
**DESETOGODIŠNJI (2024. – 2033.) PLAN
RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP ODS-a
s detaljnom razradom za početno trogodišnje
i jednogodišnje razdoblje**

Zagreb, lipanj 2024.

© 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	XI
IZVRŠNI SAŽETAK	XIII
1. Uvod.....	22
2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja.....	25
2.1. Poslovni ciljevi	26
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	30
2.2.4. Primjena koncepta Napredne mreže	31
2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	35
3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže	37
3.1. Osnovne značajke distribucijskog sustava	39
3.2. Pojne točke 110 kV	41
3.2.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 110 kV	41
3.2.2. Pokazatelji transformacije	41
3.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja	42
3.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV	42
3.2.5. Transformatori VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a.....	43
3.3. Pojne točke 35 kV	44
3.3.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 35 kV	44
3.3.2. Pokazatelji transformacije	44
3.3.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja	45
3.3.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV	46
3.3.5. Transformatori SN/SN u nadležnosti HEP ODS-a.....	46
3.4. Rasklopišta srednjeg napona	47
3.5. Vodovi 35 kV.....	47
3.5.1. Nadzemni vodovi 35 kV	48
3.5.2. Podzemni kabeli 35 kV	49
3.5.3. Podmorski kabeli 35 kV	49
3.6. Vodovi 10 kV i 20 kV.....	50

3.6.1.	Nadzemni vodovi 10 kV i 20 kV	50
3.6.2.	Podzemni kabeli 10 kV i 20 kV	50
3.6.3.	Podmorski kabeli 10 kV i 20 kV	51
3.7.	Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	52
3.7.1.	Transformatorske stanice SN/NN	52
3.7.2.	Transformatori SN/NN	53
3.8.	Niskonaponska mreža i priključci	54
3.8.1.	Nadzemna niskonaponska mreža	54
3.8.2.	Niskonaponski podzemni kabeli	55
3.8.3.	Niskonaponski priključci	55
4.	Pogonske značajke distribucijskog sustava	57
4.1.	Potrošnja i vršno opterećenje	58
4.1.1.	Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje	58
4.1.2.	Predviđanje trendova potrošnje i proizvodnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske	59
4.1.3.	Dugoročno predviđanje opterećenja distribucijskog sustava	60
4.2.	Gubici u distribucijskoj mreži	61
4.2.1.	Ostvareni gubici	61
4.2.2.	Struktura gubitaka	62
4.2.3.	Ciljevi smanjenja gubitaka	64
4.3.	Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži	64
4.4.	Distribuirani izvori	67
4.4.1.	Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a	67
4.4.2.	Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a	70
5.	Planovi razvoja distribucijske mreže	71
5.1.	Proces planiranja i izrade planova razvoja	72
5.2.	Podloge za izradu planova razvoja	73
5.2.1.	Informatička podrška izradi planova	73
5.2.2.	Studije razvoja distribucijske mreže	74
5.2.3.	Unaprjeđenje procesa planiranja	74
5.3.	Pristup alternativama pojačanja distribucijske mreže	76
6.	Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje	79
6.1.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV	81
6.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	83
6.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	84
6.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	84
6.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	85
6.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	85

6.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova	86
6.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova.....	86
6.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	88
6.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	88
6.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	89
6.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova	90
6.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova.....	92
6.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	92
6.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova.....	93
6.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	94
6.4.3.	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	94
6.5.	Ulaganja u mjerne uređaje, sekundarne sustave i razvoj.....	95
6.5.1.	Mjerni uređaji i infrastruktura.....	95
6.5.2.	Sustavi daljinskog vođenja distribucijske mreže	103
6.5.3.	Sustavi mrežnog tonfrekventnog upravljanja	104
6.5.4.	Komunikacijski sustavi i kibernetička sigurnost	104
6.5.5.	Automatizacija i upravljanje po dubini mreže.....	106
6.5.6.	Nove tehnologije i tehnološki razvoj.....	107
6.6.	Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	108
6.6.1.	Osobna, teretna i radna vozila	108
6.6.2.	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	110
6.6.3.	Informatička oprema i informatizacija poslovnih procesa	113
6.6.4.	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	114
6.7.	Sufinancirana ulaganja	117
6.7.1.	Pilot projekt uvođenja naprednih mreža	117
6.7.2.	Transnacionalno očuvanje ptica duž rijeke Dunav (LIFE Danube Free Sky)	121
6.7.3.	Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka	123
6.7.4.	Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima	125
6.7.5.	Modernizacija i razvoj napredne mreže	127
6.7.6.	Securing a future for Griffon Vultures in Croatia (LIFE SUPport)	130
6.7.7.	GreenSwitch.....	131
6.8.	Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	134
6.9.	Sumarni pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.....	135
6.10.	Istaknuta područja ulaganja.....	138
6.10.1.	Priprema i prelazak SN mreže na 20 kV pogonski napon	138
6.10.2.	Sanacija naponskih prilika	141
6.10.3.	Ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže	142
7.	Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže	144

7.1.	Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a	145
7.2.	Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a	146
7.3.	Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.	147
7.4.	Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine	148
7.4.1.	Polazišta i nacionalni ciljevi	148
7.4.2.	Mjera ENU – 16 Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži	150
7.5.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci	151
7.5.1.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži	151
7.5.2.	Uspostava sustava upravljanja energijom u skladu s međunarodnom normom HRN EN ISO 50001:2018	152
7.5.3.	Procjena očekivanih učinaka	154
8.	Financijsko planiranje	156
8.1.	Planska financijska izvješća	157
8.2.	Planirani izvori financiranja	159
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)	160
9.	Zaključak	161
10.	Literatura	164
11.	Prilozi	167
11.1.	Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže	169
11.2.	Pregled ulaganja u 110 kV objekte	173
11.2.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a	173
11.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio	177
11.3.	Ulaganja u 35(30) kV objekte	179
11.3.1.	Izgradnja novih TS 35/x kV	179
11.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	180
11.3.3.	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	181
11.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	182
11.4.	Pregled obilježja distribucijskih područja	183
1.	Elektra Zagreb	183
2.	Elektra Zabok	187
3.	Elektra Varaždin	189
4.	Elektra Čakovec	191
5.	Elektra Koprivnica	193
6.	Elektra Bjelovar	195
7.	Elektra Križ	197
8.	Elektroslavonija Osijek	199

9.	Elektra Vinkovci	203
10.	Elektra Slavonski Brod.....	205
11.	Elektroistra Pula.....	208
12.	Elektroprimorje Rijeka.....	212
13.	Elektrodalmacija Split	216
14.	Elektra Zadar	220
15.	Elektra Šibenik	223
16.	Elektrojug Dubrovnik.....	226
17.	Elektra Karlovac.....	229
18.	Elektra Sisak	233
19.	Elektrolika Gospić	236
20.	Elektra Virovitica	239
21.	Elektra Požega	241
11.5.	Popis ključnih uredbi i direktiva EU.	243
11.6.	Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2024. – 2033.	245

POPIS TABLICA

Tablica 3.1 HEP ODS – karakteristični podaci (stanje na dan 31. 12. 2022. godine).....	40
Tablica 3.2 Stanje transformacije i broja polja u TS VN/SN i TS SN/SN HEP ODS-a.....	41
Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova.....	48
Tablica 3.4 Pregled 10(20) kV vodova	50
Tablica 3.5 Pregled 10 kV i 20 kV vodova.....	50
Tablica 3.6 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije.....	52
Tablica 3.7 Pregled TS SN/NN prema načinu izvedbe	52
Tablica 3.8 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV.....	52
Tablica 3.9 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru	53
Tablica 3.10 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka)	54
Tablica 4.1 Dugoročna prognoza vršnog opterećenja distribucijskih područja	61
Tablica 4.2 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	67
Tablica 4.3 Broj priključenih izvora i priključna snaga u razdoblju od 2010. do kraja 2022. godine	69
Tablica 6.1 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	83
Tablica 6.2 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju	83
Tablica 6.3 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	84
Tablica 6.4 Kategorije ulaganja u transformatorske stanice prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	85
Tablica 6.5 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	85
Tablica 6.6 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV	86
Tablica 6.7 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju	86
Tablica 6.8 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	88
Tablica 6.9 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	88
Tablica 6.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2024. – 2026., s naturalnim podacima	89
Tablica 6.11 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	90
Tablica 6.12 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2024.-2026. s naturalnim podacima	90
Tablica 6.13 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	91
Tablica 6.14 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2024. – 2026. s naturalnim podacima	91

Tablica 6.15 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	92
Tablica 6.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2024. – 2026. s naturalnim podacima	92
Tablica 6.17 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	93
Tablica 6.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2024. – 2026. s naturalnim podacima	93
Tablica 6.19 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	94
Tablica 6.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u početnom trogodišnjem razdoblju 2024. – 2026. s naturalnim podacima	94
Tablica 6.21 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju	95
Tablica 6.22 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta po tipu brojila	98
Tablica 6.23 Tehnički i kadrovski kapaciteti baždarnica HEP ODS-a prije i nakon planiranih ulaganja	99
Tablica 6.24 Ukupna ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju (uključujući sufinancirana ulaganja)	101
Tablica 6.25 Ukupna ulaganja u zamjenu brojila u razdoblju 2024. – 2026. s naturalnim podacima (uključujući sufinancirana ulaganja)	102
Tablica 6.26 Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju iz vlastitih sredstava HEP ODS-a.....	102
Tablica 6.27 Pregled instaliranih SCADA sustava po upravljačkim centrima	103
Tablica 6.28 Ulaganja u sustave daljinskog vođenja, MTU te komunikacije i kibernetičku sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju	105
Tablica 6.29 Stanje automatiziranosti srednjonaponske mreže	106
Tablica 6.30 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju	107
Tablica 6.31 Ulaganja u nove tehnologije i tehnološki razvoj u idućem desetogodišnjem razdoblju	108
Tablica 6.32. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti	110
Tablica 6.33 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju	110
Tablica 6.34. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine	111
Tablica 6.35 Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom u idućem desetogodišnjem razdoblju.....	113
Tablica 6.36 Ulaganja u informatičku opremu i informatizacijsku poslovnih procesa u idućem desetogodišnjem razdoblju	114
Tablica 6.37 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju	117
Tablica 6.38 Ulaganja u Pilot projekt uvođenja naprednih mreža u idućem desetogodišnjem razdoblju	121
Tablica 6.39 Ulaganja u projekt LIFE DANUBE FREE SKY u idućem desetogodišnjem razdoblju ...	123
Tablica 6.40 Ulaganja u projekt Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka u idućem desetogodišnjem razdoblju	125
Tablica 6.41 Ulaganja u projekt Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima u idućem desetogodišnjem razdoblju	127

Tablica 6.42 Ulaganja u projekt Modernizacija i razvoj napredne mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju	129
Tablica 6.43 Ulaganja u projekt LIFE SUPport u idućem desetogodišnjem razdoblju	131
Tablica 6.44 Ulaganja u GreenSwitch projekt u idućem desetogodišnjem razdoblju	133
Tablica 6.45 Okvirna struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje 2024.–2026. g.	134
Tablica 6.46 Ulaganja u HEP ODS-u u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje.....	137
Tablica 6.47 Preostala problematika sanacije naponskih prilika.....	141
Tablica 7.1 Okvirni nacionalni ciljevi energetske učinkovitosti	148
Tablica 7.2 Ciljevi INEK Plana 2021. – 2030. za 2030. godinu	150

POPIS SLIKA

Slika 2.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva.....	28
Slika 2.2 Realna godišnja stopa promjene BDP-a u razdoblju 2013. – 2022.	29
Slika 2.3 Faze implementacije koncepta Napredne mreže	33
Slika 3.1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a.....	39
Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže	40
Slika 3.3 Trend promjene instaliranih snaga transformacija 110/x kV u TS 110/x kV.....	42
Slika 3.4 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu.....	42
Slika 3.5 Trend promjene raspodjele polja SN postrojenja TS 110 kV prema pogonskom i konstrukcijskom naponu	43
Slika 3.6 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi.....	43
Slika 3.7 Raspodjela i trend promjene broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti	44
Slika 3.8 Trend promjene instaliranih snaga transformacija 35(30)/x kV u TS 35(30)/x kV i TS 110/x	45
Slika 3.9 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu	45
Slika 3.10 Trend promjene raspodjele polja SN postrojenja TS 35 kV prema pogonskom i konstrukcijskom naponu	46
Slika 3.11 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi	46
Slika 3.12 Raspodjela i trend promjene broja transformatora SN/SN prema starosti	47
Slika 3.13 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV prema starosti	48
Slika 3.14 Duljine i udjeli 35 kV podzemnih kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	49
Slika 3.15 Duljine i udjeli podzemskih kabela 35 kV prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	49
Slika 3.16 Duljine podzemnih kabela 10 kV i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)	51
Slika 3.17 Prikaz udjela podzemskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije	51
Slika 3.18 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV	53
Slika 3.19 Raspodjela i trend promjene broja transformatora SN/NN po starosti	54
Slika 3.20 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa.....	55
Slika 3.21 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi izolacije.....	55
Slika 3.22 Struktura niskonaponskih priključaka	56
Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2013. – 2022.	58
Slika 4.2 Zimsko i ljetno vršno opterećenje distribucijskih područja u 2022. godini.....	59
Slika 4.3 Gubici električne energije u razdoblju 2013. – 2022.	62
Slika 4.4 Prosječan broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2013. – 2022.....	65
Slika 4.5 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2013. – 2022.....	66
Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2013. – 2022.....	66

Slika 4.7 Priključna snaga po vrstama elektrana priključenih na distribucijsku mrežu.....	68
Slika 4.8 Priključna snaga i broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima	68
Slika 4.9 Porast broja i snage priključenih distribuiranih izvora u razdoblju od 2010. do kraja 2022. godine	69
Slika 4.10 Godišnja proizvodnja električne energije iz distribuiranih izvora	70
Slika 5.1 Proces planiranja razvoja i investicija	72
Slika 5.2 Informatička podrška procesu planiranja	73
Slika 5.3 Pristup rješavanju neželjenih stanja u mreži prema CEER-u	77
Slika 6.1 Promjena rizika na razini dionica tijekom 25-godišnjeg razdoblja	87
Slika 6.2 Diskontirani amortizirani troškovi i ukupni rizici na razini dionice	87
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 2024. – 2026.)	89
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 2024. – 2026.)	90
Slika 6.5 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2024. – 2026.)	91
Slika 6.6 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2024. – 2026.)	92
Slika 6.7 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2024. – 2026.)	93
Slika 6.8 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2024. – 2026.)	94
Slika 6.9 Udio kategorija obračunskih mjernih mjesta	97
Slika 6.10 Kretanje broja obučениh montera, oformljenih ekipa i izvršenih naloga za rad pod naponom u prethodnom trogodišnjem razdoblju	115
Slika 6.11 Logotip Pilot projekta uvođenja naprednih mreža	117
Slika 6.12 Logotip projekta LIFE Danube Free Sky	121
Slika 6.13 Logotip GreewSwitch projekta	131
Slika 6.14 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2024. – 2033. po vrstama ulaganja	136
Slika 6.15 Raspodjela TS SN/NN u distribucijskoj mreži prema pripremljenosti za pogon i samom pogonu na 20 kV	139
Slika 6.16 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima	139

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
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 mreža (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
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 (Slika 1), koja su potom organizirana u 129 terenskih jedinica. Uz navedeno, formirane su i četiri grupe područja: Sjever, Istok, Zapad i Jug.



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 2022. godinu (stanje na dan 31. 12. 2022. godine).

Tablica 1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	6.879
Duljina distribucijske mreže	141.937 km
Broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	27.028
Instalirana snaga transformacije	23.694 MVA
Broj obračunskih mjernih mjesta	2.514.048
Broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	7.005
Priključna snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	593 MW
Ukupno predana električna energija u distribucijsku mrežu iz elektrana	1.691 GWh
Potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2022. godini	15.617 GWh
Gubici u 2022. godini	7,13 %

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 27.028 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 7.628 TS
- 10 kV 18.959 TS

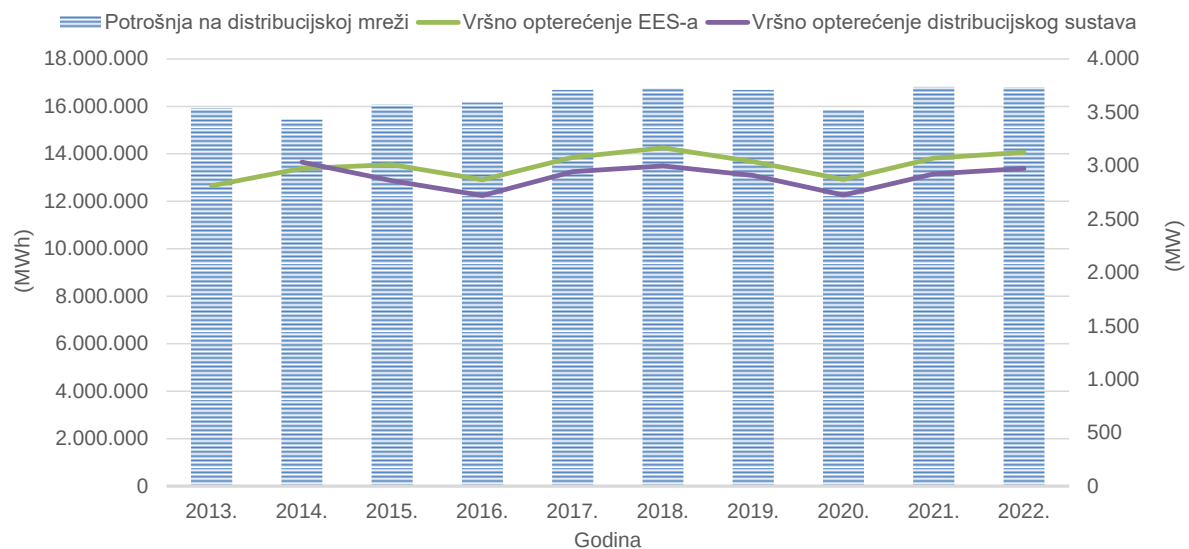
Duljina distribucijske mreže HEP ODS-a po naponskim razinama iznosi:

- 35 kV i 30 kV 4.509 km
- 20 kV 11.310 km
- 10 kV 27.157 km
- 0,4 kV (bez 0,4 kV priključaka) 61.768 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 (2013. – 2022.) te kretanje vršnog opterećenja distribucijskog sustava u drugoj polovini istog razdoblja.

Vršno opterećenje EES-a i dalje odražava trend promjena životnog standarda građana i gospodarske aktivnosti. 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 2013. – 2022.

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.

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”.

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 %.

Tablica 2 Dugoročna prognoza vršnog opterećenja distribucijskih područja

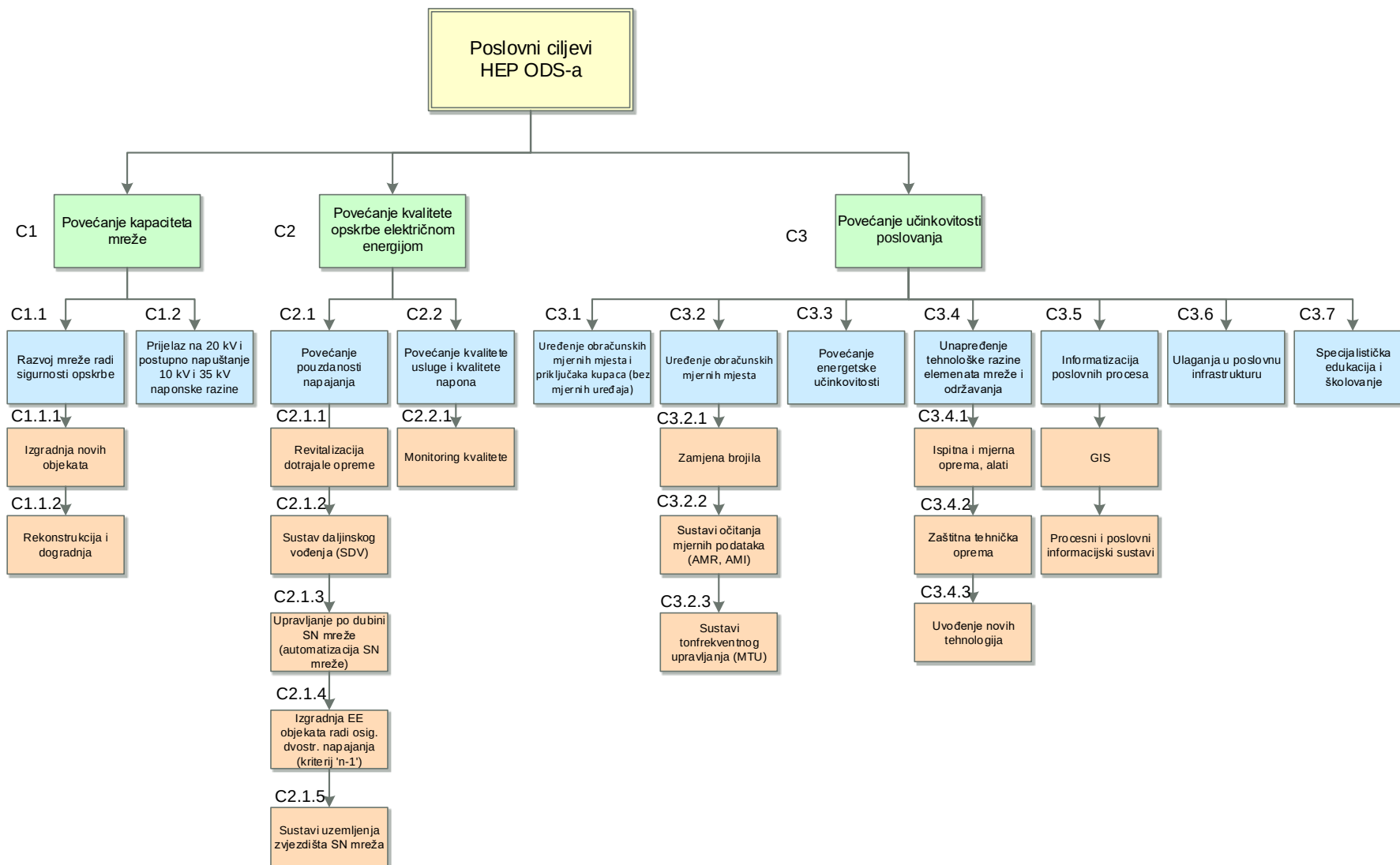
Distribucijsko područje	Dugoročna prognoza prosječnog godišnjeg porasta vršnog opterećenja			
	2021.-2025.	2026.-2030.	2031.-2035.	2036.-2040.
Elektra Zagreb	umjereni	umjereni	mali	umjereni
Elektra Zabok	veliki	umjereni	mali	mali
Elektra Varaždin	umjereni	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Čakovec	mali	umjereni	umjereni	mali
Elektra Koprivnica	mali	umjereni	umjereni	mali
Elektra Bjelovar	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Križ	mali	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroslavonija Osijek	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Vinkovci	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Slavonski Brod	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroistra Pula	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroprimorje Rijeka	veliki	umjereni	mali	mali
Elektrodalmacija Split	veliki	mali	mali	umjereni
Elektra Zadar	umjereni	mali	mali	umjereni
Elektra Šibenik	umjereni	veliki	mali	umjereni
Elektrojug Dubrovnik	veliki	umjereni	mali	umjereni
Elektra Karlovac	umjereni	umjereni	mali	umjereni
Elektra Sisak	veliki	umjereni	mali	mali
Elektrolika Gospić	veliki	umjereni	umjereni	mali
Elektra Virovitica	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Požega	umjereni	umjereni	umjereni	umjereni

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 može se očekivati jačanje značaja upravljanja imovinom, povećanja učinkovitosti poslovanja operativnim upravljanjem procesima, značajnije digitalizacije 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 2024. – 2033. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

Ovaj Desetogodišnji plan (2024. – 2033.) 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.

Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju 2024. – 2033. godine prikazana su Tablicom 3.

U razdoblju 2024. – 2033. planirana su ulaganja u razini 2.422.912.160 €, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2024. – 2026. godina 622.058.860 eura, prosječno 207,4 mil. € godišnje
- 2027. – 2033. godina 800.853.300 eura, prosječno 114,4 mil. € godišnje.

