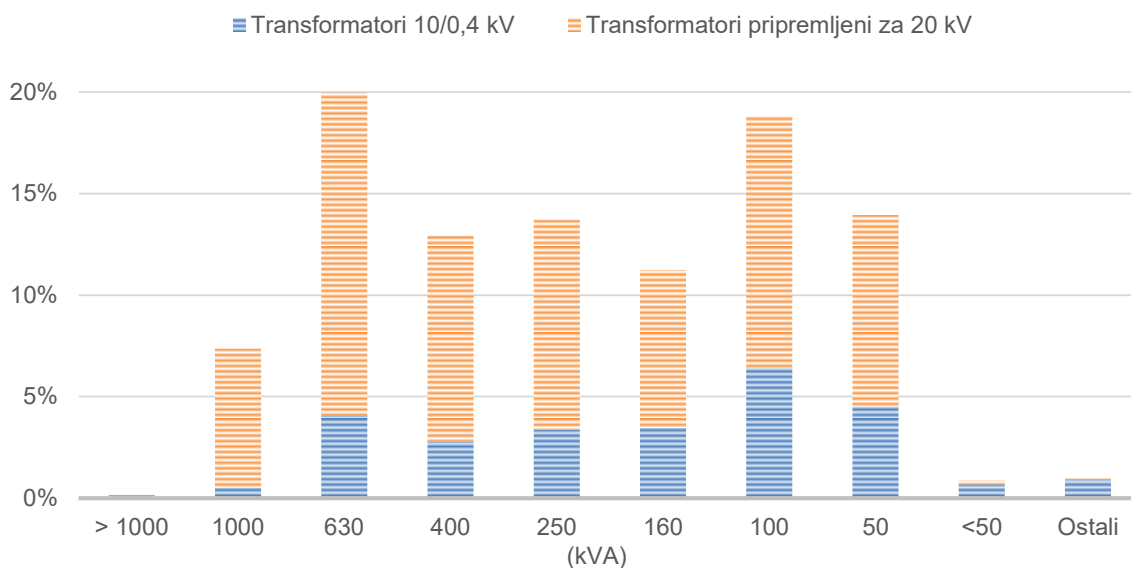
Tablica 3-9 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru

Prijenosni omjer	Ukupno (kom)	Ukupno (%)
10/0,4 kV	8.389	27%
10(20)/0,42 kV	18.873	60%
20/0,42 kV	4.110	13%
Ukupno (kom)	31.372	100 %

Udio preklopivih transformatora i transformatora više naponske razine 20 kV je 73 %. Nove transformatorske stanice grade se s preklopivim transformatorima 10(20)/0,4 kV, a zastupljenost im je 60 %.

U odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2016. – 2025. [39] vidljiv je porast broja preklopivih transformatora 10(20)/0,4 kV za oko 5.800 komada i porast broja transformatora 20/0,4 kV za oko 770 komada.

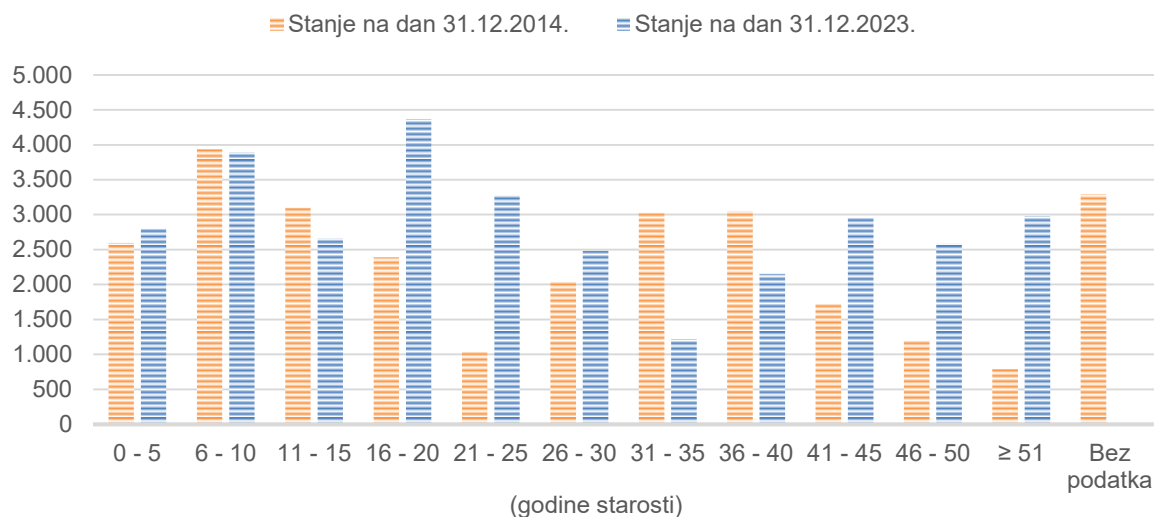
Budući da upravo nabava transformatora SN/NN predstavlja veliki dio troškova prelaska na 20 kV napon, jasno je da je riječ o dugotrajnom i postupnom procesu.



Slika 3-18 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV

U mreži HEP ODS-a najzastupljeniji su SN/NN transformatori snage 630 kVA i 100 kVA, dok su transformatori ostalih tipskih snaga podjednako zastupljeni. Udio transformatora spremnih za prelazak na 20 kV napon je prevladavajući, osim za vrlo male i nestandardne snage.

Posebnu pozornost zaslužuju transformatori stariji od 40 godina (kriterij zamjene prema starosti) i oni koji će do isteka promatranog planskog razdoblja doseći starost od 40 godina. Ukupno je takvih oko 38 % svih transformatora HEP ODS-a. U okviru Pilot projekta uvođenja naprednih mreža (2019-2023.), zamijenjeno je 449 postojećih transformatora starijih od 30 godina novim transformatorima sa smanjenom razinom tehničkih gubitaka.



Slika 3-19 Raspodjela i trend promjene broja transformatora SN/NN po starosti

3.8. Niskonaponska mreža i priključci

Ukupna duljina niskonaponske mreže iznosi 62.463 km, od čega je nadzemne mreže 43.341 km, a podzemne kabele: 19.121 km. Omjer podzemne kabele i nadzemne mreže na određenom području ovisi o gustoći potrošnje i proizvodnje električne energije, odnosno o gustoći stanovništva.

Tablica 3-10 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka)

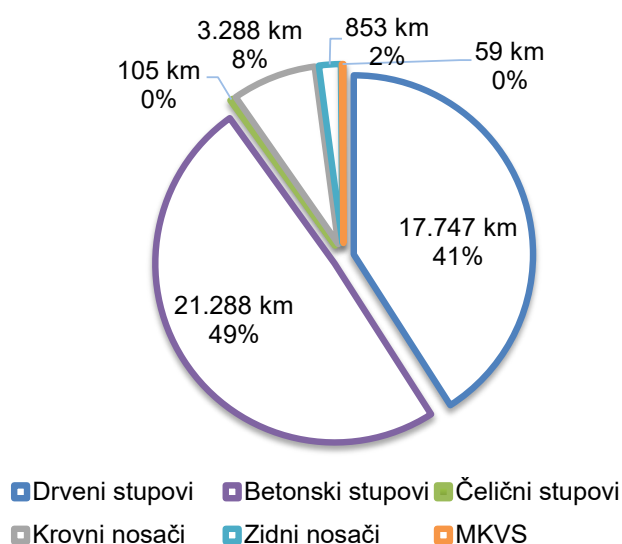
Vrsta vodiča	Duljina (km)	Udio (%)
Samonosivi kabelski snop	33.082	53%
Neizolirani vodič	10.259	16%
Ukupno nadzemni vodovi	43.341	69%
Podzemni kabele	19.121	31%
Ukupno	62.463	100%

3.8.1. Nadzemna niskonaponska mreža

Najveći dio nadzemne NN mreže izveden je vodom tipa SKS (samonosivi kabelski snop) presjeka 70 mm² uglavnom na betonskim stupovima ili neizoliranim vodičima presjeka 35/6 mm² i 25/4 mm² uglavnom na drvenim stupovima.

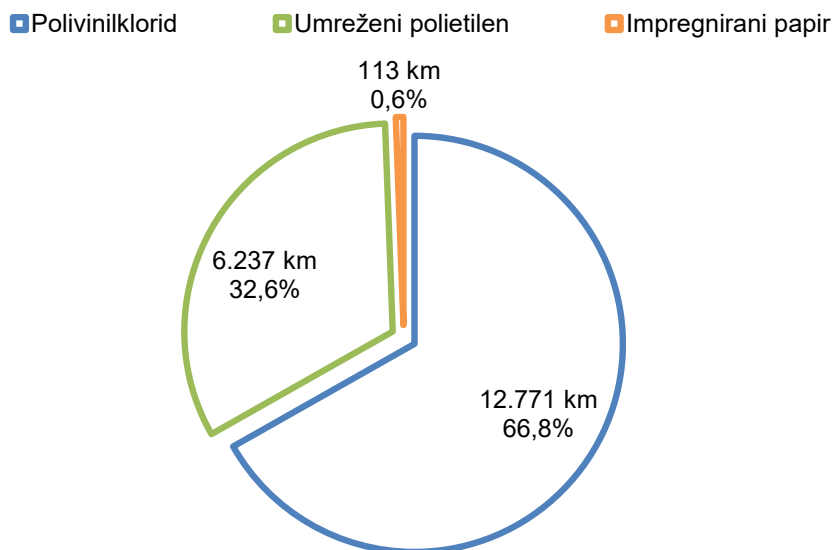
Posljednjih dvadesetak godina, HEP ODS provodi strategiju sustavne zamjene neizoliranih vodiča zbog poboljšanja sigurnosti i pouzdanosti pogona. Uz zamjenu neizoliranog vodiča SKS-om kontinuirano se radi i na zamjeni vodiča malih presjeka, čime se dodatno poboljšavaju naponske okolnosti na NN mreži i smanjuju se tehnički gubici.

Najveći je udio niskonaponske nadzemne mreže na drvenim stupovima, u duljini od 17.747 km (41 %) te na betonskim stupovima, u duljini od 21.288 km (49 %). Ako se usporede podaci iz Desetogodišnjeg plana 2016. – 2025. [39], uočava se da je tada 23.630 km nadzemne niskonaponske mreže bilo na drvenim stupovima te 17.483 km nadzemne mreže na betonskim stupovima.



Slika 3-20 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa

3.8.2. Niskonaponski podzemni kabeli

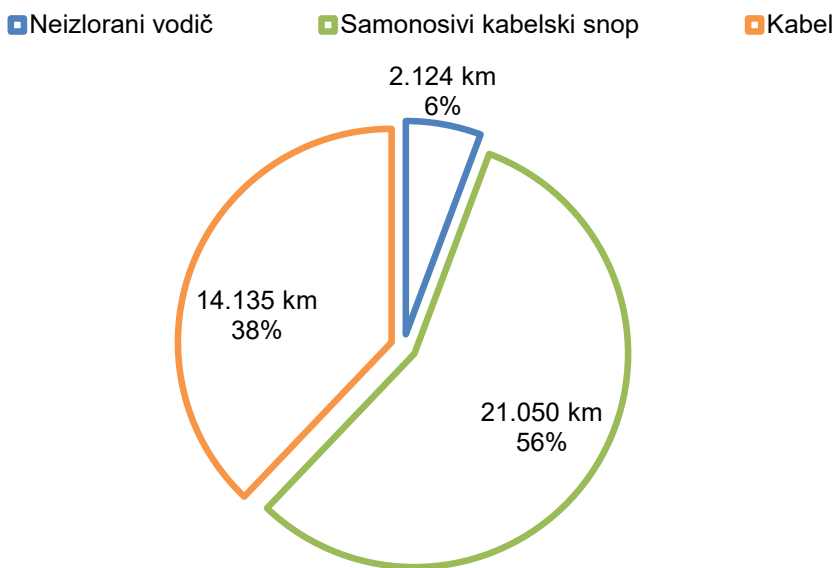


Slika 3-21 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi izolacije

Ukupna duljina niskonaponske podzemne kabela mreže je 19.121 km (oko 19% više u odnosu na stanje 2015. [39]). Procjenjuje se nastavak trenda rasta udjela budući da se rekonstrukcije postojećih i izgradnja novih NN mreža često izvode podzemnim kabelima iz razloga urbanističkih uvjeta izvedbe, otežanog nalaženja novih koridora i povoljne cijene energetskih kabela.

3.8.3. Niskonaponski priključci

Ukupna duljina niskonaponskih priključaka je 37.309 km. Priključci su uglavnom nadzemni (oko 62 % u ukupnom udjelu priključaka) i uglavnom su izvedeni SKS-om (21.050 km). Nastavlja se trend smanjenja udjela priključaka izvedenih neizoliranim vodičima (2.124 km)..



Slika 3-22 Struktura niskonaponskih priključaka



4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

4.1.	Potrošnja i vršno opterećenje	62
4.1.1.	Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje	62
4.1.2.	Predviđanje trendova potrošnje i proizvodnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske	63
4.1.3.	Dugoročno predviđanje opterećenja distribucijskog sustava	64
4.2.	Gubici u distribucijskoj mreži	66
4.2.1.	Ostvareni gubici	66
4.2.2.	Struktura gubitaka	66
4.2.3.	Ciljevi smanjenja gubitaka	68
4.3.	Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži	68
4.4.	Distribuirani izvori	70
4.4.1.	Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a	70
4.4.2.	Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a	73
4.4.3.	Distribuirani izvori i zagušenja distribucijske mreže na razini TS 110/x kV	75

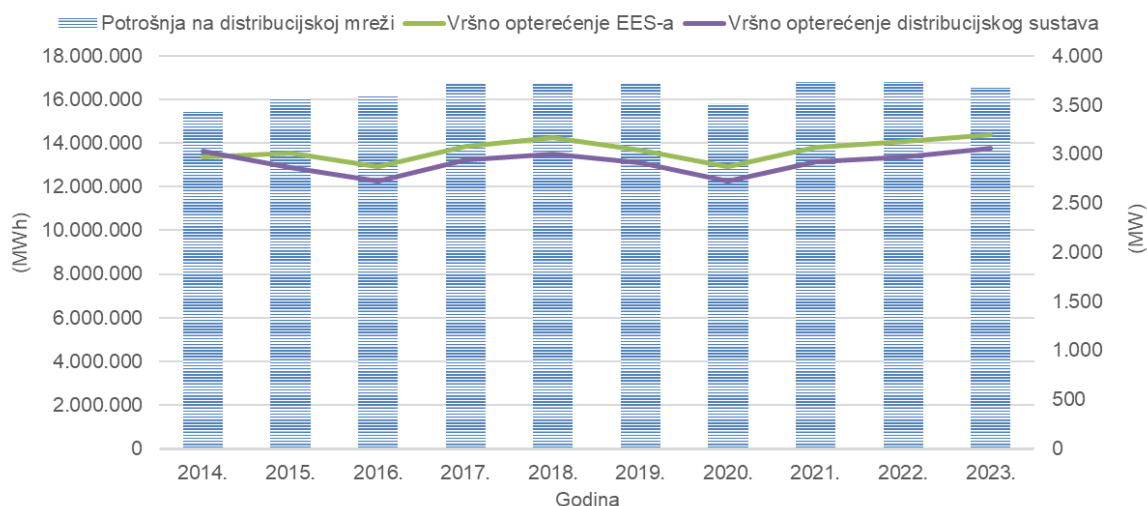
4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

4.1. Potrošnja i vršno opterećenje

4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje

Hrvatski elektroenergetski sustav (EES) električnom energijom opskrbljuje kupce na distribucijskoj i prijenosnoj mreži. U 2023. godini vršno opterećenje hrvatskog EES-a iznosilo je 3.198 MW, a potrošnja na distribucijskoj mreži 16.527 GWh.

U 2021. godini došlo je do oporavka nakon pada potrošnje i vršnog opterećenja u 2020. godini uzrokovanog utjecajem mjera za suzbijanje pandemije bolesti COVID-19 na gospodarsku aktivnost. Odgovarajuće razine potrošnje i vršnog opterećenja zadržale su se i u 2023. godini.



Slika 4-1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2014. – 2023.

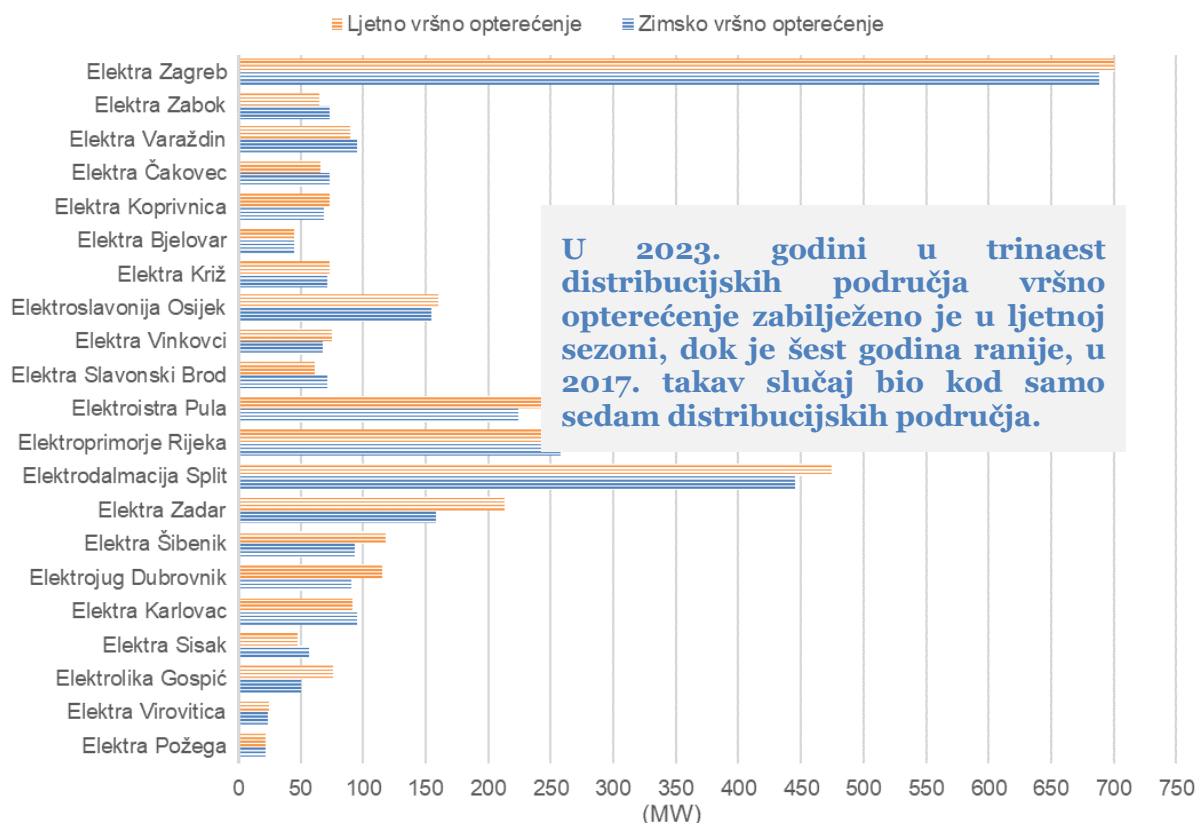
Vršno opterećenje EES-a i dalje odražava trend promjena životnog standarda građana i gospodarske aktivnosti. Međutim, za potrebe planiranja razvoja distribucijske mreže, promjene vršnog opterećenja treba promatrati na manjim jedinicama, distribucijskim područjima ili opskrbnim područjima transformatorskih stanica.

Promjene vršnog opterećenja distribucijskih područja HEP ODS-a u posljednjem desetogodišnjem razdoblju mijenjaju se od velikog porasta do stagnacije i pada. Podaci o vršnom opterećenju distribucijskih područja u prethodnom desetogodišnjem razdoblju iskazani su u Prilogu 11.4. Na iznos vršnog opterećenja utječu distribuirani izvori koji određeno opterećenje „pokrivaju“ lokalno. Stoga dio vršnog opterećenja konzuma nije vidljiv u povećanju vršnog opterećenja transformacije odgovarajuće pojne točke.

Vršno opterećenje distribucijskog sustava i distribucijskih područja tradicionalno se događalo u zimskom razdoblju. Razlog tomu je kraće trajanje dana (dulji boravak u zatvorenim prostorima, rasvjeta...) te korištenje električne energije za grijanje prostora. S promjenom standarda i načina korištenja električne energije, u posljednjim se godinama primjećuje trend smanjivanja razlike između zimskog i ljetnog vršnog opterećenja.

Razlika između ljetnog i zimskog maksimuma ovisi o više čimbenika:

- promjene životnog standarda građana
- turistička sezona u priobalnim distribucijskim područjima
- ljetne temperature (sve češće korištenje klimatizacijskih uređaja kod svih skupina potrošača: kućanstva, turistički objekti, trgovački objekti, ustanove...)
- temperatura zraka (korištenje električne energije za grijanje ili dogrijavanje prostora, primarno u priobalnim distribucijskim područjima)
- način grijanja prostora.



Slika 4-2 Zimsko i ljetno vršno opterećenje distribucijskih područja u 2023. godini

4.1.2. Predviđanje trendova potrošnje i proizvodnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske

Studija „Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske“ [40] pruža uvid u analizu budućih potreba za električnom energijom na razini gradova i općina te daje

kratkoročne i dugoročne trendove potrošnje električne energije i opterećenja po distribucijskim područjima HEP ODS- a.

Objektivno predviđanje potrošnje i proizvodnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže preduvjet je racionalnog planiranja razvoja distribucijskog sustava i informiranog donošenja investicijskih odluka ili optimiranja pogona mreže.

Modeli koji se danas primjenjuju za dugoročno predviđanje potrošnje energije temelje se na inženjerskim načelima modeliranja finalne potrošnje i koriste normative potrošnje električne energije za određene, definirane

aktivnosti koje su pridružene pojedinom sektoru finalne potrošnje energije: kućanstva, industrija, usluge, promet, poljoprivreda, graditeljstvo i energetika.

Model za izradu dugoročnih predviđanja potrošnje električne energije na razini gradova i općina koji je izrađen u okviru ovog projekta, razvijen je u skladu s pretpostavkama i odrednicama preuzetim iz Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. [2]:

- Povećanje energetske učinkovitosti u svim dijelovima energetskog lanca (proizvodnja, transport/prijenos, distribucija i potrošnja svih oblika energije)
- Prelazak što većeg broja aktivnosti na korištenje električne energije (gdje je to tehnološki moguće i dugoročno troškovno održivo)
- Proizvodnja električne energije sa smanjenom emisijom stakleničkih plinova (OIE, nuklearna opcija, fosilna goriva s nižom specifičnom emisijom te fosilne tehnologije s izdvajanjem i spremanjem CO₂).

Predviđanja potreba za 2020., 2025., 2030., 2035. i 2040. godinu temeljena su na detaljnoj analizi potrošnje i odrednica potrošnje u 2018. godini. Analiza potrošnje posebno je provedena u kategoriji kućanstava, usluga, industrije i prometa na razini županija, distribucijskih područja i za cjelokupni prostor Republike Hrvatske, odnosno HEP ODS-a. Rezultati su iskazani na razini županija, općina i gradova te distribucijskih područja.

Temelj za dugoročno predviđanje vršnog opterećenja je analiza satnih krivulja opterećenja pojedinih sektora potrošnje za koje su provedena predviđanja energetskih potreba. Za predviđanje satne krivulje opterećenja pojedinih distribucijskih područja razvijen je dodatni modul unutar modela predviđanja finalne potrošnje električne energije. Ovaj modul pretvara ukupnu godišnju potrošnju električne energije pojedinog sektora potrošnje u opterećenje sektora u određenom satu, danu i tjednu u godini, uzimajući u obzir sljedeće čimbenike: trend prosječne stope porasta potrošnje električne energije tijekom godine, promjene potrošnje električne energije zbog različitih godišnjih doba, promjene potrošnje električne energije zbog tipa dana te satne varijacija potrošnje električne energije tijekom određenog tipa dana.

4.1.3. Dugoročno predviđanje opterećenja distribucijskog sustava

Za planiranje, odnosno dimenzioniranje elektroenergetske mreže treba poznavati opterećenja i porast opterećenja kao i strukturu korisnika mreže (distribuirani izvori, spremnici energije, punionice i sl.) . Razvijen je niz metoda koje se mogu uspješno primijeniti za predviđanje opterećenja specifičnih područja. Pri prognoziranju opterećenja sagledavaju se povijesni podaci u korelaciji s utjecajem različitih vremenskih uvjeta i geografskog položaja te gospodarskih kretanja, ali uz analizu čimbenike koji mogu unesti nesigurnost u postupak predviđanja opterećenja:

- trendovi u građevinarstvu
- razvoj energetski intenzivne industrije
- kretanje broja stanovnika
- kretanje BDP-a
- poticanje kupaca na uštede u potrošnji kroz mjere energetske učinkovitosti
- cijena električne energije itd.

Navedeni čimbenici, detaljnije razmotreni u Poglavlju 2., značajno otežavaju predviđanje opterećenja, pogotovo kada je riječ o dugoročnom planiranju (10 godina).

U Tablici 4.1. prikazan je dio rezultata prognoze potrošnje električne energije i vršnog opterećenja distribucijske mreže HEP ODS-a za petogodišnja razdoblja do 2040. godine izrađene u okviru studije „Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske” [40].

Dugoročno predviđanje provedeno je, kako je opisano u prethodnom poglavlju, u skladu s odrednicama nacionalne energetske strategije, točnije Scenarija ubrzane energetske strategije (Scenarij 1). Ovaj

scenarij je odabran zbog opredjeljenja energetske politike u Republici Hrvatskoj u smjeru energetske tranzicije do 2050. godine.

U odnosu na Strategiju, korekcije su provedene u skladu sa stvarno ostvarenom potrošnjom električne energije u 2018. godini (bazna godina predviđanja) te u skladu s prvim procjenama promjena u potrošnji energije u 2020. godini koje su uzrokovane pandemijom COVID-19.

Tablica 4-1 Dugoročna prognoza vršnog opterećenja distribucijskih područja

Distribucijsko područje	Dugoročna prognoza i ostvarenje prosječnog godišnjeg porasta vršnog opterećenja			
	Prognoza		Ostvarenje	
	2021.-2025.	2026.-2030.	2020.-2023.	
Elektra Zagreb	umjereni	umjereni	1,09%	umjereni
Elektra Zabok	veliki	umjereni	7,06%	veliki
Elektra Varaždin	umjereni	umjereni	1,45%	umjereni
Elektra Čakovec	mali	umjereni	1,83%	umjereni
Elektra Koprivnica	mali	umjereni	-2,64%	-
Elektra Bjelovar	veliki	umjereni	9,50%	veliki
Elektra Križ	mali	umjereni	8,44%	veliki
Elektroslavonija Osijek	veliki	umjereni	-1,20%	-
Elektra Vinkovci	veliki	umjereni	1,55%	umjereni
Elektra Slavonski Brod	veliki	umjereni	1,71%	umjereni
Elektroistra Pula	veliki	umjereni	6,00%	veliki
Elektroprimorje Rijeka	veliki	umjereni	2,02%	veliki
Elektrodalmacija Split	veliki	mali	6,38%	veliki
Elektra Zadar	umjereni	mali	3,66%	veliki
Elektra Šibenik	umjereni	veliki	3,41%	veliki
Elektrojug Dubrovnik	veliki	umjereni	5,18%	veliki
Elektra Karlovac	umjereni	umjereni	1,24%	umjereni
Elektra Sisak	veliki	umjereni	2,20%	veliki
Elektrolika Gospić	veliki	umjereni	5,17%	veliki
Elektra Virovitica	veliki	umjereni	0,31%	mali
Elektra Požega	umjereni	umjereni	-2,08%	-

Pri kategorizaciji distribucijskih područja s obzirom na prognozu porasta opterećenja, velikim porastom smatra se prosječni godišnji porast iznad 2 %, a malim ispod okvirno 0,7 %.

Pokazatelji ostvarenja porasta prognoze vršnog opterećenja distribucijskih područja u većoj mjeri prate planirane prognoze vršnog opterećenja. Izuzetak su distribucijska područja na području Slavonije gdje je primjetan nešto manji porast vršnog opterećenja u odnosu na planirani, u prvom redu uvjetovan demografskom situacijom i velikim brojem distribuiranih izvora, te područja Elektra Čakovec, Križ, Zadar i Šibenik gdje je zabilježen nešto veći porast opterećenja.

Pri tome treba naglasiti sve jači doprinos distribuirane proizvodnje koji pridonosi smanjenju vršnog opterećenja zbog čega će HEP-ODS i kontinuirano dalje pratiti stope promjene opterećenja te po potrebi u sklopu izrade idućeg ciklusa studija revidirati kategorizaciju porasta opterećenja.

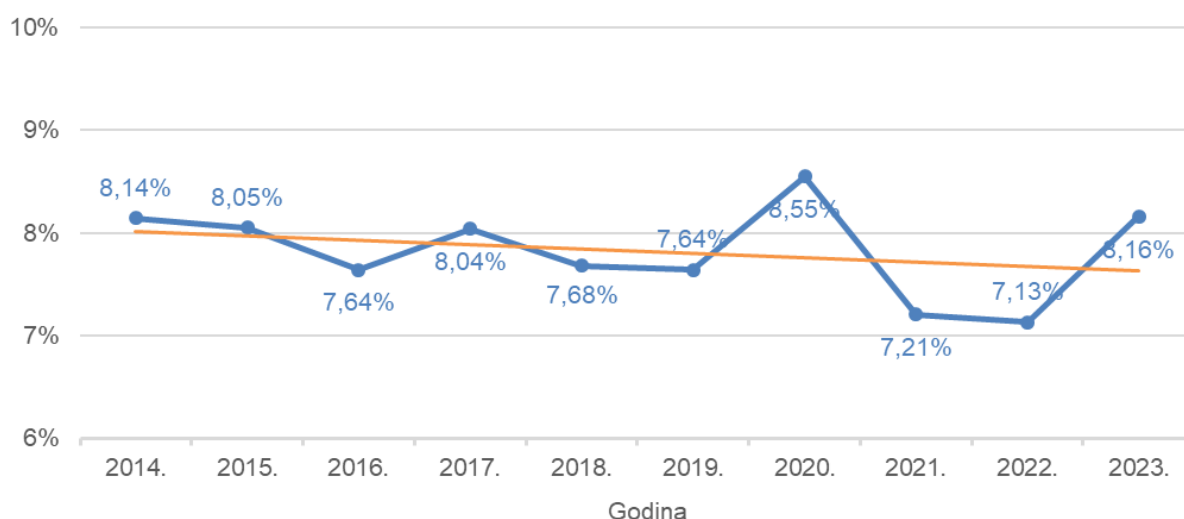
4.2. Gubici u distribucijskoj mreži

4.2.1. Ostvareni gubici

Zakonom o tržištu električne energije [1] propisane su dužnosti HEP ODS-a u pogledu analize gubitaka u distribucijskoj mreži na mjesečnoj, godišnjoj i višegodišnjoj razini, uključujući procjenu tehničkih i netehničkih gubitaka električne energije te u pogledu izrade i provedbe mjera za smanjenje gubitaka električne energije.

Gubici električne energije u distribucijskoj mreži jednaki su razlici energije koja je ušla u distribucijsku mrežu (iz prijenosne mreže, drugih distribucijskih mreža i elektrana priključenih na distribucijsku mrežu) i energije predane kupcima. Uobičajeno se izražavaju u postotnom iznosu od ostvarene nabave električne energije u distribucijskoj mreži.

Iznos i trend promjene iznosa gubitaka važan su pokazatelj ekonomičnosti poslovanja i kvalitete obavljanja djelatnosti distribucije električne energije, a smanjenje gubitaka električne energije u mreži HEP ODS-a najvažniji poslovni cilj. Dodatni poticaj za smanjenje gubitaka u distribucijskoj mreži je ugrađen i kroz sam poticajni mehanizam iz Metodologije za određivanje tarifnih stavki za distribuciju električne energije. Višegodišnja provedba ciljanih operativnih i investicijskih mjera rezultirala je trendom smanjenja iznosa gubitaka tijekom godina (linija trenda na Slici 4.3).



Slika 4-3 Gubici električne energije u razdoblju 2014. – 2023.

4.2.2. Struktura gubitaka

Gubici električne energije dijele se na dvije ključne grupe:

- a) Tehnički gubici - posljedica pogonskog stanja distribucijske mreže i tehničkih značajki elemenata mreže, a odnose se na gubitke magnetiziranja jezgri velikog broja transformatora te na toplinske gubitke na vodovima i transformatorima, a najčešći su uzroci:
 - relativno veliki udjel mreže s presjecima vodiča manjim od optimalnih
 - relativno veliki udjel mreže s dugačkim vodovima i nepovoljna konfiguracija terena
 - znatan broj transformatora s povećanim gubicima, starijih od 40 godina

- znatan broj podopterećenih transformatora
 - velike razlike vršnih opterećenja u dijelovima mreže u turističkim zonama (preopterećenja tijekom ljetnih mjeseci, podopterećenje tijekom ostatka godine)
 - smještaj distribuiranih izvora na lokacije udaljene od potrošnje.
- b) Netehnički gubici - posljedica neizmjerene i neobračunate energije koju su potrošili kupci električne energije, a najčešći su uzroci:
- neovlaštena potrošnja električne energije
 - otežana kontrola priključaka i OMM
 - otežano očitavanje brojila zbog nemogućnosti pristupa OMM-u
 - neusklađenosti i neispravnosti mjerne opreme.

Udio tehničkih i netehničkih gubitaka električne energije u iznosu ukupnih gubitaka gotovo je nemoguće egzaktno odrediti. Rezultati novijih istraživanja [41] pokazuju omjer tehničkih i netehničkih gubitaka u mreži HEP ODS-a od približno 51:49 %. Omjer se znatno razlikuje od tradicionalne procjene u omjeru od 70:30 %, stoga je potrebno pojačati aktivnosti i ulaganja na smanjenju netehničkih gubitaka.

4.2.2.1. Utjecaj distribuirane proizvodnje na gubitke električne energije

Jedan od čimbenika koji utječe na gubitke električne energije, a dolazi sve više do izražaja u novije vrijeme je distribuirana proizvodnja priključena na distribucijsku mrežu na SN i NN razini.

Utjecaj distribuirane proizvodnje na gubitke ovisi o mjestu priključenja, odnosno o karakteristikama mreže na mjestu priključenja, režimu proizvodnje izvora, karakteristikama potrošnje na i blizu mjesta priključenja distribuirane proizvodnje. Utjecaj na gubitke zbog priključenja elektrane može biti sljedeći:

- Gubici se ukupno smanjuju ako na mjestu ili blizu mjesta priključenja elektrane postoji potrošnja koja se vremenski podudara s proizvodnjom (smanjuju se tokovi snaga kroz mrežu).
- Gubici se ukupno povećavaju ako na mjestu ili blizu mjesta priključenja elektrane ne postoji potrošnja ili se potrošnja vremenski ne podudara s proizvodnjom (povećavaju se tokovi snaga kroz mrežu).
- Nema utjecaja na gubitke jer je ukupni utjecaj kombinacija dva prethodno navedena.

4.2.2.2. Neovlaštena potrošnja električne energije

Neovlaštenom potrošnjom električne energije smatramo potrošnju električne energije bez registriranja ili s djelomičnim registriranjem potrošnje zbog namjernih utjecaja na mjernu opremu (zaobilaženje mjerne opreme, izazivanje kvarova mjerne opreme i sl.).

Radi otkrivanja neovlaštene potrošnje električne energije i nepravilnosti na mjestu priključenja i mjernoj opremi, u HEP ODS-u provodi se kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta, ciljane kontrole neovlaštene potrošnje na temelju zaprimljenih prijava građana i radnika i analiza mjernih podataka. Jedan od načina za otkrivanje neovlaštene potrošnje analizom mjernih podataka je primjenom sumarnog mjerenje u transformatorskim stanicama SN/NN. U NN razvod ugrađuje se PLC koncentrador i brojilo za sumarno mjerenje. PLC koncentrador se ugrađuje radi daljinskog očitavanja skupine mjernih mjesta koja se napajaju iz jedne transformatorske stanice, a sumarno brojilo se ugrađuje radi praćenja potrošnje i gubitaka u pojedinoj transformatorskoj stanici SN/NN.

4.2.3. Ciljevi smanjenja gubitaka

U skladu sa saznanjima iz studije „Stručna i znanstvena potpora u izradi metodologije za planiranje gubitaka električne energije i metodologije za izračun ostvarenja gubitaka te procjene tehničkih gubitaka i neovlašteno preuzete električne energije“ [41] i u cilju unaprijeđenja sustavnog pristupa smanjenju ponajprije netehničkih gubitaka električne energije, izrađene su Smjernice i preporuke za smanjenje netehničkih gubitaka električne energije (2018.) kao katalog mjera za ostvarenje cilja smanjenja netehničkih gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži. Smjericama se utvrđuje cilj minimalnog smanjenja od jedan postotni bod netehničkih gubitaka u sljedeće 4 godine.

U pojedinim dijelovima distribucijske mreže i dalje postoje realne mogućnosti daljnjeg smanjenja gubitaka.

Naglasak se daje na provedbu operativnih mjera koje ne iziskuju veće investicijske aktivnosti, a mogu doprinijeti smanjenju gubitaka, kao npr.:

- kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta i neovlaštene potrošnje električne energije
- provedba tehničkih validacija mjernih podataka u sustavu daljinskog očitavanja
- provjera ispravnosti mjerenja
- ugradnja sumarnih mjerenja u transformatorskim stanicama SN/NN
- zamjena starih i predimenzioniranih transformatora prikladnijim jedinicama iz pogonske pričuve
- optimiranje uklopnog stanja mreže, isključivanje elemenata mreže u praznom hodu i sl.

4.3. Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži

Pokazatelji pouzdanosti napajanja računaju se na temelju podataka iz elektroničke evidencije, primjenom aplikacije DISPO (Distribucijska Pouzdanost). U primjeni od 2006. aplikacija omogućuje statističku obradu ručno upisanih planiranih i neplaniranih dugih zastoja komponenata mreže (trajanje više od tri minute).

Sa stajališta upravljivosti prekidima i odgovornosti za nastale prekide, razlikuju se:

- Planirani prekidi – zbog planiranih radova u mreži i na postrojenjima HEP ODS-a ili planiranih radova u mreži i na postrojenjima drugog operatora sustava i/ili treće strane, moguće je donekle utjecati na njih unaprijeđenjem organizacije rada ili osiguranjem dvostranog napajanja.
- Prisilni prekidi, bez utjecaja više sile – nastali zbog kvarova u mreži HEP ODS-a ili u mreži drugog operatora sustava i ostalih kvarova u mreži ili na postrojenjima korisnika, moguće je donekle utjecati na njih.
- Prisilni prekidi nastali zbog djelovanja više sile – nije moguće utjecati na njih.

Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom jedan je od poslovnih ciljeva HEP ODS-a, što je detaljnije opisano u Poglavlju 2.

Za prikaz stanja pouzdanosti napajanja najznačajniji su pokazatelji:

- prosječni broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI)
- prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI)
- prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI).

Od početne 2013. godine, vrijednosti sva tri pokazatelja (SAIFI, SAIDI i CAIDI) imaju trend pada, što je u skladu s postavljenim poslovnim ciljevima povećanja kvalitete opskrbe električnom energijom i povećanja učinkovitosti poslovanja.

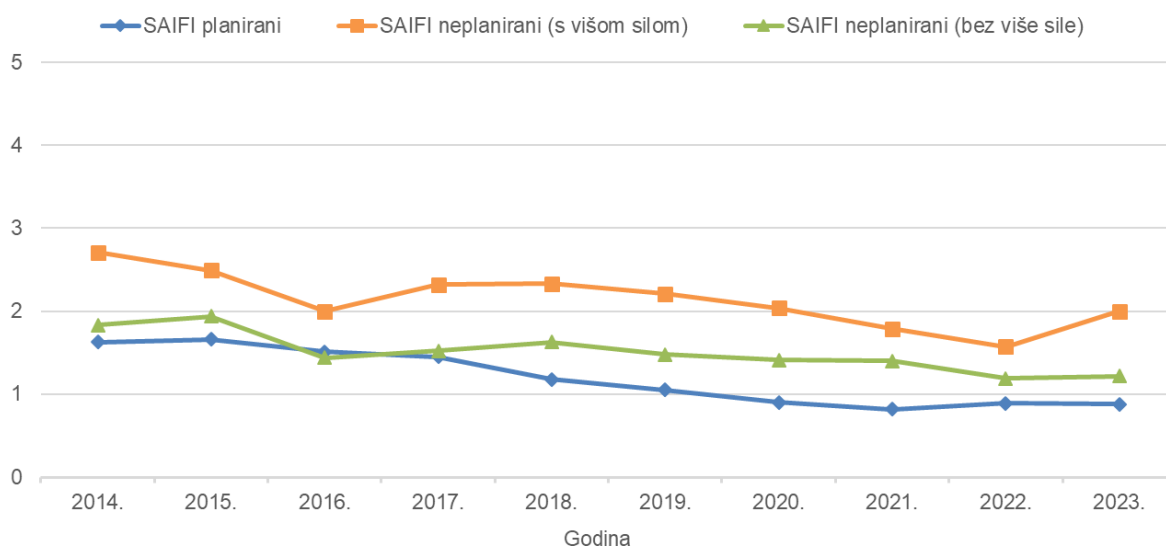
U 2023. godini nastavljene su aktivnosti redovnog i preventivnog održavanja, usmjerene na smanjenje trajanja prekida, uz bolju koordinaciju terenskih ekipa i primjenu rada pod naponom. Unatoč klimatski izrazito nepovoljnoj godini, planirani radovi su održani na očekivanoj razini, što potvrđuje konzistentnost pokazatelja SAIFI. Osim toga, nastavljene su aktivnosti na Pilot projektu uvođenja naprednih mreža u pojedinim distribucijskim područjima (Zagreb, Osijek, Split, Zadar i Dubrovnik), kontinuirano ulaganje u automatizaciju po dubini mreže, kao i prelazak srednjenaponske 10 kV mreže na 20 kV naponsku razinu.

Vremenski uvjeti u 2023. godini bili su izuzetno nepovoljni u usporedbi s prethodnim godinama, što je rezultiralo povećanim brojem neplaniranih prekida napajanja, uključujući one uzrokovane višom silom, što je posebno vidljivo u pokazatelju SAIDI. Neplanirani prekidi uzrokovani kvarovima na opremi i građevinskim radovima trećih strana također su doprinijeli ovom trendu.

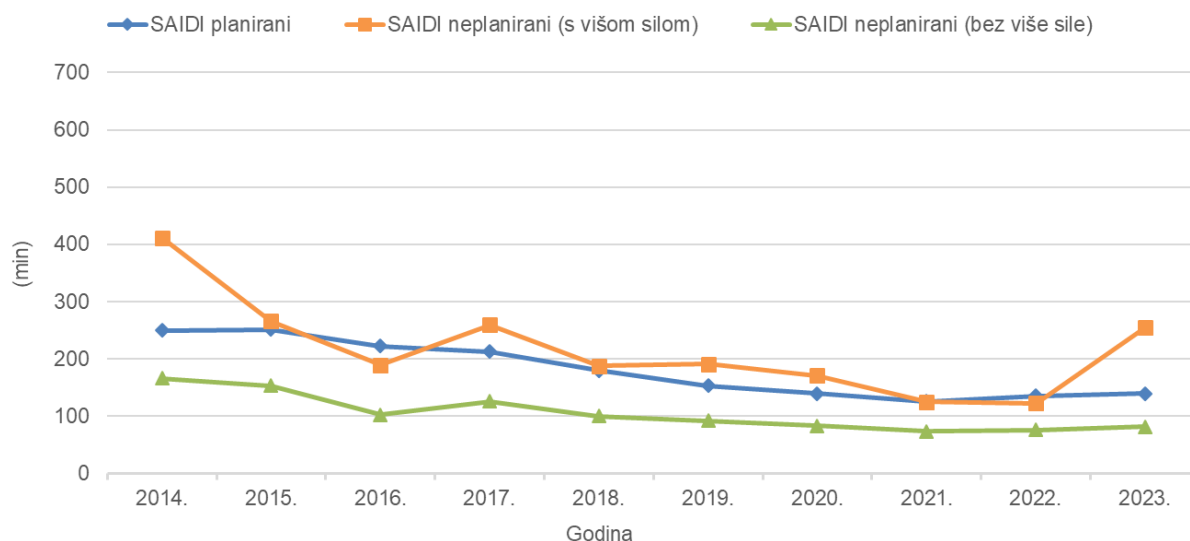
Kontinuiranim ulaganjem u elektroenergetska postrojenja, mrežu i sustave automatizacije, poboljšani su pokazatelji pouzdanosti napajanja električnom energijom, unatoč izazovnim vremenskim prilikama. Ukupan broj neplaniranih prekida i dalje ostaje nizak, posebno u usporedbi s prethodnim godinama (period prije tri i više godina).

Posebna pozornost posvećuje se organizaciji i koordinaciji radova te unaprjeđenju programske podrške za praćenje pouzdanosti napajanja (DISPO aplikacija). Odstupanja od trenda su stohastičke prirode i moguća su u godinama izrazito nepovoljnih vremenskih prilika, te u godinama s većim brojem kvarova na dotrajalosti opreme.

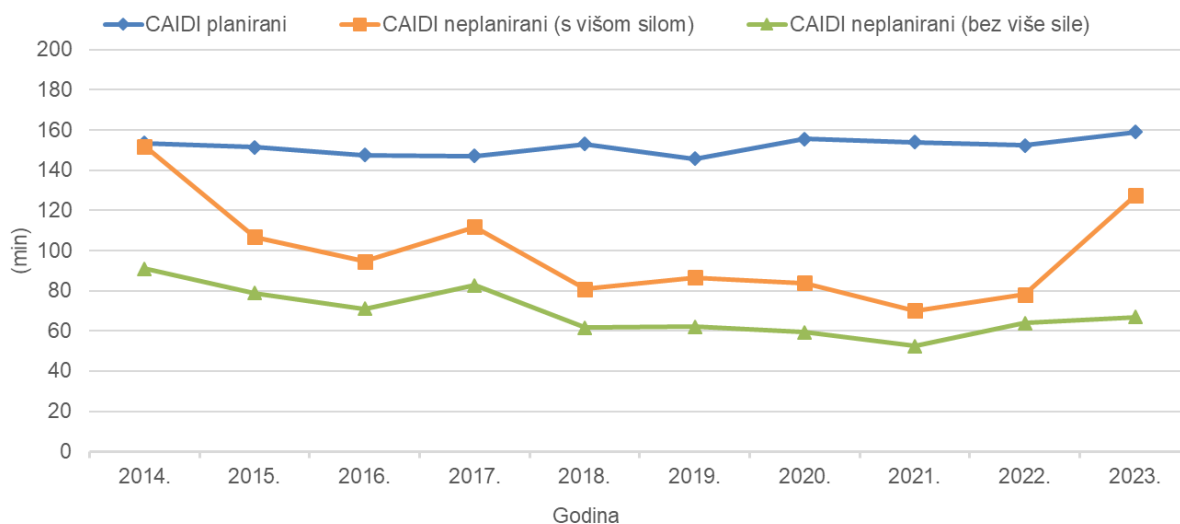
Opisani pokazatelji pouzdanosti promatrani na manjem dijelu distribucijske mreže (npr. srednjonaponski izvod) predstavljaju važan kriterij za planiranje razvoja distribucijske mreže i prioritiziranje potrebnih ulaganja.



Slika 4-4 Prosječan broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2014. – 2023.



Slika 4-5 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2014. – 2023.



Slika 4-6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2014. – 2023.

4.4. Distribuirani izvori

4.4.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a

U posljednjih desetak godina intenzivirano je priključenje elektrana na distribucijsku mrežu. Tijekom 2024 godine nastavio se trend porasta priključenja elektrana na distribucijsku mrežu, posebno malih sunčanih elektrana za koje je pojednostavljena procedura priključenja, a koje se grade kao jednostavne građevine. Među njima najveći je broj kupaca s vlastitom proizvodnjom, koji viškove proizvedene

električne energije isporučuju u mrežu. Također, primjetno je povećanje broja priključenja većih elektrana na SN.

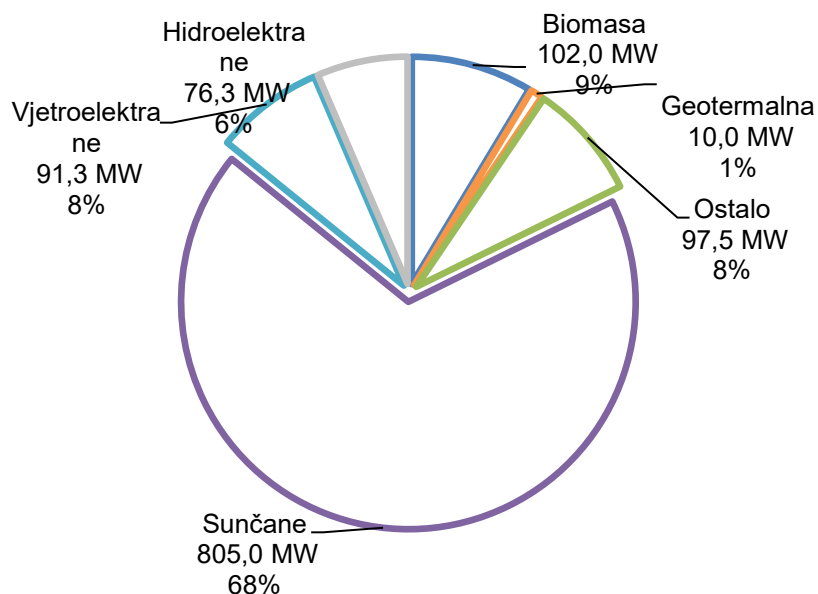
Tablica 4-2 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)

Vrsta elektrane	NN		SN		Ukupno		Prosječna priključna snaga elektrane (kW)
	Broj	Priključna snaga (kW)	Broj	Priključna snaga (kW)	Broj	Priključna snaga (kW)	
Sunčane	25.783	466.748	474	338.204	26.257	804.952	30
Vjetroelektrane			9	91.250	9	91.250	10.148
Biomasa	10	4.334	36	97.648	46	101.982	2.217
Hidroelektrane	18	3.281	28	73.022	46	76.303	1.658
Geotermalna			1	10.000	1	10.000	10.000
Ostalo	14	3.789	62	93.683	76	97.472	1.282
Ukupno	25.825	478.152	610	703.807	26.435	1.181.959	44

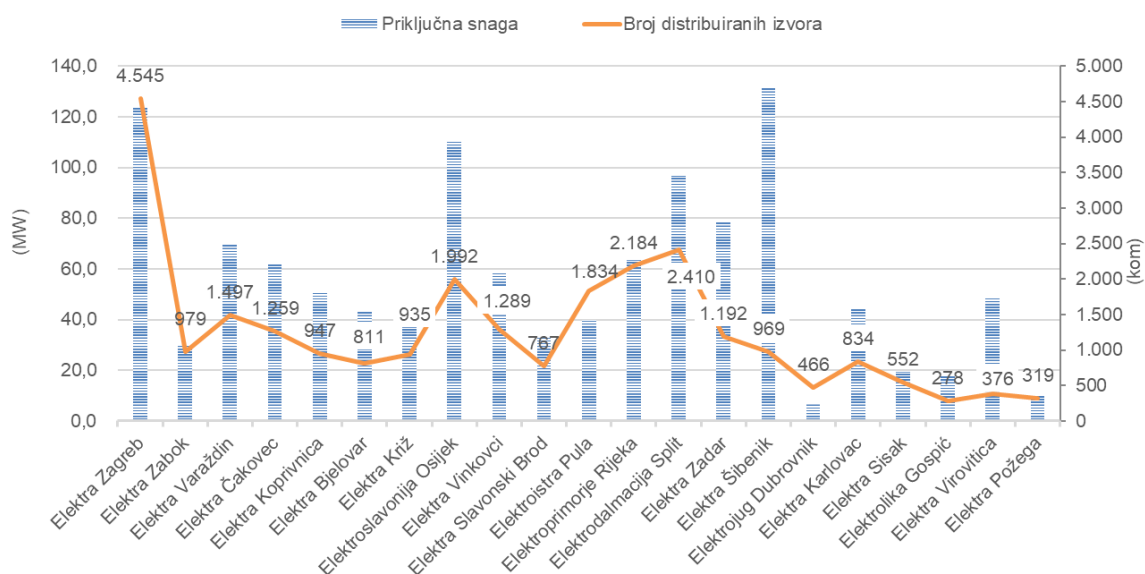
Napomena: uključene su i elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. koje su priključene na distribucijsku mrežu.

Sunčane elektrane priključene na niskonaponsku mrežu prema broju su najzastupljeniji tip izvora na mreži HEP ODS-a (98%), dok priključnom snagom sudjeluju sa samo 39% od ukupno priključenih izvora na niskonaponsku i srednionaponsku mrežu.

Zaključno s 31.12.2024. godine na mreži HEP ODS-a ukupna snaga priključenih 26.257 distribuiranih izvora iznosi 1.181.959 MW, od čega je bilo ukupno 20.063 proizvođača u statusu korisnika postrojenja za samoopskrbu ukupne priključne snage 154.916 kW.



Slika 4-7 Priključna snaga po vrstama elektrana priključenih na distribucijsku mrežu



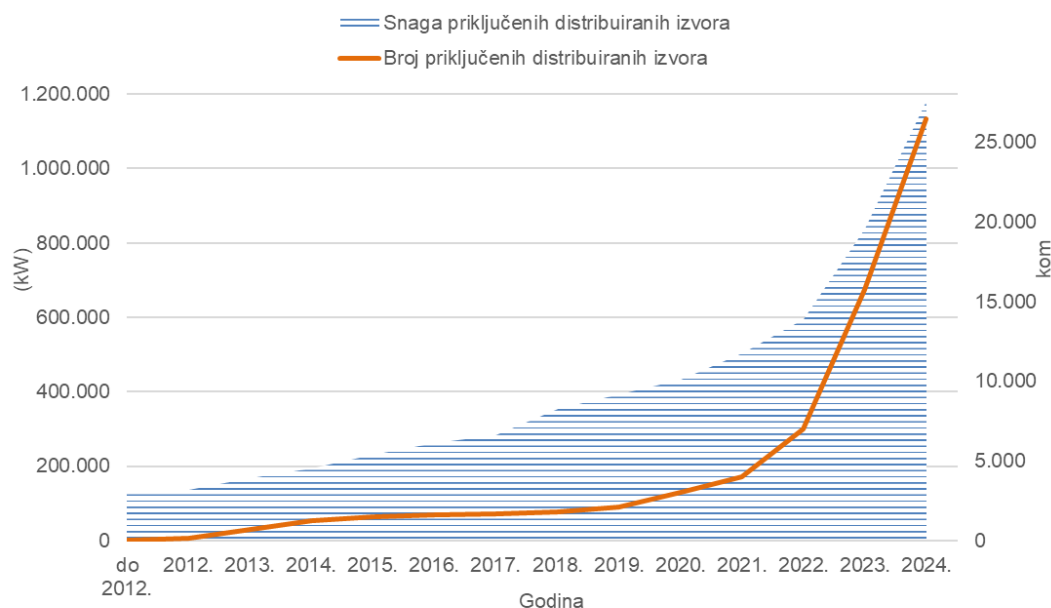
Slika 4-8 Priključna snaga i broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima

Tablica 4-3 Broj priključenih izvora i priključna snaga u razdoblju od 2012. do kraja 2024. godine

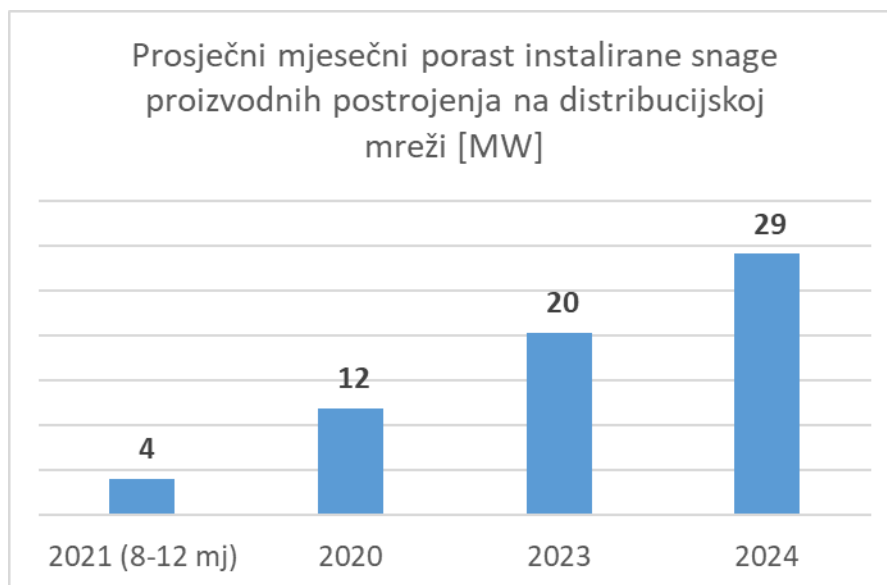
Godina	Priključeni izvori	
	Broj	Priključna snaga (kW)
do 2012.	47	126.193
2012.	86	9.545
2013.	558	33.200
2014.	565	24.933
2015.	251	37.931
2016.	90	30.009
2017.	88	22.300
2018.	142	69.872
2019.	270	39.584
2020.	929	38.068
2021.	980	71.868
2022.	2.999	90.202
2023.	8.743	245.778
2024.	10.687	342.477
Ukupno	26.435	1.181.959

U razdoblju od 2019. do danas primjećuje se znatan porast priključenih distribuiranih izvora, dok priključna snaga istih ne prati rast.

Od ukupno 26.435 priključenih distribuiranih izvora, u 2024. godini se priključili 10.687 ili 40% ukupnog broja što predstavlja znatan porast trenda priključenja izvora na distribucijsku mrežu.



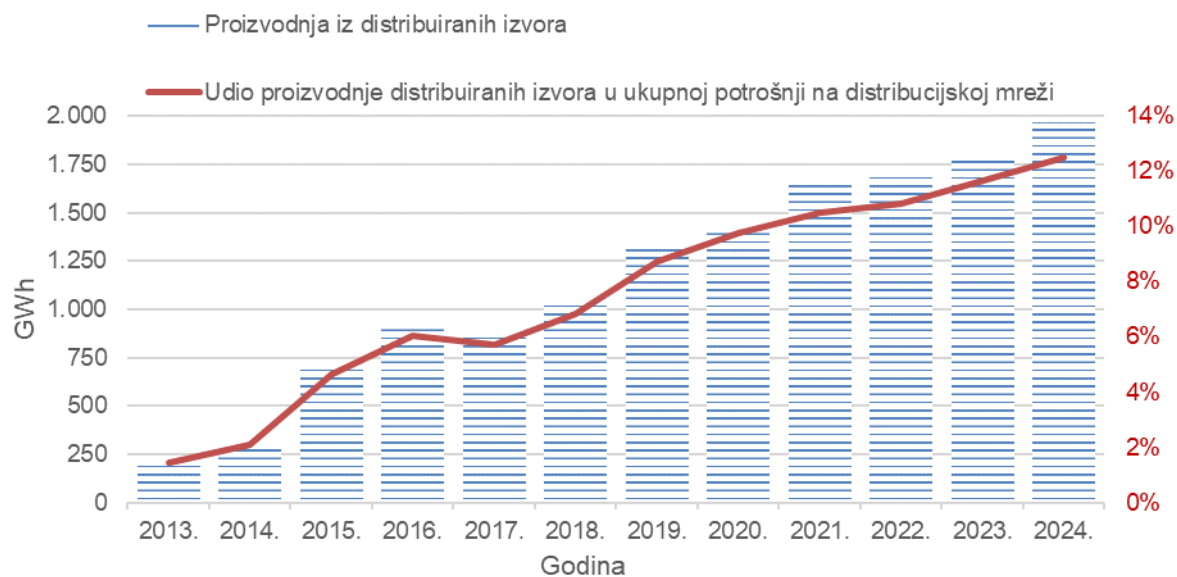
Slika 4-9 Porast broja i snage priključenih distribuiranih izvora u razdoblju od 2012. do kraja 2024. godine



Slika 4-10 Trend porasta instalirane snage priključenih distribuiranih izvora

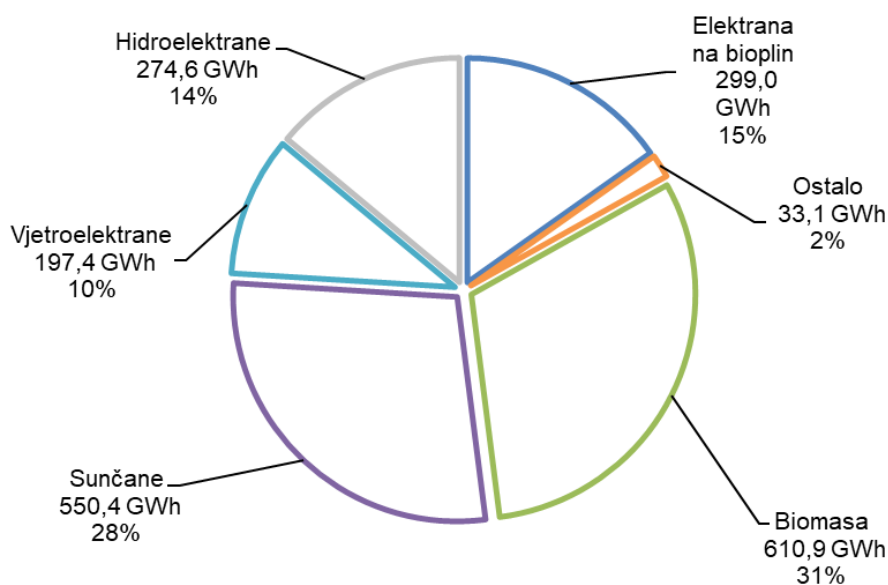
4.4.2. Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a

Ukupno predana električna energija u distribucijsku mrežu iz elektrana (uključujući elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. priključene na distribucijsku mrežu) u 2024. godine iznosi 1.965,42 GWh, što je oko 12 % ukupne potrošnje električne energije kupaca na distribucijskoj mreži u 2024. godini.



Slika 4-11 Godišnja proizvodnja električne energije iz distribuiranih izvora

Najveći udio proizvodnje na distribucijskoj mreži čini proizvodnja iz elektrana na biomasu sa 31 %. U mreži HEP ODS-a brojem najzastupljenije sunčane elektrane u godišnjoj proizvodnji distribuiranih izvora sudjeluju sa 28 %. Od ostalih elektrana po udjelima u proizvodnji slijede bioplin (15 %), hidroelektrane (14 %), vjetroelektrane (10 %), te ostale elektrane (2 %).



Slika 4-12 Godišnja proizvodnja električne energije iz distribuiranih izvora po vrstama elektrana

4.4.3. Distribuirani izvori i zagušenja distribucijske mreže na razini TS 110/x kV

Kao što je prethodno obrazloženo u razdoblju od 2019. do danas primjećuje se znatan porast priključenih distribuiranih izvora. Od ukupno 26.435 priključenih distribuiranih izvora, u 2024. godini je priključeno 10.687 elektrana ukupne snage 342,7 MW, što predstavlja 40% ukupnog broja i 29 % ukupne snage priključenih elektrana.

HEP- Operator distribucijskog sustava d.o.o. u skladu sa stavkom 7. članka 12. Zakona o tržištu električne energije (NN 111/ 2021) jednom godišnje javno objavljuje informacije o mogućnostima priključenja za smjer predaje električne energije u mrežu.

Posljednje objavljen dokument iz listopada 2024.godine, dostupnom na stranicama HEP ODS.a: <https://www.hep.hr/ods/pristup-mrezi/informacije-o-mogućnosti-priključenja-proizvodjaca/742>,

"Informacije o mogućnostima priključenja proizvodnih postrojenja na distribucijsku mrežu u nadležnosti HEP-Operatora distribucijskog sustava d.o.o." pruža detaljne informacije o mogućnostima priključenja proizvodnih postrojenja na distribucijsku mrežu HEP ODS-a.

Ključne informacije uključuju:

- Procijenjene iznose prihvata nove priključne snage u smjeru predaje u mrežu po svim pojnim transformatorskim stanicama VN/SN.
- Kategorije raspona iznosa prihvata nove priključne snage u smjeru predaje u mrežu, s objašnjenjima raspona ((od "Nema mogućnosti prihvata" do ">20 MW")):
 - / - nema slobodnog kapaciteta
 - A - Slobodni kapacitet <5MW
 - B - Slobodni kapacitet <10MW
 - C - Slobodni kapacitet <15 MW
 - D - Slobodni Kapacitet >20 MW
- Podatke o ukupnoj priključnoj snazi u smjeru predaje u mrežu za postupke u tijeku koji nemaju sklopljen ugovor o priključenju.
- Tablični prikaz podataka o transformatorskim stanicama, uključujući instaliranu snagu transformacije, distribucijsko područje, ukupnu priključnu snagu i kategoriju iznosa prihvata nove priključne snage.

Tablica 4-4 TS 110/x kV - Mogućnost priključenja distribuiranih izvora uz zadovoljenje n-1 kriterija

TS 110/x kV - Mogućnost priključenja DI uz zadovoljenje n-1 kriterija								
Broj transformatorskih stanica	Ugrađena snaga transformacije	Priključna snaga postojećih korisnika mreže		Priključna snaga korisnika mreže u postupku priključenja		Priključna snaga korisnika mreže priključenih i u postupku obrade priključenja	Preostala procijenjena priključna snaga za prihvata novog korisnika mreže	Broj TS s mogućnosti priključenja uz zadovoljenje n-1 kriterija
		Na niskom naponu	Na srednjem naponu	Na niskom naponu	Na srednjem naponu	Na srednjem naponu	Na srednjem naponu	
[kom]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[kom]
148	9.678	493	713	388	2.132	2.845	3.708	118
			1.207		2.520			

Dokument je strukturiran tako da pruža uvid u tehničke uvjete i mogućnosti priključenja na distribucijsku mrežu, uz napomene o ažurnosti podataka i važnosti provedbe analize kroz Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja na mrežu.

U Tablici 4.4 su dati podaci o transformatorskim stanicama TS 110/x kV, instaliranoj snazi transformacije i mogućnost priključenja distribuiranih izvora uz zadovoljenje n-1 kriterija.

Prema podacima vidljivo je slijedeće:

- **Ukupna instalirana snaga transformacije: 9.678 MW**
- Snaga priključenih izvora:
 - Niski napon: 493 MW
 - Srednji napon: 713 MW
 - **Ukupno: 1.206 MW (493 MW + 713 MW)**
- Snaga izvora u postupku priključenja:
 - Niski napon: 388 MW
 - Srednji napon: 2.132 MW
 - **Ukupno: 2.520 MW (388 MW + 2.132 MW)**
- Ukupna snaga priključenih i u postupku priključenja izvora:
 - **3.726 MW (1.206 MW + 2.520 MW)**

Preostala snaga za priključenje novih izvora: 3.706 MW

Analiza iskorištenosti postojeće transformacije:

Iskorištenost: $(3.726 \text{ MW} / 9.678 \text{ MW}) * 100\% = 38.49\%$

Neiskorištenost: $(3.706 \text{ MW} / 9.678 \text{ MW}) * 100\% = 38,29\%$

Slijedom navedenog možemo zaključiti da je trenutno je iskorišteno približno 38.49% ukupne instalirane snage transformacije, odnosno preostalo je oko 38.29% snage za priključenje novih izvora.

Važno je uzeti u obzir da su ovi izračuni su okvirni i ne uzimaju u obzir faktore poput vršnih opterećenja, sezonskih varijacija i specifičnih zahtjeva distribuiranih izvora.

Za precizniju analizu potrebno je uzeti u obzir detaljnije podatke o mreži i profilima opterećenja.

U Tablici 4.5 dat je popis transformatorskih stanica TS 110/x kV s nemogućnosti priključenja novih distribuiranih izvora uz zadovoljenje n-1 kriterija. Od ukupno trideset transformatorskih stanica njih 6 nema mogućnosti proširenja. Za rješavanje zagušenja biti će nužna izgradnja nove transformatorske stanice

Trenutno je iskorišteno približno 38.49% ukupne instalirane snage transformacije.

Preostalo je oko 38.29% snage za priključenje novih izvora.

Tablica 4-5 TS 110/x kV s nemogućnosti priključenja novih distribuiranih izvora uz zadovoljenje n-1 kriterija

TS 110/x kV s nemogućnosti priključenja DI uz zadovoljenje n-1 kriterija								
Transformatorskih stanica	Ugrađena snaga transformacije	Priključna snaga postojećih korisnika mreže		Priključna snaga korisnika mreže u postupku priključenja		Priključna snaga korisnika mreže priključenih i u postupku priključenja	Broj TS s Mogućnosti povećanja transformacije	Broj TS s nemogućnosti povećanja transformacije
		Na niskom naponu	Na srednjem naponu	Na niskom naponu	Na srednjem naponu	Na srednjem naponu		
[Naziv]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[kom]	[kom]
TS 110/35kV 4TS 117 JERTOVEC	20	5,8	7,0	7,6	21,2	28,2		
TS 110/35/20/10kV T02 ZABOK	80	10,4	1,6	5,9	57,1	58,7		
TS 110/20/10kV IVANEC	40	8,2	8,9	8,3	17,4	26,3		
TS 110/35/10kV PRELOG (T04)	62	7,7	14,6	4,7	28,0	42,5		
TS 110/35kV KOPRIVNICA 110	80	9,0	5,1	4,1	58,8	63,8		
TS 110/35kV VIRJE	40	6,2	16,0	4,0	20,9	36,9		
TS 110/35kV DARUVAR	40	6,0	8,4	4,2	42,6	51,0		
TS 110/35kV IVANIČ	80	5,2	9,6	7,2	74,2	83,9		
TS 110/35kV MEĐURIČ	71,5	5,9	8,1	3,6	53,7	61,8		
TS 110/20/10kV KUTINA	20	0,6	0,8	0,2	27,4	28,2		
TS 110/35/10kV BELI MANASTIR	60	11,1	4,9	5,5	25,9	30,8		
TS 110/35/10kV VALPOVO 2	40	5,5	12,0	3,0	29,1	41,2		
TS 110/35kV OSIJEK 1	80	7,4	6,1	9,0	47,2	53,3		
TS 110/35/20/10kV NAŠICE	80	8,0	5,7	8,8	64,5	70,2		
TS 110/35/20kV NIJEMCI	40	3,7	3,3	3,6	46,0	49,3		
TS 110/35/10kV ŽUPANJA 2	80	4,8	25,7	6,5	36,8	62,5		
TS 110/35kV NOVA GRADIŠKA	60	5,3	5,8	3,9	44,4	50,2		
TS 110/35/20/10kV SLAVONSKI BROD 2-BJE	40	2,1	1,3	1,2	69,1	70,5		
TS 110/20kV DUNAT	40	3,0	0,1	0,8	26,2	26,3		
TS 110/35kV VINODOL	40	1,0	0,0	0,8	30,0	30,0		
TS 110/35kV KRALJEVAC	16	0,6	14,9	0,8	17,8	32,7		
TS 110/35 kV HE PERUČA	10	0,4	8,9	1,4	20,6	29,5		
TS 110/35kV OBROVAC	40	0,6	22,3	0,5	15,9	38,2		
TS 110/10kV PAG	36	0,8	6,4	0,3	15,2	21,6		
TS 110/35/10kV DRNIŠ	36	2,2	9,9	0,7	20,4	30,2		
TS 110/35kV KNIN	80	1,2	64,9	0,4	17,7	82,6		
TS 110/35/10kV ŠVARČA	62	3,0	5,2	2,0	48,9	54,0		
TS 110/20kV GLINA	40	1,5	6,0	1,1	23,4	29,3		
TS 110/20kV NOVALJA	40	0,6	0,0	0,6	27,2	27,2		
TS 110/35/10kV SLATINA II	60	5,8	21,2	4,4	18,3	39,5		
30	1.513,5	133	305	105	1.046	1.350	24	6
			438		1.151			



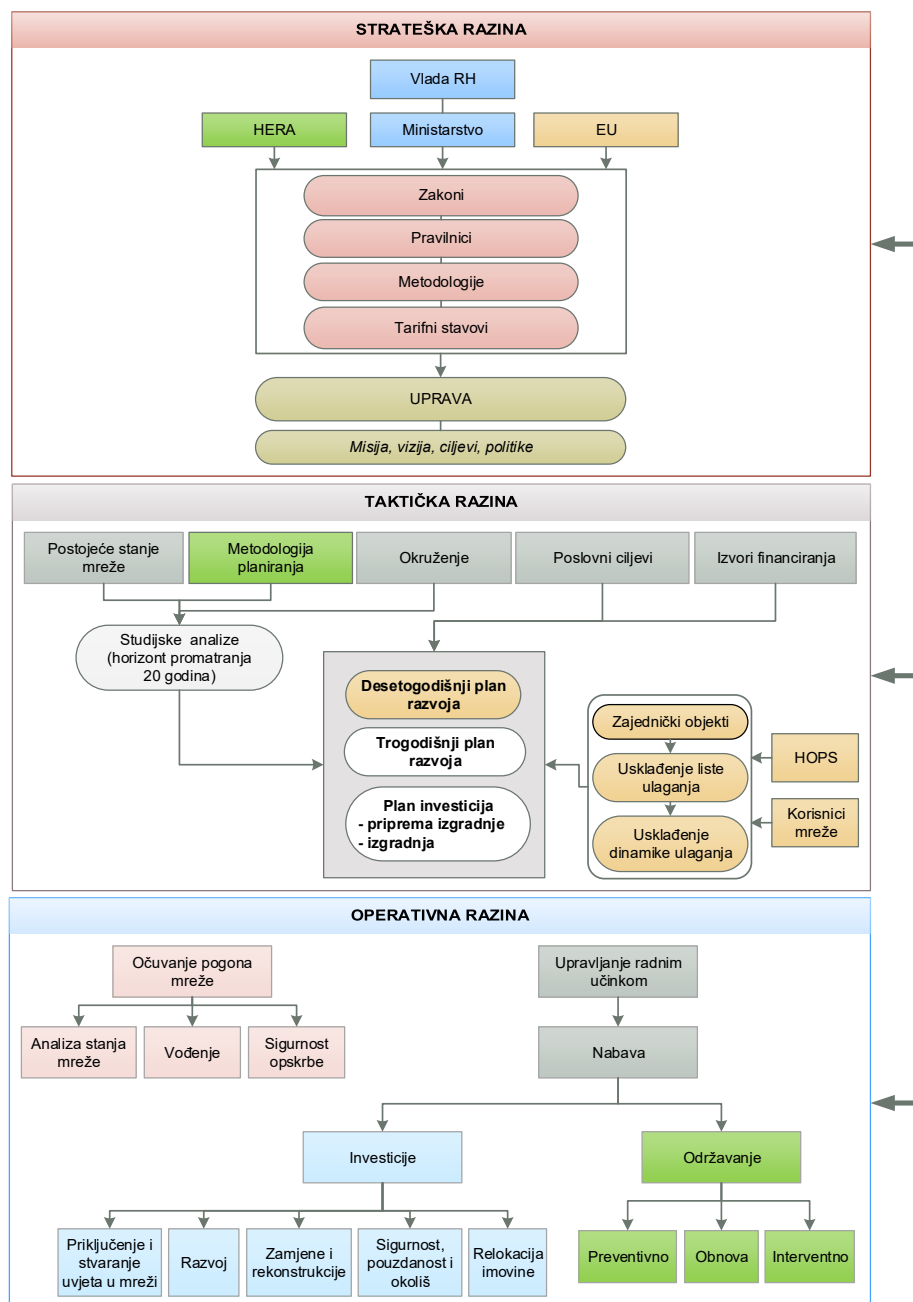
5. Planovi razvoja distribucijske mreže

5.1. Proces planiranja i izrade planova razvoja	79
5.2. Podloge za izradu planova razvoja.....	80
5.2.1. Informatička podrška izradi planova	80
5.2.2. Studije razvoja distribucijske mreže.....	81
5.2.3. Unaprjeđenje procesa planiranja	82
5.3. Implementacija usluga fleksibilnosti	83
5.3.1. Uvod.....	83
5.3.2. Zakonsko okruženje i implementacija usluga fleksibilnosti u Republici Hrvatskoj.....	84
5.3.3. Dosadašnje aktivnosti HEP ODS-a u pripremi implementacije usluga fleksibilnosti u Republici Hrvatskoj	85
5.3.4. Plan implementacije Aktivnosti HEP ODS-a Zakonsko okruženje i implementacija usluga fleksibilnosti u Republici Hrvatskoj.....	87

5. Planovi razvoja distribucijske mreže

5.1. Proces planiranja i izrade planova razvoja

Na strateškoj razini, djelatnost ODS-a, a time i budući razvoj distribucijske mreže, uređena je i regulirana zakonima i pravilnicima te strategijom i ciljevima tvrtke. U pripremnoj fazi, planiranje razvoja mora odražavati postojeće stanje mreže i događanja u okruženju, uvažavati poslovne ciljeve i metodologiju planiranja i u isto vrijeme biti koordinirano s aktivnostima korisnika i operatora prijenosne mreže.



Slika 5-1 Proces planiranja razvoja i investicija

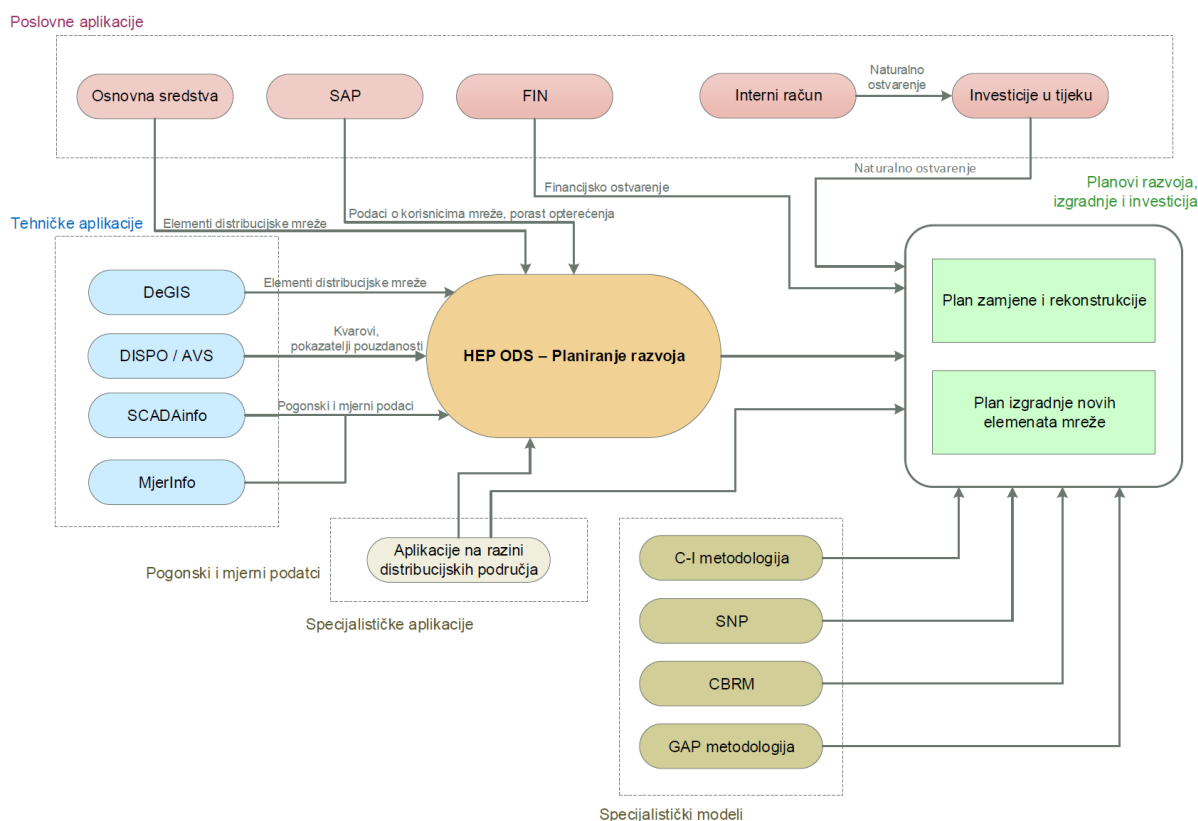
Dugoročno planiranje razvoja provodi se u studijskim analizama srednjonaponske distribucijske mreže. Studije razvoja su jedna od podloga za desetogodišnji plan razvoja u kojem se detaljno iskazuju investicije u početnom trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju. Aktivnosti planiranja su kontinuirane i obuhvaćaju praćenje provedbe usvojenih planova i praćenje učinka plana na smanjenje sigurnost i pouzdanost pogona elektrodistribucijske mreže.

5.2. Podloge za izradu planova razvoja

Izrada planova razvoja za složenu djelatnost operatora distribucijskog sustava zahtjeva obradu i sažimanje ogromne količine ulaznih podataka. Temeljne podloge za izradu planova su podaci o stanju mreže, korisnicima mreže i pogonu te izrađene studije razvoja mreže i drugi studijski radovi.