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

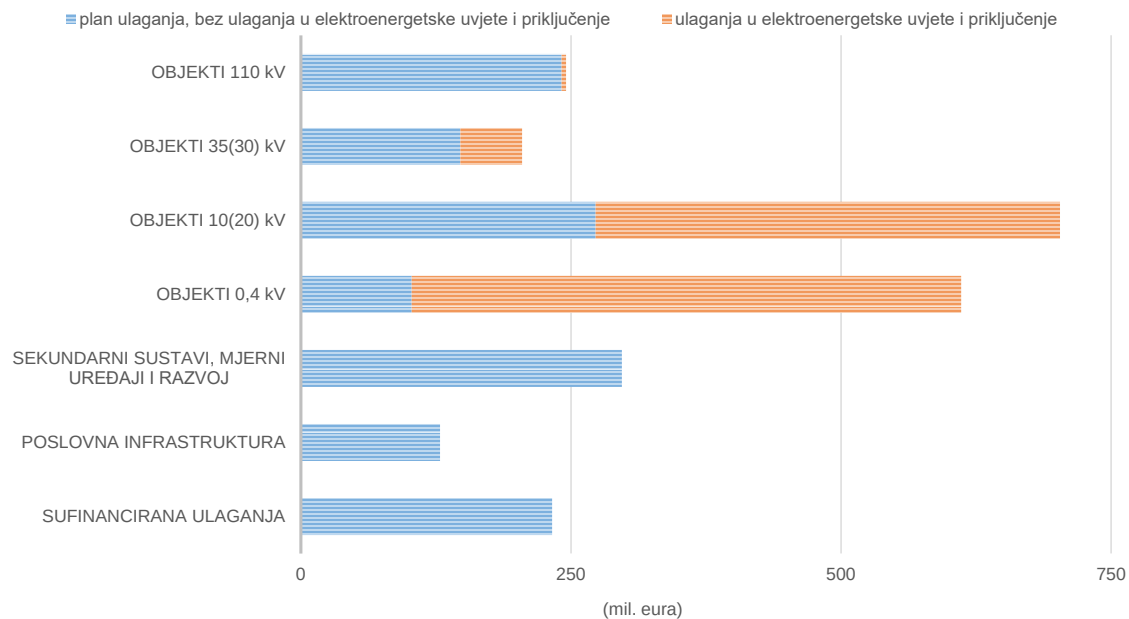
- | | |
|--|------|
| – ulaganja u energetske objekte | 73 % |
| - 110 kV objekti | 10 % |
| - 35(30) kV objekti | 9 % |
| - 10 kV i 20 kV objekti | 29 % |
| - 0,4 kV objekti | 25 % |
| – ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj | 12 % |
| – ulaganja u poslovnu infrastrukturu | 5 % |
| – sufinancirana ulaganja (pretežito ulaganja u energetske objekte i sekundarne sustave | 10 % |

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 (2024. – 2033.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



Slika 4 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2024. – 2033. 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 smjericama 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 (kn)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. -2026.	Ulaganje 2027. - 2033.	Ulaganja u 10G 2024. - 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1.	ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV	18.180.900	25.493.500	25.370.500	69.044.900	172.348.000	241.392.900
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	9.997.000	16.089.000	12.778.000	38.864.000	89.700.000	128.564.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	8.183.900	9.404.500	12.592.500	30.180.900	82.648.000	112.828.900
2.	ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV	10.982.300	10.633.100	19.441.400	41.056.800	106.569.000	147.625.800
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	1.100.000	1.290.000	3.000.000	5.390.000	4.900.000	10.290.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	3.525.300	2.751.400	9.640.100	15.916.800	51.834.000	67.750.800
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	773.000	0	0	773.000	3.340.000	4.113.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	5.584.000	6.591.700	6.801.300	18.977.000	46.495.000	65.472.000
3.	ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV	26.442.700	30.406.100	31.056.600	87.905.400	184.873.000	272.778.400
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	2.176.500	2.956.200	4.176.600	9.309.300	28.933.000	38.242.300
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	9.789.200	10.034.400	10.753.600	30.577.200	57.944.000	88.521.200
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	6.678.700	8.673.300	7.691.100	23.043.100	47.421.000	70.464.100
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	7.798.300	8.742.200	8.435.300	24.975.800	50.575.000	75.550.800
4.	ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV	12.604.095	10.280.300	10.529.500	33.413.895	69.095.000	102.508.895
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	2.035.295	1.969.700	2.120.600	6.125.595	15.519.000	21.644.595
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	7.046.400	5.001.700	4.918.600	16.966.700	30.071.000	47.037.700
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	3.522.400	3.308.900	3.490.300	10.321.600	23.505.000	33.826.600
5.	ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ	16.577.240	15.630.000	61.495.000	93.702.240	203.478.300	297.180.540
	Sustavi daljinskog vođenja, MTU, komunikacije, kibernetička sigurnost i automatizacija	1.100.000	330.000	1.195.000	2.625.000	20.700.000	23.325.000
	Mjermi uređaji i infrastruktura	15.177.240	15.000.000	60.000.000	90.177.240	180.678.300	270.855.540
	Nove tehnologije i razvoj	300.000	300.000	300.000	900.000	2.100.000	3.000.000
6.	ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU	23.950.003	20.970.000	19.350.000	64.270.003	64.490.000	128.760.003
	Osobna, teretna i radna vozila	14.250.000	13.250.000	13.250.000	40.750.000	49.000.000	89.750.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	7.500.001	5.300.000	4.500.000	17.300.001	2.800.000	20.100.001
	Poslovna informatika i podrška poslovanju	650.000	850.000	850.000	2.350.000	5.950.000	8.300.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	1.550.002	1.570.000	750.000	3.870.002	6.740.000	10.610.002
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		108.737.238	113.413.000	167.243.000	389.393.238	800.853.300	1.190.246.538
7.	SUFINANCIRANA ULAGANJA	110.481.202	112.375.620	9.808.800	232.665.622	0	232.665.622
	Pilot projekt uvođenja naprednih mreža	150.001	0	0	150.001	0	150.001
	Life Danube Free Sky	490.101	0	0	490.101	0	490.101
	NPOO PKB	18.290.000	13.900.720	0	32.190.720	0	32.190.720
	NPOO Natura 2000	18.315.900	26.544.700	6.171.700	51.032.300	0	51.032.300
	NPOO Razvoj napredne mreže	70.992.200	71.236.400	3.325.100	145.553.700	0	145.553.700
	Greenswitch	2.153.000	513.800	312.000	2.978.800	0	2.978.800
	LIFE SUPport	90.000	180.000	0	270.000	0	270.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		219.218.440	225.788.620	177.051.800	622.058.860	800.853.300	1.422.912.160
8.	ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE	100.000.000	100.000.000	100.000.000	300.000.000	700.000.000	1.000.000.000
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	409.000	409.000	409.000	1.227.000	2.863.000	4.090.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	5.712.000	5.712.000	5.712.000	17.136.000	39.984.000	57.120.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	43.006.000	43.006.000	43.006.000	129.018.000	301.042.000	430.060.000
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	50.873.000	50.873.000	50.873.000	152.619.000	356.111.000	508.730.000
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		319.218.440	325.788.620	277.051.800	922.058.860	1.500.853.300	2.422.912.160

Zaključno

Desetogodišnji (2024. – 2033.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje izrađen je uvažavajući:

- utjecaj okruženja (gospodarske aktivnosti, 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.

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. ovisno je društvo u vlasništvu Hrvatske elektroprivrede d.d. Na temelju ishodne dozvole za obavljanje energetske djelatnosti distribucije električne energije, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (u daljem tekstu HEP ODS) kao energetska 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 ishodu 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 ishodu 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 energetski i klimatski 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, u tijeku je postupak odobravanja Prijedloga desetogodišnjeg (2023.-2032.) plana razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [5] pri Hrvatskoj energetske regulatornoj agenciji. Po ishodu odobrenja, HEP ODS će službeno donesti Desetogodišnji (2023.-2032.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje te ga objaviti na svojim internetskim stranicama.

Ovaj Desetogodišnji (2024. – 2033.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje (u daljnjem tekstu: Desetogodišnji (2024. – 2033.) 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 (2024. – 2033.) plana razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje proveo savjetovanje sa zainteresiranom javnošću.

Ovim Desetogodišnjim (2024. – 2033.) planom razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a, s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, 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
- struktura i članovi tima za izradu desetogodišnjeg plana.



2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja

2.1.	Poslovni ciljevi	26
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	30
2.2.4.	Primjena koncepta Napredne mreže	31
2.3.	Svrha izrade i plansko razdoblje	35

2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja

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

- energetske zakone (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), Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (NN 138/21) 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 energetske i klimatske 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 i demografska kretanja.

2.1. Poslovni ciljevi

Pri planiranju ulaganja važno je osigurati da svako ulaganje doprinosi ostvarenju usuglašenih 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:

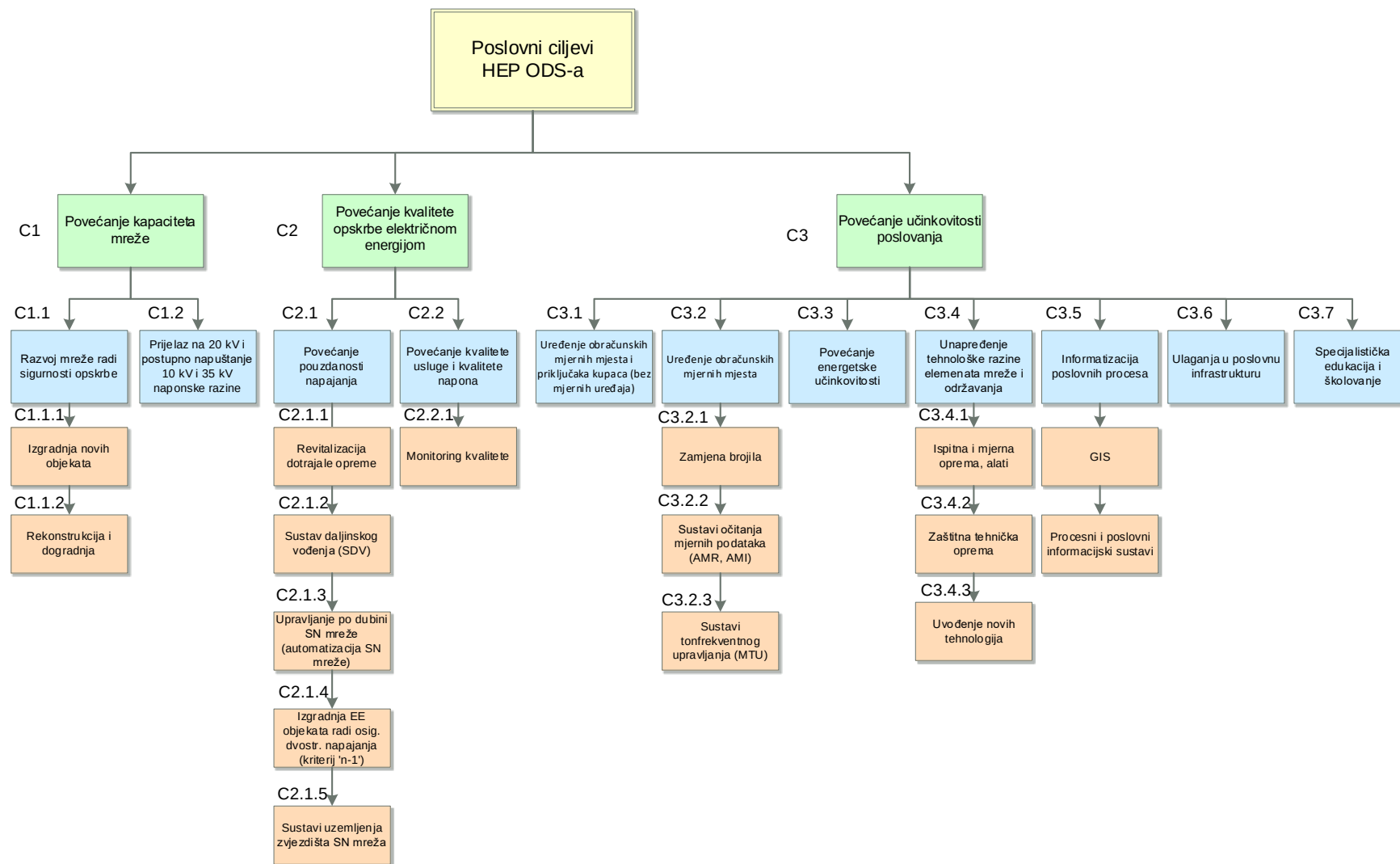
- Povećanje kapaciteta mreže
Povećanje kapaciteta mreže planira se zbog zadovoljenja porasta opterećenja i potrošnje te zbog priključenja novih i povećanja priključne snage postojećih proizvođača na distribucijsku

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

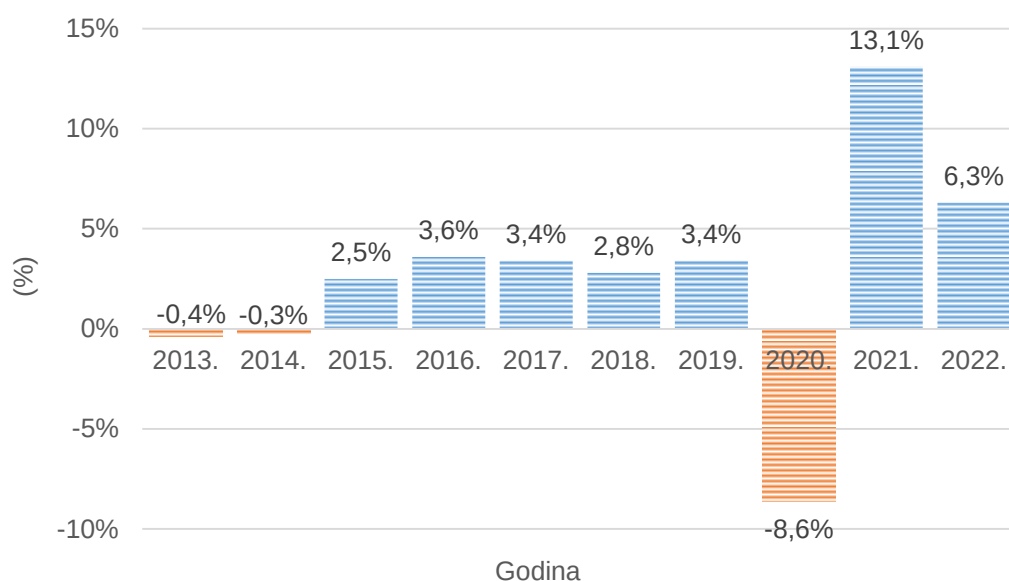
2.2. Utjecaj okruženja na planiranje razvoja distribucijske mreže

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 2013. – 2022.

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 [34].

BDP je nastavio rast i u prvom tromjesečju 2023. godine, 1,4% u odnosu na prethodni, 4. kvartal 2022. godine i 2,6 % veći u odnosu na isto razdoblje prethodne godine [35].

Sezonski prilagođeni tromjesečni BDP u drugom tromjesečju 2023. godine u odnosu na prethodno razdoblje pokazuje pozitivnu stopu promjene od 1,1 %, a u odnosu na isto tromjesečje 2022. realno je veći za 2,5 % [36].

Za naredno razdoblje, Vladinim je Smjernicama ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2022. – 2024. [37] projiciran rast bruto domaćeg proizvoda od 3,4 % u 2024. godini.

Početak 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.

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. 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, povlašteni 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 usložnjuje 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 umanjenu 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 prilike u mreži (povišenje napona) pa je sve češća potreba stvaranja uvjeta u distribucijskoj mreži da bi se preuzela ukupna proizvedena električna energija iz distribuiranih izvora te da bi se 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 da bi se sagledali svi potrebni zahvati i troškovi na stvaranju uvjeta u mreži i priključenju elektrane.

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 2.3 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 u hrvatsko zakonodavstvo prenesti odrednice Direktive (EU) 2019/944 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. godine o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i izmjeni Direktive 2012/27/EU, Direktive (EU) 2018/2002 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o izmjeni Direktive 2012/27/EU o energetske učinkovitosti, Direktive (EU) 2018/2001 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora i osigurati provedbu većeg broja uredbi Europske unije.

Tijekom 2022. godine stručne skupine su intenzivno radile na pripremi i donošenju podzakonskih dokumenata, mrežnih pravila, metodologija i drugih dokumenata koji će omogućiti operativno provođenje Zakona.

Ukupni zakonski okvir će stvoriti preduvjete za brži razvoj poslovnog i tržišnog okvira za područja (koncepte) napredne elektrodistribucijske mreže. Među brojnim elementima koncepta napredne elektrodistribucijske mreže, u poslovanju HEP ODS su najizraženiji izazovi:

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

Proteklih godina HEP ODS je je suočen s izazovima učinkovitog uključenja u distribucijskih 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] krajem 2022. u Hrvatskoj je 1116 pojmih točaka za punjenje električnih vozila i 5.780 električnih vozila (uključivo sa 1.630 PHEV). Dinamika razvoja i prilagodbe 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. Studije pokazuju da je uz dodatno upravljanje pogonom mreže, moguće uključiti veći broj punionica u postojeću mrežu.

- 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.

- 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 2024. do 31. prosinca 2033. godine. Detaljna razrada planiranih ulaganja dana je za početno trogodišnje razdoblje (1. siječnja 2024. do 31. prosinca 2026.). 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	39
3.2. Pojne točke 110 kV	41
3.2.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 110 kV	41
3.2.2. Pokazatelji transformacije	41
3.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja	42
3.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV	42
3.2.5. Transformatori VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a	43
3.3. Pojne točke 35 kV	44
3.3.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 35 kV	44
3.3.2. Pokazatelji transformacije	44
3.3.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja	45
3.3.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV	46
3.3.5. Transformatori SN/SN u nadležnosti HEP ODS-a	46
3.4. Rasklopišta srednjeg napona	47
3.5. Vodovi 35 kV	47
3.5.1. Nadzemni vodovi 35 kV	48
3.5.2. Podzemni kabeli 35 kV	49

3.5.3. Podmorski kabeli 35 kV	49
3.6. Vodovi 10 kV i 20 kV	50
3.6.1. Nadzemni vodovi 10 kV i 20 kV	50
3.6.2. Podzemni kabeli 10 kV i 20 kV	50
3.6.3. Podmorski kabeli 10 kV i 20 kV	51
3.7. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	52
3.7.1. Transformatorske stanice SN/NN	52
3.7.2. Transformatori SN/NN	53
3.8. Niskonaponska mreža i priključci	54
3.8.1. Nadzemna niskonaponska mreža	54
3.8.2. Niskonaponski podzemni kabeli	55
3.8.3. Niskonaponski priključci	55

3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže

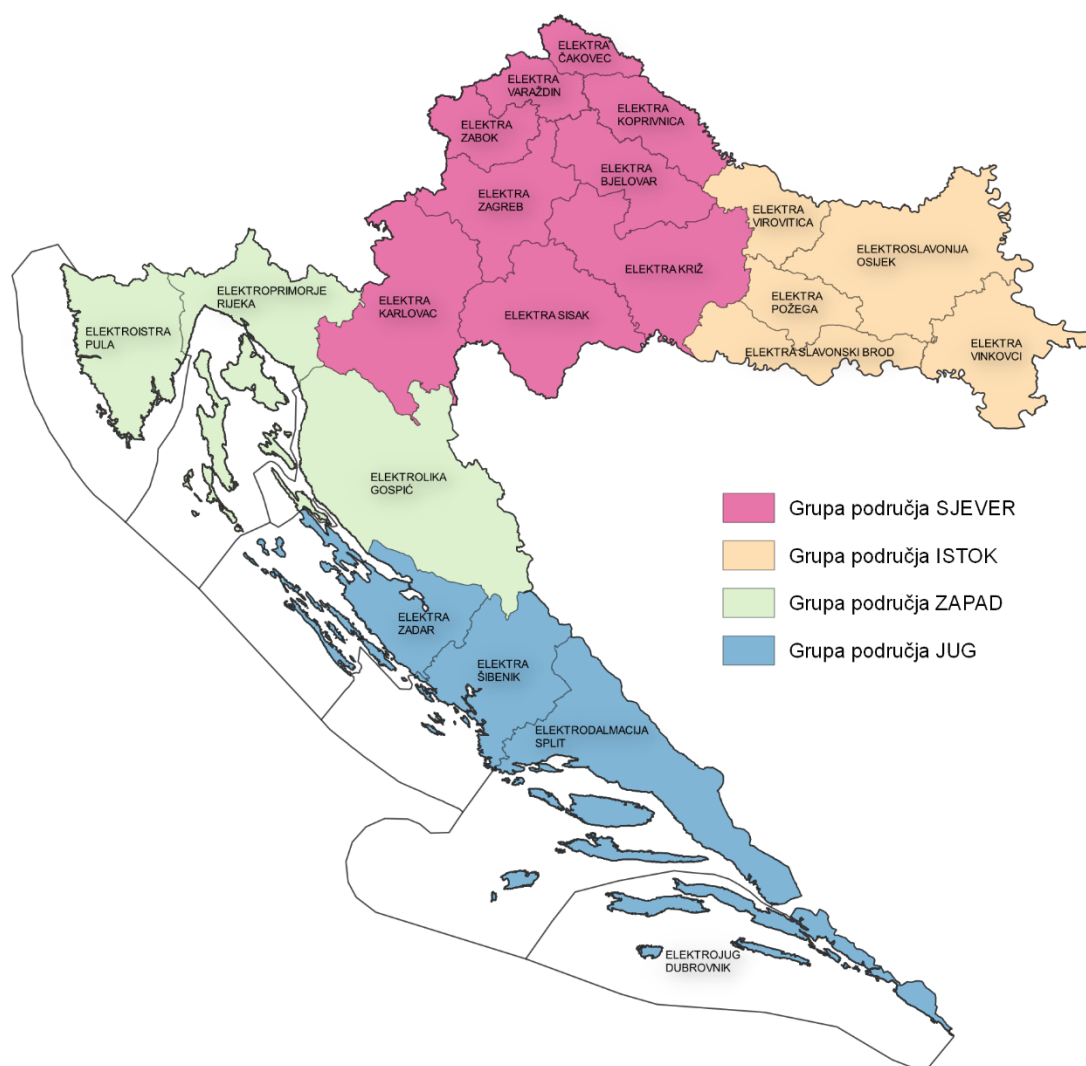
3.1. Osnovne značajke distribucijskog sustava

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.**

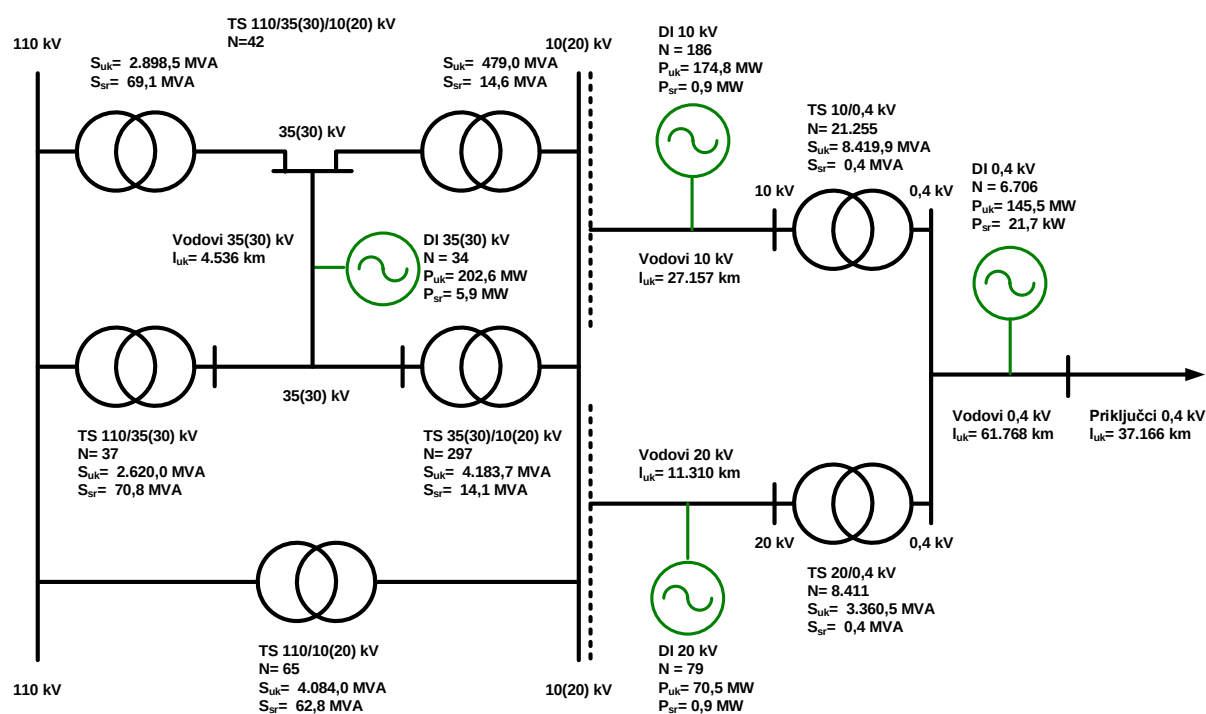


Slika 3.1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a

Tablica 3.1 HEP ODS – karakteristični podaci (stanje na dan 31. 12. 2022. godine)

Broj radnika	6.879
Duljina distribucijske mreže	141.937 km
Broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	27.028
Instalirana snaga transformacije	23.694 MVA
Broj obračunskih mjernih mjesta	2.514.048
Broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	7.005
Priključna snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	593 MW
Ukupno predana električna energija u distribucijsku mrežu iz elektrana	1.691 GWh
Potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2021. godini	15.617 GWh
Gubici u 2022. godini	7,13 %

Predstavljeni karakteristični podaci su utvrđeni prema bazi podataka u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Podaci su ažurirani tijekom prve polovine 2023. 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 2023. 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	2.620,0	495
TS 110/35(30)/10(20) kV	42	3.395,5	1.254
TS 110/10(20) kV	65	4.084,0	2.106
TS 35(30)/10(20) kV	297	4.183,7	5.920
Ukupno	441	14.283,2	9.775

Napomena: U iskazanim vrijednostima su uključene i snage međutransformacije.