5.2.1. Informatička podrška izradi planova

Za planiranje razvoja koriste se podaci iz tehničkih aplikacija (elementi mreže, kvarovi, pogonski podaci) te iz poslovnih (priklučenje i povećanje priključne snage kupaca i proizvođača, financijsko i prirodno ostvarenje ulaganja) i drugih specijalističkih aplikacija.



Slika 5-2 Informatička podrška procesu planiranja

Iako aplikacija za sada nije sustavno povezana s ostalim aplikacijama korištenim u HEP ODS-u, podaci iz ostalih aplikacija su podloga za unos u HEP ODS – Planiranje razvoja ili se na osnovi podataka iz ostalih sustava donose zaključci (prognoze, planovi) u ovoj aplikaciji.

Pored specijalističkih aplikacija, a za učinkovitu analizu imovine i učinkovito planiranje, važna je i informatička podrška u obliku posebnih tabličnih modela za obradu velike količine podataka iz različitih izvora i usporedbu velikog broja rezultata analiza pojedinačne imovine npr. za analizu stanja imovine i potreba za zamjenom ili obnovom (ulaganja) kao što su modeli izrađeni po metodologijama C-I, CBRM i SNP. Takvi tablični modeli predstavljaju kvalitetnu podlogu za detaljno definiranje tog poslovnog procesa odnosno osiguravaju kasniji znatno jednostavniji razvoj i implementaciju specijalističkih aplikacija za istu svrhu.

U idućem razdoblju jedan od važnih poslovnih ciljeva je integracija postojećih aplikacija i razvoj sučelja i drugih funkcionalnosti kojima bi se omogućio jednostavan i brz pristup podacima među važnim aplikacijama (DISPO, GIS, SCADA, Planiranje razvoja). Navedenim iskorakom omogućila bi se veća učinkovitost u planiranju i brže donošenje kvalitetnih poslovnih odluka.

5.2.2. Studije razvoja distribucijske mreže

Rezultat studija je pregled potreba, vremenske dinamike i očekivanih troškova izgradnje novih i rekonstrukcije postojećih elemenata mreže, uz pokazatelje na temelju kojih se pokreću ili odgađaju ulaganja (npr. dostignuto određeno opterećenje, priključak određenog većeg potrošača...).

Studije razvoja distribucijske mreže za razdoblje idućih 20 godina temeljni su dokument dugoročnog razvoja mreže distribucijskih područja.

Ujednačenost sadržaja, dubine razrade, horizonta planiranja i periodičnosti izrade studija razvoja nužni su za učinkovito dugoročno planiranje razvoja distribucijske mreže na čitavom području RH. Ujednačenost je ostvarena jedinstvenim studijskim zadatkom i središnjom koordinacijom izrade studija. Prvi ciklus od 26 studija razvoja proveden je u razdoblju od 2009. do 2021. godine, čime je dugoročni razvoj čitave distribucijske mreže Hrvatske ujednačeno studijski i planerski sagledan.

Osim postupnog unapređenja samih studija dugoročnog razvoja kroz prvi ciklus, provedeno je nekoliko sustavnih studija za unaprjeđenje postupka planiranja. Na temelju tako razvijenih metodologija i modela te iskustava proizašlih kroz rad na prvom ciklusu studija razvoja distribucijskih mreža, HEP ODS je proveo studiju „Implementacija novih metodologija u studije dugoročnog razvoja distribucijske mreže“ [42].

U studijskom radu detaljno je sagledan sadržaj svih 26 studija razvoja mreže iz prvog ciklusa te uspoređen s primjerima dobre prakse studija razvoja distribucijskih mreža europskih zemalja. Ova analiza, zajedno sa zaključcima i novo razvijenim modelima i metodologijama, rezultirala je prijedlogom sadržaja studijskog zadatka za drugi ciklus studija razvoja mreže.

Prijedlog novog studijskog zadatka stavlja nove izazove pred HEP ODS kao naručitelja i buduće izrađivače studija:

Aplikacija HEP ODS – Planiranje razvoja je središnje mjesto prikupljanja i obrade podataka za potrebe izrade višegodišnjih planova razvoja.

- Detaljnija priprema ulaznih podataka i podloga kod naručitelja
- Znatno širi opseg analiza kod izvođača.

Kako bi se ispitala provedivost novog studijskog zadatka i utvrdila eventualno nužna pojednostavljenja za prve studije novog ciklusa, HEP ODS će prije pokretanja drugog ciklusa studija provesti pilot studiju na primjeru distribucijske mreže Elektre Čakovec.

U početnom dijelu razdoblja 10 g plana pažnja i resursi HEP-ODS-a usmjeriti će se na pokretanje i provedbu drugog ciklusa studija razvoja distribucijske mreže po distribucijskim područjima.

5.2.3. Unaprjeđenje procesa planiranja

Izazovi s kojima su suočeni moderni operatori distribucijskog sustava, te potreba jačanja funkcije upravljanja imovinom, u idućem će razdoblju biti dodatni izazov za učinkovito planiranje i izradu planova razvoja. Da bi se i u okruženju očekivanih promjena nastavilo unaprjeđenje procesa planiranja, HEP ODS kontinuirano provodi detaljnije studijske razrade i aktivnosti na široj implementaciji do sada izrađenih metodologija i modela.

U cilju unaprjeđenja procesa planiranja u 2024. godini završene su sljedeće studije:

- Tehno-ekonomska analiza opravdanosti investicijskih zahvata na sučelju prijenosne i distribucijske mreže – nove transformatorske stanice VN/SN

Studija se usredotočila na definiranje i opis metodologije te primjere analize troškova i koristi provedenih radi ocjene opravdanosti izgradnje novih TS VN/SN.

Razrađena metodologija se temelji na provedbe analiza troškova i koristi ulaganja, kao i na upravljanju rizicima na temelju stanja imovine te je omogućila je vrednovanje i utvrđivanje najpovoljnije varijante tehničkog mrežnog rješenja uzimajući u obzir ukupne investicijske troškove izgradnje, ostale relevantne troškove te mogućnost fazne realizacije i odlaganja početka izgradnje angažiranjem usluga fleksibilnosti.

Metodologijom su uzeti u obzir sve važne tehničke i ekonomske značajke izgradnje novih objekata iz perspektive tehničkih prilika i ekonomskih pokazatelja u prijenosnoj mreži te tehničkih prilika i ekonomskih pokazatelja u distribucijskoj mreži.

Po novoj metodologiji u sklopu studije provedena je analiza o optimalnom smjeru ulaganja u transformaciju 110/SN na području Elektro Čakovec.

- Pristup alternativama pojačanja distribucijske mreže u desetogodišnjim planovima razvoja

Potreba za provedbom istraživanja proizašla je iz novog Zakona o tržištu električne energije (čl. 75) [1] kojim se operator distribucijskog sustava potiče na upotrebu usluga fleksibilnosti u cilju povećanja učinkovitosti rada, razvoja distribucijskog sustava i promoviranja upotrebe mjera energetske učinkovitosti.

U okviru istraživanja provedene su sljedeće aktivnosti:

- Proučene su prakse primjene usluga fleksibilnosti za upravljanje kapacitetom mreže u EU zemljama
- Analizirane su mogućnosti i načini osiguranja fleksibilnosti za potrebe upravljanja kapacitetom mreže u Republici Hrvatskoj

Proučeni su sadržaji desetogodišnjih planova razvoja HEP ODS-a te predložene dodatne analize i pristup prikazu potreba za primjenom usluga fleksibilnosti, upravljanja potrošnjom, skladištenja energije i mjera energetske učinkovitosti s ciljem smanjenja ili odgode potrebe za pojačanjem u distribucijskoj mreži u desetogodišnjim planovima razvoja mreže.

- Utjecaj elektrifikacije prometa na razvoj distribucijske mreže HEP ODS-a na primjeru mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula

Rezultati pokazuju da će biti potrebne investicije u nove TS 110/x i 35/x na koje će biti potrebno prespojiti određene dijelove mreže, da će transformatori u TS 10(20)/0,4 kV morati biti zamijenjeni, a u nekim dijelovima mreže, biti će potrebna izgradnja novih TS SN/NN s obzirom na to da postojeće tipske snage transformatora ne mogu zadovoljiti snagu koja se javlja u mreži.

Osim u nove transformatorske stanice i u zamjenu transformatora, u dvadesetogodišnjem razdoblju potrebno je investirati u nove i u zamjenu postojećih SN vodova i kabela s obzirom na to da njihova prijenosna moć ne odgovara budućem strujnom opterećenju kojemu će biti izloženi.

Iako utjecaj elektrifikacije prometa neće direktno utjecati na metode planiranja razvoja mreže, utjecat će na porast baznog opterećenja, tj. na iznos novog vršnog opterećenja za koje se mreža dimenzionira i za koje se predlažu investicije u nove elemente mreže.

Rezultati analize pokazuju da će porast opterećenja dovesti do potrebe za više ciklusa investicija, tj., potrebne investicije na istom dijelu mreže opetovano će se odrađivati u različitim godinama.

Detaljniji osvrt na elektrifikaciju prometa dan je u poglavlju 5.4.

Nastavno na izrađene studije HEP-ODS će usmjeriti dodatne napore u cilju unaprjeđenja procesa planiranja te će se u narednom razdoblju usmjeriti na sljedeće aktivnosti:

- Donošenje plana uvođenja fleksibilnosti.
- Utvrđivanje regulatornog okvira i pripreme pilot projekata
- Propisivanje kriterija za „pogonska ograničenja“ do stvaranja uvjeta u mreži.

5.3. Implementacija usluga fleksibilnosti

5.3.1. Uvod

Tradicionalni deterministički pristup planiranju razvoja elektroenergetskog sustava, temeljen na pojačanju mreže radi osiguranja pouzdanosti i zadovoljenja potreba korisnika, često rezultira predimenzioniranjem kapaciteta i značajnim investicijama za rješavanje rijetkih ekstremnih uvjeta. Stoga se nameće potreba za razmatranjem alternativnih, troškovno učinkovitijih rješenja, s naglaskom na aktivaciju fleksibilnosti koju posjeduju korisnici distribucijskog sustava.

Različiti stupnjevi fleksibilnosti potrošnje, proizvodnje i skladištenja električne energije kod korisnika predstavljaju značajan potencijal za podršku operatoru distribucijskog sustava u održavanju stabilnog i sigurnog rada mreže. Regulatorni okviri na razini Europske unije i Republike Hrvatske prepoznaju ovu priliku te omogućuju operatorima distribucijskih sustava nabavu usluga fleksibilnosti od distribuiranih izvora, upravljanja potrošnjom i skladišta energije, uz promicanje mjera energetske učinkovitosti. Cilj je da se ovim uslugama, na ekonomski opravdan način, smanji potreba za kapitalno intenzivnim proširenjima mreže.

Operator distribucijskog sustava ima ključnu ulogu u nabavi ovih usluga, prvenstveno usluga upravljanja zagušenjima i nefrekvencijskih pomoćnih usluga. Ovaj proces zahtijeva visoku razinu osmotrivosti i upravljivosti sustava te intenzivnu razmjenu informacija s operatorom prijenosnog sustava i pružateljima usluga. Pružene usluge fleksibilnosti moraju biti adekvatno financijski vrednovane, a operatoru distribucijskog sustava trebaju se nadoknaditi opravdani troškovi povezani s njihovom nabavom, uključujući ulaganja u potrebne informacijske i komunikacijske tehnologije te infrastrukturu.

Planiranje nabave usluga fleksibilnosti integrira se u proces izrade planova razvoja mreže, osiguravajući transparentnost potrebnih srednjoročnih i dugoročnih usluga. Ovi planovi, s fokusom na glavnu

distribucijsku infrastrukturu potrebnu za priključenje novih korisnika i proizvodnih kapaciteta, također obuhvaćaju analizu potencijala upravljanja potrošnjom, energetske učinkovitosti i skladištenja energije kao alternativa tradicionalnom proširenju mreže.

U ovom dijelu desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže će se detaljnije razmotriti implementaciju usluga fleksibilnosti u Republici Hrvatskoj, analizirajući regulatorni okvir, tehničke preduvjete, tržišne mehanizme te izazove i prilike za njihovu širu primjenu u cilju učinkovitijeg i održivijeg razvoja elektroenergetskog sustava.

5.3.2. Zakonsko okruženje i implementacija usluga fleksibilnosti u Republici Hrvatskoj

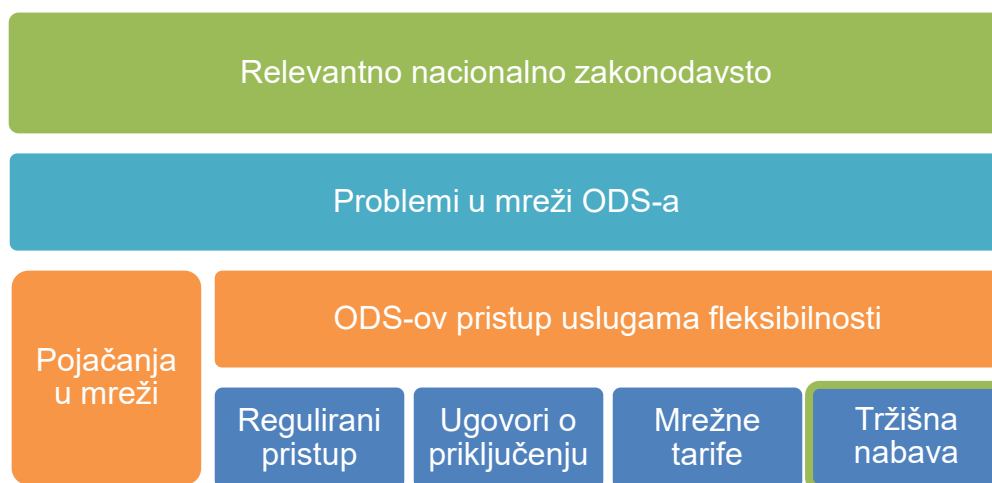
Zakon o tržištu električne energije [1] u članku 72., stavku 6. kaže da prilikom izrade desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže operator distribucijskog sustava razborito pretpostavlja razvoj proizvodnje i potrošnje električne energije u distribucijskom sustavu te je dužan definirati iznos godišnje energetske uštede u postotku od prosječne ukupne električne energije predane u distribucijskoj mreži u prethodne tri godine, uzeti u obzir upravljanje potrošnjom, distribuiranu proizvodnju, nova opterećenja, među ostalima, stanice za punjenje električnih vozila, energetska učinkovitost, upotrebu postrojenja za skladištenje energije, upotrebu usluga fleksibilnosti, redispečiranje ili druge resurse kojima se operator distribucijskog sustava služi kao alternativom pojačanju distribucijske mreže, a koji na troškovno učinkovit način mogu smanjiti ili odgoditi potrebu za pojačanjem distribucijske mreže.

Dodatno, Zakon o tržištu električne energije [1] u članku 75., stavku 1. obvezuje regulatornu agenciju da potiče operatora distribucijskog sustava na uporabu fleksibilnosti, uključujući sudjelovanje u upravljanju zagušenjima u distribucijskoj mreži u koordinaciji s operatorom prijenosnog sustava, a u cilju povećanja učinkovitosti rada, razvoja distribucijskog sustava i promoviranja upotrebe mjera energetske učinkovitosti. Regulatorna agencija na temelju analize koristi i troška utvrđuje (stavak 4.):

- Je li nabava usluga fleksibilnosti gospodarski učinkovita
- Smanjuje li nabava usluga fleksibilnosti potrebu dogradnje ili zamjene elektroenergetskog kapaciteta u distribucijskoj mreži
- Podupire li nabava usluga fleksibilnosti učinkovit i siguran rad distribucijskog sustava i
- Dovodi li nabava usluga fleksibilnosti do ozbiljnih poremećaja na tržištu ili do većih zagušenja u distribucijskoj mreži.

Operatoru distribucijskog sustava fleksibilnost može biti dostupna implicitno kroz dinamičke tarifne stavke ili preko jednog ili više eksplicitnih pristupa:

- Ugovorom o priključenju i ugovorom o korištenju mreže s mogućnošću ograničenja korištenja priključne snage
- Nabavom usluga fleksibilnosti na tržišnim načelima ili
- Nabavom usluga fleksibilnosti na regulirani način.



Slika 5-3 Pristup rješavanju neželjenih stanja u mreži prema CEER-u

Neki od izazova koji se mogu riješiti korištenjem usluga fleksibilnih korisnika navedeni su u nastavku:

- Upravljanje zagušenjem prvenstveno se odnosi u svrhu rasterećenje jedinica mreže radi sigurnosti pogona. Uglavnom se radi o privremenom rješavanju ograničenja na koje operator mora reagirati relativno brzo. Dugoročno rješenje je pojaćanje mreže, alternativa (upravljanje potrošnjom ili proizvodnjom) odgađa potrebu za pojaćanjem mreže i povezanim ulaganjima u infrastrukturu.
- Problemi s naponom - često se javljaju kada proizvodni moduli na nekom području imaju visok stupanj istodobnosti (npr. solarni fotonaponski sustavi) te proizvode značajnu količinu električne energije tijekom razdoblja male potrošnje u dijelu mreže ili kada iznadprosječno niske temperature diktiraju veću potrebnu snagu rada dizalica topline. U prvom slučaju, napon može porasti iznad, a u drugom pasti ispod propisane razine. Prilagodbom potrošnje ili proizvodnje te promjenom radne točke proizvodnog modula smanjuju se ti negativni utjecaji na mrežu. Ovim mehanizmom može se smanjiti potreba za dodatnim ulaganjima u mrežu ili spriječiti ograničenje proizvodnje (npr. aktiviranjem dodatnih tereta).
- Upravljanje kapacitetom mreže – usmjereno je na korištenje fleksibilnosti za optimizaciju pogonskih sposobnosti postrojenja i njihovog dispečiranja kako bi se smanjila vršna opterećenja, produljio vijek trajanja pojedinih komponenti, ravnomjernije raspodijelilo opterećenja itd. Dodatna prednost mogla bi biti smanjenje gubitaka električne energije u mreži.
- Kontrolirani otočni pogon – odnosi se na sprječavanje poremećaja u opskrbi električnom energijom u određenom dijelu mreže zbog kvara na spojnom vodu ili zbog kvara napojne mreže.
- Potpora redundanciji (N-1) – odnosi se na mjere koje pomažu u smanjenju učestalosti i trajanja prekida napajanja. Primjer je pružanje pomoćne snage (ili smanjenja opterećenja) u slučaju preopterećenja odnosno u slučaju aktivnosti održavanja mreže.

5.3.3. Dosadašnje aktivnosti HEP ODS-a u pripremi implementacije usluga fleksibilnosti u Republici Hrvatskoj

HEP ODS je u prethodnom razdoblju aktivno radio na pripremi tehničkog i legislativnog okvira koji bi omogućio korištenje usluga fleksibilnih korisnika za rješavanje uočenih zagušenja radne snage i poremećaja u pogonu uzrokovanih naponskim prilikama. Radi toga su izrađene dvije studije u kojima je dan prijedlog arhitekture sustava za nabavu i realizaciju usluga te prijedlog odgovarajućih pravila koja osiguravaju jedinstven, razvidan i nediskriminirajući pristup:

- Stručna i znanstvena potpora uvođenju upravljanja zagušenjima u distribucijskoj mreži u Republici Hrvatskoj – u kojoj su detaljno razrađeni koncepti reguliranog i tržišnog pristupa. Ugovori o priključenju s ograničenjem razmatrani su u dijelu koji obrađuje priključenje na mrežu te je zaključeno kako taj novi mehanizam operatoru daje učinkovito sredstvo za upravljanje zagušenjem te istovremeno otvara put prema tehničkim rješenjima koja se mogu implementirati radi pružanja usluge redispečiranja.
- Stručna i znanstvena potpora uvođenju nefrekvencijskih pomoćnih usluga za distribucijski sustav u Republici Hrvatskoj – s detaljno razmotrenim dvjema skupinama nefrekvencijskih pomoćnih usluga: nefrekvencijske pomoćne usluge regulacije napona, koje uključuju regulaciju napona jalovom i regulaciju napona djelatnom snagom te nefrekvencijske pomoćne usluge ponovne uspostave sustava, koje uključuju otočni pogon dijela distribucijske mreže i crni start postrojenja korisnika mreže. Okvir razrađen u ovoj studiji predstavlja podlogu za korištenje nefrekvencijskih pomoćnih usluga.
- U prvoj polovici 2024. godine HEP ODS je izradio prijedloge propisa: Pravila o nefrekvencijskim pomoćnim uslugama za distribucijski sustav i Pravila o upravljanju zagušenjima u distribucijskom sustavu, koji se u Republici Hrvatskoj donose po prvi puta. Za ove akte je sredinom 2024. godine provedeno savjetovanje sa zainteresiranom javnošću. Prijedlozi teksta obaju pravila dostavljeni su u 2024. godini na suglasnost HERA-i.
- Krajem 2024. godine je završena izrada studije Pristup alternativama pojačanja distribucijske mreže u desetogodišnjim planovima razvoja, u kojoj su obrađene slijedeća važna pitanja za implementaciju usluga fleksibilnosti z Republici Hrvatskoj;

1. ZAKONSKE OBVEZE I REGULATORNE PREPORUKE

- Uredba (EU) 2019/943
- Direktiva (EU) 2019/944
- Zakon o tržištu električne energije
- Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji
- Prijedlog europskih mrežnih pravila upravljanja potrošnjom EU DSO Entity i ENTSO-E
- Mrežna pravila distribucijskog sustava

2. PRIMJERI DOBRE PRAKSE PRIMJENE USLUGA FLEKSIBILNOSTI ZA UPRAVLJANJE KAPACITETOM MREŽE

- Australija
- Irska
- Slovenija
- Francuska

3. ANALIZA MOGUĆNOSTI PRIMJENE USLUGA FLEKSIBILNOSTI ZA POTREBE UPRAVLJANJA KAPACITETOM MREŽE U REPUBLICI HRVATSKOJ

- Fleksibilni korisnici distribucijske mreže kao pružatelji usluga operatoru sustava
- Utvrđivanje tehničkih uvjeta korisnika za pružanje usluga (pretkvalifikacija)
- Agregiranje pružatelja usluga
- Potrebe operatora distribucijskog sustava za uslugama fleksibilnih korisnika
- Kriterij N-1
- Preopterećenja (strujno zagušenje)
- Porast preuzimanja/predaje (naponsko zagušenje/slom)

4. PRIMJENA USLUGA FLEKSIBILNOSTI U DESETOGODIŠNJIM PLANOVIMA RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE

- Utvrđivanje potrebe za ulaganjem
- Određivanje mogućih rješenja za zadovoljenje utvrđene potrebe za ulaganjem
- Javni poziv zainteresiranim korisnicima mreže za pružanje usluge
- Analiza troškova i koristi mogućih rješenja (ulaganja i primjena usluga fleksibilnosti)

HEP ODS sudjelovao je u pilot projektima s ciljem dobivanja relevantnih informacija i iskustva u pristupima koji su alternativa pojačanjima mreže. Projekt ATTEST (Advanced Tools Towards cost-efficient Decarbonization of future reliable power Systems) proveo je konzorcij sastavljen od devet partnera iz šest zemalja, a iz Hrvatske su sudjelovali HEP ODS, HOPS i KONČAR – inženjering za energetiku i transport te Inovacijski centar Nikola Tesla. Cilj projekta je istraživanje mogućnosti koordinacije prijenosnog i distribucijskog sustava u vidu zajedničkog planiranja i vođenja prijenosne i distribucijske mreže, te iskorištenje potencijala korisnika mreže priključenih na distribucijsku mrežu za pružanje pomoćnih usluga operatoru prijenosnog sustava.

5.3.4. Plan implementacije Aktivnosti HEP ODS-a Zakonsko okruženje i implementacija usluga fleksibilnosti u Republici Hrvatskoj

Na temelju provedenih analiza i predviđenih aktivnosti HEP ODS-a, slijedi prijedlog plana implementacije usluga fleksibilnosti u elektroenergetskom sustavu Republike Hrvatske, s ciljem integracije ovih usluga kao ravnopravne alternative ulaganjima u mrežnu infrastrukturu prilikom planiranja razvoja distribucijskog sustava.

Temeljni Principi Implementacije:

- **Postupnost i Pilotiranje:** Implementacija će se odvijati postupno, počevši od razina mreže i vrsta usluga gdje se očekuje najveći potencijal i ekonomska opravdanost, uz obvezno provođenje pilot projekata radi stjecanja iskustva i validacije pristupa.
- **Informacijska Osnova:** Uspostava sveobuhvatnog i ažurnog informacijskog sustava o korisnicima, njihovim fleksibilnim kapacitetima te ograničenjima i potrebama mreže je preduvjet uspješne implementacije. Ovaj sustav mora biti interoperabilan s informacijskim sustavom operatora prijenosnog sustava.
- **Transparentnost i Nediskriminacija:** Svi procesi vezani uz nabavu i korištenje usluga fleksibilnosti moraju biti transparentni, nediskriminacijski i temeljeni na tržišnim principima, uzimajući u obzir iznimke definirane regulatornim okvirom.
- **Ekonomska Učinkovitost:** Korištenje usluga fleksibilnosti mora biti ekonomski učinkovito u usporedbi s alternativnim rješenjima, uzimajući u obzir sve relevantne troškove i koristi.
- **Edukacija i Komunikacija:** Kontinuirana komunikacija i edukacija svih relevantnih dionika, posebno korisnika mreže, ključna je za razumijevanje mogućnosti i koristi sudjelovanja u pružanju usluga fleksibilnosti.

Vremenski Okvir i Aktivnosti:

Plan implementacije predviđa provedbu niza aktivnosti u razdoblju od 2024. do 2028. godine, u skladu s predviđanjima HEP ODS-a, uzimajući u obzir dinamiku donošenja relevantnih europskih propisa.

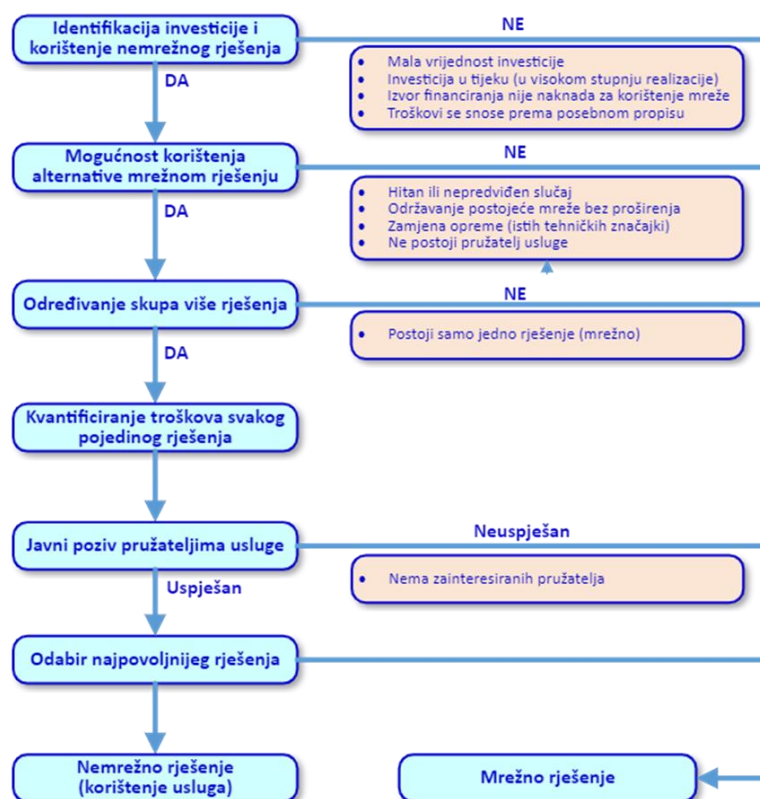
Faza 1: Priprema i Razvoj Okvira (2024. - 2025.)

- **Regulatorna Harmonizacija:** Aktivno praćenje i implementacija zajedničkih europskih mrežnih pravila za upravljanje potrošnjom u nacionalno zakonodavstvo.

- **Metodološki Razvoj:** Dorada postojećih kriterija i metodologija planiranja razvoja mreže s ciljem integracije procjene potreba za uslugama fleksibilnosti. Izrada jasnih smjernica za procjenu ekonomske učinkovitosti korištenja fleksibilnosti u odnosu na mrežna ulaganja.
- **Informacijski Sustav:** Uspostava preduvjeta za precizno određivanje kapaciteta mreže i identifikaciju ograničenja te potreba za uslugama fleksibilnosti na temelju standardiziranih krivulja opterećenja za TS 110/SN i TS 35(30)/10(20) kV. Definiranje strukture i funkcionalnosti jedinstvenog informacijskog sustava za fleksibilnost na nacionalnoj razini u suradnji s HOPS-om.
- **Registar Pružatelja:** Uspostava sustava za prikupljanje i ažuriranje podataka o potencijalnim pružateljima usluga fleksibilnosti (oznaka, lokacija, vrsta i opseg usluge). Definiranje načina dobrovoljnog upisa u registar i pojašnjenje da upis nije preduvjet za razmatranje ponuda.
- **Komunikacijska Strategija:** Izrada strategije komunikacije i edukacije korisnika mreže o mogućnostima i prednostima pružanja usluga fleksibilnosti.

Faza 2: Pilotiranje i Testiranje (2025. - 2028.)

- **Identifikacija Pilot Lokacija:** Odabir pilot lokacija na razini TS VN/SN i mreže 35(30) kV gdje se očekuje značajan potencijal za korištenje fleksibilnosti kao alternative ulaganjima veće vrijednosti.
- **Provedba Pilot Projekata:** Pokretanje i provedba pilot projekata s različitim vrstama usluga fleksibilnosti (odgoda ulaganja prema N-1 kriteriju, ograničenje priključne snage proizvodnje) na odabranim lokacijama. Analiza rezultata pilot projekata, identifikacija izazova i najboljih praksi.
- **Razvoj Ugovornih Okvira:** Izrada standardiziranih ugovora za nabavu usluga fleksibilnosti, uključujući definiranje naknada i uvjeta pružanja usluga.
- **Procjena Primjenjivosti na Nižim Naponskim Razinama:** Provedba pojednostavljenih analiza primjenjivosti usluga fleksibilnosti na mrežama 10(20) kV i niskog napona, s posebnim naglaskom na inicijative potencijalnih pružatelja usluga.



Slika 5-4 Dijagram toka pri donošenju odluke o uvrštenju nemrežnog rješenja u plan razvoja [57]

Faza 3: Komercijalizacija i Integracija (2027. - 2028.)

- **Javni Pozivi:** Provedba prvih javnih poziva za iskaz interesa i prikupljanje ponuda za pružanje usluga fleksibilnosti na identificiranim lokacijama s utvrđenim potrebama.
- **Integracija u Planove Razvoja:** Formalno uvrštavanje usluga fleksibilnosti kao razmatrane opcije u desetogodišnje planove razvoja distribucijske mreže, uz transparentno prikazivanje usporedbe troškova i koristi u odnosu na tradicionalna mrežna pojačanja.
- **Kontinuirano Unaprjeđenje:** Praćenje iskustava iz komercijalne primjene, revidiranje metodologija i ugovornih okvira te kontinuirano unaprjeđenje procesa nabave i korištenja usluga fleksibilnosti.
- **Širenje Opsega:** Postupno širenje opsega primjene usluga fleksibilnosti na druge dijelove mreže i druge vrste usluga, na temelju stečenih iskustava i analize troškovne učinkovitosti.

Preduvjeti Uspjeha:

- **Jasna Regulatorna Podrška:** Kontinuirana podrška i prilagodba regulatornog okvira kako bi se olakšala i potaknula implementacija usluga fleksibilnosti.
- **Aktivna Uloga Operatora Prijenosnog Sustava:** Bliska suradnja i usklađivanje aktivnosti s operatorom prienosnog sustava u svim fazama implementacije.
- **Sudjelovanje Korisnika:** Aktivno sudjelovanje korisnika mreže u pružanju usluga fleksibilnosti, potaknuto odgovarajućim poticajima i informacijama.
- **Razvoj Tehničkih Kapaciteta:** Kontinuirani razvoj tehničkih kapaciteta operatora distribucijskog sustava u pogledu osmotrivosti, upravljivosti i obrade podataka.

Ovaj plan predstavlja okvir za sustavnu implementaciju usluga fleksibilnosti u Republici Hrvatskoj, s ciljem postizanja učinkovitijeg, pouzdanijeg i održivijeg elektroenergetskog sustava. Fleksibilnost korisnika mreže predstavlja značajan resurs koji, uz odgovarajuće okvire i poticaje, može značajno doprinijeti optimizaciji investicija i ubrzanju energetske tranzicije.

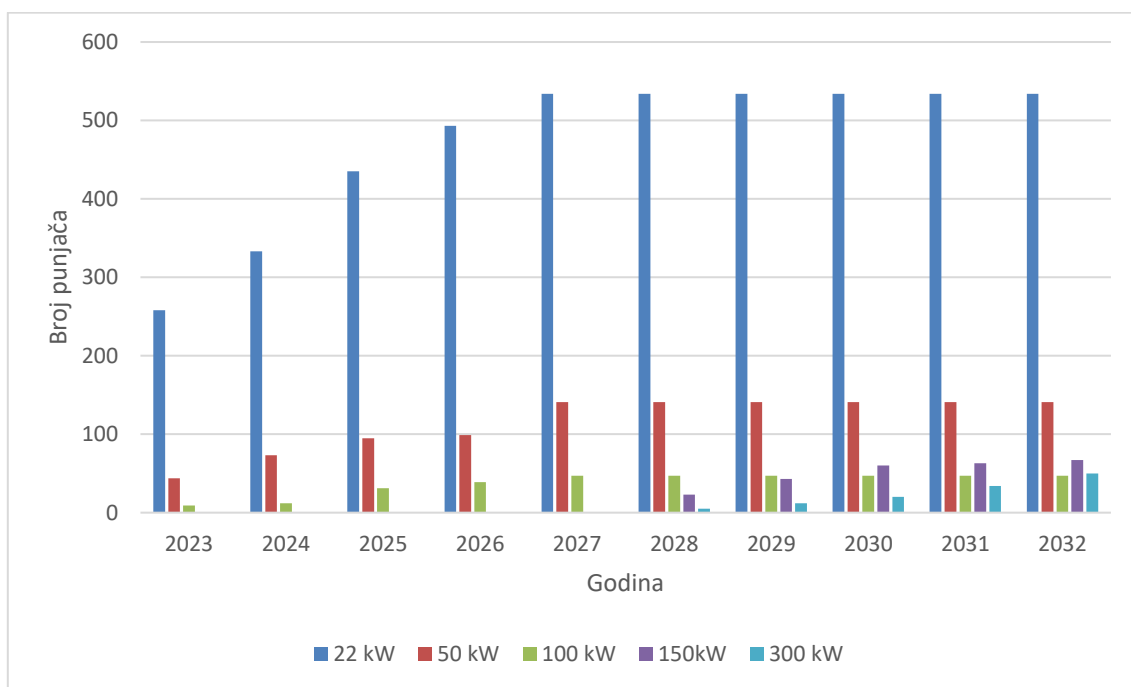
5.4. Elektrifikacija prometa

Ubrzana elektrifikacija prometa, uvjetovana politikom zaštite okoliša, predstavlja veliki izazov današnjice za HEP ODS d.o.o. Povećanje broja električnih vozila dovodi do povećanja potrošnje električne energije i dinamike te potrošnje. Izgradnja prateće infrastrukture tj. punionica za punjenje EV-a, bitno povećava opterećenje distribucijske mreže, te zahtjeve na njen pravodoban razvoj, revitalizaciju i održavanje.

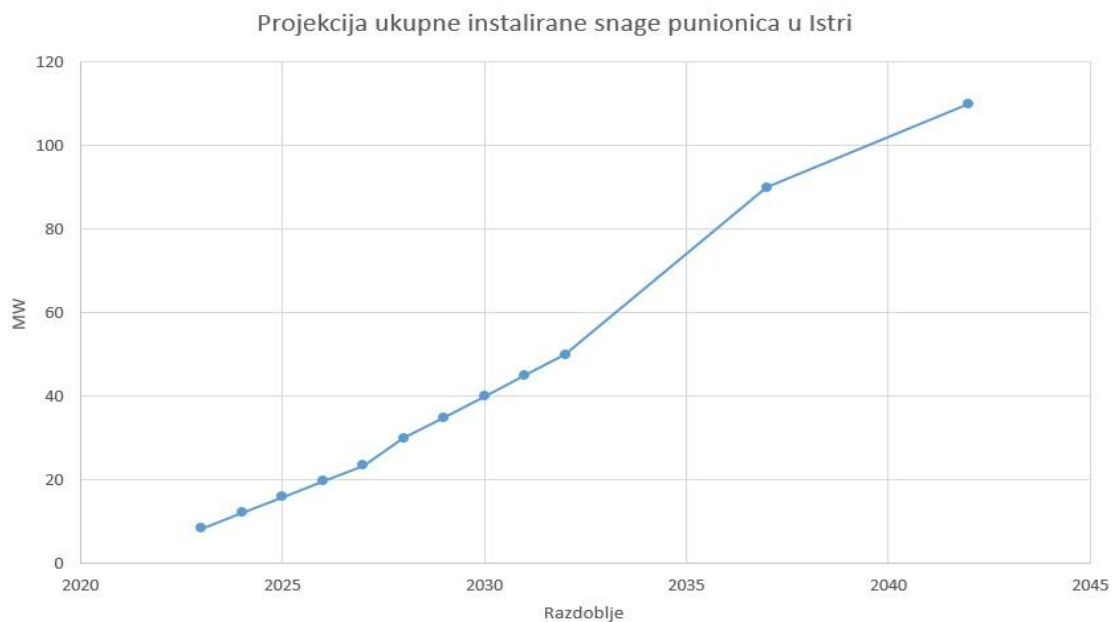
Direktiva Europske unije 2014/94/EU o razvoju infrastrukture za alternativna goriva i Nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje 2020.–2030., predstavljaju okvire obveze HEP ODS d.o.o.

Studija „Utjecaj elektrifikacije prometa na razvoj distribucijske mreže HEP ODS-a na primjeru mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula“ izrađena je zbog potrebe sagledavanja izazova kojeg elektromobilnost postavlja pred HEP ODS d.o.o. i kao alat za predmetnu analizu u ostalim DP-ima. Dodatni izazov u prognozi utjecaja elektrifikacije prometa na distribucijsku mrežu je i sve veća integracija distribuiranih izvora u distribucijsku mrežu, uključujući baterijske spremnike energije, te aktivnosti u vezi s promicanjem energetske učinkovitosti. Pored elektrifikacije prometa, bitan utjecaj na opterećenje distribucijske mreže imat će i politika poticanja ugradnje dizalica topline. Sve navedeno uzeto je u razmatranje pri analizi u studiji.

U studiji je prognozirani očekivani porast broja punionica električnih vozila i njihova snaga kroz godine što čini osnovu za analizu današnje distribucijske mreže.



Slika 5-5 Projekcija broja punionica po godinama

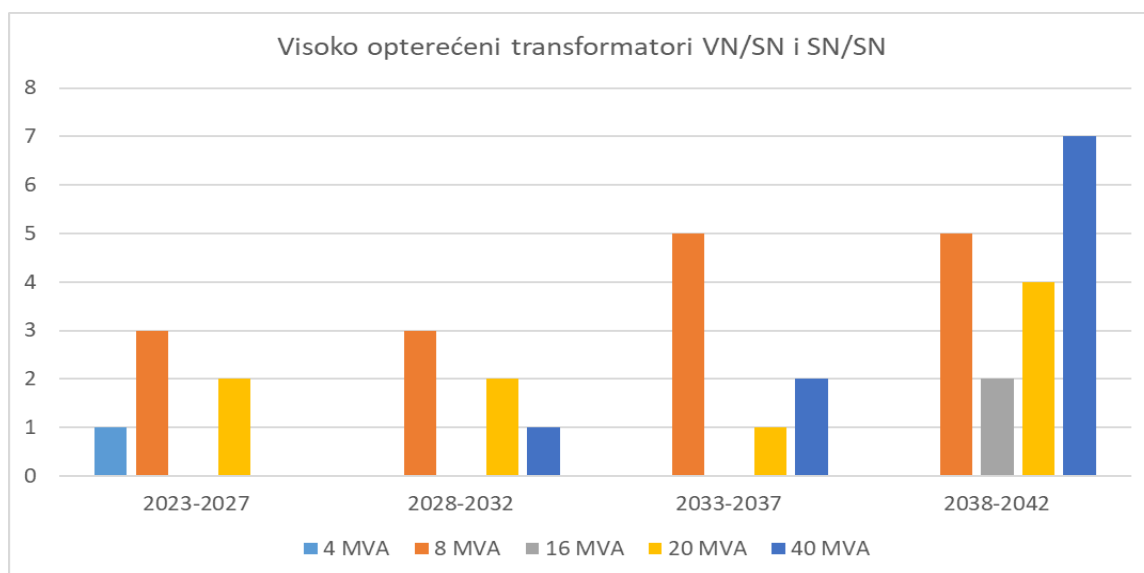


Slika 5-6 Projekcija snage punionica po godinama

Studija daje analizu distribucijske mreže u horizontu promatranja od 20 godina iz dvije perspektive:

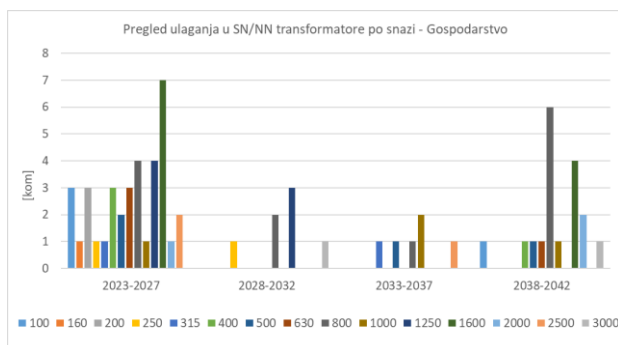
- iskorištenosti kapaciteta mreže i procjene kritičnih dijelova SN mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula,
- prognoze i procjene kritičnih dijelova NN mreže s aspekta iskorištenosti opreme i zadovoljenja naponskih prilika u mreži (procjena kretanja napona u propisanim granicama).

prikazane su u slikama u nastavku. Izneseni podaci osnova su za učinkovito planiranje i ulaganje u novu opremu i postrojenja u distribucijskoj Projekcije rasta naturalnih podataka koji karakteriziraju predmetnu distribucijsku mrežu za zadovoljenje potreba elektromobilnosti mreži.

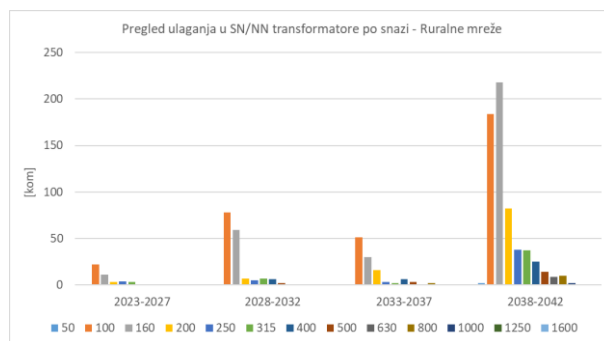


Slika 5-7 Broj potrebnih novih transformatora – Pojne točke

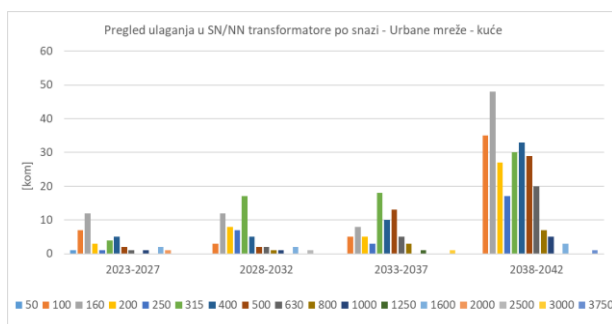
Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



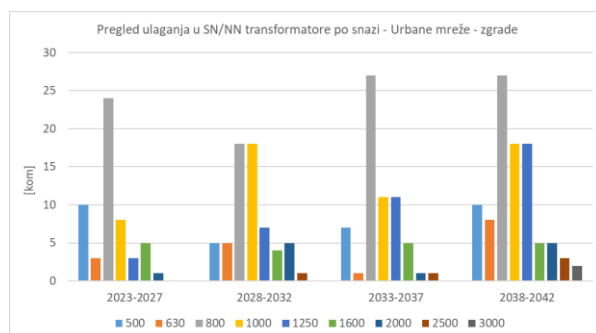
Slika 5-8 Broj potrebnih novih SN/NN transformatora za klaster Gospodarstvo



Slika 5-9 Broj potrebnih novih SN/NN transformatora za klaster Ruralne mreže



Slika 5-10 Broj potrebnih novih SN/NN transformatora za klaster Urbane mreže - kuće



Slika 5-11 Broj potrebnih novih SN/NN transformatora za klaster Urbane mreže - zgrade

Sukladno prikazanim rezultatima za dvadesetogodišnje razdoblje promatranja studije procjenjuje se u odnosu na postojeću infrastrukturu potreba slijedećih zahvata u mreži:

- VN/SN transformatori (36 kom) - potrebna zamjena 53% transformatora
- SN/SN transformatori (59 kom) - potrebna zamjena 32% transformatora
- SN/NN transformatora (2 425 komada, od kojih 772 pripada klasteru ruralne mreže, 643 klasteru urbane mreže-zgrade, 625 klasteru urbane mreže-kuće i 385 klasteru gospodarstvo).

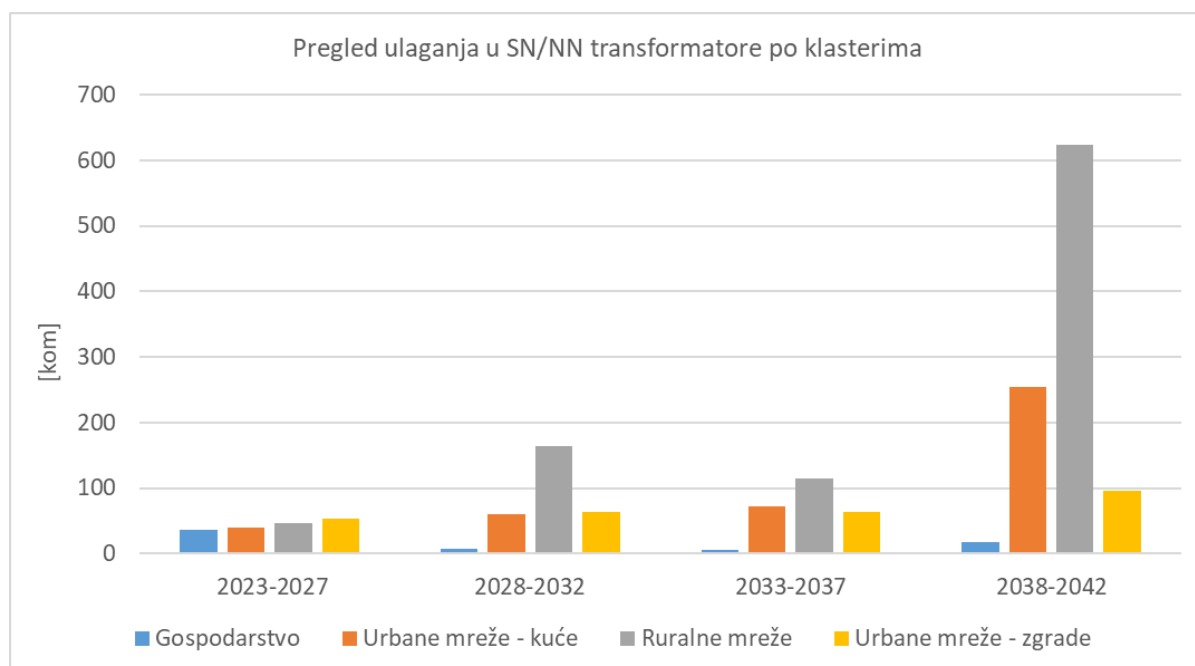
Potrebna zamjena:

- 17% transformatora u klasteru gospodarstvo,
- 68% transformatora u klasteru urbane mreže-kuće
- 123% transformatora u klasteru ruralne mreže
- 43% transformatora u klasteru urbane mreže zgrade.

Zbog velikog broja NN mreža, modeliranje svake pojedinačno bilo bi prekomjerno i stoga je uvedeno pojednostavljenje u obliku klasteriranja.

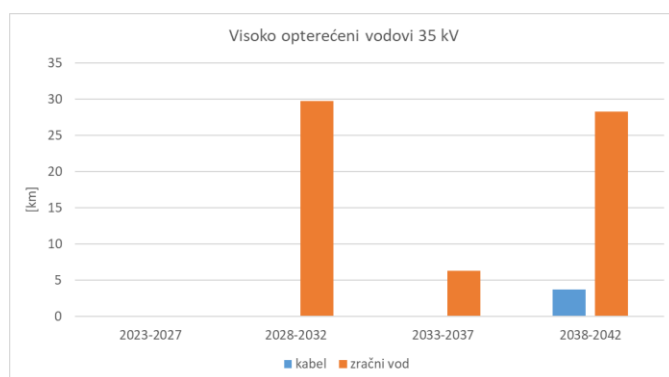
Klasteriranje je provedeno prema K-medoid metodi čiji je cilj minimizirati različitost objekata u klasteru u odnosu na reprezentativni objekt (medoid).

Objekti koji se svrstavaju u klaster jesu NN mreže



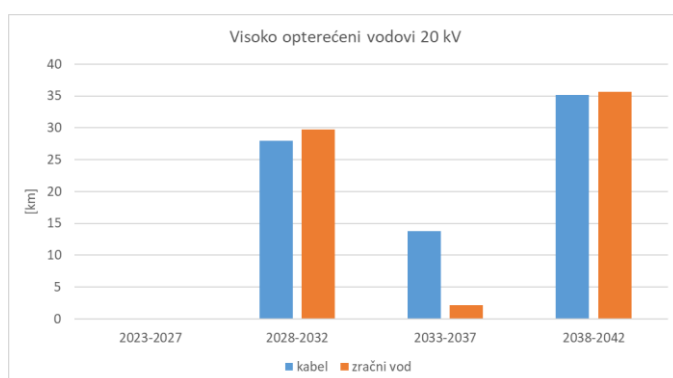
Slika 5-12 Broj potrebnih novih SN/NN transformatora po klasterima

- 35 kV mreže (ukupno 133 km, od čega je 72 km zračna mreža i 61 km kabelska mreža). Prvih 5 godina nema potrebe za dodatnim ulaganjima. U sljedećih 5 godina biti će potrebno zamijeniti preko 40% zračne mreže dok će u preostalom razdoblju promatranja biti potrebno zamijeniti gotovo cijelu zračnu mrežu. Stanje u kabelskoj mreži je bitno bolje i na istoj se očekuje ulaganje u posljednjih 5 godina i to u samo 7% mreže.



Slika 5-13 Duljina potrebnih novih 35 kV vodova

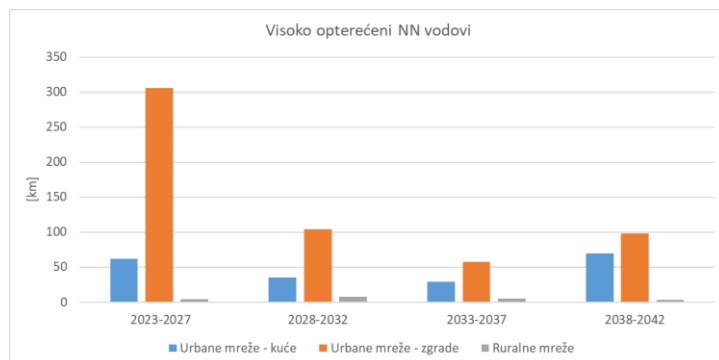
- 20 kV mreže (ukupno oko 2 900 km, od čega je oko 1 700 km zračna mreža a oko 1200 km kabelska mreža). U prvih 5 godina nema potrebe za dodatnim ulaganjima. U sljedećih 5 godina biti će potrebno zamijeniti oko 2% zračne mreže dok će u preostalom razdoblju promatranja biti potrebno dodatno zamijeniti nešto više od 2% mreže. Stanje u kabelskoj mreži je slično kao i u zračnoj, odnosno potrebno je ukupno zamijeniti oko 6% mreže u cijelom promatranom razdoblju.



Slika 5-14 Duljina potrebnih novih 20 kV vodova

- NN mreže (ukupno 4 500 km, 2 000 km zračna mreža , 2 500 km kabelska mreža).

Potrebno zamijeniti oko 800 km mreže u promatranom periodu, što iznosi oko 18% ukupne duljine NN mreže.



Slika 5-15 Duljina potrebnih novih niskonaponskih vodova

Na osnovu iznesenih podataka u prethodnim slikama i na temelju današnjih tipskih cijena izrađena je procjena potrebnih dodatnih ulaganja u mrežu kako slijedi:

- ulaganja u TS VN/SN te SN/SN pojne transformatorske stanice za razdoblje promatranja procijenjena su na 52 mil EUR.
- ulaganja u SN mrežu – 35 kV i 20 kV za razdoblje promatranja procijenjena su na 20 mil EUR
- ulaganja u TS SN/NN za razdoblje promatranja procijenjena su na 40 mil EUR
- ulaganja u zamjenu NN mreže za razdoblje promatranja procijenjena su na 88 mil EUR.

Ukupna ulaganja se procjenjuju na više od 200 mil € odnosno 10 mil € dodatnih prosječnih ulaganja godišnje u dvadesetogodišnjem razdoblju.

Važno je napomenuti:

- da je ukupna razina ulaganjima području DP Elektro Istra Pula u 2024. godini iznosila 18 mil €.
- da je udio distribucijskog područja Elektroistra u distribucijskoj mreži Republike Hrvatske naturalno i po vrijednosti između približno 10%.

Važno je pravodobno promišljati, analizirati utjecaj i pojačane zahtjeve na mrežu uslijed priključenja punionica električnih vozila na mrežu, no isto tako treba planirati razvoj mreže vodeći računa o ostvarenoj dinamici porasta takvih zahtjeva tj. ugovora o priključenju.

Kako se radi o značajnim ulaganjima veoma je važno osigurati pravodobnu komunikaciju i aktivnosti svih dionika u definiranju i nadgledanju ostvarenja zacrtanih ciljeva elektrifikacije prometa kako bi se izbjegao scenarij rasta broja električnih vozila u kombinaciji s neusklađenom izgradnjom infrastrukture koji bi rezultirao skupim i vremenski zahtjevnim ulaganjima u mrežu.

Ključna je komunikacija svih dionika o planiranoj brzini elektrifikacije, planiranim poticajima države, pravodobno podnošenje zahtjeva za priključenje punionica kako bi se potrebna infrastruktura izgradila na vrijeme.



6. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

6.1.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV	97
6.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	99
6.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	100
6.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	100
6.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	101
6.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	101
6.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova	102
6.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova	102
6.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	104
6.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	104
6.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	105
6.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova	107
6.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova	108
6.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	109
6.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova	109
6.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	110

6.4.3. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	111
6.5. Ulaganja u mjerne uređaje, sekundarne sustave i razvoj.....	112
6.5.1. Mjerni uređaji i infrastruktura.....	112
6.5.2. Sustavi daljinskog vođenja distribucijske mreže	119
6.5.3. Sustavi mrežnog tonfrekventnog upravljanja	120
6.5.4. Komunikacijski sustavi i kibernetička sigurnost	121
6.5.5. Automatizacija i upravljanje po dubini mreže.....	122
6.5.6. Nove tehnologije i tehnološki razvoj.....	123
6.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	125
6.6.1. Osobna, teretna i radna vozila	125
6.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori	127
6.6.3. Informatička oprema i informatizacija poslovnih procesa	129
6.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	130
6.7. Sufinancirana ulaganja	133
6.7.1. Pilot projekt uvođenja naprednih mreža	133
6.7.2. Transnacionalno očuvanje ptica duž rijeke Dunav (LIFE Danube Free Sky)	134
6.7.3. Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka	136
6.7.4. Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima	139
6.7.5. Modernizacija i razvoj napredne mreže	140
6.7.6. GreenSwitch.....	143
6.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	145
6.9. Sumarni pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.....	147
6.10. Istaknuta područja ulaganja.....	150
6.10.1. Priprema i prelazak SN mreže na 20 kV pogonski napon	150
6.10.2. Sanacija naponskih prilika	153
6.10.3. Ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže	154

6. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

6.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV

Pojnim točkama elektrodistribucijske mreže smatramo transformatorske stanice (TS 110/10(20) kV, TS 110/35 kV, TS 35/10(20) kV) i značajnija rasklopišta (RS 35 kV, RS 10(20) kV). Osnovni pregled postojećeg stanja elektroenergetskih objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3.

Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV obuhvaćaju revitalizacije podsustava ili postrojenja, rekonstrukcije i izgradnju novih elektroenergetskih objekata. U pravilu se radi o višegodišnjim i složenim projektima. Ulaganja su usmjerena ostvarenju poslovnih ciljeva (predstavljani u Poglavlju 2.1). Osnovna podjela ulaganja (kategorije ulaganja) temelji se na tehničkim značajkama objekta i složenosti planiranog zahvata.

Izradi desetogodišnjeg plana ulaganja u pojne točke prethodi studijska analiza razvoja srednjonaponske mreže distribucijskog područja ili utvrđivanje pogonskog ograničenja (npr. porast opterećenja, smanjenje pouzdanosti zbog dotrajale opreme, povećanje učinkovitosti pogona ili drugo). Nakon utvrđene potrebe za investicijom, prikupljaju se dodatni podaci kako bi se investicija kategorizirala, povezala s drugim ulaganjima i dodijelio prioritet. Potrebni podaci su kako slijedi:

- ocjena stanja, značajke i perspektive pogona mreže (npr. razina i trajanje vršnog opterećenja, broj, trajanje, uzrok i karakter zastoja, perspektiva priključenja distribuiranih izvora, analiza kapaciteta s obzirom na povećane zahtjeve na distribucijsku mrežu)
- karakteristike potrošnje napajnog područja (količina isporučene električne energije, kategorije kupaca, osjetljivost na prekide, nužna razina kvalitete napona, demografske perspektive, ekonomski i gospodarski razvojni potencijal regije)
- ocjena stanja elektroenergetskih objekata, susjednih pojmih točaka i napajane mreže
- smjernice strateškog razvoja mreže (dinamika prelaska na 20 kV, uvođenje izravne transformacije, stanje i buduća uloga susjednih pojmih točaka),
- državni programi ili strategije (npr. Program obnove infrastrukture grada Vukovara, strategija elektrifikacije prometa)

Uvrštenju ulaganja u trogodišnji plan razvoja prethodi izrada i revidiranje projektne dokumentacije te opća priprema i organizacija projekta. Unutar trogodišnjeg plana dovršava se detaljna projektna dokumentacija (glavni projekt) i imovinsko-pravna priprema, izrađuje se vremenski i financijski plan realizacije s podjelom tehničkih i nabavnih cjelina te priprema dokumentacija za javnu nabavu opreme i usluga. Cilj pripremnih aktivnosti je u godišnji (operativni) plan uvrstiti projekte spremne za pokretanje radova ili spremne za pokretanje javne nabave. Ukupna priprema složene kapitalne investicije traje između dvije (priprema rekonstrukcije) i pet godina (za pripremu izgradnje nove pojne točke na novoj lokaciji).

Tijekom izrade trogodišnjih i godišnjih planova analizira se povezanost više investicijskih projekata koji se usklađuju u dinamici ostvarenja i financiranja. U tom smislu, npr. pristup izgradnji ili značajnijoj rekonstrukciji pojne točke 110/x kV uvijek se razmatra s obzirom na prelazak SN mreže na 20 kV pogonski napon. Pristup rekonstrukciji SN mreže razmatra i povezne SN vodove prema susjednim pojnim točkama i ugradnju rastavnih i/ili preklopnih uređaja na vodovima ili u distribucijskim transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV. U provedba rekonstrukcije se operativno planira u optimalno doba godine s isključenjima u razdobljima nižeg opterećenja.

Iskustvo dugoročnog planiranja pokazuje da su za učinkovito ostvarenje planova ulaganja nužni višegodišnji predvidivi financijski okviri ulaganja te poslovna organizacija koja će osigurati dosljednost u

ostvarenju postavljenih ciljeva i planirane dinamike. S druge strane važno je prepoznati okvir poslovnih i pogonskih okolnosti koje će utjecati na planiranje u razdoblju 2025.-2034. Poslovne i pogonske okolnosti su detaljnije opisane u Poglavlju 2., a ovdje se sažeto mogu navesti najznačajnije:

- promjena značajki opterećenja: u većem dijelu primorja povećava se razlika ljetnih i zimskih vršnih opterećenja, nastavlja se depopulacija ruralnih područja središnje RH i Slavonije, u manjim i srednjim gradovima mijenja se karakter industrije, nastaju pojedinačne točke brzog rasta opterećenja (dijelovi većih gradova, turistička središta ili uspješne poslovne zone), povećava se broj električnih vozila, povećava se broj OIE i dr.
- ubrzana promjena distribucijske mreže (aktivna mreža) donosi izazove priključenja i pogona većeg broja OIE na srednjem i niskom naponu te nova tehnička rješenja u TS x/10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV
- potreba revitalizacije i rekonstrukcije postojećih objekata TS 35(30)/10 kV u okviru strateške vizije prelaska na 20 kV, uvođenje TS 35(30)/20 kV u dijelu ruralnih SN mreža
- povećanje broja rekonstrukcija u kojima se transformator prijenosnog omjera 110/35 kV mijenja transformatorom 110/20 kV i ugradnjom 20 kV postrojenja
- povećanje udjela mreže s pogonom na 20 kV naponu i povećanje udjela podzemnih kablskih SN mreža
- povećanje složenosti i produljenje trajanja postupka pripreme i izgradnje novih objekata TS 110/10(20) kV
- poboljšanje kvalitete baza podataka (nastavak izrade studija razvoja mreže distribucijskih područja, GIS, programska aplikacija planiranje razvoja, MJERinfo), pojačano korištenje informatičke potpore u analizi stanja mreže (GIS) i analizi pogona mreže (SCADA, DISPO, dr.)
- odlazak u mirovinu većeg broja iskusnih stručnjaka i izazovi očuvanja i prijenosa znanja i poslovnih vještina
- smanjenje broja tvrtki sposobnih za realizaciju složenih projekata rekonstrukcije ili izgradnje
- porast cijena opreme i radova.

Izgradnje ili rekonstrukcije pojmih točaka TS 110/x kV pripremaju se kao zajednički projekt mrežnih operatora i moraju zadovoljiti okvir određen načelima razgraničenja djelatnosti u HEP grupi (2013.), ugovorom o međusobnim odnosima u HEP Grupi (2014.) i Mrežnim pravilima [3]. Usuglašavanje stajališta operatora i tehničkih rješenja na sučelju prijenosne i distribucijske mreže provodi se tijekom faze projektne pripreme i faze izrade projektne dokumentacije.

Ulaganja u pojne točke 110/x kV stvaraju preduvjete za prelazak SN mreže na pogonski napon 20 kV i preduvjete za napuštanje dijela elektroenergetskih objekata i postrojenja 35(30) kV mreže. Utjecaj izravne transformacije na elektroenergetske objekte 35 kV naponske razine prikazan je u Prilogu 11.1.

Tradicionalni poslovni model elektrodistribucije se mijenja. Osiguranje pouzdane i sigurne isporuke električne energije postaje sve zahtjevnije zbog povećanja udjela distribuiranih izvora energije u SN mreži, sve izraženije potrebe smanjenja gubitaka i povećanja energetske učinkovitosti, razvoja novih usluga, primjeni tehničkih rješenja prema konceptima naprednih mreža i dr. Zbog navedenog, ali i zbog razvojnih procesa u poslovnom, ekonomskom i regulatornom okruženju elektrodistribucijske djelatnosti, zahtjevno je prognozirati dinamiku investicijskih aktivnosti daleko u budućnost. Dodatno, čak i kada je potreba za izgradnjom nove pojne točke prepoznata na temelju najavljenih aktivnosti trenutačno uspješnog gospodarskog subjekta (korisnika mreže), postoji mogućnost da se ne ispune projekcije porasta tereta. Stoga treba dodatno naglasiti da su novi elektroenergetski objekti 110/x planirani na osnovi poznatih podataka o razvoju opterećenja i mreže i usklađeni s planovima HOPS d.d. ali uz mogućnost korekcije dinamike izgradnje ovisno o promjeni prioriteta u budućim planskim dokumentima.

Tablica 6-1 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja

Kategorija ulaganja	Investicijski zahvati
Izgradnja TS 110/10(20) kV	Gradska, GIS 110 kV, 2x 40(63) MVA
	Gradska, GIS 110 kV, 2x 20(40) MVA
	Prigradska, ZIP 110 kV, 2x 20(40) MVA
	Pojednostavljena, ZIP/HIS 110 kV, 1x20 MVA
Revitalizacije i rekonstrukcija TS 110/10(20) kV	Revitalizacija primarne opreme
	Zamjena 10(20) kV postrojenja sklopnim blokovima
	Dogradnja nove sekcije 10(20) kV postrojenja (sklopni blokovi)
	Cjelokupna rekonstrukcija postrojenja i podsustava
	Pojačanje snage transformacije ili dogradnja sljedeće TR jedinice (uključuje nabavu TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i dogradnju ili rekonstrukciju 10(20) kV postrojenja)
	Revitalizacija podsustava (sekundarna oprema)
	Građevinska sanacija
Revitalizacije i rekonstrukcije TS 110/35/10(20) kV	Revitalizacija primarne opreme
	Zamjena 10(20) kV postrojenja sklopnim blokovima
	Zamjena 35 kV postrojenja sklopnim blokovima
	Cjelokupna rekonstrukcija 35 kV i 10(20) kV postrojenja i podsustava
	Zamjena TR 110/35 kV transformatorom TR 110/10(20) kV - var. A (uključuje nabavu TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i zamjenu postrojenja 35 kV s postrojenjem 10(20) kV)
	Zamjena TR 110/35 kV transformatorom TR 110/10(20) kV - var. B, (uključuje nabavu TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i ugradnju postrojenja 10(20) kV u novom objektu)
	Revitalizacija podsustava (sekundarna oprema)
	Građevinska sanacija

6.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom

Izgradnja nove TS 110/10(20) kV je organizacijski i financijski zahtjevan višegodišnji projekt. Planovi izgradnje novih zajedničkih TS 110/10(20) kV usklađuju se s operatorom prijenosnog sustava tijekom redovitih aktivnosti na pripremi višegodišnjih planova ulaganja. Usklađena lista zajedničkih objekata za plan 2025. – 2034. nalazi se u Prilogu 11.2.1., pri čemu HEP ODS iskazuje iznos ulaganja u dio elektroenergetskih objekata koji pripada elektrodistribucijskoj mreži

Tablica 6-2 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	5.795.850	17.148.000	19.900.000	42.843.850	93.380.000	136.223.850

6.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV

Vođeni načelima odgovornog i učinkovitog upravljanja imovinom, najveći dio kapitalnih ulaganja planiramo na postojećim objektima TS 110/35 kV, TS 110/35/10(20) kV i TS 110/10(20) kV. Rekonstrukcijom ili revitalizacijom se poboljšava sigurnost i pouzdanost pogona za veliki broj korisnika SN mreže uz dodatni učinak modernizacije, unaprjeđenja opće funkcionalnosti pogona, usklađenja postojećih EEO sa smjernicama strateškog razvoja i stvaranjem preduvjeta za prelazak na 20 kV. Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju detaljnije su predstavljena su u Prilogu 11.2.2.

Tablica 6-3 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x	4.695.980	15.911.220	13.925.200	34.532.400	90.210.000	124.742.400

6.2. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV

Iako se njihov broj smanjuje iz godine u godinu, transformatorske stanice 35(30)/10 kV i 35(30)/10(20) kV čine preko 75 % svih pojmih točaka x/10(20) kV HEP ODS-a i ostaju važna energetska i informacijska čvorišta mreže izvan područja s velikom gustoćom opterećenja (veliki gradovi). U transformatorskim stanicama TS 35(30)/x kV priključeni su brojni distribuirani izvori energije, a pouzdanost i sigurnost pogona transformatorske stanice 35(30)/x kV ovisi o pouzdanosti i prijenosnoj moći vodova 35 kV naponske razine. Procjenjuje se da će u razdoblju promatranja ovog desetogodišnjeg plana veliki dio vodova 35(30) kV zadržati značaj u mreži, osobito u prostranim ruralnim ili slabo urbanim dijelovima mreže. Pregled stanja objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3.

Kod planiranja zahvata u pojnu točku najviše naponske razine 35 kV treba uvažiti preporuke proizašle iz iskustva u pripremi i ostvarenju sličnih zahvata:

- Pojačanje transformacije SN/SN treba planirati do snage 2x8 MVA, zbog izvanredno brzog porasta tereta, moguće je rekonstruirati postrojenje za transformatore 2x16 MVA.
- Ako se procjenjuje nastavak trenda porasta opterećenja, treba planirati izgradnju nove pojne točke 110/10(20) kV.
- Izgradnju novih SN postrojenja treba planirati u pojednostavljenim optimiranim zidanim zgradama sa smanjenim neenergetskim prostorom.
- Početnu fazu TS 35/10(20) kV moguće je ostvariti jednostavnim tehničkim rješenjem priključka TR 35/10(20) kV na SN postrojenje smješteno u privremenoj (kontejnerskom) objektu.
- Analizirati i planirati dinamiku zamjene transformatora SN/SN s obzirom na velik udio onih koji na kraju planskog razdoblja neće zadovoljavati kriterij starosti od 40 godina.
- Planirati ugradnju podsustava za uzemljenje neutralne točke (UNT) u pojnim točkama SN mreže koja prelazi na 20 kV pogonski napon.

Kod planiranja zahvata u vodove 35(30) kV treba uvažiti preporuke proizašle iz iskustva u pripremi i ostvarenju sličnih zahvata:

- analizirati buduću ulogu i važnost vodova 35(30) kV u SN mreži i dodijeliti prioritet obnove

- analizirati mogućnost ugradnje podzemnih kabela 35 kV, s obzirom na cjenovnu konkurentnost, u odnosu na izgradnju nadzemnih vodova na čelično-rešetkastim stupovima
- pri izgradnji novih nadzemnih vodova 35 kV koristiti racionalnija rješenja od postojećih vodova na čelično-rešetkastim stupovima sa zaštitnim vodičima, npr.:
 - vodove na betonskim stupovima bez zaštitnog vodiča
 - vodove na čelično-rešetkastim stupovima bez zaštitnog vodiča u uvjetima teške primjene betonskih stupova.

Tablica 6-4 Kategorije ulaganja u transformatorske stanice prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja

Kategorija ulaganja	Investicijski zahvat
Izgradnja TS 35/10(20) kV	Gradska (složenijska) TS, veća građevina, 2x 8(16) MVA, važno čvorište 35 kV mreže ili prva faza buduće TS 110/x kV Prigradska/ruralna (jednostavnija) TS, manja građevina, 2x 8 MVA, dva VP 35 kV (12 VP u 10(20) kV postrojenju)
Revitalizacije i rekonstrukcija TS 35/10(20) kV	Revitalizacija podsustava (sekundarna oprema)
	Revitalizacija primarne opreme
	Zamjena 10(20) kV postrojenja sklopnim blokovima
	Cjelokupna rekonstrukcija (zamjena postrojenja i podsustava, značajnija građevinska sanacija uključuje povećanje broja polja i pojačanje transformacije)
	Zamjena transformatora (pojačanje snage transformacije ili dotrajnost postojećeg TR)
	Građevinska sanacija

6.2.1. Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV

U skladu s prethodno opisanim smjernicama i načelima planiranja - glavni opseg investicijskih aktivnosti usmjeren je rekonstrukciji postojećih pojmih točaka 35/10(20) kV. U okviru ulaganja u planskom razdoblju do 2034. planirana je izgradnja do 5 novih TS 35/10(20) kV, najvećim dijelom zbog pojave većih korisnika (OIE ili potreba za većom snagom) u slabije naseljenim i ruralnim područjima.

Tablica 6-5 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. - 2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 35/10(20) kV	250.000	2.400.000	4.000.000	6.650.000	9.850.000	16.500.000

6.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV

Prioritet i dinamiku ulaganja u TS 35(30)/10(20) kV određuju: rizik od zastoja pogona (dotrajala oprema), sigurnost pogona (potreba pojačanja snage transformacije), osiguranje pogonskih informacija za daljinsko vođenje (revitalizacija relejne zaštite i SDV) i povezanost s investicijskim aktivnostima prelaska na 20 kV. Dodatne poslovne okolnosti koje se analiziraju u projektnoj i tehničkoj pripremi su opće i lokalne značajke opterećenja, procjene potencijala priključka obnovljivih izvora energije i stanje pojmih točaka 110/10(20) kV ili 110/35/10(20) kV u blizini.

Povećanje udjela mreže u pogonu na 20 kV i povećanje udjela izravne transformacije (110/20 kV) odražava se na pristup rekonstrukciji i revitalizaciji TS 35(30)/10(20) kV. Iskustvo pokazuje da u području

s većom gustoćom opterećenja, izgradnja TS 110/20 kV mijenja ulogu gradskih TS 35/10 kV tako da barem jedna do dvije postaju 20 kV rasklopišta, a jedna do dvije TS 35/10 kV gube ulogu u napajanju SN mreže. Popis objekata koji su u razdoblju 2014. – 2023. promijenili ulogu u mreži predstavljen je u Prilogu 11.1. Na isti način je predstavljena lista objekata koji će s vremenom promijeniti ulogu u SN mreži zbog planirane izgradnje novih pojmih točaka 110/10(20) kV.

Tablica u nastavku prikazuje planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 6-6 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	2.981.550	9.838.050	6.172.800	18.992.400	64.535.000	83.527.400

6.2.3. Izgradnja novih 35(30) kV vodova

Planovima razvoja distribucijske mreže predviđeno je uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV i postupni prelazak na 20 kV, dok će se naponska razina 35 kV postupno napuštati u onim dijelovima distribucijske mreže gdje je to moguće.

Pregled ulaganja u izgradnju novih 35 kV vodova prikazan je tablicom u nastavku, dok se detaljniji podaci o ulaganjima nalaze u Prilogu 11.3.3.

Tablica 6-7 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju

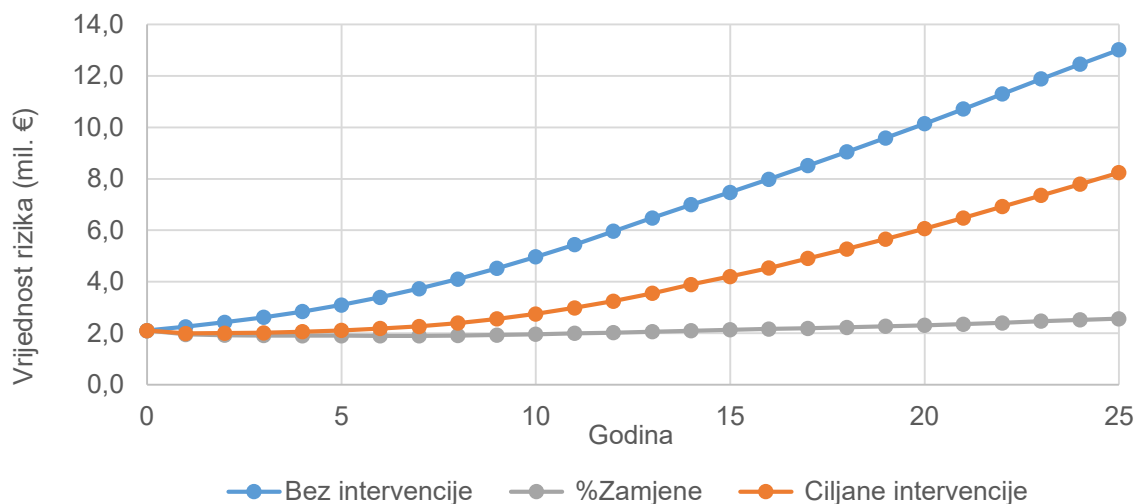
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	484.565	311.135	665.500	1.461.200	2.450.000	3.911.200

6.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova

Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 30(35) kV vodova realizirat će se ovisno o njihovoj starosti i životnom vijeku u onim dijelovima distribucijske mreže gdje je predviđeno dulje zadržavanje 35 kV naponske razine.

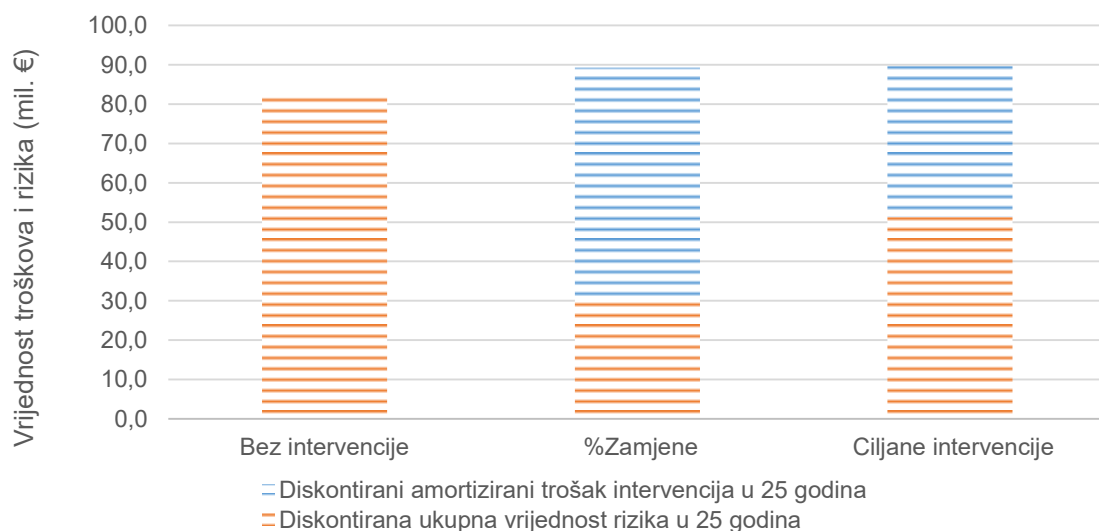
Prilikom definiranja projekata i prioriteta ulaganja, koriste se kriteriji i metodologija izrađeni u okviru studije „Planiranje obnove dalekovoda 35(30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže“ [43]. Na temelju analize stanja nadzemnih vodova 35 kV naponske razine, studija daje projekcije pogonskih rizika dalekovoda u budućem razdoblju uz projekcije potrebnih ulaganja u odnosu na ciljanu razinu rizika.

Slika u nastavku prikazuje promjenu rizika na DV 35 kV na razini dionice u tri scenarija ulaganja: bez intervencije, uz određeni postotak zamjene te uz ciljane intervencije.



Slika 6-1 Promjena rizika na razini dionica tijekom 25-godišnjeg razdoblja

Slika prikazuje zbroj diskontiranih amortiziranih troškova i ukupnih rizika svake pojedinačne komponente dalekovoda, čime je zbroj tih dvaju parametara sveden na razinu dionice. U oba slučaja, postotnih zamjena i ciljanih intervencija, njihov zbroj je veći od rizika ako se ne bi ništa radilo, no razlika je relativno mala, pri čemu je ostvareno značajno smanjenje rizika, osobito u slučaju scenarija postotnih zamjena. Oba scenarija ulaganja imaju približno jednake ukupne troškove. Scenarij postotne zamjene ima bitno bolji omjer troškova ulaganja i rizika te bi se moglo zaključiti kako predstavlja optimalni scenarij obnove DV 35(30) kV. Treba uzeti u obzir da taj scenarij pretpostavlja potpuno neovisno optimiranje zamjena pojedinih elemenata dalekovoda na razini stupnog mjesta, odnosno nije uključeno integralno planiranje obnove vodiča i opreme na razini cijele dionice. Stoga scenarij postotne zamjene u stvari predstavlja teoretski potencijal smanjenja rizika, dok scenarij ciljanih intervencija predstavlja realno ostvarivo upravljanje rizikom, uz otvorenu mogućnost dodatnog optimiranja.



Slika 6-2 Diskontirani amortizirani troškovi i ukupni rizici na razini dionice

Tijekom 2022. godine pokrenute su aktivnosti na izradi elaborata postojećeg stanja i prijedloga sanacije za 40 najkritičnijih dionica dalekovoda prema rezultatima provedene studije. Nakon izrade elaborata postojećeg stanja i prijedloga sanacije pokreću se aktivnosti izrade projektnih podloga te nakon toga i revitalizacije dalekovoda u skladu s rezultatima izrađenih elaborata postojećeg stanja.

Tablica 6-8 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcija i revitalizacija DV/KB 35 kV	3.545.645	7.320.805	5.106.000	15.972.450	47.844.000	63.816.450

U početnom trogodišnjem razdoblju planirana je rekonstrukcija 15 dionica DV 35 kV i jedna dionica KB 35 kV ukupne duljine oko 222 km u vrijednosti 14,4 mil. eura. Dodatno, u navedenom razdoblju planirana su i manja pojedinačna ulaganja kroz ostale investicijske programe u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova ukupne vrijednosti 1,6 mil. eura. U razdoblju od 2028. do 2034. godine planirana su značajnija pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 510 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 40,8 mil. eura te manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 85 km vodova ukupne vrijednosti 7 mil eura. Detaljniji podaci o ulaganjima u rekonstrukciju i revitalizaciju nalaze se u Prilogu 11.3.4.

6.3. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV

Temeljne smjernice razvoja objekata 10(20) kV u idućem razdoblju su:

- Prioritetno planirati ulaganje u prelazak na 20 kV mreža čije su pojne točke izgrađene ili rekonstruirane 20 kV opremom.
- Nove TS SN/NN i vodove 10(20) kV graditi sa stupnjem izolacije 24 kV, a postojeće rekonstruirati također opremom s 24 kV stupnjem izolacije.
- Novi transformatori u TS SN/NN moraju biti prespojivi (preklopivi, 10(20) kV), osim ako SN mreža već nije u pogonu na 20 kV.
- Razvijati 10(20) kV mrežu tako da TS SN/NN u pravilu nemaju više od tri vodna polja, radi pojednostavnjenja upravljanja i vođenja SN mreže te kasnije automatizacije.
- Značajnije TS SN/NN i rasklopišta uvoditi u SDV.
- Analizirati i planirati dinamiku zamjene transformatora SN/NN koji su stariji od 40 godina novim transformatorima koji imaju značajno manje gubitke.

6.3.1. Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV

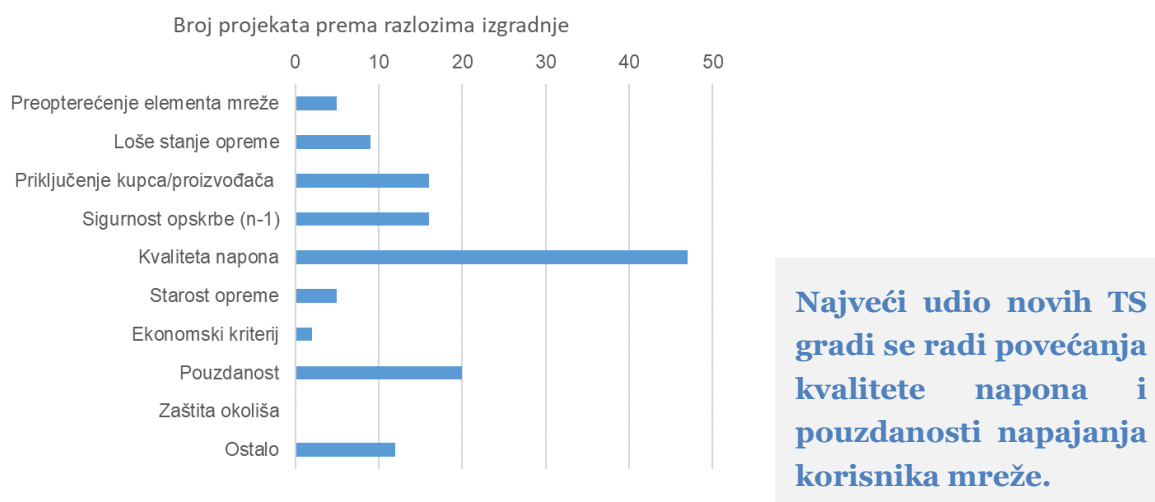
Broj i instalirana snaga TS 10(20)/0,4 kV uvjetovani su gustoćom opterećenja, pri čemu se u TS 10(20)/0,4 kV ne predviđa pričuva u transformaciji. Na područjima manje gustoća potrošnje treba graditi TS 10(20)/0,4 kV s manjom instaliranom snagom. Porast opterećenja nužno je pratiti interpolacijom novih TS 10(20)/0,4 kV u postojeću niskonaponsku mrežu. Tablica u nastavku prikazuje planirana ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 6-9 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	2.487.405	8.816.695	6.450.400	17.754.500	33.936.000	51.690.500

Tablica 6-10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2025. – 2027., s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2025.		2026.		2027.		Ukupno	
	(EUR)	broj	(EUR)	broj	(EUR)	broj	(EUR)	broj
Kabelska TS	2.374.403	33	8.394.258	115	5.620.400	89	16.389.061	237
Stupna TS	113.002	5	276.543	7	633.067	19	1.022.611	22
Rasklopište	0	0	145.894	0	1.651.479	3	1.797.373	1
Ukupno	2.487.405	37	8.816.695	123	7.904.946	111	19.209.046	260



Slika 6-3 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)

6.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV

Rekonstrukcije i revitalizacije se planiraju za TS 10(20)/0,4 kV starijeg godišta i sa izraženim rizicima za sigurnost i pouzdanost pogona zbog dotrajalosti, a poglavito kod:

- TS na drvenim stupovima
- TS tipa „tornjić“ koje većinom zahtijevaju temeljitu obnovu ili zamjenu
- starijih stupnih TS, posebno 10 kV opreme i NN razvoda
- kabelskih transformatorskih stanica starijeg godišta s opremom starije izvedbe (zrakom izolirano SN postrojenje i dotrajali NN razvodi).

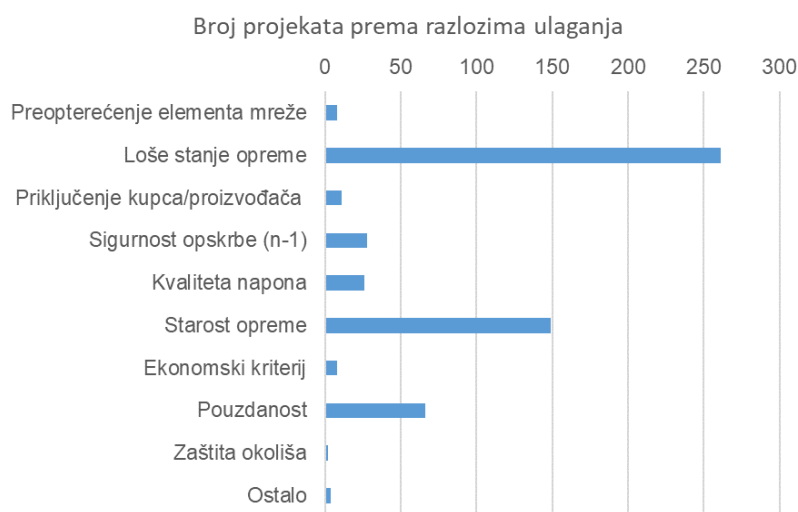
Tablica 6-11 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	6.856.670	18.510.030	13.389.500	38.756.200	98.172.000	136.928.200

Tablica 6-12 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2025.-2027. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2025.		2026.		2027.		Ukupno	
	(EUR)	broj	(EUR)	broj	(EUR)	broj	(EUR)	broj
Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	6.856.670	330	18.510.030	840	13.389.500	572	38.756.200	1742

Revitalizacije i rekonstrukcije obuhvaćaju ugradnju SN sklopnih blokova tipa RMU u kabelaške TS, a u posebnim slučajevima i u TS tipa „tornjić“.



Glavni razlozi rekonstrukcije i revitalizacije su starost opreme, loše stanje opreme te pouzdanost.

Slika 6-4 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)

6.3.3. Izgradnja novih 10(20) kV vodova

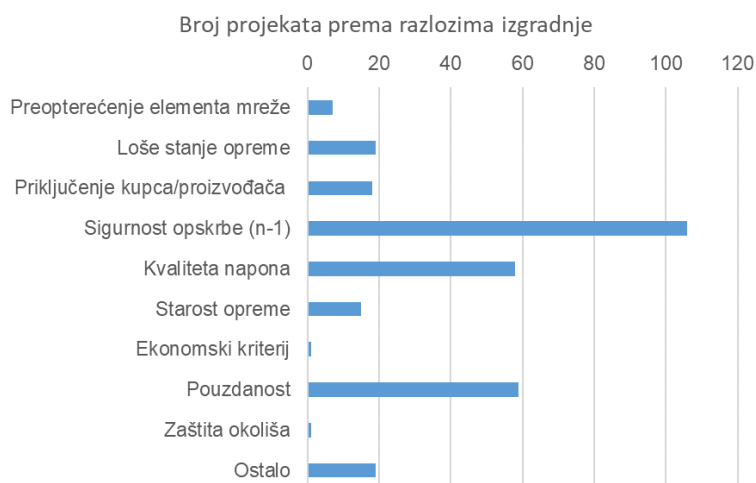
Ulaganja u izgradnju novih SN vodova napona 10(20) kV su od iznimnog značaja jer ovi vodovi, predstavljaju ključnu sastavnicu distribucijske mreže. Uz važnu ulogu u osiguranju sigurnosti i pouzdanosti napajanja velikog broja korisnika mreže, na ove se vodove priključuje sve veći broj novih korisnika i distribuiranih izvora i svi će zadržati ulogu u mreži koja prelazi na 20 kV pogonski napon.

Tablica 6-13 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	5.801.625	19.917.475	16.462.900	42.182.000	84.495.000	126.677.000

Tablica 6-14 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2025. – 2027. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2025.		2026.		2027.		Ukupno	
	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)
Nadzemni vodovi	186.528	6	810.299	18	854.500	18	1.851.326	42
Podzemni kabeli	5.615.097	60	19.107.176	239	15.608.400	201	40.330.674	506
Podmorski kabeli	0	0	0	0	0	0	0	0
Ukupno	5.801.625	70	19.917.475	257	16.462.900	219	42.182.000	548



Glavni razlozi izgradnje 10(20) kV vodova su povećanje sigurnosti opskrbe, povećanje kvalitete napona te pouzdanost nadzemnih vodova, koji se planiraju zamijeniti novim podzemnim kabelima.

Slika 6-5 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)

6.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova

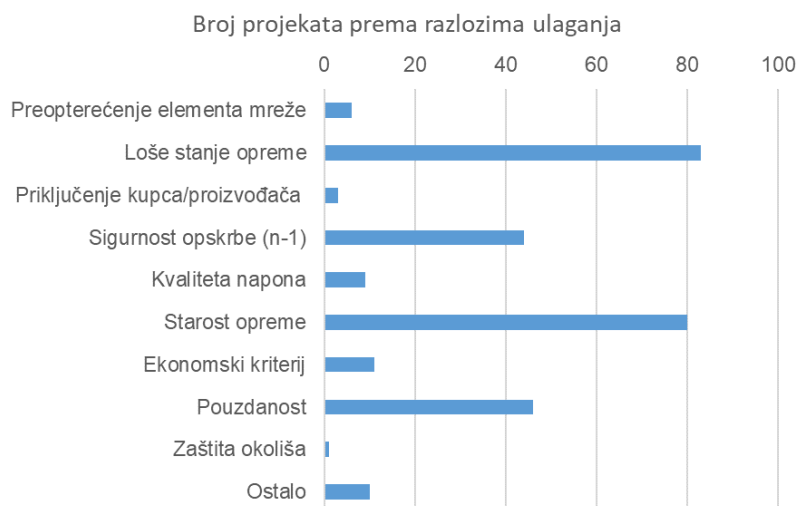
Magistralne vodove izvedene na drvenim stupovima planira se rekonstruirati u izvedbi betonskim stupovima što će između ostalog povećati pouzdanost napajanja, uz povećanje presjeka vodiča (Al/Fe 50/8 mm² ili 95/15 mm²) da bi se smanjili padovi napona duž vodiča i gubici. Osim zamjene nadzemnih vodiča, planira se i zamjena starih tipova kabela.

Tablica 6-15 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 20334	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	8.189.179	18.903.085	16.609.600	43.701.864	78.122.000	121.823.864

Tablica 6-16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2025. – 2027. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2025.		2026.		2027.		Ukupno	
	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	8.189.179	258	18.903.085	533	16.609.600	410	43.701.864	1201



Vodovi se revitaliziraju i rekonstruiraju najviše zbog starosti i lošeg stanja opreme, povećanja sigurnosti opskrbe te pouzdanosti, čime dolazi do povećanja pokazatelja pouzdanosti SAIFI i SAIDI.

Slika 6-6 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)

6.4. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV

Temeljne smjernice razvoja objekata naponske razine 0,4 kV u idućem razdoblju:

- interpolacija TS SN/NN kV s transformatorima većih instaliranih snaga u kabelskim mrežama visokourbaniziranih gradskih područja
- ugradnja pojednostavljenih TS 10(20/0,4 kV s transformatorima male nazivne snage radi skraćanja izvoda niskog napona i sanacije naponskih prilika u ruralnim područjima
- zamjena dotrajalih nadzemnih vodova NN malog presjeka, s naglaskom na zamjenu vodova s neizoliranim vodičima, novim dionicama samonosivim kabelskim snopom (SKS-om)

6.4.1. Izgradnja novih 0,4 kV vodova

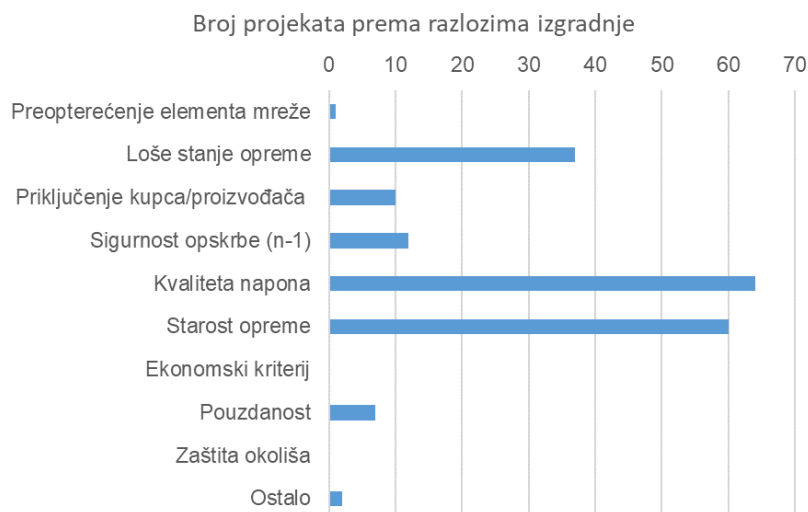
Izgradnja niskonaponske mreže planira se u skladu sa širenjem naselja te uz interpolaciju novih transformatorskih stanica. Kao znatan dio ulaganja u mrežu provodit će se i sanacije naponskih prilika te zamjene nepouzdatih neizoliranih vodiča i drvenih stupova SKS-om i betonskim stupovima.

Tablica 6-17 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	1.806.750	6.065.750	4.166.200	12.038.700	28.742.000	40.780.700

Tablica 6-18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2025. – 2027. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2025.		2026.		2027.		Ukupno	
	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)
Izgradnja novih vodova 0,4 kV	1.806.750	46	6.065.750	147	4.166.200	91	12.038.700	284



Nova niskonaponska mreža pretežito se gradi zbog preopterećenja mreže, lošeg stanja opreme i starosti, a radi sigurnosti opskrbe, pouzdanosti i poboljšanja kvalitete napona.

Slika 6-7 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)

6.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV

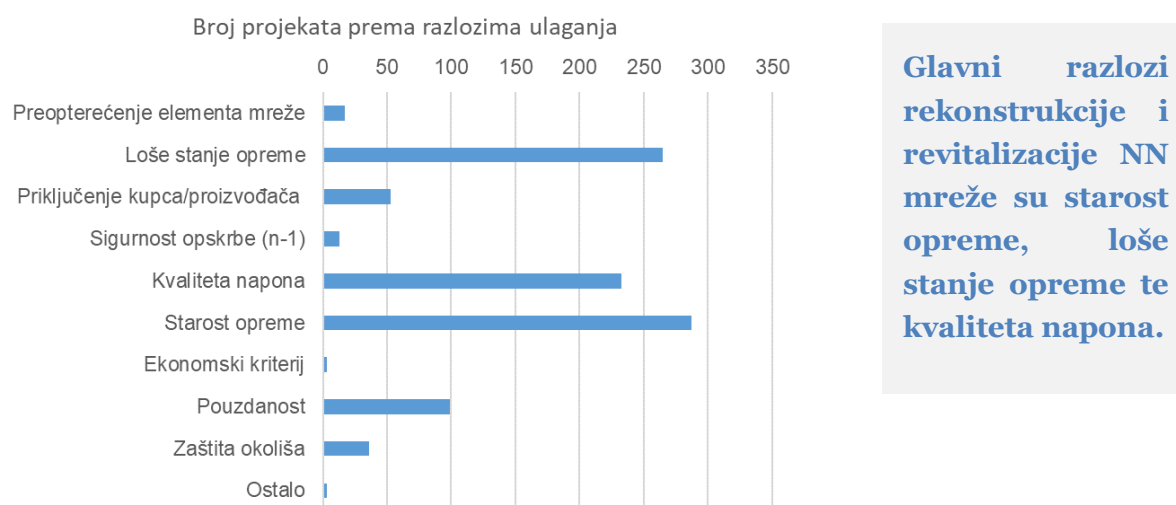
Rekonstrukcije NN mreže poglavito se odnose na zamjene vodiča malih presjeka SKS-om presjeka 70 mm². Riječ je o velikim investicijskim zahvatima i dugotrajnom procesu, a posebice na području Slavonije i Baranje gdje je znatan udio vodiča na krovnim stalcima, koji će se s vremenom morati zamijeniti.

Tablica 6-19 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025 – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	7.581.461	13.800.025	8.740.400	30.121.886	48.014.000	78.135.886

Tablica 6-20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u početnom trogodišnjem razdoblju 2025. – 2027. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2025.		2026.		2027.		Ukupno	
	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	426
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	7.581.461	151	13.800.025	256	8.740.400	182	30.121.886	589



Slika 6-8 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2025. – 2027.)

6.4.3. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka

U skladu s odredbama Mrežnih pravila distribucijskog sustava, Pravilnika o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, Zakonom o tržištu električne energije i ostalim pozitivnim zakonskim propisima, elektroenergetski priključci te pripadajuća mjerna oprema na obračunskim mjernim mjestima (dalje u tekstu: OMM) u nadležnosti su operatora elektrodistribucijskog sustava.

OMM je mjesto na kojem se mjere parametri električne energije radi obračuna, ali ujedno je i mjesto predaje/preuzimanja električne energije i kao takvo predstavlja granicu nadležnosti između operatora elektrodistribucijskog sustava i korisnika mreže. HEP ODS je odgovoran za ispravnost i pouzdanost sve opreme od mjesta priključenja na elektrodistribucijsku mrežu do uključivo OMM. Stoga se kontinuirano radi na održavanju i usklađenju priključaka i OMM s važećim propisima i tehničkim rješenjima. Investicijska ulaganja u priključke i obračunska mjerna mjesta provode se u skladu s internim poslovnim odlukama i smjernicama i važan su dio mjera za ostvarenje cilja smanjenja gubitaka električne energije i povećanja energetske učinkovitosti elektrodistribucijske mreže.

Za planiranje i provedbu investicijskog programa sanacije i rekonstrukcije OMM koriste se podaci prikupljeni u prijašnjim poslovnim godinama tijekom redovitih kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta, tijekom utvrđivanja neovlaštene potrošnje električne energije ili temeljem prijava korisnika mreže o nastalim nepravilnostima na priključku odnosno obračunskom mjernom mjestu. U razdoblju od 2013. godine do kraja 2023. godine uloženo je okvirno 27 mil.EUR u obnovu 90.500 OMM.

Tablica 6-21 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	1.949.170	3.875.730	3.746.500	9.571.400	25.465.000	35.036.400

Procjenjuje se da se uz navedenu financijsku dinamiku na razini HEP ODS-a godišnje može urediti okvirno do 4000 priključaka i obračunskih mjernih mjesta, što ovisi o kategoriji obračunskog mjernog mjesta i u kojoj mjeri su uključeni građevinski objekti s više obračunskih mjernih mjesta (zgrade) ili građevinski objekti s jednim obračunskim mjernim mjestom.

6.5. Ulaganja u mjerne uređaje, sekundarne sustave i razvoj

6.5.1. Mjerni uređaji i infrastruktura

HEP ODS osigurava mjerenje preuzete i predane električne energije u distribucijskom sustavu te dostavu mjernih podataka svim tržišnim sudionicima. Mjerna oprema na obračunskom mjernom mjestu vlasništvo je HEP ODS i isti ju je dužan održavati i ovjeravati o svom trošku. Operator distribucijskog sustava za svako obračunsko mjerno mjesto određuje tehničke značajke mjerila i ostale mjerne opreme, mjesto i način ugradnje.

Uloga i odgovornost HEP ODS-a u dijelu mjerenja je definirana zakonskim, podzakonskim propisima i direktivama EU, Pravilnikom o Općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN 100/2022), Zakonom o energiji (NN 120/12, 14/14, 95/15, 102/15, 68/18), Zakonom o tržištu električne energije (NN 111/2021), Zakonom o mjeriteljstvu i obveza ovjeravanja mjerila (NN 74/14, 111/18, 114/22), Mrežnim pravilima distribucijskog sustava (NN 74/2018) te Direktivom Europske unije 2009/72/CE i Provedbenom uredbom Komisije (EU) 2023/1162 o zahtjevima u pogledu interoperabilnosti i nediskriminirajućim i transparentnim postupcima za pristup podacima o mjerenju i potrošnji.

Dva odvojena skupa obaveza u idućem će razdoblju zahtijevati značajna ulaganja u mjerne uređaje i sustav za prikupljanje i obradu mjernih i kontrolnih podataka.

Ulaganja u mjerne uređaje

Pravilnik o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [44], od 1. listopada 2022. godine definira obvezu operatoru distribucijskog sustava da o svom trošku opremi:

- Postojeća obračunska mjerna mjesta (OMM) krajnjeg kupca s priključnom snagom većom od 22 kW, proizvođača te aktivnog kupca brojilom s daljinskim očitanjem koje omogućuje i mjerenje snage i jalove energije
- Postojeća OMM krajnjeg kupca iz kategorije poduzetništvo s priključnom snagom do uključivo 22 kW brojilom s daljinskim očitanjem koje omogućuje i mjerenje jalove energije
- Postojeća OMM krajnjeg kupca iz kategorije kućanstvo s priključnom snagom do uključivo 22 kW brojilom s daljinskim očitanjem.

Također, operator distribucijskog sustava dužan je kod nabave novih brojila, za opremanje OMM krajnjeg kupca s priključnom snagom do uključivo 22 kW, nabavljati samo napredna brojila [44].

Drugi skup obaveza, u vezi s uvođenjem naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje, definiran je Zakonom o energiji [4]:

- ODS utvrđuje tehničke zahtjeve i troškove uvođenja naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje te ih dostavlja Hrvatskoj energetske regulatornoj agenciji.
- Agencija provodi analizu troška i dobiti.
- Ministar na temelju analize Agencije utvrđuje odlukom plan i program mjera za uvođenje naprednih mjernih uređaja za krajnje kupce.

Završena je izrada studije isplativosti uvođenja naprednih mjerenja na temelju koje Ministar može donijeti odluku o uvođenju naprednih mjerenja.

Navedenim propisima pred ODS je stavljena konkretna vremenski definirana obaveza uvođenja daljinskog očitavanja, dok je za sada neizvjesna obaveza uvođenja naprednog mjerenja. Pri planiranju ovih aktivnosti treba uzeti u obzir:

- U razdoblju od narednih 6 godina treba opremiti vrlo velik broj OMM brojilima s daljinskim očitanjem (minimalno 80%), što je veliki financijski i organizacijski izazov za ODS.
- Potrebe za redovnom zamjenom brojila nisu linearne pa radi učinkovitosti (izbjegavanja dvostruke zamjene brojila na određenim OMM u kratkom vremenskom razdoblju) treba koordinirati aktivnosti redovne zamjene s uvođenjem daljinskog očitavanja.
- Minimalni set funkcionalnosti naprednog mjernog sustava prema Preporuci Europske komisije 2012/148/EU ne odstupa značajno od uobičajenih funkcionalnosti brojila s daljinskim očitanjem pa zbog toga treba koordinirati opremanje OMM brojilima s daljinskim očitanjem (definirana obaveza) s uvođenjem naprednog mjerenja (za sada nedefinirano).

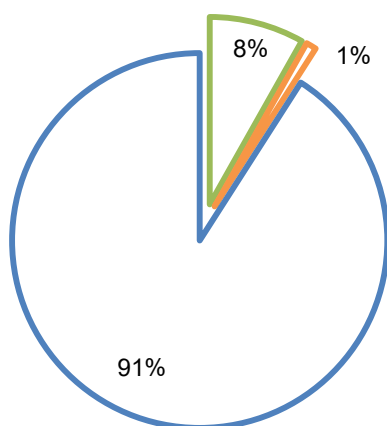
Navedene obaveze i rokovi izravno utječu na planove ulaganja i čine znatan udio potrebnih godišnjih ulaganja HEP ODS-a. Nova EU Direktiva o zajedničkim pravilima za tržište električne energije [45] zadaje bitno kraći vremenski rok za ispunjenje cilja uvođenja naprednih mjerenja. Uvođenje odrednica Direktive u hrvatsko zakonodavstvo može u idućem planskom razdoblju značajno utjecati na planove ulaganja HEP ODS-a.

Ulaganja u sustav za prikupljanje i obradu mjernih i kontrolnih podataka

Napredna mjerna infrastruktura je integrirani sustav naprednih brojila, komunikacijske mreže i sustava za nadzor naprednih brojila i upravljanje mjernim podacima koji omogućavaju dvosmjernu komunikaciju između pružatelja usluga i kupaca. Platforma za nadzor i operativan rad s naprednom mjernom infrastrukturom i upravljanje mjernim podacima s ugrađenim sigurnosnim procedurama obuhvaća:

- Sustav za upravljanje mjernim podacima (engl. Meter Data Management, dalje: MDM) – kompletna strojna i programska oprema koja upravlja prikupljanjem mjernih podataka iz brojila unutar napredne mjerne infrastrukture, vrši njihovo spremanje i obradu te ujedno čini sučelje prema HES sustavima raznih proizvođača, poslovnim sustavima u kojima se vrši obračun (SAP) te ostalim sustavima koji su nužni radi dohvaćanja potrebnih matičnih podataka za rad ili prosljeđivanja mjernih podataka
- Sustav za upravljanje mjerne infrastrukture (engl. Metering Operation Center, dalje: MOC) – direktno je vezan za MDM, a koristi se za nadzor mjerne infrastrukture i procesa koji se odvijaju, nadzor događaja i alarma te izvođenje masovnih operacija u mjernoj infrastrukturi
- Sustav za zaštitu komunikacije s naprednim brojilima (engl. Key Management System, dalje: KMS) – direktno vezan uz MDM te obuhvaća svu strojnu i programsku opremu koja se koristi za upravljanje i vođenje životnog ciklusa ključeva, upravljanje certifikatima te provođenje potrebnih kriptografskih funkcija te doprinosa osiguranju cjelovitog rješenja sigurnosti komunikacije u kompletnom sustavu napredne mjerne infrastrukture.

■ NN poduzetništvo ■ NN javna rasvjeta ■ NN kućanstvo



U distribucijskoj je mreži ukupno 2,51 milijuna obračunskih mjernih mjesta (OMM). Velika većina obračunskih mjernih mjesta, njih oko 91 %, odnosi se na tehnički jednostavnija obračunska mjerna mjesta kupaca kategorije kućanstvo.

Slika 6-9 Udio kategorija obračunskih mjernih mjesta – postojeće stanje

Tablica 6-22 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta po tipu brojila

Kategorija krajnjih kupaca	Broj OMM	Faznost	Napredna brojila u sustavu daljinskog očitavanja		Napredna brojila koja nisu u sustavu daljinskog očitavanja	Elektronička brojila koja nisu napredna, ali su u sustavu daljinskog očitavanja	Ostala brojila električne energije
Ukupno SN	2.574		2.558	99%	8	7	1
NN poduzetništvo (plavi)	17.238	1F	7.794	45%	1.079	320	8.045
	21.689	3F	8.364	39%	1.798	1.139	10.388
NN poduzetništvo (bijeli)	37.885	1F	16.433	43%	3.354	2.219	15.879
	89.633	3F	36.713	41%	8.423	9.131	35.366
NN poduzetništvo (crveni)	27	1F	25	93%	2	-	-
	33.638	3F	29.635	88%	233	3.714	56
Ukupno NN poduzetništvo	200.110		98.964	49%	14.889	16.523	69.734
NN javna rasvjeta	5.459	1F	2.605	48%	211	238	2.405
	16.885	3F	7.650	45%	556	1.153	7.526
NN kućanstvo	1.231.810	1F	216.290	18%	100.283	29.530	885.707
	1.088.448	3F	158.232	15%	71.953	16.059	842.204
Ukupno NN	2.542.712		483.741	19%	187.892	63.503	1.807.576
SVEUKUPNO	2.545.286		486.299	19%	187.900	63.510	1.807.577

Na dan 31.12.2023. godine, u sustav daljinskog očitavanja uključeno je 21,6 % OMM-a, 18,1 % kupaca kategorije kućanstvo i 57,6 % kupaca kategorije poduzetništvo.

Tijekom 2023. godine nastavljena je provedba složenog višegodišnjeg projekta modernizacije distribucijske mreže s ciljem opremanja svih obračunskih mjernih mjesta korisnika mreže naprednim brojilima do kraja 2029. godine. Ugradnjom naprednih brojila unaprjeđuju se različiti procesi: od obračuna, privremene obustave i uspostave isporuke električne energije do kontrole prekoračenja priključne snage, nesimetrije potrošnje, kontrole rada obračunskog mjernog mjesta te utvrđivanje neovlaštene potrošnje energije.

Ovjeravanje mjerne opreme

Mjerila koja moraju imati valjanu ovjeru su brojila električne energije te naponski i strujni mjerni transformatori kako bi se mogla koristiti u distribucijskoj mreži te kako bi se na osnovu njihovog mjerenja mogao izdati račun.

Najveći posao redovnog ovjeravanja vezan je za brojila električne energije. Brojila kojima je isteklo ovjerno razdoblje se demontiraju iz mreže i idu na servis i ovjeru, a na njihovo se mjesto ugrađuju ovjerena brojila. U skladu s Pravilnikom o ovjernim razdobljima za pojedina zakonita mjerila i načinu njihove primjene i o umjernim razdobljima za etalone koji se upotrebljavaju za ovjeravanje zakonitih mjerila (NN 107/15), definirana su ovjerna razdoblja za brojila električne energije:

- a) Jednofazna i trofazna brojila – 12 godina
- b) Brojila za priključak preko mjernih transformatora – 8 godina.

Baždarnice

Prostori baždarnica moraju u potpunosti zadovoljavati uvjete rada koji su navedeni u Uredbi o posebnim uvjetima koje moraju ispunjavati ovlaštena tijela za obavljanje poslova ovjeravanja zakonitih mjerila i/ili poslova pripreme zakonitih mjerila za ovjeravanje (NN 90/14). Do sada su baždarnice imale ulogu ovlaštenog servisa za pripremu zakonitih mjerila u postupku ovjeravanja, no početkom ugradnje naprednih brojila i izgradnje napredne mjerne infrastrukture (radi znatnog smanjenja opsega redovnog ovjeravanja zbog isteka baždarnog roka), dobijaju ulogu laboratorija za ispitivanje i pripremu naprednih brojila. Aktivnosti laboratorija se odnose, između ostalog, i na:

- Ulazne kontrole elektroničkih naprednih brojila s mogućnošću daljinskog očitavanja
- Laboratorij za komunikacijski dio brojila i napredne mjerne infrastrukture
- Laboratorij za računalni dio brojila i napredne mjerne infrastrukture
- Pripremu i ispitivanje naprednih brojila i ostale napredne mjerne opreme.

U cilju tehničke i kadrovske prilagodbe novim poslovima, planira se ulaganje u izgradnju novog objekta baždarnice Elektre Zagreb kao središnjeg modernog laboratorija za mjerne tehnologije, te u baždarnice Elektroprimorja Rijeka, Elektrodalmacije Split i Elektroslavonije Osijek čije će uloge također biti proširene na aktivnosti laboratorija za ispitivanje i pripremu naprednih brojila. Dodatno i u cilju ukupnog povećanja kapaciteta baždarnica HEP ODS-a, planira se revitalizacija opreme baždarnica u Elektri Zabok, Elektri Križ i Elektri Šibenik. Procjenjuje se da će se time povećati ukupni tehnički kapaciteta baždarnica HEP ODS-a za približno 74 %.

Tablica 6-23 Tehnički i kadrovski kapaciteti baždarnica HEP ODS-a prije i nakon planiranih ulaganja

Baždarnica	Kapacitet prije ulaganja		Kapacitet nakon ulaganja		Porast godišnjeg kapaciteta
	Broj radnika	Godišnji kapacitet ovjeravanja brojila (44 radna tjedna)	Broj radnika	Godišnji kapacitet ovjeravanja brojila (44 radna tjedna)	
Elektra Zagreb	19	13.400	27	52.800	294%
Elektra Zabok	4	4.500	6	6.500	44%
Elektra Varaždin	5	5.280	11	14.520	175%
Elektra Križ	6	9.240	7	15.400	67%
Elektroslavonija Osijek	23	29.000	13	20.000	-31%
Elektroprimorje Rijeka	6	20.000	6	35.000	75%
Elektrodalmacija Split	10	16.000	10	24.000	50%
Elektra Šibenik	4	4.500	6	9.000	100%
Ukupno	77	101.920	86	177.220	74%

Akreditiranjem prema normi HRN EN ISO/IEC 17020:2012 te ispunjenjem svih uvjeta prema Uredbi o posebnim uvjetima koje moraju ispunjavati ovlaštena tijela za obavljanje poslova ovjeravanja zakonitih mjerila i/ili poslova pripreme zakonitih mjerila za ovjeravanje (NN 90/14), baždarnice HEP ODS-a nakon ishođenja potvrde od Državnog zavoda za mjeriteljstvo će postati ovlaštena tijela i za obavljanje poslova ovjeravanja zakonitih mjerila odnosno brojila električne energije. Predviđa se da će ovaj postupak ostvariti HEP ODS-u značajno manje troškove na postupcima same ovjere brojila električne energije (ušteda od oko milijun eura) na razini godine.

Smjernice za ulaganje

HEP ODS je izradio Provedbeni plan ugradnje naprednih brojila, u skladu s preporučenim Scenarijem 2 implementacije naprednih brojila u trajanju 11 godina. Predviđeni period ugradnje naprednih brojila na sva obračunska mjerna mjesta korisnika distribucijske mreže je 2019. – 2029. godina. Za procjenu troškova brojila i troškova komunikacije korištene su dvije najčešće komunikacijske tehnologije za daljinsko očitavanje: GPRS/LTE i PLC.

Osim obveza proizašlih iz zakonskih odredbi vezanih za uvođenje naprednih brojila, tijekom provedbe projekta potrebno je zadovoljiti i rokove zamjene brojila zbog redovne ovjere u skladu sa zakonima iz područja mjeriteljstva. S obzirom da se trenutno HEP ODS nalazi u razdoblju koje prema Provedbenom planu obuhvaća najveći broj brojila kojima ističe zakonski ovjerni rok, potrebno će biti planirati veće iznose za ulaganja u nabavu brojila.

Planovi ugradnje naprednih brojila nadopunjeni su prioritizacijom obračunskih mjernih mjesta kategorije poduzetništvo s potpunom zamjenom do kraja 2024. godine i obračunskih mjernih mjesta na kojima su izvršene procjene potrošnje radi nemogućnosti očitavanja mjernih uređaja u posljednja tri (3) obračunska razdoblja i obračunskih mjernih mjesta kod kojih je u zadnjih godinu dana izvršeno isključenje najmanje dva (2) puta.

Definirana su područja strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu (SUM 1, 2, 3 i 4):

SUM 1. ZAMJENA BROJILA I MJERNIH TRANSFORMATORA NA OMM

Obuhvaća nabavu brojila za zamjenu postojećih brojila na OMM kategorije kućanstvo i poduzetništvo u skladu s Općim uvjetima i Provedbenim planom te radi tehnološke zastarjelosti, neispravnosti i isteka životnog vijeka postojećih brojila. Nabava strujnih mjernih transformatora

za obračunska mjerna mjesta u poluizravnom i neizravnom mjerenju radi neispravnosti i isteka životnog vijeka.

Realizacija pilot projekata za testiranje novih komunikacijskih tehnologija u naprednoj infrastrukturi mjerenja.

SUM 2. RAZVOJ SUSTAVA DALJINSKOG OČITAVANJA BROJILA

Zakonske obveze modernizacije tehnologije mjerenja, prikupljanja i obrade mjernih podataka, nadogradnje, unaprjeđenja i održavanja sustava za daljinsko očitavanje brojila i njihovo umrežavanje, održavanje G3 PLC komunikacijske mreže, nabava i ugradnja G3 PLC koncentratora, ugradnja filtara za blokiranje smetnji u G3 PLC komunikaciji, unaprjeđenje očitavanja ugradnjom LTE komunikatora, analiza i upravljanje mjernim podacima te utvrđivanje neovlaštene potrošnje električne energije.

Implementacija MDM, MOC i KMS platforme (industrijsko rješenje za nadzor naprednih brojila i upravljanje mjernim podacima) je sastavni dio napredne mjerne infrastrukture (engl. AMI – Advanced Metering Infrastructure). Industrijsko rješenje za nadzor i operativan rad s naprednim brojlama i upravljanje mjernim podacima predstavlja platformu s međusobno povezanim i interoperabilnim sustavom za upravljanje mjernim podacima, sustavom za upravljanje naprednom mjernom infrastrukturom i sustavom za zaštitu komunikacije s naprednim brojlama.

SUM 3. UNAPRJEĐENJE PROCESA S MJERNIM UREĐAJIMA I MJERNIM PODACIMA

Ova vrsta ulaganja cilja na ubrzanje poslovnih procesa, smanjenje troškova i poboljšanje poslovnih rezultata, ali i na unaprjeđenje tržišta električne energije uključivanjem evolucije od jednostavnih krajnjih korisnika mreže preko korisnika s vlastitom proizvodnjom do fleksibilnog korisnika s vlastitom proizvodnjom. Digitalna transformacija poslovanja uvođenjem platforme za zaprimanje očitavanja poslanih od naprednih brojila, sustava za upravljanje mjernim podacima s podatkovnog centra za upravljanje brojlama te podizanje stupnja zaštite od neovlaštenog pristupa i zlouporabe fizičkim i posredstvom različitih komunikacijskih kanala. Integracija poslovnih procesa digitalizacijom radnih naloga i uvođenje standardnih sučelja za povezivanje sustava.

Ovo zahtjeva realizaciju nekoliko projekata kao što su: uvođenje platforme za implementaciju Provedbene uredbe EK o zahtjevima u pogledu interoperabilnosti i nediskriminirajućim i transparentnim postupcima za pristup podacima o mjerenju i potrošnji do kraja 2024., zatim implementaciju novih tržišnih uloga i usluga u skladu sa ZoTEE (agregatori, energetske zajednice građana, aktivni kupci, obračuni temeljeni na krivuljama opterećenja, implementacija virtualnih mjernih mjesta), uvođenje platforme za pristup podacima korisniku mreže o mjerenju i potrošnji u gotovo stvarnom vremenu te nabavu industrijskih ručnih terminala i tableta i implementaciju digitalnih radnih naloga i servisnih programa za rad sa naprednim brojlama i koncentratorima podataka.

SUM 4. BAŽDARNICE I NEOBRAČUNSKA MJERNA MJESTA

Nabava opreme za revitalizaciju i modernizaciju baždarnica HEP ODS-a, kao što su ulaganje u opremanje baždarnica za rad s naprednim mjernim uređajima, ulaganje u rastavne mobilne stalke za testiranje brojila, zamjena metrološkog programskog paketa u baždarnicama te usluga održavanja, nadogradnje i unaprjeđenja informacijskog sustava za upravljanje kvalitetom na području mjerenja i nadzora rada baždarnica, potrebna je s obzirom na planove masovne i ubrzane ugradnje naprednih brojila u mrežu i s obzirom na potrebu transformacije i prilagodbe baždarnica za njihove nove uloge.

U skladu s područjima strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu (SUM 1, 2, 3, 4), definirane su razine potrebnih ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 6-24 Ukupna ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju (uključujući sufinancirana ulaganja)

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	SUM 1. Zamjena brojila i mjernih transformatora na obračunskim mjernim mjestima	44.464.523	60.798.520	15.950.000	121.213.043	283.000.000	404.213.043
2	SUM 2. Razvoj sustava daljinskog očitavanja brojila	4.628.051	9.214.386	4.950.000	18.792.437	44.000.000	62.792.437
3	SUM 3. Unaprjeđenje procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima	246.000	3.172.027	3.300.000	6.718.027	16.000.000	22.718.027
4	SUM 4. Baždarnice i neobračunska mjerna mjesta	4.811.966	6.392.527	1.100.000	12.304.493	29.000.000	41.304.493
	Ukupno	54.150.540	79.577.460	25.300.000	159.028.000	372.000.000	531.028.000

Tablica u nastavku daje financijske i prirodne podatke o ulaganjima u zamjenu brojila u idućem trogodišnjem razdoblju. Procjena jediničnih planskih cijena brojila u skladu je s cijenama postignutim u ranije provedenim nadmetanjima te iskustvenim podacima o kretanju cijena na tržištu tijekom godina.

Tablica 6-25 Ukupna ulaganja u zamjenu brojila u razdoblju 2025. – 2027. s naturalnim podacima (uključujući sufinancirana ulaganja)

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2025.		2026.		2027.		Ukupno	
	(EUR)	(kom)	(EUR)	(kom)	(EUR)	(kom)	(EUR)	(kom)
Zamjena brojila	36.501.164	387.214	56.002.448	626.372	15.400.000	172.315	93.129.983	1.185.901

U prethodnim tablicama sadržana su sva planirana ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u narednom desetogodišnjem razdoblju. Bitan dio ulaganja realizirat će se u okviru sufinanciranog projekta Modernizacija i razvoj napredne mreže iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti, što je detaljnije opisano u Poglavlju 6.7.5.

Tablica u nastavku iskazuje planirana redovna ulaganja financirana vlastitim sredstvima HEP ODS-a u narednom desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 6-26 Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju iz vlastitih sredstava HEP ODS-a

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	SUM 1. Zamjena brojila i mjernih transformatora na obračunskim mjernim mjestima	523.414	15.542.934	15.950.000	32.016.348	90.841.585	122.857.932
2	SUM 2. Razvoj sustava daljinskog očitavanja brojila	407.778	5.286.712	4.950.000	10.644.490	37.212.215	47.856.705
3	SUM 3. Unaprjeđenje procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima	246.000	3.172.027	3.300.000	6.718.027	22.984.015	29.702.043
4	SUM 4. Baždarnice i neobračunska mjerna mjesta	52.808	522.327	1.100.000	1.675.135	5.472.385	7.147.520
	Ukupno	1.230.000	24.524.000	25.300.000	51.054.000	156.510.200	207.564.200

6.5.2. Sustavi daljinskog vođenja distribucijske mreže

Temeljni cilj postavljen kod organizacije funkcije vođenja distribucijskog sustava je omogućiti sigurno i pouzdano vođenje distribucijskog sustava u postojećem modelu i stanju, ali i osigurati platformu za promjene koje se postavljaju pred funkciju vođenja u kontekstu razvoja djelatnosti distribucije električne energije i poslovnog okruženja te stvaranja uvjeta za razvoj tržišta električne energije, s naglaskom na tehničku i tržišnu fleksibilnost te pomoćne usluge.

Organizacijski model vođenja distribucijskog elektroenergetskog sustava sastoji se od:

- 4 distribucijska dispečerska centra (dalje u tekstu: DDC): DDC Sjever, DDC Jug, DDC Istok, DDC Zapad, te nacionalnog distribucijskog dispečerskog centra (dalje u tekstu NDDC) koji će se oformiti dovršetkom procesa integracije procesnih sustava kao centralni izvještajno-planski centar.
- 21 distribucijskog upravljačkog centra (dalje u tekstu: DUC)
- elektroenergetskih postrojenja i objekata te upravljačkih mjesta s kojih se upravlja grupom objekata na najnižoj razini vođenja.

Tablica 6-27 Pregled instaliranih SCADA sustava po upravljačkim centrima

Red. br.	Instalirani sustav	Broj distribucijskih područja
1	ABB Network Manager v6.4 (Linux)	4
2	ABB Network Manager (Linux)	5
3	Končar Proza NET	11
	Ukupno	20

Sustavi daljinskog upravljanja su informacijski sustavi, dinamični u razvoju i izazovima sigurnosti. Stoga traže kontinuirano održavanje i unaprijeđivanje. Isto tako, trend uvođenja naprednih funkcija u elektroenergetsku mrežu (napredna elektrodistribucijska mreža, Smart Grid) značajno utječe na procese razvoja, a time i ulaganja u sustave vođenja te njihova održavanja.

Funkcija vođenja organizirana je u obliku 1(4)/21, prema kojem se funkcije upravljanja mrežom odvijaju na razini 21 distribucijskog upravljačkog centra (DUC), a funkcije vođenja, posebno s naglaskom na nove zadaće i ulogu ODS-a na tržištu električne energije, na razini 4 distribucijska dispečerska centra (DDC). U skladu s tim, u periodu 2018. – 2023. godine realizirane su prve dvije faze projekta integracije DUC u nadležne DDC. Konačni cilj integracije je uspostava nacionalnog distribucijskog dispečerskog centra (NDDC) te postepeno gašenje pojedinih SCADA sustava (16 DUC centara u periodu 2024-2026), s ciljem smanjenja kompleksnosti sustava i količine aktivnih komponenti što će rezultirati značajnijim smanjenjem troškova održavanja. Tijekom 2024 ugašen je SCADA sustav u Vinkovcima.

S povećanjem zahtjeva prema HEP ODS-u za prikupljanje i razmjenu pogonskih informacija (prema opsegu djelatnosti i odgovornosti HEP ODS-a i prema korisnicima mreže, subjektima unutar HEP Grupe, drugim elektroenergetskim subjektima, regulatornoj agenciji, subjektima tržišne djelatnosti) prepoznata je potreba uspostave centralnog procesnog integracijskog sučelja kao digitalne platforme. Digitalne platforme predstavljaju sučelja koja koriste mrežu za povezivanje različitih entiteta, kako bi se omogućila i olakšala digitalna interakcija između njih i na taj način omogućilo stvaranje usluga dodanih vrijednosti. Digitalna platforma HEP ODS-a će biti podloga i alat za pružanje pomoćnih usluga sustavu i korištenje tehničke i tržišne fleksibilnosti u distribucijskom sustavu te daljnju digitalizaciju poslovnih procesa i platformizaciju u HEP ODS-u i ključni faktor u funkciji rješavanja sve složenijih poslovnih izazova za operatore distribucijskih sustava, danas i u budućnosti. Ovakav pristup omogućit će unaprjeđenje funkcija podrške vođenju, unaprjeđenje vođenja sustava, upravljanja prekidima, analize i optimiranja sustava i sl. Platformizacija i izgradnja procesno integracijskog sučelja, kao i razvoj usluga dodanih vrijednosti na osnovi potonjeg, provodit će se fazno, vodeći računa o optimalnom korištenju.

U idućem razdoblju planira se nastaviti ulaganja u razvoj i održavanje sustave vođenja u cilju stvaranja tehnološki suvremenih sustava koji će moći odgovoriti na izazove koje će pred njih stavljati novonastalo okruženje. Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže obuhvaćaju:

- a) ulaganje u sustave vođenja distribucijskih upravljačkih centara i distribucijskih dispečerskih centara i uvođenje naprednih ADMS funkcija
- b) integraciju s poslovno-tehničkim sustavima putem CIM tehnologije
- c) modernizaciju sustava daljinskog vođenja u elektroenergetskim objektima
- d) digitalizaciju i platformizaciju procesa vođenja distribucijske mreže kroz razvoj usluga dodanih vrijednosti (napredne usluge sustava, napredno vođenje,...).

Kontinuiranim uvođenjem sustava daljinskog vođenja u elektroenergetske objekte postignut je visok stupanj uvedenosti u sustav daljinskog nadzora i upravljanja energetskim postrojenjima TS 110/x kV i 35(30)/x kV. S ciljem modernizacije sustava daljinskog vođenja u elektroenergetskim objektima, kontinuirano će se provoditi aktivnosti na revitalizacijama sustava daljinskog vođenja u objektima TS 110/x kV i 35(30)/x kV kako bi isti mogli nastaviti pouzdano vršiti temeljne funkcije nadzora i upravljanja elektroenergetskim postrojenjima u cilju učinkovitog i pouzdanog vođenja distribucijske mreže.

6.5.3. Sustavi mrežnog tonfrekventnog upravljanja

Sustavi mrežnog tonfrekventnog upravljanja (u daljnjem tekstu: MTU) koriste se u HEP ODS-u duži niz godina s primarnom zadaćom prebacivanja tarife na brojilima električne energije. Osim toga, u pojedinim distribucijskim područjima, koriste se i za upravljanje javnom rasvjetom. MTU sustave instalirane u HEP ODS-u u načelu dijelimo u dvije grupe:

- MTU sustavi s injektiranjem signala na naponskoj razini 110 kV koji su instalirani na području terenskih jedinica (Elektre Zagreb, Elektroprimorja Rijeka i Elektrodalmacije Split)
- MTU sustavi s injektiranjem signala na naponskoj razini 35 kV koji su instalirani na području terenskih jedinica (Elektre Čakovac, Elektre Varaždin, Elektre Koprivnica, Elektre Požega, Elektre Virovitica, Elektroistre Pula i Elektrojuga Dubrovnik).

Obzirom na provedbeni plan ugradnje naprednih brojila, u skladu s preporučenim Scenarijem 2 implementacije naprednih brojila u trajanju 11 godina, predviđeni period ugradnje naprednih brojila na sva obračunska mjerna mjesta korisnika distribucijske mreže je 2019. – 2029. godine. Nakon toga će se stvoriti tehnički preduvjeti za napuštanje MTU sustava u funkciji prebacivanja tarife i njegovu prenamjenu za nove funkcije iz područja vođenja distribucijske mreže u kontekstu distribucijske fleksibilnosti. Kako bi postojeći MTU sustavi pouzdano obavljali funkciju prebacivanja tarife do 2030. godine, pokrenuta su tijekom 2024. godine investicijska ulaganja, poglavito u sustave s injektiranjem signala na naponskoj razini 110 kV na području Elektroprimorja Rijeka i Elektrodalmacije Split.

Zbog međusobne povezanosti, ulaganja u MTU sustave u razdoblju 2025.-2034. prikazana su kao dio Tablice 6.28.

6.5.4. Komunikacijski sustavi i kibernetička sigurnost

Komunikacijski sustav HEP ODS-a predstavlja ključnu komponentu u obavljanju djelatnosti distribucije električne energije i kao takav zauzima značajnu pozornost iz konteksta razvoja i izgradnje, održavanja, korištenja, ali i kibernetičke sigurnosti. Posebno je istaknuta važnost telekomunikacijskog sustava za potrebe vođenja i osmotrivosti distribucijske mreže, naprednih mjerenja i očitavanja, sustava mjerenja kvalitete električne energije te ostalim poslovnim sustavima kao i za sigurnu razmjenu informacija između svih zainteresiranih strana na tržištu električne energije.

U tehničkom okviru napredne elektrodistribucijske mreže (Smart Grid), informacijsko komunikacijske tehnologije i sustavi su važan element u postizanju potrebne razine nadzora, mjerenja (senzorika, distribuirana napredna realtime logika) i općenito osmotrivosti buduće napredne mreže. Dakle, karakteristika naprednih mreža bit će korištenje kombinacije centralizirane i distribuirane logike, nadzora i upravljanja što zahtijeva pouzdan, fleksibilan i dostatan komunikacijski sustav. U HEP ODS-u se napredne komunikacijske tehnologije i infrastruktura koriste za potrebe procesnog i poslovnog sustava, a sastoje se od sustava govornih i vremenski kritičnih podatkovnih veza te prateće opreme besprekidnog napajanja. Za prijenos vremenski nekritičnih podataka u svrhu povećanja osmotrivosti distribucijske mreže planira se daljnje proširenje upotrebe IoT tehnologija u navedene svrhe.

HEP ODS je identificirani operator ključne usluge za uslugu distribucije električne energije. Temeljem Zakona o kibernetičkoj sigurnosti operatora ključnih usluga i davatelja digitalnih usluga (NN 64/2018) društvo kontinuirano usklađuje svoje poslovanje, radi na implementaciji propisanih obveza te redovito sudjeluje u organiziranim radionicama i dostavlja propisana izvješća.

U središtu pozornosti razvoja komunikacijskog sustava su proširenja i podizanje razine kibernetičke sigurnosti u skladu sa zakonskom regulativom kao i modernizacija govornih radijskih mreža. Navedene mreže podrazumijevaju uporabu postojećih i novih naprednih komunikacijskih tehnologija visokih sigurnosnih standarada.

U idućem razdoblju planira se nastavak ulaganja u proširenje, modernizaciju i podizanje razine kibernetičke sigurnosti komunikacijskih sustava. Od većih ulaganja tijekom 2024. i 2025. godine planirano je proširenje TETRA radijskog sustava na područje Elektrolike Gospić i Elektroprimorja Split kao i proširenje DMR radijskog sustava na distribucijska područja grupe područja Sjever. Planirana je zamjena dozemnog užeta OPGW-om na nekoliko dionica 35 kV dalekovoda te revitalizacija nekoliko većih UPS jedinica.

U planu je nastavak suradnje s HEP-Telekomunikacijama d.o.o. na području učinkovite izgradnje, korištenja, upravljanja i kibernetičke zaštite TK sustava za sve postojeće potrebe. Osim navedenoga u planu je nastavak suradnje sa HEP.d.d UKS-om na povećanju kibernetičke sigurnosti samih upravljačkih sustava.

Tablica 6-28 Ulaganja u sustave daljinskog vođenja, MTU te komunikacije i kibernetičku sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganje u sustave daljinskog vođenja	100.000	300.000	750.000	1.150.000	3.160.000	4.310.000
2	Ulaganje u MTU sustave	30.000	65.000	75.000	170.000	300.000	470.000
3	Ulaganje u sustave komunikacija i sigurnost	200.000	165.000	175.000	540.000	950.000	1.490.000
	Ukupno	330.000	530.000	1.000.000	1.860.000	4.410.000	6.627.000

U početnom razdoblju ovog planskog dokumenta (2025-2026) financiranje većine opisanih aktivnosti iz planira se u okviru projekta Modernizacija i razvoj napredne mreže sa sufinanciranjem iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti (opisano u poglavlju Poglavlju 6.7.5.). Od polovine 2026, sva daljnja ulaganja su planirana kroz redovni plan investicija ODS-a.

6.5.5. Automatizacija i upravljanje po dubini mreže

Nepovoljni učinak neplaniranih prekida napajanja može se smanjiti upotrebom daljinski upravljivih rastavnih naprava (DURN) u nadzemnoj srednjonaponskoj (SN) mreži te daljinski vođenih SN sklopnihi blokova u kabelskoj mreži, odnosno transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV. Brzim odvajanjem dijela mreže u kvaru se smanjuje broj korisnika bez napajanja, vrijeme potrebno za lociranje kvara te vrijeme i količina neisporučene električne energije.

Kod planiranih prekida napajanja, upotrebom navedenih tehnoloških rješenja može se brže isključiti dio nadzemnog ili kabelskog voda (distribucijske mreže) čime se smanjuje nepovoljni učinak zastoja, odnosno isključuje samo nužan broj korisnika mreže.

Ocjenjuje se da se primjenom suvremenih tehnologija može postići smanjenje vremena zastoja na vodovima od 25-30 % u odnosu na prethodno stanje, što predstavlja značajan iskorak prema poboljšanju pouzdanosti i kvalitete isporuke električne energije.

Ulaganja kojima se planiraju ostvariti funkcije automatizacije i upravljanja po dubini mreže obuhvaćaju ulaganja u:

- daljinski vođene rastavne naprave u nadzemnoj mreži i
- daljinski vođene integrirane SN sklopne blokove u kabelskoj mreži, odnosno u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV.

Sustavno ulaganje u automatizaciju SN mreže započelo je u 2013. godini, od kada se odabir broja daljinski vođenih rastavnih sklopki te daljinski vođenih SN sklopnihi blokova i lokacija njihove ugradnje radi na temelju definirane metodologije i kriterija te utvrđenih tehničkih specifikacija. U razdoblju koje je slijedilo pokriven je znatan broj točaka mreže koje su postale automatizirane i koje su time pridonijele ukupnom povećanju stupnja automatizacije mreže HEP ODS-a. Također, počevši s 2017. godinom, u pojedinim točkama nadzemnih srednjonaponskih mreža implementirani su i vakuumski prekidači (engl. recloser).

Tablica 6-29 Stanje automatiziranosti srednjonaponske mreže

Automatiziranost srednjonaponske kableske mreže		
TS 10(20)/0,4 kV	Uvedenost TS 10(20)/0,4 kV u SDV	Udio
27.534	1.474	5,4 %

Automatiziranost srednjonaponske nadzemne mreže		
Duljina nadzemne SN mreže	Uvedenost rastavljača u SDV	Broj rastavljača uvedenih u SDV na 100 km SN nadzemne mreže
19.416	850	4,4

Studijom „Razvoj automatizacije srednjonaponske mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula“ [46] je analizirano stanje automatizacije mreže, obrađeno više pristupa automatizaciji te je izrađen scenarij razvoja automatizacije. Veliki značaj studije, odnosno pripadajuće metodologije, je što određuje optimalan broj, tip i lokaciju uređaja za automatizaciju po vodnim poljima koji postojeći pokazatelj SAIDI za distributivno područje smanjuje za 50 %. Rezultat primjene metodologije je i procjena troškova navedenog zahvata, što omogućuje precizno višegodišnje planiranje programa automatizacije.

U periodu od 2021. do kraja 2024. godine dinamika ulaganja u automatizaciju srednjonaponske mreže usklađena je s aktivnostima na Pilot projektu uvođenja naprednih mreža (više u Poglavlju 6.7.1.) koji se provodio u pet distribucijskih područja (Elektra Zagreb, Elektroslavonija Osijek, Elektrodalmacija Split, Elektra Zadar i Elektrojug Dubrovnik). Također, na osnovu pozitivnih iskustava s primjenom GAP metodologije na području Elektroistre Pula, Elektrolike Gospić i u navedenih pet distribucijskih područja koja sudjeluju u Pilot projektu uvođenja naprednih mreža, tijekom 2022. godine provedena je sustavna analiza SN mreža primjenom GAP metodologije za preostala distribucijska područja. Primjenom GAP metodologije utvrđen je optimalan broj i lokacije uređaja za automatizaciju po dubini mreže za naredno trogodišnje razdoblje sa ciljem značajnijeg smanjenja trajanja neisporučene električne energije u odnosu na postojeći SAIDI. Na osnovu provedene analize korigiran je potreban iznos ulaganja u automatizaciju u idućem desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 6-30 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. - 2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Automatizacija i upravljanje po dubini mreže	100.000	500.000	1.000.000	1.600.000	7.000.000	8.600.000

Počevši od 2024. godine pa sve do lipnja 2026. godine za preostalih šesnaest distribucijskih područja HEP ODS-a ova aktivnost financirati će se u okviru projekta Modernizacija i razvoj napredne mreže iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti (NPOO). Ulaganja u okviru projekta Modernizacija i razvoj napredne mreže sagledana su u Poglavlju 6.7.5.

6.5.6. Nove tehnologije i tehnološki razvoj

Jedan od ciljeva HEP ODS-a, kako je detaljnije predstavljeno u Poglavlju 2., je razvijati i primjenjivati suvremena tehnološka rješenja kojima će se postojeće mreže postupno razvijati i pretvarati u napredne elektroenergetske mreže. Pri tome treba:

- pratiti razvoj novih tehnologija i tome prilagođavati izvedbe tehničkih rješenja
- prilikom analize mogućnosti primjene novih tehnologija uz tehničke, sagledati i financijske učinke primjene

- kontinuirano pratiti stanje postojeće opreme te u slučaju dotrajalosti opreme predlagati modernija tehnološka rješenja
- o provedenim tehnološkim radnjama upoznati što širi krug stručnjaka u HEP ODS-u
- izraditi studiju, elaborat, projekt ili uputu za primjenu novih tehnoloških rješenja ovisno o značaju predmetnog tehničkog rješenja za poslovne aktivnosti.

S obzirom na sve veće zahtjeve korisnika mreže i sve veću osjetljivost na kvalitetu električne energije te nove propise kojima će se regulirati odgovornost za osiguranje standardne razine kvalitete električne energije, nužno je sustavno planiranje radi optimalnog ulaganja u tehnološki razvoj mreže, povećavanja pouzdanosti napajanja i kvalitete napona.

U skladu s navedenim, u idućem razdoblju planiraju se intenzivirati aktivnosti na uvođenju novih tehnologija, kao iznimno važnog poslovnog cilja HEP ODS-a. Uvođenje novih tehnologija je dinamički proces koji se odvija postupno i usklađeno s općom razinom tehnološkog razvoja operatora. Uvođenje suvremenih tehnoloških rješenja u izravnoj je vezi i s:

- povećanjem pouzdanosti napajanja i kvalitete napona
- razvojem naprednih elektrodistribucijskih mreža
- automatizacijom i upravljanjem po dubini mreže
- sanacijom mreže po kriteriju naponskih prilika i opterećenja

U točki 51. preambule važeće Direktive (EU) 2019/944 [45], iz tzv. Čistog paketa istaknuto je da bi države članice trebale poticati modernizaciju distribucijskih mreža, koje bi trebalo izgrađivati na način kojim se potiče decentralizirana proizvodnja i energetska učinkovitost. Time se podržava i obvezuje operatore mreža na ulaganja u uvođenje novih tehnologija i uspostavu naprednih rješenja u mrežama.

Iskustvo pokazuje da su pilot projekti u kojima se na ograničenom području provjeravaju i ispituju razna nova tehnološka rješenja ključni preduvjet za uvođenje novih tehnologija. Nakon provedenih pilot projekata može se donijeti konkretan zaključak je li pojedino tehnološko rješenje zadovoljilo postavljene zahtjeve i ispunilo očekivanja. Ovisno o rezultatima pilot projekata, donosi se konačna odluka o široj primjeni pojedine vrste nove tehnologije.

U okviru proteklih aktivnosti na uvođenju novih tehnologija provedeni su pilot projekti kojima je testirano nekoliko vrsta novih tehnoloških rješenja. Slijedom pozitivnih iskustava iz razdoblja testiranja, od 2017. godine u HEP ODS-u je prva generacija energetski učinkovitih transformatora prihvaćena kao standard za primjenu u svim transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV. Na sličan način, od 2018. i 2019. godine u nadzemnim srednjonaponskim mrežama pojedinih distribucijskih područja implementirana je tehnologija vakuumskih prekidača, naponski stabilizatori i regulatori napona. Od 2022. godine, na temelju novih tehničkih uvjeta kojima su uvedeni moderni materijali i tehnologije, započeta je implementacija druge generacije energetski učinkovitih transformatora, za koje se očekuje da će u svom životnom vijeku značajno pridonijeti smanjenju tehničkih gubitaka.

U dolazećem razdoblju planira se kroz pilot projekte provjeriti primjenjivost transformatora SN/NN s automatskom regulacijom napona pod opterećenjem, sekcionalizatore, automatizirane prekidače, napredne indikatore kvarova, naponske stabilizatore i regulatore, izolirane SN vodiče, metalne konične višekutne stupove, visokotemperaturne vodiče te srednjenaponsku aparaturu bez SF6 plina za primjenu u transformatorskim stanicama i nadzemnim mrežama. U idućem desetogodišnjem razdoblju u nove tehnologije i razvoj planira se uložiti ukupno 3 mil. eura, odnosno godišnje prosječno 300.000 eura.

Tablica 6-31 Ulaganja u nove tehnologije i tehnološki razvoj u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027	Ukupno 2025. - 2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Nove tehnologije	300.000	300.000	300.000	900.000	2.100.000	3.000.000

6.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu

6.6.1. Osobna, teretna i radna vozila

Zbog prostorne širine elektroenergetske mreže i objekata, poslovno-pogonskih objekata te nužnosti pravodobnog odziva na potrebe korisnika mreže, vozila su neophodna i značajna radna sredstva. Prema potrebama i naravi posla, vozila koja se upotrebljavaju mogu se razvrstati u pet kategorija:

- osobna i laka dostavna vozila
- laka teretna i radna vozila
- teška teretna vozila
- priključna vozila
- radni strojevi

Trenutačno stanje voznog parka obilježeno je velikom prosječnom starošću, a samim tim značajni su i troškovi održavanja koje stanje i starost voznog parka generira.

Zadnja značajnija nabava osobnih i lakih dostavnih vozila, te dijela radnih vozila realizirana je tijekom 2015. i 2016. godine, a zatim je tek u 2023. i 2024. godine, nabavljen dio teškog teretnog programa i radnih vozila, te mali broj vozila osobnog programa. Pošto većina vozila osobnog i lako dostavnog programa 2025. godine zadovoljavaju starosni kriterij za zamjenu i s obzirom na potrebu nastavka obnove teškog i teretnog programa, procjenjuje se potreba za ulaganjima na razini 13,5 mil.EUR godišnje u razdoblju 2025. – 2029. Nakon toga potrebno je provoditi kontinuiranu zamjenu vozila svih kategorija prema kriterijima zamjene i u skladu sa standardizacijom voznog parka, optimalnim brojem

vozila i Strategijom obnove voznog parka (HEP, 2020.)

U planskom desetogodišnjem razdoblju, prema kriteriju starosti, planira se zamjena osobnih vozila starijih od 10 godina, lakih teretnih i radnih vozila starijih od 12 godina i teških teretnih vozila starijih od 16 godina. Dodatni kriteriji su stanje vozila i prijeđena kilometraža. Transportna sredstva iz kategorije radni strojevi će se koristiti do isteka životnog vijeka i ne planira se njihova daljnja nabava. Pojedini radni strojevi će se iznimno mijenjati ako se procjeni da na određenom području nije moguće osigurati primjerenu uslugu na tržištu.

Plan potreba transportnih sredstava izrađen je na temelju broja zaposlenih i Standardizacije voznog parka HEP grupe te Plana optimalizacije i Strategije obnove voznog parka HEP ODS-a. Optimalne količine vozila po kategorijama revidirane su u 2021. godini te ažurirane u 2024. godini u skladu s Odlukom o optimizaciji broja vozila.

Desetogodišnji plan ulaganja proizlazi iz potrebne količine vozila po kategorijama. Za svaku kategoriju vozila određena je prosječna cijena na osnovu prosječnih tržišnih cijena u lipnju 2024. g., uvažavajući trendove promjene pogonskih agregata, zbog uvođenja strožih eko normi u EU, i djelomično uzimajući

u obzir cijene postignute na prethodnim natječajima, a prema katalogu standardiziranih vozila HEP grupe. Plan je podložan korekciji temeljem faktora inflacije i nepredvidivih događaja (npr. kao korona).

Tablica u nastavku prikazuje prosječni godišnji plan zamjene vozila, uz pretpostavku povećanih ulaganja u razdoblju 2026.-2028. godine, zbog nedostatne obnove u razdoblju od 2018. do 2021. godine. Daljnja potrebna ulaganja su linearno raspodijeljena do kraja desetogodišnjeg razdoblja.

Tablica 6-32. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti

Red. br.	Trgovački naziv	Plan potreba vozila (kom)	Prosječna cijena (EUR)	Planska vrijednost (EUR)	Koef. zamjene	Prosječni godišnji plan	
						Iznos (EUR)	Količina (kom)
1	2	3	4	5	6	7	1
1	Osobna i laka dostavna vozila	1100	24.000	26.400.000	1/10	2.640.000	110,0
2	Laka teretna i radna vozila	663	75.000	49.725.000	1/12	4.972.500	66,3
3	Teška teretna vozila	70	290.000	20.300.000	1/16	2.030.000	7,0
4	Priključna vozila	120	30.000	3.600.000	1/20	360.000	12,0
5	Viličari i traktori	15	65.000	975.000	1/16	97.500	1,5
6	Radni strojevi	10	100.000	1.000.000	1/20	100.000	1,0
Ukupno		1.718		102.000.000		10.200.000	197,8

Kako bi se osigurala kontinuirana zamjena vozila u predviđenim rokovima i optimiranom broju, uzevši u obzir koeficijent, odnosno zamjene vozila (10, 12, 16 ili 20 godina, ovisno o kategoriji), u nabavku vozila potrebno je ulagati okvirno 9,2 mil. eura godišnje, no zbog potrebe za povećanim ulaganjem u slijedeće 4 godine, prosjek za narednih 10 godina iznosi 10,3 mil. Eura godišnje.

Tablica 6-33 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 20343.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Osobna, teretna i radna vozila	1.000.000	15.000.000	15.000.000	31.000.000	65.500.000	96.500.000

Nabavom novih transportnih sredstava, troškovi održavanja, a pogotovo troškovi goriva će se smanjivati. Pored navedenog, uvođenjem sustavnog gospodarenja voznim parkom, planira se uspostava sustava za praćenje kretanja određenih kategorija vozila što će dodatno doprinijeti optimalizaciji troškova. Kako nova vozila imaju nove norme i smanjenu emisiju CO₂, redovna obnova vozila direktno utječe na ukupne godišnje emisije stakleničkog plina CO₂ iz HEP grupe, a što se prati kao CO₂ otisak gospodarskih subjekata na nacionalnoj razini te generira dodatne troškove ukoliko HEP grupa izlazi iz određenih okvira.

6.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori

6.6.2.1. Poslovno-pogonske zgrade i nekretnine

Obavljanje djelatnosti distribucije električne energije obilježava velika zemljopisna rasprostranjenost jer korisnicima mreže na čitavom području Republike Hrvatske treba osigurati primjerenu razinu javnih usluga u okviru obaveza i odgovornosti operatora elektrodistribucijske mreže. Za obavljanje tih djelatnosti koriste se odgovarajući pogonski, poslovni i skladišni prostori. Kroz proces restrukturiranja HEP ODS-a i u cilju učinkovitijeg gospodarenja nekretninama optimiran je dio prostora koji se upotrebljava u poslovne i pogonske svrhe.

Ulaganja u nekretnine su dio poslovnih procesa povezanih s razvojem i unaprijeđenjem djelatnosti operatora. Redovitim ulaganjima održava se i/ili poboljšava starosna struktura postojećih nekretnina i osigurava primjereno stanje i potrebna funkcionalnost prostora. U skladu s navedenim, u idućem planskom razdoblju treba osigurati dodatna financijska sredstva zbog povećanih potreba za ulaganjima razvrstanim u kategorije:

- novi objekti – novi poslovni i pogonski prostori koji nisu vezani za postojeće objekte
- rekonstrukcija – dogradnja, nadogradnja, povećanje poslovnog i pogonskog prostora na postojećim objektima, uklanjanje vanjskog dijela građevine
- zamjena opreme – zamjena elektro-opreme (električne instalacije, video nadzori) i strojarke opreme (grijanje i klimatizacija) i namještaja u objektima
- uređenje okoliša, hortikultura i uređenje prometnica i parkirališta
- održavanje i adaptacije – uređenje fasada, krovišta, zamjena prozora i vrata na objektima u skladu s ciljevima energetske učinkovitosti, uređenje skladišnih objekata (pričuvni dijelovi i materijal, gospodarenje otpadom) i unutarnje uređenje objekata.

Procjenjuje se da će u desetogodišnjem razdoblju trebati sanirati ili urediti oko 80 % poslovnog i pogonskog prostora. Porast cijene materijala, rada i opreme i opća nesigurnost poslovanja imali su snažan utjecaj na ulaganja u poslovne i pogonske prostore. Otežano je sklapanje višegodišnjih ugovora i realizacija već sklopljenih ugovora što u konačnici rezultira usporenjem realizacije i smanjenjem novih planiranih investicijskih projekata.

Ulaganja u nove objekte planiraju se samo za lokacije za koje je tehno-ekonomska analiza pokazala opravdanost i koje su u skladu s daljnjim trendom restrukturiranja HEP ODS-a. Tako su među najznačajnijim ulaganjima u desetogodišnjem planskom razdoblju:

- Poslovna zgrada u Sisku
- Poslovno-skladišni kompleks u Slavonskom Brodu
- Poslovno-pogonska zgrada u Imotskom

Ulaganja u navedene objekte potrebna su zbog napuštanja visokourbanih prostora u centru grada (Zadar, Slavonski Brod) te dotrajalosti i neprikladnosti postojećih objekata. Izmještanjem skladišta i operativnog poslovanja izvan centara gradova omogućuje se učinkovitiji i lakši pristup teretnim vozilima te centraliziranje skladišnih prostora i terenskih jedinica.

Tablica 6-34. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganje u nekretnine	3.000.000	8.500.000	10.500.000	22.000.000	32.000.000	54.000.000

Planiranim ulaganjima će se osigurati bitni zahtjevi za građevinu:

- mehanička otpornost i stabilnost
- sigurnost u slučaju požara
- higijena, zdravlje i očuvanje okoliša
- sigurnost i pristupačnost tijekom uporabe
- zaštita od buke
- gospodarenje energije i očuvanje topline
- održiva uporaba prirodnih izvora.

Uvažavajući stanje nekretnina i proces restrukturiranja HEP ODS-a nastaviti će se optimirati prostori koji se upotrebljavaju u poslovne i pogonske svrhe i nastaviti uređivati prostori u cilju poboljšanja radnih uvjeta i funkcionalnosti te povećanja energetske učinkovitosti u skladu s mjerodavnom regulativom i obvezama koje iz nje proizlaze.

U dugoročnom razdoblju planiranja potreba za poslovnim prostorima bit će uvjetovana poslovnim, organizacijskim i demografskim procesima. Stoga može doći do promjene dinamike ulaganja u nekretnine.

6.6.2.2. Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom

HEP ODS-a djeluje u cilju sustavnog smanjivanja negativnih utjecaja na okoliš i prirodu i daje prednost aktivnostima i rješenjima koja doprinose povećanju energetske učinkovitosti. Politikom upravljanja okolišem i energijom se tvrtka obvezala osigurati potrebne resurse za provedbu i uspješno funkcioniranje sustava upravljanja okolišem prema normi ISO 14001 te sustava upravljanja energijom prema normi ISO 50001.

Opći ciljevi zaštite okoliša na razini cijelog HEP ODS-a usmjereni su smanjenju negativnih utjecaja postrojenja na bioraznolikost te aktivnom nadzoru nad aspektima okoliša. Nadzor nad aspektima okoliša nerijetko podrazumijeva ulaganja investicijskog karaktera usmjerena na zadovoljavanje zakonskih zahtjeva iz područja zaštite okoliša i prirode poput odgovornog gospodarenja otpadom, smanjenja mogućnosti nastanka izvanrednih situacija s negativnim utjecajem na okoliš, uređenja lokacija skladištenja transformatora te općenito boljim nadzorom nad emisijama u zrak, vodu i tlo. Na razini 21 distribucijskog područja razrađuju se ciljevi zaštite okoliša čije ostvarenje prate programi zaštite okoliša i osnovni su preduvjet unaprjeđenja sustava.

Krajem 2018. godine na razini svih organizacijskih jedinica HEP ODS-a uspješno je certificiran sustav upravljanja energijom prema normi ISO 50001 koji je u određenom dijelu komplementaran sa sustavom upravljanja okolišem. Prema financijskom knjigovodstvu, HEP ODS je u 2020. godini za troškove energije izdvojio 43 % manje sredstava nego u godini prve energetske osnovice (2015. godina), a 7,45 % manje nego u godini nove energetske osnovice (2019. godina). Radi osiguravanja resursa za ispunjenje ciljeva učinkovitog upravljanja energijom Kategorija 3 ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom posvećena je projektima koji za cilj imaju povećanje energetske učinkovitosti.

U skladu s dosada iznesenim, za iduće trogodišnje razdoblje definirane su četiri kategorije unutar kojih se planiraju ulaganja:

- | | |
|--------------|---|
| Kategorija 1 | Uređenja skladišta transformatora (pogonske pričuve i transformatora predviđenih za rashod): asfaltiranje podloge s ugradnjom separatora, ograđivanje prostora, nabava tankvana, ogradnih i pregradnih zidica i slično. |
| Kategorija 2 | Uređenja privremenih mjesta prikupljanja i skladištenja opasnog i neopasnog otpada: asfaltiranje podloge, ograđivanje i natkrivanje prostora za skladištenje otpada, nabava spremnika, tankvana i ostale opreme namijenjene sigurnom skladištenju otpada u skladu sa zakonskim zahtjevima i slično. |

- Kategorija 3 Povećanje energetske učinkovitosti: projekti usmjereni smanjenju potrošnje energije i povećanju energetske učinkovitosti.
- Kategorija 4 Nadzor nad aspektima okoliša (emisije u tlo, vodu i zrak) i priprema projektne dokumentacije za investicijske projekte SUO za kategorije 1, 2 i 4.

Razrada ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana je u Tablici 6.35. U idućem trogodišnjem razdoblju planira se uložiti 1,5 mil. eur sa sljedećom okvirnom raspodjelom ulaganja prema opisanim kategorijama:

- Kategorija 1 15 %
- Kategorija 2 10 %
- Kategorija 3 50 %
- Kategorija 4 25 %.

Za preostalih sedam godina ovog desetogodišnjeg razdoblja (2028. – 2034. g.) predviđena je dinamika ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom od prosječno 500.000,00 eur godišnje.

Tablica 6-35 Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	2028. - 2034.	Ukupno 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganja na temelju zahtjeva Sustava upravljanja okolišem i energijom	500.000	500.000	500.000	1.500.000	3.500.000	5.000.000

6.6.3. Informatička oprema i informatizacija poslovnih procesa

U HEP ODS-u se koristi oko 5.800 računala i još oko 25.000 komada ostale ICT opreme (pisači, monitori, skeneri, ploteri, tableti...). Radi otežane nabave ICT opreme u razdoblju COVID pandemije prosječna starost opreme je na razini 7,5 godina. HEP ODS planira redovnu zamjenu računala svakih pet godina, odnosno po isteku razdoblja amortizacije. Statistički, nakon 5 godina dolazi do znatnog povećanja broja kvarova opreme, a i na taj način se smanjuje kolanje opreme između korisnika te se poboljšava sigurnost ICT sustava i učinkovitost rada. Također, ostvarenjem ovog plana omogućuje se hardversko praćenje razvoja softvera, operativnih sistema itd. Naime, razvojem novih operativnih sustava bitno se unapređuju tehnologije zaštite računala, a razvojem softvera tvrtka dobiva dodatne funkcionalnosti pojedinih softvera.

Da bi se ispunio plan zamjene informatičke opreme, odnosno snižavanje prosječne starosti ICT uređaja i opreme, procjenjuju se godišnje potrebe kako slijedi:

- Informatička oprema:
 - 550 računala
 - 500 monitora
 - 300 prijenosnih računala
 - 150 pisača (A4, A3, Color laser, Ink jet, MFP, pisači za masovni ispis...)
 - 20 skenera (A4, A3, ADF)
 - 20 projektora
 - 5 plotera
 - 100 tableta
 - ostala oprema (UPS, kuvertirke, fotokopirni aparati).
- Informatizacija poslovnih procesa:

- Microsoft licence (operativni sustavi, Office, serverske licence...)
- licence za ostale programske pakete (Oracle, AutoDESK, Adobe, NEPLAN...)
- nabavu uređaja za snimanje NN mreža
- ostala ulaganja u unaprjeđenje poslovnih procesa.
- Kako bi u narednim godinama izbjegli velike količine popravaka, u 2024. godini, ali i narednim godinama potrebno je uložiti dodatna sredstva kako bi se izbjegli troškovi popravka opreme, zastarijevanje opreme te se sa starom opremom povećava rizik napada na ICT sustav kako HEP ODS-a, tako i na ICT sustav HEP-a d.d.

Tablica u nastavku prikazuje planirana ulaganja u uredsku informatičku opremu i informatizaciju poslovnih procesa (bez serverske i mrežne opreme), za iduće desetogodišnje razdoblje. Procjena iznosa sredstava za zamjenu opreme temeljena je na cijenama postignutim u postupcima javne nabave u prethodnom razdoblju.