3.2. Pojne točke 110 kV

Pojnom točkom 110 kV smatramo sve transformatorske stanice gornje naponske razine 110 kV ili više i koje napajaju 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

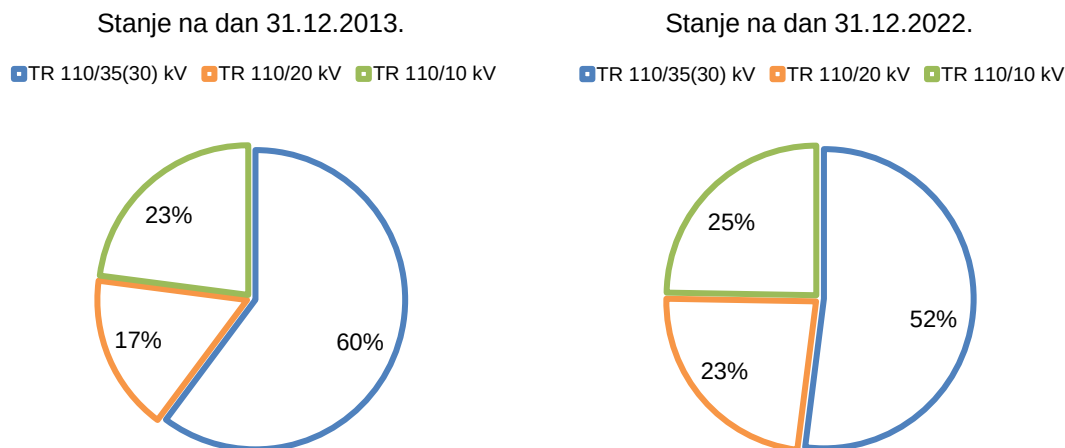
Nove pojne točke 110 kV se planiraju i grade kao transformatorske stanice s izravnom transformacijom i SN postrojenjem najvišeg trajno dozvoljenog pogonskog napona 24 kV. Raste broj projekata rekonstrukcije pojmih točaka 110/35 kV i 110/35/10 kV u kojima se jedan transformator 110/35 kV mijenja transformatorom 110/10(20) kV. Pojne točke 110 kV su zajednički elektroenergetski objekti HEP ODS-a i HOPS-a, pa je i dinamika pripreme i izgradnje određena sve višom razinom uređenosti međusobnih odnosa operatora.

U proteklih 10 godina (2013. – 2022.) izgrađeno je i pušteno u pogon ukupno 12 novih transformatorskih stanica 110/10(20) kV. U kontekstu dosljednog i odgovornog planiranja, važno naglasiti da je 5 novih TS 110/10(20) kV izgrađeno na lokaciji i u zamjenu za postojeću TS 35/10(20) kV (TS 110/20/10(20) kV Kneginec, TS 110/10(20) kV Vrgorac, TS 110/20 kV Tupljak, TS 110/20 kV Turnić i TS 110/20 kV Zamet).

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

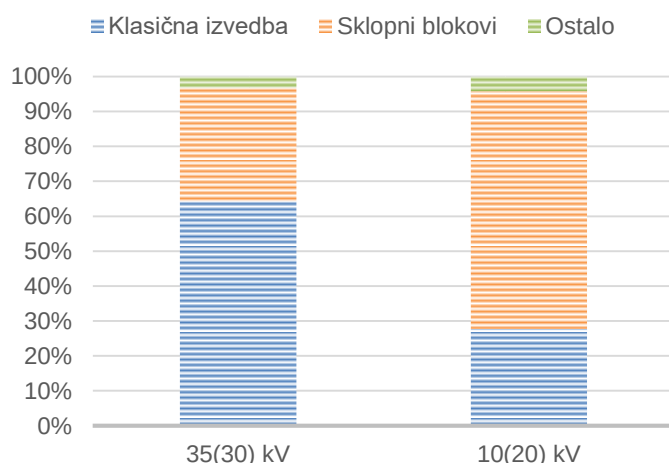
U pojnim točkama 110 kV ugrađeno je 10.099 MVA snage transformacije VN/SN. Na Slici 3.3 prikazan je udio transformatora 110/x kV u TS 110/x kV. U odnosu na stanje od izrade Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [39], vidljiv je porast snage izravne transformacije s 40 % na oko 48 % udjela u transformaciji 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 brža i jednostavnija ugradnja, jednostavnije održavanje i sigurniji pogon, stalno se povećava udio sklopnih blokova.

Slika 3.4 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu

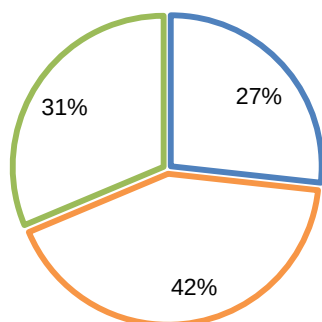
Razvoj informacijskih i telekomunikacijskih tehnologija, podržan primjenom modernih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja, predstavlja osnovu za ispunjavanje modernih zahtjeva pogona SN mreže. Udio numeričke relejne zaštite u postrojenjima je preko 89%, u SDV je uvedeno 96 % polja SN pojmih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

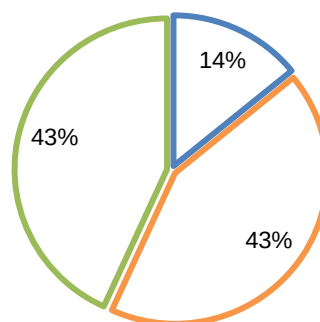
Stanje na dan 31.12.2013.

■ 10 kV ■ 10(20) kV ■ 20 kV



Stanje na dan 31.12.2022.

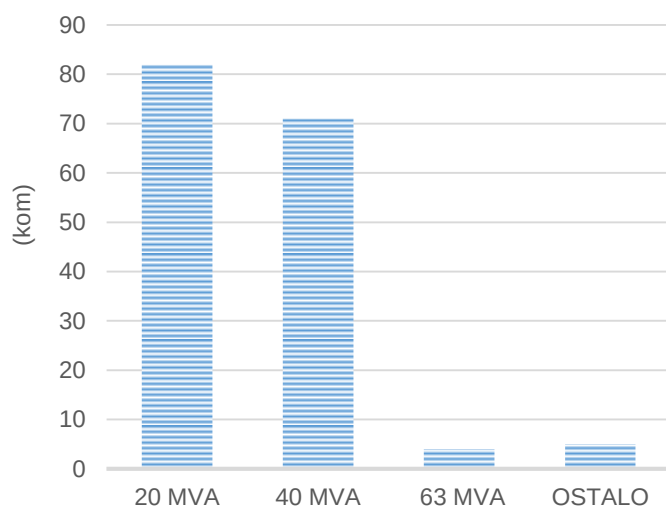
■ 10 kV ■ 10(20) kV ■ 20 kV



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.

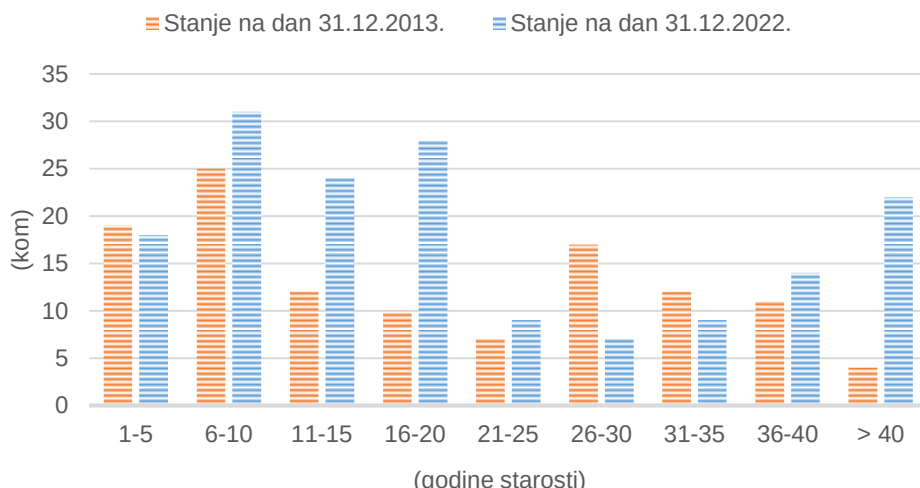


U nadležnosti HEP ODS-a su 162 transformatora prijenosnog omjera VN/SN, ukupne nazivne snage 4.842,5 MVA. Radi se u pravilu o transformatorima 110/10 kV i 110/20 kV.

Slika 3.6 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi

Pregledom raspodjele transformatora prema snazi vidljivo je da je većina transformatora 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 trenutno stanje transformatora u nadležnosti ODS-a relativno povoljno s obzirom na mali udio starijih od granične vrijednosti, pogotovo ako se uspoređi s ostalom imovinom u distribucijskoj mreži.

Nadalje, u idućem razdoblju planiraju 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.

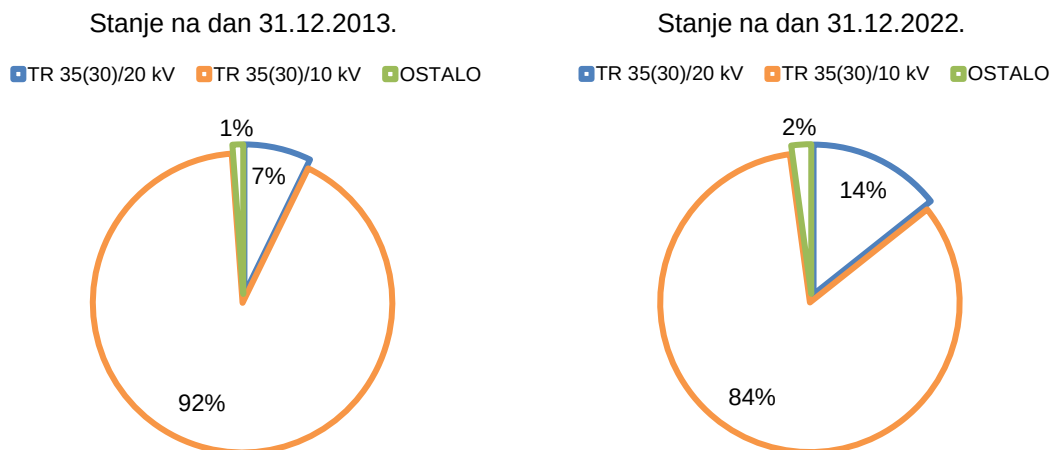
3.3.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 35 kV

U proteklom desetogodišnjem razdoblju (2013. – 2022.) izgrađene su 4 nove pojne točke TS 35/10(20) kV (TS 35/10(20) kV Čaglin, Brod 4, Hrvace i Smiljan). U istom razdoblju 10 postojećih dotrajalih pojmih točaka 35/10 kV cjelovito je rekonstruirano izgradnjom zamjenske TS 35/10(20) kV na istoj lokaciji od čega je 6 zamjena za jednostavne TS u montažnim objektima iz osamdesetih godina 20. stoljeća (TS 35/10(20) kV Otok, Voćin, Babina Greda, Stari Mikanovci, Budimci i Oriovac).

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 vrlo mali broj projekata izgradnje novih TS 35/10(20) kV i pojačanje investicijskih aktivnosti u rekonstrukciju i revitalizaciju postojećih TS 35/10(20). Detalji planiranih 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 4.779 MVA snage transformacije 35(30)/x kV. Vršna opterećenja TS 35/10(20) kV su prosječno na razini 40 % instalirane snage.

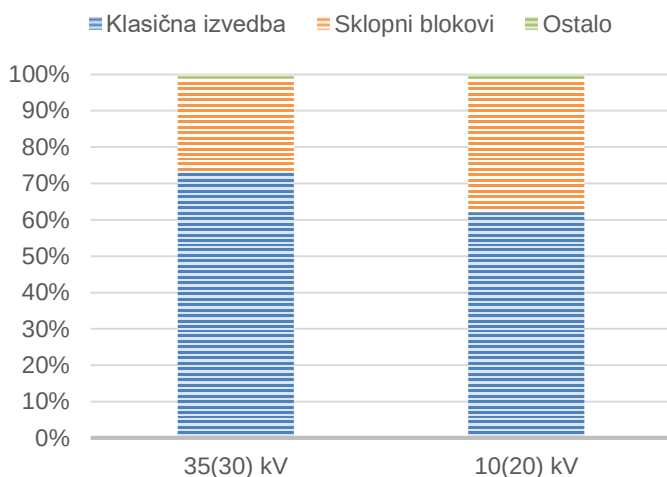


Slika 3.8 Trend promjene instaliranih snaga transformacija 35(30)/x kV u TS 35(30)/x kV i TS 110/x

3.3.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

Pojne točke 35 kV u pravilu su 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 revitalizaciju, najviše u smislu popravaka ili zamjene 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.

Veći udio ugrađenih sklopnihih 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 strateškog prioriteta prelaska na izravnu transformaciju i pripreme prelaska na 20 kV, te zbog proširenja uvjetovanih potrebama novih korisnika mreže. U projektima obnove i proširenja postrojenja 10(20) kV, zbog brzine i praktičnosti se češće primjenjuju sklopnihih blokovi, stoga je u konačnici broj sklopnihih blokova veći u 10(20) kV postrojenjima nego u 35 kV postrojenjima.



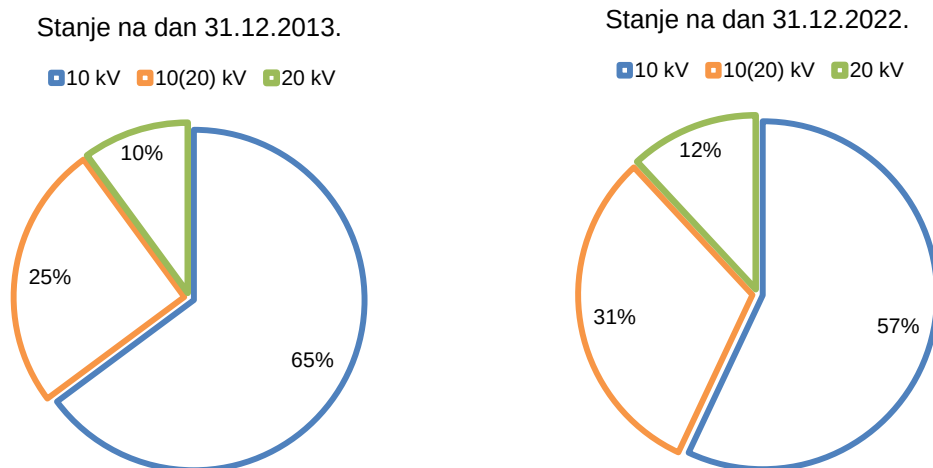
Zbog brojnih prednosti, među kojim se ističu brža i jednostavnija ugradnja, jednostavnije održavanje i sigurniji pogon, stalno se povećava udio sklopnihih blokova.

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

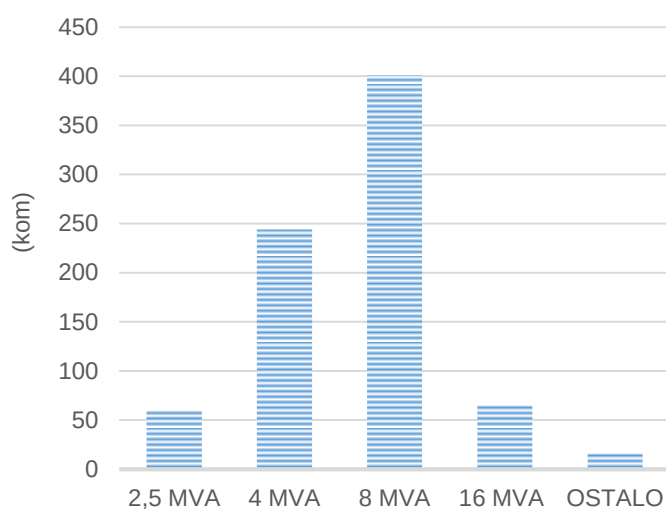
Za razliku od 10(20) kV postrojenja u pojnim točkama 110 kV s velikim udjelom postrojenja pripremljenih za 20 kV, kod pojnih točaka 35 kV taj je udio znatno manji i iznosi oko 43 %. U postrojenjima izvedenim sklopnim blokovima brojnija su postrojenja s najvišim naponom opreme koji omogućuje pogon na 20 kV.



Slika 3.10 Trend promjene raspodjele polja SN postrojenja TS 35 kV prema pogonskom i konstrukcijskom naponu

U načelu se, uvažavajući zahtjeve učinkovitog korištenja energije, rekonstrukcije pojnih točaka 35 kV u 35/20 kV ne potiču u svrhu prelaska 10 kV mreže na 20 kV pogon, nego se, da bi se izbjegla dodatna transformacija 35/20 kV, planiraju rekonstrukcije u rasklopišta 20 kV uz napajanje iz obližnje 110 kV pojne točke. Zbog specifičnosti srednjonaponske mreže i konzuma određenog područja iznimke su razumljive.

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

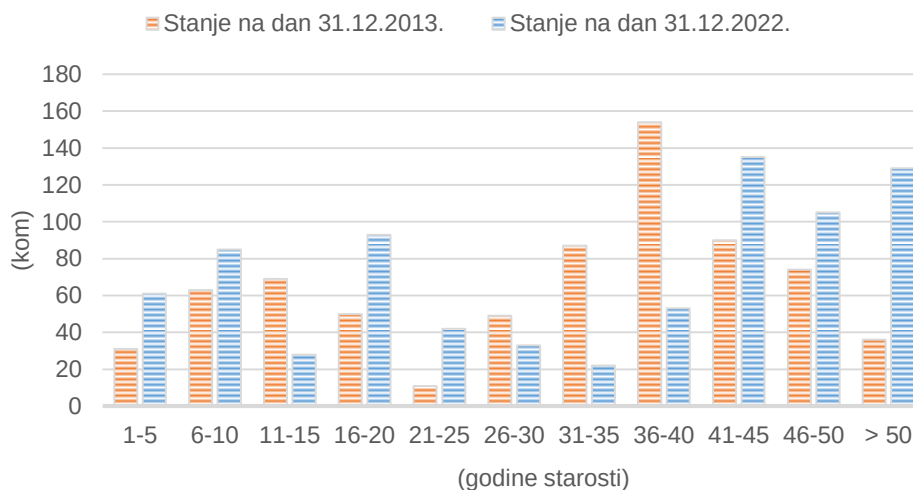


U nadležnosti HEP ODS-a su 786 transformatora prijenosnog omjera SN/SN, ukupne nazivne snage 5.431 MVA. Prosječna je starost transformatora oko 33 godine.

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 47 %, a do kraja planskog razdoblja još dodatnih 10 %.

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 srednjonaponskih 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 srednjonaponske 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, 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 5 % manji udio duljine nadzemnih 35 kV vodova u odnosu na stanje mreže opisano Desetogodišnjim planom 2015. – 2024. [43].

Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova

Naziv	Stanje na dan 31.12.2013.		Stanje na dan 31.12.2022.	
	Duljina (km)	Udio	Duljina (km)	Udio
Nadzemni vodovi 35 kV	3.191	71%	2.973	66%
Podzemni kabeli 35 kV	1.176	26%	1.418	31%
Podmorski kabeli 35 kV	142	3%	145	3%
Ukupno	4.509	100%	4.536	100%

3.5.1. Nadzemni vodovi 35 kV

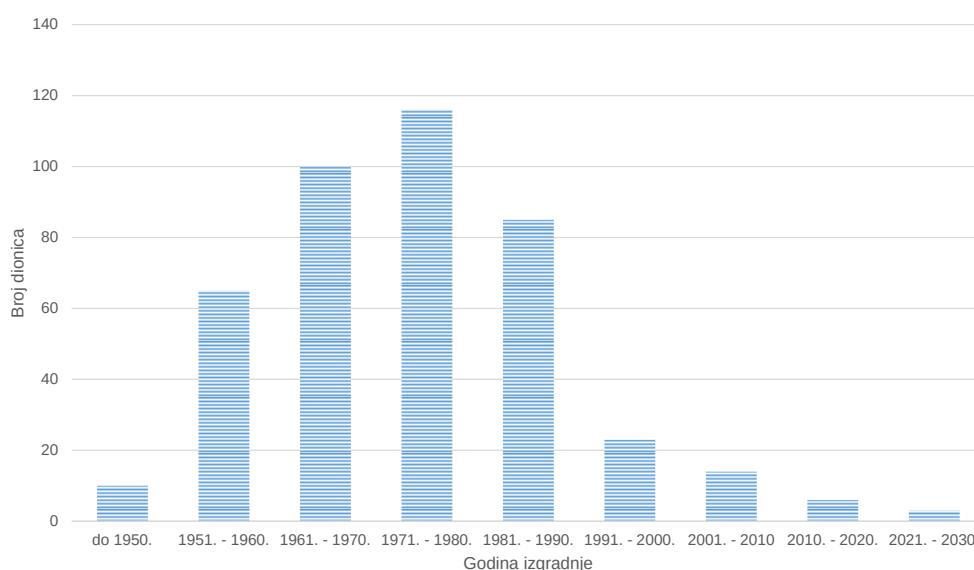
Ukupna duljina nadzemnih vodova smanjila se u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [39] za 218 km te sada iznosi 2.973 km. Promjena je posljedica prelaska SN mreže na 20 kV naponsku razinu i zamjene nadzemnih vodova podzemnim kabelima.

Od 2.973 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 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.

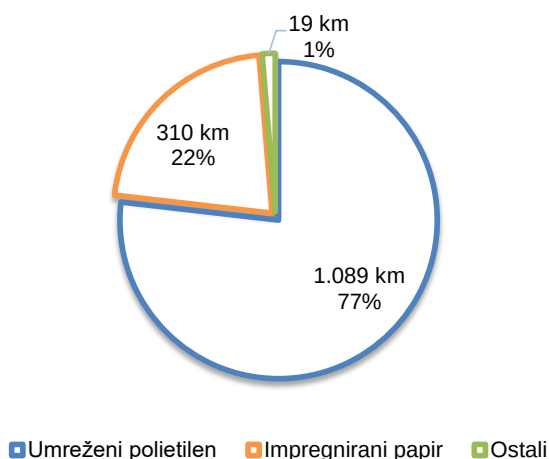


Slika 3.13 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV prema starosti

3.5.2. Podzemni kabeli 35 kV

Razvoj kabelaške 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 1.418 km podzemnih kabela 35 kV, najveći udio imaju kabeli s izolacijom od umreženog polietilena.