Tablica 6-36 Ulaganja u informatičku opremu i informatizacijsku poslovnih procesa u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	2028.-2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Informatička oprema	800.000	850.000	900.000	2.550.000	6.300.000	8.850.000
2	Unaprjeđenje i informatizacija poslovnih procesa	150.000	150.000	150.000	450.000	1.050.000	1.500.000
	UKUPNO	950.000	1.000.000	1.050.000	3.000.000	7.350.000	10.350.000

6.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi

Kroz organizaciju i pripremu rada u HEP ODS-u, analiziraju se i utvrđuju rizici te se osiguravaju preduvjeti da se poslovi provode na siguran način, odnosno da postrojenja, mreža i instalacije nisu opasni za pogon, uporabu ni za okoliš (Bilten HEP Grupe broj 496 od 12. 8. 2020., „Pravila i mjere sigurnosti pri radu na električnim postrojenjima“). Radne zadatke obavljaju obučeni, stručni i za rad opremljeni radnici. U tom smislu planira se nabava:

- alata: pojedinačni kompleti monterskih alata za niski napon, za rad na nadzemnim vodovima, , alati za montažu kablskih završetaka, spojnice, uzemljenja i dr.
- alata za rad pod naponom
- jednostavnih mjernih i ispitnih uređaja za osnovno mjerenje i dijagnostiku na poslovima održavanja (npr. uređaji za ispitivanje izolacije, strujna kliješta, uređaji za mjerenje otpora petlje instalacije, uređaji za mjerenje otpora uzemljenja, termovizijske kamere, uređaji za bilježenje parametara kvalitete napona, strujnih i naponskih prilika u mreži i dr.)
- alata i strojeva (npr. motorne pile, bušilice, hidraulične preše i kliješta, kresači grana)
- zaštitno-tehničkih sredstava: indikatora napona (SN i NN), faznih komparatora (SN i NN), opreme za rad na visini i zaštitne opreme za rad pod naponom, zaštitne kacige, ručice i kliješta za osigurače, zaštitna oprema za ekstremne vremenske uvjete i dr.

Moderni zahtjevi mrežne djelatnosti u području vođenja, održavanja, planiranja i izgradnje SN i NN mreža uvjetuju potrebu za učinkovitom dijagnostikom (preduvjet za preventivnu aktivnost) te brzim utvrđivanjem uzroka i lokacije kvara (preduvjet za skraćivanje trajanja zastoja). Stoga se trajno obnavlja oprema za ispitivanje relejne zaštite i oprema za VN ispitivanja.

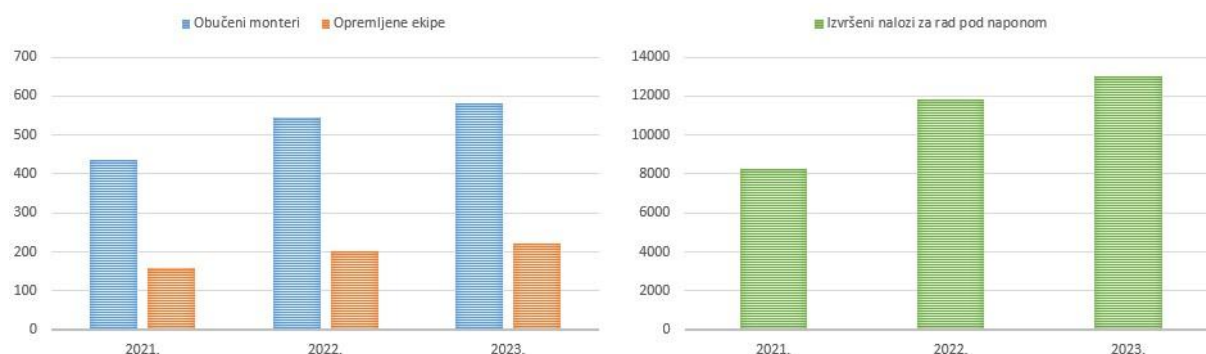
Složeni višefunkcijski ispitni i mjerni uređaji za ispitivanje relejne zaštite i druge sekundarne opreme temelje se na modernoj numeričkoj tehnologiji, poslužuju se računalom i omogućuju bilježenje i pregledni prikaz velikog broja podataka o stanju i radu uređaja relejne zaštite i vođenja. Predstavljaju nezamjenjivi svakodnevni alat timova za relejnu zaštitu u nadležnim službama i odjelima. Velika većina ispitivanja relejne zaštite odnosi se na preventivna, odnosno revizijska ispitivanja koja su određena internim pravilima za održavanje postrojenja i podsustava (Bilten HEP ODS, broj 504, od 1. 3. 2021.). Potreba za modernim uređajima za složena revizijska ispitivanja relejne zaštite u dolazećem planskom razdoblju određena je povećanjem opsega ispitivanja podsustava relejne zaštite, nadzora i automatske regulacije napona TR 110/10(20) kV te povećanim potrebama za specijalističkim ispitivanjima na granici priključenja OIE.

Komplet opreme za VN mjerenje i ispitivanje u SN mreži (mjerno vozilo) nužan je za učinkovito lociranje mjesta kvara u SN i NN kabelskoj mreži te ispitivanje prije puštanja u pogon novo položenih kabela. Važnost mjernih vozila povećava se s povećanjem udjela podzemne kabelske mreže, ali i sa zahtjevima za skraćanjem vremena lociranja i popravka kvara u kabelskoj SN mreži. Vozni park mjernih vozila se redovito obnavlja. U određivanju prioriteta za zamjenu uzima se u obzir dotrajalost postojeće opreme, smjernice razvoja SN mreže, projekcije prelaska na 20 kV, projekcije gustoće, porasta i karaktera opterećenja, povećane mogućnosti moderne opreme i dr. U planskom razdoblju nastaviti će se zamjena dotrajalih kompleta opreme za VN mjerenje i ispitivanje. U 2023. godini isporučena je prva grupe mjernih vozila (3 mjerna vozila za ispitivanja u mreži 10(20) kV), a u 2024. godini ugovorena je nabava druge grupe mjernih vozila (4 mjerna vozila za ispitivanja u mreži 35 kV), te se isporuka očekuje sredinom 2025. godine.

Alati i oprema za rad pod naponom

Povećanje udjela rada pod naponom (dalje u tekstu: RPN) je značajan poslovni cilj HEP ODS-a. Smjernicama za sustavno uvođenje i primjenu RPN-a u svrhu poboljšanja pokazatelja pouzdanosti opskrbe električnom energijom - predviđena je primjena ove tehnologije rada s ciljem osiguravanja najviše razine zaštite radnika i opreme pri radu na električnim postrojenjima niskog i srednjeg napona. Procjenjuje se da će povećani broj radova koji se obavljaju tehnologijom RPN smanjiti broj planiranih prekida napajanja te njihovo trajanje okvirno do 40 % u narednom desetogodišnjem razdoblju.

Za ostvarenje ovih ciljeva potrebno je na niskom naponu raspolagati s više od 600 osposobljenih radnika, a na srednjem naponu s oko 150 radnika. Radnici moraju biti opremljeni alatom i opremom za rad pod naponom (hidrauličke preše, izolacijske ljestve, izolacijske motke, sustavi prenosnica s privremenim prekidačima, setovi za suho čišćenje transformatorskih stanica te setovi alata za rad pod naponom metodom rada „na udaljenosti“,)



Slika 6-10 Kretanje broja obučanih montera, oformljenih ekipa i izvršenih naloga za rad pod naponom u prethodnom trogodišnjem razdoblju

U idućem desetogodišnjem razdoblju planira se obuka, opremanje i stavljanje u funkciju nekoliko regionalnih ekipa za RPN na nadzemnim vodovima srednjeg napona. Ekipa će se sastojati od 6 do 8

elektromontera specijalista za RPN i vozača teretnih vozila s mogućnošću upravljanja dizalicama i drugom radnom mehanizacijom, a procjenjuje se da bi svaka ekipa mogla održavati 2.000 km nadzemnih vodova srednjeg napona. Svaka od ekipa bit će opremljena:

- teretnim vozilom sa zatvorenim kontejnerom kao spremištem alata i opreme za RPN s vitlom
- specijalnim radnim vozilom (autoplatfoma s izoliranom košarom i pomoćnom dizalicom) te
- terenskim transportnim vozilom.

Planira se obuka prve ekipe tijekom 2026. ili 2027. godine, a radit će se pod naponom metodom rada „na udaljenosti“. To je temeljna metoda rada koju je moguće prakticirati u svim terenskim uvjetima, bez upotrebe specijalnog radnog vozila i samo na radnim zadacima vezanim uz opremu na konzoli stupa. Alat i oprema u pokretnom spremištu odnose se na: izolacijske motke s različitim funkcijama, izolacijske ljestve, izolacijske pokrivače za vodiče i izolatorske lance, izolirane prenosnice, servisnu užad, montažne konzole za radno pozicioniranje i druge dijelove opreme specifične za tehnologiju RPN.

U 2027. godini planira se nadogradnja obuke prve ekipe za RPN na nadzemnim vodovima srednjeg napona metodama rada „na potencijalu“ i „u dodiru“, odnosno njihovim kombinacijama te osposobljavanje i opremanje druge regionalne ekipe prema metodi rada „na udaljenosti“. U tu svrhu planira se značajnije ulaganje u nabavu specijalne autoplatfome s izoliranom košarom i pomoćnom dizalicom. Takva specijalna autoplatfoma ima mogućnost rada u svim vremenskim uvjetima i povećanu nosivost u odnosu na standardne autoplatfome u upotrebi (nosivost odjeljaka košare oko 260 kg, uz dodatnu nosivost pomoćne dizalice 200 kg). Ekipa će se dodatno opremiti dugačkim izolacijskim rukavicama naponskih klasa zaštite od električnog udara 1 – 4 i zaštitnim radnim odijelima razreda 2 otpornosti na električni luk (7 kA/0,5 s).

Ulaganjima se prate potrebe organizacijskih jedinica za opremanje ekipa radnika specifičnim alatima i opremom za rad pod naponom. Raspodjela financijskih sredstava se planira prema:

- broju aktivnih radnika s važećim ovlaštenjem za RPN, u smislu redovite zamjene dotrajalih i potrošenih komada i kompleta alata
- godišnjem planu obrazovanja radnika za RPN, u smislu opremanja novih radnika osposobljenih za RPN osobnim i zajedničkim (grupnim) alatima i opremom te
- manjim dijelom za potrebe izvanrednih zamjena koji se procjenjuju iskustveno na godišnjoj razini.

Tablica 6-37 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju

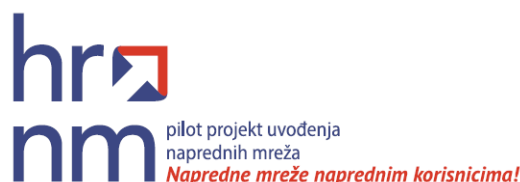
eur	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	2.630.000	1.120.000	300.000	4.050.000	3.100.000	7.150.000
2	Mjerna vozila	1.550.000	0	0	1.550.000	0	1.550.000
3	Alati i oprema za rad pod naponom	470.000	430.000	750.000	1.650.000	1.365.000	3.015.000
	Ukupno	4.650.000	1.550.000	1.050.000	7.250.000	4.465.000	11.715.000

6.7. Sufinancirana ulaganja

Sve veći udio u investicijama HEP ODS-a imaju sufinancirana ulaganja, tj. ulaganja s vanjskim izvorima financiranja (EU fondovi, NPOO, Fond solidarnosti i dr.).

Zbog učestalih naznaka o pripremi raznih sufinanciranih projekata, a neizvjesnosti stvarnog osiguranja financiranja i vremena pokretanja projekta, u planove razvoja i investicija uvrštavaju se samo ugovoreni projekti ili oni za koje je potpis ugovora izvjestan.

6.7.1. Pilot projekt uvođenja naprednih mreža



Slika 6-11 Logotip Pilot projekta uvođenja naprednih mreža

Ugradnja opreme i uspostava platforme za praćenje ostvarenja projektnih ciljeva su provedeni u razdoblju 2019. – 2024. godine. Ciljevi projekta su usklađeni sa ciljanim pokazateljima OPKK, Operativne osi 4d: „Razvoj i provedba pametnih sustava distribucije koji djeluju pri niskim i srednjim razinama napona“, specifični cilj 4d1: „Pilot projekti naprednih mreža“. Kvantitativni ciljevi projekta su:

- povećanje učinkovitosti distribucije električne energije smanjenjem gubitaka u mreži u područjima u kojima je primijenjen koncept naprednih mreža
- povećanje pouzdanosti napajanja smanjenjem prosječnog trajanja prisilnih prekida po kupcu zbog zastoja u SN mreži, isključujući prekide uzrokovane višom silom, u područjima u kojima je primijenjen koncept naprednih mreža
- povećanje broja korisnika s pristupom naprednoj mreži, tj. broj korisnika koji će biti opremljeni sustavima naprednog mjerenja u područjima u kojima je primijenjen koncept naprednih mreža.

Projekt je proveden kroz tri projektne aktivnosti koje su zahvatile tri funkcionalna područja naprednih elektrodistribucijskih mreža:

1) Napredna mjerna infrastruktura

Primjena napredne mjerne infrastrukture - naprednih brojila kod krajnjih kupaca i sumarnih brojila u TS SN/NN, pridonosi općem povećanju učinkovitosti distribucije električne energije jer će omogućiti izračun gubitaka te lociranje područja s povećanim gubicima na niskonaponskoj i sredjonaponskoj razini. Dodatno, uz stvaranje preduvjeta za bolje upravljanje i smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka, primjena napredne mjerne infrastrukture omogućit će prikupljanje podataka o broju kupaca obuhvaćenih prekidom te stvarnim trajanjem prekida, na temelju kojih se mogu preciznije izračunati pokazatelji pouzdanosti napajanja, i stvoriti preduvjete za povećanje pouzdanosti napajanja.

U okviru ove cjeline provedena je:

- ugradnja 6.125 sumarnih brojila u TS 10(20)/0,4 kV
- zamjena 24.000 postojećih brojila naprednim brojilima kod krajnjih kupaca.

2) Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže

Primjena transformatora sa smanjenom razinom tehničkih gubitaka doprinosi povećanju učinkovitosti distribucije električne energije jer su distribucijski transformatori odgovorni za oko 30 % tehničkih gubitaka u EES-u. Projektna aktivnost je fokusirana na zamjenu transformatora SN/NN veće snage starijih od 30 godina (u vrijeme izrade Studije izvodljivosti).

U okviru ove cjeline provedena je zamjena 449 postojećih transformatora SN/NN jedinicama s gubicima u skladu s Uredbom Komisije broj 548/2014 o provedbi Direktive 2009/125/EZ.

3) Automatizacija srednjonaponske mreže

Primjenom tehničkih rješenja automatizacije i upravljanja po dubini srednjonaponske mreže moguće je povećati pouzdanost napajanja te efikasnost vođenja mreže. Upotreba DURN-ova u nadzemnoj mreži i daljinski vođenih sklopnih blokova u kabelskoj mreži, odnosno TS 10(20)/0,4 kV, omogućuje bržu izolaciju mjesta kvara te bržu detekciju i lociranje kvara, što rezultira smanjenjem trajanja prekida napajanja i smanjenjem količine neisporučene električne energije. Primjenom navedenih rješenja moguće je učinkovitije ograničiti nepovoljan učinak planiranih prekida isključenjem samo dijela korisnika mreže.

Osim povećanja pouzdanosti napajanja, primjena daljinski vođenih rastavnih sklopki i sklopnih blokova omogućuje isključivanje dijela mreže zahvaćenog kvarom, brzo preusmjeravanje tokova električne energije i neprekinuti rad izvora te otočni rad dijelova mreže u slučajevima kvara, što su preduvjeti za širu integraciju distribuiranih izvora.

U okviru ove cjeline provedeno je:

- automatizacija i sankcioniranje nadzemnih SN vodova ugradnjom 503 rastavne sklopke
- automatizacija SN postrojenja u podzemnoj kabelskoj mreži ugradnjom 167 integriranih sklopnih blokova.

Završne projektne aktivnosti

Investicijski dio projekta je dovršen, stoga u dolazećem planskom razdoblju nisu planirana ulaganja. Sukladno obavezama preuzetim u vezi sa sufinanciranjem projekta iz fondova EU, HEP ODS će u razdoblju 2024. – 2029. redovito dostavljati godišnja izvješća o ispunjenju projektnih ciljeva.

6.7.2. Transnacionalno očuvanje ptica duž rijeke Dunav (LIFE Danube Free Sky)

HEP ODS i HOPS u suradnji s Javnom ustanovom Park prirode Kopački rit te ostalim partnerima podunavskih zemalja uspješno provode projekt LIFE Danube Free Sky sufinanciran sredstvima iz fondova Europske unije. Puni naziv projekta glasi "Transnacionalno očuvanje ptica duž rijeke Dunav" (engl. Transnational conservation of birds along Danube river), a financiran je iz EU Programa LIFE, namijenjenog aktivnostima na području zaštite okoliša, prirode i klime.

Na projektu sudjeluje ukupno 15 partnera iz 7 europskih zemalja dunavske regije, a glavni nositelj je „Raptor protection of Slovakia“, neprofitno i nezavisno udruženje stručnjaka za zaštitu ptica iz Slovačke. Projekt je službeno započeo 1. rujna 2020. godine, a tijekom planiranih godina provedbe, međunarodni će partneri razviti snažnu suradnju i primijeniti najučinkovitija rješenja kako bi se smanjila stradanja ugroženih vrsta ptica na nadzemnim srednjonaponskim i visokonaponskim vodovima.



Slika 6-12 Logotip projekta LIFE Danube Free Sky

Ciljevi projekta

Ciljevi projekta su:

- Doprinijeti očuvanju bioraznolikosti i usluga ekosustava na rijeci Dunav koje je ujedno i svrha Strategije Bioraznolikosti Europske Unije
- Smanjiti i spriječiti direktnu i indirektnu smrtnost ptica uzrokovanu elektrokcijom i kolizijom na dalekovodima unutar projektnih područja
- Povećati populacije 12 ciljnih vrsta
- Uspostaviti sigurnije migratorne rute i staništa na rijeci Dunav
- Početi/ojačati suradnju između ključnih sudionika te povećati učinkovitost usvojenih mjera na transnacionalnoj razini.

Projektne aktivnosti

U okviru projekta HEP ODS provodi mjere zaštite ptica od stradavanja uslijed kolizije (sudar ptica s vodovima) i elektrokcije (stradavanje ptica od strujnog udara) srednjonaponskim dalekovodima i transformatorskim stanicama na području šireg obuhvata Parka prirode Kopački rit. Projektom je predviđeno postavljanje mehaničkih naprava (akustični i optički diverteri) koje će odvlačiti pozornost pticama kako ne bi došlo do kolizije i izoliranje postojećih opasnih elemenata elektroenergetske mreže sukladno Pravilniku o ciljevima očuvanja i osnovnim mjerama za očuvanje ptica u području ekološke mreže (NN 15/14, NN 38/20) kako bi se spriječila elektrokcija. Također, u svrhu zaštite ptica od elektrokcije predviđena je i rekonstrukcija oko 30 km postojećih vodova korištenjem izoliranog vodiča. Na taj način unaprijedit će se status populacije prioritetnih vrsta ptica u području ekološke mreže Natura 2000 – Podunavlje i donje Podravlje kamo pripada Park prirode Kopački rit koji je zaštićen međunarodnom Ramsarskom konvencijom i od iznimne je važnosti kao stanište ptica.

LIFE Danube Free Sky prvi je takav projekt zaštite ptica od elektrokcije i kolizije u Hrvatskoj. Za HEP ODS donosi višestruke koristi: doprinosi usklađivanju sa zakonskim zahtjevima iz područja zaštite prirode (NATURA 2000 područja), revitalizaciji postojeće mreže na području obuhvata PP Kopački rit (smanjenje kvarova i sigurnija opskrba kupaca) te društveno odgovornom poslovanju tvrtke.

Lokacija projekta

Projekt se provodi na području Parka prirode Kopački rit, na području Elektroslavonije Osijek.

Vrijednost projekta

Ukupna vrijednost projekta je 6.636.170 €, udio HEP ODS-a iznosi 613.260 €, a bespovratnim sredstvima Europske unije financirano je 75% investicije. Povrh navedenog, do potpunog funkcionalnog okončanja projekta, HEP ODS će uložiti dodatnih 1.050.000 € vlastitih sredstava uslijed višestrukog

poskupljenja robe i radova odabranog tehničkog rješenja (ugradnja poluizoliranog vodiča) koje je u skladu s daljnjim razvojem SN nadzemne mreže na području Elektroslavonije Osijek.

Dio ukupne vrijednosti Projekta su investicijski troškovi (1.477.989 €), a preostali dio je trošak održavanja i redovnog poslovanja. Svaka od spomenutih kategorija troška sadrži dio sufinanciranja (75 % bespovratnih sredstava i 25 % vlastitih sredstava HEP ODS-a) te dio troška izvan obuhvata EU projekta, a koji će se financirati vlastitim sredstvima HEP ODS-a.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Vrijednosti iskazane u nastavku predstavljaju investicijske troškove HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu Projekta, uključuju i troškove koji, u skladu s troškovnikom Projekta i sklopljenim Ugovorom, ne podliježu sufinanciranju, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

Do kraja 2024. godine procjenjuje se realizacija Projekta u razini 427.989 € vlastitih sredstava HEP ODS-a.

Tablica 6-38 Ulaganja u projekt LIFE DANUBE FREE SKY u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	LIFE Danube Free Sky	1.050.000	0	0	1.050.000	0	1.050.000

6.7.3. Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka

U srpnju 2021. godine Europska komisija dala je pozitivnu ocjenu hrvatskom Nacionalnom planu oporavka i otpornosti (skraćeno NPOO), čime je Republika Hrvatska za svoj Plan u okviru Mehanizma za oporavak i otpornost osigurala financijska sredstava u iznosu od gotovo 9,9 milijardi eura od čega je 6,3 milijarde eura bespovratnih sredstava, a oko 3,6 milijardi eura povoljnih zajmova [48].

Nacionalni plan prepoznaje tri područja ulaganja HEP ODS-a: modernizacija i razvoj napredne mreže (uključujući pametna brojila i razvoj napredne mreže), modernizacija mreže u Natura 2000 područjima te ulaganja u podmorske kabele na distribucijskoj razini [48]. U vrijeme izrade ovog plana, pripremljena je prijavna dokumentacija te se očekuje objava poziva na dostavu projektnih prijedloga kroz Nacionalni plan oporavka i otpornosti za navedena područja ulaganja.

Tijekom 2021. i 2022. godine izrađene su „Analitičke podloge za pripremu investicija u kabele za povezivanje otoka i kopna koje bi se financirale iz fondova Europske unije“ te „Analiza troškova i koristi za prijavu projekta podmorskih kabela za sufinanciranje iz EU fondova u razdoblju 2021. - 2027.“. Tijekom 2023. godine ugovorena je podrška vanjskih stručnjaka za upravljanje projektom i administraciju te su pokrenuti postupci javne nabave stroja za prematanje i građevinskih radova na izgradnji priobalnih zaštita. Slijedi pokretanje postupka nabave podmorskog kabela.

Provedba Projekta planirana je u razdoblju od početka 2022. do lipnja 2026. godine.

Ciljevi projekta

Cilj Projekta je revitalizacija i izgradnja elektroenergetske mreže kroz zamjenu postojećih i izgradnju novih dionica podmorskih kabela za napajanje otoka na distribucijskoj razini. Obuhvaćena su ulaganja u zamjenu 11 dionica podmorskih kabela ukupne duljine 96,0 km te polaganje dvije nove dionice podmorskih kabela ukupne duljine 20,7 km, što čini 116,7 km podmorskih kabela koji će obuhvatiti posredno i/ili neposredno 22 otoka sjevernog, srednjeg i južnog Jadrana.

Potreba za zamjenom postojećih i izgradnjom novih dionica podmorskih kabela proizlazi iz:

- Starosti postojećih podmorskih kabela, koja rezultira smanjenom pouzdanosti napajanja i smanjenom sigurnosti opskrbe otoka
- Nedovoljne prijenosne moći postojećih podmorskih kabela, čime se onemogućava daljnja integracija obnovljivih izvora energije te priključenje novih potrošača.

Provedbom Projekta te ostvarenjem definiranih cilja Projekta stvorit će se infrastrukturni preduvjeti u elektroenergetskoj distribucijskog mreži koji će, ne samo omogućiti prihvat većih količina energije iz obnovljivih izvora, već i omogućiti priključenje novih potrošača te povećanje pouzdanosti napajanja i sigurnosti opskrbe 22 otoka. Navedeno će doprinijeti osiguravanju uvjeta za nove investicije te posljedično razvoju hrvatskog turizma. Također, provedbom Projekta će se pozitivno utjecati na poslovanje HEP ODS-a jer će se smanjiti operativni troškovi vezani za sanaciju kvarova na dionicama koje će se zamijeniti u sklopu Projekta te će se povećati zadovoljstvo krajnjih kupaca na otocima.

Projektne aktivnosti

Provedba Projekta planirana je kroz sljedeće četiri aktivnosti:

1) Zamjena postojećih i izgradnja novih dionica podmorskih kabela

Aktivnost uključuje nabavu 116,7 km podmorskih kabela te izvođenje građevinskih i elektromontažnih radova u svrhu polaganja 13 dionica podmorskih kabela i nabavu 2 stroja za vertikalno prematanje.

2) Stručni nadzor

Aktivnost uključuje provedbu stručnog građevinskog i elektrotehničkog nadzora građenja, odnosno same zamjene postojećih i izgradnje novih dionica podmorskih kabela te angažman Koordinatora zaštite na radu.

3) Upravljanje projektom i administracija

Aktivnost uključuje provedbu ključnih procesa upravljanja projektom i administracije: upravljanje rizicima, upravljanje dionicima, javna nabava, upravljanje ugovorima o nabavi robe i uslugama, upravljanje ugovorom o dodjeli bespovratnih sredstava, računovodstvo Projekta i financijsko upravljanje, projektno izvještavanje, vođenje projekta gradnje.

4) Promidžba i vidljivost

Aktivnost uključuje sljedeće izradu promotivno-informativnih sadržaja, organizaciju događanja za predstavljanje Projekta i medijske objave.

Lokacija projekta

Projekt će se provoditi na pet lokacija u nadležnosti Elektroprimorja Rijeka, jednoj lokaciji u nadležnosti Elektrodalmacije Split, četiri lokacije u nadležnosti Elektre Zadar, jednoj lokaciji u nadležnosti Elektre Šibenik te dvije lokacije u nadležnosti Elektrojuga Dubrovnik.

Vrijednost projekta

Financiranje investicijskih troškova Projekta predviđeno je bespovratnim sredstvima Europske unije u iznosu od 26.711.000 € i vlastitim sredstvima HEP ODS-a d.o.o. u iznosu od 6.198.000 €.

Sredstvima EU u 100 %-tnom udjelu financirat će se nabava podmorskih kabela i strojeva za prematanje.

Preostali projektni troškovi financirat će se vlastitim sredstvima HEP ODS-a:

- Izvođenje građevinskih radova
- Izvođenje elektromontažnih radova
- Stručni nadzor
- Upravljanje projektom i administracija
- Promidžba i vidljivost.

Dio ukupne vrijednosti Projekta su investicijski troškovi, a dio je trošak redovnog poslovanja. U razradi ulaganja u planovima razvoja i investicija iskazuju se investicijski troškovi na razini 32.909.000 €:

- Nabava podmorskih kabela i strojeva za prematanje
- Izvođenje građevinskih i elektromontažnih radova
- Stručni nadzor.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

S obzirom da u vrijeme izrade ovog Plana još nije objavljen poziv na dostavu projektnih prijedloga niti je potpisan ugovor o dodjeli bespovratnih sredstava, vrijednosti u tablici rezultat su procjene na osnovu trenutno dostupnih informacija.

Do kraja 2024. procjenjuje se ostvarenje investicijskih aktivnosti u vrijednosti 17.322.540 €.

Tablica 6-39 Ulaganja u projekt Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka	15.586.460	0	0	15.586.460	0	15.586.460

Vrijednosti iskazane u tablici predstavljaju procjenu investicijskih troškova HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu Projekta, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

6.7.4. Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima

Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima sljedeće je od tri područja ulaganja HEP ODS-a prepoznata u Nacionalnom planu oporavka i otpornosti (skraćeno NPOO) [48]. Projektom aktivnosti planirana su ulaganja u modernizaciju postojećih dalekovoda i dionica mreže srednjeg i niskog napona unutar Natura 2000 područja. Projekt doprinosi unaprjeđenju stanja elektroenergetske infrastrukture, stvaranju preduvjeta za prihvatanje veće količine energije iz obnovljivih izvora, smanjuje se elektrokucija ptica, smanjuje se potencijalni negativni učinak na prirodu i bioraznolikost.

Provedba Projekta planirana je u razdoblju od veljače 2020. do lipnja 2026. godine.

Ciljevi projekta

Natura 2000 je najveća koordinirana mreža područja očuvanja prirode u svijetu s ciljem dugoročnog očuvanja važnih i ugroženih vrsta te staništa Europe. Elektroenergetska infrastruktura HEP ODS-a prisutna je gotovo u svim Natura 2000 područjima Hrvatske, a njen najznačajniji negativni utjecaj na bioraznolikost je elektrokucija ptica ili stradavanje ptica od strujnog udara na elementima nadzemne mreže.

Prema Pravilniku o ciljevima očuvanja i mjerama očuvanja ciljnih vrsta ptica u područjima ekološke mreže (NN 15/14 i NN 38/20), mjerama očuvanja iz domene energetike obuhvaćene su 23 strogo zaštićene ptičje vrste koje ugrožava elektrokucija. Prema Prilogu 1. Pravilnika, elektroenergetsku infrastrukturu u području ekološke mreže (Natura 2000 područja očuvanja značajna za ptice) potrebno je planirati i graditi na način da se spriječe kolizije ptica na visokonaponskim nadzemnim vodovima i elektrokucije ptica na srednjonaponskim nadzemnim vodovima, a na dionicama postojećih nadzemnih vodova, na kojima se na temelju praćenja potvrdi povećani rizik od kolizije i elektrokucije, potrebno je provesti tehničke mjere sprječavanja daljnjih stradanja ptica.

Projektne aktivnosti

Modernizacija mreže unutar Natura 2000 područja obuhvaća projektiranje, izgradnju, rekonstrukciju i modifikaciju nadzemnih elektroenergetskih mreža, u skladu s pozitivnim propisima RH, uvažavajući tehno-ekonomske kriterije i specifičnosti podneblja (tri biogeografske regije prisutne u RH: alpinska, mediteranska i kontinentalna). Obuhvaća kategorije elektroenergetskih objekata i tipove zahvata:

1. Nadzemni vodovi naponske razine 35(30) kV
 - Kabliranje postojećih dalekovoda
 - Rekonstrukcija dalekovoda uz zamjenu iskrišta linijskim odvodnicima prenapona
2. Nadzemni vodovi naponske razine 10(20) kV
 - Kabliranje postojećih dalekovoda
 - Zamjena postojećih neizoliranih vodiča poluizoliranim ili izoliranim vodičem
3. Stupne transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV
 - Ugradnja izolacijske opreme za zaštitu ptica od elektrokucije
 - Zamjena postojećih stupnih transformatorskih stanica kabelskom izvedbom
 - Rekonstrukcija postojećih stupnih transformatorskih stanica
4. Nadzemna niskonaponska mreža
 - Kabliranje postojećih nadzemnih mreža

- Zamjena postojećih neizoliranih vodiča izoliranim vodičima
- Zamjena postojećih neizoliranih vodiča izoliranim vodičem uz promjenu trase

Uz navedene zahvate u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži, projekt obuhvaća i izradu projektne dokumentacije, upravljanje projektom i administraciju te promidžbu i vidljivost.

Lokacija projekta

Projektne aktivnosti provodit će se u Natura 2000 područjima u Republici Hrvatskoj, a u projektnim aktivnostima su zastupljena sva distribucijska područja.

Vrijednost projekta

Ukupna vrijednost Projekta predviđena za sufinanciranje EU sredstvima je 49,1 mil. eura, uz udio sufinanciranja od 94 %. Za sufinanciranje su predviđeni troškovi nabave opreme i izvođenja radova.

Preostali troškovi izvan obuhvata EU sufinanciranja, potrebni za potpunu funkcionalnu provedbu Projekta financirat će se vlastitim sredstvima HEP ODS-a i procjenjuju se na 7,3 mil. eura. Ovi troškovi obuhvaćaju izradu projektne dokumentacije, nadzor, ishođenje dozvola, upravljanje projektom te promidžba i vidljivost.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Obzirom na kašnjenja u dinamici realizacije projekta, vrijednosti u tablici rezultat su procjene na osnovu trenutno dostupnih informacija.

Do kraja 2024. godine procjenjuje se ukupna realizacija Projekta u razini 6,7 mil. eura.

Tablica 6-40 Ulaganja u projekt Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima	26.544.700	22.487.600	0	49.032.300	0	49.032.300

Vrijednosti iskazane u tablici predstavljaju procjenu investicijskih troškova HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu Projekta, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

S napretkom pripremnih aktivnosti, a zatim i realizacije Projekta moći će se preciznije procijeniti dinamika ulaganja i utjecaj na godišnja ulaganja u narednom razdoblju.

6.7.5. Modernizacija i razvoj napredne mreže

Modernizacija i razvoj napredne mreže je područje ulaganja HEP ODS-a prepoznato u Nacionalnom planu oporavka i otpornosti (skraćeno NPOO) [48].

Provedbom Pilot projekta uvođenja naprednih mreža (više u Poglavlju 6.7.1.) postignut je znatan napredak na uvođenju koncepta napredne mreže u području napredne mjerne infrastrukture i automatizaciji srednjonaponske mreže. Ulaganjima iz okvira Nacionalnog plana oporavka i otpornosti nastaviti će se ubrzana implementacija koncepta napredne mreže na razini čitave distribucijske mreže Republike Hrvatske.

Provedba Projekta planirana je od početka 2022. do lipnja 2026. godine.

Ciljevi projekta

Svrha Projekta je nastavak ubrzane implementacije koncepta napredne mreže kroz ostvarenje sljedećih ciljeva:

- Revitalizacija i izgradnja telekomunikacijske mreže, procesnih sustava, MTU-a te povećanje stupnja automatizacije mreže kroz zamjenu postojeće opreme i implementaciju nove opreme u svrhu povećanja pouzdanosti napajanja i stupnja osmotrivosti distribucijske mreže.
- Opremanje i unaprjeđenje obračunskih mjernih mjesta naprednim brojilima, opremanje i unaprjeđenje TS 10(20)/0,4 kV sumarnim mjerenjima te implementacija sustava za upravljanje mjernim podacima (MDM, engl. Meter Data Management), sustava za operativno upravljanje naprednim brojilima (MOC, engl. Meter Operating Center) i sustava za kibernetičku sigurnost komunikacije i mjernih podataka (KMS, engl. Key Management System).

Provedbom Projekta stvorit će se infrastrukturni preduvjeti u elektroenergetskoj distribucijskog mreži koji će, ne samo omogućiti prihvrat većih količina energije iz obnovljivih izvora, već i omogućiti priključenje novih potrošača te povećanje pouzdanosti napajanja i sigurnosti opskrbe. Također, omogućit će se ostvarenje ciljeva Europske komisije za razdoblje 2019. – 2024. koji naglašavaju hitnost transformacije europskog društva u održivo i digitalno društvo te izazove s kojima će se Europa susresti u transformaciji u prvi klimatski neutralni kontinent, potpomognut implementacijom digitalnih tehnologija. Provedbom Projekta pozitivno će se utjecati i na poslovanje HEP ODS-a, budući će se smanjiti troškovi poslovanja, broj očitavanja brojila izlaskom na lokaciju te stvoriti preduvjeti za upravljanje potrošnjom/proizvodnjom i smanjenje gubitaka električne energije, kao i stvoriti temelj za uvođenje i razvoj napredne distribucijske mreže uz odlaganje nepotrebnog investiranja u kapacitete mreže i bolje iskorištenje postojećih kapaciteta.

Projektne aktivnosti

Provedba Projekta planirana je kroz tri aktivnosti iz područja vođenja i automatizacije distribucijske mreže:

1. Integracija centralnih SCADA sustava 21-nog DP-a i stvaranje preduvjeta za platformizaciju, izgradnja jedinstvenog procesnog informacijskog sustava HEP ODS-a spremnog za integraciju s ostalim tehničkim bazama podataka te prateća modernizacija postojećih sustava u postrojenjima primarne distribucije.
2. Modernizacija, proširenja i integracije postojećih komunikacijskih infrastruktura za potrebe sigurnog vođenja distribucijske mreže HEP ODS-a u cjelini.
3. Automatizacija postojećih rasklopnih postrojenja i distributivnih trafostanica u srednjonaponskoj mreži HEP ODS-a s ciljem podizanja stupnja fleksibilnosti i učinkovitosti vođenja distribucijske mreže srednjeg napona.

Osim aktivnosti s područja vođenja i automatizacije mreže, provodit će se i aktivnosti s područja mjerenja i podrške tržištu električne energije:

1. Opremanje i unaprjeđenje obračunskih mjernih mjesta naprednim brojilima – nabava naprednih brojila te izvođenje elektromontažnih radova zamjene brojila na obračunskim mjernim mjestima te administrativna provedba zamjene u sustavima daljinskog očitavanja brojila i sustavu za obračun i razmjenu mjernih podataka na tržištu električne energije.
2. Opremanje i unaprjeđenje TS 10(20)/0,4 kV sumarnim brojilima – nabava multifunkcijskih brojila te izvođenje elektromontažnih radova u svrhu formiranja neobračunskih mjernih mjesta na niskonaponskoj strani TS 10(20)/0,4 kV radi nadzora, mjerenja i smanjenja tehničkih i

netehničkih gubitaka u elektrodistribucijskoj mreži, administracija neobračunskih mjernih mjesta.

3. Implementacija MDM, MOC i KMS sustava – nabava i implementacija platforme za sustav upravljanja mjernim podacima (MDM, engl. Meter Data Management), sustav operativnog upravljanja naprednim brojilima (MOC, engl. Meter Operating Center) i sustav za kibernetičku sigurnost komunikacije i mjernih podataka (KMS, engl. Key Management System).

Uz navedene aktivnosti i zahvate u distribucijskoj mreži, provodit će se aktivnosti stručnog nadzora, upravljanja projektom i administracije te promidžbe i vidljivosti.

Lokacija projekta

Projekt će se provoditi na području cijelog HEP ODS-a.

Vrijednost projekta

Ukupna vrijednost Projekta prepoznata u Nacionalnom planu oporavka i otpornosti je 143.313.160 €, uz udio sufinanciranja u iznosu 54 %.

Povrh navedene vrijednosti raspoložive za sufinanciranje, vlastitim sredstvima HEP ODS-a u financirat će se:

- Usluga zamjena postojećih brojila naprednim brojilima
- Usluga ugradnje multifunkcijskih brojila u TS
- Stručni nadzor
- Upravljanje projektom i administracija
- Promidžba i vidljivost.

Troškovi aktivnosti koje će se u potpunosti financirati vlastitim sredstvima HEP ODS-a procjenjuju se na 26,4 mil. eura.

U razradi ulaganja u planovima razvoja i investicija se iskazuje ukupna vrijednost od 175,7 mil. eura, a koju čine isključivo investicijski troškovi.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

S obzirom da u vrijeme izrade ovog Plana još nije objavljen poziv na dostavu projektnih prijedloga niti je potpisan ugovor o dodjeli bespovratnih sredstava, vrijednosti u tablici rezultat su procjene na osnovu trenutno dostupnih podataka.

Od početka provedbe NPOO do kraja 2024. godine procjenjuje se stvaranje prihvatljivih troškova Projekta u razini 68,2 mil. eura.

Tablica 6-41 Ulaganja u projekt Modernizacija i razvoj napredne mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2034.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Područje vođenja i automatizacije distribucijske mreže	4.225.000	3.392.000	0	7.617.000	0	7.617.000
2	Područje mjerenja i podrške tržištu električne energije	52.920.540	55.053.460	0	107.974.000	0	107.974.000
	Ukupno	57.7145.540	58.445.460	0	118.245.000	0	118.245.000

Vrijednosti iskazane u tablici predstavljaju procjenu investicijskih troškova HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu Projekta, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

S napretkom realizacije Projekta moći će se preciznije procijeniti dinamika ulaganja i utjecaj na godišnja ulaganja u narednom razdoblju.

6.7.6. GreenSwitch

Temeljem uspješne prijave na 5. PCI listu (Projekti zajedničkog interesa, eng. Projects of Common Interest) te pozitivne ocjene Europske komisije, u kolovozu 2022. godine HEP ODS je u konzorciju s još šest partnera prijavio GreenSwitch projekt na sufinanciranje iz CEF (Instrument za povezivanje Europe, eng. Connecting Europe Facility) fonda. U prosincu 2022. godine Projekt je prihvaćen, s udjelom sufinanciranja od maksimalnih 50 %.

Projekt GreenSwitch ostvaruje se kroz suradnju operatora prijenosnih i operatora distribucijskih sustava tri zemlje članice EU (Hrvatska, Slovenija i Austrija). Uz HEP ODS na projektu sudjeluju: HOPS, ELES, Elektro Ljubljana, Elektro Gorenjska, Elektro Celje i KNG – Kärnten Netz GMBH.

GreenSwitch projekt je opsežan šestogodišnji projekt kojeg karakterizira inovativna i učinkovita primjena novih tehnologija i naprednih funkcionalnosti za međusektorsko i prekogranično poboljšanje infrastrukture elektroenergetskog sustava, što rezultira većim kapacitetom u mreži, integracijom novih vrsta korisnika mreže, optimizacijom budućih ulaganja te poboljšanjem sigurnosti opskrbe i kvalitete usluge na području tri države članice EU.



Slika 6-13 Logotip GreewSwitch projekta

Projekt se provodi u razdoblju od 1.3.2023. godine do 31.12.2028. godine.

Ciljevi projekta

Opći ciljevi Projekta uključuju:

- Uvođenje elemenata i funkcionalnosti napredne mreže
- Povećanje mogućnosti integracije većeg broja obnovljivih izvora energije u prienosnu i distribucijsku mrežu
- Povezivanje sektora električne energije, transporta i grijanja
- Povećanje sigurnosti opskrbe električnom energijom.

Projekt pridonosi postizanju ciljeva Pariškog sporazuma, kao i klimatskih i energetske ciljeva do 2030. godine. Uklapa se i u Europski zeleni plan koji je dodatno naglasio ključnu ulogu energetske infrastrukture u omogućavanju prijelaza na klimatski neutralno gospodarstvo.

GreenSwitch projekt pridonosi planu REPowerEU, što je odgovor Europske unije na teškoće i poremećaje na globalnom tržištu. Sukladno REPowerEU postoji dvostruka hitnost za transformaciju europskog elektroenergetskog sustava, što podrazumijeva okončanje snažne ovisnosti EU o fosilnim gorivima. GreenSwitch se u navedeno uklapa svojom podrškom i doprinosom ubrzanju diversifikacije opskrbe energijom i uvođenjem većeg kapaciteta obnovljive energije, koji su potrebni za zamjenu fosilnih goriva u domovima, industriji i proizvodnji električne energije.

Glavni ciljevi projekta za HEP ODS uključuju:

- Povećanje kapaciteta za distribuirane obnovljive izvore
- Omogućavanje integracije novih opterećenja u mreži
- Optimiziranje ulaganja u mrežu
- Poboljšanje kvalitete opskrbe
- Poboljšanje vidljivosti distribucijske mreže
- Optimalno korištenje infrastrukture.

Projektne aktivnosti

HEP ODS provedbu Projekta planira kroz dvije aktivnosti, odnosno tri podaktivnosti:

A1) Vođenje i koordinacija projekta – Provedba ključnih procesa upravljanja projektom i administracije: upravljanje rizicima, upravljanje dionicima, javna nabava, upravljanje ugovorima o nabavi robe i uslugama, upravljanje Ugovorom o dodjeli bespovratnih sredstava, računovodstvo i financijsko upravljanje, projektno izvještavanje. Također, aktivnost uključuje i područje promidžbe i vidljivosti.

A4) Povećanje učinkovitosti distribucijske mreže, sigurnosti opskrbe, prekograničnih veza i kapaciteta za OIE u Austriji, Hrvatskoj i Sloveniji

A4.1) Automatizacija transformatorskih stanica 110/x kV i 35/x kV – Zamjena relejne zaštite i sekundarne opreme u TS 110/35 kV Lošinj, TS 110/20 kV Krk i TS 35/20 kV Osor. Uključena je provedba stručnog građevinskog i elektrotehničkog nadzora, odnosno same zamjene opreme, povezivanje s nadležnim dispečerskim centrima te funkcionalno ispitivanje.

A4.4) Implementacija 35kV HTLS vodiča – Zamjenu postojećeg 35 kV vodiča s novim HTLS vodičem u duljini od cca 12 kilometara između TS 35/20 kV Osor i TS 110/35 kV Lošinj. Dodatno, uključena je i zamjena pojedinih stupova dalekovoda, ojačavanje temelja stupova koji se ne mijenjaju te provedba stručnog građevinskog i tehničkog nadzora.

A4.8) Ugradnja kompenzacijskih prigušnica – Ugradnja kompenzacijskih prigušnica u TS 35/20 kV Gerovo, TS 20/0,4 kV Curak 1, TS 35/20 kV Kupjak i TS 110/20 kV Krk. Također, uključena je i provedba stručnog građevinskog i elektrotehničkog nadzora te funkcionalno ispitivanje opreme.

Lokacija projekta

Projekt će se provoditi na lokacijama u nadležnosti Elektroprimorja Rijeka.

Vrijednost projekta

Projekt je ukupne vrijednosti 146.204.508,00 € dok je udio HEP ODS-a 3.239.264,00 €. Financiranje Projekta predviđeno je bespovratnim sredstvima Europske unije u 50%-tnom udjelu.

Vlastitim sredstvima HEP ODS-a u ukupnom iznosu okvirno 200.000 € financirat će se izrada projektne dokumentacije te troškovi rada radnika na Projektu.

Obzirom na značajne promjena cijena na tržištu i poskupljenja materijala i radova općenito, očekuje se da će, prema informativnim ponudama, investicija ugradnje HTLS-a biti dijelom plaćena iz vlastitih sredstava. Procjena iznosa vlastitih sredstava iznosi okvirno 1.500.000 €.

Dio ukupne vrijednosti Projekta su investicijski troškovi, a dio je trošak redovnog poslovanja. U planovima investicija iskazuju se investicijski troškovi u ukupnom iznosu 4,2 mil. eura.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Do kraja 2024. godine procjenjuje se realizacija Projekta u razini 41.200 €.

Tablica 6-42 Ulaganja u GreenSwitch projekt u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. – 2027.	2028. – 2033.	Ukupno 10G 2025. – 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	GreenSwitch	2.314.000	664.800	0	3.020.000	0	3.020.000

Vrijednosti iskazane u tablici predstavljaju procjenu investicijskih troškova HEP ODS-a potrebnih za cjelokupnu provedbu Projekta, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

S napretkom pripremnih aktivnosti, a zatim i realizacije Projekta moći će se preciznije procijeniti dinamika ulaganja i utjecaj na godišnja ulaganja u narednom razdoblju.

6.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje

Prema podzakonskim propisima cijena priključenja na području grada Zagreba iznosi 225,63 €/kW, a u ostalim područjima Republike Hrvatske 179,18 €/kW. Rok u kojem je HEP ODS obavezan realizirati priključak je 30 dana od dana uplate naknade za priključenje za jednostavne priključke, a za složene priključke prema roku iz ugovora o priključenju. U trenutku izrade Desetogodišnjeg (2025. – 2034.) plana u očekivanju je donošenje nove odluke HERA-e o iznosima jediničnih naknada za priključenje na mrežu, a što će utjecati na razine ulaganja u priključenja u narednom razdoblju, no kako ista nije donesena do dovršetka dokumenta i predaje, detaljniji osvrt moći će se dati tek u idućem desetogodišnjem planu.

Na temelju realizacije u prethodnim godinama te dinamike podnošenja novih zahtjeva za izgradnjom priključaka te sklapanja ugovora zajedno s razinom uplata po ponudama i ugovorima o priključenju, u 2025. godini su ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje procijenjena na 120 mil. €.

Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama. Stoga je iznimno zahtjevno planirati točan iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. S obzirom na stanje i trendove, za ostatak desetogodišnjeg razdoblja nakon 2024. godine predviđena ulaganja su na razini 120 mil. € godišnje.

Godine koje su prethodile razmatranom planskom razdoblju (od 2021. do 2024.) obilježene su s više snažnih vanjskih čimbenika kao što su:

- visoka stopa inflacije,
- visoka razina priljeva EU sredstava u RH te
- ratna zbivanja u Ukrajini,

a što iznimno utječe na gospodarske aktivnosti i gospodarska kretanja te posljedično na kretanja BDP-a u budućem razdoblju pa samim time i na zahtjeve za priključenje prema HEP ODS-u.

Tablica 6-43 Okvirna struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje 2025.–2027. g.

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja u 2025. godini (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. godini (EUR)	Planirana ulaganja u 2027. godini (EUR)
1	2	3	3	3
1	Postrojenja naponske razine 110 kV	1.323.000	1.323.000	1.323.000
2	Postrojenja i mreža 35(30) kV	6.761.000	6.761.000	6.761.000
3	Postrojenja i mreža 10(20) kV	52.623.000	52.623.000	52.623.000
4	Priključci i mreža 0,4 kV	59.293.000	59.293.000	59.293.000
	Ukupno	120.000.000	120.000.000	120.000.000

Prilikom izrade plana 2025. – 2034. povećana je razina godišnjih ulaganja u odnosu prema prethodnom desetogodišnjem planu 2024. – 2033., a u slučaju eventualnih znatnih razlika i jasnih potreba plan za 2025. će se usklađivati tijekom godine. Očekivana struktura ulaganja po naponskim razinama u razdoblju 2025. – 2027. godina prikazana je u Tablici 6.45. Posebno se mogu istaknuti ulaganja u niskonaponsku (49 %) i 10(20) kV mrežu (44 %) koja zajedno čine 93 % planiranih ulaganja.

Uz razinu godišnjih ulaganja od 120 mil. € prosječno se izgradi:

- DV 10(20) kV
 - izgradnja novih vodova 3 km
 - rekonstrukcije i revitalizacije vodova 1,2 km
- KB 10(20) kV
 - izgradnja novih vodova 330 km
 - rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10,8 km
- transformatorske stanice 10(20)/0.4 kV
 - izgradnja novih transformatorskih stanica 252 TS
 - rekonstrukcije i revitalizacije transformatorskih stanica 20,4 TS
- nadzemna niskonaponska mreža
 - izgradnja novih vodova 2700 km
 - rekonstrukcije i revitalizacije vodova 48 km
- niskonaponska kabelska mreža
 - izgradnja novih vodova 876 km
 - rekonstrukcije i revitalizacije vodova 42 km.

Ulaganjima iz naknade za priključenje u idućem razdoblju obuhvaćen je i veći broj (oko stotinu) ulaganja u priključenja i stvaranje uvjeta u mreži s razinom ulaganja velike vrijednosti (točni rokovi realizacije su

definirani ugovorima o priključenju pa tako realizacija istih u dijelu pripreme projektne dokumentacije i same izgradnje obuhvaća i po nekoliko planskih godina). Navedena ulaganja odnose se na priključenja na 10(20) kV i 35 kV naponu te na izgradnju ili rekonstrukciju objekata najviše naponske razine 10(20) kV, 35 kV ili 110 kV u procijenjenom ukupnom iznosu oko 50 mil. €.

6.9. Sumarni pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

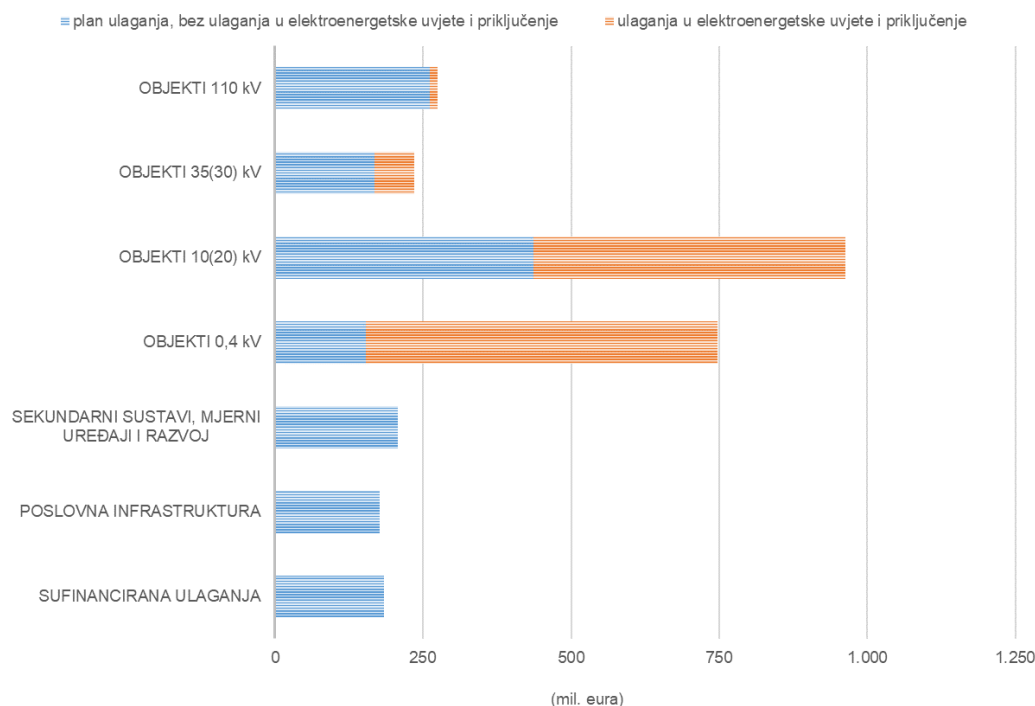
U početnim poglavljima opisano je postojeće stanje distribucijske mreže i okruženje u kojem se planira razvoj te je zatim provedena analiza i prognoza kretanja vršnog opterećenja i potrošnje električne energije. Polazeći od trenutnog stanja distribucijske mreže, a u skladu s prihvaćenim kriterijima i metodologijom planiranja razvoja te aktualnim poslovnim ciljevima HEP ODS-a, izrađen je desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.

U idućem desetogodišnjem razdoblju planirana su ukupna ulaganja vrijednosti 2.789.161.410 EUR (uključujući ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje) sa strukturom:

– ulaganja u energetske objekte	79 %
– 110 kV objekti	10 %
– 35(30) kV objekti	8 %
– 10 kV i 20 kV objekti	34 %
– 0,4 kV objekti	27 %
– ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj	8 %
– ulaganja u poslovnu infrastrukturu	6 %
– sufinancirana ulaganja (pretežito ulaganja u energetske objekte i sekundarne sustave	7 %

Od navedenih ulaganja, 1.200.000.000 EUR odnosi se na ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje (120 mil. eura u svakoj planskoj godini do kraja planskog razdoblja).

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



Slika 6-14 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2025. – 2034. po vrstama ulaganja

U idućem desetogodišnjem razdoblju, težište će biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

- pouzdanost napajanja kroz mrežu, a ne transformaciju
- poboljšanje naponskih okolnosti prelaskom SN mreže na 20 kV
- spremnost mreže za prihvrat distribuirane proizvodnje
- smanjenje gubitaka
- smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN.

Ulaganjima u SDV, automatizaciju mreže, mjerne uređaje i nove tehnologije modernizira se mreža i povećava učinkovitost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati normalno funkcioniranje operatora distribucijskog sustava.

Tablica 6-44 Ulaganja u HEP ODS-u u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (€)					
		2025.	2026.	2027.	Ukupno 2025. -2027.	Ulaganje 2028. - 2034.	Ulaganja u 10G 2025. - 2034.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		10.491.830	33.059.220	33.825.200	77.376.250	183.590.000	260.966.250
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	5.795.850	17.148.000	19.900.000	42.843.850	93.380.000	136.223.850
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	4.695.980	15.911.220	13.925.200	34.532.400	90.210.000	124.742.400
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		7.261.760	19.869.990	15.944.300	43.076.050	124.679.000	167.755.050
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	250.000	2.400.000	4.000.000	6.650.000	9.850.000	16.500.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	2.981.550	9.838.050	6.172.800	18.992.400	64.535.000	83.527.400
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	484.565	311.135	665.500	1.461.200	2.450.000	3.911.200
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	3.545.645	7.320.805	5.106.000	15.972.450	47.844.000	63.816.450
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		23.334.879	66.147.285	52.912.400	142.394.564	294.725.000	437.119.564
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	2.487.405	8.816.695	6.450.400	17.754.500	33.936.000	51.690.500
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	6.856.670	18.510.030	13.389.500	38.756.200	98.172.000	136.928.200
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	5.801.625	19.917.475	16.462.900	42.182.000	84.495.000	126.677.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	8.189.179	18.903.085	16.609.600	43.701.864	78.122.000	121.823.864
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		11.337.381	23.741.505	16.653.100	51.731.986	102.221.000	153.952.986
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	1.806.750	6.065.750	4.166.200	12.038.700	28.742.000	40.780.700
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	7.581.461	13.800.025	8.740.400	30.121.886	48.014.000	78.135.886
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	1.949.170	3.875.730	3.746.500	9.571.400	25.465.000	35.036.400
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		1.230.000	24.524.000	25.300.000	51.054.000	156.510.200	207.564.200
	Sustavi daljinskog vođenja, MTU, komunikacije, kibernetička sigurnost i automatizacija	430.000	1.030.000	2.000.000	3.460.000	11.410.000	14.870.000
	Mjermi uređaji i infrastruktura	500.000	23.194.000	23.000.000	46.694.000	143.000.200	189.694.200
	Nove tehnologije i razvoj	300.000	300.000	300.000	900.000	2.100.000	3.000.000
6. ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU		10.100.000	26.550.000	28.100.000	64.750.000	112.815.000	177.565.000
	Osobna, teretna i radna vozila	1.000.000	15.000.000	15.000.000	31.000.000	65.500.000	96.500.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	3.500.000	9.000.000	11.000.000	23.500.000	35.500.000	59.000.000
	Poslovna informatika i podrška poslovanju	950.000	1.000.000	1.050.000	3.000.000	7.350.000	10.350.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	4.650.000	1.550.000	1.050.000	7.250.000	4.465.000	11.715.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		63.755.850	193.892.000	172.735.000	430.382.850	974.540.200	1.404.923.050
7. SUFINANCIRANA ULAGANJA		102.640.700	81.597.660	0	184.238.360	0	184.238.360
	Life Danube Free Sky	1.050.000	0	0	1.050.000	0	1.050.000
	NPOO PKB	15.586.460	0	0	15.586.460	0	15.586.460
	NPOO Natura 2000	26.544.700	22.487.400	0	49.032.100	0	49.032.100
	NPOO Razvoj napredne mreže	57.145.540	58.445.460	0	115.591.000	0	115.591.000
	Greenswitch	2.314.000	664.800	0	2.978.800	0	2.978.800
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		166.396.550	275.489.660	172.735.000	614.621.210	974.540.200	1.589.161.410
8. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE		120.000.000	120.000.000	120.000.000	360.000.000	840.000.000	1.200.000.000
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	1.323.000	1.323.000	1.323.000	3.969.000	9.261.000	13.230.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	6.761.000	6.761.000	6.761.000	20.283.000	47.327.000	67.610.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	52.623.000	52.623.000	52.623.000	157.869.000	368.361.000	526.230.000
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	59.293.000	59.293.000	59.293.000	177.879.000	415.051.000	592.930.000
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		286.396.550	395.489.660	292.735.000	974.621.210	1.814.540.200	2.789.161.410

6.10. Istaknuta područja ulaganja

U ranijim poglavljima detaljno su opisana ulaganja po kategorijama imovine, od energetske objekata svih naponskih razina do mjernih uređaja, sekundarnih sustava i poslovne infrastrukture. Zbog posebnosti načina financiranja i vođenja ulaganja, zasebno su predstavljena sufinancirana ulaganja (uglavnom projekti sufinancirani EU sredstvima) te ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje. Navedena ulaganja financijski su iskazana u Tablici 6.46.

HEP ODS dulji niz godina ulaže značajna sredstva u strateška područja koja obuhvaćaju više kategorija imovine i vrsta ulaganja te se radi toga ne prepoznaju u Tablici 6.46. U nastavku su opisana ulaganja u pripremu i prelazak SN mreže na 20 kV pogonski napon, ulaganja u sanaciju naponskih prilika te ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže.

6.10.1. Priprema i prelazak SN mreže na 20 kV pogonski napon

Ovim poglavljem daje se osvrt na dio ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV s ciljem bržeg ostvarenja pogona dijela SN mreže na 20 kV naponskoj razini.

Prelazak s postojećeg četveronaponskog distribucijskog sustava 110–35–10–0,4 kV na tronaponski 110–20–0,4 kV tema je brojnih razvojnih studija još od sredine šezdesetih godina prošloga stoljeća. Dobiveni rezultati studija ukazivali su na brojne pogodnosti:

- smanjenje broja transformacija
- smanjenje gubitaka električne energije i snage
- manja zauzetost prostora (manje lokacija za postrojenja i trasa za vodove)
- olakšano održavanje postrojenja i vodova.

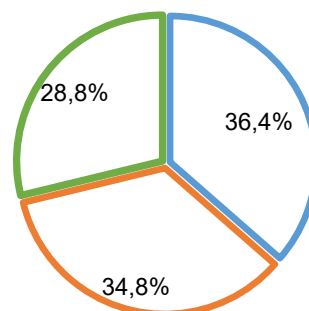
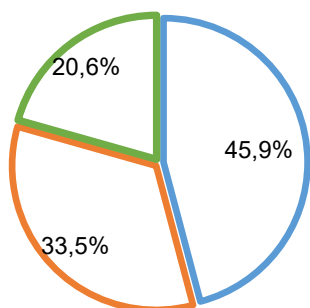
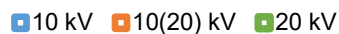
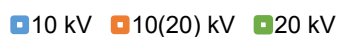
Kratkoročno, prelazak dijelova 10 kV distribucijske mreže na pogonski napon 20 kV dovodi do sanacije naponskih okolnosti u srednjonaponskoj mreži, čime se bez veće izgradnje dvostruko povećavaju prijenosni kapaciteti i četverostruko smanjuju gubici snage i relativni padovi napona. Ovime prelazak na 20 kV postaje investicijski zahvalno rješenje za poboljšanje strujno-naponskih okolnosti na već izgrađenoj 10 kV mreži (u smislu provedenosti elektrifikacije određenog područja) s vrlo visokom iskorištenosti prijenosne moći elemenata mreže.

2019. godine Elektra Sisak je prva prebacila 10 kV mrežu na 20 kV pogonski napon, a isto se u 2024. godine očekuje za mrežu Elektroprimorja Rijeka.

Tvrtke za distribuciju električne energije u Hrvatskoj početkom osamdesetih donose stratešku odluku o ugradnji srednjonaponskih postrojenja nazivnog napona 20 kV i izgradnji vodova (nadzemnih i kabelskih) za napon 20 kV bez obzira na neposredni pogon pod naponom 10 kV. Grade se nove pojne točke s izravnom transformacijom i pogonskim naponom na strani niže naponske razine ovisnim o pripremljenosti i pogonu SN mreže u okruženju.

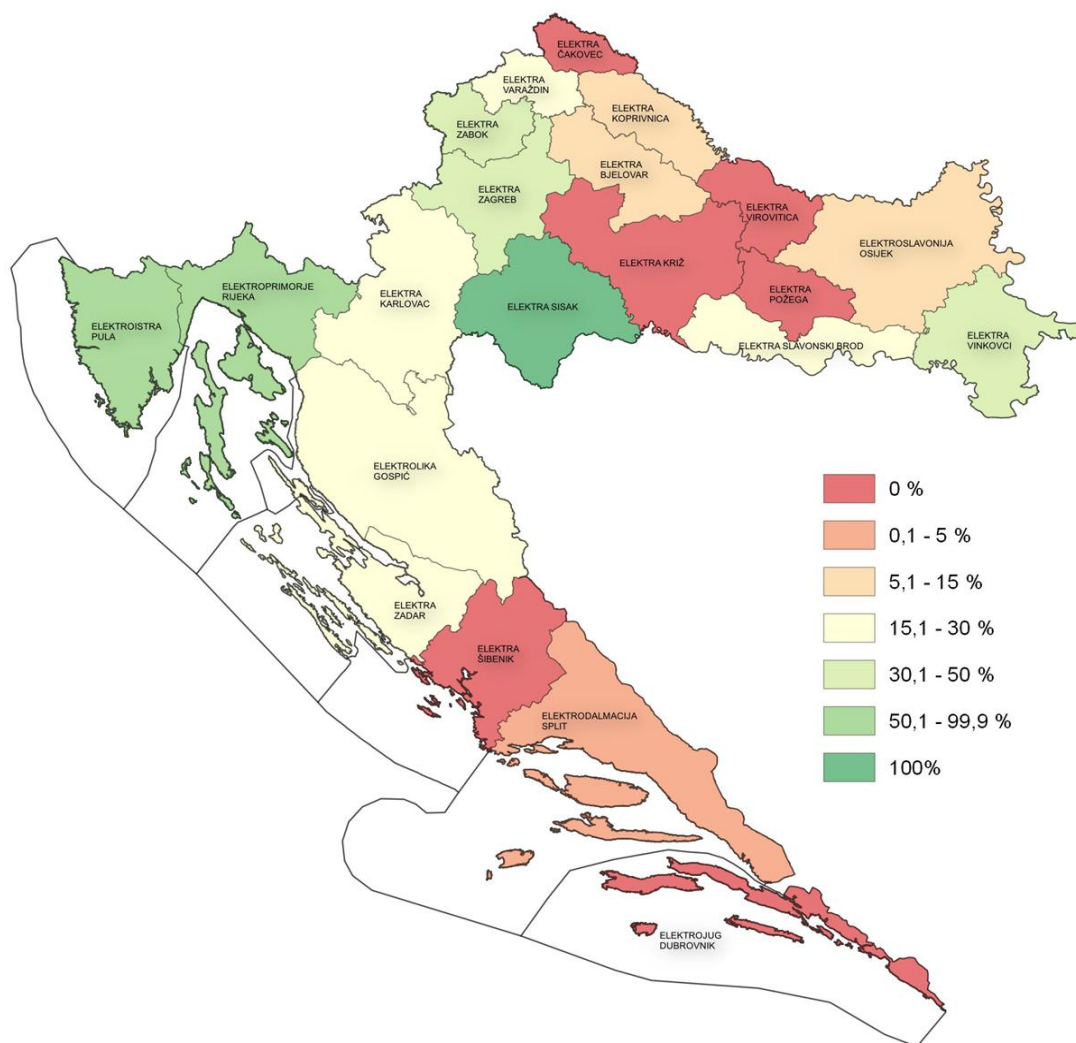
Stanje na dan 31.12.2014.

Stanje na dan 31.12.2023.



Slika 6-15 Raspodjela TS SN/NN u distribucijskoj mreži prema pripremljenosti za pogon i samom pogonu na 20 kV

Stanje pogona SN mreže na 20 kV po distribucijskim područjima na kraju 2023. godine vrlo je raznoliko.



Slika 6-16 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima

Prvo područje koje je u potpunosti uvelo pogon srednjonaponske mreže na 20 kV naponu i napustilo naponsku razinu 10 kV je Elektra Sisak. Završne aktivnosti na prelasku odrađene su u rujnu 2019. godine, što je popraćeno izdavanjem prigodne brošure.

Uz povoljne poslovne okolnosti na realizaciji do kraja 2024. godine, postoji mogućnost prelaska gotovo kompletne mreže Elektroprimorja Rijeka s 10 kV na pogonski napon 20 kV u distribucijskoj mreži.

S velikim udjelima mreže u pogonu na naponu 20 kV još se izdvajaju:

- Elektra Zagreb
- Elektra Zabok
- Elektra Vinkovci i
- Elektroistra Pula.

Planiranje ovakvih ulaganja zasniva se na studijskim radovima Perspektiva prelaska SN mreže na 20 kV [49] i Optimiranje metodologije i kriterija za ocjenu perspektive prelaska SN mreže na 20 kV pogonski napon [50] te u njima opisanim kriterijima i metodologijama zajedno s drugim stručnim analizama koje se provode u sklopu poslovanja HEP ODS-a.

Ova ulaganja primarno se odnose na:

- zamjenu transformatora SN/NN preklopivim
- rekonstrukciju transformatorskih stanica opremom izolacijske razine 24 kV
- rekonstrukciju 10 kV nadzemnih vodova opremom s 24 kV izolacijskom razinom
- zamjenu 10 kV kabela novima s 24 kV izolacijskom razinom
- ostala ulaganja manjeg obuhvata radi prelaska srednjonaponske mreže na 20 kV.

U idućem desetogodišnjem razdoblju, uvažavajući strateške odrednice HEP ODS-a, trenutno stanje mreže i postrojenja, iskustva i mogućnosti radnika, druge obaveze u skladu s važećim propisima, planira se za aktivnosti prelaska SN mreže na 20 kV uložiti sredstava u vrijednosti kojom bi se mogao ostvariti pogon na 20 kV naponu za dodatnih okvirno 7.000 TS SN/NN i 8.500 km SN vodova.

Vrijednost ulaganja predviđenih ovim programom za razdoblje od 2025. do 2027. godine iznosi od 7 do 8 mil. € godišnje (ova vrijednost prethodno je iskazana u dijelu razrade ulaganja u 10(20) kV objekte, a navodi se zbog dojma o opsegu ulaganja u svrhu postizanja cilja prelaska na 20 kV). Ulaganja se ponajviše odnose na aktivnosti zamjene i rekonstrukcije elemenata distribucijske mreže, aktivnosti revitalizacije te iznimno izgradnje novih objekata/elementa mreže radi provedbe završne aktivnosti prelaska srednjonaponske mreže na napon 20 kV. Slična razina ulaganja planira se i u preostalom razdoblju promatranja ovog plana.

Pozitivne učinke ovih ulaganja treba, zbog svoje kompleksnosti te u pravilu višegodišnjeg karaktera, promatrati tijekom duljeg vremenskog razdoblja. Ulaganjima se realizira priprema distribucijske mreže za naponsku razinu 20 kV, a sam prelazak uvjetovan je i drugim čimbenicima (siguran pogon mreže pri prelasku na napon 20 kV, sezona niskog opterećenja, odgovarajući vremenski uvjeti, velik broj raspoloživih radnika obzirom na veću vjerojatnost zastoja zbog većih naprezanja izolacije opreme, uvjeti pogona okolne srednjonaponske mreže i sl.).

Tijekom 2024. u realizaciji je znatan broj višegodišnjih projekata i ulaganja u završnu fazu pripreme za prelazak srednjonaponske mreže na napon 20 kV uz isticanje završetka prelaska na pogonski napon 20 kV preostale 10 kV mreže u Elektroprimorju Rijeka te uz značajan obuhvat ulaganja u Elektri Zagreb, Elektri Križ, Elektroslavoniji Osijek, Elektri Vinkovci, Elektri Slavonski Brod, Elektrodalmaciji Split, Elektri Zadar te Elektrolici Gospić. Uz uspješnu realizaciju ulaganja do kraja 2024. i povoljne preduvjete, planirano je ostvariti pogon na 20 kV za još oko 800 TS SN/NN i oko 800 km SN vodova.

6.10.2. Sanacija naponskih prilika

Od 2009. do 2013. godine sanacija naponskih prilika (SNP) provodila se kroz poseban investicijski program u okviru planova investicija. U tom razdoblju u sanaciju naponskih prilika uloženo je 66 mil. eura. Nakon 2013. godine, zbog različite potrebe za ulaganjima u sanaciju naponskih prilika po distribucijskim područjima te činjenice da se u pojedinim distribucijskim područjima ona u potpunosti riješila, ulaganja su se nastavila pretežito kroz program ulaganja u SN i NN objekte u cilju povećanja kapaciteta mreže, sanacije naponskih prilika i povećanja sigurnosti opskrbe te manjim dijelom u sklopu programa ulaganja u revitalizaciju dotrajale opreme.

Sanacija postojeće mreže niskog napona za dio distribucijskih područja, poput Elektre Zabok, još uvijek predstavlja veliki financijski problem, dok je Elektra Bjelovar uz Elektru Čakovec, Elektru Požegu i Elektru Virovitica riješila problematiku naponskih prilika u svojoj distribucijskoj mreži.

Tablica 6-45 Preostala problematika sanacije naponskih prilika

Distribucijsko područje	Broj trafopodručja	Udio TS SN/NN	Broj NN izvoda	Duljina NN izvoda (km)	Broj kupaca	Trošak zahvata (€)
Elektra Zagreb	21	0,59%	21	13.094	1.286	778.900,00 €
Elektra Zabok	87	9,48%	111	217.524	3.797	6.758.880,00 €
Elektra Varaždin	17	2,02%	17	36.816	627	1.375.200,00 €
Elektra Čakovec	1	0,19%	1	928	67	10.000,00 €
Elektra Koprivnica	10	1,41%	12	10.664	211	389.490,00 €
Elektra Bjelovar	0	0,00%	0	0	0	- €
Elektra Križ	49	3,60%	58	67.570	2.554	2.457.600,00 €
Elektroslavonija Osijek	36	2,27%	64	48.669	1.685	1.147.368,17 €
Elektra Vinkovci	36	4,22%	56	49.390	1.874	1.679.076,78 €
Elektra Slavonski Brod	10	1,37%	11	10.615	426	601.598,47 €
Elektroistra Pula	6	0,29%	6	5.015	146	560.039,00 €
Elektroprimorje Rijeka	42	2,14%	48	42.078	1.558	1.755.690,49 €
Elektrodalmacija Split	81	3,00%	87	75.206	6.678	5.551.041,54 €
Elektra Zadar	17	1,40%	27	17.620	955	1.181.851,02 €
Elektra Šibenik	27	2,62%	29	16.400	1.176	1.197.825,58 €
Elektrojug Dubrovnik	19	4,08%	19	17.930	770	1.724.700,00 €
Elektra Karlovac	56	3,66%	64	99.093	1.793	3.084.190,00 €
Elektra Sisak	48	4,81%	62	132.200	848	4.769.900,00 €
Elektrolika Gospić	60	5,60%	74	121.338	1.218	3.413.771,62 €
Elektra Virovitica	0	0,00%	0	0	0	- €
Elektra Požega	0	0,00%	0	0	0	- €
UKUPNO	623	2,41%	767	982.150	27.669	38.437.122,67 €

Stalnom brigom i praćenjem naponskih prilika na obračunskim mjernim mjestima korisnika prepoznaju se nova područja s lošim naponskim prilikama pa se na temelju toga nadopunjuje lista potrebnih ulaganja.

Prosječnim godišnjim ulaganjem od okvirno 3,15 mil. € obuhvati se oko:

- **47 trafopodručja**
- **48 niskonaponskih izvoda**
- **55 km niskonaponske mreže**

Osim investicijskih ulaganja, na razinu problematike sanacije naponskih prilika utječu i redovite aktivnosti na održavanju, zahvati u mreži radi priključenja novih korisnika i povećanja snage postojećih te promjene opterećenja na zahvaćenim izvodima zbog primjena mjera energetske učinkovitosti i demografskih promjena.

6.10.3. Ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže

Kako je inicijalno opisano u Poglavlju 2.2.4., brojne su aktivnosti pa samim time i vrste ulaganja u osiguranje preduvjeta za ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže. Takva ulaganja mogu se iskazati kategorijama opisanim u nastavku.

Ulaganja u razvoj i optimiranje konvencionalne mreže

Ulaganja se odnose na razvoj konvencionalne distribucijske mreže uporabom novih tehnologija opreme i materijala kojima se prije svega ostvaruje veća energetska učinkovitost elemenata mreže i povećana prijenosna moć.

Posebno se mogu izdvojiti ulaganja koja se ostvaruju kroz Pilot projekt uvođenja naprednih mreža projektnom aktivnošću Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže u okviru koje se planiraju ulaganja u ugradnju većeg broja energetski učinkovitih transformatora, a detaljnije su opisana u Poglavlju 6.7.1.

U manjem opsegu ulaganja u nove tehnologije i tehnološki razvoj, ispituje se primjenjivost i prikladnost novih tehničkih rješenja radi ocjene mogućnosti kasnije šire primjene u distribucijskoj mreži. Tipizacijom ovakvih rješenja ona postaju standardna rješenja s velikim opsegom ulaganja na godišnjoj razini.

Ulaganja u napredna mjerenja

Ulaganjima u napredna mjerenja ostvaruju se preduvjeti za brojne funkcionalnosti napredne mreže, primarno kao podrška razvoju brojnih novih tržišnih usluga, a i u pogledu povećane raspoloživosti pouzdanih podataka za planiranje razvoja distribucijske mreže.

Najveći opseg ulaganja ostvaruje se ulaganjima u mjerne uređaje i infrastrukturu (detaljno opisno u Poglavlju 6.5.1.), a isto tako znatna sredstva planirana su i u sklopu sufinanciranih ulaganja opisanih u Poglavlju 6.7.1. kroz ulaganja Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, odnosno aktivnosti projekta Napredna mjerna infrastruktura (6.7.1.) te ulaganja kroz Nacionalni plan opravka i otpornosti kroz projekt Modernizacije i razvoja napredne mreže (6.7.5.).

Najveći dio ovih ulaganja odnosi se na nabavu i ugradnju brojila s mogućnošću daljinskog očitavanja (primarno PLC komunikacija) i drugim funkcionalnostima naprednih brojila te ostalu prateću opremu i sustav za očitavanje i korištenje mjernih podataka.

Ulaganja u automatizaciju distribucijske mreže

Automatizacija distribucijske mreže ostvaruje se ponajprije povećanjem broja točaka po dubini sredjonaponske mreže koje su daljinski vođene (daljinski vođene rastavne naprave ili prekidači na nadzemnim vodovima ili transformatorskim stanicama SN/NN) ili pružaju pouzdane informacije o pogonu mreže odnosno o zastojima na mreži (npr. indikatori kvarova). U daljnjem razvoju naglasak će

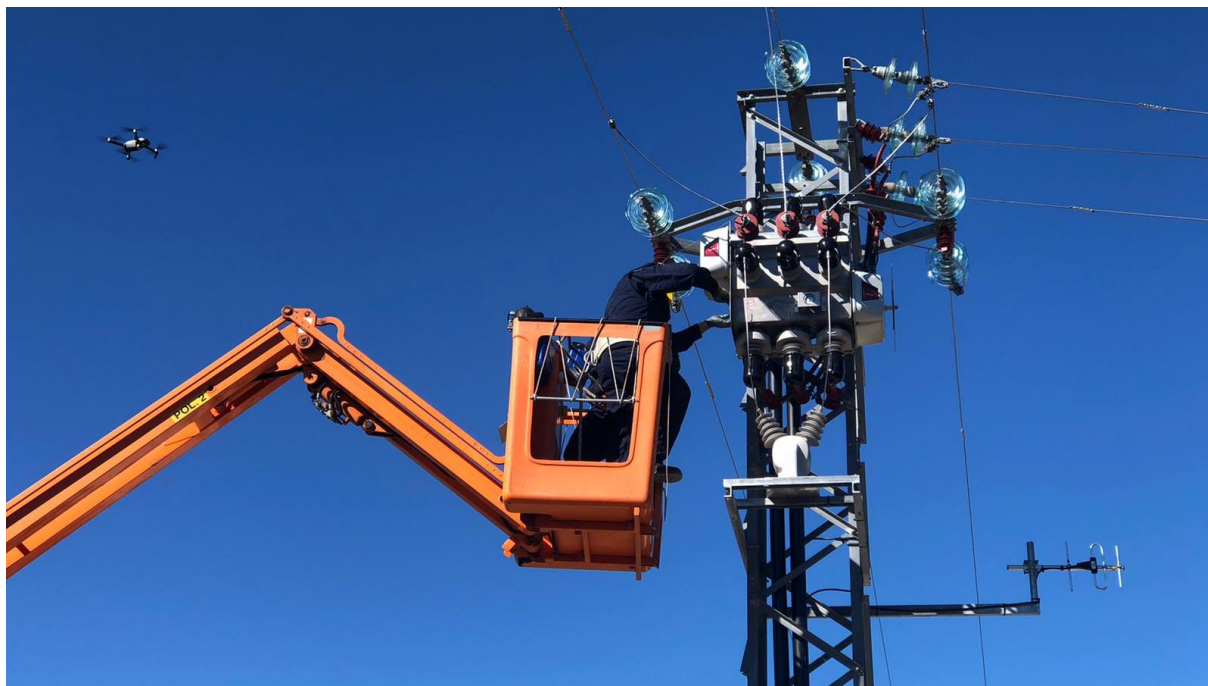
se staviti na napredno, odnosno automatizirano upravljanje takvim uređajima u mreži radi učinkovitijeg upravljanja mrežom u pogonu ili bržeg lociranja i otklanjanja kvara.

Planirana ulaganja iskazana su u sklopu ulaganja u sustave vođenja i automatizaciju (Poglavlje 6.5.2. i 6.5.5.) i ulaganja Pilot projekta uvođenja naprednih mreža kroz aktivnost Automatizacija srednjonaponske mreže (Poglavlje 6.7.1.) te ulaganja kroz Nacionalni plan oporavka i otpornosti kroz projekt Modernizacija i razvoja napredne mreže (6.7.5.).

Ulaganja u napredno vođenje pogona

Ulaganja u napredno vođenje pogona planira se kroz ulaganja u sustave vođenja i automatizaciju te ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu (Poglavlje 6.5.2. do 6.5.5.). Obuhvat se odnosi na modernizaciju dispečerskih centara i pripadajuću komunikacijsku infrastrukturu kojom se osigurava brza i sigurna razmjena informacija.

U početnom trogodišnjem razdoblju promatranja ovog plana ukupna razina ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti napredne mreže iznosi oko 145 mil. €, odnosno na razinama od okvirno 60 do 85 mil. € različito po godinama razdoblja.



7. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže

7.1.	Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a	157
7.2.	Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a	159
7.3.	Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.	160
7.4.	Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine	161
7.4.1.	Polazišta i nacionalni ciljevi	161
7.4.2.	Mjera ENU – 14 Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži	163
7.5.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži	165

7. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže

7.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a

Aktualni poslovni ciljevi HEP ODS-a za razdoblje 2025.–2034., detaljnije opisani u 2. poglavlju, hijerarhijski su strukturirani u tri ključne osi:

- povećanje kapaciteta mreže (C1)
- povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2)
- povećanje energetske učinkovitosti i učinkovitosti poslovanja (C3).

Za učinkovitost poslovanja iznimno su važne aktivnosti HEP ODS-a na smanjenju gubitaka električne energije (obuhvaćeno poslovnim ciljem C3.3). Smanjenjem tehničkih gubitaka izravno se smanjuju troškovi poslovanja i povećava energetska učinkovitost distribucijske mreže, dok se mjerama za smanjenje netehničkih gubitaka² izravno utječe na smanjenje troškova poslovanja i neizravno na povećanje energetske učinkovitosti korisnika mreže.

Područje energetske učinkovitosti u Republici Hrvatskoj uređeno je implementacijom Direktive 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. godine [54] (dalje u tekstu Direktiva o energetske učinkovitosti) u zakonodavstvo Republike Hrvatske donošenjem te kasnijom izmjenom i dopunom Zakona o energetske učinkovitosti [55] (NN 127/14, NN 116/18, NN 25/20 i NN 41/21).

Ciljevi EU Direktiva:

- Direktivom 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća uveden je zahtjev za ostvarivanje glavnog cilja da se na razini EU-a do 2030. uštedi najmanje 32,5 % energije.
- U Preporuci (EU) 2019/1658 Komisija je državama članicama dala smjernice za prenošenje i provedbu obveze uštede energije u skladu s Direktivom 2012/27/EU i poduprla ih u uvođenju odgovarajućih mjera, instrumenata i metodologija kako bi mogle u potpunosti iskoristiti svoj potencijal za uštedu energije i ostvariti glavni cilj energetske učinkovitosti.
- Direktiva (EU) 2023/1791 Europskog parlamenta i Vijeća donesena je 13. rujna 2023. Njome je preinačena Direktiva 2012/27/EU, pri čemu su neke odredbe ostale neizmijenjene, ali su uvedeni i neki novi zahtjevi. Konkretno, znatno je povećana razina ambicioznosti za energetske učinkovitost za 2030., uključujući obvezu uštede energije.
- Direktivom (EU) 2023/1791 povećana je obveza uštede energije. Budući da osigurava stabilnost za ulagače i potiče dugoročna ulaganja i mjere energetske učinkovitosti, obveza uštede energije ima važnu ulogu u stvaranju lokalnog rasta, radnih mjesta i konkurentnosti te istodobno doprinosi ublažavanju energetske siromaštva. Zahvaljujući njoj Unija će moći ostvariti svoje energetske i klimatske ciljeve stvaranjem dodatnih prilika i prekidanjem veze između energetske potrošnje i rasta.

² Izgradnja napredne mjerne infrastrukture ključna je mjera za smanjivanje ne tehničkih gubitaka. Njome će se pored ostalog osigurati mjerenje i obračunavanje potrošnje električne energije na mjesečnoj razini na obračunskim mjernim mjestima i transformatorskim stanicama TS 10(20)/0.4 kV i samim tim stvoriti preduvjete za točnije utvrđivanje ne tehničkih gubitaka, njihovo smanjenje te učinkovitije korištenje električne energije samih korisnika mreže.

- Direktiva (EU) 2023/1791 relevantna je i za trenutačno razdoblje obveza (2021. – 2030.) i za buduća razdoblja obveza (2031. – 2040. i nakon toga) u pogledu uštede energije, kako je utvrđeno u njezinu članku 8. stavku 1. Državama članicama trebalo bi pružiti potporu u provedbi novih zahtjeva utvrđenih u Direktivi (EU) 2023/1791 koji su relevantni i za trenutačno i za buduća razdoblja obveze te u utvrđivanju zahtjeva koji su pojašnjeni u Direktivi (EU) 2023/1791 iako nisu izmijenjeni u odnosu na Direktivu 2012/27/EU.
- Države članice trebaju donijeti zakone i druge propise kojima se prenose članci 8., 9. i 10. Direktive (EU) 2023/1791 i njezin Prilog V. do 11. listopada 2025.
- Države članice mogu prema vlastitom nahođenju odabrati način prenošenja i provedbe zahtjeva u pogledu obveza uštede energije koji je najprimjereniji njihovim nacionalnim okolnostima. U tom se kontekstu preporučuje dosljedno tumačenje relevantnih odredaba Direktive (EU) 2023/1791, čime bi se doprinijelo usklađenom razumijevanju Direktive (EU) 2023/1791 u državama članicama tijekom pripreme mjera za prenošenje.
- Nadalje, ovom bi se Preporukom trebale pružiti smjernice za tumačenje odredaba Direktive (EU) 2023/1791 koje su izmijenjene u odnosu na Direktivu 2012/27/EU. Stoga bi je trebalo tumačiti kao dopunu Preporuci (EU) 2019/1658 i zajedno s njom.

Nadalje, ovom bi se Preporukom trebale pružiti smjernice za tumačenje odredaba Direktive (EU) 2023/1791 koje su izmijenjene u odnosu na Direktivu 2012/27/EU. Stoga bi je trebalo tumačiti kao dopunu Preporuci (EU) 2019/1658 i zajedno s njom,

U međuvremenu su stupile na snagu:

- Direktiva(EU) 2018/2002 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o izmjeni Direktive 2012/27/EU o energetske učinkovitosti i
- Direktiva(EU) 2023/1791 Europskog parlamenta i Vijeća od 13. rujna 2023. o energetske učinkovitosti i izmjeni Uredbe (EU) 2023/955 (preinaka)

Predmetnim direktivama se značajno povećavaju ciljevi EU i obveze država članica na području energetske učinkovitosti za razdoblje do 2030. godine.

U tijeku su aktivnosti na njihovoj implementaciji u Zakonodavstvo Republike Hrvatske.³

Planirano je donošenje izmjena i dopuna postojećeg Zakona o energetske učinkovitosti, Pravilnika o sustavu za praćenje, mjerenje i verifikaciju ušteda energije (Narodne novine, broj: 98/21, 30/22, i 96/23) i Pravilnika o energetske pregledu velikog poduzeća (Narodne novine, broj 123/15, 5/20 i 97/21) kako bi se u potpunosti provela implementacija Direktive (EU) 2023/1791 Europskog parlamenta i Vijeća od 13. rujna 2023. o energetske učinkovitosti i izmjeni Uredbe (EU) 2023/955 (preinaka).

Dva važna propisa za planiranje i provedbu mjera energetske učinkovitosti su:

- Strategija energetske razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [2]
- Integrirani nacionalni energetske i klimatske plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine [56].

³ Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja je 7. prosinca 2023. godine pokrenulo javno savjetovanje u vezi izrade Zakona o izmjenama i dopunama Zakona o energetske učinkovitosti kako bi se u potpunosti implementirala Direktiva (EU) 2023/1791.

U ožujku 2025.godine donesen je ažurirani Integrirani nacionalnog energetskeg i klimatskog plana Republike Hrvatske za razdoblje od 2021. do 2030. (NECP)⁷, koji se provodi na temelju EU Uredbe (EU) 2018/1999 o upravljanju energetskom unijom i djelovanjem u području klime za ostvarivanje zajedničkih ambicija klimatske neutralnosti. Detaljniji osvrt na doneseni NECP dan je u točki 2.2.3.

U poglavlju 4.2 detaljno su iskazani podaci o:

- ostvarenim gubicima u razdoblju 2013.–2023. godine
- strukturi gubitaka
- ciljevima smanjenja gubitaka.

U nastavku su sažeto opisani i obrazloženi:

- zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEP ODS-a
- Strategija energetskeg razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.
- Integrirani nacionalni energetske i klimatske plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine
- mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci.

7.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a

Zakonom o energetskeg učinkovitosti [55], osim ostalog, propisane su i obveze operatora distribucijskog sustava u području energetske učinkovitosti, donošenju i provedbi mjera kojima se povećava energetskeg učinkovitost, ali i stvaranje preduvjeta da bi korisnici mreže učinkovitije koristili električnu energiju.

Člancima 17. i 18. Zakona o energetskeg učinkovitosti [55] propisane su dužnosti operatora prijenosnog sustava, operatora distribucijskog sustava i operatora tržišta energije.

Zakonom o tržištu električne energije [1] se, osim ostalog, propisuju odgovornosti, odnosno obaveze operatora distribucijskog sustava u pogledu primjena mjera energetske učinkovitosti, gubitaka u mreži i donošenja planova razvoja distribucijske mreže. Zakon [1] osobito naglašava da je dužnost operatora distribucijskog sustava osiguravanje energije za pokriće gubitaka u distribucijskoj mreži u skladu s razvidnim, nepristranim i tržišnim načelima te briga o gubicima u mreži.

Operator distribucijskog sustava dužan je svake godine provesti analizu gubitaka i do 31. ožujka dostaviti HERA-i godišnje izvješće o praćenju gubitaka u distribucijskoj mreži i godišnjoj analizi gubitaka te o planiranju gubitaka radi nabave za prethodnu godinu. U slučaju zahtjeva HERA-e operator distribucijskog sustava je obavezan provesti određene mjere i u pogledu smanjenja gubitaka električne energije.

Svake godine do 30. rujna operator distribucijskog sustava mora dostaviti HERA-i godišnji plan nabave energije za pokriće gubitaka u sljedećoj godini te tražiti suglasnost. Taj plan treba sadržavati količine, dinamiku i način nabave pojedinih proizvoda, planske jedinične cijene energije i pripadajuće troškove nabave energije za pokriće gubitaka.

U pogledu izrade planova razvoja, Zakon o tržištu električne energije [1] propisuje obavezu izrade desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže i dostavu HERA-i na odobrenje do 30. rujna u godini koja prethodi planskom razdoblju.

Plan treba biti usklađen sa Strategijom energetskeg razvoja RH i programom provedbe te strategije, nacionalnim akcijskim planom za OIE i desetogodišnjim planom razvoja prijenosne mreže. Operator distribucijskog sustava razborito pretpostavlja razvoj proizvodnje i potrošnje električne energije u distribucijskom sustavu te je dužan definirati iznos godišnje energetske uštede u postotku od prosječne ukupne električne energije predane u distribucijskoj mreži u prethodne tri godine, uzeti u obzir upravljanje potrošnjom, distribuiranu proizvodnju, nova opterećenja, među ostalima, stanice za punjenje električnih vozila, energetskeg učinkovitost, upotrebu postrojenja za skladištenje energije, upotrebu

usluga fleksibilnosti, redispečiranje ili druge resurse kojima se operator distribucijskog sustava služi kao alternativom pojačanju distribucijske mreže, a koji na troškovno učinkovit način mogu smanjiti ili odgoditi potrebu za pojačanjem distribucijske mreže.

HEP ODS u skladu s zahtjevima međunarodne norme ISO 50001:2018 u sustavu upravljanja energijom na šestomjesečnoj razini prati povezane zakonske propise i ostale zahtjeve te ocjenjuje njihovu usklađenost.

U skladu s izmjenama i dopunama Zakona o energetske učinkovitosti (NN 41/21) propisana je obaveza dostavljanja podataka o svim investicijama, koje su rezultat provedbe mjera za poboljšanje energetske učinkovitosti i tako ostvarenih ušteda u Sustav za praćenje, mjerenje i verifikaciju ušteda energije (SMiV) - računalni sustav za prikupljanje, obradu i verifikaciju informacija o provedenim mjerama za poboljšanje energetske učinkovitosti, izračun i verifikaciju ostvarenih ušteda energije iz tih mjera, a vodi ga Nacionalno koordinacijsko tijelo za energetske učinkovitost. Mjere za poboljšanje energetske učinkovitosti i tako ostvarene uštede se odnose na gubitke u distribucijskoj mreži i energiju za odvijanje svih poslovnih procesa (vlastita potrošnja energije).

7.3. Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.

U Strategiji energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [2] predviđeno je nekoliko mogućih scenarija razvoja elektroenergetskog sektora te širok spektar inicijativa energetske politike, kojima će se ojačati sigurnost opskrbe energijom, postupno smanjiti gubici energije i povećavati energetska učinkovitost, smanjivati ovisnost o fosilnim gorivima, povećati domaća proizvodnja i korištenje obnovljivih izvora energije (u daljnjem tekstu: OIE).

U Strategiji su iskazane glavne odrednice promjena u energetske sektoru:

- Osnažiti energetske tržište kao nosivu komponentu razvoja energetskog sektora. Ključni ekonomski mehanizam za kontrolu brzine tranzicije predstavljaju cijene emisijskih jedinica.
- Potpuno integrirati energetske tržište u međunarodno tržište energije, tehnologija, istraživanja, usluga, proizvodnje, a osobito unutarnje energetske tržište EU.
- Ojačati sigurnost opskrbe energijom kroz rast domaće proizvodnje i povezivanje energetske infrastrukture te uvođenje mehanizama za razvoj proizvodnih kapaciteta (engl. Capacity Remuneration Mechanisms, u daljnjem tekstu: CRM).
- Povećati energetske učinkovitost u svim dijelovima energetskog lanca (proizvodnja, transport/prijenos, distribucija i potrošnja svih oblika energije).
- Kontinuirano povećavati udio električne energije u potrošnji energije s ciljem smanjenja potrošnje fosilnih goriva.
- Kontinuirano povećavati proizvodnju električne energije sa smanjenom emisijom stakleničkih plinova, ponajviše iz OIE.
- Razvoj temeljiti na komercijalno dostupnim tehnologijama, posebno iskorištavanju energije vode, sunca i vjetra i ostalih OIE.
- Financijske potpore usmjeriti na razvoj biogospodarstva i održivog gospodarenja otpadom, te istraživanja, na pilot i demonstracijske projekte.
- Osigurati fondove za smanjenje rizika za zahtjevne tehnologije i granično komercijalne tehnologije.

Prema Strategiji [2], energetske učinkovitost predstavljat će temeljnu sastavnicu razvoja energetike koja će se ogledati u tehnološkom razvoju proizvodnje, transportu/prijenosu, distribuciji i potrošnji energije te će uključivati mjere države, organizaciju sustava i programe potpore.

Razina financijske potpore izravno će utjecati na brzinu i obuhvat obnove fonda zgrada. Godišnji cilj energetske obnove zgrada od 3 % fonda zgrada u scenariju ubrzane energetske tranzicije (S1) odnosno od 1,6 % u scenariju umjerene energetske tranzicije (S2) je financijski, organizacijski i izvedbeno

zahtjevan poduhvat te će ovisno o godišnjoj dinamici realizacije energetske obnove zgrada ovisiti i drugi pokazatelji u razmatranim scenarijima. Gospodarski subjekti koji posluju u energetskom sektoru mogu biti nositelji realizacije programa obnove fonda zgrada kroz razvoj novih oblika poslovanja.

Unatoč povećanju energetske učinkovitosti konvencionalnih tehnologija koje koriste fosilna goriva, nužno je uvođenje novih tehnoloških rješenja i oblika energije. Brzina promjena ovisit će o dostupnosti pojedinih tehnologija za građane (razina prihvatljivog troška), razvoju infrastrukture i dinamici daljnjeg tehnološkog razvoja, osobito u domeni spremnika energije (baterije).

Energetska tranzicija podrazumijeva povećanje energetske učinkovitosti cijelog energetskog lanca, uključujući proizvodnju, prijenos, distribuciju i neposrednu potrošnju energije. Pri tome se najsnažniji učinci očekuju u zgradarstvu i prometu, a posljedica su:

- energetske obnove fonda zgrada po prosječnoj godišnjoj stopi od 1,6 % u scenariju S2 odnosno od 3 % u scenariju S1 i
- penetracije električnih i hibridnih vozila čiji udio u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu dostiže 3,5 % u 2030., odnosno 65% u 2050. godini u scenariju S2 i 4,5 % u 2030., odnosno 85 % u 2050. godini u scenariju S1.

U skladu s okvirnim ciljevima Republike Hrvatske, izraženim u apsolutnim vrijednostima primarne i neposredne potrošnje energije, prema EU direktivi o energetske učinkovitosti (Tablica 7.1), smanjenje potrošnje primarne energije do 2030. godine iznosilo bi 1 % i 18 % do 2050. u odnosu na razinu potrošnje iz 2017. godine u scenariju S2 te 6 % do 2030. i 28 % do 2050. u scenariju S1.

Tablica 7-1 Okvirni nacionalni ciljevi energetske učinkovitosti

	Polazna godina	Scenarij S1 (PJ)			Scenarij S2 (PJ)		
	2017.	2030.	2040.	2050.	2030.	2040.	2050.
Potrošnja primarne energije	349,4	328,7	292,2	251,0	344,4	325,7	287,4
Neposredna potrošnja energije	289,9	272,5	238,3	189,6	286,9	265,2	225,6

7.4. Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine

7.4.1. Polazišta i nacionalni ciljevi

U komunikaciji Europske komisije o Okvirnoj strategiji za otpornu energetske uniju s naprednom klimatskom politikom od 25. veljače 2015. godine istaknuto je da je potrebno integrirano upravljanje kako bi se osiguralo da se svim aktivnostima povezanim s energijom na razini Unije te na regionalnoj, nacionalnoj i lokalnoj razini pridonosi ciljevima energetske unije. Ciljevi će se ostvarivati kroz pet ključnih dimenzija energetske unije:

1. energetske sigurnost
2. unutarnje energetske tržište
3. energetske učinkovitost
4. dekarbonizaciju i
5. istraživanje, inovacije i konkurentnost.

U Zaključcima Europskog vijeća o upravljanju energetskom unijom od 26. studenoga 2015. godine prepoznato je da će upravljanje biti ključan alat za učinkovitu i djelotvornu izgradnju energetske unije i za ostvarivanje njenih ciljeva. U njima je istaknuto da bi se sustav upravljanja trebao temeljiti na načelima integracije strateškog planiranja i izvješćivanja o provedbi klimatske i energetske politike i na koordinaciji

između dionika odgovornih za energetske i klimatske politiku na regionalnoj i nacionalnoj razini te na razini Unije.

Stoga je 11. prosinca 2018. godine donesena Uredba (EU) 2018/1999 Europskog parlamenta i Vijeća o upravljanju energetskom unijom i djelovanjem u području klime i izmjeni uredaba (EZ) 663/2009 i (EZ) 715/2009 Europskog parlamenta i Vijeća i direktiva 94/22/EZ, 98/70/EZ, 2009/31/EZ, 2009/73/EZ, 2010/31/EU, 2012/27/EU i 2013/30/EU Europskog parlamenta i Vijeća, direktiva Vijeća 2009/119/EZ i (EU) 2015/652 te stavljanju izvan snage Uredbe (EU) 525/2013 Europskog parlamenta i Vijeća (u daljnjem tekstu: Uredba o upravljanju energetskom unijom i djelovanjem u području klime).

U toj uredbi se propisuje izrada integriranih nacionalnih energetskih i klimatskih planova za desetogodišnje razdoblje. Prvi Integrirani energetski i klimatski plan (u daljnjem tekstu: Integrirani energetski i klimatski plan) treba pokriti razdoblje od 2021. godine do 2030. godine.

Postizanje ciljeva energetske unije planira se osigurati kombinacijom inicijativa Unije i dosljednih nacionalnih politika utvrđenih u integriranim nacionalnim energetskim i klimatskim planovima.

Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine Republike Hrvatske (dalje u tekstu NECP Plan 2021. – 2030.) [56] nadovezuje se na postojeće nacionalne strategije i planove.

Plan sadrži:

- pregled trenutnog energetskog sustava i stanja u području energetske i klimatske politike
- pregled nacionalnih ciljeva za svaku od pet ključnih dimenzija energetske unije
- odgovarajuće politike i mjere za ostvarivanje tih ciljeva, a za što treba uspostaviti i analitičku osnovu
- ciljeve do 2030. godine, koji uključuju smanjenje emisija stakleničkih plinova, energiju iz obnovljivih izvora, energetske učinkovitost i elektroenergetsku međusobnu povezanost.

NECP Plan 2021. – 2030. u skladu s člankom 12. Zakona o sustavu strateškog planiranja i upravljanja razvojem Republike Hrvatske (NN 123/17) donosi Vlada Republike Hrvatske na prijedlog Ministarstva zaštite okoliša i energetike.

Najvažniji inicirani i revidirani ciljevi koje NECP 2021. – 2030. zadaje za 2030. godinu su navedeni u tablici u nastavku.

Tablica 7-2 Ciljevi NECP-a 2021. – 2030. za 2030. godinu

Pokazatelj	Cilj-Postojeći NECP	Cilj- Revidirani NECP
Smanjenje emisije stakleničkih plinova za ETS sektor, u odnosu na 2005. godinu	najmanje 43 %	50,2 %
Smanjenje emisije stakleničkih plinova za sektore izvan ETS-a, u odnosu na 2005. godinu	najmanje 7 %	16,7 %
Udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije	36,4 %	42,5 %
Udio OIE u neposrednoj potrošnji energije u prometu	13,2 %	21,6 %
Potrošnja primarne energije (ukupna potrošnja energije bez neenergetske potrošnje)	344,38 PJ (8,23 ktoe) ⁴	340,9 PJ (8,14 ktoe)
Neposredna potrošnja energije	286,91 PJ (6,85 ktoe) ⁵	274,2 PJ (6,55 ktoe) ⁶

7.4.2. Mjera ENU – 14 Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži

U prijedlogu revidiranog NECP-a 2021. – 2030. je pored ostalih mjera ključnih za postizanje ciljeva u osi Energetska učinkovitost detaljno opisana mjera: *Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži.*

Cilj i opis mjere:

- HEP ODS će u razdoblju do 2030. godine nastaviti provoditi aktivnosti za smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži.
- Detaljnom analizom utvrdit će se uzroci povećanih gubitaka u pojedinim dijelovima mreže i prioriteti za provedbu aktivnosti za smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka. Na temelju iskustava iz provedbe Pilot projekta uvođenja naprednih mreža na pilot područjima uz korištenje ESI fondova, potrebno je programirati nastavak korištenja ESI sredstava u sljedećem programskom razdoblju od 2021. do 2027. godine za daljnji razvoj naprednih mreža.

Aktivnosti smanjenja tehničkih gubitaka obuhvaćene mjerom uključuju:

- povećanje presjeka vodiča u početnim dionicama SN i NN izvoda u kojima se generira najveći iznos gubitaka
- razdvajanje SN i NN izvoda na dva ili više, ovisno o topologiji izvoda i mogućnostima prihvata u TS VN/SN i SN/SN ili TS SN/NN
- prebacivanje dijela NN izvoda na susjedni bliži i/ili manje opterećeni NN izvod ili TS SN/NN
- zamjenu energetske transformatora VN/SN i SN/SN zbog preopterećenosti, energetske učinkovitim transformatorima

U prijedlogu revidiranog NECP-a 2021. – 2030. je pored ostalih mjera ključnih za postizanje ciljeva u osi Energetska učinkovitost detaljno opisana mjera: *Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži.*

⁴ 95,7 TWh

⁵ 79,7 TWh

⁶ 76,2 TWh

Cilj i opis mjere:

- HEP ODS će u razdoblju do 2030. godine nastaviti provoditi aktivnosti za smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži.
- Detaljnom analizom utvrdit će se uzroci povećanih gubitaka u pojedinim dijelovima mreže i prioriteti za provedbu aktivnosti za smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka. Na temelju iskustava iz provedbe Pilot projekta uvođenja naprednih mreža na pilot područjima uz korištenje ESI fondova, potrebno je programirati nastavak korištenja ESI sredstava u sljedećem programskom razdoblju od 2021. do 2027. godine za daljnji razvoj naprednih mreža.

Aktivnosti smanjenja tehničkih gubitaka obuhvaćene mjerom uključuju:

- povećanje presjeka vodiča u početnim dionicama SN i NN izvoda u kojima se generira najveći iznos gubitaka
- razdvajanje SN i NN izvoda na dva ili više, ovisno o topologiji izvoda i mogućnostima prihvata u TS VN/SN i SN/SN ili TS SN/NN
- prebacivanje dijela NN izvoda na susjedni bliži i/ili manje opterećeni NN izvod ili TS SN/NN
- zamjenu energetskih transformatora VN/SN i SN/SN zbog preopterećenosti, energetski učinkovitim transformatorima
- zamjenu starih energetskih transformatora SN/NN, sa smanjenjem predimenzioniranosti transformatora, energetski učinkovitim transformatorima
- interpolaciju novih TS VN/SN, SN/SN i SN/NN (ponajviše kod preopterećenja postojećih TS, odnosno kod priključenja novih kupaca i proizvođača s većim priključnim snagama)
- prelazak na 20 kV i postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV

Aktivnosti smanjenja netehničkih gubitaka, koje uključuju:

- daljnju ugradnju i uvođenju što većeg broja naprednih brojila u sustav daljinskog nadzora i očitavanja
- daljnju sveobuhvatnu provedbu kontrole priključaka i mjernih mjesta (KPiMM), s naglaskom na otkrivanje neovlaštene potrošnje električne energije
- nastavak rekonstrukcije postojećih priključaka i mjernih mjesta, koja su smještena u objektima korisnika mreže.

Budući da EU direktive zahtijevaju prelazak s konvencionalnog mjerenja na napredne mjerne uređaje, predviđa se korištenje ESI fondova za područje prilagodbe postojećeg mjeriteljskog sustava, sustavu za rad s naprednim mjernim uređajima. Prije svega se radi o investicijama prilagodbe postojećih ovlaštenih servisa za pripremu brojila za ovjeru (baždarnica) koje su prilagođene ovjeri elektromehaničkih brojila, na tehnologiju koja omogućava pripremu i ovjeravanje naprednih elektroničkih brojila. Prilagodbom je dodatno potrebno osigurati podršku za rad s novim tehnologijama, prije svega rješavanju komunikacijskih problema (G3PLC) te procesnih računalnih problema (nadogradnje FW brojila i koncentratora, prikupljanje, prijenos i obrada podataka).

U sklopu Mjere su iskazane projekcije i očekivane vrijednosti smanjenja tehničkih i netehničkih gubitaka u razdoblju 2021. – 2030. g. realizacijom planiranih ulaganja u modernizaciju mreže i sustave naprednih mjerenja uz pretpostavku konstantnosti udjela 50% tehničkih i 50% netehničkih gubitaka, na početku

razdoblja. Uz pretpostavku potpune zamjene postojećih brojila naprednim brojlama, na kraju razdoblja se očekuje smanjenje netehničkih gubitaka za 50%.

2021. godina

- tehnički gubici	0,658 TWh
- netehnički gubici	0,658 TWh
- ukupni gubici	1,316 TWh

2030. godina

- tehnički gubici	0,689 TWh
- netehnički gubici	0,321 TWh
- ukupni gubici	1,010 TWh
– ušteda energije – razlika gubitaka u razdoblju 2021. – 2030. 24,4 ktoe (284 GWh; 1,0 PJ)	
– smanjenje emisija CO ₂ u razdoblju 2021. – 2030. - 32,6 ktCO ₂ e	

7.5. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži

7.5.1. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži

U nastavku je pregled ključnih mjera za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži.

Mjere kojima se na razini sustava osigura efikasnije planiranje i provedba izravnih mjera za povećanje učinkovitosti:

- nastavak rada na poboljšanju metodologije za procjenu gubitaka u distribucijskoj mreži
- ulaganja u mjernu infrastrukturu, posebice u sustav daljinskog očitavanja brojila
- analiza tehničkih rješenja priključka distribuiranih izvora i njihovog utjecaja na gubitke
- analiza i pokretanje pilot projekata u kojima se primjenjuju nova tehnička rješenja radi smanjenja tehničkih gubitaka poput upravljanja potrošnjom, zamjene postojećih vodiča nadzemnih vodova vodičima istog presjeka, ali s manjim specifičnim otporom.

Mjere kojima se postiže učinkovitiji pogon distribucijske mreže, tj. ulaganja u optimiranje pogona mreže:

- ulaganja u sustave vođenja
- optimiranje uklopnog stanja na razini dijelova mreže, objekata, komponenata i elemenata mreže
- automatska regulacija napona
- kompenzacija jalove energije.

Izravne mjere zamjene dijelova mreže, mreže, objekata, komponenata i elemenata mreže:

- ulaganja u TS VN/SN
- ulaganja u vodove 35 kV
- ulaganja u TS 35(30)/10(20) kV
- ulaganja u vodove 10(20) kV
- ulaganja u TS 10(20)/0,4 kV
- ulaganja u vodove 0,4 kV i priključke.

7.5.2. Uspostava sustava upravljanja energijom u skladu s međunarodnom normom HRN EN ISO 50001:2018

HEP ODS je u 2016. godini operativno započeo s procesom uspostave sustava upravljanja energijom (SUEn) u skladu s međunarodnom normom ISO 50001:2011., početkom 2019. godine je sustav certificiran, a u 2020. godini je provedeno usklađenje s novom međunarodnom normom ISO 50001:2018.

Prednosti uspostave sustava upravljanja energijom koje je Društvo prepoznalo očituju se u povećanju efikasnosti upotrebe svih resursa koji troše energiju, smanjenju financijskih izdatka, smanjenju negativnog utjecaja na okoliš, stvaranju dobre slike Društva u javnosti, usklađenosti sa zakonskim i ostalim zahtjevima i najboljim praksama u upravljanju energijom.

Temeljno opredjeljenje HEP ODS-a u upravljanju energijom je postizanje poboljšanja energetske značajki, odnosno mjerljivih rezultata povezanih s energetskom učinkovitošću, korištenjem i potrošnjom energije.

HEP ODS usmjeren je na odgovorno korištenje energije i opredijeljen je za trajno praćenje i poboljšavanje energetske značajki na svim svojim objektima, opremi i postrojenjima distribucijske mreže, poslovnim zgradama, voznom parku i u svim poslovnim procesima.

Na temelju utjecaja djelatnosti na energetsku učinkovitost, HEP ODS opredijelio se za uspostavu, primjenu i kontinuirano poboljšavanje i unapređivanje sustava upravljanja energijom, temeljenog na zahtjevima međunarodne norme ISO 50001:2018.

HEP ODS je samostalno razvio i implementirao novu aplikaciju sustava upravljanja energijom (SUEn). Aplikacija SUEn objedinjuje sve energetske podatke na razini HEP ODS te omogućuje pregled i izvještavanje na svim organizacijskim razinama HEP ODS-a, a u nju je ugrađena i dokumentacija sustava upravljanja energijom.

Nova aplikacija SUEn uz prikupljanje, evidentiranje i praćenje energetske podataka značajnih potrošnji energije, pokazatelja energetske performansi (EnPI) omogućuje također i izradu energetske preglede, provedbu internih audita, ciljeve, praćenje ostvarenja ciljeva (akcijske planove), rizike i prilike, podatke o energiji iz obnovljivih izvora energije, podatke o potrošnji vode, kao i čitav niz drugih zapisa i izvještaja.

Izrada energetske preglede sukladno zahtjevu međunarodne norme ISO 50001:2018 se provodi svakih pet godina i također je digitalizirana, što višestruko skraćuje vrijeme potrebno za izradu energetske preglede čime se povećava i učinkovitost rada korisnika aplikacije u sustavu upravljanja energijom.

Energetska učinkovitost dio je poslovne strategije, a HEP ODS je dijelom ili u cijelosti proveo i opredijelio se za:

- redovito praćenje propisa Republike Hrvatske, direktiva i uredbi EU, održavanje, unapređivanje i poboljšavanje sustava upravljanja energijom te omogućavanje sustavnog pristupa u postizanju trajnog poboljšanja energetske učinkovitosti, uključujući gubitke u distribucijskoj mreži te korištenje i potrošnju energije u obavljanju djelatnosti
- provedbu energetske ocjene i utvrđivanje polazne osnove kao pokazatelja energetske učinkovitosti, postavljanje, provođenje, dokumentiranje i nadziranje ciljeva i programa sustavnog upravljanja energijom te izradu akcijskih planova potrebnih za ostvarivanje ciljeva te rezultata uštede energije i poboljšavanje energetske učinkovitosti
- sustavno analiziranje gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži te poduzimanje aktivnosti na njihovom smanjenju na temelju smjernica i planova
- provođenje i nadziranje ciljeva u upravljanju energijom te poticanje mjera za povećanje energetske učinkovitosti i osiguravanje svih potrebnih resursa (ljudski i materijalni)

- prepoznavanje i obradu rizika, koji mogu dati negativan utjecaj ili biti prijetnja ostvarivanju postavljenih ciljeva
- razvijanje i podizanje svijesti o upravljanju energijom i energetske učinkovitosti te kontinuirano osposobljavanje i informiranje zaposlenika i svih vanjskih partnera i dobavljača, izvođača radova i pružatelja usluga
- učinkovito korištenje postojećih resursa i ustrajanje na neprekidnom povećavanju energetske učinkovitosti
- odgovorno gospodarenje i upravljanje energijom, gdje god je moguće korištenje obnovljivih izvora energije i energije manje štetne za okoliš
- energetski cilj u smjeru smanjenja troškova energije, kao ishod i postignuće poboljšanja upravljanja energijom sustavnim gospodarenjem i upravljanjem energijom na svim organizacijskim razinama, kroz primjenu, poboljšavanje i unapređivanje sustava upravljanja energijom prema međunarodnoj normi ISO 50001:2018.
- provođenje edukacije i osposobljavanja radnika kao preduvjeta za stvaranje novih kompetencija
- rješenja koja su energetski učinkovitija i manje štetna za okoliš
- suradnju s nadležnim tijelima, lokalnim zajednicama i ostalim zainteresiranim stranama
- razvoj i izradu jedinstvene aplikacije sustava upravljanja energijom (SUE) s kojom se sustav upravljanja energijom digitalizira
- praćenje i analizu potrošnje vode kroz aplikaciju sustava upravljanja energijom u petogodišnjem razdoblju između izrade energetskih pregleda lokacija
- izradu energetskih pregleda na svim svojim lokacijama svakih pet godina sukladno zahtjevu međunarodne norme ISO 50001:2018
- izračune emisija stakleničkih plinova.

U 2022 godini HEP ODS nastavio je s procesom primjene, održavanja, poboljšavanja i unapređivanja sustava upravljanja energijom prema međunarodnoj normi ISO 50001:2018.

Primjenom, održavanjem, poboljšavanjem i unapređivanjem sustava upravljanja energijom prema normi ISO 50001:2018 i realizacijom planiranih investicija u mjere energetske učinkovitosti HEP ODS je u 2022. godini:

- nastavio trend kontinuiranog smanjenja potrošnje energije te je smanjio značajnu potrošnju energije u 2023. godini u odnosu na prethodnu 2022. godinu za 3.070.015 kWh, a u odnosu na godinu energetske osnovice EnB 2019 smanjio je potrošnju za 4.917.045 kWh
- smanjio je potrošnju goriva u 2023. godini u odnosu na godinu energetske osnovice EnB 2019 za 2.546.337 kWh
- uložio 654.448 EUR u 24 različite investicijske mjere energetske učinkovitosti na poslovnim zgradama (rekonstrukcije ovojnice poslovnih zgrada i sustava grijanja)
- prijavljeno je u SMIV ukupno 87 mjere energetske učinkovitosti u vrijednosti 20.863.074 EUR, od čega u zgradarstvu 24 mjere energetske učinkovitosti u vrijednosti 654.448 EUR i jedna alternativna mjera u distribucijsku mrežu u vrijednosti 3.570.311 EUR (zamjena starih novim energetski učinkovitim transformatorima). Ostatak mjera energetske učinkovitosti, prijavljenih za 2023. godinu, njih 62 u vrijednosti 16.638.315 EUR su mjere energetske učinkovitosti iz grupe transport - nabava 74 nova teretna i jedno osobno vozilo.
- proveo 145.057 kontrola obračunskih mjernih mjesta, otkrivanja i sprečavanja neovlaštene potrošnje električne energije i utvrđeno 967 NPEE te je izdano 967 računa neovlaštenih potrošnji električne energije, u ukupnoj visini 2.381.379 EUR
- proveo 3.917 kontrola, uređenja, sanacija i rekonstrukcija priključaka i obračunskih mjernih mjesta
- ugradio 375 energetski učinkovita transformatora različitih snaga u rasponu 30 do 1.000 kVA

- rekonstruirao i modernizirao distribucijsku mrežu i elektroenergetske objekte, u ukupnoj vrijednosti ulaganja od 20.093.531 EUR.

Na temelju ranije provedenih energetskeg pregleda i iz njih proizašlih prilika za poboljšavanje, planiraju se daljnje investicije u objekte, opremu i postrojenja distribucijske mreže, poslovne zgrade te vozni park. HEP ODS kontinuirano osigurava sredstva za potrebe sustava upravljanja energijom kroz plan investicija. Investicije u objekte, opremu i postrojenja distribucijske mreže te vozni park provode se također i kroz redovne investicijske programe.

7.5.3. Procjena očekivanih učinaka

Od navedenih mjera kojima se povećava učinkovitost distribucijske mreže najznačajnije mjere predviđene planom razvoja 2025. – 2034. su:

- ulaganja u TS 110/10(20) kV radi uvođenja izravne transformacije (zamjena transformacije 110/35 kV transformacijom 110/10 kV i posebice 110/20 kV uz ukidanje dijela TS odnosno transformacije 35/10(20) kV)
- ulaganja u rekonstrukcije SN vodove i TS SN/NN u sklopu prelaska SN mreže na 20 kV
- zamjene starih transformatora energetski učinkovitim.

Važno je napomenuti da HEP ODS osim ovih mjera ulaže znatne napore u:

- unaprjeđenje metodologije za procjenu gubitaka

Pravila primjene nadomjesnih krivulja opterećenja koja su donesena 15. prosinca 2017. godine koriste se i za određivanje krivulje gubitaka u distribucijskom sustavu, radi obračuna u prvom obračunu odstupanja određenog Pravilima o uravnoteženju elektroenergetskog sustava.

- osiguranje sufinanciranja iz EU fondova za zamjenu starih transformatora energetski učinkovitim transformatorima

HEP ODS je 24. srpnja 2018. godine s Ministarstvom zaštite okoliša i energetike te Fondom za zaštitu okoliša i energetskeg učinkovitost sklopio Ugovor o dodjeli bespovratnih sredstva za provedbu Pilot projekta uvođenja naprednih mreža.

Iznos darovnice koja je financirana sredstvima Europskog fonda za regionalni razvoj u okviru Operativnog programa „Konkurentnost i Kohezija 2014.-2020.“ (OPKK), Specifičnog cilja 4d1. je 149,95 milijuna kuna.

Projekt se provodio u razdoblju od pet godina (2018. – 2022., uz produljenje do kraja 2023.) i sadrži tri mjere, odnosno tri funkcionalna područja: područje napredne mjerne infrastrukture, područje razvoja i optimizacije konvencionalne mreže te područje automatizacije distribucijske mreže. Projekt je detaljnije opisan u poglavlju 6.7.1.

Važno je naglasiti da su realizacijom projektne aktivnosti PA.2 Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže uspješno zamijenjena 449 transformatora s novim učinkovitim transformatorima.

Uzimajući u obzir uštede samo u gubicima P0 prema podacima o zamjenjenim transformatorima po distribucijskim područjima godišnje se ostvaruju slijedeće uštede (Tablica 7.3.):

Tablica 7.3 Pilot projekt napredne mreže – PA2. godišnje uštede

Distribucijsko područje	ΔW_{P0} [MWh] RAZDOBLJE: 1 GODINA (8760h)
4001 Elektra Zagreb	2.088,44
4008 Elektroslavonija Osijek	966,53
4013 Elektrodalmacija Split	233,17
4014 Elektra Zadar	115,34
4016 Elektrojug Dubrovnik	95,16
UKUPNO:	3.498,64

Ukupna ušteda na gubicima P0 kroz razdoblje od godinu dana iznosi približno 3.500 MWh.

Godišnje smanjenje tehničkih gubitaka distribucijske mreže radi smanjenja gubitaka u željezu ugrađenih učinkovitih transformatora (Po gubici neovisni o opterećenju) iznosi približno 3.500 MWh. Dodatne uštede radi smanjenja gubitaka u bakru (Pcu smanjenje gubitaka ovisnih o opterećenju) se procjenjuju na razini od 500 do 1000 MWh što će se provjeriti praćenjem potrošnje u 2024. godini.

Tijekom 2024. godine kroz redovne investicijske aktivnosti dodatno su zamijenjena 349 transformatora s ključnim tehničkim parametrima:

- Ukupna snaga novo ugrađenih transformatora 104 MVA
- Ukupna snaga gubitaka praznog hoda 116 kW
- Smanjenje snage gubitaka praznog hoda 84,7 kW
- Godišnja ušteda 742,4 MWh
- Desetogodišnja ušteda 7,42 GWh

Na temelju pretpostavljenih promjena opterećenja, potrošnje, značajki investicija i ulaska u pogon pojedinih objekata moguće ukupno smanjenje gubitaka ostvarenjem desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2025. – 2034. godine procjenjuje se na 275 do 466 GWh. Od toga u prve tri godine (razdoblje 2025. – 2027.) od 8,2 do 13,3 GWh prosječno godišnje. Mjereno prema prosječnoj godišnjoj potrošnji u razdoblju 2021. – 2023. od 16.722 GWh, prosječno godišnje smanjenje tehničkih gubitaka u razdoblju 2025. – 2027. se procjenjuje od 0,04 % do 0,08 %.

Važno je da učinak mjera, odnosno smanjenje tehničkih gubitaka, raste po godinama jer se opseg mjera povećava s vremenom. Npr. broj transformatora sa smanjenim gubicima bit će značajno veći na kraju desetogodišnjeg razdoblja, pa će samim time i godišnje uštede na kraju desetogodišnjeg razdoblja biti veće.

Smanjenje gubitaka zbog ovih mjera ne znači da će na kraju desetogodišnjeg razdoblja ukupni tehnički gubici biti manji za navedene vrijednosti. Tehnički gubici mogu biti manji, ali i veći, ovisno kolika će biti odstupanja pretpostavljenih veličina (npr. ako stope porasta potrošnje budu veće, i apsolutni iznos gubitaka bit će veći).



8. Financijsko planiranje

8.1. Planska financijska izvješća	171
8.2. Planirani izvori financiranja	173
8.3. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 84/2022).....	174

8. Financijsko planiranje

Za analizu ekonomskog utjecaja planiranih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju (2024.-2027.) desetogodišnjeg (2025.-2034.) plana razvoja distribucijske mreže na cijene naknade za mrežu distribucije sukladno Metodologiji za određivanje tarifnih stavki za distribuciju električne energije, izrađena su planska financijska izvješća po godinama (2025.-2027.) godine koja uključuju:

- A. Planski račun dobiti i gubitka
- B. Bilanca
- C. Izvještaj o novčanom tijeku

Temeljem planskih financijskih izvješća izračunati su potrebni izvori financiranja plana investicija za razdoblje od 2025. do 2027. godine.

8.1. Planska financijska izvješća

Planska financijska izvješća obuhvaćaju Račun dobiti i gubitka, Bilancu i Izvještaj o novčanom tijeku po godinama za razdoblje od 2025. do 2027. godine. Navedena izvješća izrađena su temeljem sljedećih općih propisa, pretpostavki i dokumenata:

- Zakona o tržištu električne energije (NN 111/2183/23),
- Zakona o energiji (NN120/12, 14/14, 95/15, 102/15, 68/18),
- Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 84/22),
- Odluke Hrvatske energetske regulatorne agencije o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca 2024. godine (NN 145/24),
- Pravila organiziranja tržišta električne energije (NN 107/19, 36/20),
- Plana poslovanja HEP – Operatora distribucijskog sustava d.o.o. za 2025. godinu, izrađenog temeljem ukupnog financijskog okvira odobrenog od strane Uprave HEP-a d.d.,
- procjene ostvarenja prihoda i rashoda za tekuću godinu, odnosno temeljem ostvarenja za razdoblje siječanj – lipanj 2024. godine i procjene ostvarenja za razdoblje rujanj – prosinac 2024. godine,
- Ugovora o sudjelovanju na tržištu električne energije za člana bilančne grupe,
- procjeni Sektora za mjerenje i podršku korisnicima o cijeni nabave električne energije za pokriće gubitaka,
- važećeg Ugovora o međusobnim odnosima između HEP ODS-a i HEP-a d.d.,
- broja zaposlenih na dan 30. lipnja 2024. godine,
- Kolektivnog ugovora HEP grupe, koji je stupio na snagu stupa na snagu 1.1.2024. godine,
- procjene financijskih izvješća za tekuću regulacijsku 2024. godinu, korištenih za plan 2025. godine te ostvarenja plana 2024. godine,
- analize ostvarenja prethodnih razdoblja,
- trenutnih saznanja procjena vezano za gospodarski rast,
- Uredbe o otklanjanju poremećaja na domaćem tržištu energije, koju je donijela Vlada RH (NN 31/23, 74/23, 107/23, 122/23, 32/2024, 104/24, 132/24, 56/25),
- predloženog desetogodišnjeg (2025.-2034.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.

A. Planski Račun dobiti i gubitka za razdoblje od 2025. do 2027. godine izrađen je temeljem dodatnih pretpostavki:

- trenutnih saznanja vezano za gospodarski rast,
- prihod od naknade za mrežu distribucije za 2025. godinu izračunat je temeljem Odluke Hrvatske energetske regulatorne agencije o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca 2024. godine (NN 145/24), te temeljem planirane prodaje električne energije za 2025. godinu,
- prihod od naknade za mrežu distribucije za 2026. i 2027. godinu je izračunat temeljem procijenjenih količina prodaje električne energije za 2026. i 2027. godinu iz petogodišnjeg plana 2025. do 2029. godine, uz primjenu važećih iznosa tarifnih stavki od 1.1. 2025. godine (iz odluke HERA-e o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca 2024. godine, NN 145/24),
- ostali prihodi uključuju prihod od investicija u vlastitoj režiji,
- ostali poslovni prihodi uključuju prihod od ukidanja rezerviranja, prihode od opomena kupcima, zateznih kamata, prihod od usluga unutar HEP grupe, prihod od usluga trećim licima i obavljenih usluga strankama, prihodi od zakupnina i najмова, prihodi temeljem naplaćenih javnobilježničkih naknada, sudskih troškova, prihod od vlastite potrošnja i restorana.
- priljevi refundacije sredstava iz EU fondova, odnosno Nacionalnog programa oporavka i otpornosti 2021.-2026., za dio koji će biti uložen u nabavku osnovnih sredstava, evidentiraju se kao odgođeni prihod i sučeljava s amortizacijom,
- trošak gubitaka na mreži distribucije za 2025. godinu planiran temeljem sklopljenog Ugovora o isporuci električne energije za pokriće gubitaka u distribucijskoj mreži za 2025. godinu, te procijenjenih količina prodane električne energije na mreži distribucije. Za količine u kWh u 2026. i 2027. godini, korištene su procjene iz 5. g. plana HEP ODS-a,
- Troškovi gubitaka su procijenjeni u skladu s odredbama Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (84/2022), koja propisuje odgodu primjene poticaja na cijenu i količinu do izračuna priznatih troškova za 2027. godinu, gdje je i dalje na snazi Metodologija za određivanje tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/15),
- važeća odredba članka 4. Uredbe o otklanjanju poremećaja na domaćem tržištu energije (31/23, 74/23, 107/23, 122/23, 32/2024, 104/24, 132/24, 56/25) o pravu nadoknade razlike Ugovorene cijene nabave električne energije i cijene iz članka 6. iste Uredbe. Planiran je prihod po toj osnovi do 30.9.2025. godine,
- u procjenama nije predviđen prihod od proizvođača (G komponenta), s obzirom da trenutno još traju izračuni sukladno odredbama Zakona o tržištu električne energije (111/21, 83/23, 17/25), odnosno članka 22. Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (84/2022),
- trošak plaća i ostalih naknada osoblja za 2025.g. planiran je temeljem sklopljenog Kolektivnog ugovora u HEP Grupi, a koji je stupio na snagu 1.1.2024. godine te planiranog broja zaposlenika (broj zaposlenih na dan 30.6.2024., očekivani broj odlazaka u mirovinu te planirane strategije broja radnika za sljedeće godine). Planovi za 2026. i 2027. godinu su određeni i novim sporazumom o vrijednosti boda, potpisanim između Uprave HEP-a d.d. i reprezentativnih sindikata radnika HEP – a, s početkom važenja od 1. travnja 2025. godine,
- troškovi održavanja su planirani u visini sredstava koja su potrebna za obavljanje redovitih programa održavanja uključujući i fond rizika koji se planira prema procjeni i iskustvu prethodnih razdoblja. Plan 2025. je zadan financijskim okvirom, koji je odobrila Uprava HEP-a d.d. Planovi 2025. i 2026. godine su utvrđeni temeljem financijskog okvira 5. g. plana HEP ODS-a,
- trošak mjernog mjesta za 2025. godinu utvrđen je financijskim okvirom odobrenim od strane Uprave HEP-a d.d., dok se troškovi za 2026. i 2027. godinu planiraju temeljem procjena iz 5. g. plana 2025. – 2029. godina,

- troškovi prodajne funkcije planiraju se prema iskustvu ostvarenja u prethodnim razdobljima i tekućoj godini te očekivanjima za buduća razdoblja, uzimajući u obzir razvoj novih proizvoda i usluga i plan marketinških aktivnosti,
- planirani opći troškovi poslovanja i direktni troškovi djelatnosti (troškovi mjernog mjesta i troškovi prodajne funkcije) su za 2025. godinu zadani financijskim okvirom, koji je odobrila Uprava HEP-a d.d. Za 2026. i 2027. godinu planirani su temeljem financijskog okvira 5 g. Plana HEP ODS – a, uz sagledavanje potreba i mogućnosti smanjenja troškova, izuzev onih troškova koji su utvrđeni zakonskim i podzakonskim aktima, uredbama i sl.
- u Računu dobiti i gubitka su prikazani troškovi navedeni u važećem Gospodarskom planu HEP ODS-a za 2025. godinu.
- financijski rashodi izračunati su temeljem planiranog rasporeda otplate postojećih dugoročnih kredita s kamatama utvrđenog od strane riznice vladajućeg društva HEP-a d.d.

B. Planska bilanca za razdoblje od 2025. do 2027. godine izrađena je temeljem sljedećih pretpostavki:

- salda dugotrajne materijalne imovine i ostalih stavki bilance koje se vezuju za te promjene izračunate su temeljem ostvarene amortizacije za 2024. godinu, planiranih iznosa investicija od 2025. do 2027. godine te procjene aktiviranja investicija u tijeku Sektora za upravljanje imovinom HEP ODS-a,
- iznos kratkotrajne imovine (zalihe) izračunat je uz pretpostavku smanjenja od 1% godišnje,
- odgođeno plaćanje troškova i prihod budućeg razdoblja je planiran na osnovu predviđenih kretanja aktivacije imovine financirane iz naknade za priključenje, te fondova EU, a koje se sučeljava s njenom amortizacijom.
- za ostale stavke bilance pretpostavljeno je da će ostati na istoj razini.

8.2. Planirani izvori financiranja

U početnom trogodišnjem razdoblju (2025.-2027.) desetogodišnjeg (2025.-2034.) plana razvoja distribucijske mreže predviđeni su sljedeći izvori financiranja:

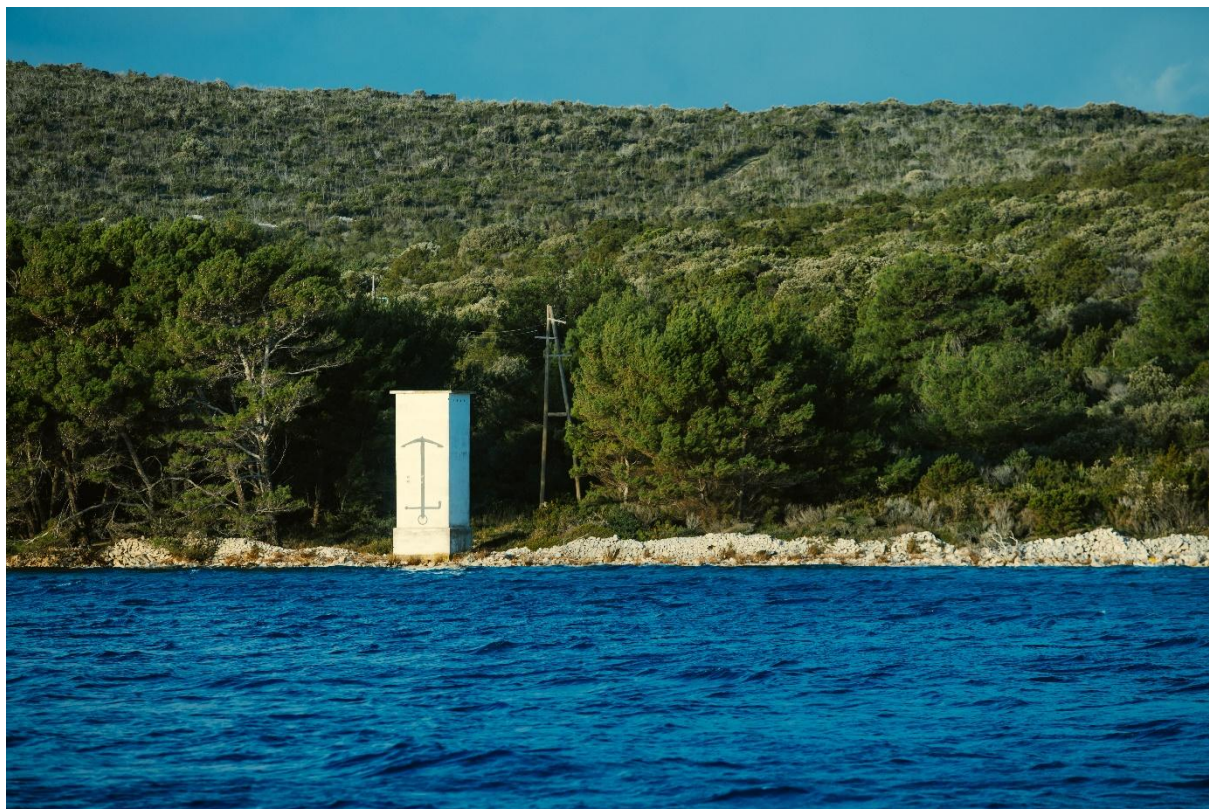
- Slobodna amortizacija umanjena za otplatu glavnice postojećih dugoročnih kredita,
- Sredstva naknade za priključenje za mrežu distribucije,
- Bespovratno dodijeljena sredstva EU fondova,
- Kredit HEP- a d.d. u iznosu od 149 mil. EUR za financiranje projekta izgradnje novih proizvodnih kapaciteta iz OIE, nabave opreme za modernizaciju distribucijske mreže i napredne mjerne infrastrukture te distribucijskih transformatora za potrebe HEP ODS-a d.o.o. – Sektor za financije (riznica) HEP-a d.d.
- Korištenje ostalih vlastitih sredstava/izvora, a temeljem utjecaja HEP-a d.d. koji kao vladajuće društvo vodi financijsku politiku za HEP ODS.

8.3. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 84/2022)

Utjecaj planova investicija se ogleda kroz izračun prinosa na reguliranu imovinu sukladno Metodologiji za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije.

HEP ODS je u svojim izračunima u obzir uzeo trenutne okolnosti na tržištu kapitala i kreditnog rejtinga HEP-a d.d. i Republike Hrvatske. Pri izračunu razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda za 2025., 2026. i 2027. godinu primijenjen je prosječni ponderirani trošak kapitala od **4,24%** (Odobren Odlukom HERA-e o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca 2024. godine (NN 145/24).

Prilikom izračuna nisu uzeti u obzir utjecaji poticajne komponente nove Metodologije, koja se odnosi na priznate troškove nabave električne energije za pokriće gubitaka.



9. Zaključak

9. Zaključak

Ovaj Desetogodišnji plan (2025. – 2034.) razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja te podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Pri tome su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2025. – 2034. organiziran je po vrstama ulaganja. Za čitavo desetogodišnje razdoblje pojedinačno su iskazana te s HOPS-om usklađena ulaganja u izgradnju novih TS 110/x kV. Za početno trogodišnje razdoblje pojedinačno su razrađena i ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV te ulaganja u elektroenergetske objekte 35 kV razine.

U razdoblju 2025. – 2034. planirana su ulaganja u razini 1.589.161.410 €, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2025. – 2027. godina 614.621.210 eura, prosječno 204,9 mil. € godišnje
- 2028. – 2034. godina 974.540.200 eura, prosječno 139,2 mil. € godišnje.

U početnom trogodišnjem razdoblju (2025. – 2027.) planirana ulaganja vrijednosti 614.621.210 €, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje, raspodijeljena su:

- 2025. godina 166.396.550 €
- 2026. godina 275.489.660 €
- 2027. godina 172.735.000 €.

Uzimajući u obzir potrebe razvoja distribucijske mreže nužna su mnogo veća godišnja ulaganja, kako radi neutraliziranja povećanja cijena, tako i radi ostvarivanja ciljeva iz NECP-a.

Ključni rizik za osiguranje potrebnih ulaganja u razvoj distribucijske mreže u idućem 3g (10g) razdoblju predstavlja razlika visine mrežne naknade (tarifnih stavki), tj. prihoda i rashoda. Za usklađenje prihoda i rashoda nužno je povećati tarifne stavke prosječno za 34%.

Prema prijedlogu 10g plana razvoja distribucijske mreže 2025.-2034. godine potrebna prosječna godišnja ulaganja (bez ulaganja financirana iz EU sredstava i naknada za priključenje) iznose 140 mil. € dok su odobrena ulaganja u 2025. godini iznosila samo 63,7 mil. € (manje od 50% predloženog plana).

Neusklađenost prihoda i rashoda HEP ODS-a, i posljedično nedostatnih izvora financiranja, prouzročili su odobravanje manjeg financijskog okvira plana investicija HEP ODS-a za 2025. godinu za 71, 8 mil € u odnosu na predloženi plan.

Početno trogodišnje razdoblje biti će obilježeno:

- Značajnim sufinanciranim ulaganjima, posebice ulaganjima sadržanih u Nacionalnom planu oporavka i otpornosti
- Snažan porast ulaganja iz naknade za priključenje
- Ulaganjima u mjerne uređaje i infrastrukturu
- Ulaganjima u objekte naponske razina 10(20) kV

- Ulaganjima u poslovnu infrastrukturu, posebice u dijelu ulaganja u transportna sredstva i nekretnine.

Ulaganja iz naknade za priključena u narednom trogodišnjem razdoblju su sve više obilježena ulaganjima u obnovljive izvore energije, dok u narednim razdobljima sve veći utjecaj možemo očekivati značajnijom elektrifikacijom prometa te izgradnjom punionica za električna vozila. Dodatno ovise i o gospodarskim i demografskim promjenama. S obzirom na uočeni trend iznimnog povećanja broja zahtjeva za priključivanjem novih korisnika, posebice distribuiranih izvora u idućem trogodišnjem razdoblju se očekuje daljnji porast ulaganja u elektroenergetske uvijete i priključenje.

U idućem desetogodišnjem razdoblju, težište će, osim znatnih ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu, biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

- pouzdanost napajanja kroz mrežu, a ne transformaciju
- poboljšanje naponskih okolnosti prelaskom SN mreže na 20 kV
- spremnost mreže za prihvrat distribuirane proizvodnje
- smanjenje gubitaka
- smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN.

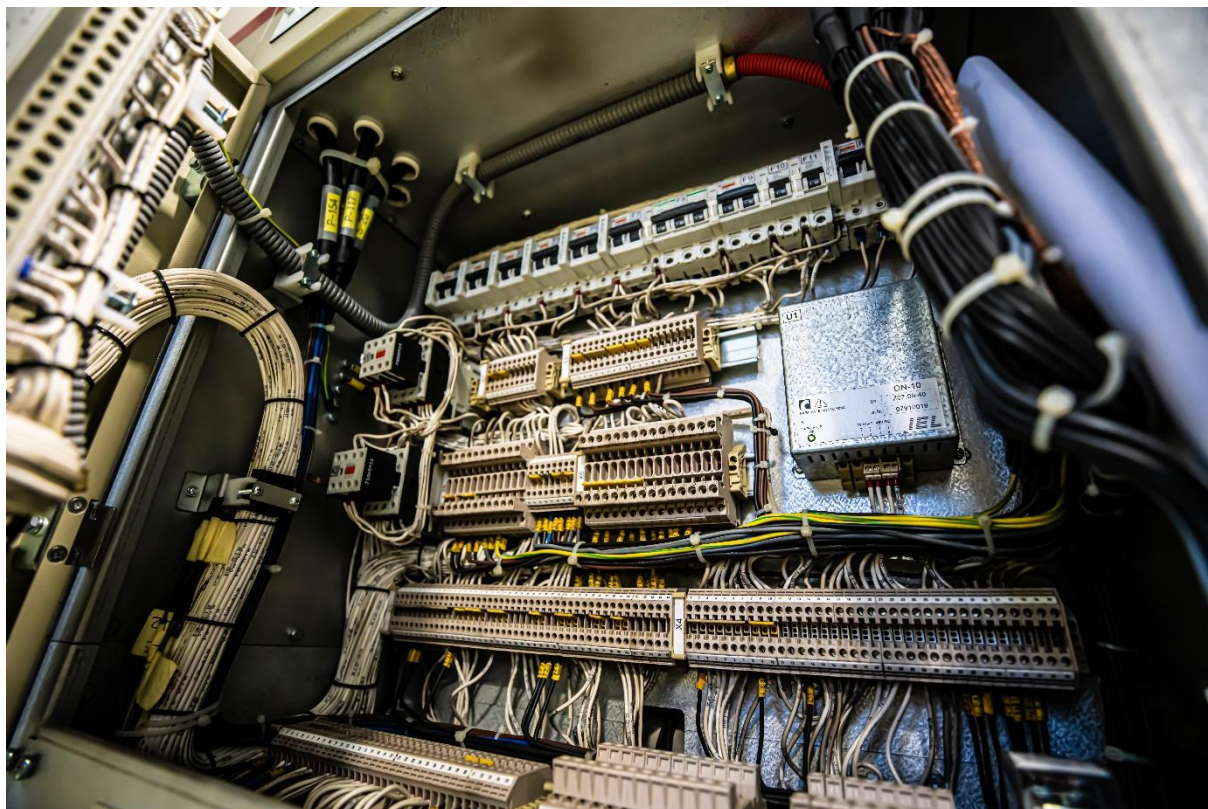
Ulaganjima u SDV, automatizaciju mreže i nove tehnologije modernizira se mreža i povećava učinkovitost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati normalno funkcioniranje operatora distribucijskog sustava.

Ulaganjima obuhvaćenim ovim Desetogodišnjim planom osigurava se dugoročna održivost i stabilnost distribucijskog sustava.

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja treba naglasiti da:

- složenost okruženja i planskog razdoblja
- složenost distribucijske mreže po broju, strukturi i lokaciji postrojenja i vodova
- poteškoće u sagledavanju porasta opterećenja
- problemi povezani s pripremom ulaganja, svakako uključujući i pripremu te provođenje ugovaranja roba i usluga za realizaciju
- izražen porast cijena roba i radova u godinama koje prethode planskom razdoblju

moгу utjecati na uspješnu realizaciju ulaganja prema iskazanom u planu.



10. Literatura

10. Literatura

- [1] Zakon o tržištu električne energije, Narodne novine 111/21, 83/23
- [2] Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu, Narodne novine Narodne novine 25/2020
- [3] Mrežna pravila distribucijskog sustava, Narodne novine 74/18, 52/20
- [4] Zakon o energiji, Narodne novine 120/12, 14/14, 102/15, 68/18
- [5] Desetogodišnji (2024.-2033.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS, 2024., dostupno na <https://www.hep.hr/ods/razvoj-mreze/planovi-razvoja-mreze/536>
- [6] Razvoj distribucijske mreže pogona Dugo Selo i pogona Sv. Ivan Zelina Elektre Zagreb u razdoblju 2011.-2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
- [7] Razvoj distribucijske mreže pogona Samobor i pogona Zaprešić Elektre Zagreb u razdoblju 2011.-2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
- [8] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb, pogoni Sveta Klara i Velika Gorica za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [9] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb na užem području grada Zagreba za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2016.
- [10] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zabok u razdoblju 2014.-2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
- [11] Razvoj distribucijske mreže Elektre Varaždin za razdoblje narednih 20 godina, Energetski institut Hrvoje Požar, 2018.
- [12] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Čakovec, Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
- [13] Razvoj distribucijske mreže Elektre Koprivnica u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2012.
- [14] Razvoj distribucijske mreže Elektre Bjelovar u razdoblju 2013-2033. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [15] Razvoj 110 kV i 20 kV mreže Elektre Križ za razdoblje narednih 20 godina (2019. do 2039. godina), Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2021.
- [16] Razvoja distribucijske mreže Elektroslovanije Osijek za razdoblje narednih 20 godine (2017.-2037.), Fakultet elektrotehnike i računarstva i Institut za elektroprivredu d.d., 2018.
- [17] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Vinkovci, Energetski institut Hrvoje Požar, 2013.
- [18] Razvoj distribucijske mreže Elektre Slavonski Brod za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2014.
- [19] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektroistra Pula, Energetski institut Hrvoje Požar, 2014.
- [20] Razvoj prijenosne mreže 400, 220 i 110 kV na području Primorsko-goranske županije u razdoblju od 2005. do 2030. godine, Energetski institut Hrvoje Požar, 2009.
- [21] Razvoj distribucijske mreže Elektroprimorja Rijeka, pogona Skrad, Crikvenica, Krk, Rab i Cres-Lošinj, za razdoblje narednih 20 godina, Energetski institut Hrvoje Požar, 2018.
- [22] Razvoj distribucijske mreže Elektroprimorja Rijeka, područja sjedišta (grad Rijeka i okolica) i terenske jedinice Opatija (opatijska rivijera) za razdoblje narednih 20 godina, Energetski institut Hrvoje Požar, 2021.
- [23] Razvoj elektroenergetskog sustava područja Omiš – Makarska – Ploče, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2009.
- [24] Studija razvoja distribucijske mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsku mrežu Elektrodalmacije Split, pogona u sjedištu (bez Šolte), pogon Trogir i Omiš, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2015.
- [25] Razvoj distribucijske mreže Elektrodalmacije Split, terenskih jedinica Sinj, Imotski, Vrgorac, Makarska, Ploče, Metković, Brač, Hvar i Vis te otok Šolta za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2021.
- [26] Razvoj distribucijske mreže Elektra Zadar za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, 2014.

- [27] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Šibenik, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2010.
- [28] Razvoj distribucijske mreže Elektrojug Dubrovnik u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2013.
- [29] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Karlovac, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d. i Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2011.
- [30] Razvoj distribucijske mreže Elektre Sisak za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu, 2021.
- [31] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektrolika Gospić, Fakultet elektrotehnike i računarstva i Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2011.
- [32] Razvoj distribucijske mreže Elektre Virovitica u razdoblju od 2014 do 2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
- [33] Studija razvoja SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Požega, Energetski institut Hrvoje Požar, 2011.
- [34] Glavni makroekonomski indikatori, dostupno na <https://www.hnb.hr/statistika/glavni-makroekonomski-indikatori>
- [35] Prva procjena tromjesečnog bruto domaćeg proizvoda za prvo tromjesečje 2024., dostupno na www.dzs.hr
- [36] Prva procjena tromjesečnog bruto domaćeg proizvoda za drugo tromjesečje 2024., dostupno na www.dzs.hr
- [37] Dostupno na https://croatia.representation.ec.europa.eu/news/proljetna-gospodarska-prognoza-2024-postupni-rast-u-kontekstu-znatnih-geopolitickih-rizika-2024-05-15_hr
- [38] Dostupno na <https://www.eafo.eu/countries/croatia/1727/summary>
- [39] Desetogodišnji (2015.-2024.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS, 2015.
- [40] Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske, Energetski institut Hrvoje Požar, 2020.
- [41] Stručna i znanstvena potpora u izradi metodologije za planiranje gubitaka električne energije i metodologije za izračun ostvarenja gubitaka te procjene tehničkih gubitaka i neovlašteno preuzete električne energije, Energetski institut Hrvoje Požar, 2016.
- [42] Implementacija novih metodologija u studije dugoročnog razvoja distribucijske mreže, Energetski institut Hrvoje Požar, 2023.
- [43] Planiranje obnove dalekovoda 35(30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže, Energetski institut Hrvoje Požar i Dalekovod projekt d.o.o., 2020.
- [44] Pravilnik o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, Narodne novine 100/22
- [45] Direktiva 2019/944 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i izmjeni Direktive 2012/72/EU
- [46] Razvoj automatizacije srednjonaponske mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula (HEP ODS GAP Elektroistra – Grid Automation Planning), Siemens d.d. i Energetski institut Hrvoje Požar, 2020.
- [47] Studija izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, Ernst & Young, 2016.
- [48] Nacionalni plan oporavka i otpornosti 2021. – 2026, Vlada Republike Hrvatske, 2021.
- [49] Perspektiva prelaska SN mreže na 20 kV, Energetski institut Hrvoje Požar, 2009.
- [50] Optimiranje metodologije i kriterija za ocjenu perspektive prelaska srednjonaponske mreže na 20 kV pogonski napon, Energetski institut Hrvoje Požar, 2020.
- [51] Direktiva 2009/72/EZ Europskog Parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i stavljanju izvan snage Direktive 2003/54/EZ
- [54] Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. godine o energetske učinkovitosti, izmjeni direktiva 2009/125/EZ i 2010/30/EU i stavljanju izvan snage direktiva 2004/8/EZ i 2006/32/EZ
- [55] Zakon o energetske učinkovitosti, Narodne novine 127/14, 116/18, 25/20, 41/21
- [56] Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine, Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, 2019.
- [57] Studija pristup alternativama pojačanja distribucijske mreže u desetogodišnjim planovima razvoja, 2024



11. Prilozi

11.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže	183
11.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte	187
11.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a	187
11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio	191
11.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte	193
11.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV	193
11.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	194
11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV	195
11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	196
11.4. Pregled obilježja distribucijskih područja	197
1. Elektra Zagreb	197
2. Elektra Zabok	201
3. Elektra Varaždin	203
4. Elektra Čakovec	205
5. Elektra Koprivnica	207
6. Elektra Bjelovar	209
7. Elektra Križ	211

8.	Elektroslavonija Osijek.....	213
9.	Elektra Vinkovci	217
10.	Elektra Slavonski Brod.....	219
11.	Elektroistra Pula.....	222
12.	Elektroprimorje Rijeka.....	226
13.	Elektrodalmacija Split	230
14.	Elektra Zadar	234
15.	Elektra Šibenik	237
16.	Elektrojug Dubrovnik.....	240
17.	Elektra Karlovac.....	243
18.	Elektra Sisak	247
19.	Elektrolika Gospić	250
20.	Elektra Virovitica	253
21.	Elektra Požega	255
11.5.	Popis ključnih uredbi i direktiva EU.	257
11.6.	Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže	259

11.1.Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže

Prelazak distribucijske mreže na izravnu transformaciju 110/10(20) kV je strateška smjernica razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a. Proces transformacije distribucijske mreže utječe na tehničke značajke pojmih točaka i njihovu ulogu u srednjonaponskoj mreži. U nastavku je popis pojmih točaka distribucijske mreže koje zbog promjene pogonskih okolnosti mijenjaju tehničke značajke i ulogu u srednjonaponskoj mreži.

Transformatorske stanice upisane su u popise:

A: nove pojne točke izravne transformacije u prethodnom desetogodišnjem razdoblju 2014. – 2023.

B: nove pojne točke izravne transformacije u planu u idućem razdoblju 2025. – 2034.

Izvor podataka su godišnja izvješća o poslovanju HEP ODS, studije razvoja distribucijskih područja i baza podataka programske aplikacije HEP ODS - Planiranje razvoja.

Upisane su godine dovršetka ostvarenog ulaganja i godine planiranog dovršetka ulaganja.