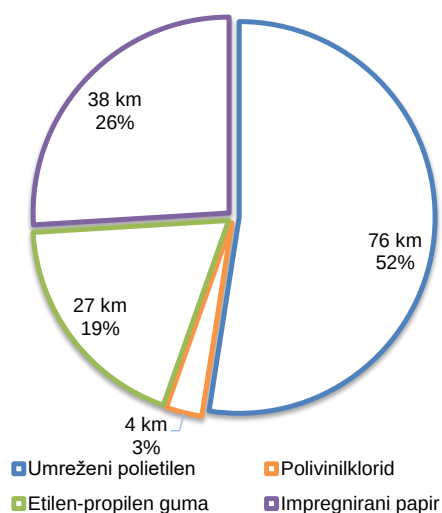


Budući da su 35 kV kabeli različite tehnološke izvedbe polagani u karakterističnim vremenskim razdobljima, postupno se smanjuje udio kabela s papirnom izolacijom, a povećava udio kabela s novijim vrstama izolacije.

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 2015. – 2024. [39] ukupna duljina podmorskih kabelaških vodova naponske razine 35 kV porasla je sa 134 km na 145 km. Investicijske aktivnosti su uglavnom usmjerene na zamjenu postojećih PKB zbog starosti i dotrajalosti. Najveći udio u 35 kV podmorskim kabelaškim 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. Znatno dio 35 kV podmorskih kabelaških 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 31.12.2013.		Stanje na dan 31.12.2022.	
	Duljina (km)	Udio	Duljina (km)	Udio
Nadzemni vodovi 10(20) kV	20.898	59%	20.094	52%
Podzemni kabeli 10(20) kV	14.353	40%	18.116	47%
Podmorski kabeli 10(20) kV	229	1%	256	1%
Ukupno	35.480	100%	38.467	100%

Udio podzemnih kabela u ukupnoj duljini 10(20) kV mreže je 47 %. Udio nadzemnih vodova je 52 %, što je 7 % manje u odnosu na Desetogodišnji plan 2015. – 2024. [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	15.180	4.914	20.094
Podzemni kabeli 10(20) kV	11.737	6.380	18.116
Podmorski kabeli 10(20) kV	240	16	256
Ukupno	27.157	11.310	38.467

3.6.1. Nadzemni vodovi 10 kV i 20 kV

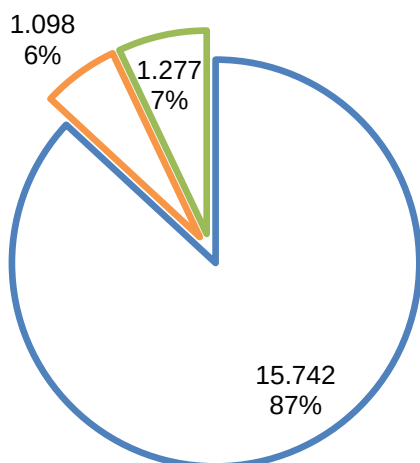
Usporedbom sadašnjeg stanja i Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [39] vidljivo je smanjenje udjela vodova manjih presjeka 25/4 mm² i 35/6 mm² za 1.515 km (s tadašnjih 11.308 km na današnjih 9.793 km) te porast udjela vodova presjeka 50/8 mm² za 420 km (s 4.810 na 5.230 km) i porast udjela vodova 95/15 mm² za 244 km (s 3.393 na 3.637 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 2015. – 2024. [39] pokazuje smanjenje s 12.132 km na 10.589 km. U istom razdoblju povećana je duljina nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV na betonskim stupovima za 470 km, s 6.102 km na 6.572 km.

3.6.2. Podzemni kabeli 10 kV i 20 kV

Ukupna duljina podzemnih kabela 10 kV, odnosno 20 kV iznosi 18.166 km, što je porast za oko 3.813 km u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [39]. Zbog smanjivanja cijene kabela i problema s pronalaženjem koridora za izgradnju nadzemnih vodova, izgradnja kabelskih vodova je praktičnije rješenje. Sve češći su projekti obnove i zamjene starijih kabelskih 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.

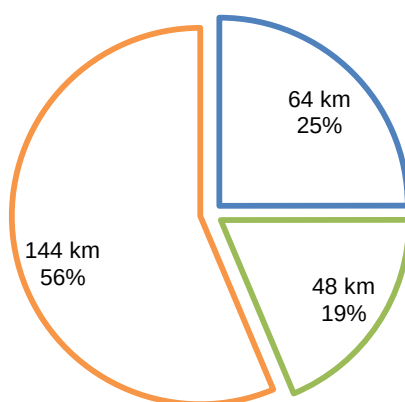
Slika 3.16 Duljine podzemnih kabela 10 kV i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)

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 kablinskih vodova naponske razine 10 kV i 20 kV iznosi 256 km. U vrijeme izrade Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [39] duljina podmorskih kablinskih vodova ovih naponskih razina iznosila 229 km. Od 2016. se sustavno mijenjaju postojeće i grade nove dionice podmorskih kablinskih vodova. U razdoblju 2016. - 2022. zamijenjeno/izgrađeno je 22 podmorska kablinska 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. Više o projektu je opisao 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 29.666, s ukupnom instaliranom snagom 11.780 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)	26.587	3.079	29.666
Instalirana snaga transformacije SN/NN (MVA)	9.411	2.370	11.780

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	15.225	51%
Stupna transformatorska stanica	11.203	38%
Transformatorska stanica tipa „tornjić“	3.238	11%
Ukupno	29.666	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 naprežanja. Provesti će se dodatne analize i ubrzati zamjena ovog tipa transformatorske stanice s kabelaškim i stupnim TS u područjima povećanog rizika potresa značajne magnitude.

Kabelaške transformatorske stanice u prosjeku imaju deset niskonaponskih izvoda, a stupne transformatorske stanice četiri.

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	11.090	38%
TS 10(20)/0,42 kV	10.165	34%
TS 20/0,42 kV	8.411	28%
Ukupno	29.666	100%

Udio transformatorskih stanica s ugrađenom opremom najvišeg napona 24 kV je oko 62 % (18.576). U Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [39] iskazan je udio 53 %, odnosno 15.186 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 8.411, odnosno 28 % 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 pričuvi.

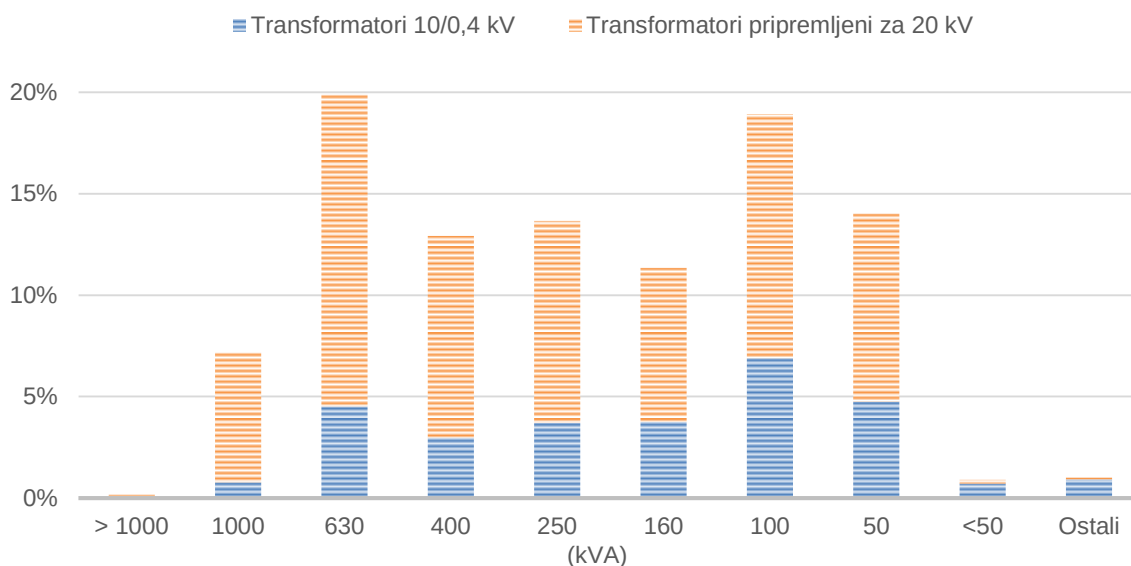
Tablica 3.9 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru

Prijenosni omjer	Ukupno (kom)	Ukupno (%)
10/0,4 kV	9.031	29%
10(20)/0,42 kV	18.065	58%
20/0,42 kV	4.040	13%
Ukupno (kom)	31.136	100 %

Udio preklopivih transformatora i transformatora više naponske razine 20 kV je 71 %. Nove transformatorske stanice grade se s preklopivim transformatorima 10(20)/0,4 kV, a zastupljenost im je 58 %.

U odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [39] vidljiv je porast broja preklopivih transformatora 10(20)/0,4 kV za oko 6.000 komada i porast broja transformatora 20/0,4 kV za oko 800 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.

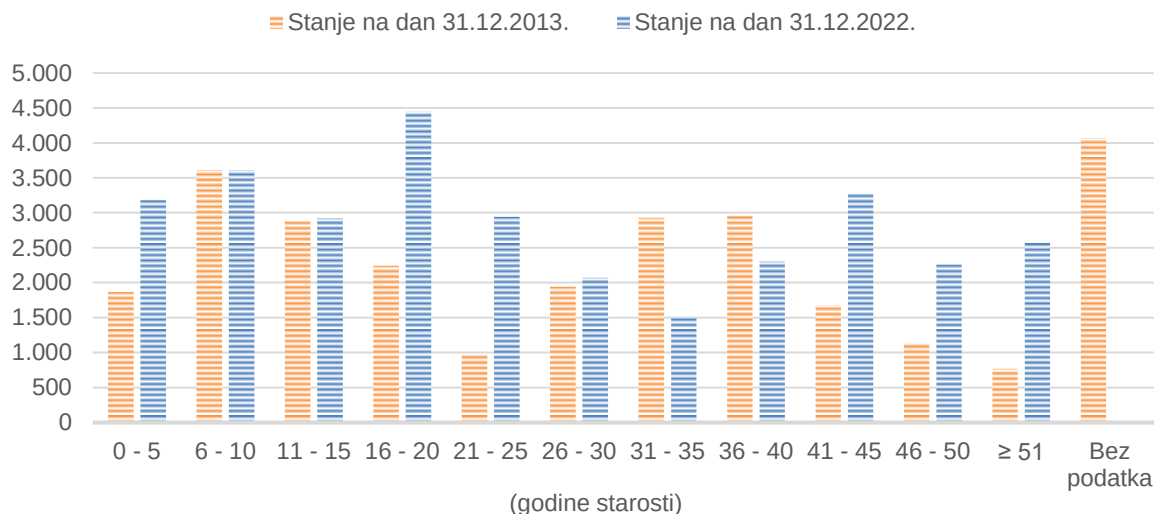


Slika 3.18 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV

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 treba dati transformatorima starijim od 40 godina (kriterij zamjene prema starosti) i onima koji će do isteka promatranog planskog razdoblja doseći starost od 40 godina. Ukupan udio takvih transformatora je oko 38 % svih transformatora HEP ODS-a. U okviru Pilot projekta uvođenja naprednih mreža (više u Poglavlju 6.7.1.), projektne aktivnosti Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže

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 61.768km, od čega je nadzemne mreže 43.139 km, a podzemne kableske: 18.629 km. Omjer podzemne kableske 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)

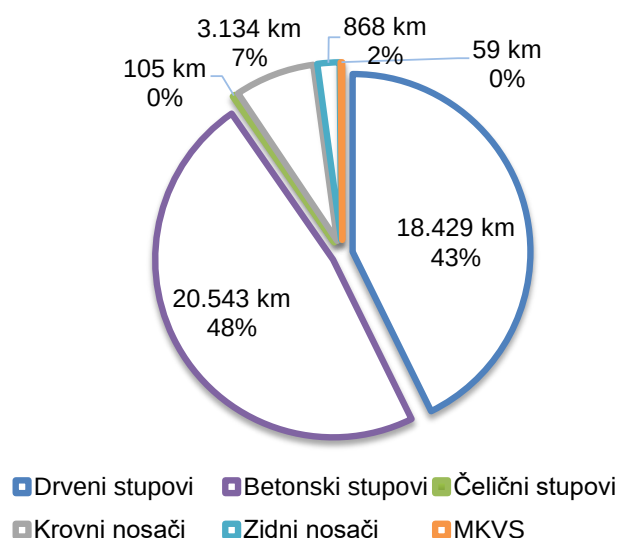
Vrsta vodiča	Duljina (km)	Udio (%)
Samonosivi kableski snop	31.827	52%
Neizolirani vodič	11.312	18%
Ukupno nadzemni vodovi	43.139	70%
Podzemni kabe	18.629	30%
Ukupno	61.768	100%

3.8.1. Nadzemna niskonaponska mreža

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

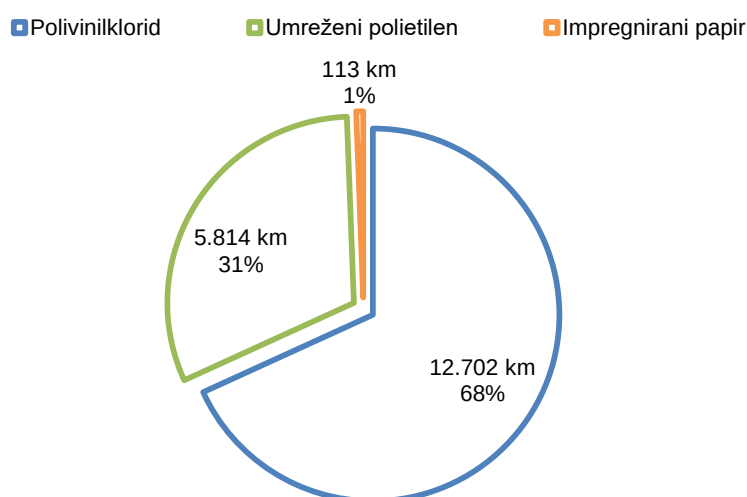
Posljednjih dvadesetak godina, HEP ODS provodi strategiju sustavne zamjene neizoliranih vodiča zbog poboljšanja sigurnosti i pouzdanosti pogona. Uz zamjenu neizoliranog vodiča SKS-om kontinuirano se radi i na zamjeni vodiča malih presjeka, čime se dodatno poboljšavaju naponske okolnosti na NN mreži i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

Najveći je udio niskonaponske nadzemne mreže na drvenim stupovima, u duljini od 18.429 km (43 %) te na betonskim stupovima, u duljini od 20.543 km (48 %). Ako se usporede podaci iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [39], uočava se da je tada 23.771 km nadzemne niskonaponske mreže bilo na drvenim stupovima te 16.761 km nadzemne mreže na betonskim stupovima.



Slika 3.20 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa

3.8.2. Niskonaponski podzemni kabeli

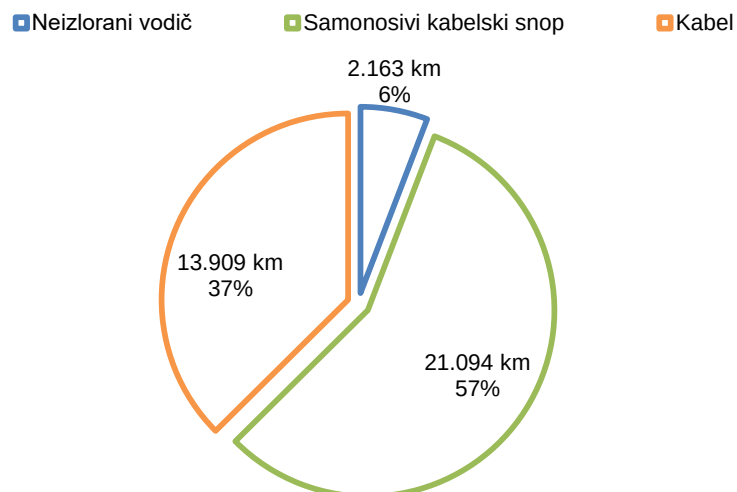


Slika 3.211 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi izolacije

U odnosu na 15.759 km ukupne duljine niskonaponske podzemne kabela mreže u Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [39], danas je taj iznos 18.629 km. Procjenjuje se nastavak trenda rasta udjela jer se rekonstrukcije postojećih i izgradnja novih NN mreža često izvodi podzemnim kabelima. Glavni razlozi odabira navedenog tehničkog rješenja su u vezi sa smanjenjem cijene kabela, projektima obnove ili razvoja urbane infrastrukture i urbanističkim uvjetima izvedbe i otežanim nalaženjem novih koridora za vodove zračne niskonaponske mreže.

3.8.3. Niskonaponski priključci

Ukupna duljina niskonaponskih priključaka je 37.166 km. Nadzemnih niskonaponskih priključaka najviše je izvedeno SKS-om (21.094 km) te 2.163 km neizoliranim vodičima. Ako se usporede kabelski i nadzemni niskonaponski priključci, najviše ima nadzemnih i to oko 63 % u ukupnom udjelu priključaka.



Slika 3.222 Struktura niskonaponskih priključaka

Usporedi li se stanje u Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [39], duljina priključaka izvedenih neizoliranim vodičima se smanjila (s 3.694 km na današnjih 2.163 km). U isto vrijeme povećana je duljina priključaka izvedenih SKS-om (sa 17.707 km na 21.094 km). Očekivano, zbog povećanja duljine podzemne kabela mreže, povećala se duljina kabela priključaka (s tadašnjih 11.615 km na 13.909 km).



4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

4.1.	Potrošnja i vršno opterećenje	58
4.1.1.	Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje	58
4.1.2.	Predviđanje trendova potrošnje i proizvodnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske	59
4.1.3.	Dugoročno predviđanje opterećenja distribucijskog sustava	60
4.2.	Gubici u distribucijskoj mreži	61
4.2.1.	Ostvareni gubici	61
4.2.2.	Struktura gubitaka	62
4.2.3.	Ciljevi smanjenja gubitaka	64
4.3.	Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži	64
4.4.	Distribuirani izvori	67
4.4.1.	Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a	67
4.4.2.	Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a	70

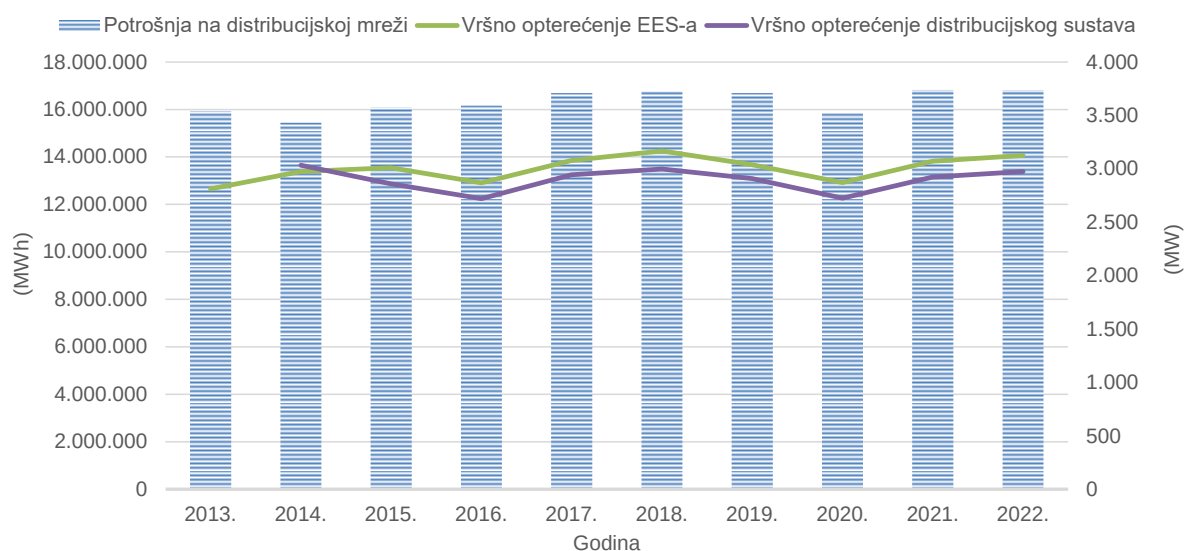
4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

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 2022. godini vršno opterećenje hrvatskog EES-a iznosilo je 3.126 MW, a potrošnja na distribucijskoj mreži 16.816 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 2022. godini.



Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2013. – 2022.

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.

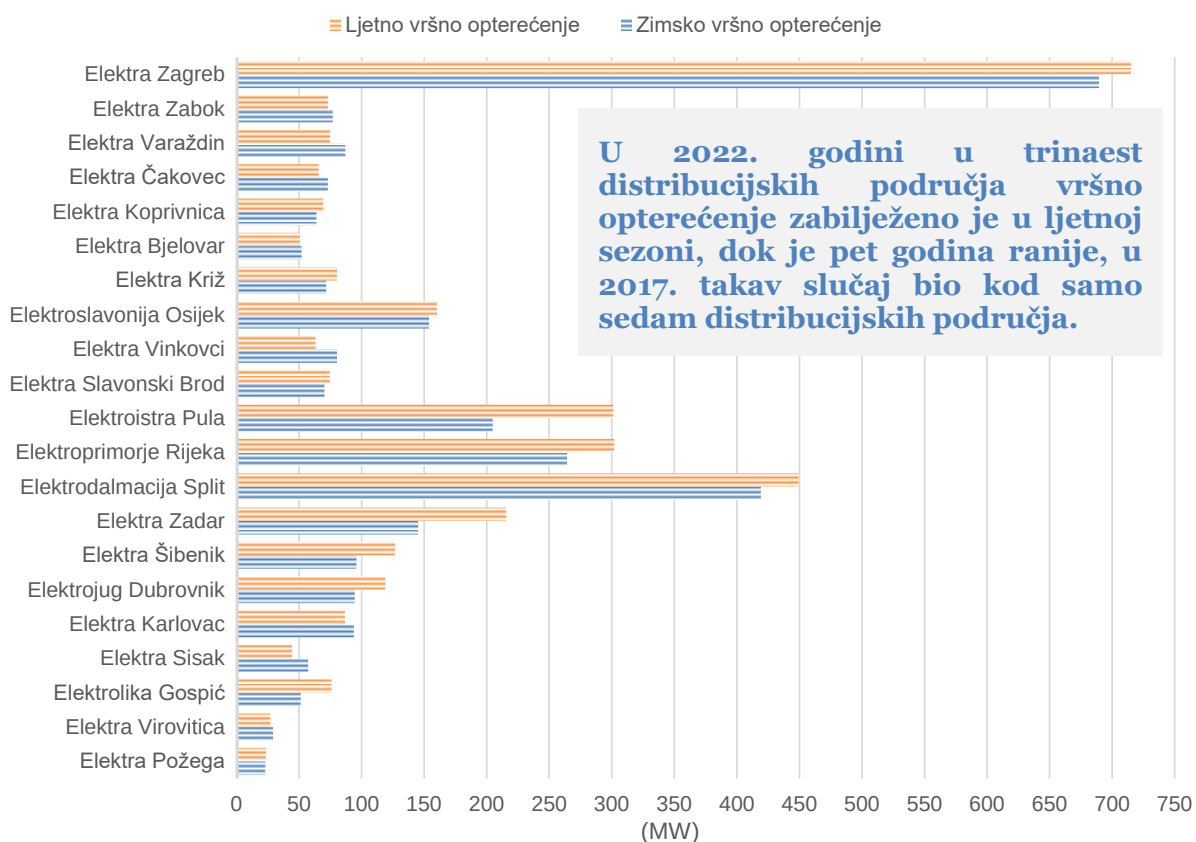
Na iznos vršnog opterećenja utječu distribuirani izvori koji određeno opterećenje „pokrivaju“ lokalno. Stoga dio vršnog opterećenja konzuma nije vidljiv u povećanju vršnog opterećenja transformacije odgovarajuće pojne točke.

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 2022. godini

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

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.

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.

Modeli koji se danas primjenjuju za dugoročno predviđanje potrošnje energije temelje se na inženjerskim načelima modeliranja finalne potrošnje koji koriste normative potrošnje električne energije za određene, definirane aktivnosti, a koje se posebno promatraju po sektorima 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 energetske 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 [45]. Pri prognoziranju opterećenja sagledavaju se povijesni podaci u korelaciji s utjecajem različitih vremenskih uvjeta i geografskog položaja te gospodarskih kretanja.