A. Nove pojne točke izravne transformacije ostvarene u razdoblju 2014. – 2023. godine

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina dovršetka	Pojašnjenje
1.	TS 110/10(20) kV KUTINA	2014.	Dovršetak nove izgradnje
1.1.	TS 35/10(20) kV KUTINA		Rasterećenje
2.	TS 110/35/10(20) kV NAŠICE	2014.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
3.	TS 110/10(20) kV PLOČE	2014.	Dovršetak nove izgradnje
3.1.	TS 35/10 kV VRANJAK		Isključena iz pogona
4.	TS 110/10(20) kV FERENŠČICA	2015.	Dovršetak nove izgradnje
4.1.	TS 30/10 kV LEPUŠIĆEVA		Rasterećenje
4.2.	TS 30/10 kV DRŽIĆEVA		Rasterećenje
4.3.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Rasterećenje
4.4.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 1		Rasterećenje
4.5.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 2		Rasterećenje
5.	TS 110/10(20) kV RIJEKA	2015.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
5.1.	TS 35/10 kV ŠKOLJIĆ		Rekonstrukcija u RS 20 kV
5.2.	TS 35/10 kV ŠKURINJSKA DRAGA		Isključena iz pogona
6.	TS 110/20 kV TUPLJAK	2015.	Dovršetak rekonstrukcije
6.1.	TS 35/10 kV TUPLJAK		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
7.	TS 110/20 kV PAZIN	2016.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/20 kV
7.1.	TS 35/10 kV PAZINKA		Isključena iz pogona
7.2.	TS 35/10 kV VRANJE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
7.3.	TS 35/10 kV KAROJBA		Rekonstrukcija u RS 20 kV

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina dovršetka	Pojašnjenje
8.	TS 110/10(20) kV SRĐ	2016.	Dovršetak nove izgradnje
8.1.	TS 35/10(20) kV ŠIPČINE		Rasterećenje
8.2.	TS 35/10 kV LAPAD		Rasterećenje
9.	TS 110/10(20) kV IMOTSKI	2016.	Zamjena TR 110/35 kV S TR 110/10(20) kV
10.	TS 110/20 kV TURNIĆ	2017.	Dovršetak nove izgradnje
10.1.	TS 35/10(20) kV TURNIĆ	2017.	Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
11.	TS 110/10(20) kV SESVETE	2017.	Dovršetak nove izgradnje
11.1.	TS 30/10 kV SESVETE		Rasterećenje
12.	TS 110/35/20 kV NEDELJANEC	2017.	Zamjena jednog TR 110/35 kV S TR 110/20 kV
12.1.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 1		Rasterećenje
12.2.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 2		Rekonstrukcija u RS 20 kV
13.	TS 110/20 kV ROVINJ	2018.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/20 kV
13.1.	TS 35/10 kV ROVINJ		Rekonstrukcija u RS 20 kV
14.	TS 110/10(20) kV MEDULIN	2019.	Dovršetak nove izgradnje
14.1.	TS 110/35/10 kV DOLINKA		Rasterećenje
14.2.	TS 110/35/10 kV ŠIJANA		Rasterećenje
15.	TS 110/10(20) kV EL-TO	2020.	Zamjena TR 110/30 kV S TR 110/10(20) kV
15.1.	TS 30/10(20) kV SELSKA		Rasterećenje
16.	TS 110/35/10(20) kV BLATO	2020.	Ugradnja TR2 110/10(20) kV
16.1.	TS 35/10 kV BLATO		Rasterećenje
17.	TS 110/20 kV ZAMET	2021.	Dovršetak nove izgradnje
17.1.	TS 35/10 kV ZAMET		Isključenje iz pogona
17.2.	TS 35/10 kV INDUSTRIJA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
18.	TS 110/10(20)-35/10(20) kV ZADAR ISTOK	2021.	Dovršetak nove izgradnje
18.1.	TS 35/10 kV ZADAR 4		Rasterećenje
19.	TS 110/10(20) kV SUĆIDAR	2022.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/20 kV
19.1	TS 35/10 kV GRIPE		Isključenje iz pogona
20.	TS 110/35/10(20) kV PRELOG	2022.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
20.1	TS 35/10 kV PRELOG		Rasterećenje

B. Nove pojne točke izravne transformacije u planu 2025. – 2034.

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina planiranog dovršetka	Pojašnjenje
1.	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE	2026.	Dovršetak rekonstrukcije
1.1.	TS 30/10 kV TRNJE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
1.2.	TS 30/10 kV VRBIK		Rasterećenje
2.	TS 110/10(20) kV PRIMOŠTEN	2026.	Dovršetak rekonstrukcije
2.1.	TS 30/10 kV VODOLEŽ (PRIMOŠTEN)		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
3.	TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE	2027.	Dovršetak rekonstrukcije
3.1.	TS 35/10 kV ZAMOŠĆE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
3.2.	TS 35/10(20) kV KORČULA		Rasterećenje
4.	TS 110/10(20) kV POLIČNIK	2024.	Dovršetak nove izgradnje
4.1.	TS 110/10(20) kV ZADAR - CENTAR		Rasterećenje
4.2.	TS 35/10 kV ZADAR 1		Rasterećenje
4.3.	TS 35/10(20) kV SELINE		Rasterećenje
5.	TS 110/10(20) kV TTTS (TERMINAL)	2024.	Dovršetak nove izgradnje
5.1.	TS 35/10 kV MILJEVAC		Isključenje iz pogona
6.	TS 110/20 kV MAVRINCI	2026.	Dovršetak rekonstrukcije
6.1.	TS 35/20 kV MAVRINCI		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
7.	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR	2028.	Dovršetak nove izgradnje
7.1.	TS 30/10 kV DUBRAVA		Rasterećenje
7.2.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Isključenje iz pogona
8.	TS 110/10(20) kV RAŽINE	2027.	Dovršetak nove izgradnje
8.1.	TS 30/10 kV ŠIBENIK 3		Rasterećenje
9.	TS 110/10(20) kV VODICE	2029.	Dovršetak nove izgradnje
9.1.	TS 30/10(20) kV VODICE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
10.	TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI	2029.	Dovršetak rekonstrukcije
10.1.	TS 35/10 kV KAŠTELA		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
10.2.	TS 35/10 kV GOMILICA		Rasterećenje
10.3.	TS 35/10 kV DIVULJE		Rasterećenje
11.	TS 110/10(20) kV LAPAD	2031.	Dovršetak rekonstrukcije
11.1.	TS 35/10 kV LAPAD		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
11.2.	TS 35/10(20) kV KOMOLAC		Rasterećenje
12.	TS 110/10(20)-30/10(20) kV PODI	2029.	Dovršetak rekonstrukcije
12.1.	TS 30/10(20) kV PODI		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina planiranog dovršetka	Pojašnjenje
13.	TS 110/20 kV SISAK 2 (RAFINERIJA)	2029.	Dovršetak rekonstrukcije
13.1.	TS 35/20 kV SISAK 2		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
14.	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA	2029.	Dovršetak rekonstrukcije
14.1.	TS 30/10 kV KRŠNJAVOGA		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
15.	TS 110/10(20) kV ISTOK ČAKOVEC	2031.	Dovršetak nove izgradnje
15.1.	TS 35/10(20) kV ISTOK		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
15.2.	TS 110/35/10(20) kV TROKUT ČAKOVEC	.	Rasterećenje
16.	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD	2032.	Dovršetak nove izgradnje
16.1.	TS 35/10 kV NOVIGRAD		Rekonstrukcija u RS 20 kV
17.	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVIJERA	2031.	Dovršetak nove izgradnje
17.1.	TS 35/10 kV PODGORA		Rasterećenje
17.2.	TS 35/10 kV BRIST		Rasterećenje
18.	TS 110/20 kV ODRA	2034.	Dovršetak nove izgradnje
18.1.	TS 110/20 kV VELIKA GORICA		Rasterećenje
18.2.	TS 110/20/10 kV SOPOT		Rasterećenje
19.	TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2	2034.	Dovršetak nove izgradnje
19.1.	TS 35/10 kV VINKOVCI 2		Rekonstrukcija u RS 20 kV
19.2.	TS 35/10 kV VINKOVCI 3		Rasterećenje
20.	TS 110/35/10(20) kV OTOČAC	2025.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
20.1.	TS 35/10 kV OTOČAC		Rasterećenje
21.	TS 110/35/10(20) kV KRIŽEVCI	2028.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
21.1.	TS 35/10 kV KRIŽEVCI 1		Rasterećenje
22.	TS 110/35/10(20) kV NOVA GRADIŠKA	2028.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
22.1.	TS 35/10 kV NOVA GRADIŠKA 1		Rasterećenje
22.2.	TS 35/10 kV NOVA GRADIŠKA 2		Rasterećenje
23.	TS 110/30/10(20) kV TE - TO	2026.	Ugradnja TR3 110/10(20) kV
23.1.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 1		Rasterećenje
23.2.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 2		Rasterećenje
24.	TS 110/35/10(20) kV OSIJEK 2	2027.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
24.1.	TS 35/10(20) kV OSIJEK 2		Rasterećenje

11.2.Pregled ulaganja u 110 kV objekte

11.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Planirana ulaganja u 2027. (EUR)	Ukupno ulaganje 2025. - 2027. (EUR)	Planirano ulaganje 2028. -2034. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2025. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2034.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)	
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2025 - 2034.																				
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE						291.902.400	30.936.150	10.491.830	33.059.220	33.825.200	77.376.250	183.590.000	260.966.250	0					
1.1.	IZGRADNJA NOVIH TS 110/X - ZAJEDNIČKI OBJEKTI ODS-HOPS						163.160.000	26.936.150	5.795.850	17.148.000	19.900.000	42.843.850	93.380.000	136.223.850	0					
1.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - PRIKLJUČAK 110 kV	2018	2027	Postojeća TS 30/10 kV Trnje se rekonstruira u transformatorsku stanicu 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja u širem centru grada Zagreba, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja poslovnih objekata, objekata dijela Ministarstava RH i drugih korisnika mreže.													
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - DIO HOPS	2018	2025														
	A1.1	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - DISTRIBUCUSKI DIO	2015	2027											TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40(63)
	A1.1	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2025											KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
2.	A1.1	110		TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - PRIKLJUČAK 110 kV	2019	2027	Postojeća TS 30/10 kV Primošten - Vodolež se rekonstruira u transformatorsku stanicu 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja na širem području Primoštena i Rogoznice i zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti napajanja korisnika mreže.													
	A1.1	110		TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DIO HOPS	2019	2027														
	A1.1	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30(35)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DISTRIBUCUSKI DIO	2016	2027											TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona, Starost opreme	1.FAZA: 8+16, 2.FAZA: 2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30(35)/10(20) kV PRIMOŠTEN - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2025											KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
3.	A1.1	110		TS 110/30(20) kV KAPELA - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2024	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/30(20) - 30/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja za korisnike mreže na širem području Pirovca i Murtera u priobalju te Stankovaca u šibenskom zaleđu, dodatno transformatorska stanica pruža ispomoć napajanju šireg područja Vodica.													
	A1.1	110		TS 110/30(20) kV KAPELA - DIO HOPS	2017	2024														
	A1.1	110/30(20)/10(20)	4015	TS 110/30(20) - 30(10)/20 kV KAPELA - DISTRIBUCUSKI DIO	2017	2024											TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x 40 + 2x 16
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/30(20) - 30(10)/20 kV KAPELA - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2025											KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	
4.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV TTTS - PRIKLJUČAK 110 kV	2019	2027	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u istočnom dijelu grada Splita i prigradskim naseljima.													
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV TTTS - DIO HOPS	2020	2024														
	A1.1	110/10(20)	4013	TS 110/10(20)kV TTTS - DISTRIBUCUSKI DIO	2021	2024											TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priključenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV TTTS - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2025											KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
5.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2026	Postojeća TS 35/10 kV Zamošće se rekonstruira u transformatorsku stanicu TS 110/10(20) - 35/10(20) kV zbog porasta opterećenja na širem području Orebića i Korčule, ali i zbog potrebe osiguranja napajanja objekata pelješkog mosta, objekata brze ceste i prilaznih cesta na Pelješcu. Ostvarenjem pojne točke izravne transformacije poboljšava se pouzdanost i sigurnost napajanja za korisnike mreže na širem području Orebić - Korčula													
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - DIO HOPS	2018	2026														
	A1.1	110/10(20)	4016	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZAMOŠĆE - DISTRIBUCUSKI DIO	2018	2027											TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x 20(40) + 16
	A1.1	10(20)	4016	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZAMOŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2025											KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Planirana ulaganja u 2027. (EUR)	Ukupno ulaganje 2025. - 2027. (EUR)	Planirano ulaganje 2028. -2034. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2025. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2034.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
6.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - PRKLJUČAK 110 kV	2023	2024	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja na području Poličnika i šireg područja između Poličnika i Benkovca u zadarskom zaleđu. Ostvarenjem pojne točke izravne transformacije poboljšava se pouzdanost i sigurnost napajanja za korisnike mreže na području zadarskog zaleđa.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priklučenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 20(40)
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - HOPS	2016	2024													
	A1.1	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - DISTRIBUCUSKI DIO	2021	2024.													
	A1.1	10(20)	4014	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2026													
7.	A1.1	110		TS 110/20 kV MAVRINCI - PRKLJUČAK 110 kV	2022	2025	Postojeća TS 35/20 kV se rekonstruira u TS 110/20 kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području grada Bakra i istočnog dijela Rijeke.									TS	Rekonstrukcija TS 35/20 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	3x 20(40)
	A1.1	110		TS 110/20 kV MAVRINCI - DIO HOPS	2025	2026													
	A1.1	110/20	4012	TS 110/20 kV MAVRINCI - DISTRIBUCUSKI DIO	2023	2026													
	A1.1	20	4012	TS 110/20 kV MAVRINCI - KB 20 kV RASPLET	2028	2029													
8.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - PRKLJUČAK 110 kV	2025	2027	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u istočnom dijelu grada Zagreba.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 40(63)
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DIO HOPS	2025	2027													
	A1.1	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DISTRIBUCUSKI DIO	2024	2028													
	A1.1	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - KB 10(20) kV RASPLET	2026	2028													
9.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - PRKLJUČAK 110 kV	2021	2026	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u gradu Šibeniku.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - DIO HOPS	2020	2026													
	A1.1	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - DISTRIBUCUSKI DIO	2025	2027													
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - KB 10(20) kV RASPLET	2026	2028													
10.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV VODICE - PRKLJUČAK 110 kV	2019	2026	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Vodica.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV VODICE - DIO HOPS	2025	2026													
	A1.1	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) kV VODICE - DISTRIBUCUSKI DIO	2026	2029													
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV VODICE - KB 10(20) kV RASPLET	2026	2029													
11.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - PRKLJUČAK 110 kV	2022	2028	Postojeća TS 35/10 kV Kaštel Stari se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Kaštela.									TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 40
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - DIO HOPS	2022	2028													
	A1.1	110/10(20)	4013	TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - DISTRIBUCUSKI DIO	2026	2030													
	A1.1	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - KB 10(20) kV RASPLET	2027	2029													

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Planirana ulaganja u 2027. (EUR)	Ukupno ulaganje 2025. - 2027. (EUR)	Planirano ulaganje 2028. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2025. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2034.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
12.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV LAPAD - PRIKLJUČAK 110 kV	2030	2032													
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV LAPAD - DIO HOPS	2030	2032													
	A1.1	110/10(20)	4016	TS 110/10(20) kV LAPAD - DISTRIBUCUSKI DIO	2028	2031										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 40
	A1.1	10(20)	4016	TS 110/10(20) kV LAPAD - KB 10(20) kV RASPLET	2028	2031										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
13.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - PRIKLJUČAK 110 kV	2025	2026													
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - DIO HOPS	2021	2026													
	A1.1	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30/10(20) kV PODI (II ETAPA) - DISTRIBUCUSKI DIO	2028	2029										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30/10(20) kV PODI (II ETAPA)- KB 10(20) kV RASPLET	2027	2028										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
14.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 (RAFNERUJA) - PRIKLJUČAK 110 kV	2027	2029													
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 (RAFNERUJA) - DIO HOPS	2028	2029													
	A1.1	110/20	4018	TS 110/20 kV SISAK 2 (RAFNERUJA) - DISTRIBUCUSKI DIO	2028	2030										TS	Rekonstrukcija TS 35/20 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)
	A1.1	20	4018	TS 110/20 kV SISAK 2 (RAFNERUJA) - KB 20 kV RASPLET	2028	2030										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
15.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - PRIKLJUČAK 110 kV	2028	2029													
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - DIO HOPS	2029	2031													
	A1.1	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - DISTRIBUCUSKI DIO	2028	2031										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 40(63)
	A1.1	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - KB 10(20) kV RASPLET	2028	2030										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
16.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV ISTOK ČAKOVEC - PRIKLJUČAK 110 kV	2027	2029													
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV ISTOK ČAKOVEC - DIO HOPS	2027	2029													
	A1.1	110/10(20)	4004	TS 110/10(20) kV ISTOK ČAKOVEC - DISTRIBUCUSKI DIO	2028	2031										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV ISTOK ČAKOVEC - KB 10(20) kV RASPLET	2028	2030										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
17.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - PRIKLJUČAK 110 kV	2029	2031													
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - DIO HOPS	2029	2031													
	A1.1	110/10(20)	4011	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - DISTRIBUCUSKI DIO	2028	2032										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4011	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - KB 10(20) kV RASPLET	2029	2032										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Planirana ulaganja u 2027. (EUR)	Ukupno ulaganje 2025. - 2027. (EUR)	Planirano ulaganje 2028. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2025. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2034.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
18.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MAKARSKA RMJERA - PRIKLJUČAK 110	2028	2030													
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MAKARSKA RMJERA - DIO HOPS	2028	2030													
	A1.1	110/10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RMJERA - DISTRIBUCUSKI DIO	2029	2032	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Makarske.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RMJERA - KB 10(20) kV RASPLET	2029	2032										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
19.	A1.1	110		TS 110/20 kV ODRA - PRIKLJUČAK 110 kV	2031	2033													
	A1.1	110		TS 110/20 kV ODRA- DIO HOPS	2031	2033													
	A1.1	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV ODRA - DISTRIBUCUSKI DIO	2031	2034	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u južnom dijelu grada Zagreba.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 40(63)
	A1.1	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV ODRA - KB 10(20) kV RASPLET	2031	2034										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
20.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2 - PRIKLJUČAK 110 kV	2032	2035													
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2 - DIO HOPS	2032	2035													
	A1.1	110/10(20)	4009	TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2 - DISTRIBUCUSKI DIO	2031	2034	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području grada Vinkovaca.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4009	TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2 - KB 10(20) kV RASPLET	2031	2034										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	

11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Planirana ulaganja u 2027. (EUR)	Ukupno ulaganje 2025. - 2027. (EUR)	Planirano ulaganje 2028. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2025. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2034.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)	
1.2.	TS 110/X - REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE, DISTRIBUCIJSKI DIO						128.742.400	4.000.000	4.695.980	15.911.220	13.925.200	34.532.400	90.210.000	124.742.400	0					
1	A1.2	110/30	4001	TS 110/30 kV TE-TO - REKONSTRUKCIJA SN POSTROJENJA	2021	2026	Rekonstrukcija postojeće TS 110/30 kV će obuhvatiti zamjenu jednog transformatora 110/30 kV - transformatorom 110/10(20) kV, ugradnju 10(20) kV postrojenja i obnovu nužnog dijela 30 kV postrojenja. Rekonstrukcija je planirana zbog dotrajalosti postrojenja i podstava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u Zagrebu, ali i zbog razvoja 10(20) kV odnosno smanjenja udjela 30 kV mreže na području Zagreba.										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 63 + 40
2	A1.2	110/20	4017	TS 110/20 kV ZDENČNA - REKONSTRUKCIJA UNT 20 kV	2023	2025	U postojećoj TS 110/20 kV je potrebno povećati kapacitet kompenzacije struje jednopolnog kratkog spoja zbog pogona na 20 kV i povećana pouzdanosti napajanja u mješovitom 20 kV mreži.										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme, Kvaliteta napona	2x 20
3	A1.2	110/35/10(20)	4019	TS 110/35/10(20) kV OTOČAC - REKONSTRUKCIJA	2024	2027	U postojećoj TS 110/35/10 kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog dotrajalosti postrojenja i podstava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Otočca i zbog potpore vezanim projektima prijelaza šireg područja na 20 kV.										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20 + 2x 4
4	A1.2	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV OSUEK 2- REKONSTRUKCIJA	2024	2027	U postojećoj TS 110/35/10 kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog dotrajalosti postrojenja i podstava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže i stvaranju preduvjeta za prijelaz na 20 kV na području Osijeka.										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže	2x 40 + 2x 8
5	A1.2	110/35/10(20)	4009	TS 110/35/10(20) kV ŽUPANJA 2 - REKONSTRUKCIJA	2024	2026	U postojećoj TS 110/35/10 kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog dotrajalosti postrojenja i podstava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže i stvaranju preduvjeta za prijelaz na 20 kV na širem području Županje.										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	2x 40 + 2x 8
6	A1.2	110/35	4013	TS 110/35 kV OPUZEN - REKONSTRUKCIJA	2025	2027	U postojećoj TS 110/35 kV se rekonstruira 35 kV postrojenje zbog dotrajalosti postrojenja i podstava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Opuzena i Metkovića.										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 31,5
7	A1.2	110/35/10(20)	4010	TS 110/35/10(20) kV NOVA GRADIŠKA - REKONSTRUKCIJA	2026	2028	Postojeća TS 110/35/10(20) kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja i zbog dotrajalosti postrojenja i podstava. Rekonstrukcijom je obuhvaćena i ugradnja izravne transformacije 110/10(20) umjesto jednog od TR 110/35 kV. Rekonstrukcijom će se povećati pouzdanost i sigurnost napajanja korisnika mreže na širem području Nove Gradiške i stvoriti preduvjeti za prijelaz područja napajanja na 20 kV.										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	2x 20
8	A1.2	110/20	4012	TS 110/20 kV MATULJI - REKONSTRUKCIJA	2026	2028	Postojeća TS 110/20 kV se rekonstruira zbog dotrajalosti postrojenja i podstava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području zapada Rijeke.										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20
9	A1.2	110/35	4006	TS 110/35/10(20) kV KRIŽEVCI - REKONSTRUKCIJA	2026	2029	Postojeća TS 110/35/10(20) kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja i zbog dotrajalosti postrojenja i podstava. Rekonstrukcijom je obuhvaćena i ugradnja izravne transformacije 110/10(20) umjesto jednog od TR 110/35 kV. Rekonstrukcijom će se povećati pouzdanost i sigurnost napajanja korisnika mreže na širem području Križevaca i stvoriti preduvjeti za prijelaz područja napajanja na 20 kV.										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	40 + 20 + 2x 8
10	A1.2	110/20	4001	TS 110/20 kV MRACLIN - UGRADNJA POSTROJENJA 20 kV	2026	2029	U postojećoj TS 220/110 kV se ugrađuje transformacija 110/20 kV i 20 kV postrojenje. Dodatna transformacija i SN postrojenje će povećati sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Velike Gorice.										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20
11	A1.2	110/35	4007	TS 110/35 kV DARUVAR - REKONSTRUKCIJA	2027	2030	U postojećoj TS 110/35 kV se rekonstruira 35 kV postrojenje zbog dotrajalosti postrojenja i podstava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Daruvara i Grubišnog polja.										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20
12	A1.2	110/35	4013	TS 110/35 kV KAŠTELA - REKONSTRUKCIJA	2027	2029	U postojećoj TS 110/35 kV se rekonstruira 35 kV postrojenje zbog dotrajalosti postrojenja i podstava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Kaštela i Solina.										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20
13	A1.2	110/20/10(20)	4003	TS 110/20/10(20) kV IVANEC - REKONSTRUKCIJA	2027	2030	U postojećoj TS 110/20/10 kV se rekonstruira SN postrojenje zbog dotrajalosti postrojenja i podstava, potrebe proširenja odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Ivanca. Rekonstrukcija stvara preduvjet za dovršetak prijelaza na 20 kV za područje Ivanec - Lepoglava.										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže	2x 20
14	A1.2	110/20	4012	TS 110/20 kV CRIKVENICA - POJAČANJE TRANSFORMACIJE	2027	2029	U postojećoj TS 110/20 kV se pojačava transformacija i revitalizira dio sekundarnih podstava u cilju povećanja sigurnosti i pouzdanosti napajanja korisnika na širem području Crikvenica - Novi Vinodolski										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže	40 + 20
15	A1.2	110/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/10(20) kV IZA 3G	2028	2034	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 110/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podstava za razdoblje 2028. - 2034.										TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Planirana ulaganja u 2027. (EUR)	Ukupno ulaganje 2025. - 2027. (EUR)	Planirano ulaganje 2028. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2025. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2034.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog
16	A1.2	110/35, 110/35/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/35 kV IZA 3G	2028	2034	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 110/35/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2028. - 2034.									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,
17	B250	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN OBJEKATA - REVITALIZACIJE 110/X	2025	2034	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 110/x kV, planirane zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2025. - 2034.									TS	Revitalizacija	Starost opreme
18	A5	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 110/X - PROJEKTNJA PRIPREMA	2025	2034	Ulaganja u izradu projektne dokumentacije idejnih, glavnih i izvedbenih projekata u pripremi rekonstrukcija i revitalizacija TS 110/x									Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja

11.3.Ulaganja u 35(30) kV objekte

11.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV

Red.br.	Identifikacijska oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Planirana ulaganja u 2027. (EUR)	Ukupno ulaganje 2025. - 2027. (EUR)	Planirano ulaganje 2028. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2025. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2034.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2025 - 2034.																			
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE						171.766.880	4.011.830	7.261.760	19.869.990	15.944.300	43.076.050	124.679.000	167.755.050	0				
2.1.	TS 35/X - NOVA IZGRADNJA						16.500.000	0	250.000	2.400.000	4.000.000	6.650.000	9.850.000	16.500.000	0				
1	A2.1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV VRLIKA	2024	2026	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Vrljke. Dvršena pojna točka će značajno rasteretiti 10(20) kV mrežu i povećati sigurnost pogona elektrodistribucijske mreže na području Vrljke, te stvoriti uvjete za priključenje OIE.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 4(8)
2	A2.1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV SUPETAR	2025	2028	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Supetra.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 8(16)
3	A2.1	35/10(20)	4021	TS 35/10(20) kV POŽEGA - ZAPAD	2026	2029	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika u Požegi.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 8(16)
4	A2.1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV ČIOVO - ŽEDNO	2026	2029	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na Čiovu. Dvršena pojna točka će značajno rasteretiti 10(20) kV mrežu i povećati sigurnost pogona elektrodistribucijske mreže na području Trogira.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 8(16)
5	A2.1	35/10(20)	40XX	OSTALA ULAGANJA PREMA A1.1.3. IZA 3G (KAPITALNI),	2028	2034	Kapitalni projekti izgradnje i opremanja novih TS 35/10(20) kV, planiranih zbog porasta opterećenja na područjima slabijeg kapaciteta mreže i manje gustoće opterećenja za razdoblje 2028. - 2034.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

11.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV

Red.br.	Identifikacijska oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Planirana ulaganja u 2027. (EUR)	Ukupno ulaganje 2025. - 2027. (EUR)	Planirano ulaganje 2028. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2025. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2034.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2025 - 2034.																			
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE						171.766.880	4.011.830	7.261.760	19.869.990	15.944.300	43.076.050	124.679.000	167.755.050	0				
2.2.	TS 35/X - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE						85.527.400	2.000.000	2.981.550	9.838.050	6.172.800	18.992.400	64.535.000	83.527.400	0				
1	A2.2	35/10(20)	4004	TS 35/10(20) kV KOTORIBA	2024	2027	Postojeća TS 35/10 kV na području Kotoribe se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Kotoriba - Donja Dubrava									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
2	A2.2	35/10(20)	4007	TS 35/10(20) kV KRIZ	2024	2027	Postojeća TS 35/10 kV na području Križa se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Križa.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
3	A2.2	35/10(20)	4002	TS 35/10(20) kV STRAŽA	2025	2027	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog pojačanja snage transformacije i povećanja sigurnosti napajanja korisnika na području Straže.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	2x 8(16)
4	A2.2	35/10(20)	4008	TS 35/10(20) kV ČRNKOVI	2025	2027	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog pojačanja snage transformacije i povećanja sigurnosti napajanja korisnika na području Črnkovi - Belišće.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	2x 8(16)
5	A2.2	35/10(20)	4010	TS 35/10(20) kV BROD 3	2025	2026	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog povećanja sigurnosti i pouzdanosti napajanja korisnika u Slavonskom Brodu.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	2x 8(16)
6	A2.2	35/10(20)	4019	TS 35/10(20) kV RASTOVAČA	2024	2026	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog pojačanja transformacije i povećanja sigurnosti i pouzdanosti napajanja korisnika na širem području Rastovača - Grabovac.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	2x 4
7	A2.2	35/10(20)	4016	TS 35/10(20) kV PLOČICE	2026	2028	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području Pločica (Konavle).									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4(8)
8	A2.2	35/10(20)	4019	TS 35/10(20) kV PLITVICE	2026	2028	Postojeća TS 35/10 kV na području Plitvica se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Plitvičkih jezera.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4
9	A2.2	35/10(20)	4008	TS 35/10(20) kV OSIJEK CENTAR	2026	2029	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području centra Osijeka i dijela Baranje									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
10	A2.2	35/10(20)	4003	TS 35/10(20) kV NOVI MAROF 1	2026	2028	Postojeća TS 35/10 kV na području Novog Marofa se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Novog Marofa.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
11	A2.2	35/10(20)	4016	TS 35/10(20) kV ORAŠAC	2027	2029	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području Orašca.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4
12	A2.2	35/10(20)	4016	TS 35/10(20) kV SLANO	2027	2029	Postojeća TS 35/10 kV na području Slanog se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Slanog. Rekonstruirana TS 35/10(20) kV Slano će									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	2x 4(8)
13	A2.2	35/10(20)	4009	TS 35/10(20) kV CERNA	2027	2028	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području Cerne.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4
14	A2.2	35/10(20)	4017	TS 35/10(20) kV SLUNJ	2027	2029	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području Slunja.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4(8)
15	A2.2	35/10(20)	40XX	KAPITALNA ULAGANJA U TS 35/10(20) IZA 3G	2028	2034	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 35/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2028. - 2034.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	
16	B250	35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN OBJEKATA - REVITALIZACIJE 35/x	2025	2034	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 35/10(20) kV, planirane zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2028. - 2034.									TS	Revitalizacija	Starost opreme	
17	A5	35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 35/10(20) kV - PROJEKATNA PRIPREMA	2025	2034	Ulaganja u izradu projektne dokumentacije idejnih, glavnih i izvedbenih projekata u pripremi rekonstrukcija i revitalizacija TS 35/10(20) kV.									Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV

Red.br.	Identifikacijska oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Planirana ulaganja u 2027. (EUR)	Ukupno ulaganje 2025. - 2027. (EUR)	Planirano ulaganje 2028. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2025. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2034.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2025 - 2034.																			
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE						171.766.880	4.011.830	7.261.760	19.869.990	15.944.300	43.076.050	124.679.000	167.755.050	0				
2.3.	DV/KB 35 kV - NOVA IZGRADNJA						4.381.200	470.000	484.565	311.135	665.500	1.461.200	2.450.000	3.911.200	0				
1	A2.3	35	4006	KB 35 kV TS 35/10 kV BULINAC - TS 35/10 kV V.GRDEVAC	2022	2025	Izgradnja novog kablenskog voda zbog dotrajalosti i tehničkih ograničenja postojećeg DV 35 kV, odnosno zbog potrebe za povećanjem sigurnosti i pouzdanosti napajanja magistralnog 35 kV voda.									KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	10.000
2	A2.3	35(30)	40XX	ULAGANJA U IZGRADNJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G PLANA	2028	2034	Kapitalni projekti izgradnje 35(30) kV vodova zbog povećanja sigurnosti i pouzdanosti napajanja korisnika mreže planirani za razdoblje 2028. - 2034.									DV, KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
3	B250	35	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2028	2034	Planirana ulaganja u izgradnju kraćih ili zamjenskih dionica 35(30) kV vodova									DV, KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	

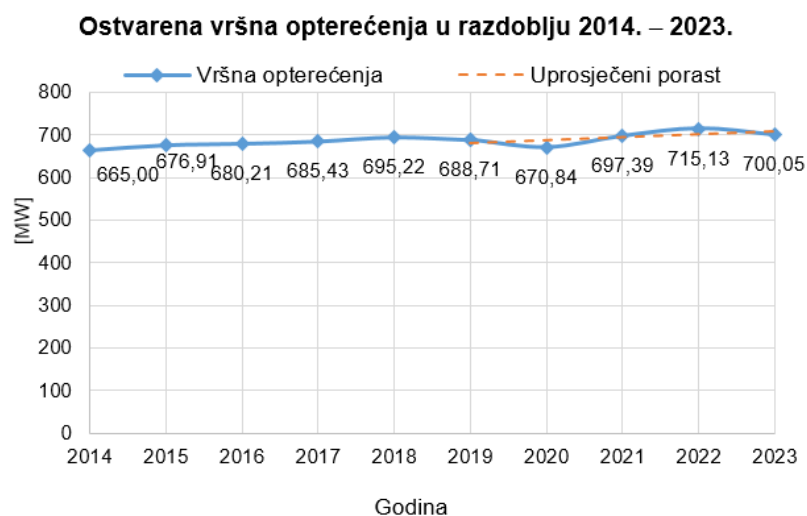
Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV

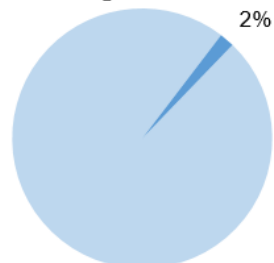
Red.br.	Identifikacijska oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Planirana ulaganja u 2027. (EUR)	Ukupno ulaganje 2025. - 2027. (EUR)	Planirano ulaganje 2028.-2034. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2025. - 2034. (EUR)	Ukupno ulaganje iz 10G (iza 2034.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)	
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2025 - 2034.																				
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE						171.766.880	4.011.830	7.261.760	19.869.990	15.944.300	43.076.050	124.679.000	167.755.050	0					
2.4.	DV/KB 35 kV - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE						65.358.280	1.541.830	3.545.645	7.320.805	5.106.000	15.972.450	47.844.000	63.816.450	0					
1	A2.4	35	4013	DV 35 kV TS 35/10 kV MAKARSKA - TS 35/10 kV PODGORA	2022	2025	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti i povećanja prijenosne moći, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže u makarskom primorju										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	8.500
2	A2.4	35	4013	DV 35 kV TS 35 kV DICMO PROŠIK - TS 35/10 kV PRANČEVIĆI	2022	2025	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže u zaleđu Splita										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	11.200
3	A2.4	35	4019	KB 35 kV TS 110/35/10 kV OTOČAC - TS 35/10 kV VRHOVINE	2025	2026	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Vrhovina										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	14.300
4	A2.4	35	4019	DV 35 kV TS PERUŠIĆ - TS LIČKO LEŠĆE	2025	2026	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području grada Otočac i općine Perušić										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	15.500
5	A2.4	35	4017	DV 35 kV TS 35/10 kV OGULIN - TS 35/10 kV JASENAK	2025	2025	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Jasenka										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	21.400
6	A2.4	35	4021	DV 35 kV TS 35/10 kV PLETERNICA - TS 35/10 kV BRODSKO BRDO	2025	2026	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Pleternice										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	24.300
7	A2.4	35	4016	DV 35 kV KOMOLAC - MLINI	2025	2025	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Župe Dubrovačke										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	7.700
8	A2.4	35	4011	DV 35 kV BUJE - NOVIGRAD	2025	2026	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se uslijed povećanja opterećenja u vremenu turističke sezone povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Novigrada										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1), Povećanje prijenosne moći	15.100
9	A2.4	35	4011	DV 35 kV POREČ - NOVIGRAD	2025	2026	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se uslijed povećanja opterećenja u vremenu turističke sezone povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Novigrada										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1), Povećanje prijenosne moći	10.900
10	A2.4	35	4011	DV 35 kV TS BUJE - TS UMAG	2026	2026	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Buja										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	10.200
11	A2.4	35	4002	DV 35 kV TS TUHELJ - TS PREGRADA	2026	2026	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Pregrade										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	11.200
13	A2.4	35	4016	DV 35 kV TS STON - TS JANJINA	2027	2027	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na središnjem Pelješcu i ojačala 35 kV magistrala prema Zamošću (Korčula)										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	23.300
16	A2.4	35	4013	DV 35 kV TS BRIST - TS VRANJAK	2027	2027	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području makarskog primorja (Brist)										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	14.600
12	A2.4	35	4016	DV 35 kV TS MLINI - TS PLAT	2027	2027	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Milina										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	3.300
15	A2.4	35	4014	DV 35 (110) kV TS OBROVAC - TS SELINE	2027	2028	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Seline - Starigrad										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	17.400
14	A2.4	35	4002	DV 35 kV TS STRAŽA - TS KRAPINA	2027	2027	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Straže										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	13.200
17	A4	35	40XX	PODMORSKI KABEli - 35 kV	2028	2034	Postojeći PKB 35kV se revitaliziraju zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na otocima										PKB	Revitalizacija	Starost opreme	
18	A2.4	35(30)	40XX	ULAGANJA U REKONSTRUKCIJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G PLA	2028	2034	Kapitalni projekti rekostrukcije 35 kV vodova zbog povećanja sigurnosti i pouzdanosti napajanja korisnika mreže planirani za razdoblje 2028. - 2034.										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
19	B250	35	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2025	2034	Planirana ulaganja u izgradnju kraćih ili zamjenskih dionica 35(30) kV vodova										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
20	A5	35	40XX	ULAGANJA U DV 35 kV - PROJEKTNJA PRIPREMA	2025	2034	Ulaganja u izradu projektne dokumentacije idejnih, glavnih i izvedbenih projekata u pripremi rekonstrukcija i revitalizacija DV 35(30) kV.										Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

11.4. Pregled obilježja distribucijskih područja

1. Elektra Zagreb



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini

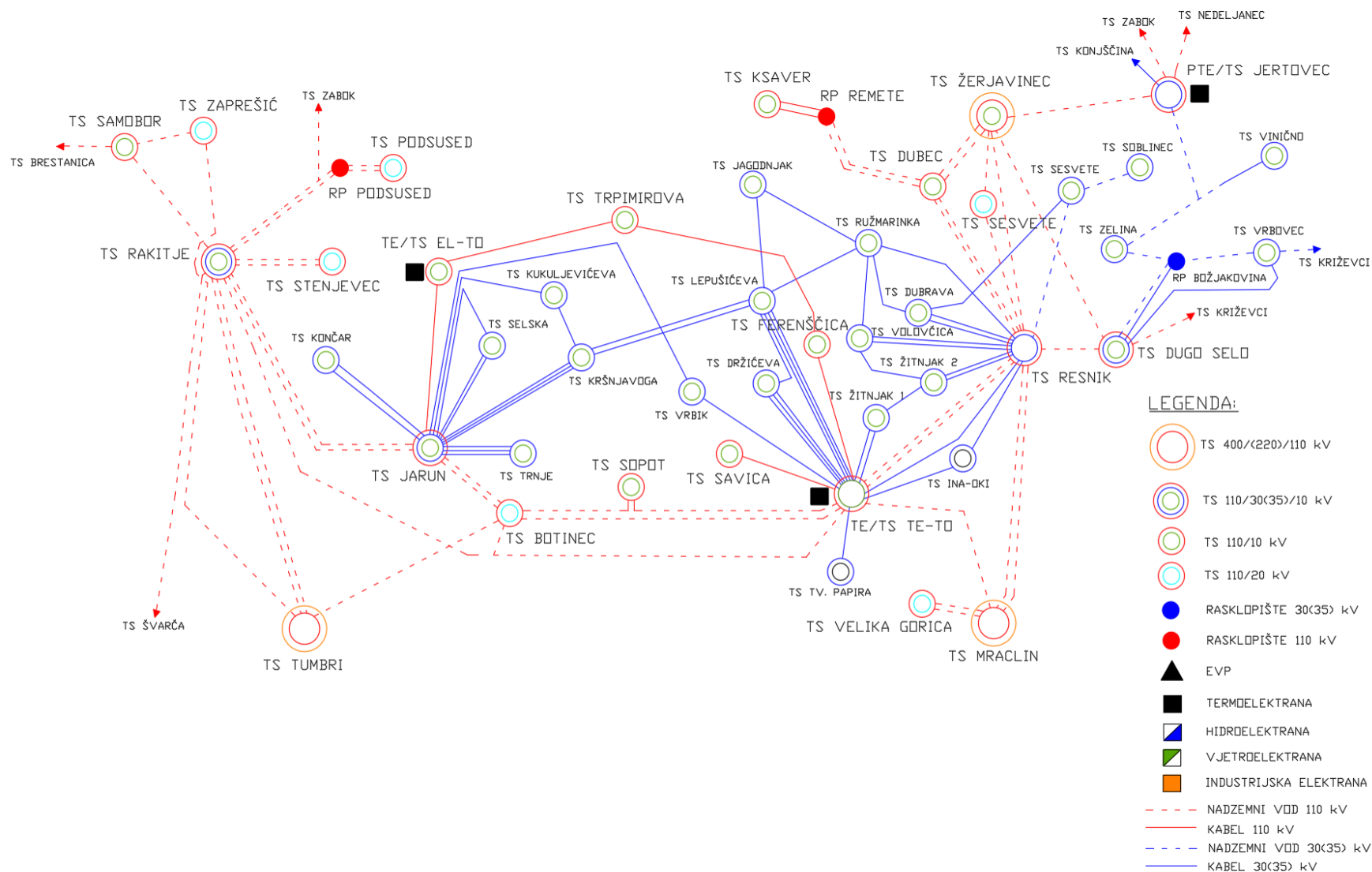


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 5,27%
 Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -2,11%

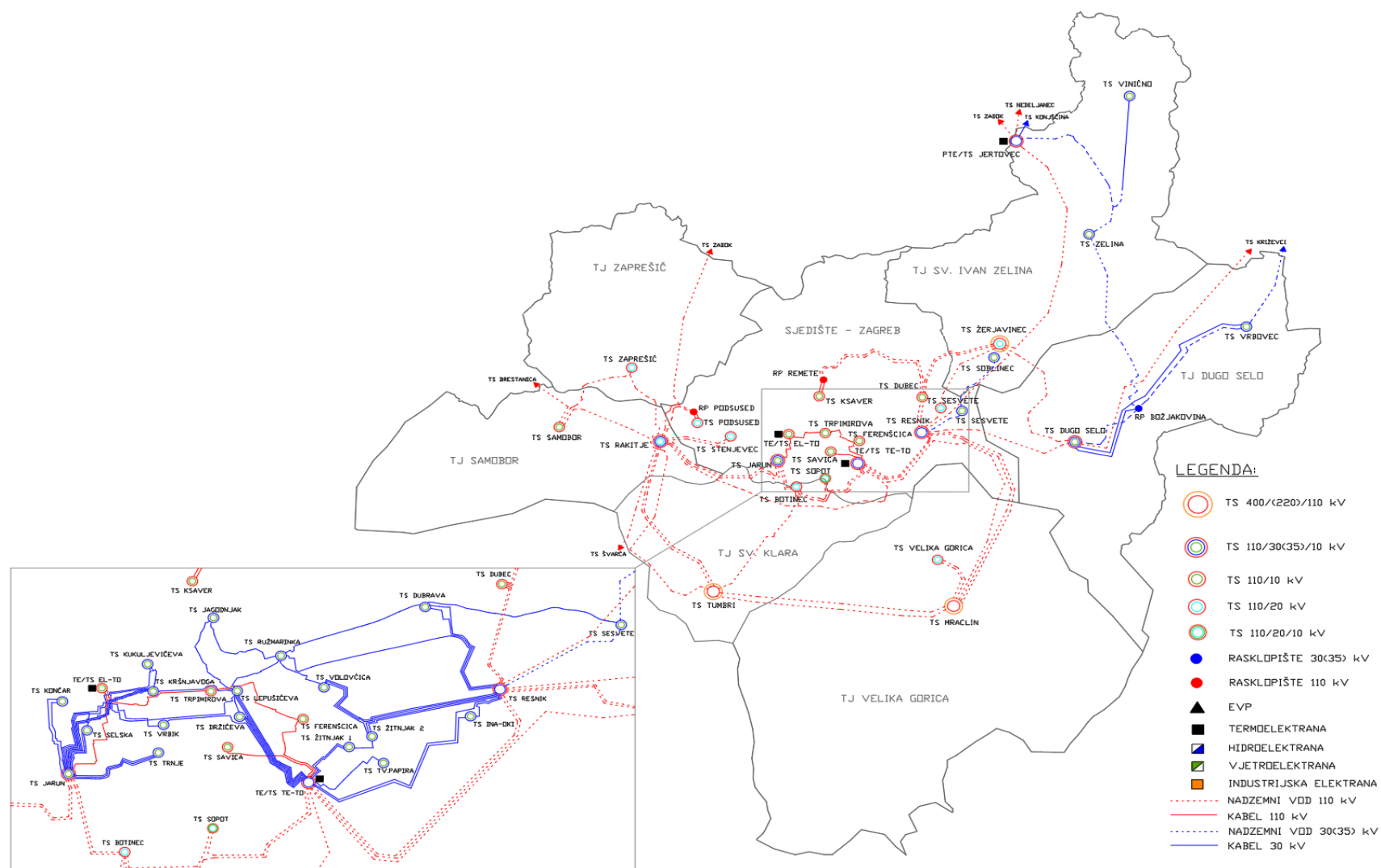
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4TS 19 JARUN	110/30 kV	126	44,50	35,3%	
	110/20 kV	40	35,38	88,5%	
4TS 117 JERTOVEC	110/35 kV	20	8,96	44,8%	
3TS 1 KRŠNJA VOGA	30/10 kV	32	12,19	38,1%	
3TS 7 KUKULJEVIĆEVA	30/10 kV	16	6,33	39,6%	
3TS 8 SELSKA	30/10 kV	32	11,48	35,9%	
3TS 15 TRNJE	30/10 kV	32	13,11	41,0%	
4TS 27 RAKITJE	110/20 kV	40	21,67	54,2%	2,9
4TS 28 TE-TO	110/30 kV	189	47,26	25,0%	
3TS 2 LEPUŠIĆEVA	30/10 kV	32	9,95	31,1%	
3TS 4 VRBIK	30/10 kV	16	8,24	51,5%	
3TS 5 JAGODNJAK	30/10 kV	8	0,00	0,0%	
3TS 6 DRŽIĆEVA	30/10 kV	16	5,23	32,7%	
3TS 11 ŽITNJAK 1	30/10 kV	32	19,93	62,3%	
4TS 30 RESNIK	110/30 kV	126	66,21	52,5%	
3TS 3 RUŽMARINKA	30/10 kV	24	12,09	50,4%	
4TS 34 SESVETE	110/10 kV	80	14,17	17,7%	0,7
3TS 10 SESVETE	30/10 kV	16	10,26	64,1%	
3TS 12 ŽITNJAK 2	30/10 kV	24	13,69	57,0%	
3TS 14 DUBRAVA	30/10 kV	32	19,31	60,3%	11,7
3TS 18 VOLOVČICA	30/10 kV	32	22,33	69,8%	
3TS 114 SOBLINEC	30/10 kV	16	3,66	22,9%	
4TS 116 DUGO SELO	110/30 kV	40	20,52	51,3%	
	110/10 kV	40	23,89	59,7%	1,0
	30/10 kV	32	0,00	0,0%	
3TS 119 VRBOVEC	30/10 kV	32	12,90	40,3%	
3TS 118 ZELINA	35/10 kV	13	7,52	59,7%	
	20/10 kV	8	0,00	0,0%	
3TS 120 VINIČNO	35/10 kV	7	3,47	50,6%	
4TS 101 ZAPREŠIĆ	110/20 kV	80	39,60	49,5%	4,5
4TS 102 SAMOBOR	110/20 kV	60	25,98	43,3%	
4TS 13 SAVICA	110/10 kV	80	28,95	36,2%	
4TS 17 PODSUSED	110/20 kV	126	42,24	33,5%	1,3
4TS 21 STENJEVEC	110/20 kV	80	51,15	63,9%	
4TS 22 KSAVER	110/10 kV	80	37,49	46,9%	
4TS 23 BOTINEC	110/20 kV	126	54,34	43,1%	0,2
4TS 24 DUBEC	110/10 kV	80	53,33	66,7%	2,5
4TS 25 TRPIMIROVA	110/10 kV	80	33,00	41,3%	
4TS 26 VELIKA GORICA	110/20 kV	120	37,09	30,9%	5,7
4TS 29 SOPOT	110/20 kV	40	13,50	33,8%	
	110/10 kV	80	20,59	25,7%	4,2
4TS 33 ŽERJAVINEC	110/20 kV	40	6,78	17,0%	1,4
4TS 9 EL-TO	110/10 kV	120	30,62	25,5%	
4TS31 FERENŠČICA	110/10 kV	80	34,50	43,1%	1,0

* 4TS 117 Jertovec napaja dio područja Elektre Zagreb i Elektre Zabok te se pojavljuje kod oba distribucijska područja

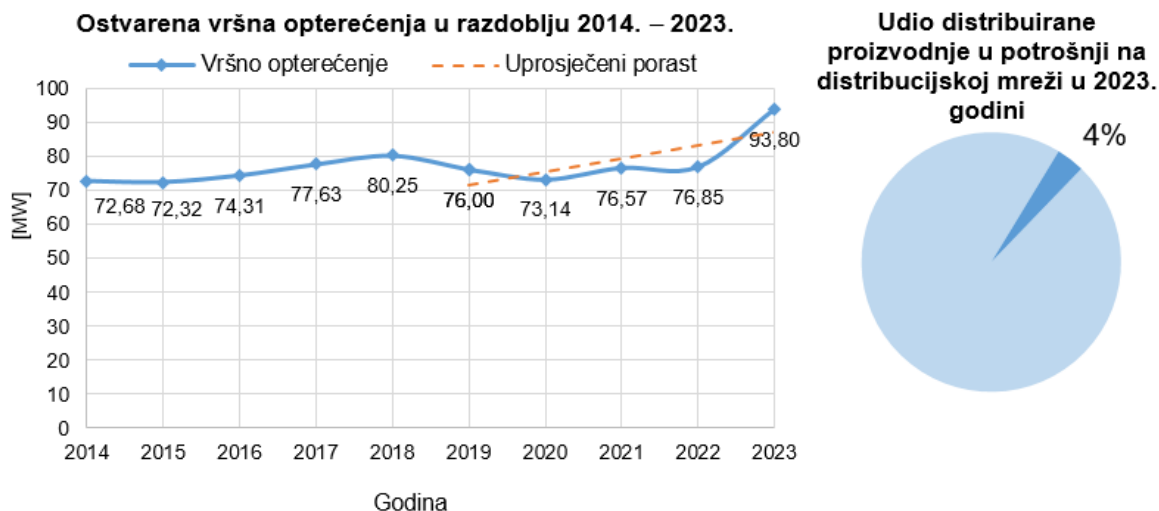


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

2. Elektra Zabok



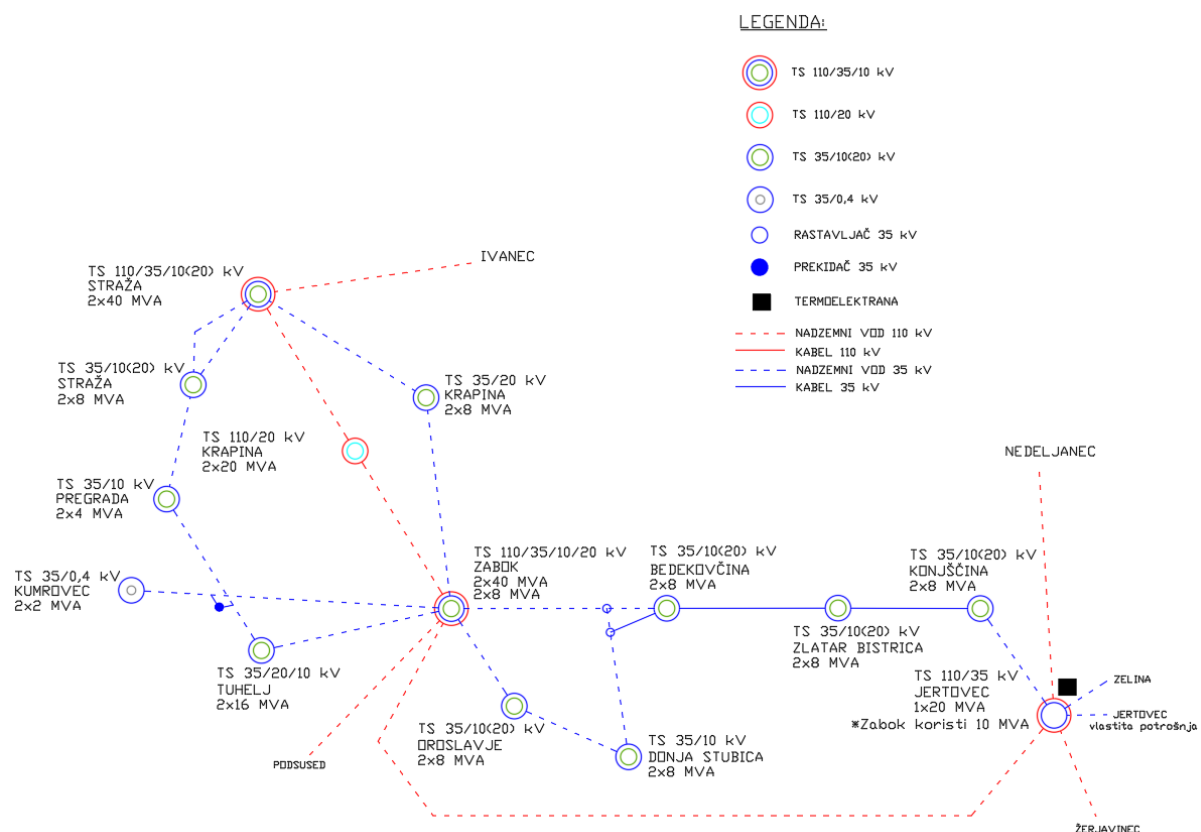
Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 29,06%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 22,06%

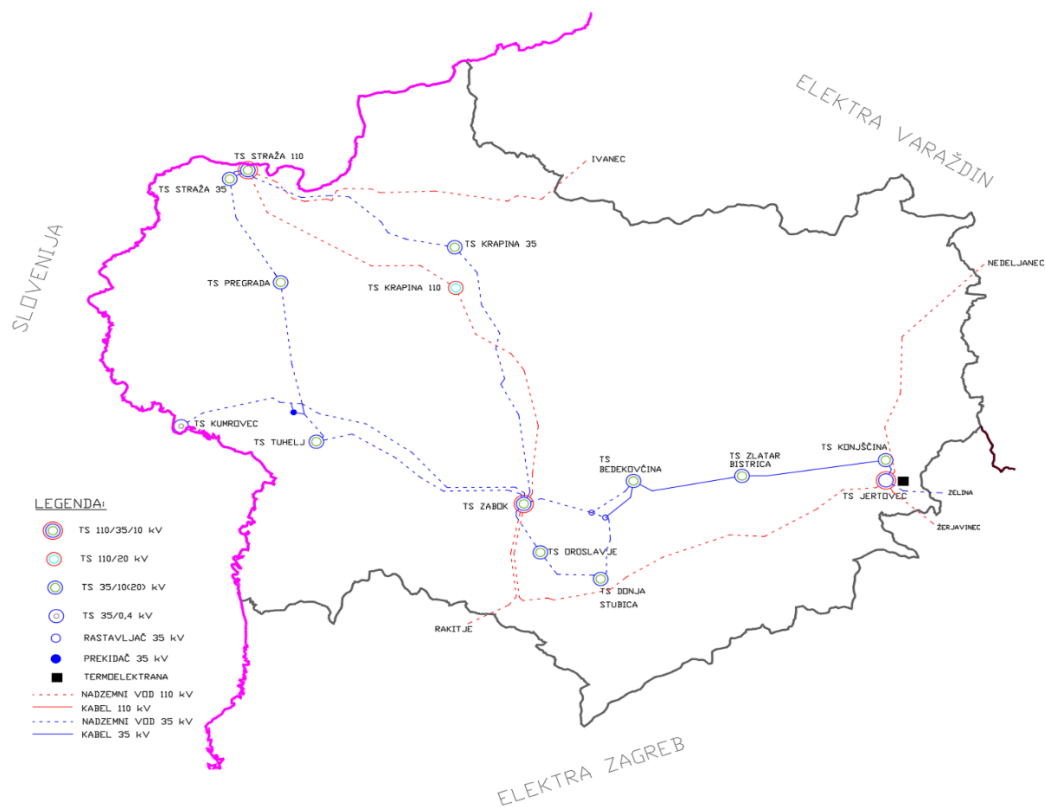
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4TS 117 JERTOVEC	110/35 kV	20	8,96	44,8%	
T14 KONJŠČINA	35/10 kV	16	4,91	30,7%	4,0
T20 ZLATAR BISTRICA	35/10 kV	16	6,62	41,4%	2,0
T02 ZABOK	110/35 kV	80	40,75	50,9%	
	110/10 kV	0	6,46	0,0%	
	35/20 kV	16	8,18	51,1%	
T19 TUHELJ	35/20 kV	16	5,40	33,8%	
	35/10 kV	16	5,10	31,9%	
	20/10 kV	8	3,11	38,9%	
T16 OROSLAVJE	35/10 kV	16	6,60	41,3%	0,5
T12 DONJA STUBICA	35/10 kV	16	5,72	35,8%	
T11 BEDEKOVČINA	35/10 kV	16	2,85	17,8%	
T01 STRAŽA	110/35 kV	80	25,65	32,1%	
	110/10 kV	0	15,40	0,0%	0,5
T18 STRAŽA	35/10 kV	16	10,03	62,7%	0,5
T15 KRAPINA	35/20 kV	16	6,93	43,3%	
T17 PREGRADA	35/10 kV	8	3,94	49,3%	
T03 KRAPINA	110/20 kV	40	12,91	32,3%	

* 4TS 117 Jertovec napaja dio područja Elektre Zagreb i Elektre Zabok te se pojavljuje kod oba distribucijska područja

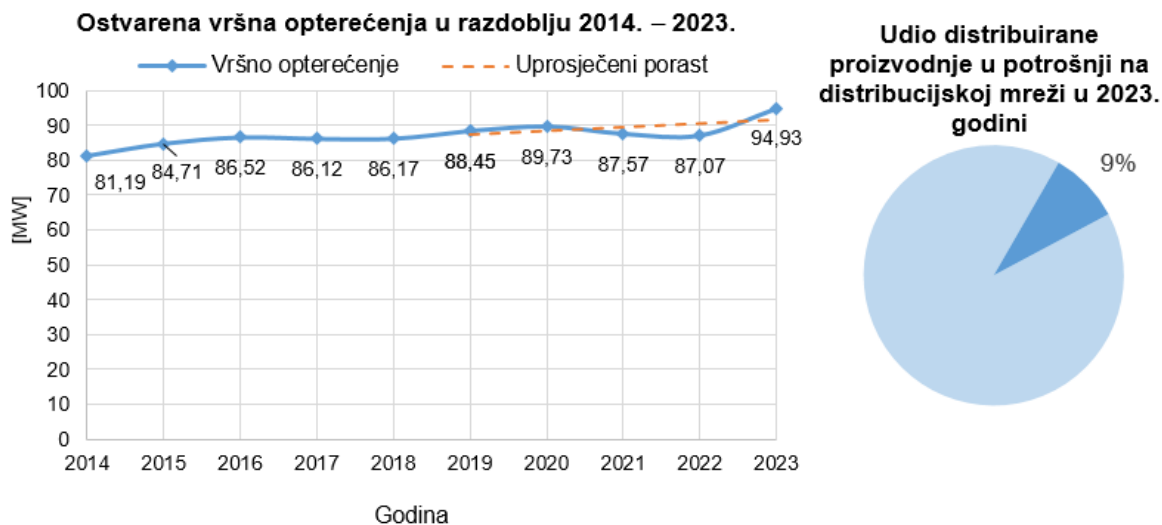


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

3. Elektra Varaždin

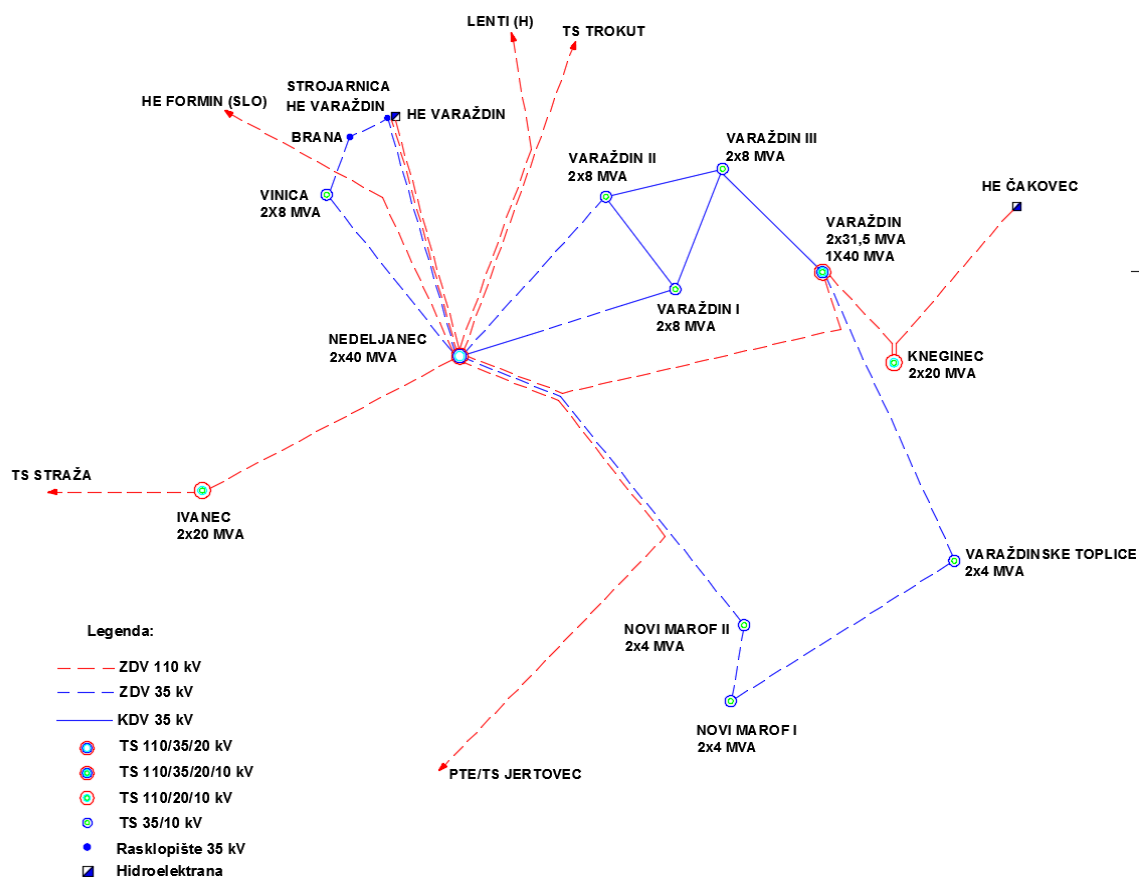


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 16,92%

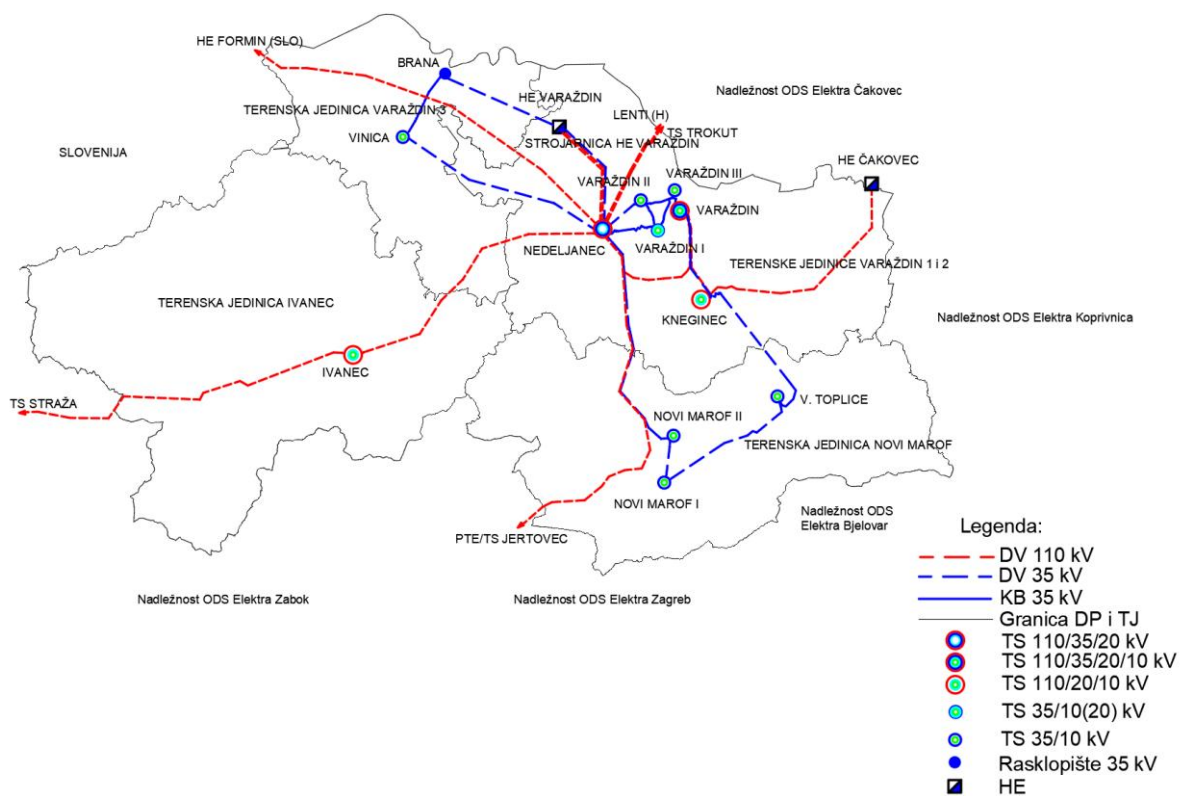
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 9,03%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
VARAŽDIN	110/35 kV	32	17,17	54,5%	5,4
	110/20 kV	40	7,33	18,3%	
	110/10 kV	32	25,19	80,0%	
VARAŽDIN 1	35/10 kV	16	2,07	12,9%	0,4
VARAŽDIN 2	35/10 kV	16	9,68	60,5%	
VARAŽDIN 3	35/10 kV	16	3,80	23,8%	
VARAŽDINSKE TOPLICE	35/10 kV	8	3,06	38,2%	0,2
NEDELJANEC	110/35 kV	40	16,17	40,4%	
	110/20 kV	40	5,27	13,2%	
	35/20 kV	16	0,00	0,0%	
NOVI MAROF 1	35/10 kV	8	2,93	36,6%	0,7
NOVI MAROF 2	35/10 kV	8	5,32	66,5%	
VINICA	35/10 kV	16	6,12	38,3%	
KNEGINEC	110/20 kV	20	6,71	33,5%	1,0
	110/10 kV	20	6,14	30,7%	
	20/10 kV	8	0,00	0,0%	
IVANEC	110/20 kV	20	8,85	44,2%	2,0
	110/10 kV	20	6,14	30,7%	
	20/10 kV	8	0,00	0,0%	

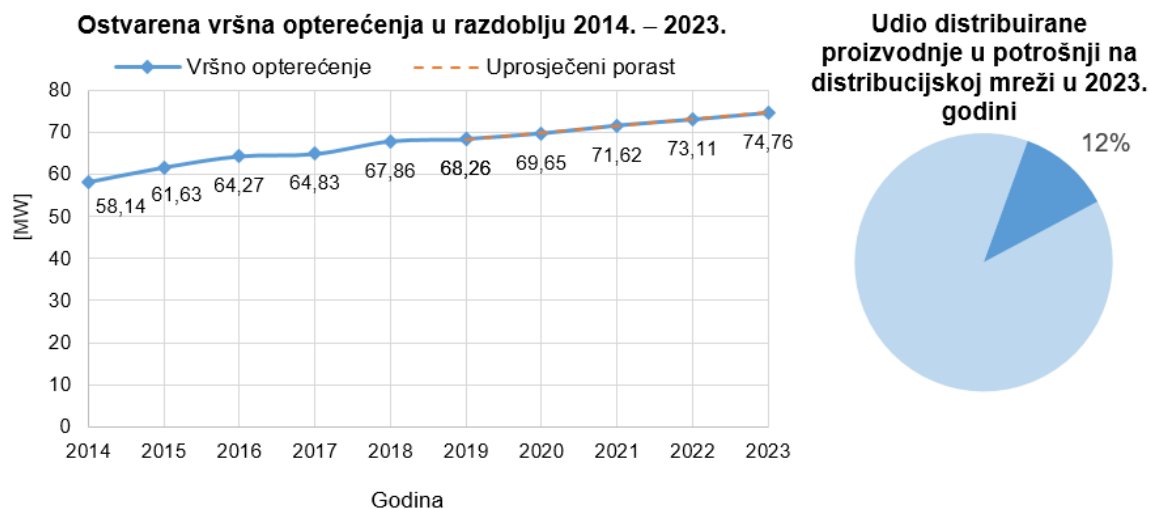


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

4. Elektra Čakovec

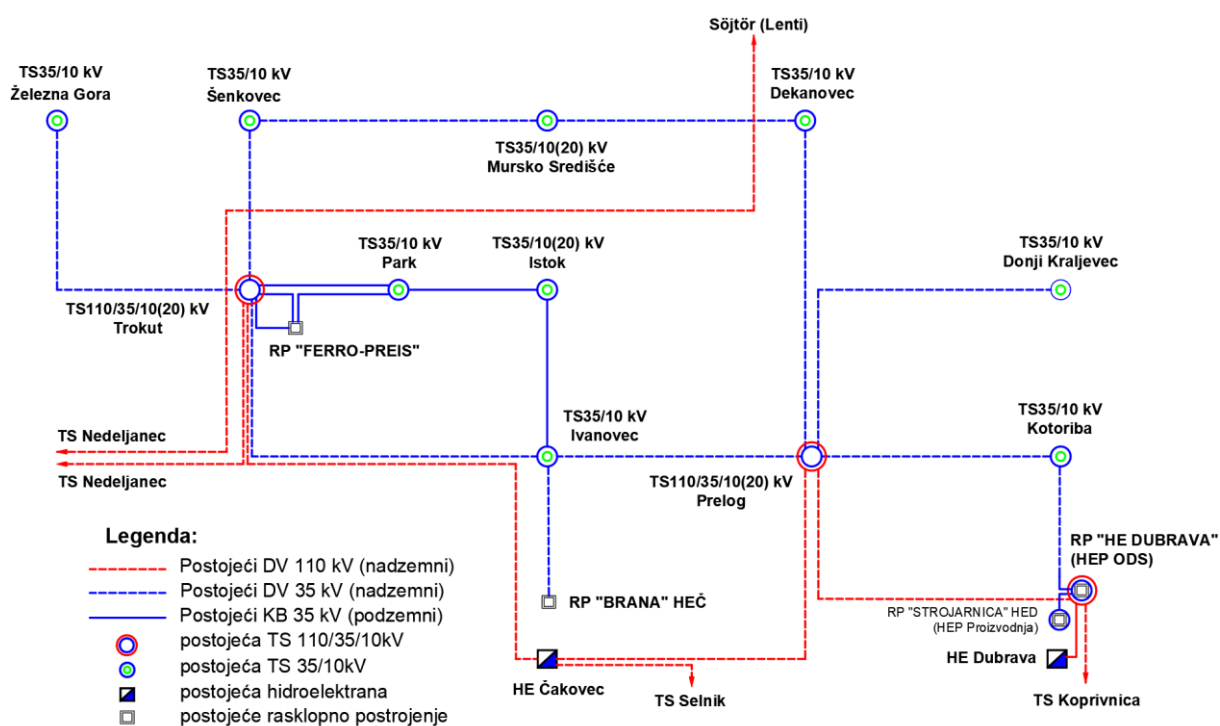


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 28,59%

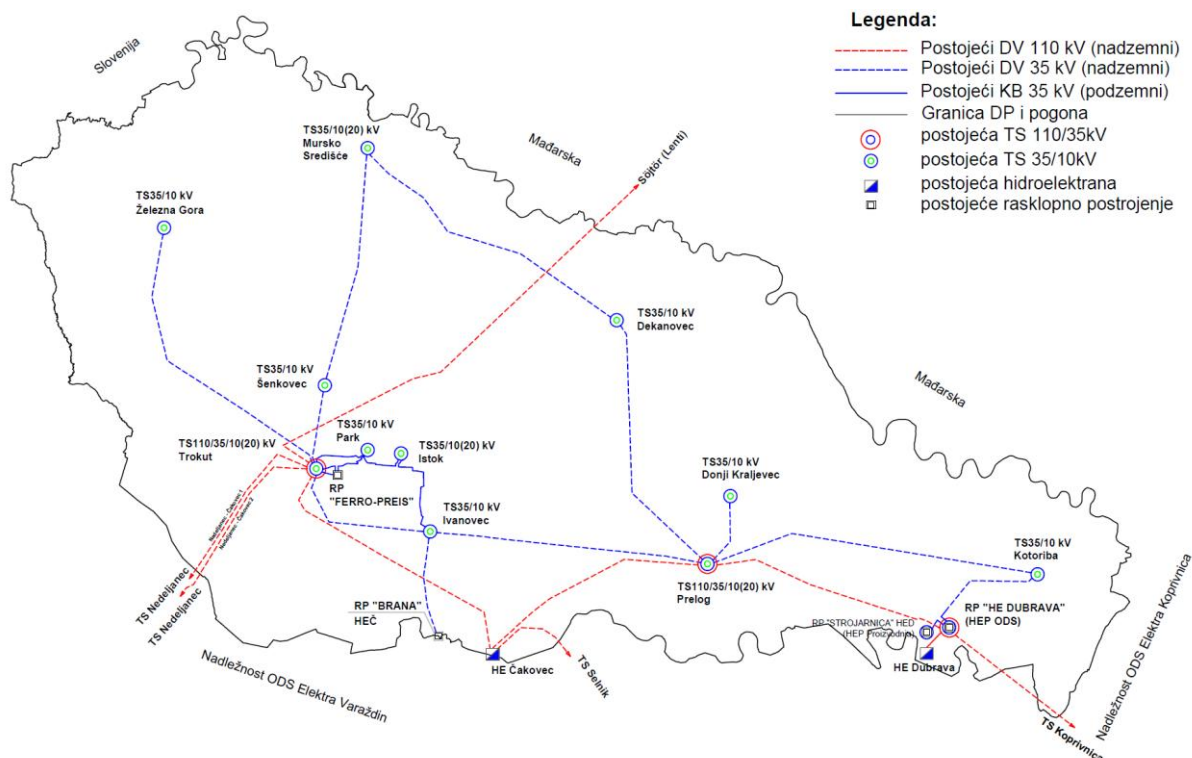
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 2,26%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
TROKUT ČAKOVEC (T01)	110/35 kV	80	48,89	61,1%	1,4
	35/10 kV	16	13,63	85,2%	
PARK ČAKOVEC (T02)	35/10 kV	24	8,70	36,3%	0,4
ISTOK ČAKOVEC (T11)	35/10 kV	16	11,70	73,1%	0,1
IVANOVEC (T08)	35/10 kV	16	8,30	51,9%	1,4
ŠENKOVEC (T05)	35/10 kV	16	5,70	35,6%	
MURSKO SREDIŠĆE (T03)	35/10 kV	16	7,10	44,4%	
ŽELEZNA GORA (T09)	35/10 kV	8	4,70	58,8%	
PRELOG (T04)	110/35 kV	40	36,16	90,4%	5,1
	110/10 kV	20	16,18	80,9%	
	35/10 kV	24	8,70	36,3%	
DONJI KRALJEVEC (T10)	35/10 kV	8	5,50	68,8%	
DEKANOVEC (T06)	35/10 kV	8	5,30	66,3%	
KOTORIBA (T07)	35/10 kV	16	6,50	40,6%	1,0

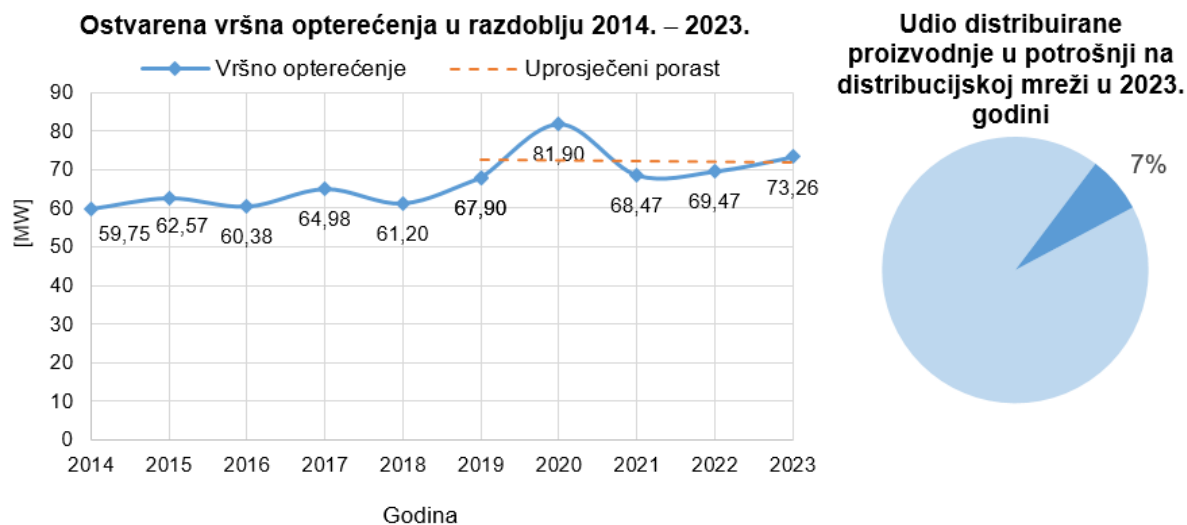


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

5. Elektra Koprivnica

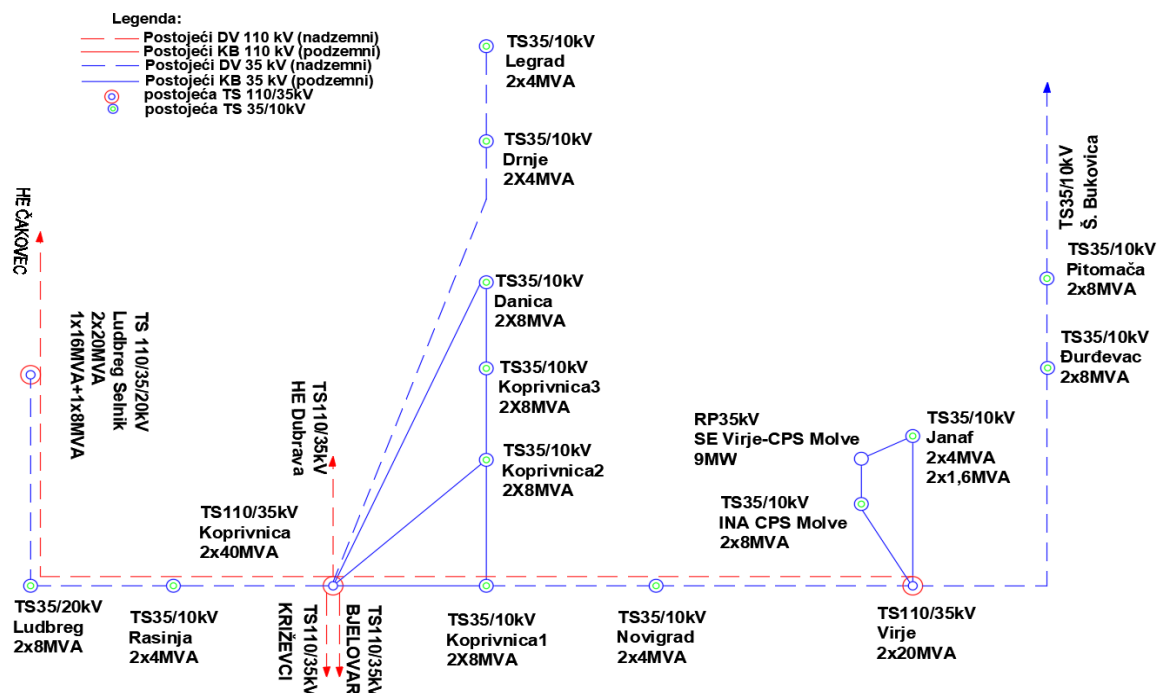


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 22,61%

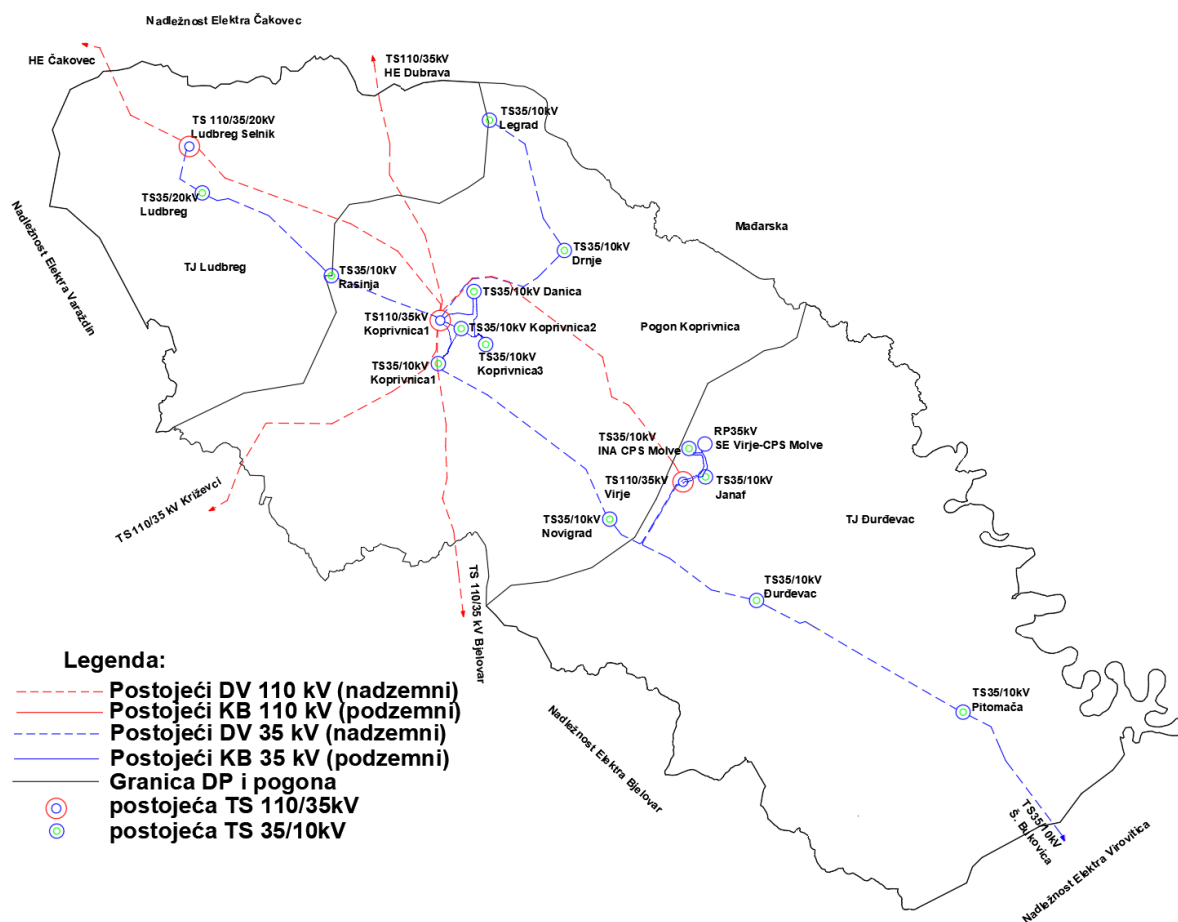
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 5,46%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
KOPRIVNICA 110	110/35 kV	80	35,78	44,7%	2,4
KOPRIVNICA 1	35/10 kV	16	6,67	41,7%	
KOPRIVNICA 2	35/10 kV	16	9,33	58,3%	
KOPRIVNICA 3	35/10 kV	16	6,10	38,1%	
DANICA	35/10 kV	16	8,60	53,8%	
DRNJE	35/10 kV	8	3,43	42,9%	
LEGRAD	35/10 kV	8	1,30	16,3%	
NOVIGRAD	35/10 kV	8	2,27	28,4%	
SELNIK	110/35 kV	40	18,78	47,0%	
	35/20 kV	24	0,00	0,0%	
LUDBREG	35/20 kV	16	7,42	46,4%	
RASINJA	35/10 kV	8	2,41	30,1%	
VIRJE	110/35 kV	40	19,64	49,1%	14,0
ĐURĐEVAC	35/10 kV	16	7,88	49,2%	
JANAF	35/10 kV	8	3,25	40,6%	1,0
PITOMAČA	35/10 kV	16	4,79	29,9%	

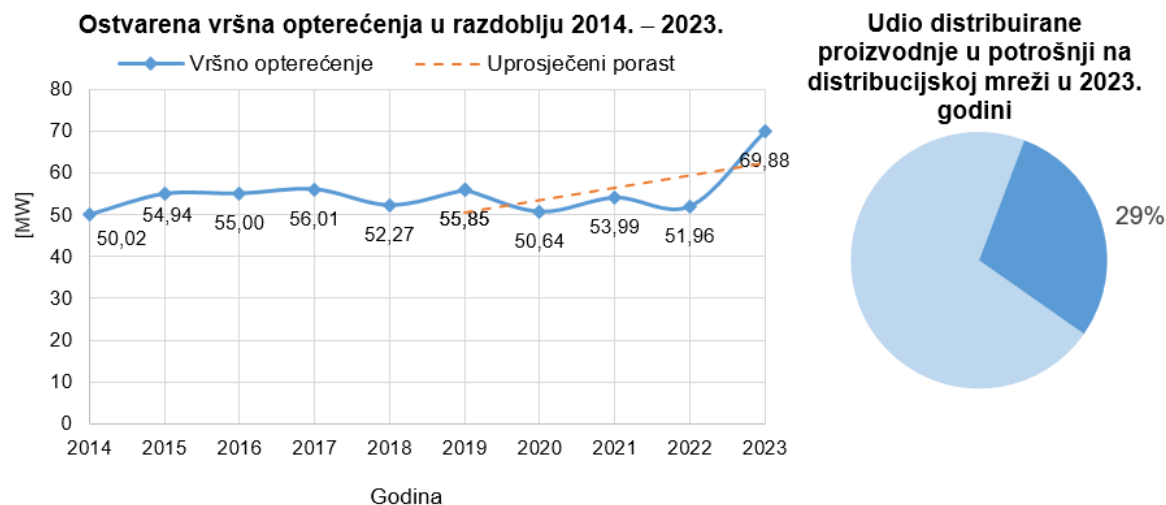


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

6. Elektra Bjelovar

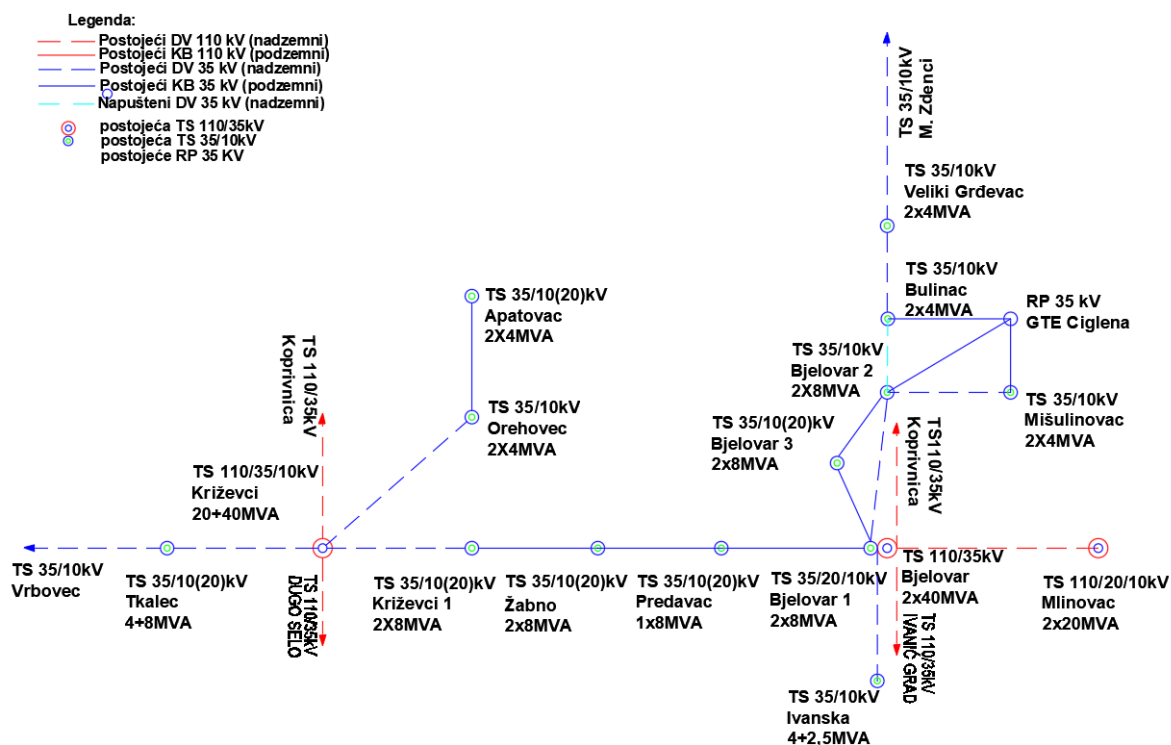


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 39,70%

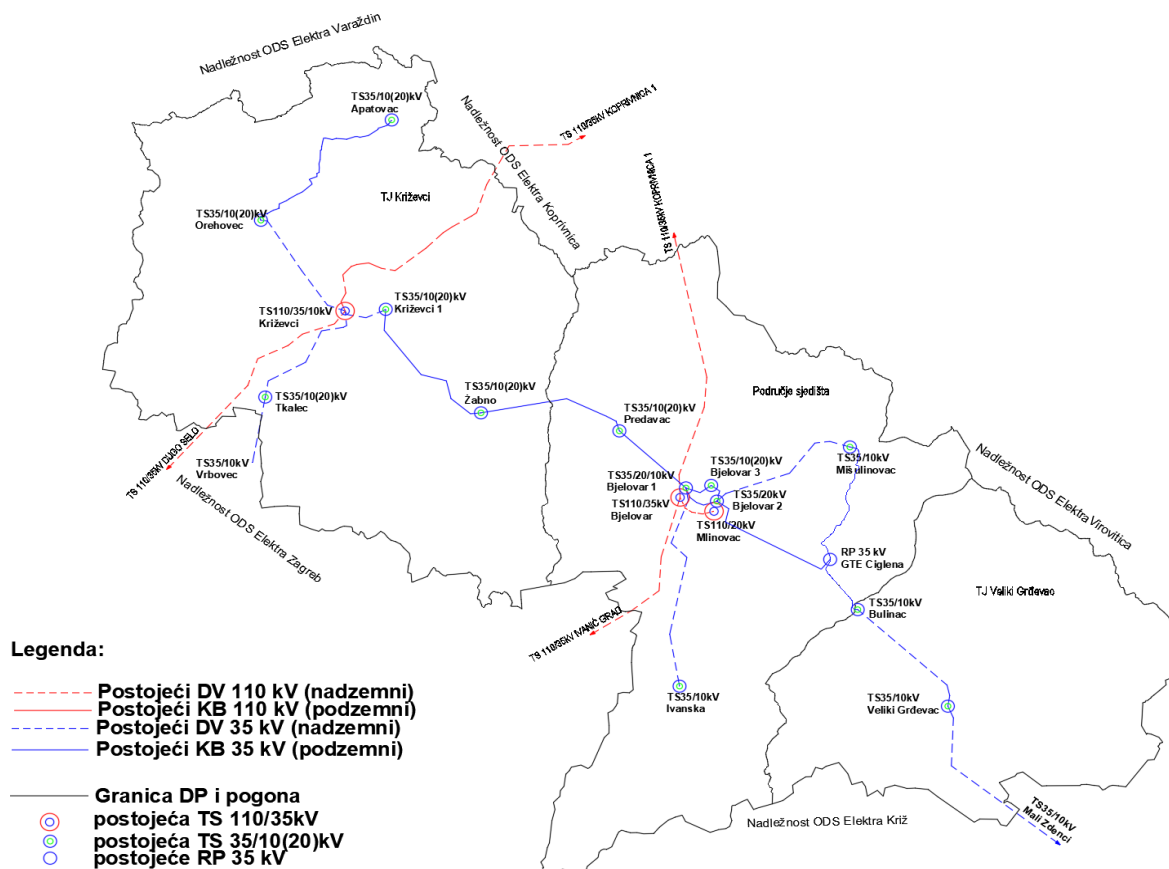
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 34,49%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
BJELOVAR 1	35/10 kV	16	10,06	62,3%	1,0
BJELOVAR 2	35/20 kV	16	6,98	43,6%	
BJELOVAR 3	35/10 kV	16	7,18	44,8%	
BULINAC	35/10 kV	8	2,28	28,5%	14,0
VELIKI GRĐEVAC	35/10 kV	8	1,56	19,5%	
PREDAVAC	35/10 kV	8	2,77	34,7%	1,0
IVANSKA	35/10 kV	7	1,53	23,3%	
MIŠULINOVAC	35/10 kV	8	1,95	24,4%	
KRIŽEVCI	110/35 kV	60	19,56	32,6%	
	110/10 kV	0	5,93	0,0%	
KRIŽEVCI 1	35/10 kV	16	5,70	35,6%	
ŽABNO	35/10 kV	16	4,31	26,9%	
APATOVAC	35/10 kV	8	1,89	23,6%	
OREHOVEC	35/10 kV	8	2,46	30,8%	3,0
TKALEC	35/10 kV	8	3,00	37,5%	2,4
MLINOVAC	110/20 kV	40	3,98	9,9%	1,8



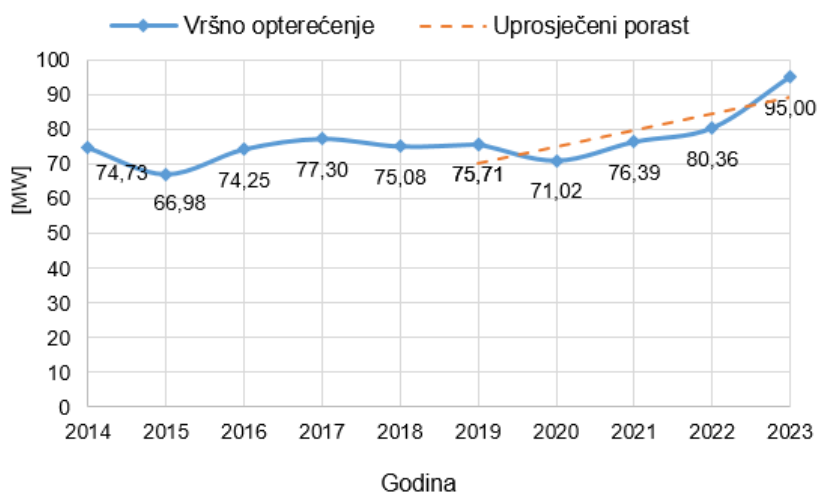
Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



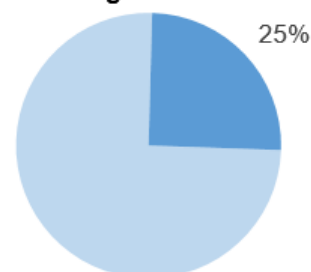
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

7. Elektra Križ

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2014. – 2023.