Razvijen je niz metoda koje se mogu uspješno primijeniti za predviđanje opterećenja specifičnih područja. Pri tome valja istaknuti čimbenike koji unose značajnu nesigurnost u postupak predviđanja opterećenja:

- trendovi u građevinarstvu
- razvoj energetske 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).

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] čiji su rezultati prikazani u Tablici 4.1..

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 prosječnog godišnjeg porasta vršnog opterećenja			
	2021.-2025.	2026.-2030.	2031.-2035.	2036.-2040.
Elektra Zagreb	umjereni	umjereni	mali	umjereni
Elektra Zabok	veliki	umjereni	mali	mali
Elektra Varaždin	umjereni	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Čakovec	mali	umjereni	umjereni	mali
Elektra Koprivnica	mali	umjereni	umjereni	mali
Elektra Bjelovar	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Križ	mali	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroslavonija Osijek	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Vinkovci	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Slavonski Brod	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroistra Pula	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroprimorje Rijeka	veliki	umjereni	mali	mali
Elektrodalmacija Split	veliki	mali	mali	umjereni
Elektra Zadar	umjereni	mali	mali	umjereni
Elektra Šibenik	umjereni	veliki	mali	umjereni
Elektrojug Dubrovnik	veliki	umjereni	mali	umjereni
Elektra Karlovac	umjereni	umjereni	mali	umjereni
Elektra Sisak	veliki	umjereni	mali	mali
Elektrolika Gospić	veliki	umjereni	umjereni	mali
Elektra Virovitica	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Požega	umjereni	umjereni	umjereni	umjereni

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 %.

4.2. Gubici u distribucijskoj mreži

4.2.1. Ostvareni gubici

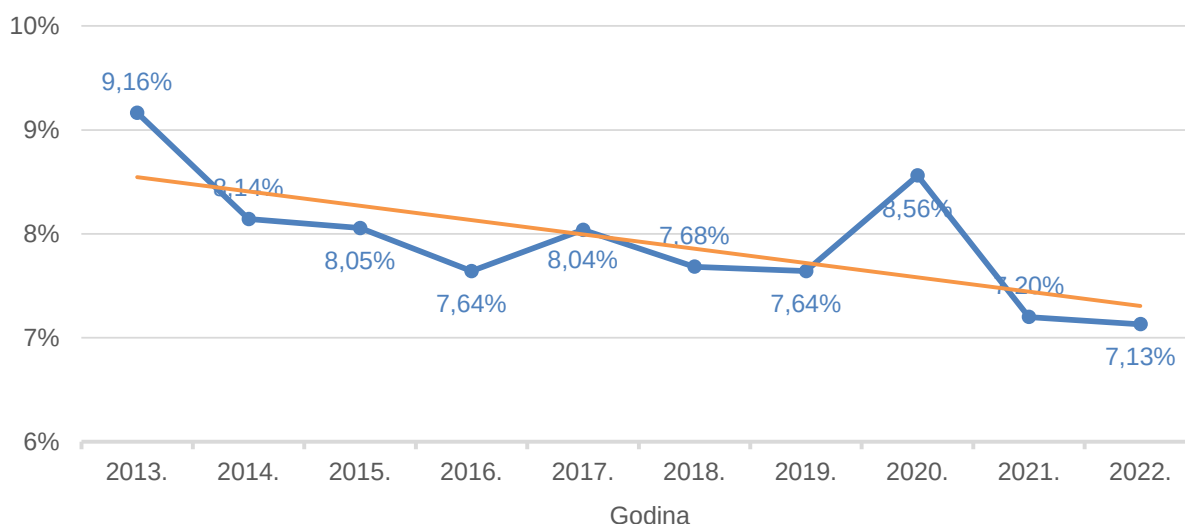
Zakonom o tržištu električne energije [1] propisane su dužnosti HEP ODS-a u pogledu analize gubitaka u distribucijskoj mreži na mjesečnoj, godišnjoj i višegodišnjoj razini, uključujući procjenu tehničkih i

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. Gubici električne energije uobičajeno se izražavaju u postotnom iznosu od ostvarene nabave električne energije u distribucijskoj mreži.

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

Višegodišnji trend smanjenja gubitaka, kao rezultat konstantnih ulaganja u sanaciju postojeće distribucijske mreže, prekinut je u 2020. godini. Pojavom pandemije bolesti COVID-19 došlo je do značajnijih promjena u strukturi potrošnje po naponskim razinama što je utjecalo na povećanje gubitaka u distribucijskoj mreži (usporavanje rada industrije, rad od kuće i slično). Udio gubitaka u 2021. i 2022. godini dokazuje da je stanje gubitaka u 2020. godini bila anomalija te da je trend smanjenja i dalje prisutan.



Slika 4.3 Gubici električne energije u razdoblju 2013. – 2022.

4.2.2. Struktura gubitaka

Prema svom karakteru, gubici električne energije dijele se na dvije ključne grupe:

- Tehnički gubici, koji su 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.
- Netehnički gubici električne energije posljedica su neizmjerene i neobračunate energije koju su potrošili kupci električne energije.

Neki od najčešćih uzroka povećanih tehničkih gubitaka:

- 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.

Neki od najčešćih uzroka povećanih netehničkih gubitaka:

- 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.

Provedenim istraživanjem [41] dobiven je omjer tehničkih i netehničkih gubitaka u mreži HEP ODS-a od približno 51:49 %, što se znatno razlikuje od uvriježenog stajališta o 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

Neovlaštena potrošnja električne energije podrazumijeva 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. Osim ove kontrole, provode se i ciljane kontrole neovlaštene potrošnje na temelju zaprimljenih prijava građana i radnika.

Jedan od načina za otkrivanje neovlaštene potrošnje električne energije na nekom području je i sumarno 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], u idućem razdoblju planira se sustavno baviti smanjenjem ponajprije netehničkih gubitaka električne energije.

S tim su ciljem izrađene Smjernice i preporuke za smanjenje netehničkih gubitaka električne energije (2018.) koje predstavljaju svojevrsni katalog mjera za ostvarenje cilja smanjenja netehničkih gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži. Smjernicama se utvrđuje cilj minimalnog smanjenja od jedan postotni bod netehničkih gubitaka u sljedeće 4 godine.

Uz izuzetak 2020. godine, u proteklom je razdoblju ostvareno značajno smanjenje gubitaka električne energije na razini HEP ODS-a. U pojedinim dijelovima distribucijske mreže i dalje postoje realne mogućnosti daljnjeg smanjenja gubitaka.

Prioritet se i dalje daje provedbi 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, s pomoću aplikacije DISPO (Distribucijska Pouzdanost) koja je u HEP ODS-u u primjeni od 2006. godine. 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, bitno je razlikovati:

- Planirane prekide – 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.
- Prisilne prekide, 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.
- Prisilne prekide nastale 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.

Nastavkom normalizacije gospodarskih aktivnosti u 2022. godini veće su aktivnosti redovnog i preventivnog održavanja koje se u cilju smanjenja trajanja prekida provode uz bolju koordinaciju terenskih ekipa i uz primjenu rada pod naponom u cilju smanjenja trajanja prekida. Navedeno se očituje u većem broju (SAIFI) planiranih prekida napajanja, ali pokazateljem (CAIDI) se vidi kraće prosječno trajanje prekida napajanja što je zadovoljavajuće jer ukazuje na učinkovitije obavljanje planiranih radova. Osim toga, nastavljene su aktivnosti na Pilot projektu uvođenja naprednih mreža u pojedinim distribucijskim područjima (Zagreb, Osijek, Split, Zadar i Dubrovnik), kontinuirano ulaganje u

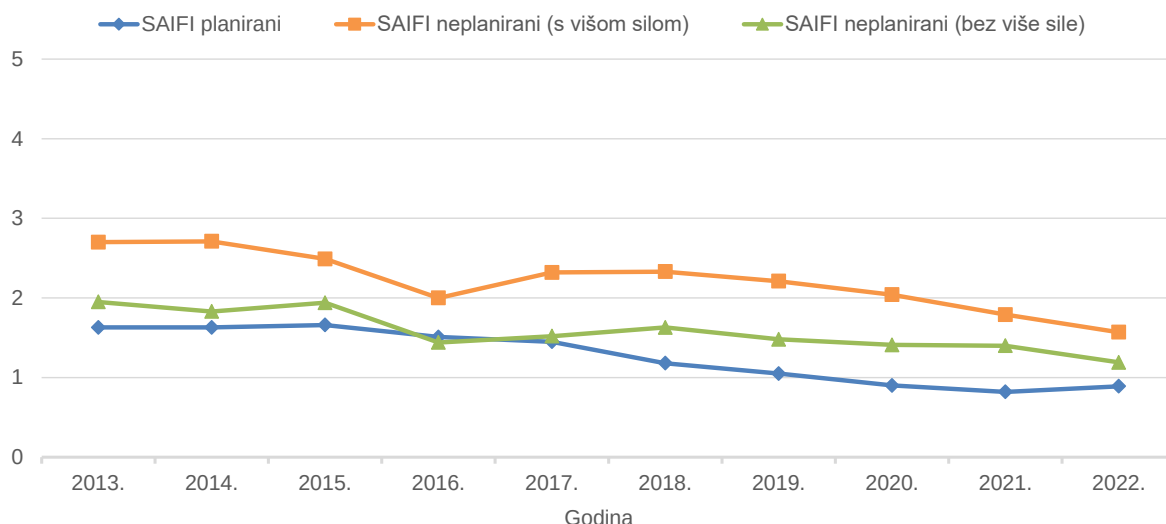
automatizaciju po dubini mreže, te prelazak srednjonaponske 10 kV mreže na 20 kV naponsku razinu.

Nekoliko duljih neplaniranih prekida napajanja koji su posljedica kvarova na opremi te građevinskih radova trećih osoba imali su značajnu težinu kod pokazatelja neplaniranih prekida napajanja. Vremenske prilike u 2022. godini bile su relativno povoljnije u odnosu na prethodnu godinu te nisu uzrokovale povećan broj neplaniranih prekida napajanja (vidljivo u pokazatelju SAIFI).

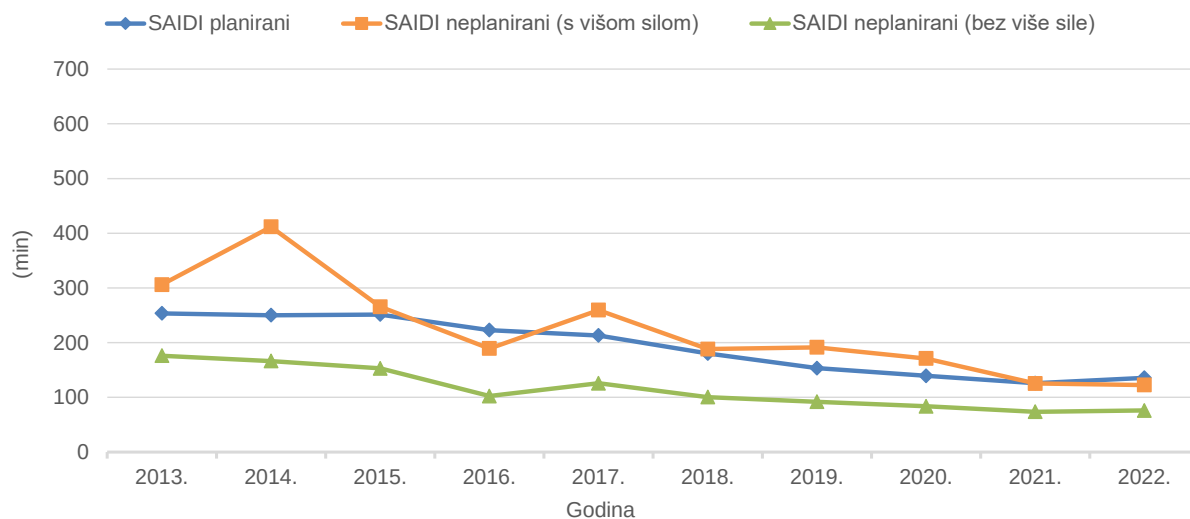
Nastavljen je trend kontinuiranog smanjenja trajanja neplaniranih prekida napajanja s višom silom. Kontinuiranim ulaganjem u elektroenergetska postrojenja i mrežu te sustave automatizacije elemenata mreže, omogućeno je poboljšanje pokazatelja pouzdanosti napajanja električnom energijom.

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.

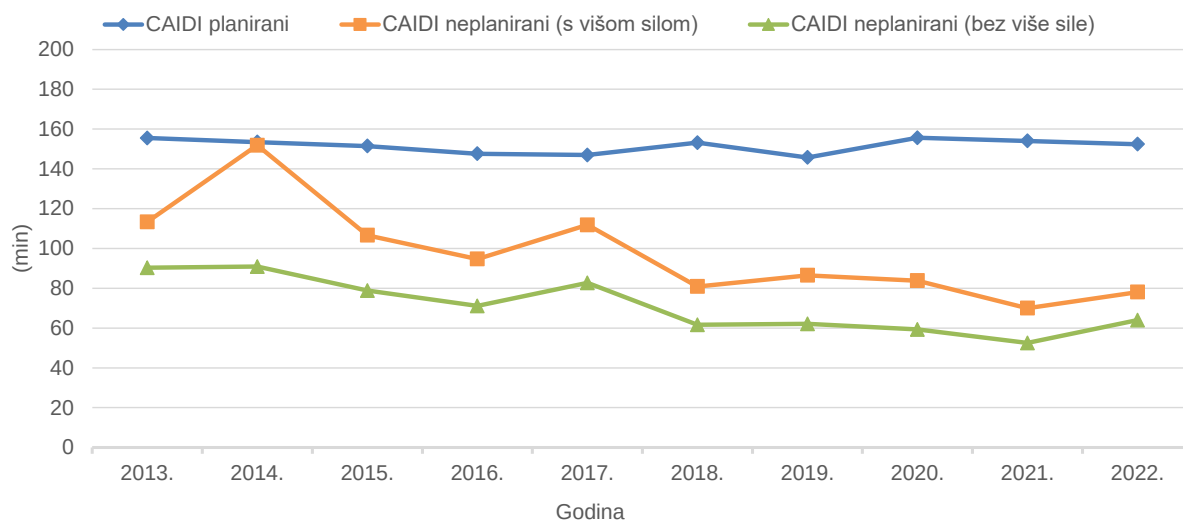
Opisani pokazatelji pouzdanosti promatrani na manjem dijelu distribucijske mreže (npr. srednjonaponski izvod) predstavljaju važan kriterij za planiranje razvoja distribucijske mreže i prioritiziranje potrebnih ulaganja.



Slika 4.4 Prosječan broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2013. – 2022.



Slika 4.5 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2013. – 2022.



Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2013. – 2022.

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.

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	6.659	135.016	182	86.987	6.841	222.003	32
Vjetroelektrane			9	95.850	9	95.850	10.650
Biomasa	10	4.334	33	94.668	43	99.002	2.302
Hidroelektrane	18	3.281	21	73.096	39	76.377	1.958
Geotermalna			1	10.000	1	10.000	10.000
Ostalo	19	2.878	53	87.595	72	90.473	1.257
Ukupno	6.706	145.509	299	448.196	7.005	593.705	85

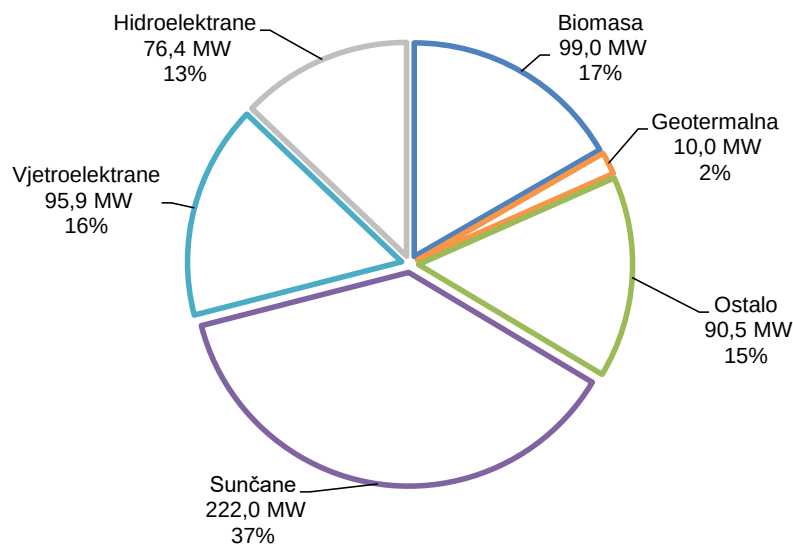
Napomena: uključene su i elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. koje su priključene na distribucijsku mrežu.

Sunčane elektrane priključene na niskonaponsku mrežu prema broju su najzastupljeniji tip izvora na mreži HEP ODS-a (96 %), dok priključnom snagom sudjeluju sa samo 28 % od ukupno priključenih izvora na niskonaponsku i srednjonaponsku mrežu.

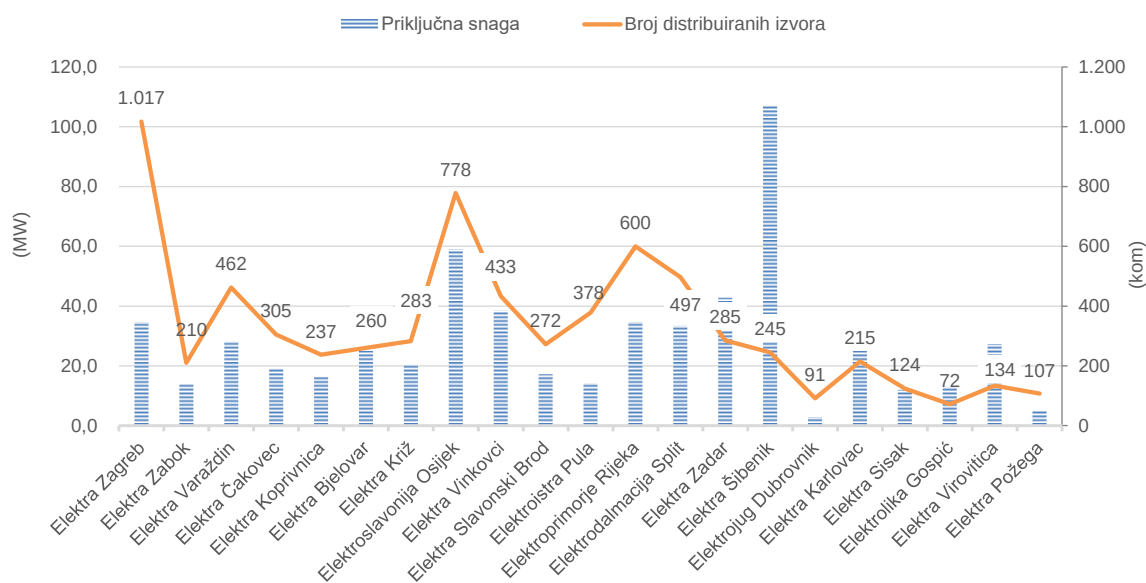
Tijekom 2022. godine nastavio se trend porasta priključenja elektrana na distribucijsku mrežu, posebno malih sunčanih elektrana za koje je pojednostavljena procedura priključenja, a koje se grade kao jednostavne građevine. Među njima najveći je broj kupaca s vlastitom proizvodnjom, koji viškove proizvedene električne energije isporučuju u mrežu. Također, primjetno je povećanje broja priključenja većih elektrana na SN.

Ukupna snaga priključenih 7.005 distribuiranih izvora iznosi 593,7 MW. Zaključno s 31.12.2022. godine na mreži HEP ODS-a bilo je priključeno ukupno 3.789

proizvođača u statusu korisnika postrojenja za samoopskrbu ukupne priključne snage 22.789 kW.



Slika 4.7 Priključna snaga po vrstama elektrana priključenih na distribucijsku mrežu



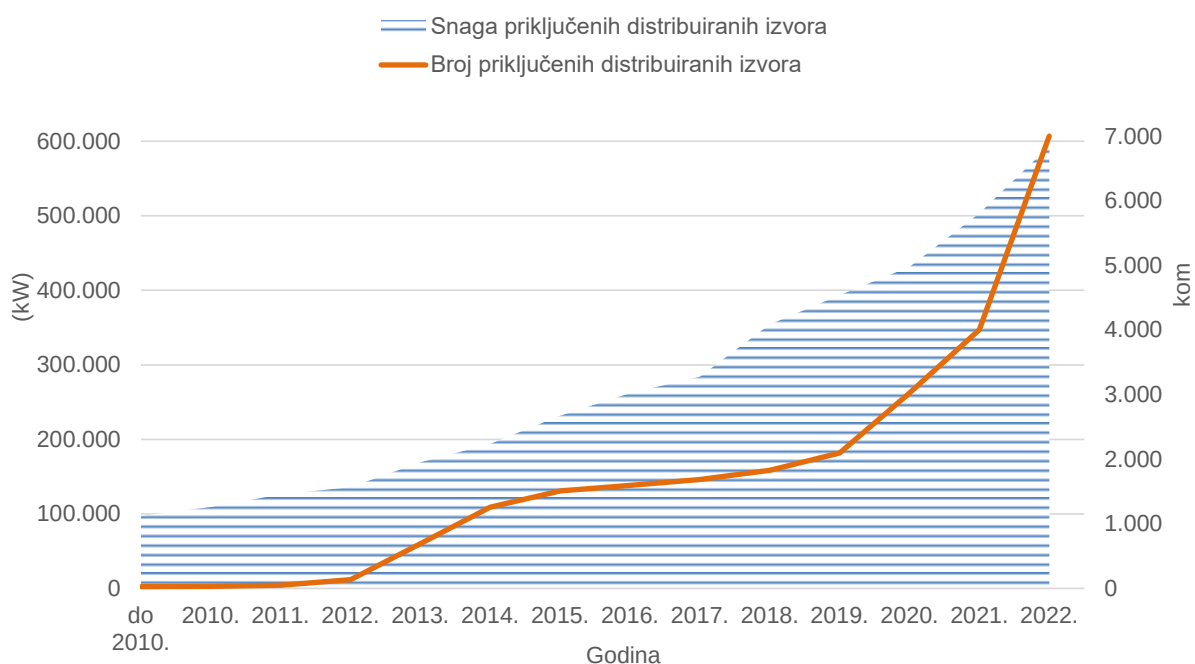
Slika 4.8 Priključna snaga i broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima

Tablica 4.3 Broj priključenih izvora i priključna snaga u razdoblju od 2010. do kraja 2022. godine

Godina	Priključeni izvori	
	Broj	Priključna snaga (kW)
do 2010.	26	97.341
2010.	6	11.975
2011.	15	16.877
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
Ukupno	7.005	593.705

U razdoblju od 2019. do danas primjećuje se znatan porast priključenih distribuiranih izvora, dok priključna snaga istih ne prati rast, iz čega se može zaključiti da se na distribucijsku mrežu priključuje sve veći broj izvora manje priključne snage.

Od ukupno 7.005 priključenih distribuiranih izvora, u 2022. godini se priključili 2.999 ili 42% ukupnog broja i što predstavlja znatan porast trenda priključenja izvora na distribucijsku mrežu.

**Slika 4.9 Porast broja i snage priključenih distribuiranih izvora u razdoblju od 2010. do kraja 2022. godine**

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 2022. godine iznosi 1.691,4 GWh, što je oko 11 % ukupne potrošnje električne energije kupaca na distribucijskoj mreži u 2022. godini.

Najveći udio proizvodnje na distribucijskoj mreži čini proizvodnja hidroelektrana (14 %) i ostalih tipova elektrana (23 %), uglavnom bioplinskih postrojenja te elektrana na biomasu (38 %) i vjetroelektrana (12 %). U mreži HEP ODS-a brojem najzastupljenije sunčane elektrane u godišnjoj proizvodnji distribuiranih izvora sudjeluju sa samo 9 %.



Slika 4.10 Godišnja proizvodnja električne energije iz distribuiranih izvora



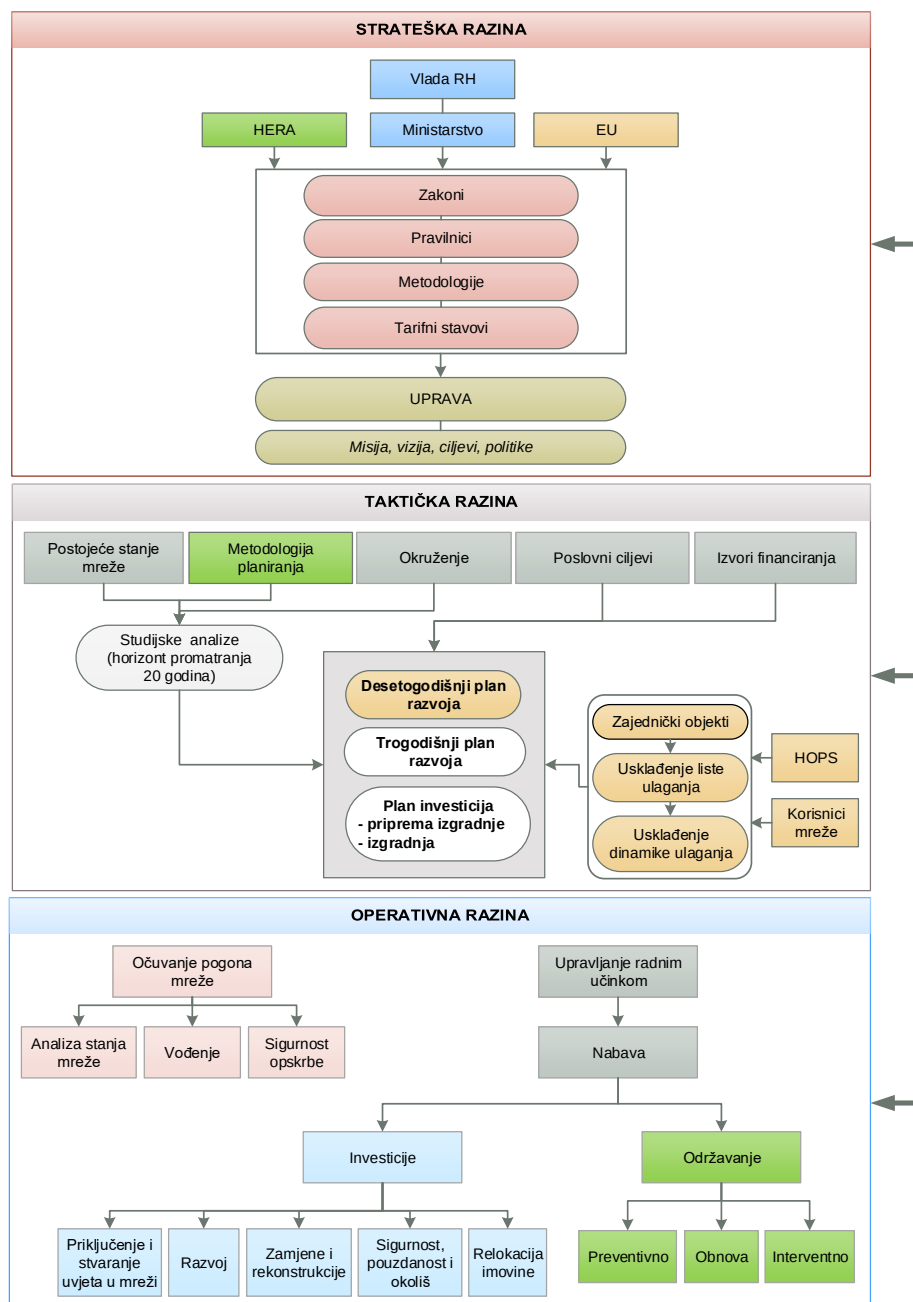
5. Planovi razvoja distribucijske mreže

5.1.	Proces planiranja i izrade planova razvoja	72
5.2.	Podloge za izradu planova razvoja.....	73
5.2.1.	Informatička podrška izradi planova	73
5.2.2.	Studije razvoja distribucijske mreže.....	74
5.2.3.	Unaprjeđenje procesa planiranja	74
5.3.	Pristup alternativama pojačanja distribucijske mreže.....	76

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 drugog operatora mreže.



Slika 5.1 Proces planiranja razvoja i investicija

Dugoročno planiranje razvoja provodi se u studijskim analizama srednjonaponske distribucijske mreže koje daju ulazne parametre za višegodišnje planove razvoja, tj. za desetogodišnji plan razvoja u kojem se detaljno iskazuju investicije u početnom trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju.

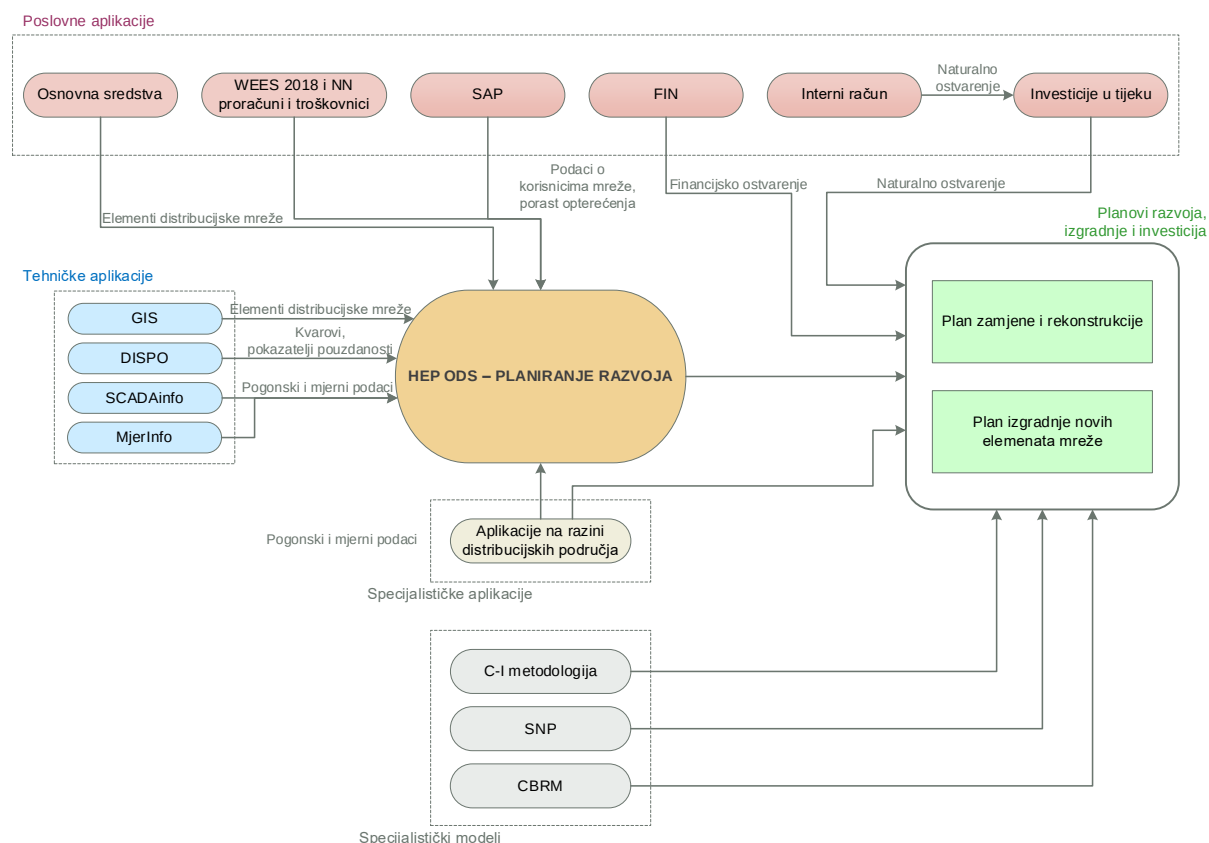
Operator distribucijskog sustava koordinira provedbu usvojenih planova razvoja, pri čemu brine o stalnom očuvanju sigurnog pogona mreže.

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 raznih specijalističkih aplikacija.



Slika 5.2 Informatička podrška procesu planiranja

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

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

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

Rezultat studija je pregled 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...).

Ujednačenost sadržaja, dubine razrade, horizonta planiranja i periodičnosti izrade studija razvoja nužna je za

učinkovito dugoročno planiranje razvoja distribucijske mreže, a osigurava se centralnom 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:

- 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 jednog distribucijskog područja.

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 narednom razdoblju studijske će analize biti usmjerene na sljedeća područja istraživanja:

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

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

Metodologija treba omogućiti 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 treba 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 potrebno je u sklopu studije provesti analizu za jedan ili više objekata s kasnijim početkom gradnje iz aktualnog 10g plana ili objekta čije uvrštenje u 10g tek potencijalno slijedi.

- b) Pristup alternativama pojačanja distribucijske mreže u desetogodišnjim planovima razvoja

Potreba za provedbom istraživanja proizlazi 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 provest će se sljedeće aktivnosti:

- Proučiti praksu primjene usluga fleksibilnosti za upravljanje kapacitetom mreže u EU zemljama
- Analizirati mogućnosti i načine osiguranja fleksibilnosti za potrebe upravljanja kapacitetom mreže u Republici Hrvatskoj
- Proučiti sadržaj desetogodišnjih planova razvoja HEP ODS-a te predložiti 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.

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

Dolazeća elektrifikacija prometnog sektora će rezultirati velikim povećanjem opterećenja u mreži. Integracija punionica za punjenje električnih vozila povećava zahtjeve na pravodoban razvoj, revitalizaciju i održavanje distribucijske mreže. HEP ODS je danas suočen s važnim pitanjima:

- U kojoj je mjeri distribucijska mreža u stanju podnijeti dinamiku porasta opterećenja uzrokovanog infrastrukturom za punjenje EV i do kada?
- Kakav je utjecaj elektrifikacije prometa na primarne trafostanice (TS 110/x i TS 35/x , na srednjonaponsku mrežu, a kakav na niskonaponsku mrežu?

- Kakav je utjecaj elektrifikacije prometa na metode planiranja razvoja mreže?
- Je li potrebno ponovno razmotriti dimenzioniranje standardiziranih značajki (vrijednosti) opreme koja se danas koristi?

Studijom će se na primjeru distribucijske mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula razmotriti utjecaj elektrifikacije prometa na distribucijsku mrežu i dati odgovori na postavljena pitanja.

5.3. Pristup alternativama pojačanja distribucijske mreže

Cilj je planiranja razvoja elektroenergetskog sustava povećanje učinkovitosti rada i razvoja korištenjem svih dostupnih mogućnosti. Pojačanje mreže dobro je poznat pristup osiguranju pouzdanosti sustava te zadovoljenju potreba korisnika mreže. Međutim, deterministički pristup koji podrazumijeva dimenzioniranje sustava na najnepovoljnije uvjete koji se mogu pojaviti nije učinkovit i često rezultira velikim investicijama radi događaja koji se u sustavu mogu dogoditi vrlo rijetko. Radi toga je potrebno razmotriti alternative pojačanju distribucijske mreže.

Korisnici distribucijskog sustava imaju različit stupanj fleksibilnosti rada ovisno o svojstvima postrojenja za proizvodnju, skladištenje ili potrošnju električne energije. Kroz različita istraživanja pokazalo se kako korisnici distribucijske mreže mogu pomoći operatoru sustava da održi sve parametre u okvirima za normalni pogon. Na razini Europske unije i Hrvatske regulatornim okvirima se osigurava da operator distribucijskog sustava može nabavljati usluge od pružatelja distribuirane proizvodnje, upravljanja potrošnjom ili skladištenja energije te se promovira upotreba mjera energetske učinkovitosti, ako te usluge na troškovno učinkovit način smanjuju potrebu dogradnje ili zamjene elektroenergetskog kapaciteta i podupiru učinkovit i siguran rad distribucijskog sustava. Operator distribucijskog sustava nabavlja te usluge u skladu s razvidnim, nediskriminacijskim i tržišno utemeljenim postupcima, osim ako regulatorno tijelo utvrdi da nabava takvih usluga nije gospodarski učinkovita ili da bi takva nabava dovela do ozbiljnih poremećaja na tržištu ili do većih poremećaja.

Usluge fleksibilnih korisnika mogu biti usluge upravljanja zagušenjem u distribucijskom sustavu te nefrekvencijske pomoćne usluge. Nabava svih vrsta usluga je u nadležnosti operatora distribucijskog sustava, što iziskuje visoku razinu osmotrivosti i upravljivosti sustava te razmjenu informacija s operatorom prijesnog sustava i pružateljima usluga. Operator distribucijskog sustava treba primjereno financijski vrednovati pruženu uslugu, a istovremeno operatoru distribucijskog sustava treba adekvatno nadoknaditi barem razumne troškove povezane s nabavom takvih usluga, uključujući troškove potrebnih informacijskih i komunikacijskih tehnologija te troškove infrastrukture.

Nabava usluga može se planirati u fazi izrade planova razvoja mreže ili u domeni vođenja sustava. Plan razvoja mreže osigurava razvidnost potrebnih srednjoročnih i dugoročnih usluga fleksibilnih korisnika te utvrđuje ulaganja planirana u sljedećih pet do deset godina, s posebnim naglaskom na glavnoj infrastrukturi distribucijske mreže potrebnoj kako bi se priključili novi proizvodni kapaciteti i novi kupci. Plan razvoja mreže obuhvaća i upotrebu upravljanja potrošnjom, energetske učinkovitost, postrojenja za skladištenje energije ili druge resurse kojima se operator distribucijskog sustava služi kao alternativom proširenju sustava.

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, energetske učinkovitost, upotrebu postrojenja za skladištenje energije, upotrebu usluga fleksibilnosti, redispčiranje 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.

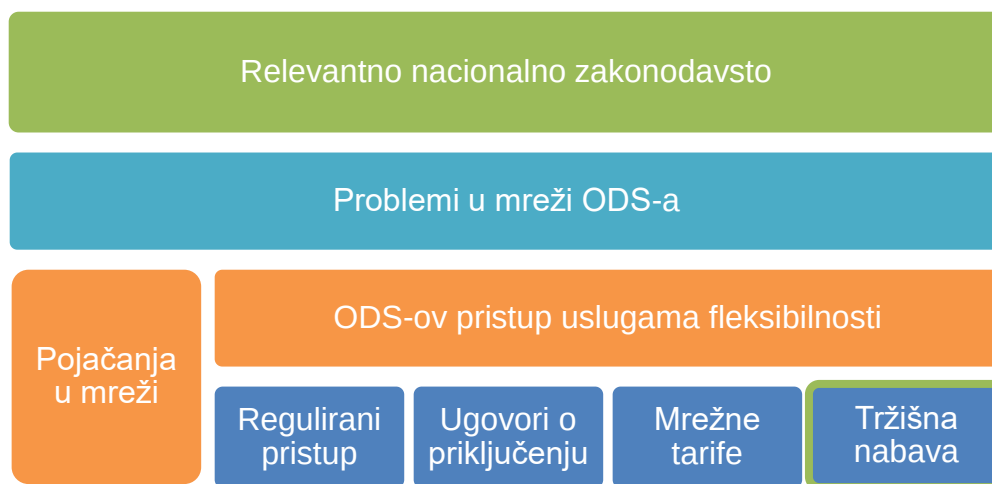
Dodatno, Zakon o tržištu električne energije [1] u članku 75., stavku 1. obvezuje regulatornu agenciju da potiče operatora distribucijskog sustava na uporabu fleksibilnosti, uključujući sudjelovanje u

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 tarifyne 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 – ponajprije se odnosi na smanjenje vršnih opterećenja u pojedinim dijelovima dana. Uglavnom se radi o privremenom rješavanju ograničenja na koje operator mora reagirati relativno brzo. Dugoročno rješenje je pojačanje mreže, alternativa (upravljanje potrošnjom ili proizvodnjom) odgađa potrebu za pojačanjem 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, produžio 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 spojnem 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.

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 tijeku je izrada studije Pristup alternativama pojačanja distribucijske mreže u desetogodišnjim planovima razvoja, o kojoj je više rečeno u prethodnom poglavlju.

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.

Stvarna primjena usluga fleksibilnih korisnika u Hrvatskoj na distribucijskoj razini ne postoji, no na razini prijenosa električne energije uspostavljen je okvir koji omogućuje pružanje pomoćnih usluga korisnicima samostalno ili preko agregatora. Vjeruje se da će se u narednom razdoblju pokazati sve veći interes korisnika i agregatora za pružanjem usluga i na distribucijskoj razini. HEP ODS intenzivno radi na procjeni potreba za uslugama fleksibilnih korisnika. U narednom razdoblju bit će potrebno odrediti lokacije i potrebne količine za nabavu usluga koje mogu biti alternativa pojačanju mreže te će ih se uključiti u razmatranje planova razvoja mreže. U međuvremenu treba intenzivirati investicije u osmotrivost mreže, posebno na niskonaponskoj razini, što je preduvjet za pružanje usluga operatoru. Također, potrebno je ekonomski vrednovati alternativne pristupe uspostavom metodologije te primjenom na konkretnim dijelovima mreže gdje će se koristiti alternativni pristupi pojačanju distribucijskog sustava.



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	81
6.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom.....	83
6.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	84
6.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	84
6.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	85
6.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	85
6.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova	86
6.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova.....	86
6.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	88
6.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	88
6.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	89
6.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova	90
6.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova.....	92
6.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	92
6.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova.....	93
6.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	94

6.4.3. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	94
6.5. Ulaganja u mjerne uređaje, sekundarne sustave i razvoj.....	95
6.5.1. Mjerni uređaji i infrastruktura.....	95
6.5.2. Sustavi daljinskog vođenja distribucijske mreže	103
6.5.3. Sustavi mrežnog tonfrekventnog upravljanja	104
6.5.4. Komunikacijski sustavi i kibernetička sigurnost	104
6.5.5. Automatizacija i upravljanje po dubini mreže.....	106
6.5.6. Nove tehnologije i tehnološki razvoj.....	107
6.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	108
6.6.1. Osobna, teretna i radna vozila	108
6.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori	110
6.6.3. Informatička oprema i informatizacija poslovnih procesa	113
6.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	114
6.7. Sufinancirana ulaganja	117
6.7.1. Pilot projekt uvođenja naprednih mreža	117
6.7.2. Transnacionalno očuvanje ptica duž rijeke Dunav (LIFE Danube Free Sky)	121
6.7.3. Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka	123
6.7.4. Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima	125
6.7.5. Modernizacija i razvoj napredne mreže	127
6.7.6. Securing a future for Griffon Vultures in Croatia (LIFE SUPport)	130
6.7.7. GreenSwitch.....	131
6.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	134
6.9. Sumarni pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.....	135
6.10. Istaknuta područja ulaganja.....	138
6.10.1. Priprema i prelazak SN mreže na 20 kV pogonski napon	138
6.10.2. Sanacija naponskih prilika	141
6.10.3. Ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže	142

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 identifikacija pogonskog problema koji treba riješiti (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, utvrdila povezanost 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, 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, u provedbi rekonstrukcije planira se provedba radova u optimalno doba godine s isključenjima u razdobljima nižeg opterećenja. 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.

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 2024.-2033. 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 planiranja 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 2024. – 2033. 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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. -2026.	2027. - 2033.	Ukupno 10G 2024. - 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	9.997.000	16.089.000	12.778.000	38.864.000	89.700.000	128.564.000

6.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV

Vođeni načelima odgovornog i učinkovitog upravljanja imovinom, najveći dio kapitalnih ulaganja planira se 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 učinak unaprjeđenja opće funkcionalnosti i usklađenja sa smjernicama strateškog razvoja (npr. ugradnjom TR 110/10(20) kV umjesto TS 110/35 kV 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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. -2026.	2027. - 2033.	Ukupno 10G 2024. - 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x	8.183.900	9.404.500	12.592.500	30.180.900	82.648.000	112.828.900

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 i dalje čine preko 75 % svih pojmih točaka x/10(20) kV HEP ODS-a. Izvan velikih gradova, u transformatorskim stanicama TS 35(30)/x kV priključeni su brojni distribuirani izvori energije, stoga TS 35(30)/10(20) kV ostaju važna energetska i informacijska čvorišta. 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, 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 privremenom (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 dotrajalog postojećeg TR)
	Građevinska sanacija

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

U skladu s već 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 2033. 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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. - 2026.	2027. - 2033.	Ukupno 10G 2024. - 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 35/10(20) kV	1.100.000	1.290.000	3.000.000	5.390.000	4.900.000	10.290.000

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 2013. – 2022. 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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. - 2026.	2027. - 2033.	Ukupno 10G 2024. - 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	3.525.300	2.751.400	9.640.100	15.916.800	51.834.000	67.750.800

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

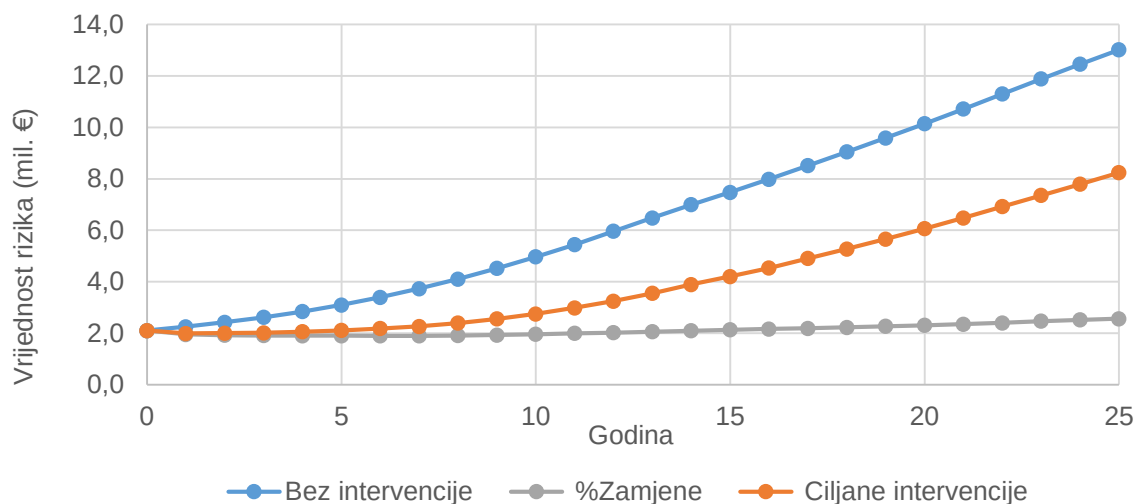
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	773.000	0	0	773.000	3.340.000	4.113.000

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.