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini

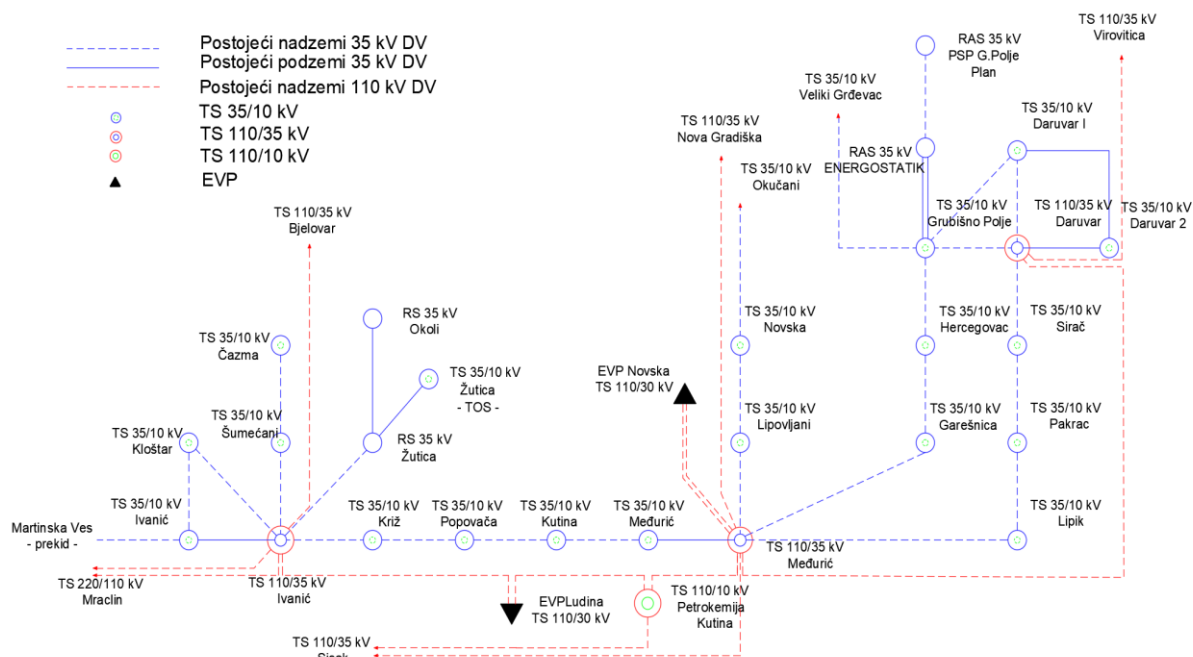


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 27,12%

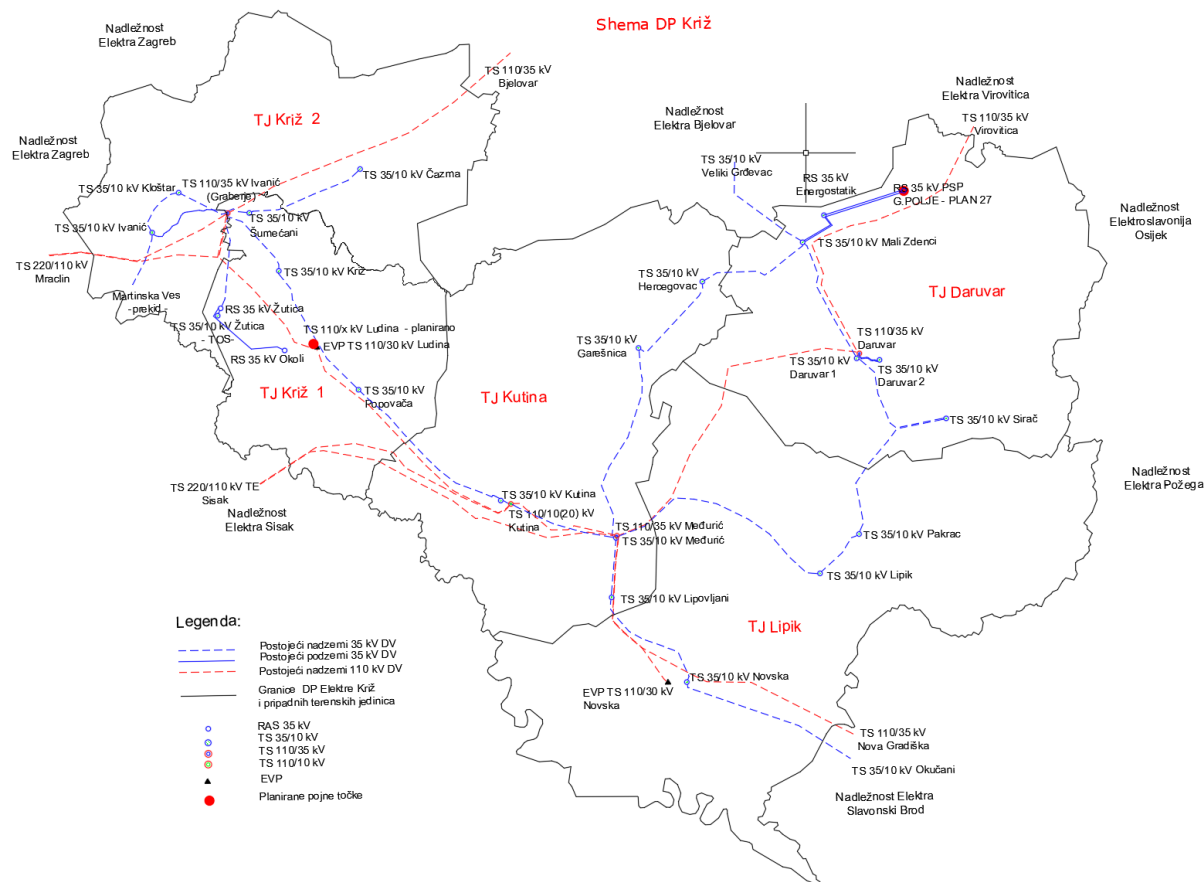
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 18,22%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
IVANIĆ	110/35 kV	80	27,96	35,0%	
IVANIĆ	35/10 kV	8	4,51	56,4%	
KLOŠTAR	35/10 kV	16	6,41	40,1%	
ŠUMEČANI	35/10 kV	16	1,71	10,7%	
KRIŽ	35/10 kV	16	5,19	32,4%	1,0
ČAZMA	35/10 kV	16	2,52	15,8%	2,0
POPOVAČA	35/10 kV	16	5,81	36,3%	
MEĐURIĆ	110/35 kV	72	35,55	49,7%	
KUTINA	35/10 kV	16	5,00	31,3%	
LIPOVLJANI	35/10 kV	8	2,63	32,9%	
NOVSKA	35/10 kV	16	7,73	48,3%	2,1
MEĐURIĆ	35/10 kV	5	1,93	38,6%	
GAREŠNICA	35/10 kV	16	4,86	30,4%	
PAKRAC	35/10 kV	8	2,81	35,1%	
LIPIK	35/10 kV	16	4,61	28,8%	2,0
DARUVAR	110/35 kV	40	17,38	43,5%	
DARUVAR 1	35/10 kV	8	4,20	52,5%	
DARUVAR 2	35/10 kV	24	3,43	14,3%	
HERCEGOVAC	35/10 kV	8	1,25	15,6%	1,1
MALI ZDENCI	35/10 kV	8	3,16	39,5%	6,0
SIRAČ	35/10 kV	8	2,20	27,5%	
KUTINA	110/10 kV	20	5,70	28,5%	

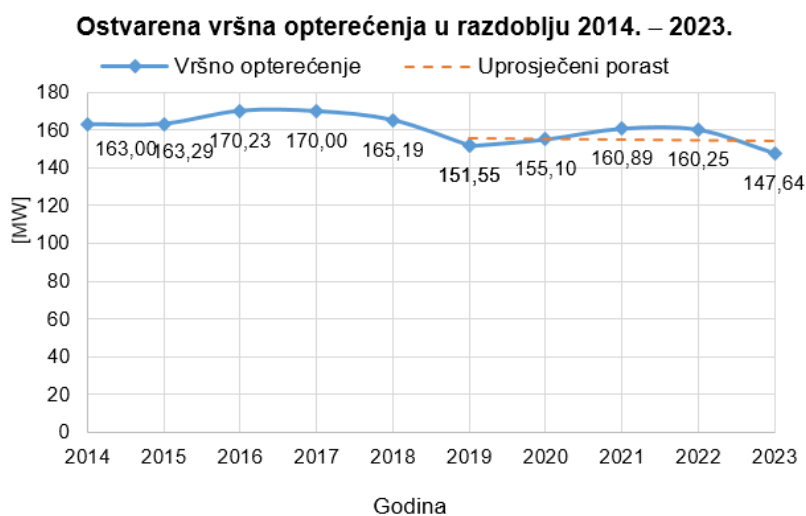


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

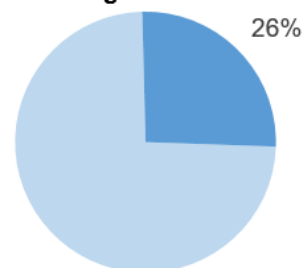


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

8. Elektroslavonija Osijek



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini

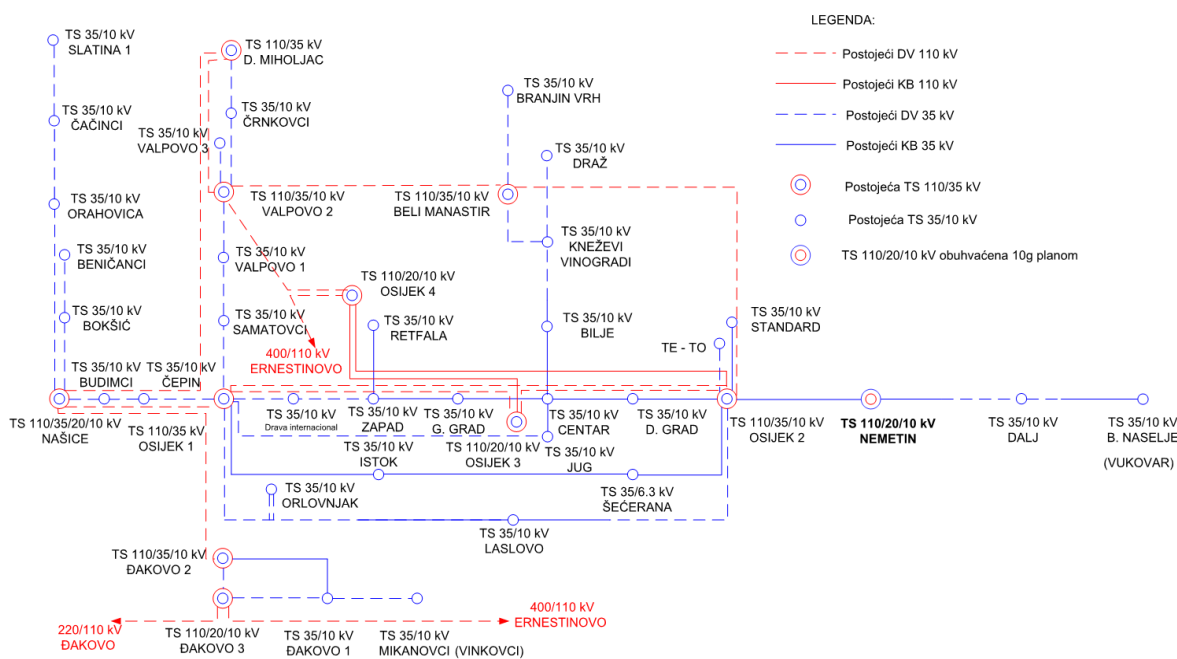


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -9,42%
 Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -7,87%

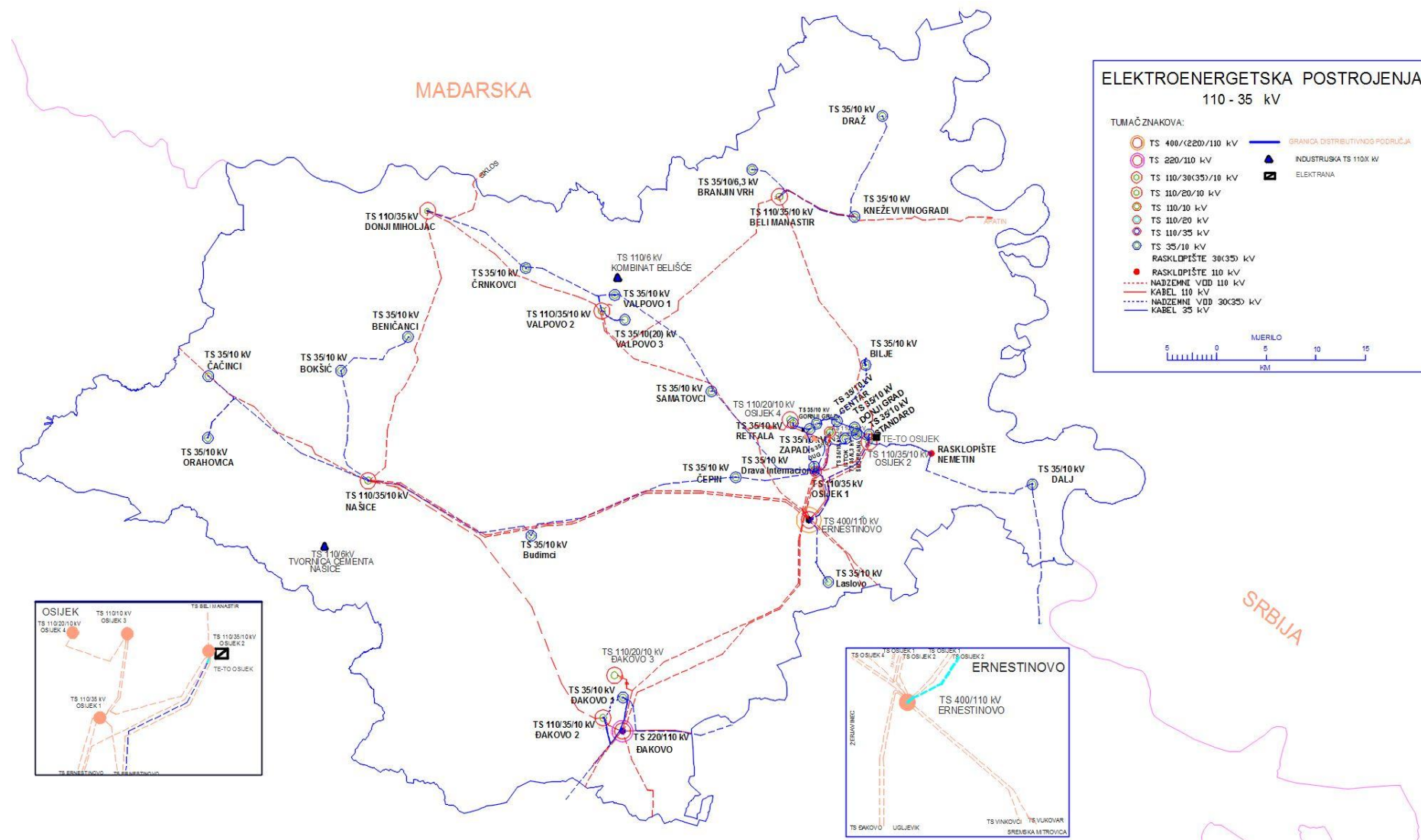
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
OSIJEK 1	110/35 kV	80	24,07	30,1%	
GORNJI GRAD	35/10 kV	16	3,97	24,8%	
ZAPAD	35/10 kV	16	4,31	26,9%	
ISTOK	35/10 kV	16	3,28	20,5%	
CENTAR	35/10 kV	16	4,14	25,9%	
RETFALA	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
ČEPIN	35/10 kV	16	6,79	42,4%	2,0
BUDIMCI	35/20 kV	4	1,45	36,3%	
BUDIMCI	35/10 kV	4	1,49	37,3%	
SAMATOVCI	35/10 kV	8	3,57	44,6%	0,3
LASLOVO	35/10 kV	8	3,27	40,9%	
OSIJEK 2	110/35 kV	80	25,87	32,3%	
	35/10 kV	16	8,20	51,3%	4,4
STANDARD	35/10 kV	12	5,53	46,1%	
DONJI GRAD	35/10 kV	16	7,70	48,1%	
DALJ	35/10 kV	8	2,86	35,8%	
OSIJEK 3	110/20 kV	40	2,25	5,6%	
	110/10 kV	80	2,06	2,6%	
OSIJEK 4	110/20 kV	20	4,29	21,5%	
	110/10 kV	20	10,63	53,2%	
JUG	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
ORLOVNJAK	35/10 kV	8	1,79	22,4%	1,9
BELI MANASTIR	110/35 kV	60	0,00	0,0%	
	35/10 kV	16	15,96	66,5%	
	35/20 kV	8	5,54	69,3%	
BILJE	35/10 kV	16	5,59	34,9%	
KNEŽEVI VINOGRADI	35/10 kV	8	2,78	34,8%	2,0
DRAŽ	35/10 kV	5	1,66	33,2%	1,8
BRANJIN VRH	35/10 kV	8	0,90	11,3%	
ĐAKOVO 2	110/35 kV	62	7,31	11,8%	
	35/10 kV	16	2,80	17,5%	3,5
ĐAKOVO 1	35/10 kV	16	6,63	41,4%	2,1
ĐAKOVO 3	110/20 kV	20	6,01	30,1%	
	20/10 kV	8	2,50	31,3%	7,1
NAŠICE	110/35 kV	40	4,41	11,0%	
	110/10 kV	40	8,98	22,5%	3,8
	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
ORAHOVICA	35/10 kV	16	4,48	28,0%	
ČAČINCI	35/10 kV	8	1,26	15,8%	1,0
VALPOVO 2	110/35 kV	40	10,28	25,7%	
	35/10 kV	16	5,40	33,8%	
VALPOVO 1	35/10 kV	16	4,19	26,2%	1,5
DONJI MIHOLJAC	110/35 kV	40	4,80	12,0%	
DONJI MIHOLJAC	35/10 kV	16	4,75	29,7%	2,1
ČRNKOVC	35/10 kV	8	1,77	22,1%	

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

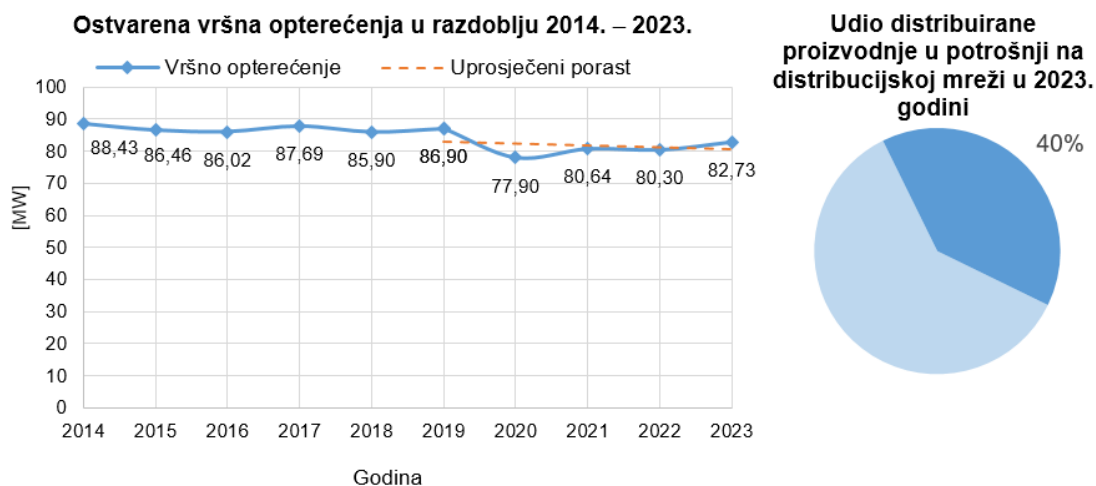


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

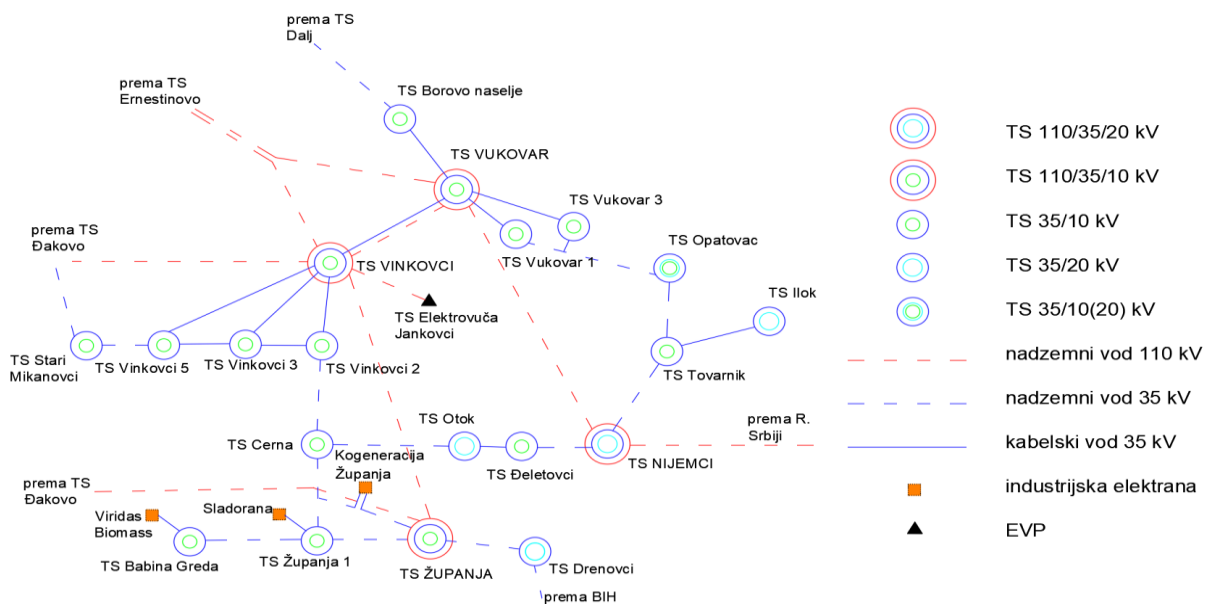
9. Elektra Vinkovci



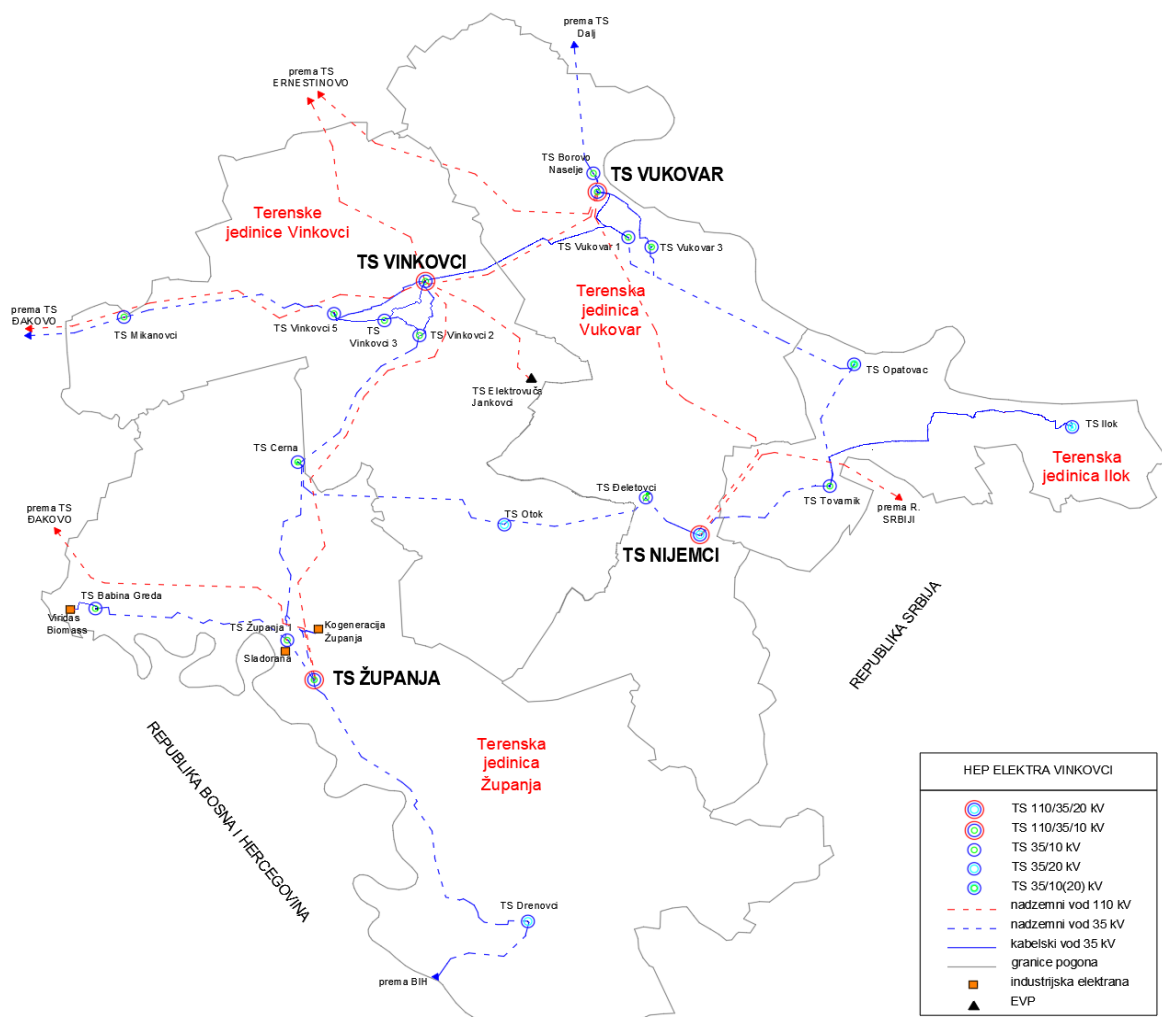
Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -6,45%
 Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 3,03%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
VINKOVCI 1	110/35 kV	80	35,83	44,8%	1,1
	35/10 kV	16	9,91	60,8%	
VINKOVCI 2	35/10 kV	16	9,84	56,3%	
VINKOVCI 3	35/10 kV	16	12,74	70,0%	
VINKOVCI 5	35/10 kV	16	6,53	23,9%	2,0
STARI MIKANOVCI	35/10 kV	8	3,01	38,5%	
VUKOVAR 2	110/35 kV	80	20,35	24,0%	
	35/10 kV	16	6,95	57,5%	
VUKOVAR 1	35/10 kV	12	6,58	78,3%	
VUKOVAR 3	35/10 kV	32	3,79	0,0%	2,0
BOROVO NASELJE	35/10 kV	16	3,48	32,9%	
ŽUPANJA 2	110/35 kV	80	17,74	20,4%	7,9
	35/10 kV	16	6,50	38,1%	
ŽUPANJA 1	35/10 kV	16	4,78	41,6%	2,4
DRENOVCI	35/20 kV	12	4,34	33,8%	1,0
BABINA GREDA	35/10 kV	16	5,16	28,6%	9,5
CERNA	35/10 kV	8	4,31	52,3%	3,7
NIJEMCI	110/35 kV	40	11,92	27,8%	
	35/20 kV	16	5,78	32,1%	
OTOK	35/20 kV	12	3,48	32,0%	
ILOK	35/20 kV	16	2,02	12,5%	
OPATOVAC	35/20 kV	8	2,67	43,0%	
TOVARNIK	35/20 kV	8	1,76	15,6%	

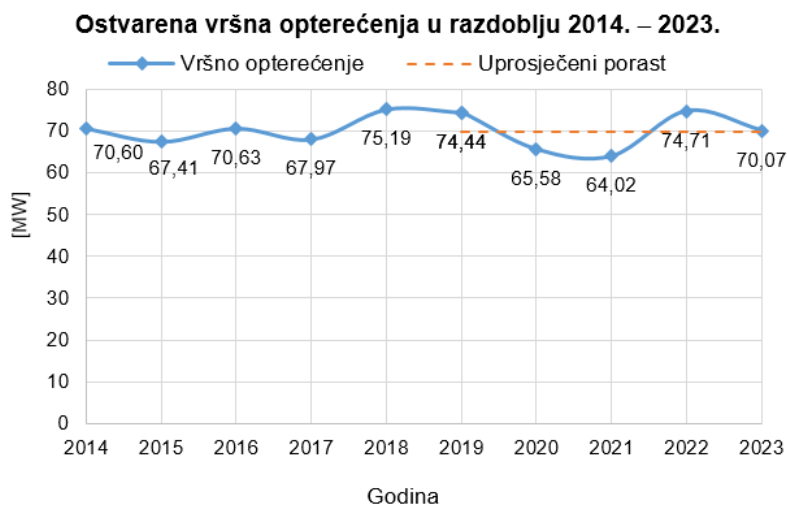


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

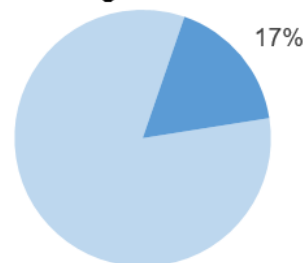


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

10. Elektra Slavonski Brod



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini

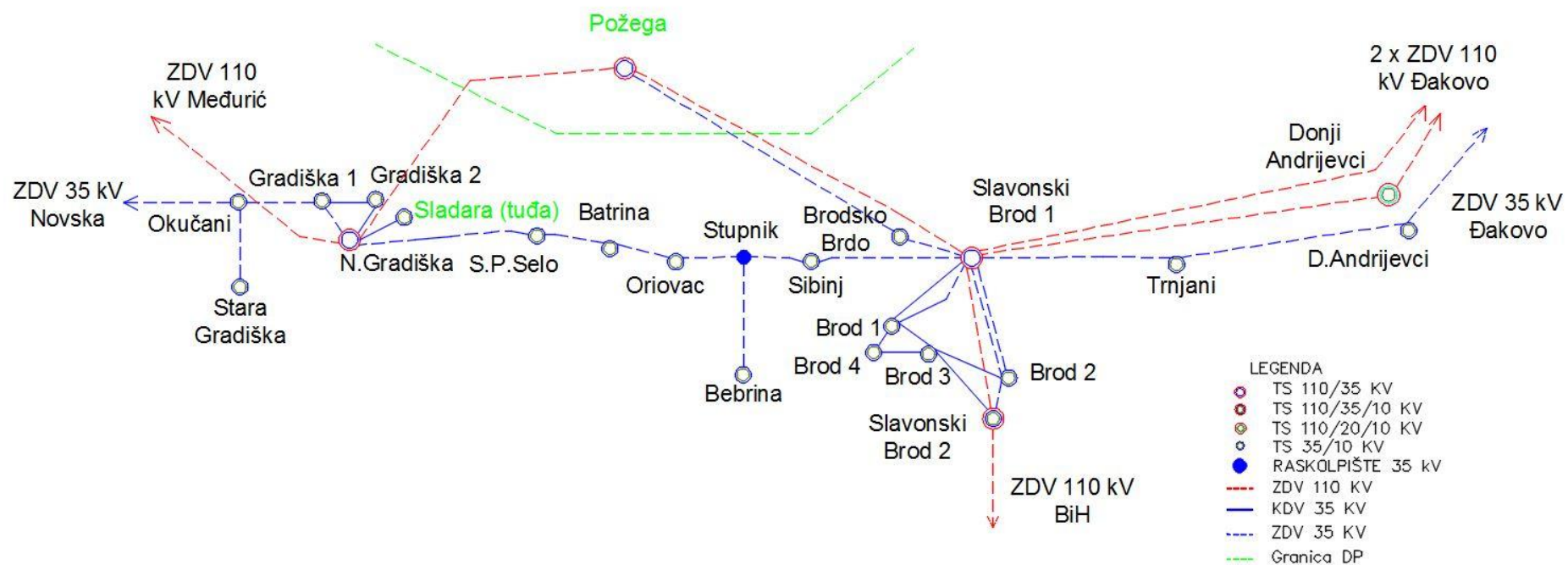


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -0,75%

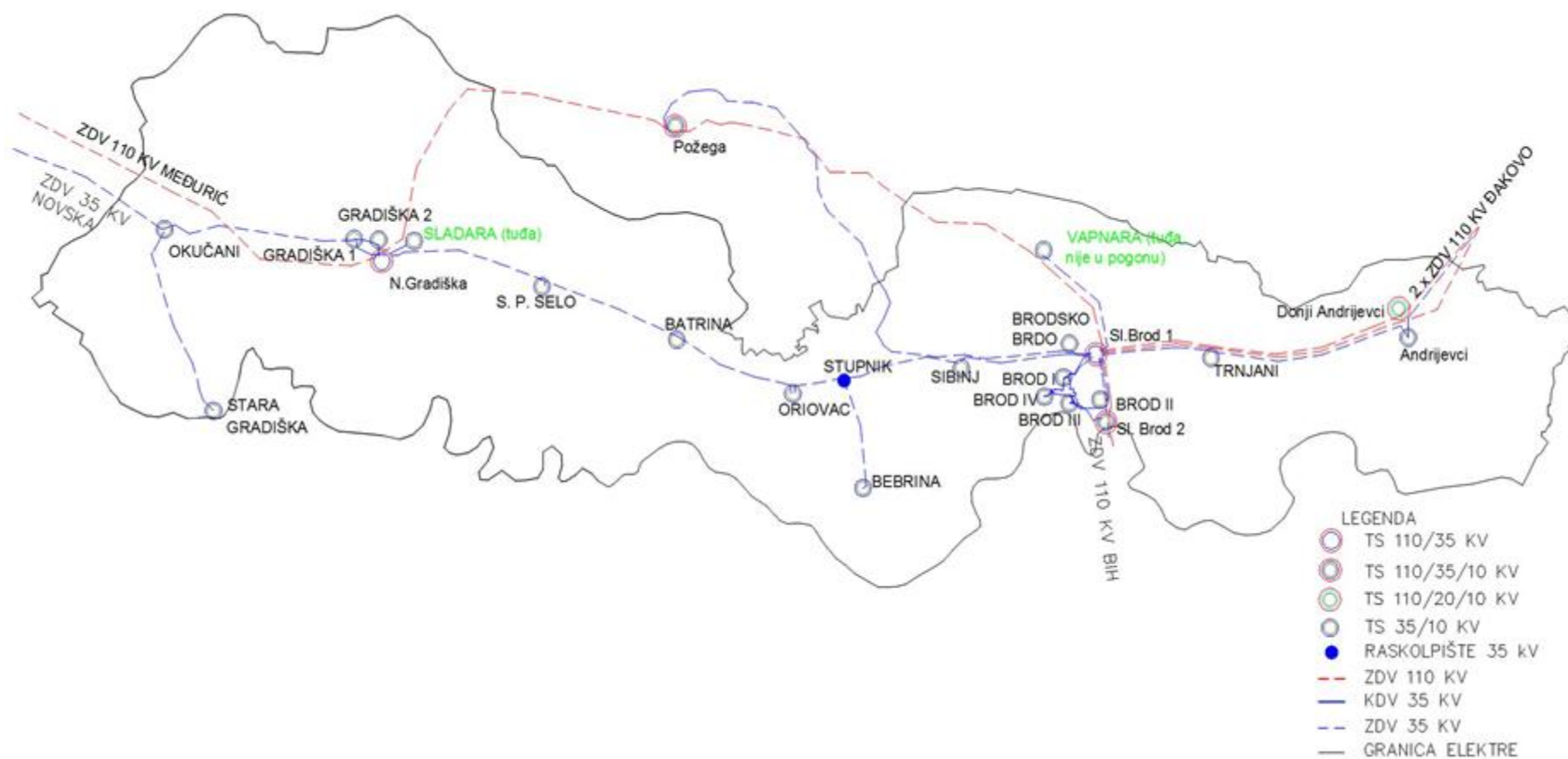
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -6,21%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
SLAVONSKI BROD 1 - PODVINJE	110/35 kV	80	30,17	37,7%	
TRNJANI	35/20 kV	8	1,65	20,6%	
	35/10 kV	4	2,73	68,3%	1,8
BROD I	35/10 kV	32	15,42	48,2%	1,3
BRODSKO BRDO	35/10 kV	16	5,39	33,7%	
SIBINJ	35/10 kV	5	2,89	57,8%	
BEBRINA	35/10 kV	7	4,39	67,5%	
ORIOVAC	35/10 kV	8	3,39	42,4%	
SLAVONSKI BROD 2-BJELIŠ	110/35 kV	40	19,66	49,2%	
	35/20 kV	8	3,91	48,9%	1,2
	35/10 kV	8	5,34	66,8%	
BROD II	35/10 kV	16	5,60	35,0%	4,7
BROD III	35/10 kV	16	5,16	32,3%	0,1
BROD IV	35/10 kV	16	4,76	29,8%	
DONJI ANDRIJEVCI	110/20 kV	40	9,64	24,1%	
	20/10 kV	4	0,00	0,0%	2,0
NOVA GRADIŠKA	110/35 kV	60	36,66	61,1%	0,8
BATRINA	35/10 kV	7	3,19	49,1%	
STARO PETROVO SELO	35/10 kV	7	3,40	52,3%	
NOVA GRADIŠKA I	35/10 kV	16	8,05	50,3%	
NOVA GRADIŠKA II	35/10 kV	16	6,70	41,9%	
OKUČANI	35/10 kV	5	2,71	54,2%	
STARA GRADIŠKA	35/10 kV	3	1,30	40,6%	2,0

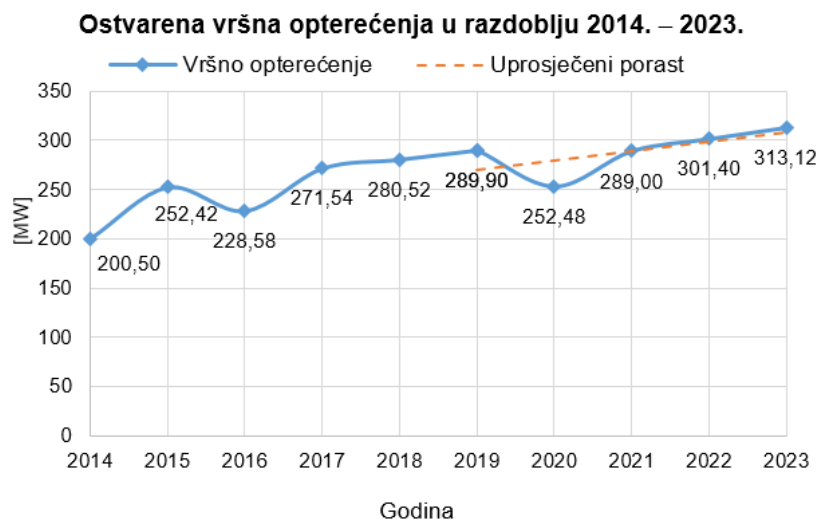


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

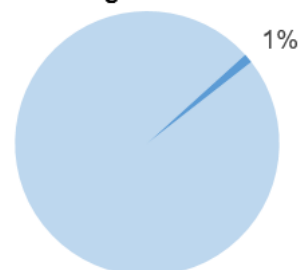


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

11. Elektroistra Pula



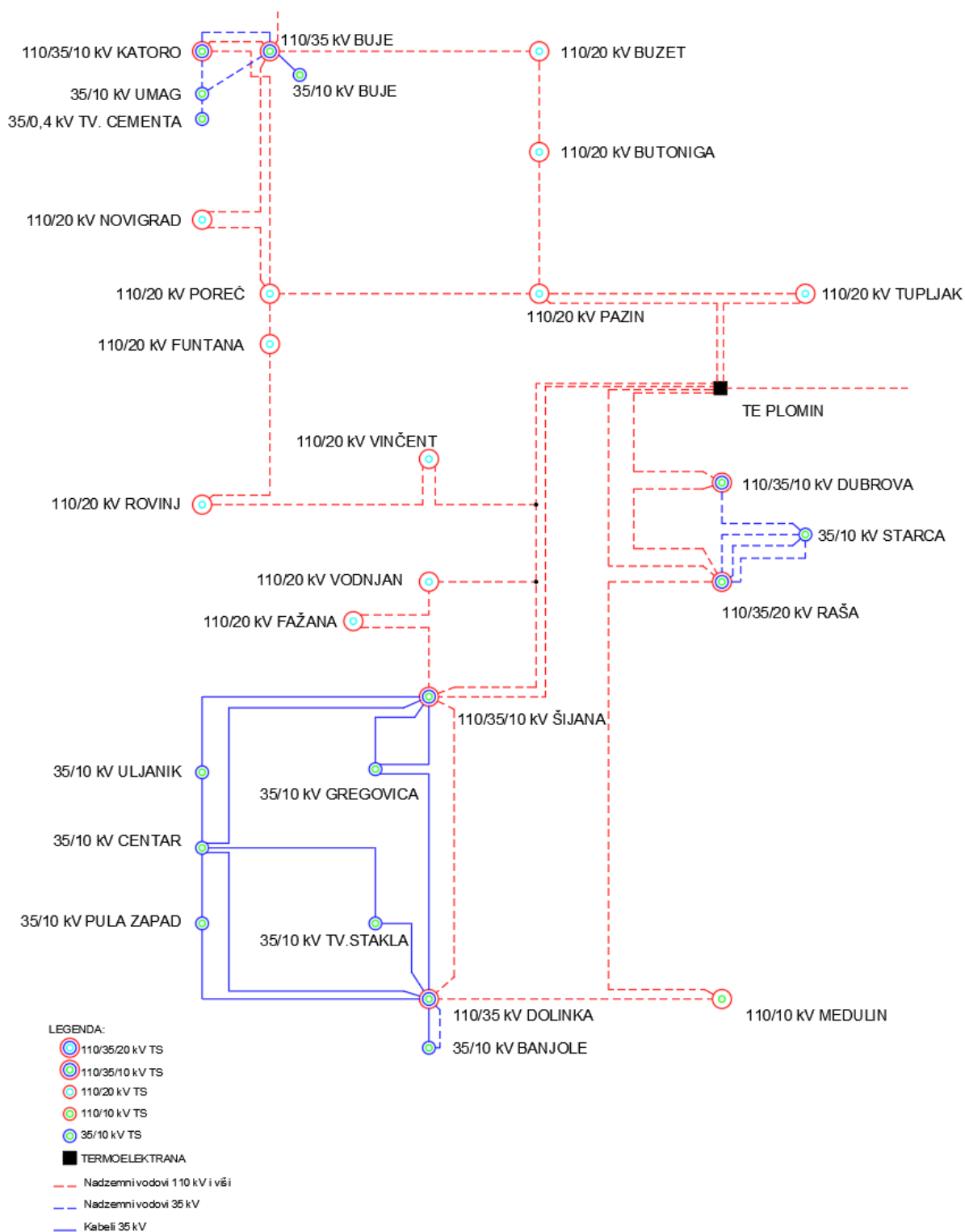
Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini



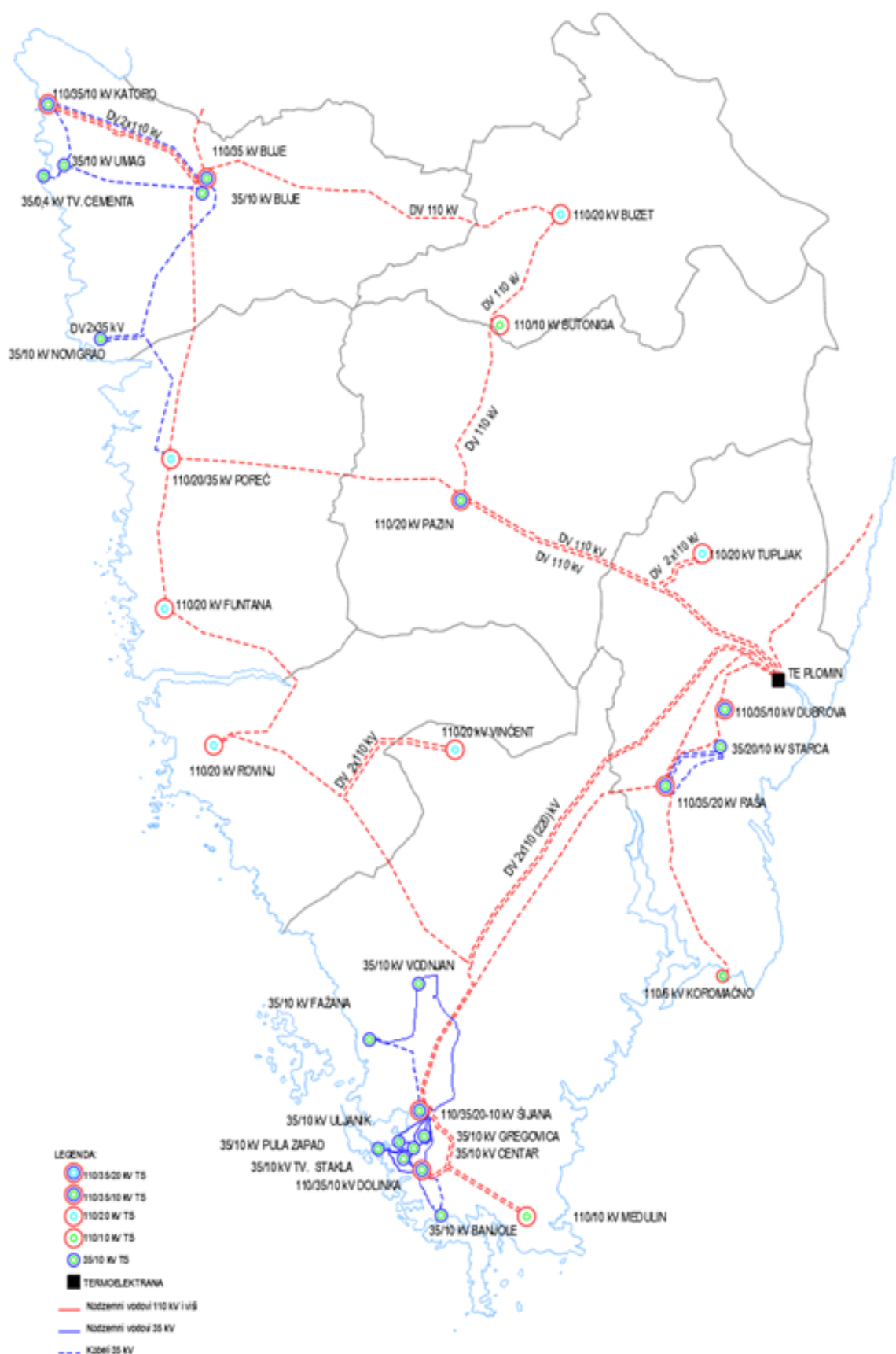
Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 56,17%
 Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 3,89%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
DOLINKA	110/35 kV	80	34,27	42,8%	
BANJOLE	35/10 kV	16	10,09	63,1%	
TVORNICA STAKLA	35/10 kV	7	2,50	38,5%	
PULA ZAPAD	35/10 kV	16	9,34	58,4%	
PULA CENTAR	35/10 kV	24	14,86	61,9%	
ŠIJANA	110/35 kV	80	25,48	31,9%	
ŠIJANA	35/20 kV	8	0,15	1,9%	
GREGOVICA	35/10 kV	8	6,53	81,6%	
ULJANIK	35/10 kV	24	0,00	0,0%	
FAŽANA	35/10 kV	16	13,48	84,3%	
VODNJAN	35/10 kV	16	7,44	46,5%	
RAŠA	110/35 kV	40	10,53	26,3%	0,6
	110/20 kV	20	11,75	58,8%	
	35/20 kV	8	3,70	46,3%	
STARCA	35/20 kV	8	5,53	69,1%	
	35/10 kV	8	6,74	84,3%	
TUPLJAK	110/20 kV	40	7,79	19,5%	
PAZIN	110/20 kV	40	16,69	41,7%	0,3
TURNINA	110/20 kV	80	32,01	40,0%	
POREČ	110/20 kV	80	53,33	66,7%	3,0
	35/20 kV	16	14,23	88,9%	
NOVIGRAD	35/10 kV	24	14,71	61,3%	
BUJE	110/35 kV	40	31,64	79,1%	
BUJE	35/20 kV	4	4,17	104,3%	
BUJE	35/10 kV	16	7,23	45,2%	
UMAG	35/10 kV	16	8,40	52,5%	
BUZET	110/20 kV	40	10,03	25,1%	
DUBROVA	110/35 kV	20	7,82	39,1%	
	35/10 kV	16	7,82	48,9%	
FUNTANA	110/20 kV	40	29,24	73,1%	
KATORO	110/35 kV	20	4,77	23,9%	
	110/10 kV	20	15,17	75,9%	
	35/10 kV	16	4,95	30,9%	
VINČENT	110/20 kV	40	13,07	32,7%	2,0
MEDULIN	110/10 kV	40	14,85	37,1%	



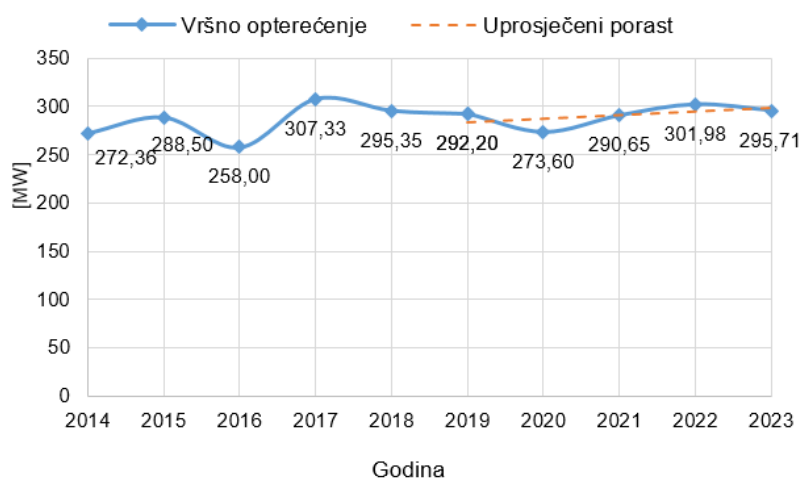
Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



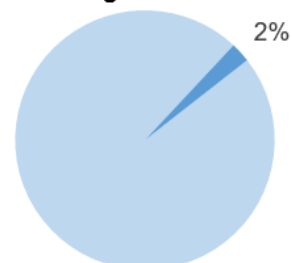
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

12. Elektroprimorje Rijeka

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2014. – 2023.



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini

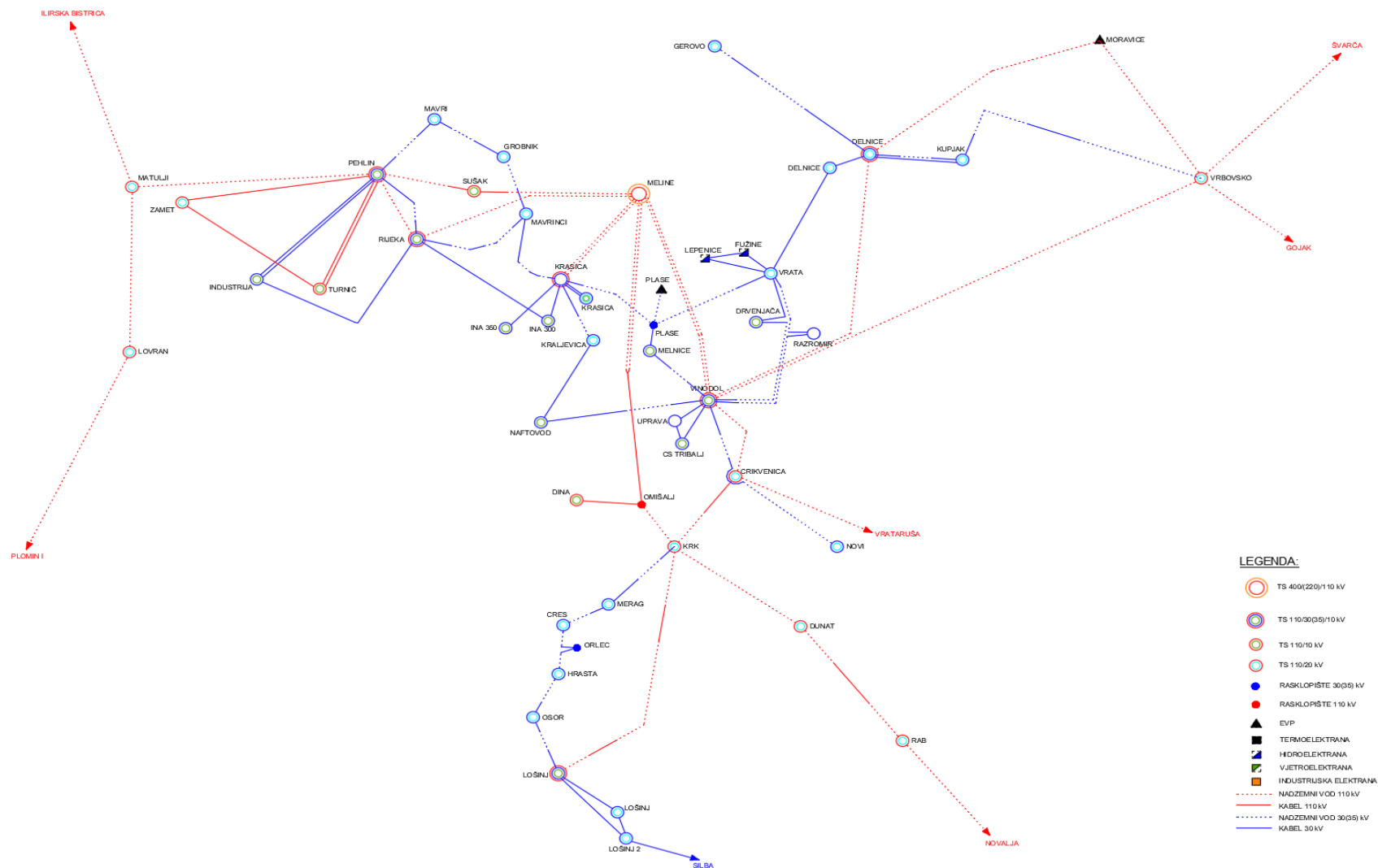


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 8,57%
 Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -2,08%

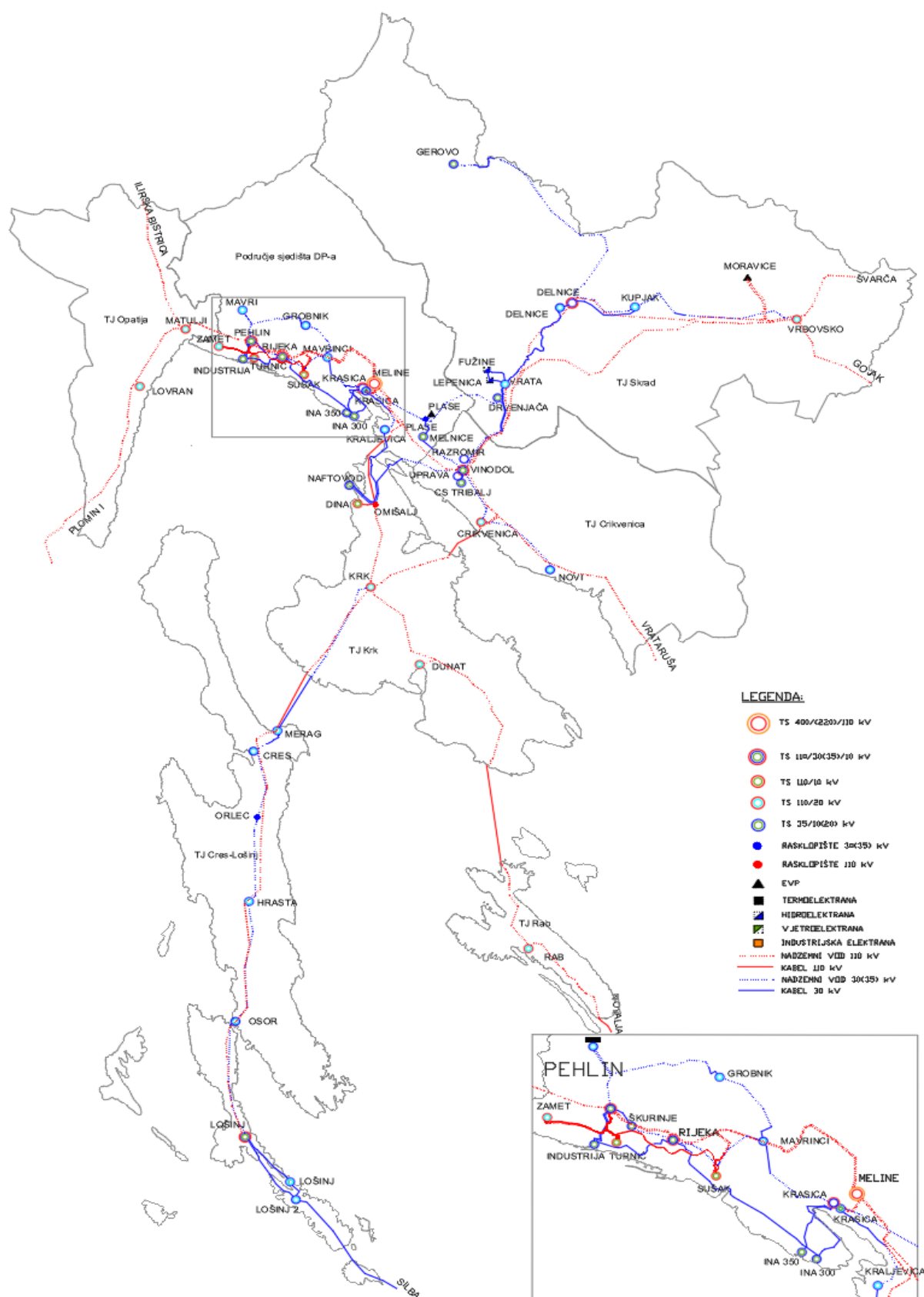
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
LOŠINJ	110/35 kV	40	19,68	49,2%	
LOŠINJ	35/10 kV	7	0,80	12,3%	
LOŠINJ	35/20 kV	16	4,74	29,6%	
LOŠINJ 2	35/20 kV	16	8,19	51,2%	
KRALJEVICA	35/20 kV	16	4,38	27,4%	
OSOR	35/20 kV	4	2,67	66,8%	
HRASTA	35/20 kV	8	2,01	25,1%	
DELNICE	110/35 kV	40	20,74	51,9%	0,7
DELNICE	35/20 kV	16	5,70	35,6%	
VRATA	35/20 kV	16	7,01	43,8%	6,3
KUPJAK	35/20 kV	16	4,96	31,0%	1,6
GEROVO	35/20 kV	8	2,88	36,0%	1,3
PEHLIN	110/35 kV	120	26,99	22,5%	
INDUSTRIJA	35/10 kV	32	5,94	18,6%	
MAVRI	35/20 kV	32	14,07	44,0%	1,7
ZAMET	110/20 kV	80	18,77	23,5%	
RIJEKA	110/35 kV	72	11,47	16,0%	0,2
	110/10 kV	40	28,07	70,2%	
ŠKURINJSKA DRAGA	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
KRASICA	110/35 kV	80	35,19	44,0%	10,0
MAVRINCI	35/20 kV	16	11,40	71,3%	1,5
GROBNIK	35/20 kV	16	7,80	48,8%	
KRASICA	35/20 kV	24	5,41	22,5%	
	35/10 kV	8	2,65	33,1%	
VINODOL	110/35 kV	40	20,27	50,7%	
NOVI	35/20 kV	16	10,35	64,7%	
CRIKVENICA	110/20 kV	60	27,85	46,4%	
DUNAT	110/20 kV	40	22,57	56,4%	
KRK	110/35 kV	20	14,32	71,6%	
	110/20 kV	40	26,13	65,3%	
	35/20 kV	8	0,00	0,0%	
CRES	35/20 kV	16	5,63	35,2%	
LOVRAN	110/20 kV	40	15,58	39,0%	
MATULJI	110/20 kV	80	29,44	36,8%	
RAB	110/20 kV	40	18,68	46,7%	
SUŠAK	110/10 kV	80	28,64	35,8%	2,2
VRBOVSKO	110/20 kV	40	2,44	6,1%	1,9
TURNIĆ	110/10 kV	80	36,14	45,2%	

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

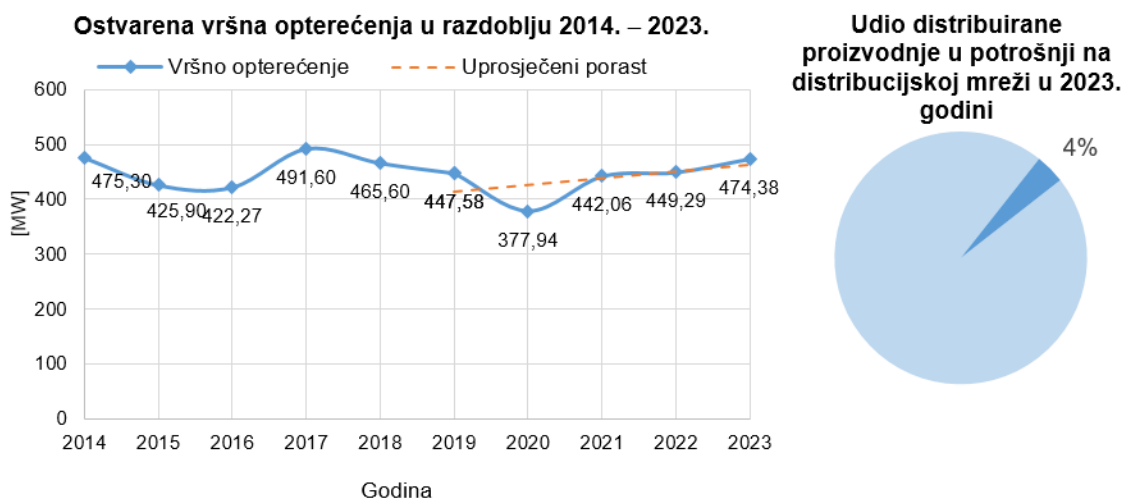


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

13. Elektrodalmacija Split



Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -0,19%

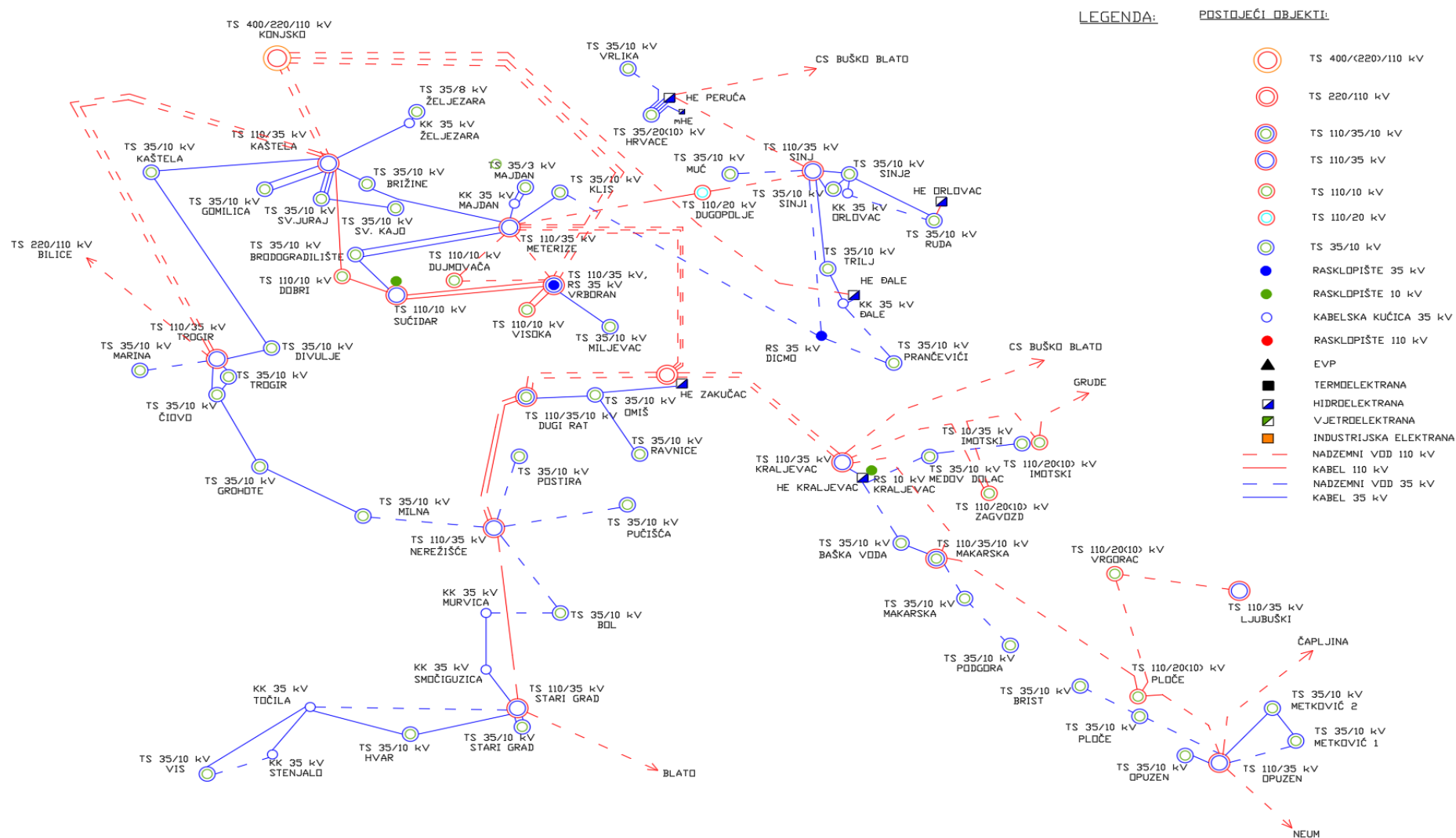
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 5,58%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

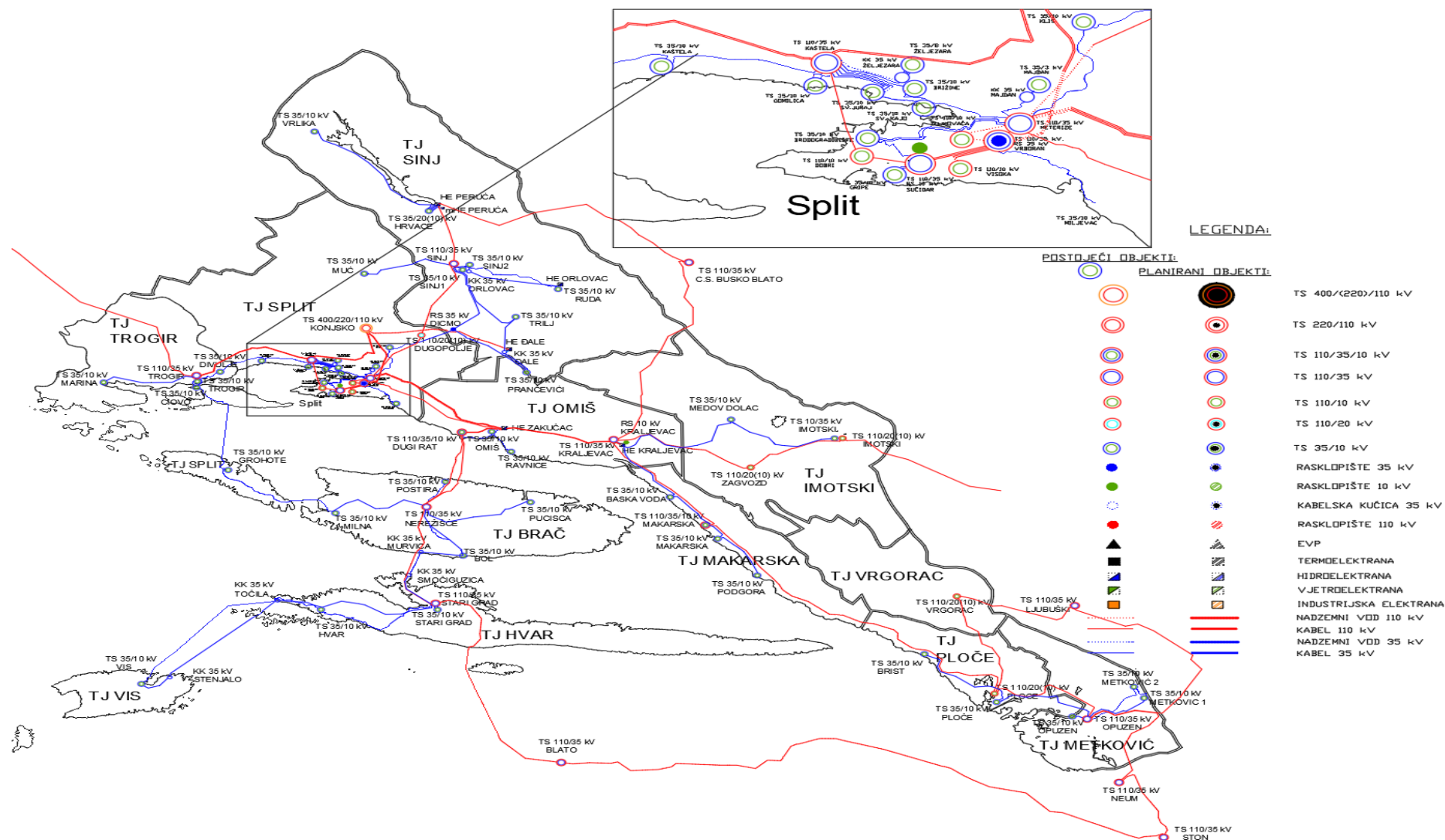
NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
SUČIDAR	110/10 kV	120	41,57	34,6%	
BRODOGRADILIŠTE	35/10 kV	48	9,76	20,3%	
MAKARSKA	110/35 kV	40	34,01	85,0%	
	110/10 kV	40	25,47	63,7%	
	35/10 kV	16	13,70	85,6%	
MAKARSKA	35/10 kV	16	6,65	41,6%	
BAŠKA VODA	35/10 kV	32	14,68	45,9%	
PODGORA	35/10 kV	32	12,45	38,9%	
NEREŽIŠĆA	110/35 kV	40	31,98	80,0%	
BOL	35/10 kV	16	6,97	43,6%	
MILNA	35/10 kV	8	5,62	70,3%	
POSTIRA	35/10 kV	16	12,54	78,4%	
PUČIŠĆA	35/10 kV	12	3,99	33,3%	
KAŠTELA	110/35 kV	189	54,62	28,9%	
KAŠTELA	35/10 kV	16	17,08	106,8%	
BRIŽINE	35/10 kV	16	6,70	41,9%	
GOMILICA	35/10 kV	32	14,64	45,8%	

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
SINJ	110/35 kV	80	33,92	42,4%	
HRVACE	35/10 kV	8	2,82	35,3%	6,8
MUČ	35/10 kV	8	3,36	42,0%	
SINJ 1	35/10 kV	16	10,50	65,6%	
SINJ 2	35/10 kV	16	9,52	59,5%	0,4
PRANČEVIĆI	35/10 kV	8	2,50	31,3%	1,6
RUDA	35/10 kV	8	3,46	43,3%	
TRILJ	35/10 kV	8	6,55	81,9%	
VRLIKA	35/10 kV	3	1,75	70,0%	2,1
TROGIR	110/35 kV	126	52,32	41,5%	
GROHOTE	35/10 kV	8	3,94	49,3%	
ČIOVO	35/10 kV	32	17,79	55,6%	
DIVULJE	35/10 kV	16	9,19	57,4%	
MARINA	35/10 kV	16	9,96	62,3%	
TROGIR	35/10 kV	16	15,14	94,6%	0,4
STARI GRAD	110/35 kV	80	29,60	37,0%	
STARI GRAD	35/10 kV	32	12,73	39,8%	
HVAR	35/10 kV	32	10,83	33,8%	
VIS	35/10 kV	16	6,53	40,8%	3,5
VRBORAN	110/35 kV	40	16,66	41,7%	
MILJEVAC	35/10 kV	16	16,50	103,1%	
METERIZE	110/35 kV	80	15,46	19,3%	
KLIS	35/10 kV	16	4,59	28,7%	
KRALJEVAC	110/35 kV	20	13,72	68,6%	4,8
KRALJEVAC	35/10 kV	8	5,64	70,5%	10,0
MEDOV DOLAC	35/10 kV	8	3,00	37,5%	
DUGI RAT	110/35 kV	20	10,72	53,6%	1,0
	110/10 kV	20	6,42	32,1%	
OMIŠ	35/10 kV	16	10,61	66,3%	
RAVNICE	35/10 kV	16	6,29	39,3%	
OPUZEN	110/35 kV	72	22,69	31,7%	
METKOVIĆ 1	35/10 kV	16	8,38	52,4%	
METKOVIĆ 2	35/10 kV	8	4,68	58,5%	
OPUZEN	35/10 kV	8	5,92	74,0%	
BRIST	35/10 kV	16	7,49	46,8%	
IMOTSKI	110/10 kV	40	15,77	39,4%	
IMOTSKI	35/10 kV	16	2,87	17,9%	
DOBRI	110/10 kV	80	38,61	48,3%	
DUGOPOLJE	110/20 kV	40	9,31	23,3%	
DUJMOVAČA	110/10 kV	80	37,03	46,3%	0,5
PLOČE	110/10 kV	40	8,21	20,5%	
VISOKA	110/10 kV	120	61,84	51,5%	
VRGORAC	110/10 kV	40	6,75	16,9%	
ZAGVOZD	110/10 kV	40	2,19	5,5%	
ZAKUČAC	110/35 kV	40	16,93	42,3%	



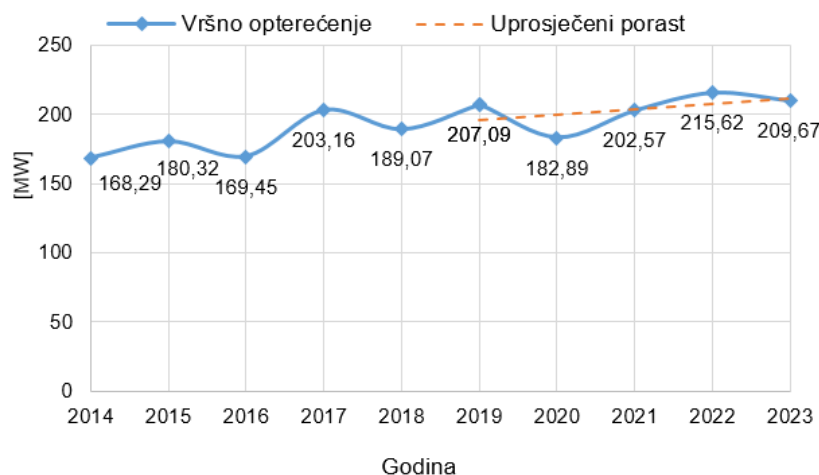
Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



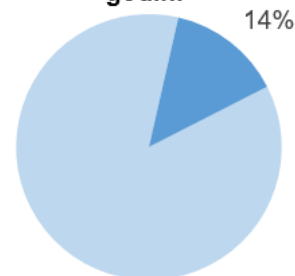
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

14. Elektra Zadar

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2014. – 2023.