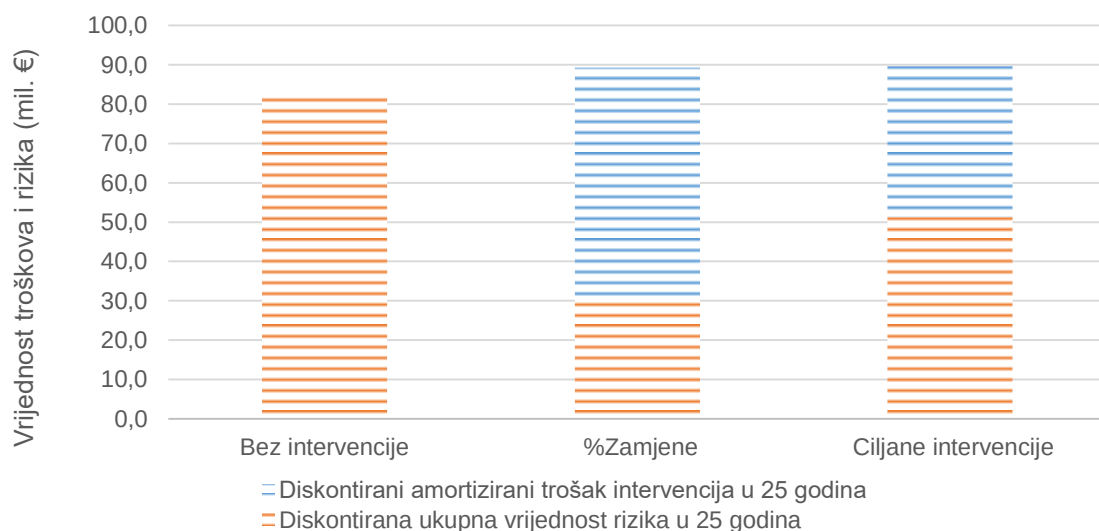
Prilikom definiranja projekata i prioriteta ulaganja, koriste se kriteriji i metodologija izrađeni u okviru studije „Planiranje obnove dalekovoda 35(30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže“ [43]. Na temelju analize stanja nadzemnih vodova 35 kV naponske razine, studija daje projekcije pogonskih rizika dalekovoda u budućem razdoblju uz projekcije potrebnih ulaganja u odnosu na ciljane 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 (kn)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcija i revitalizacija DV/KB 35 kV	5.584.000	6.591.700	6.801.300	18.977.000	46.495.000	65.472.000

U početnom trogodišnjem razdoblju planirana je rekonstrukcija 15 dionica DV 35 kV ukupne duljine oko 217 km u vrijednosti 18 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 0,96 mil. eura. U razdoblju od 2027. do 2033. godine planirana su značajnija pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 440 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 44 mil. eura te manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 30 km vodova ukupne vrijednosti 2,2 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

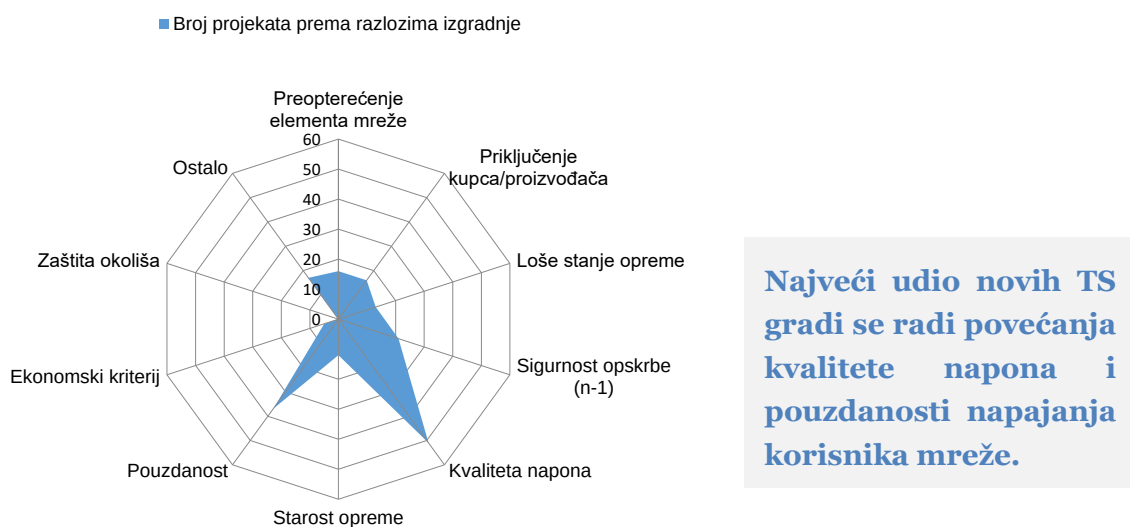
Broj i instalirana snaga TS 10(20)/0,4 kV uvjetovani su gustoćom opterećenja, pri čemu se u TS 10(20)/0,4 kV ne predviđa pričuva u transformaciji. Na područjima manje gustoća potrošnje treba graditi TS 10(20)/0,4 kV s manjom instaliranom snagom. Porast opterećenja nužno je pratiti interpolacijom novih 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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
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	2.176.500	2.956.200	4.176.600	9.309.300	28.933.000	38.242.300

Tablica 6.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2024. – 2026., s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2024.		2025.		2026.		Ukupno	
	(EUR)	broj	(EUR)	broj	(EUR)	broj	(EUR)	broj
Kabelska TS	1.727.200	32	2.590.100	43	3.063.600	54	7.380.900	129
Stupna TS	449.300	16	266.100	8	13.000	1	728.400	25
Rasklopište	0	0	100.000	0	1.100.000	1	1.200.000	1
Ukupno	2.176.500	48	2.956.200	51	4.176.600	56	9.309.300	155



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 2024. – 2026.)

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).

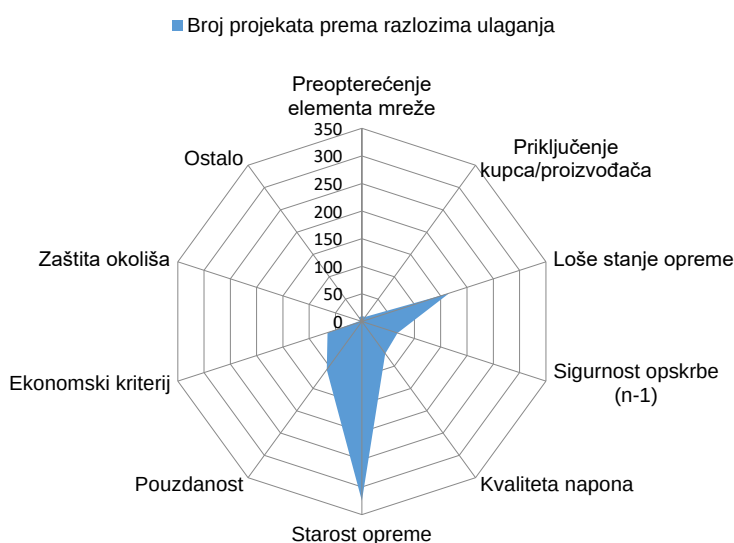
Tablica 6.11 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
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	9.789.200	10.034.400	10.753.600	30.577.200	57.944.000	88.521.200

Tablica 6.12 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2024.-2026. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2024.		2025.		2026.		Ukupno	
	(EUR)	broj	(EUR)	broj	(EUR)	broj	(EUR)	broj
Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	9.789.200	442	10.034.400	463	10.753.600	407	30.577.200	1.312

Revitalizacije i rekonstrukcije obuhvaćaju ugradnju SN sklopnih blokova tipa RMU u kabelske 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 2024. – 2026.)

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.

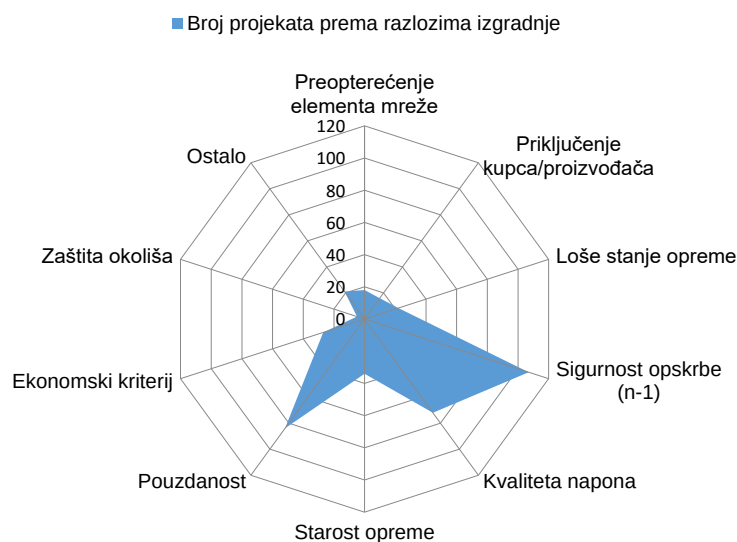
Tablica 6.13 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	6.678.700	8.673.300	7.691.100	23.043.100	47.421.000	70.464.100

Tablica 6.14 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2024. – 2026. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2024.		2025.		2026.		Ukupno	
	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)
Nadzemni vodovi	216.300	8	600.892	16	170.000	6	987.192	30
Podzemni kabeli	6.462.400	112	8.072.408	129	7.521.100	123	22.055.908	363
Podmorski kabeli	0	0	0	0	0	0	0	0
Ukupno	6.678.700	120	8.673.300	145	7.691.100	128	23.043.100	393

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 2024. – 2026.)

6.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova

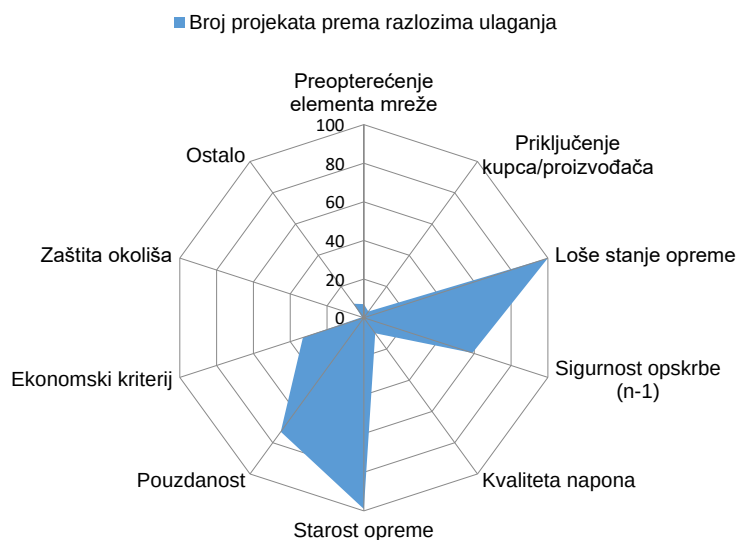
Magistralne vodove izvedene na drvenim stupovima planira se rekonstruirati u izvedbi betonskim stupovima što će između ostalog povećati pouzdanost napajanja, uz povećanje presjeka vodiča (Al/Fe 50/8 mm² ili 95/15 mm²) da bi se smanjili padovi napona duž vodiča i gubitci. Osim zamjene nadzemnih vodiča, 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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	7.798.300	8.742.200	8.435.300	24.975.800	50.575.000	75.550.800

Tablica 6.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2024. – 2026. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2024.		2025.		2026.		Ukupno	
	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	7.798.300	302	8.742.200	284	8.435.300	273	24.975.800	859



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 rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2024. – 2026.)

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 skraćivanja 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.

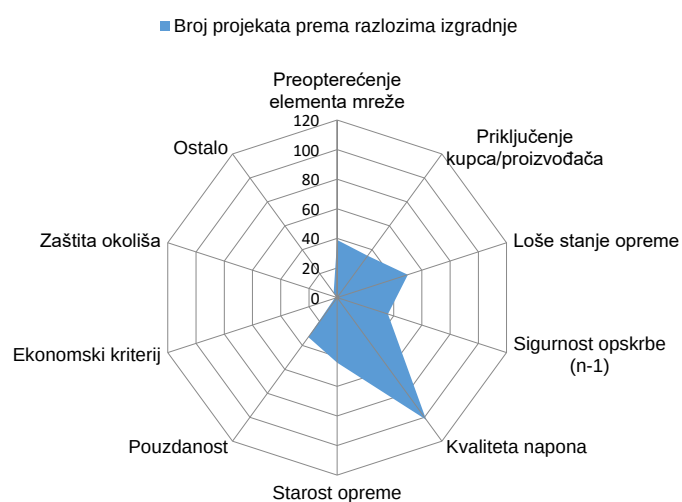
Tablica 6.17 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	2.035.300	1.969.700	2.120.600	6.125.600	15.519.000	21.644.600

Tablica 6.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2024. – 2026. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2024.		2025.		2026.		Ukupno	
	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)
Izgradnja novih vodova 0,4 kV	2.035.300	88	1.969.700*	49	2.120.600*	45	6.125.600	182

* Do povećanog iznosa specifičnih vrijednosti ulaganja u 2025. i 2026. došlo je zbog većeg opsega ulaganja u izgradnju podzemne kabelske mreže u zamjenu za postojeću nadzemnu mrežu.



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 2024. – 2026.)

6.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV

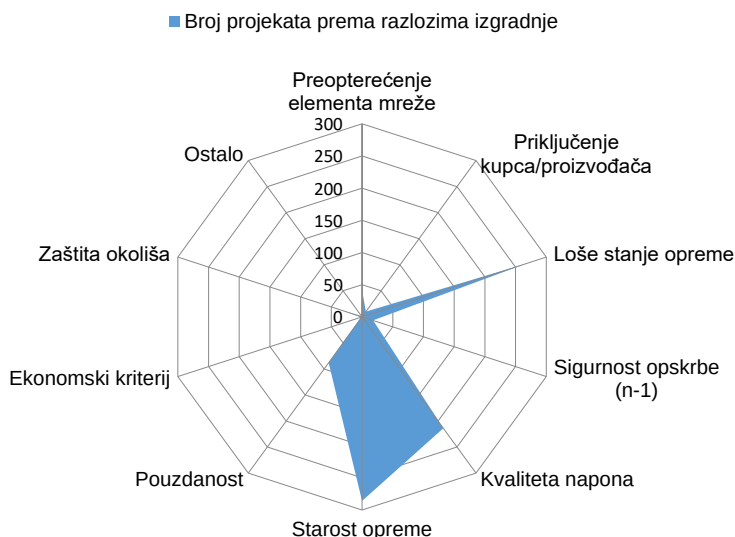
Rekonstrukcije NN mreže poglavito se odnose na zamjene vodiča malih presjeka SKS-om presjeka 70 mm². Riječ je o velikim investicijskim zahvatima i dugotrajnom procesu, a posebice na području Slavonije i Baranje gdje je znatan udio vodiča na krovnim stalcima, koji će se s vremenom morati zamijeniti.

Tablica 6.19 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024 – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	7.046.400	5.001.700	4.918.600	16.966.700	30.071.000	47.037.700

Tablica 6.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u početnom trogodišnjem razdoblju 2024. – 2026. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2024.		2025.		2026.		Ukupno	
	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	(km)	(EUR)	426
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	7.046.400	207	5.001.700	126	4.918.600	135	16.966.700	468



Glavni razlozi rekonstrukcije i revitalizacije NN mreže su starost opreme, loše stanje opreme te kvaliteta napona.

Slika 6.8 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2024. – 2026.)

6.4.3. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka

Na temelju zakonske obaveze usklađivanja stanja priključaka i obračunskih mjernih mjesta u odnosu na odredbe poglavlja XIV. Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, HEP ODS

provodi kontrole priključaka i obračunskih mjernih mjesta (u daljnjem tekstu OMM) radi prikupljanja tehničkih podataka o njihovom stanju i izvedbi.

OMM je mjesto na kojem se mjere parametri električne energije radi obračuna, ali koje je ujedno i mjesto predaje/preuzimanja i granica nadležnosti operatora i korisnika mreže [44].

U skladu s [1], oprema, objekti i postrojenja koja su dio distribucijske mreže, uključujući i priključke te mjernu opremu na OMM-ima, su u nadležnosti operatora distribucijskog sustava. Navedeno znači da je operator distribucijskog sustava odgovoran za ispravnost i pouzdanost sve opreme do uključivo OMM-a, bez obzira na vlasništvo. Zbog toga HEP ODS kontinuirano radi na usklađenju priključaka s važećim propisima.

Sanacija i rekonstrukcija OMM i priključaka također je sastavni dio mjera koje služe za ostvarenje cilja smanjenja gubitaka električne energije i povećanja energetske učinkovitosti distribucijske mreže.

Podaci prikupljeni na temelju kontrole priključaka i OMM koriste se za izradu planova uređenja priključaka i obračunskih mjernih mjesta ovisno o hitnosti. Za potrebe investicijskih ulaganja u idućoj godini distribucijska područja izrađuju investicijski elaborat s detaljnim planom provedbe aktivnosti.

Sanacija priključaka i obračunskih mjernih mjesta višegodišnji je program koji je započet 2014. godine u svim distribucijskim područjima (2013. godine bilo je obuhvaćeno 18 distribucijskih područja). U razdoblju od 2013. godine do kraja 2022. godine obuhvaćeno je okvirno 86.500 OMM te je pri tome uloženo okvirno 25,4 mil. EUR.

Program se planira provoditi u skladu s rokovima iz Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, u obimu koji to budu zahtijevale stvarne potrebe po pojedinim distribucijskim područjima.

Tablica 6.21 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. - 2026.	2027. - 2033.	Ukupno 10G 2024. - 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	3.522.400	3.308.900	3.490.300	10.321.600	23.505.000	33.826.600

Procjenjuje se da se uz navedenu financijsku dinamiku na razini HEP ODS-a godišnje može urediti okvirno 7.500 priključaka i obračunskih mjernih mjesta, što ovisi o tome u kojoj mjeri su obuhvaćeni individualni objekti, a u kojoj mjeri stambene zgrade.

6.5. Ulaganja u mjerne uređaje, sekundarne sustave i razvoj

6.5.1. Mjerni uređaji i infrastruktura

HEP ODS brine za mjerenje preuzete i predane električne energije u distribucijskom sustavu te dostavu mjernih podataka svim tržišnim sudionicima. Mjerna oprema na obračunskom mjernom mjestu vlasništvo je operatora distribucijskog sustava 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 idućih 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

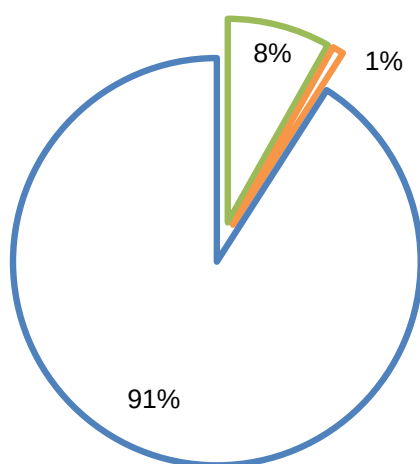
Napredna mjerna infrastruktura je integrirani sustav naprednih brojila, komunikacijske mreže i sustava za nadzor naprednih brojila i upravljanje mjernim podacima koji omogućavaju dvosmjernu komunikaciju između pružatelja usluga i kupaca.

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 povezan 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 povezan 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.

Postojeće stanje

■ 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

Tablica 6.22 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta po tipu brojila

Kategorija krajnjih kupaca	Broj OMM	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	2.522	2.506	99%	8	7	1
NN poduzetništvo (plavi)	39.230	14.634	37%	2.951	1.450	20.195
NN poduzetništvo (bijeli)	125.524	47.696	38%	11.730	11.642	54.456
NN poduzetništvo (crveni)	32.675	28.288	87%	167	4.174	46
Ukupno NN poduzetništvo	197.429	90.618	46%	14.848	17.266	74.697
NN javna rasvjeta	22.255	9.682	44%	801	1.400	10.372
NN kućanstvo	2.291.838	301.790	13%	162.409	46.220	1.781.419
Ukupno NN	2.511.522	402.090	16%	178.058	64.886	1.866.488
SVEUKUPNO	2.514.044	404.596	16%	178.066	64.893	1.866.489

Na dan 31.12.2022. godine, u sustav daljinskog očitavanja uključeno je 16 % OMM-a, 13 % kupaca kategorije kućanstvo i 46 % 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.

Naponski i strujni mjerni transformatori moraju imati prvu ovjeru (kod ugradnje) i nije obvezno ponovno periodičko, redovno ovjeravanje.

Najveći posao redovnog ovjeravanja povezan je s brojilima električne energije. 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:

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

U pravilu se brojila ovjeravaju na način da se iz mreže demontiraju sva brojila kojima je isteklo ovjerno razdoblje i odmah se ugrađuju ovjerena brojila, a demontirana brojila idu na servis i ovjeru.

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, uloga se proširuje na onu laboratorija za ispitivanje i pripremu naprednih brojila. Nova uloga zahtijeva ulaganja u novu opremu prilagođenu naprednim brojilima i edukaciju osoblja za testiranje podrške poslovnim procesima.

Aktivnosti u vezi s ulogom 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 skladu s tim, planira se ulaganje u izgradnju novog objekta baždarnice Elektre Zagreb koji bi također nosio i cjelovitu ulogu gore navedenog laboratorija. Osim baždarnice Elektre Zagreb, dodatno se planira ulaganje u baždarnice Elektroprimorja Rijeka, Elektrodalmacije Split te Elektroslavonije Osijek čije će uloge također biti proširene na aktivnosti laboratorija za ispitivanje i pripremu naprednih brojila.

Također, u idućem kratkoročnom razdoblju se planira revitalizacija opreme baždarnica u Elektri Zabok, Elektri Križ i Elektri Šibenik, radi povećanja ukupnog tehničkog kapaciteta baždarnica HEP ODS-a za približno 74 %. Razdioba tehničkih i kadrovskih kapaciteta pojedinih baždarnica te ukupno povećanje kapaciteta baždarnica HEP ODS-a prikazano je tablicom u nastavku.

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 ishoda 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 (ušteta 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 OBRAČUNSKIM MJERNIM MJESTIMA

Nabava brojila za zamjenu postojećih brojila na obračunskim mjernim mjestima 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 brojilima 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 brojilima i koncentratorima podataka.

SUM 4. BAŽDARNICE I NEOBRAČUNSKA MJERNA MJESTA

Nabava brojila i ostale opreme za potrebe izgradnje mjernih mjesta u TS SN/NN s ciljem utvrđivanja i smanjenja gubitaka u NN mreži, nabava opreme i usluga u svrhe testiranja.

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.

S obzirom na masovnu i ubranu ugradnju naprednih brojila u mrežu u bližem periodu će biti manji zahtjevi za usluge umjeravanja brojila, ali su potrebna ulaganja koja se odnose na nabavu nove opreme za pripremu brojila za ovjeravanje prilagođene naprednim brojilima, ali i za početak 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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
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	61.368.100	64.247.600	50.006.000	175.621.700	155.678.300	331.300.000
2	SUM 2. Razvoj sustava daljinskog očitavanja brojila	11.200.000	10.700.000	6.500.000	28.400.000	10.000.000	38.400.000

Desetogodišnji (2024. – 2033.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

3	SUM 3. Unaprjeđenje procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima	4.000.000	3.000.000	3.000.000	10.000.000	7.000.000	17.000.000
4	SUM 4. Baždarnice i neobračunska mjerna mjesta	4.212.100	4.044.000	494.000	8.750.100	8.000.000	16.750.100
	Ukupno	80.780.200	81.991.600	60.000.000	222.771.800	180.678.300	403.450.100

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 2024. – 2026. s naturalnim podacima (uključujući sufinancirana ulaganja)

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2024.		2025.		2026.		Ukupno	
	(EUR)	(kom)	(EUR)	(kom)	(EUR)	(kom)	(EUR)	(kom)
Zamjena brojila	39.700.000	321.280	45.500.000	385.580	30.932.000	266.982	116.132.000	973.842

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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
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	5.359.340	6.383.100	50.006.000	61.748.440	155.678.300	217.426.740
2	SUM 2. Razvoj sustava daljinskog očitavanja brojila	5.472.900	4.972.900	6.500.000	16.945.800	10.000.000	26.945.800
3	SUM 3. Unaprjeđenje procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima	4.000.000	3.000.000	3.000.000	10.000.000	7.000.000	17.000.000
4	SUM 4. Baždarnice i neobračunska mjerna mjesta	345.000	644.000	494.000	1.483.000	8.000.000	9.483.000
	Ukupno	15.177.240	15.000.000	60.000.000	90.177.240	180.678.300	270.855.540

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
- 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)	6
3	Končar Proza NET	11
	Ukupno	21

Sustavi daljinskog upravljanja predstavljaju u načelu informacijske sustave, a karakteristika ovih sustava je aktivna dinamika u razvoju i sigurnosti. Stoga briga o ovim sustavima predstavlja kontinuirani proces. Isto tako, trend uvođenja naprednih funkcija u elektroenergetsku mrežu (po načelima Smart Grida) značajno utječe na procese razvoja, a time i ulaganja u sustave vođenja te njihova održavanja.

U skladu s organizacijom funkcije vođenja 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 periodu 2018. – 2023. godine realizirane su prve dvije faze projekta integracije distribucijskih upravljačkih centara u nadležne distribucijske dispečerske centre. Projektom integracije je u konačnici predviđena uspostava nacionalnog distribucijskog dispečerskog centra (NDDC) te postepeno gašenje pojedinih SCADA sustava na razini 16 DUC centara, s ciljem smanjenja kompleksnosti sustava i količine aktivnih komponenti što će rezultirati značajnijim smanjenjem troškova održavanja.

S povećanjem zahtjeva prema HEP ODS-u za prikupljanje i razmjenu pogonskih informacija proizašlih iz opsega djelatnosti za koje je ODS odgovoran prema korisnicima mreže, drugim elektroenergetskim subjektima, regulatornoj agenciji, prema subjektima tržišne djelatnosti, ali i prema subjektima unutar HEP Grupe, posebno se ističe uspostava centralnog procesnog integracijskog sučelja kao digitalne platforme. Navedenim će se omogućiti snažnija digitalizacija, kao preduvjet za izradu platforme za pružanje pomoćnih usluga sustavu i korištenju tehničke i tržišne fleksibilnosti u distribucijskom sustavu te daljnja digitalizacija poslovnih procesa i platformizacija u HEP ODS-u. Digitalne platforme su nezaobilazna tema u svakoj analizi prilika koje donosi digitalno doba, a 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 koje će biti 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

te razvoj usluga dodanih vrijednosti na osnovi potonjeg, provodit će se fazno, vodeći računa o optimalnom korištenju.