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini



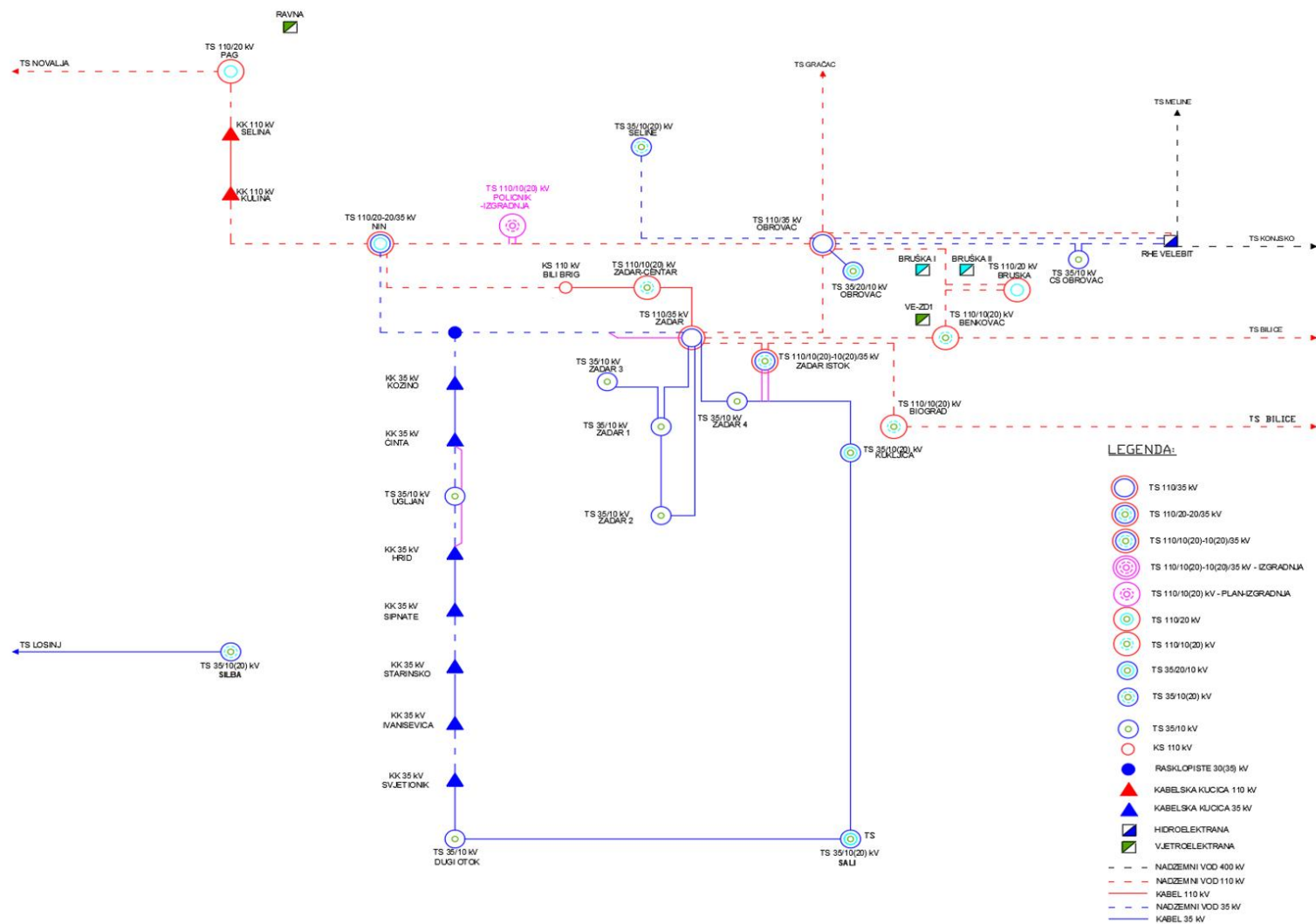
Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 24,59%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -2,76%

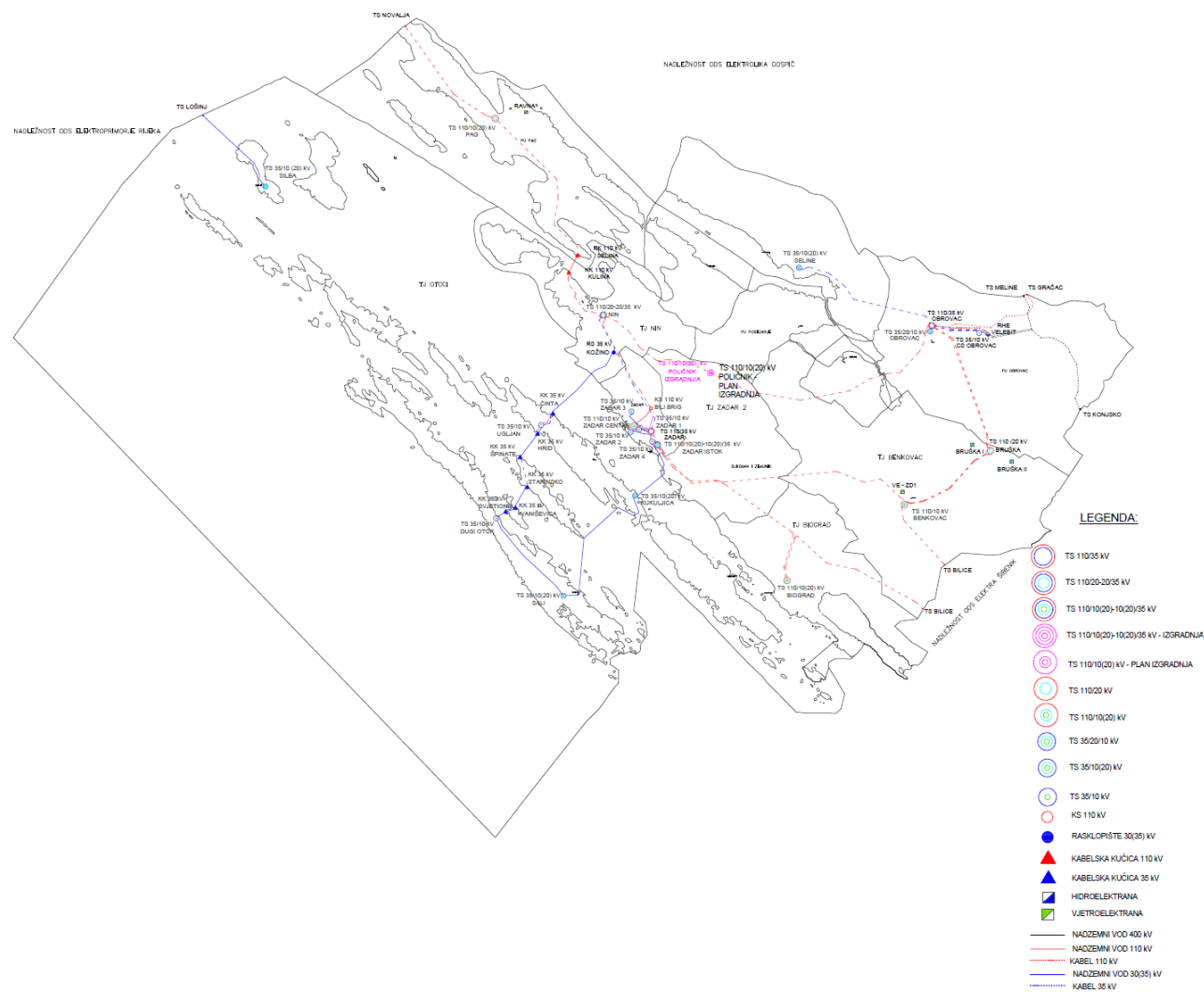
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
ZADAR 1	110/35 kV	103	39,94	38,8%	
ZADAR 1	35/10 kV	28	11,25	40,2%	
ZADAR 2	35/10 kV	16	4,86	30,3%	
ZADAR 3	35/10 kV	24	12,95	53,9%	
ZADAR 4	35/10 kV	32	8,86	27,7%	
UGLJAN	35/10 kV	8	4,46	55,7%	
DUGI OTOK	35/10 kV	8	2,13	26,6%	
KUKLJICA	35/10 kV	12	4,50	37,5%	
SALI	35/10 kV	16	1,53	9,5%	
SILBA	35/10 kV	8	2,03	25,3%	
ZADAR ISTOK	110/10 kV	80	27,35	34,2%	
	35/10 kV	16	1,14	7,1%	
OBROVAC	110/35 kV	40	18,44	46,1%	15,0
OBROVAC	35/10 kV	16	5,91	36,9%	
	20/10 kV	4	0,00	0,0%	
SELINE	35/10 kV	16	10,48	65,5%	
BENKOVAC	110/10 kV	40	11,74	29,4%	14,1
BIOGRAD	110/10 kV	40	30,48	76,2%	
NIN	110/20 kV	40	35,79	89,5%	
	35/20 kV	8	6,07	75,8%	
PAG	110/10 kV	36	8,95	24,9%	6,0
ZADAR CENTAR	110/10 kV	80	47,91	59,9%	

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



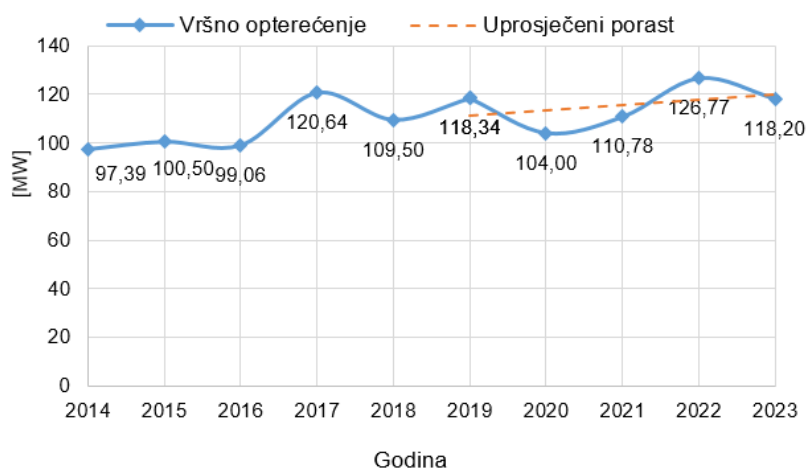
Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

15. Elektra Šibenik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2014. – 2023.



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini

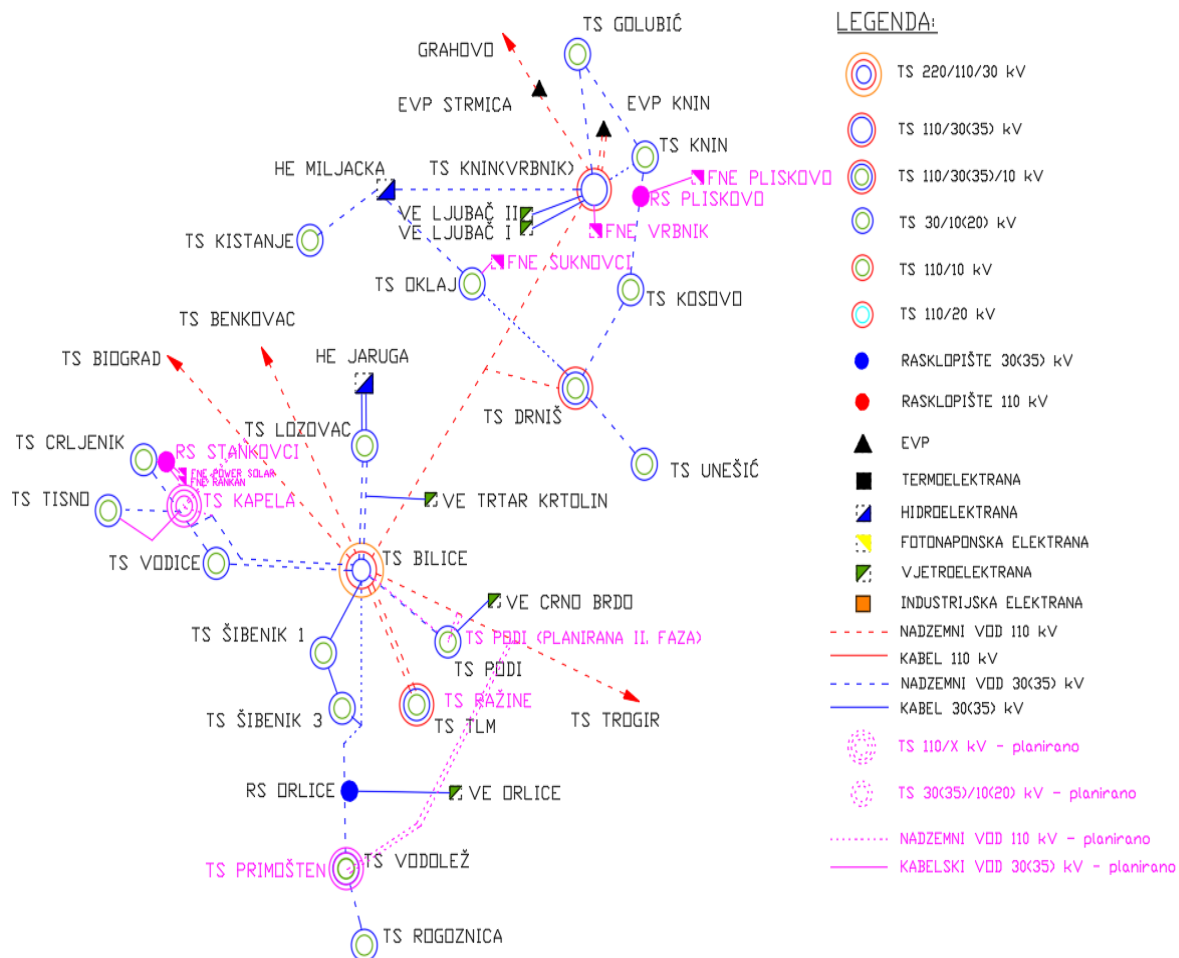


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 21,37%

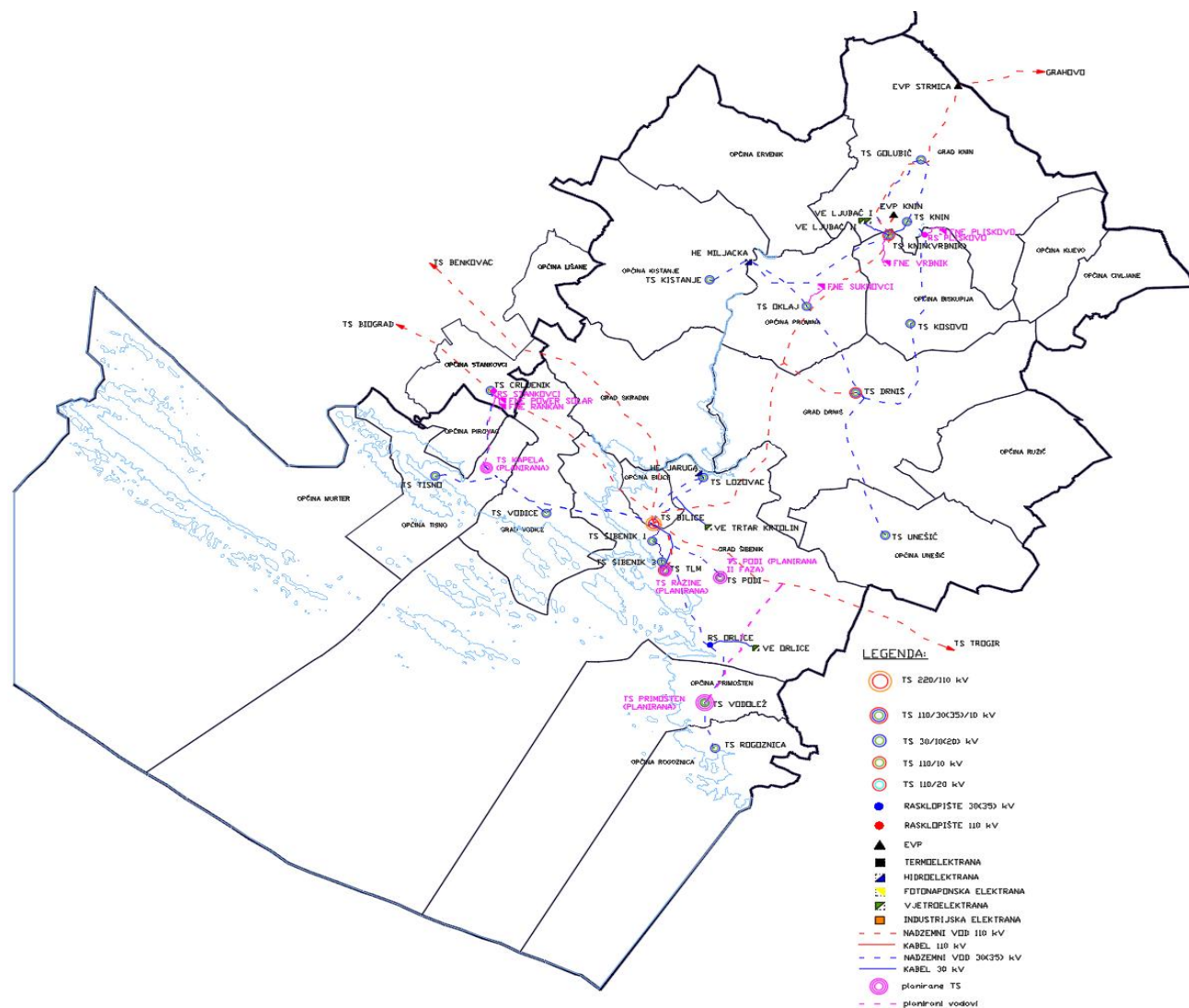
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -6,76%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
BILICE	110/30 kV	189	103,70	54,9%	13,7
TISNO	30/10 kV	24	15,30	63,8%	
STANKOVCI	30/10 kV	7	4,20	61,2%	1,0
VODICE	30/10 kV	32	22,90	71,6%	
ŠIBENIK 1	30/10 kV	24	16,10	67,1%	
ŠIBENIK 3	30/10 kV	32	20,50	64,1%	9,9
PRIMOŠTEN	30/10 kV	11	7,50	65,6%	
ROGOZNICA	30/10 kV	12	9,10	75,8%	
LOZOVAC	30/10 kV	8	5,30	66,3%	0,8
PODI	30/10 kV	16	7,60	47,5%	10,2
DRNIŠ	110/35 kV	16	11,15	69,7%	0,8
	110/10 kV	20	9,29	46,5%	
	35/10 kV	8	7,34	91,8%	
UNEŠIĆ	35/10 kV	7	1,10	16,9%	
OKLAJ	35/10 kV	7	0,80	12,3%	
KNIN	110/35 kV	80	-49,76	-62,2%	53,9
KNIN	35/10 kV	32	8,30	25,9%	
KISTANJE	35/10 kV	8	2,20	27,5%	
GOLUBIĆ	35/10 kV	7	0,80	12,3%	6,5
KOSOVO	35/10 kV	5	1,80	36,0%	
HE MILJACKA	35/10 kV	3	2,00	80,0%	



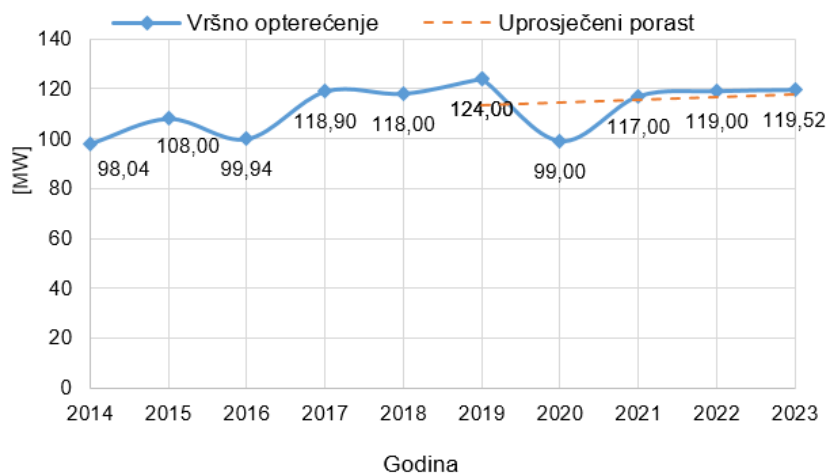
Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



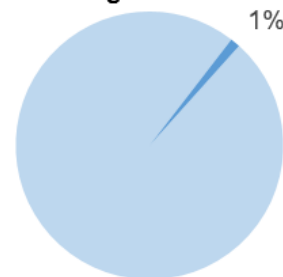
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

16. Elektrojug Dubrovnik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2014. – 2023.



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini

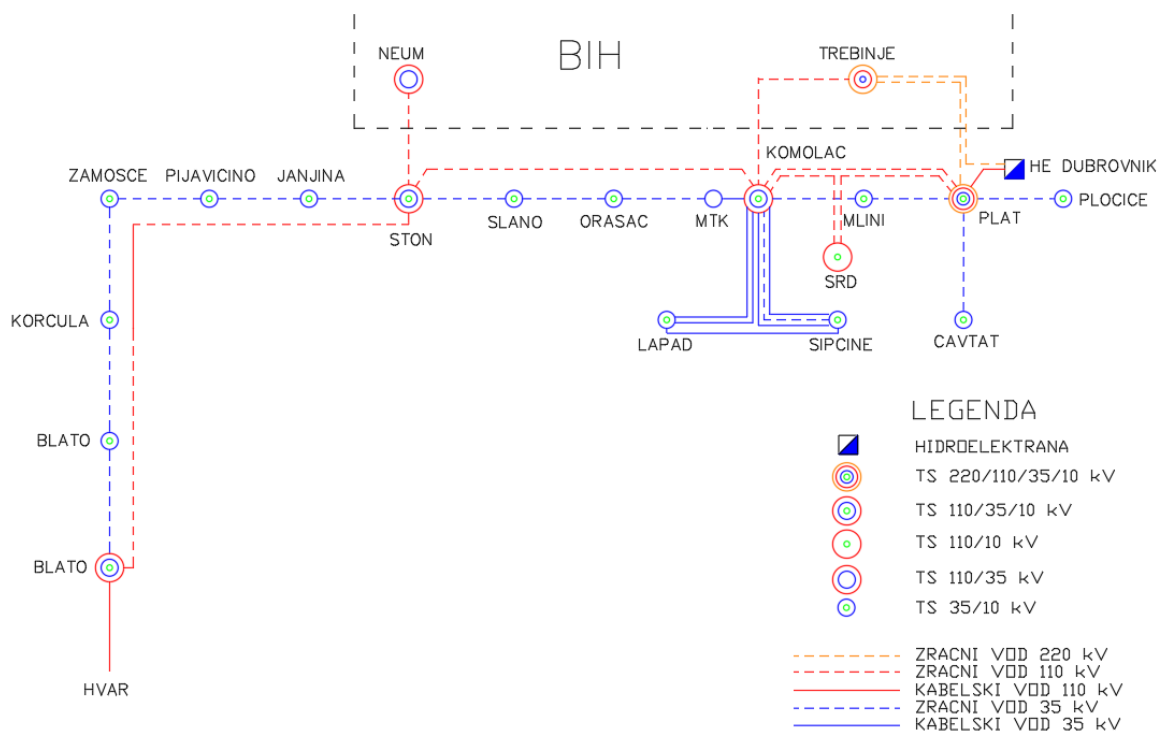


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 21,91%

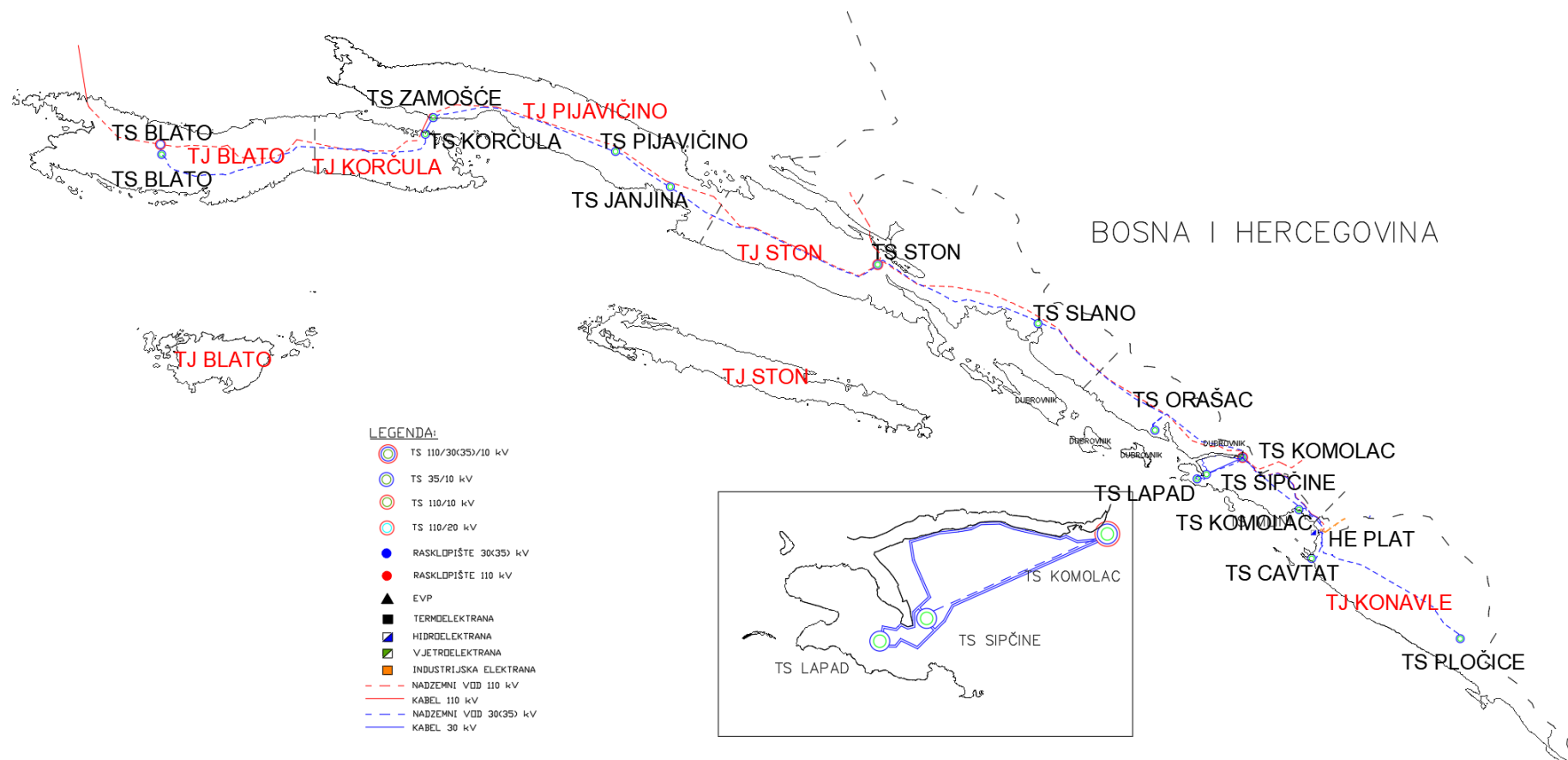
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 0,44%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
BLATO	110/35 kV	40	18,71	46,8%	
	110/10 kV	20	0,30	1,5%	
	35/10 kV	16	9,85	61,6%	
BLATO	35/10 kV	12	9,85	82,1%	
KORČULA	35/10 kV	12	8,87	73,9%	
STON	110/35 kV	40	22,80	57,0%	
	35/10 kV	8	3,67	45,9%	
ZAMOŠĆE	35/10 kV	16	9,40	58,8%	
JANJINA	35/10 kV	8	2,99	37,4%	
PUJAVIČINO	35/10 kV	7	3,45	53,1%	
KOMOLAC	110/35 kV	126	48,29	38,3%	
	35/10 kV	16	6,97	43,6%	
SLANO	35/10 kV	5	4,02	80,4%	
ORAŠAC	35/10 kV	8	7,79	97,4%	
LAPAD	35/10 kV	32	18,45	57,7%	
ŠIPČINE	35/10 kV	32	10,19	31,8%	
PLAT	110/35 kV	20	18,71	93,6%	
	110/10 kV	20	0,40	2,0%	
	35/10 kV	16	7,50	46,9%	
MLINI	35/10 kV	12	8,37	69,8%	2,1
CAVTAT	35/10 kV	16	9,30	58,1%	
PLOČICE	35/10 kV	7	3,34	51,4%	
SRĐ	110/10 kV	80	19,40	24,3%	

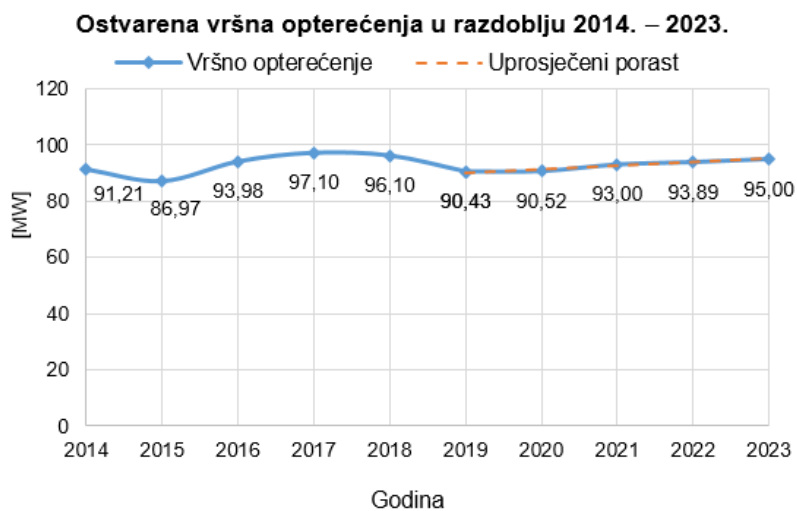


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

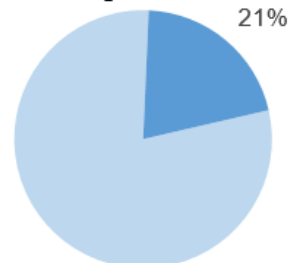


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

17. Elektra Karlovac



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini

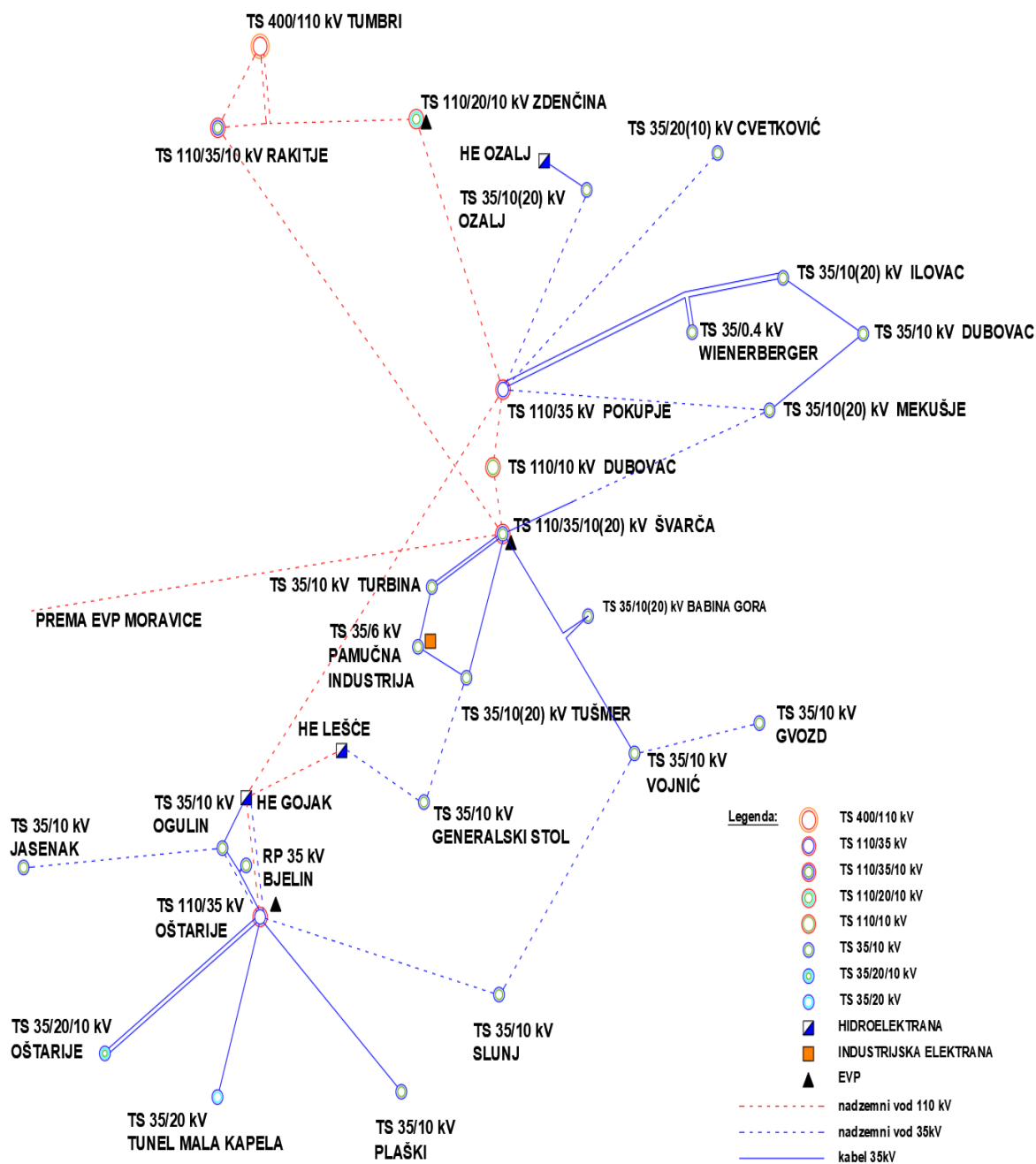


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 4,16%

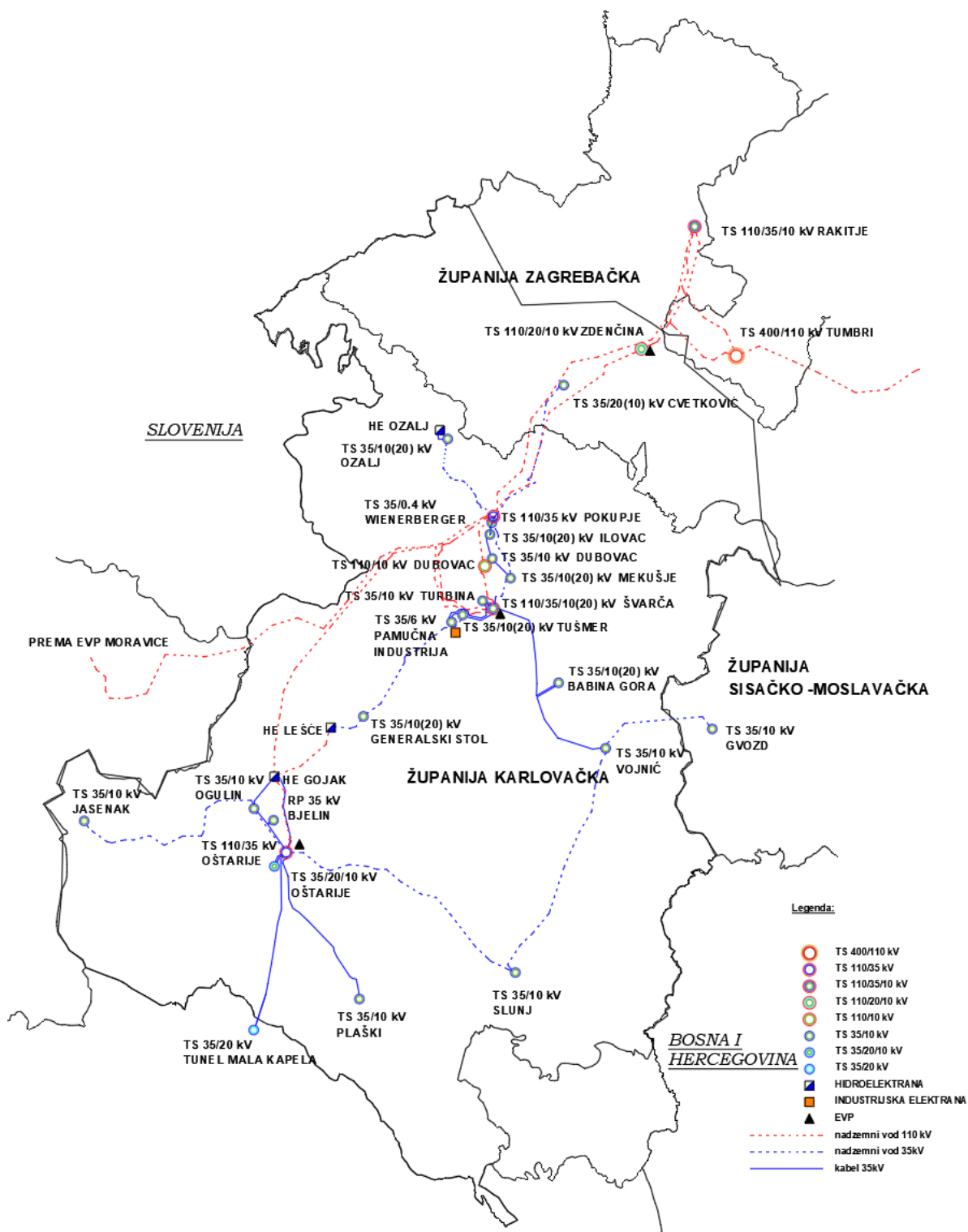
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 1,18%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
POKUPJE	110/35 kV	80	21,55	26,9%	
CVETKOVIĆ	35/20 kV	8	5,60	70,0%	
OZALJ	35/20 kV	8	2,68	33,5%	1,0
OZALJ	35/10 kV	8	5,95	74,4%	5,0
OZALJ	20/10 kV	4	2,95	73,8%	
HE OZALJ 2	35/10 kV	8	5,75	71,9%	4,6
ILOVAC	35/20 kV	16	6,76	42,3%	5,0
	35/10 kV	8	5,55	69,4%	
DUBOVAC	35/10 kV	16	0,00	0,0%	0,3
MEKUŠJE	35/20 kV	8	4,71	58,9%	0,5
	35/10 kV	8	4,50	56,3%	
ŠVARČA	110/35 kV	40	11,93	29,8%	4,0
	110/10 kV	22	9,23	42,0%	
TUŠMER	35/10 kV	8	5,57	69,6%	
GENERALSKI STOL	35/10 kV	8	2,63	32,9%	1,3
TURBINA	35/10 kV	12	0,80	7,0%	
VOJNIĆ	35/10 kV	8	2,76	34,5%	
OŠTARIJE	110/35 kV	40	19,49	48,7%	0,3
OŠTARIJE	35/20 kV	8	2,35	29,4%	4,9
	35/10 kV	8	5,73	71,6%	
OGULIN	35/10 kV	16	7,47	46,7%	
JASENAK	35/10 kV	5	0,50	10,0%	
PLAŠKI	35/10 kV	5	1,32	26,4%	
SLUNJ	35/10 kV	8	3,19	39,9%	
ZDENČINA	110/20 kV	40	21,46	53,7%	2,4
DUBOVAC	110/20 kV	40	3,65	9,1%	
	110/10 kV	40	14,97	37,4%	

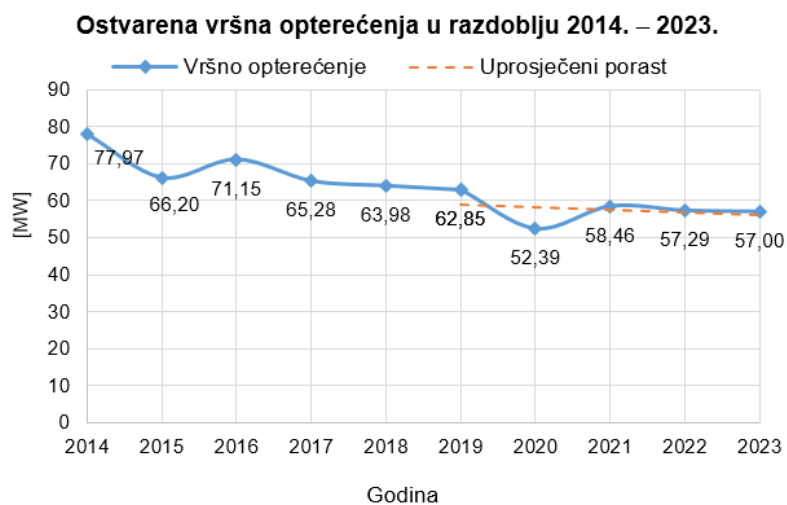


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

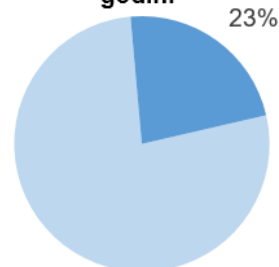


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

18. Elektra Sisak



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini

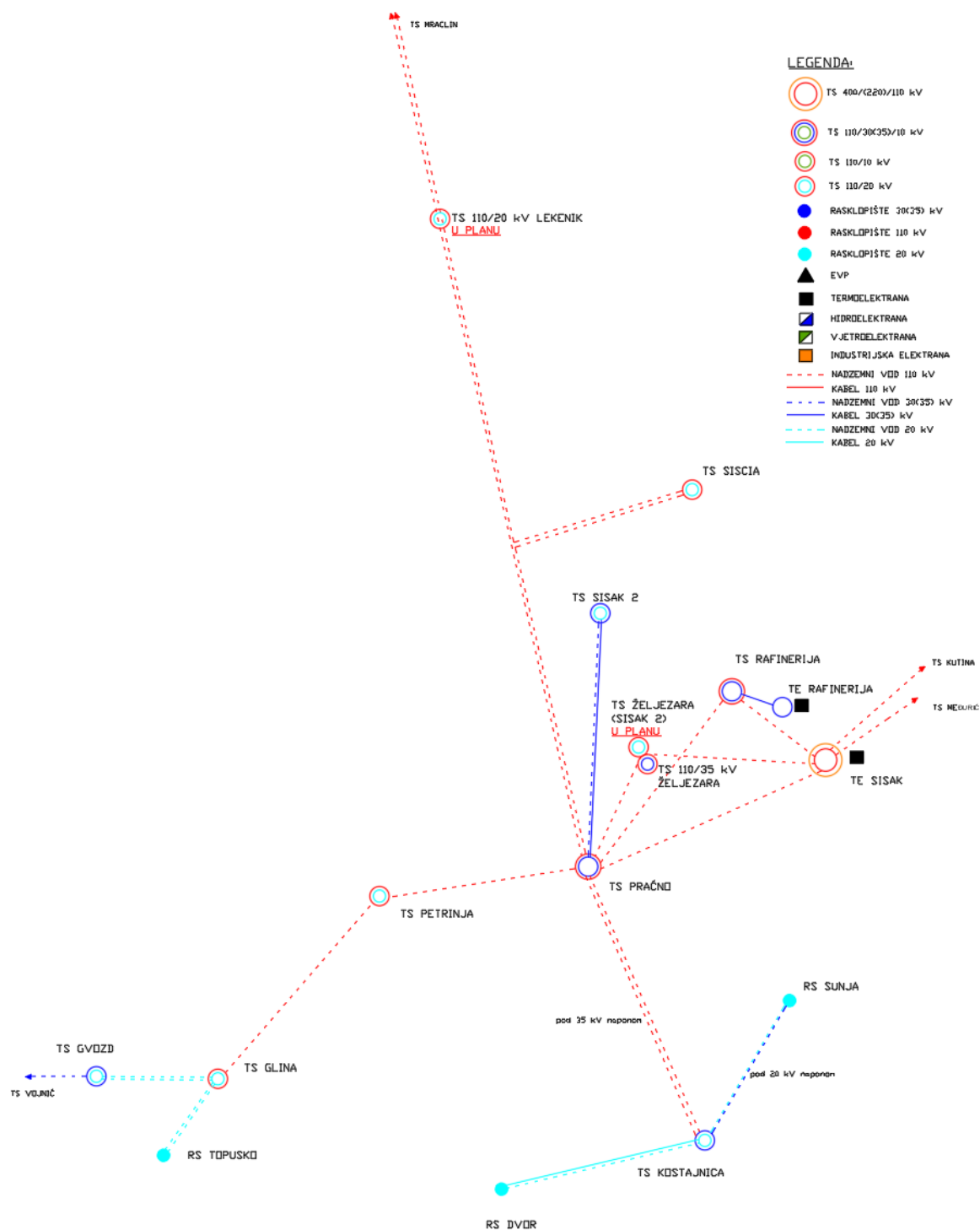


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -26,89%

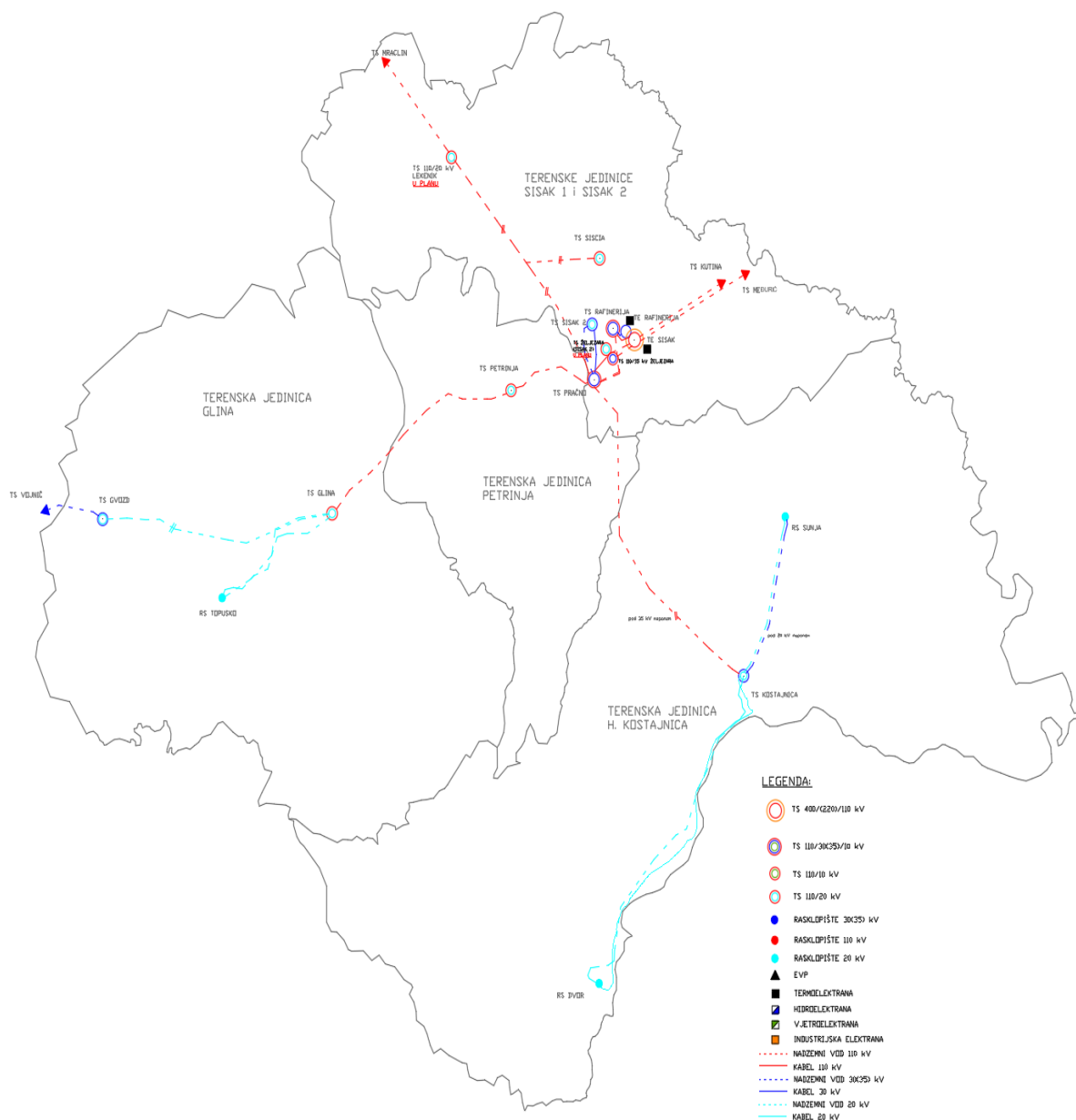
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -0,51%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
PRAČNO	110/35 kV	40	15,77	39,4%	
SISAK 2	35/20 kV	32	11,76	36,8%	3,0
KOSTAJNICA	35/20 kV	16	5,93	37,1%	
SISCIA	110/20 kV	40	21,34	53,4%	2,6
PETRINJA	110/20 kV	40	12,27	30,7%	1,0
GLINA	110/20 kV	40	7,32	18,3%	5,6
GVOZD	35/20 kV	8	0,73	9,1%	
RAFINERIJA	110/35 kV	95	2,99	3,2%	

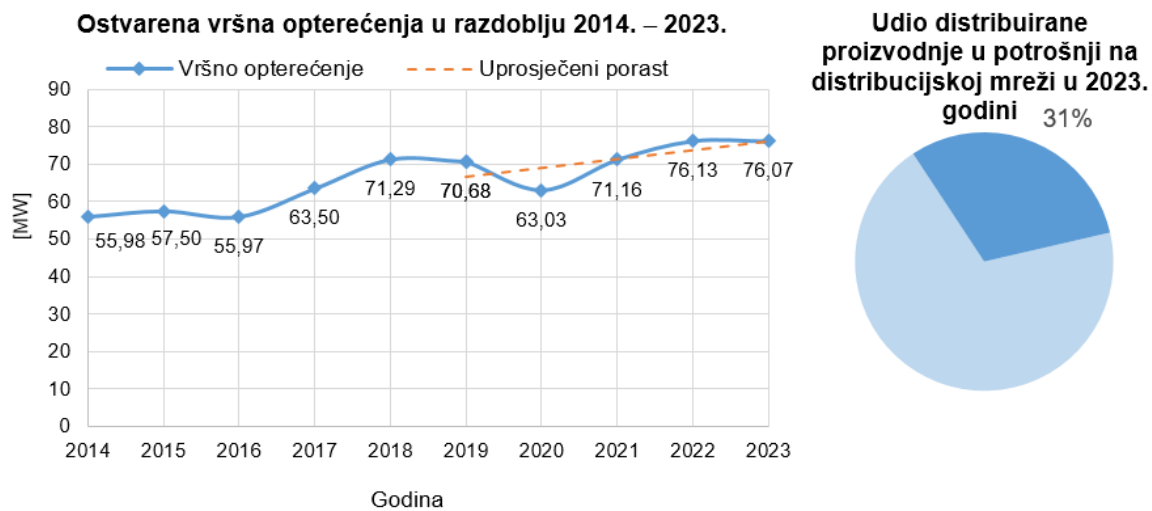


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

19. Elektrolika Gospić



Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 35,89%
 Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -0,08%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
LIČKI OSIČ	110/35 kV	40	27,13	67,8%	1,3
GOSPIĆ	35/10 kV	16	6,11	38,2%	
LIČKI OSIČ	35/10 kV	5	3,18	63,6%	
BUNIĆ	35/10 kV	3	0,30	12,0%	
KORENICA	35/10 kV	8	1,81	22,6%	1,0
UDBINA	35/10 kV	8	1,82	22,8%	1,0
PLITVICE	35/10 kV	7	2,06	31,7%	
RASTOVAČA	35/10 kV	5	2,51	50,2%	
LIČKO PETROVO SELO	35/10 kV	5	1,90	38,0%	
DONJI LAPAC	35/10 kV	5	1,38	27,6%	
SMILJAN	35/20 kV	8	-5,10	-63,8%	4,9
OTOČAC	110/35 kV	40	7,94	19,9%	
	35/10 kV	8	4,95	61,9%	
PERUŠIĆ	35/10 kV	5	2,38	47,6%	
LIČKO LEŠĆE	35/10 kV	5	2,24	44,8%	
VRHOVINE	35/10 kV	5	0,84	16,8%	
BRINJE	220/35 kV	20	-5,04	-25,2%	5,0
BRINJE	35/20 kV	8	1,43	17,9%	
	35/10 kV	8	2,05	25,6%	
TUNEL MALA KAPELA	35/20 kV	16	3,44	21,5%	
HE SENJ	110/35 kV	20	7,04	35,2%	
SENJ	35/20 kV	4	3,36	84,0%	
	35/10 kV	4	1,94	48,5%	
SVETI JURAJ	35/10 kV	4	1,79	44,8%	
BILUČA	35/20 kV	4	1,50	36,6%	
GRAČAC 2 (DOIĆI)	110/35 kV	40	4,65	11,6%	
	35/10 kV	5	1,69	33,8%	
SRB	35/10 kV	4	0,97	23,7%	
LIČKO CERJE	35/10 kV	3	0,80	25,0%	
TUNEL SVETI ROK	35/20 kV	16	1,84	11,5%	
KARLOBAG	110/20 kV	20	2,90	14,5%	
NOVALJA	110/20 kV	40	25,34	63,4%	

LEGENDA:

- TS 220/35 kV
- TS 110/35/10 kV
- TS 110/10 kV
- TS 110/20 kV
- TS 35/20 kV
- TS 35/10 kV
- TS 35/10 kV
- RS 35 kV
- HIDROELEKTRANA
- VJETROELEKTRANA
- TERMOELEKTRANA
- NADZEMNI VOD 110 kV
- PODZEMNI VOD 110 kV
- NADZEMNI VOD 110 POD 35 kV NAPONOM
- NADZEMNI VOD 35 kV
- PODZEMNI VOD 35 kV
- NADZEMNI VOD 35 kV-DEVASTIRAN
- KABEL 10 kV
- UKINUTA POJUNA TOČKA

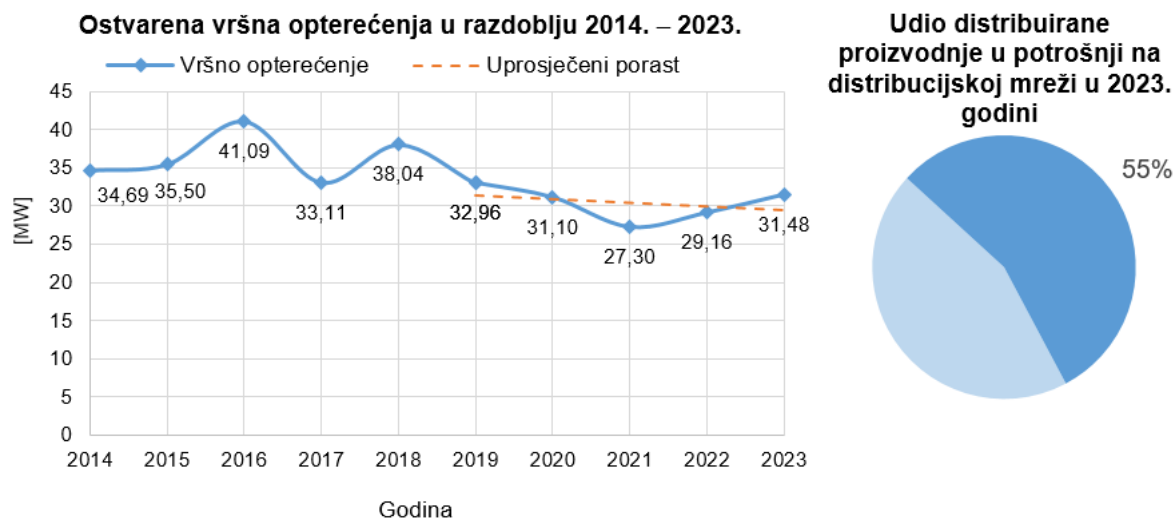
The map illustrates the electrical grid in the Lika region, showing various power lines, substations, and geographical features. The map includes labels for locations like CRIKVENICA, OŠTARIJE, and KARLOBAG. A legend on the right explains the symbols used for different types of power lines and substations.

LEGENDA:

- TS 220/05 kV
- TS 110/35/10 kV
- TS 110/10 kV
- TS 110/20 kV
- TS 35/20 kV
- TS 35/10 kV
- RS 35 kV
- HIĐROELEKTRANA
- VJETROELEKTRANA
- TERMOELEKTRANA
- NADZEMNI VOD 110 kV
- KABEL 110 kV
- NADZEMNI VOD 35 kV
- KABEL 35 kV
- NADZEMNI VOD 35 kV-DEVASTIRAN
- KABEL 10 kV
- GRANICA ELEKTROLIKE
- UKINUTA POJNA TOČKA

252

20. Elektra Virovitica

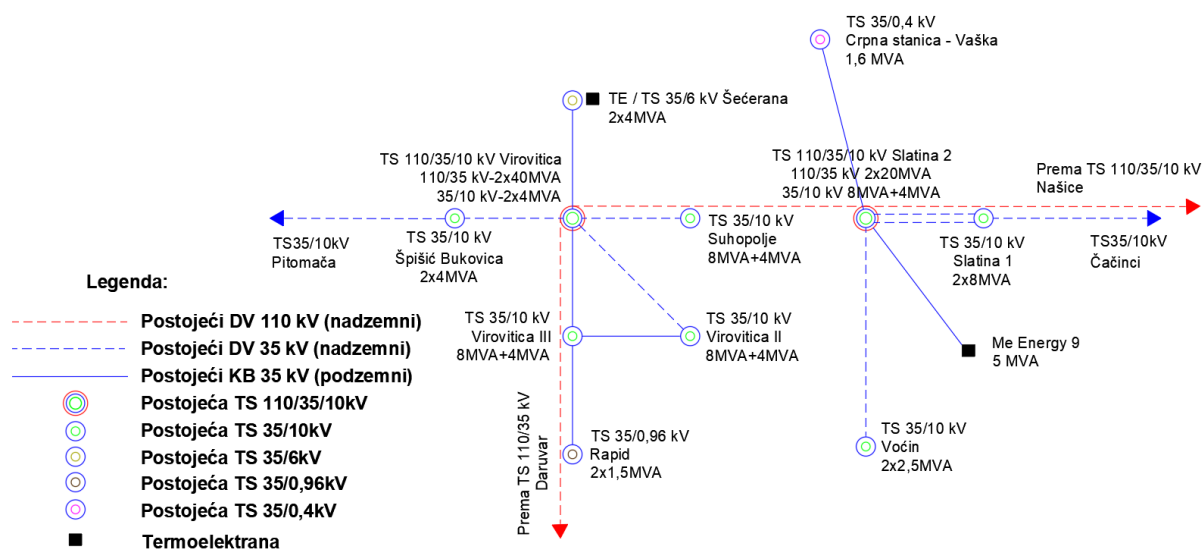


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -9,25%

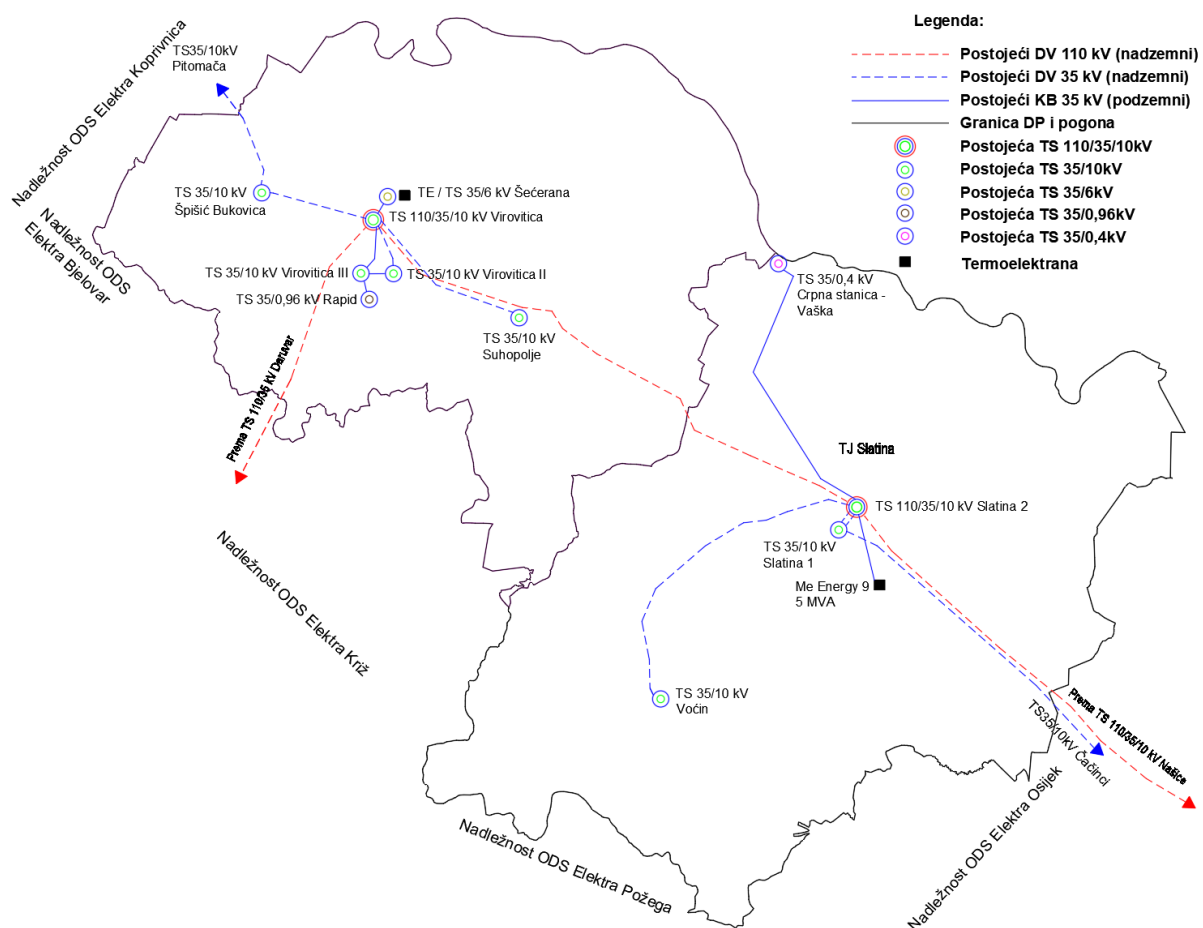
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 7,96%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
VIROVITICA I	110/35 kV	80	16,20	20,3%	7,5
	35/10 kV	12	3,70	30,8%	
VIROVITICA II	35/10 kV	12	4,52	37,6%	
VIROVITICA III	35/10 kV	12	6,02	50,2%	4,6
SUHOPOLJE	35/10 kV	12	3,89	32,4%	
ŠPIŠĆ BUKOVICA	35/10 kV	8	2,29	28,7%	
SLATINA II	110/35 kV	60	13,11	21,8%	8,0
	35/10 kV	12	5,22	43,5%	
SLATINA I	35/10 kV	16	10,90	68,1%	
VOČIN	35/10 kV	5	1,72	34,4%	

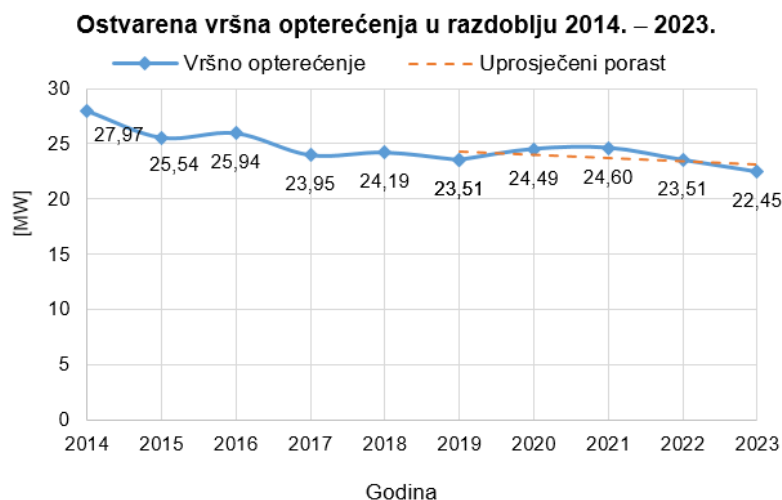


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

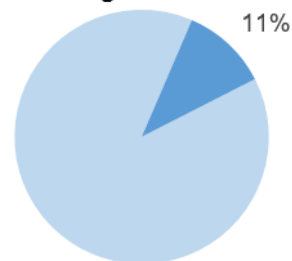


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

21. Elektra Požega



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2023. godini



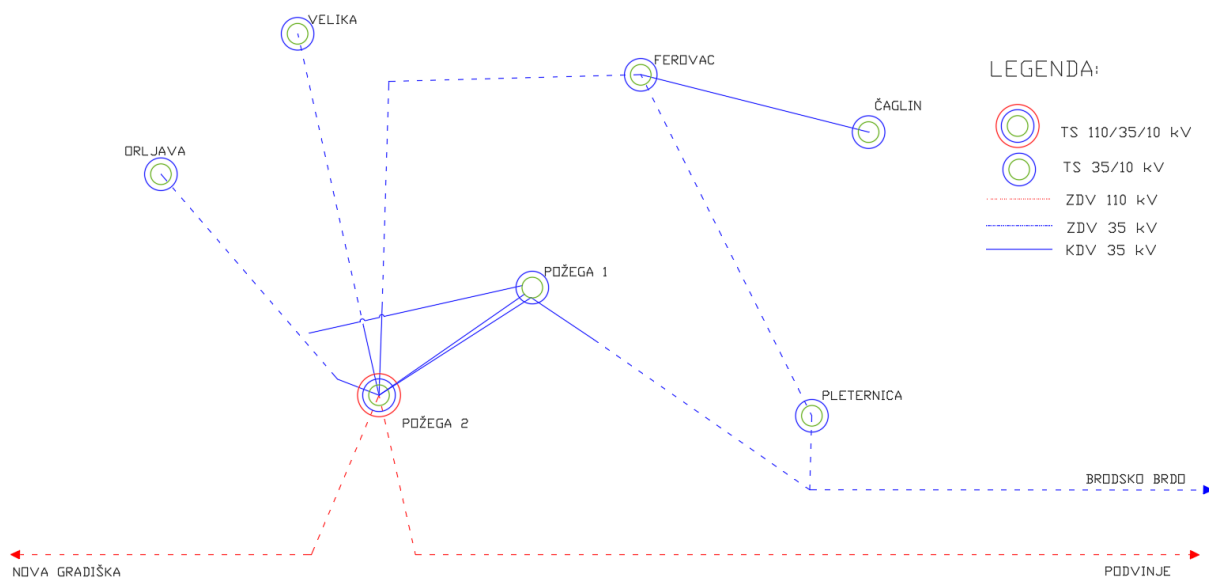
Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -19,74%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -4,51%

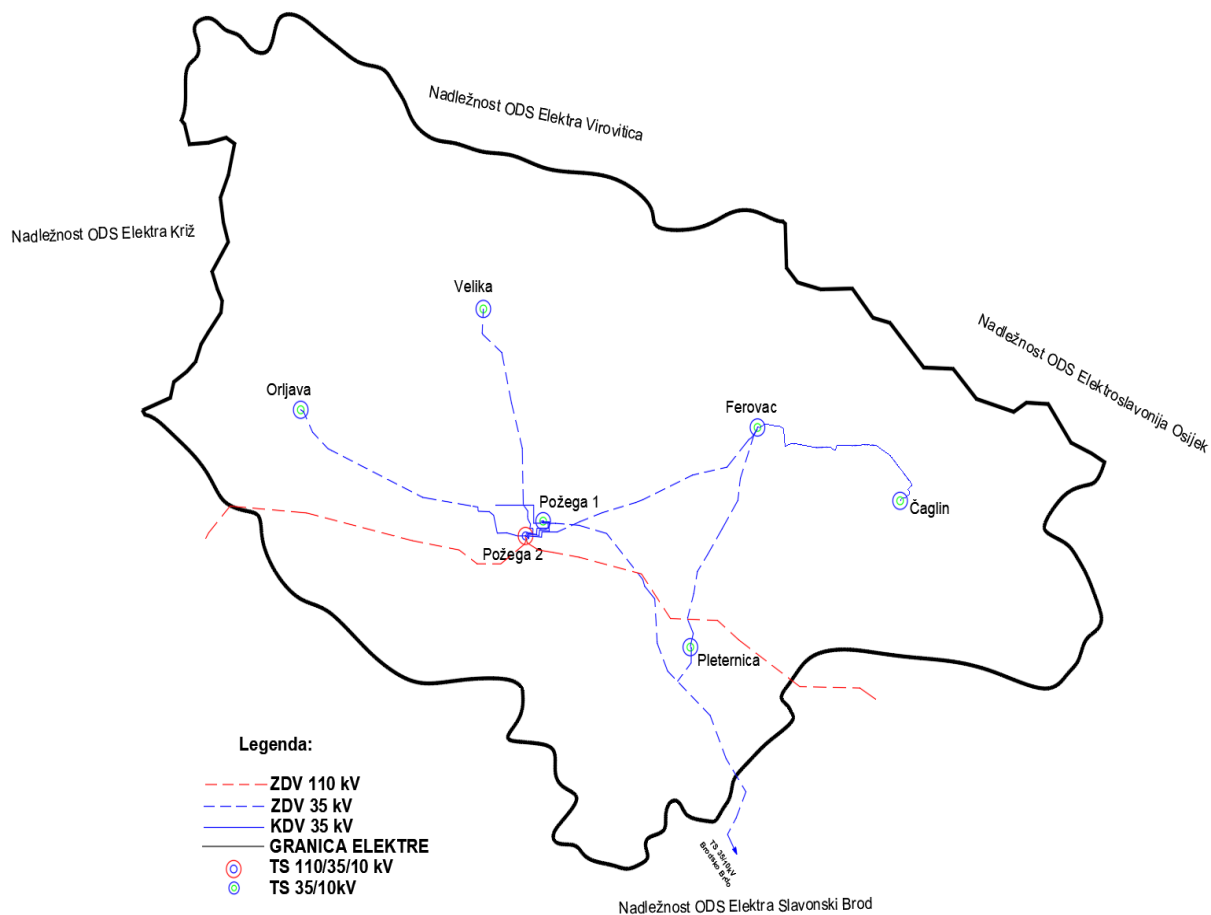
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2023. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2023. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
POŽEGA-2	110/35 kV	80	22,05	27,6%	2,9
	35/10 kV	16	8,51	53,2%	
ČAGLIN	35/10 kV	5	0,68	13,5%	
FEROVAC	35/10 kV	8	2,38	29,8%	
ORLJAVA	35/10 kV	5	1,52	30,3%	
PLETERNICA	35/10 kV	8	3,01	37,6%	
POŽEGA-1	35/10 kV	16	4,39	27,4%	
VELIKA	35/10 kV	8	2,58	32,2%	

Desetogodišnji (2025. – 2034.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

11.5. Popis ključnih uredbi i direktiva EU.

Prema poglavlju 2. popis ključnih uredbi i direktiva EU koje utječu na poslovanje operatora distribucijskih sustava u zemljama članicama EU je kako slijedi.

Uredbe EU:

- Uredba (EU) 2019/943 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. o unutarnjem tržištu električne energije
- Uredba Komisije (EU) 2016/631 od 14. travnja 2016. o uspostavljanju mrežnih pravila za zahtjeve za priključivanje proizvođača električne energije na mrežu
- Uredba Komisije (EU) 2016/1388 od 17. kolovoza 2016. o uspostavljanju mrežnih pravila za priključak kupca
- Uredba Komisije (EU) 2017/1485 od 2. kolovoza 2017. o uspostavljanju smjernica za pogon elektroenergetskog prijenosnog sustava
- Uredba Komisije (EU) 2017/2195 od 23. studenoga 2017. o uspostavljanju smjernica za električnu energiju uravnoteženja
- Uredba Komisije (EU) 2017/2196 od 24. studenoga 2017. o uspostavljanju mrežnog kodeksa za poremećeni pogon i ponovnu uspostavu elektroenergetskih sustava
- Uredba (EU) 2019/941 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. o pripravnosti na rizike u sektoru električne energije i stavljanju izvan snage Direktive 2005/89/EZ
- Uredba Vijeća (EU) 2022/2577 od 22. prosinca 2022. o utvrđivanju okvira za ubrzavanje uvođenja energije iz obnovljivih izvora
- Uredba Vijeća (EU) 2024/223 od 22. prosinca 2023. o izmjeni Uredbe (EU) 2022/2577 o utvrđivanju okvira za ubrzavanje uvođenja energije iz obnovljivih izvora
- Uredba Komisije (EU) br. 543/2013 od 14. lipnja 2013. o dostavi i objavi podataka na tržištima električne energije i o izmjeni Priloga I. Uredbi (EZ) br. 714/2009 Europskog parlamenta i Vijeća
- Uredba (EU) 2019/942 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. o osnivanju Agencije Europske unije za suradnju energetske regulatora
- Uredba (EU) br. 1227/2011 Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2011. o cjelovitosti i transparentnosti veleprodajnog tržišta energije
- Uredba (EU) 2024/1106 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. travnja 2024. o izmjeni uredbi (EU) br. 1227/2011 i (EU) 2019/942 u pogledu poboljšanja zaštite Unije od manipulacije tržištem na veleprodajnom tržištu energije
- Uredba (EU) 2018/1999 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o upravljanju energetskom unijom i djelovanjem u području klime, izmjeni uredbi (EZ) br. 663/2009 i (EZ) br. 715/2009 Europskog parlamenta i Vijeća, direktiva 94/22/EZ, 98/70/EZ, 2009/31/EZ, 2009/73/EZ, 2010/31/EU, 2012/27/EU i 2013/30/EU Europskog parlamenta i Vijeća, direktiva Vijeća 2009/119/EZ i (EU) 2015/652 te stavljanju izvan snage Uredbe (EU) br. 525/2013 Europskog parlamenta i Vijeća
- Uredba (EU) 2022/869 Europskog parlamenta i Vijeća od 30. svibnja 2022. o smjernicama za transeuropsku energetske infrastrukturu, izmjeni uredbi (EZ) br. 715/2009, (EU) 2019/942 i (EU) 2019/943 i direktiva 2009/73/EZ i (EU) 2019/944 te stavljanju izvan snage Uredbe (EU) br. 347/2013
- Uredba Vijeća (EU) 2022/1854 od 6. listopada 2022. o hitnoj intervenciji za rješavanje pitanja visokih cijena energije
- Uredba (EU) 2023/1804 Europskog parlamenta i Vijeća od 13. rujna 2023. o uvođenju infrastrukture za alternativna goriva i stavljanju izvan snage Direktive 2014/94/EU

- Uredba (EU) 2021/1119 Europskog parlamenta i Vijeća od 30. lipnja 2021. o uspostavi okvira za postizanje klimatske neutralnosti i o izmjeni uredaba (EZ) br. 401/2009 i (EU) 2018/1999 („Europski zakon o klimi“)

Direktive EU:

- Direktiva (EU) 2019/944 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i izmjeni Direktive 2012/27/EU
- Direktiva (EU) 2018/2001 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora
- Direktiva (EU) 2023/2413 Europskog parlamenta i Vijeća od 18. listopada 2023. o izmjeni Direktive (EU) 2018/2001, Uredbe (EU) 2018/1999 i Direktive 98/70/EZ u pogledu promicanja energije iz obnovljivih izvora te o stavljanju izvan snage Direktive Vijeća (EU) 2015/652
- Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. o energetskej učinkovitosti, izmjeni direktiva 2009/125/EZ i 2010/30/EU i stavljanju izvan snage direktiva 2004/8/EZ i 2006/32/EZ
- Direktiva (EU) 2018/2002 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o izmjeni Direktive 2012/27/EU o energetskej učinkovitosti
- Direktiva (EU) 2023/1791 Europskog parlamenta i Vijeća od 13. rujna 2023. o energetskej učinkovitosti i izmjeni Uredbe (EU) 2023/955 (preinaka)
- Direktiva 2010/31/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 19. svibnja 2010. o energetskej učinkovitosti zgrada (preinaka)
- Direktiva (EU) 2018/844 Europskog parlamenta i Vijeća od 30. svibnja 2018. o izmjeni Direktive 2010/31/EU o energetskej svojstvima zgrada i Direktive 2012/27/EU o energetskej učinkovitosti
- Direktiva (EU) 2024/1275 Europskog parlamenta i Vijeća od 24. travnja 2024. o energetskej svojstvima zgrada (preinaka)

11.6. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže

 SUI, SOUI: Tanja Marijanić Goran Vidmar Anđelko Tunjić Igor Đurić Marko Žunić	 HEP ODS, distribucijska područja: Službe za realizaciju investicijskih projekata i pristup mreži SUI, Odjeli za operativno upravljanje imovinom Sjever, Istok, Zapad i Jug SUI, OPM: Roko Ivković	 SUI, OPKU: Goran Vidmar Igor Đurić Tanja Marijanić Ivan Orišak Miroslav Pavelić Matija Felber Marko Žunić																												
 SUI, SOUI: Tanja Marijanić Miroslav Pavelić Igor Đurić Ivan Orišak Anđelko Tunjić Mladen Vuksanić Mladen Nuić Goran Vidmar Davor Jelenčić Marko Žunić SUI, SKTA: Vanja Tomašek Dinko Hrkec Marta Malenica Čepelak SUI, OPM: Vedran Radošević SUI, OTN: Renato Čučić SVS, SPST: Dario Lovreković SMPT: Danijela Žaja Ivica Penić Ured direktora: Pero Josipović Vladimir Čaha SEP, SR: Iva Dugandžić	 SUI, OPKU: Tanja Marijanić Goran Vidmar Mladen Vuksanić Igor Đurić Anđelko Tunjić Marko Žunić VANJSKI SURADNIK: Željko Cerovečki	 HEP d.d., SIKT SUI, OPKU: Miroslav Pavelić																												
	 SUI, OPKU: Tanja Marijanić Goran Vidmar Marko Žunić	KRATICE: <table><tr><td>SUI</td><td>Sektor za upravljanje imovinom</td></tr><tr><td>SOUI</td><td>Služba za operativno upravljanje imovinom</td></tr><tr><td>OPKU</td><td>Odjel za planiranje i kapitalna ulaganja</td></tr><tr><td>OPM</td><td>Odjel za pristup mreži</td></tr><tr><td>OTN</td><td>Odjel za tipizaciju i normizaciju</td></tr><tr><td>OTDPP</td><td>Odjel za tehničku dokumentaciju prostorne podatke</td></tr><tr><td>SKTA</td><td>Služba za koordinaciju terenskih aktivnosti</td></tr><tr><td>SVS</td><td>Sektor za vođenje sustava</td></tr><tr><td>SPST</td><td>Služba za procesne sustave i telekomunikacije</td></tr><tr><td>SMPT</td><td>Sektor za mjerenje i podršku tržištu</td></tr><tr><td>SEP</td><td>Sektor za ekonomske poslove</td></tr><tr><td>SR</td><td>Služba za računovodstvo</td></tr><tr><td>SI</td><td>Služba za informatiku</td></tr><tr><td>SIKT</td><td>Sektor za informacijsko-komunikacijske tehnologije</td></tr></table>	SUI	Sektor za upravljanje imovinom	SOUI	Služba za operativno upravljanje imovinom	OPKU	Odjel za planiranje i kapitalna ulaganja	OPM	Odjel za pristup mreži	OTN	Odjel za tipizaciju i normizaciju	OTDPP	Odjel za tehničku dokumentaciju prostorne podatke	SKTA	Služba za koordinaciju terenskih aktivnosti	SVS	Sektor za vođenje sustava	SPST	Služba za procesne sustave i telekomunikacije	SMPT	Sektor za mjerenje i podršku tržištu	SEP	Sektor za ekonomske poslove	SR	Služba za računovodstvo	SI	Služba za informatiku	SIKT	Sektor za informacijsko-komunikacijske tehnologije
SUI	Sektor za upravljanje imovinom																													
SOUI	Služba za operativno upravljanje imovinom																													
OPKU	Odjel za planiranje i kapitalna ulaganja																													
OPM	Odjel za pristup mreži																													
OTN	Odjel za tipizaciju i normizaciju																													
OTDPP	Odjel za tehničku dokumentaciju prostorne podatke																													
SKTA	Služba za koordinaciju terenskih aktivnosti																													
SVS	Sektor za vođenje sustava																													
SPST	Služba za procesne sustave i telekomunikacije																													
SMPT	Sektor za mjerenje i podršku tržištu																													
SEP	Sektor za ekonomske poslove																													
SR	Služba za računovodstvo																													
SI	Služba za informatiku																													
SIKT	Sektor za informacijsko-komunikacijske tehnologije																													