U idućem razdoblju treba nastaviti ulaganja u sustave vođenja i predvidjeti odgovarajuće razvojne aktivnosti radi 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
- 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.

Zbog međusobne povezanosti, ulaganja su iskazana u Tablici 6.28, uz ulaganja u sustave mrežnog tonfrekventnog ulaganja i ulaganja u komunikacijske sustave i sigurnost.

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 za obračun isporučene električne energije. Osim svoje primarne zadaće, 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, Elektroistrte Pula i Elektrojuga Dubrovnik).

S 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 potencijalno napuštanje MTU sustava u funkciji prebacivanja tarife i njegovu prenamjenu za nove funkcije iz područja vođenja distribucijske mreže.

Kako bi postojeći MTU sustavi pouzdano obavljali funkciju prebacivanja tarife do 2030. godine, neophodna su investicijska ulaganja u narednom periodu, poglavito u sustave s injektiranjem signala na naponskoj razini 110 kV na području Elektroprimorja Rijeka i Elektrodalmacije Split.

Ulaganja u MTU sustave u razdoblju 2024.-2033. prikazana su u Tablici 6.28.

6.5.4. Komunikacijski sustavi i kibernetička sigurnost

Komunikacijski sustav HEP ODS-a predstavlja ključnu komponentu u obavljanju djelatnosti distribucije električne energije koji zauzima značajnu pozornost iz konteksta razvoja i izgradnje, održavanja, korištenja, ali i kibernetičke sigurnosti.

HEP ODS je identificirani operator ključne usluge od strane nadležnog Ministarstva zaštite okoliša i energetike RH (sadašnje Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja) za uslugu distribucija električne

energije, na temelju Zakona o kibernetičkoj sigurnosti operatora ključnih usluga i davatelja digitalnih usluga (NN 64/2018). Društvo kontinuirano usklađuje svoje poslovanje s predmetnim Zakonom i Uredbom o kibernetičkoj sigurnosti operatora ključnih usluga i davatelja digitalnih usluga (NN 68/2018), radi na implementaciji propisanih obveza te redovito sudjeluje u organiziranim radionicama i dostavlja propisana izvješća.

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 te za sigurnu razmjenu informacija između svih zainteresiranih strana na tržištu električne energije.

U središtu pozornosti izazova naprednih mreža, informacijsko komunikacijske tehnologije i sustavi predstavljaju važan element u ostvarenju adekvatnog 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 primjenjuju se napredne komunikacijske tehnologije i infrastruktura za potrebe procesnog i poslovnog sustava, a sastoje se od sustava govornih i podatkovnih veza i prateće opreme besprekidnog napajanja.

U središtu pozornosti razvoja komunikacijskog sustava su proširenja i podizanje razine kibernetičke sigurnosti u skladu sa zakonskom regulativom te 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 te 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 UPS jedinica.

U planu je nastavak suradnje s HEP-Telekomunikacijama d.o.o. na području učinkovite izgradnje, korištenja i upravljanja TK sustavom.

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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganje u sustave daljinskog vođenja	0	0	465.000	465.000	10.500.000	10.965.000
2	Ulaganje u MTU sustave	0	0	65.000	65.000	400.000	465.000
3	Ulaganje u sustave komunikacija i sigurnost	1.000.000	330.000	165.000	1.495.000	2.800.000	4.295.000
	Ukupno	1.000.000	330.000	695.000	2.025.000	13.700.000	15.725.000

U početnom razdoblju očekuje se financiranje ovih aktivnosti u okviru projekta Modernizacija i razvoj napredne mreže iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti. Ulaganja u okviru projekta Modernizacija i razvoj napredne mreže sagledana su u Poglavlju 6.7.5.

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 podzemnoj kabelskoj mreži, odnosno transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV, tako da se smanji 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 podzemnog kabla (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 bitan 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 podzemnoj 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 kabelske mreže		
TS 10(20)/0,4 kV	Uvedenost TS 10(20)/0,4 kV u SDV	Udio
26.587	1.119	4,51 %

Automatiziranost srednjonaponske nadzemne mreže		
Duljina nadzemne SN mreže	Uvedenost rastavljača u SDV	Broj rastavljača uvedenih u SDV na 100 km SN nadzemne mreže
20.094	685	3,4

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. Velika važnost 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.

Dinamika ulaganja u automatizaciju srednjonaponske mreže usklađena je s aktivnostima na Pilot projektu uvođenja naprednih mreža (više u Poglavlju 6.7.1.) koji se provodi 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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Automatizacija i upravljanje po dubini mreže	100.000	0	500.000	600.000	7.000.000	7.600.000

U od 2024. godine pa sve do lipnja 2026. godine očekuje se financiranje ovih aktivnosti u okviru projekta Modernizacija i razvoj napredne mreže iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti. 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 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

pri čemu je jedan od ciljeva ugrađivati opremu s višim stupnjem energetske učinkovitosti (oprema s manjim gubicima).

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, kao što je uvođenje pametnih mreža, koje bi trebalo izgrađivati na način kojim se potiče decentralizirana proizvodnja i energetska učinkovitost

Ulaganje u nove tehnologije kojima se postiže jačanje i modernizacija distribucijske mreže i postrojenja uz smanjenje gubitaka te smanjenje broja i trajanja zastoja napajanja je značajno jer dugoročno donosi značajne pozitivne financijske rezultate. Uvođenje novih tehnologija je dinamički proces koji se odvija postupno i usklađeno s općom razinom tehnološkog razvoja operatora.

U proteklom razdoblju intenzivirane su aktivnosti na uvođenju novih tehnologija te je u sklopu pilot projekata preispitano nekoliko vrsta novih tehnoloških rješenja među kojima treba istaknuti amorfni transformatori i prvu generaciju energetski učinkovitih transformatora. Slijedom preispitivanja tehnologija, 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. Tijekom 2018. i 2019. godine u nadzemnim srednjonaponskim mrežama pojedinih distribucijskih područja implementirana je tehnologija vakuumskih prekidača u dubini mreže. Nadalje, u pojedinim točkama niskonaponske mreže implementirani su naponski stabilizatori i regulatori napona radi poboljšanja naponskih prilika. 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 sa regulacijom napona, sekcionalizatore, automatizirane prekidače, napredne indikatore kvarova, naponske stabilizatore i regulatore, izolirane SN vodiče, metalne konične višekutne stupove i visokotemperaturne vodiče.

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.

Nakon uvođenja tehnologija u širu primjenu takva ulaganja financiraju se iz redovitih investicijskih programa.

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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2025.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
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 velike zemljopisne rasprostranjenosti 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 pojedinih kategorija vozila, što je posebno izraženo u kategoriji teških teretnih vozila, a nešto manje u kategoriji lakih teretnih i radnih vozila.

Nabavom osobnih i lakih dostavnih vozila u većem opsegu tijekom 2015. i 2016. godine značajnije je poboljšano stanje kategorije osobna vozila. Zbog trenutnog stanja i porasta prosječne starosti osobnih vozila procjenjuje se potreba za povećanim ulaganjima u prvom dijelu narednog desetogodišnjeg razdoblja. Nakon toga potrebno je provoditi kontinuiranu zamjenu vozila svih kategorija koja zadovoljavaju kriterije zamjene, u skladu sa standardizacijom voznog parka, optimiziranim brojem vozila i Strategijom obnove voznog parka usvojenom krajem 2020. godine.

U desetogodišnjem razdoblju planira se zamjena većine vozila koji zadovoljavaju kriterije zamjene. 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 kriterij zamjene vozila je 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. Iznimno, zbog situacije na određenim područjima i nemogućnosti dobivanja pravodobne usluge na tržištu, izvršit će se zamjena pojedinih radnih strojeva.

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 2023. godini u skladu s Odlukom o optimalizaciji 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 2023. 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.

Tablica u nastavku prikazuje godišnji plan zamjene vozila, uz pretpostavku linearne raspodjele potrebnih ulaganja kroz desetogodišnje razdoblje, uz iznimku povećanih ulaganja u razdoblju 2024.-2026., radi nedostatne obnove u prethodnom razdoblju.

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	882	20.000	17.640.000	1/10	1.764.000	88,2
2	Laka teretna i radna vozila	584	69.000	40.296.000	1/12	4.029.000	58,5
3	Teška teretna vozila	102	260.000	26.520.000	1/16	2.652.000	10,2
4	Priključna vozila	120	20.000	2.400.000	1/20	240.000	12
5	Viličari i traktori	20	50.000	1.000.000	1/16	100.000	2
6	Radni strojevi	10	80.000	800.000	1/20	80.000	1
Ukupno		1.718		88.656.000		8.865.600	171,9

Kako bi se osigurala kontinuirana zamjena vozila u predviđenim rokovima i optimiranom broju, uzевši u obzir koeficijent, odnosno zamjene vozila (10, 12 16 ili 20 godina, ovisno o kategoriji), u nabavku vozila potrebno je ulagati okvirno 8,9 mil. eura godišnje.

Tablica 6.33 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. -2026.	2027. - 2033.	Ukupno 10G 2024. - 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Osobna, teretna i radna vozila	14.250.000	13.250.000	13.250.000	39.750.000	49.000.000	89.750.000

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.

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 strojarne 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:

- Poslovno-skladišna zgrada Vidikovac u Zadru
- Poslovno-skladišni kompleks u Slavonskom Brodu
- Poslovno-pogonska zgrada u Đakovu
- Poslovno-pogonska zgrada u Imotskom

Ulaganja u navedene objekte potrebna su zbog napuštanja visokourbanih prostora u centru grada (Zadar, Slavonski Brod) te dotrajlosti 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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. -2026.	2027. - 2033.	Ukupno 10G 2024. - 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganje u nekretnine	7.000.000	4.800.000	4.000.000	15.800.000	28.000.000	43.800.000

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

Opredjeljenje HEP ODS-a za sustavno smanjivanje negativnih utjecaja na okoliš i prirodu te davanje prednosti rješenjima koja doprinose povećanju energetske učinkovitosti implementirano je u Politiku upravljanja okolišem i energijom kojom 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 na smanjenje negativnih utjecaja postrojenja na bioraznolikost te na aktivan nadzor 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 zidića 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. Uslijed smanjenja financijskih okvira, u 2023. godini smanjena je i razina ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom. U idućem trogodišnjem razdoblju planira se uložiti 9,4 mil. kn 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 (2026. – 2032. g.) predviđena je dinamika ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom od prosječno 4 milijuna kuna godišnje.

Tablica 6.35 Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. -2026.	2027. - 2033.	Ukupno 10G 2024. - 2033.
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

Radi otežane nabavke ICT opreme uslijed pandemije bolesti COVID-19, u prethodnom je razdoblju povećana starost ICT opreme koja se koristi u HEP ODS-u na prosječnih 7,5 godina. Trenutno se koristi oko 5.800 računala (prijenosna i stolna računala te dodatno još oko 25.000 komada ostale ICT opreme (pisači, monitori, skeneri, ploteri, tableti...).

HEP ODS teži redovnoj zamjeni 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 praćnje 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 zadovoljio plan zamjene informatičke opreme i da bi se nadoknadilo razdoblje u kojem nije bilo kontinuirane isporuke opreme, godišnje bi trebalo nabavljati slijedeće:

- Informatička oprema:
 - 350 računala
 - 300 monitora
 - 200 prijenosnih računala
 - 100 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 idućim godinama izbjegli velike količine popravaka, u 2024. godini, ali i idućim godinama potrebno je uložiti dodatna sredstva kako bi se izbjegli troškovi popravka opreme te zastarijevanje opreme jer 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. Uslijed smanjenja financijskih okvira za 2023., povećana su planirana ulaganja u 2024. godini.

Tablica 6.36 Ulaganja u informatičku opremu i informatizacijsku poslovnih procesa u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. -2026.	2027.-2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Informatička oprema	500.000	700.000	700.000	1.900.000	4.900.000	6.800.000
2	Unaprjeđenje i informatizacija poslovnih procesa	150.000	150.000	150.000	450.000	1.050.000	1.500.000
	UKUPNO	650.000	850.000	850.000	2.350.000	5.950.000	8.300.000

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 skraćanje 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

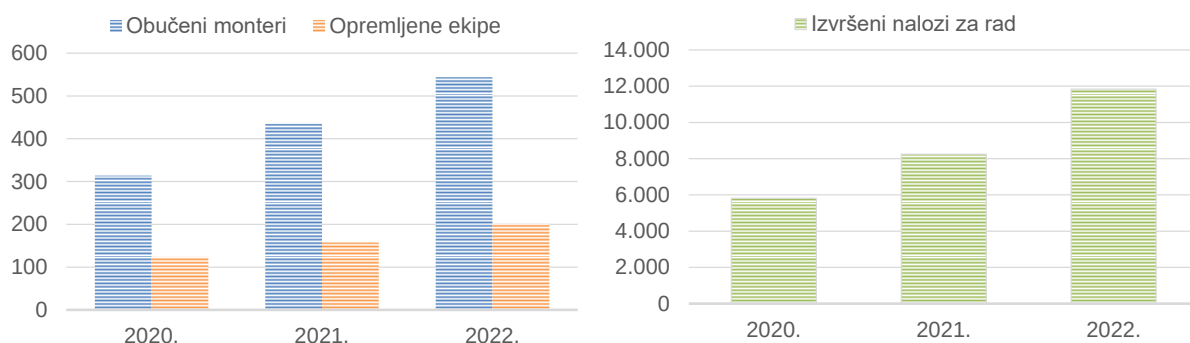
regulacije napona TR 110/10(20) kV te povećanim potrebama za specijalističkim ispitivanjima na granici priključenja OIE.

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. Tijekom 2023. godine očekuje se isporuka prve grupe mjernih vozila (3 mjerna vozila za ispitivanja u mreži 10(20) kV) i pokrenuta je nabava druge grupe mjernih vozila (4 mjerna vozila za ispitivanja u mreži 35 kV).

Alati i oprema za rad pod naponom

Rad pod naponom (dalje u tekstu: RPN) postavljen je kao bitan poslovni cilj HEP ODS-a. Smjernicama za sustavno uvođenje i primjenu RPN-a predviđena je primjena ove tehnologije rada s ciljem osiguravanja najviše razine zaštite radnika i opreme pri radu na električnim postrojenjima niskog i srednjeg napona, a posebno u svrhu poboljšanja pokazatelja pouzdanosti opskrbe električnom energijom.

RPN se na niskom naponu primjenjuje u nadzemnim, podzemnim i unutarnjim postrojenjima, dok se na srednjem naponu za sada primjenjuje isključivo na nadzemnim dijelovima mreže i pri čišćenju unutarnjih postrojenja.



Slika 6.10 Kretanje broja obučanih montera, oformljenih ekipa i izvršenih naloga za rad pod naponom u prethodnom trogodišnjem razdoblju

S obzirom na značajne pozitivne učinke rada pod naponom, cilj HEP ODS-a je postići visoki broj planiranih radova koji se obavlja tehnologijom RPN te 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.

U svrhu odgovarajućeg opremanja radnika i radnih ekipa alatom i opremom za rad pod naponom, planiraju se sredstva i u sklopu planova investicija i razvoja. Ulaganja se odnose na alate i opremu veće vrijednosti poput hidrauličkih preša, izolacijskih ljestvi, izolacijskih motki, setova za suho čišćenje transformatorskih stanica te seta alata za rad pod naponom metodom rada „na udaljenosti“.

U idućem desetogodišnjem razdoblju planira se obuka, opremanje i stavljanje u funkciju nekoliko regionalnih ekipa za RPN na nadzemnim vodovima srednjeg napona. Regionalni ustroj ekipa podrazumijeva da bi svaka ekipa održavala oko 2.000 kilometara nadzemnih vodova srednjeg napona u više organizacijskih jedinica (distribucijskih područja). Ekipa će se sastojati od 6 do 8 elektromontera

specijalista za RPN i vozača teretnih vozila s mogućnošću upravljanja dizalicama i drugom radnom mehanizacijom. Svaka od ekipa bit će opremljena:

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

Planira se obuka prve ekipe tijekom 2024. ili 2025. 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 2025. 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 autoplatforme s izoliranom košarom i pomoćnom dizalicom.

Specijalna autoplatforma s izoliranom košarom i pomoćnom dizalicom imat će mogućnost rada u svim vremenskim uvjetima, bit će povećane nosivosti u odnosu na standardne autoplatforme u upotrebi (nosivost odjeljaka košare oko 260 kg, uz dodatnu nosivost pomoćne dizalice 200 kg), a za njenu pravilnu upotrebu i održavanje će biti potrebna dodatna obuka.

Ekipa će se opremiti posebnim dijelovima osobne zaštitne opreme, ponajprije dugačkim izolacijskim rukavicama naponskih klasa zaštite od električnog udara 1 – 4 i zaštitnim radnim odijelima klase 2 otpornosti na električni luk (7 kA/0,5 s).

Sredstva se planiraju 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.

Ulaganjima se prate potrebe organizacijskih jedinica za opremanje ekipa radnika specifičnim alatima i opremom za rad pod naponom te se u predstojećoj 2024. planiraju ostvariti zadani ciljevi uvođenja i primjene RPN na električnim postrojenjima srednjeg napona u dijelu poslova čišćenja transformatorskih stanica i opremanja prve regionalne ekipe za RPN na nadzemnim vodovima srednjeg napona. Također, planira se upotreba sustava prenosnica s privremenim prekidačima u širu primjenu na električnim postrojenjima niskog napona.

Do kraja planskog razdoblja planira se daljnje opremanje oformljenih radnih skupina potrebnim alatima i opremom.

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)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	340.000	300.000	300.000	940.000	2.100.000	3.040.000
2	Mjerna vozila	860.000	820.000	0	11.500.000	2.890.000	19.500.000
3	Alati i oprema za rad pod naponom	350.000	450.000	450.000	1.250.000	1.750.000	3.000.000
	Ukupno	1.550.000	1.570.000	750.000	3.870.000	6.740.000	10.610.000

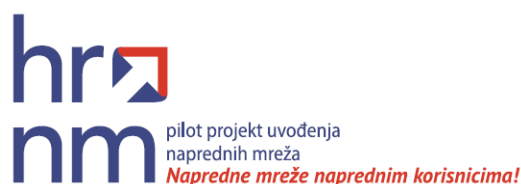
6.7. Sufinancirana ulaganja

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

Na temelju izrađene Studije izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, uključujući analizu troškova i koristi [47], HEP ODS je pripremio projektno-tehničku dokumentaciju za prijavu projektnog prijedloga na natječaj Ministarstva za zaštitu okoliša i energetike te proveo postupak prijave Pilot projekata uvođenja naprednih mreža za sufinanciranje iz Fondova EU (EKF, OPKK). Postupak prijave dovršen je sklapanjem Ugovora o dodjeli bespovratnih sredstava 24. srpnja 2018. godine.



Slika 6.11 Logotip Pilot projekta uvođenja naprednih mreža

Inicijalno razdoblje provedbe Projekta bilo je od 24. svibnja 2018. do 31. prosinca 2022. godine. Zbog okolnosti koje nije mogao predvidjeti niti je na njih mogao utjecati, a koje su uzrokovale kašnjenje pojedinih aktivnosti Projekta, HEP ODS-u je krajem 2022. godine odobreno produljenje Projekta, odnosno produljenje Ugovora o dodjeli bespovratnih sredstava, za 12 mjeseci.

Ciljevi projekta

Ciljevi ulaganja u pilot projekte usklađeni su sa ciljanim pokazateljima ostvarenja 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.

Kvalitativni cilj projekta je osiguranje preduvjeta za integraciju distribuiranih izvora, a definiran je s obzirom na izazov povećanja broja distribuiranih, a posebice obnovljivih izvora.

Projektne aktivnosti

Za ulaganja u okviru provedbe Pilot projekata odabrana su tri funkcionalna područja naprednih elektrodistribucijskih mreža. Uz to, projekt obuhvaća i dodatne dvije projektne aktivnosti, detaljnije opisane u nastavku:

1) Napredna mjerna infrastruktura

Primjena napredne mjerne infrastrukture, odnosno naprednih brojila kod krajnjih kupaca i sumarnih brojila u TS SN/NN, posebno je značajna za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije jer će omogućiti izračun gubitaka te lociranje područja s povećanim gubicima na niskonaponskoj i sredjonaponskoj razini.

Opremanje mjernih mjesta krajnjih kupaca naprednim brojilima omogućuje daljinsku kontrolu mjernog mjesta te daljinsko isključenje i uključanje. Brojila s mogućnošću daljinskog isključenja i uključanja imaju i neizravni pozitivni učinak i na ponašanje ostalih kupaca u okolini, što rezultira poboljšanjem ukupne naplate isporučene električne energije, ali i smanjenjem neovlaštene potrošnje, odnosno netehničkih gubitaka distribucijske mreže.

Osim povećanja učinkovitosti distribucije električne energije smanjenjem 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, a time i pridonijeti povećanju pouzdanosti napajanja.

U okviru ove cjeline planira se:

- 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 posebno je značajna za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije jer su distribucijski transformatori odgovorni za oko 30 % tehničkih gubitaka u EES-u. Fiksnim i varijabilnim tehničkim gubicima distribucijske mreže HEP ODS-a uvelike pridonosi velik broj transformatora SN/NN starijih od 30 godina (u vrijeme izrade Studije izvodljivosti).

U okviru ove cjeline planira se 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. Smanjenju trajanja prekida pridonosi i uporaba prekidača s APU, koji eliminiraju prolazne kvarove. U skladu s ovim Desetogodišnjem planom razvoja distribucijske mreže, procjenjuje se da se primjenom suvremenih tehnologija može postići smanjenje vremena ispada vodova od 25 % – 30 % u odnosu na prethodno stanje. Iz navedenog slijedi da primjena tehničkih rješenja automatizacije i upravljanja po dubini srednjonaponske mreže pridonosi ispunjenju ciljanih pokazatelja cilja Povećanje pouzdanosti napajanja, u pogledu smanjenja broja i trajanja neplaniranih prekida.

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 planira se:

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

4) Upravljanje projektom i administracija

Za potrebe provedbe ove aktivnosti oformljeni su HEP ODS-ov Tim za pripremu i provedbu Projekta te Potporni tim za pripremu i provedbu Projekta HEP-a d.d. S obzirom na složenost projekta u tehničkom i u administrativnom dijelu te činjenicu da članovi Tima za pripremu i provedbu nisu svo radno vrijeme angažirani na provedbi Projekta, HEP ODS je za provedbu dijela aktivnosti angažirao vanjske stručnjake.

5) Promidžba i vidljivost

HEP ODS je angažirao vanjske pružatelje usluga za ostvarenje promidžbe i vidljivosti projekta, kroz tri segmenta aktivnosti: usluge odnosa s javnošću, usluge organiziranja događaja i usluge izrade promidžbenih materijala.

Sve aktivnosti provode se u skladu s dokumentom „Informiranje, komunikacija i vidljivost projekata – Upute za korisnike za razdoblje 2014. – 2020.“, odnosno važećim smjernicama za korisnike u trenutku provedbe.

Lokacija projekta

Provedba pilot projekta uvođenja napredne mreže planirana je u ukupno pet distribucijskih područja: Elektra Zagreb, Elektroslavonija Osijek, Elektrodalmacija Split, Elektra Zadar i Elektrojug Dubrovnik.

Vrijednost projekta

Ugovorom o dodjeli bespovratnih sredstava za Pilot projekt uvođenja naprednih mreža definirani su ukupni prihvatljivi troškovi Projekta u iznosu 23.467.730,48 € (176.817.615,28 kn).

Čitav projekt je koncipiran tako da se u omjeru 85 % bespovratnih sredstava i 15 % vlastitih sredstava HEP ODS-a sufinanciraju troškovi:

- nabave opreme za tri projektne aktivnosti (napredna mjerna infrastruktura, razvoj i optimizacija konvencionalne mreže, automatizacija srednjonaponske mreže)
- usluga promidžbe i vidljivosti
- upravljanja projektom i administracijom (Tim za pripremu i provedbu Projekta HEP ODS-a, Potporni tim za pripremu i provedbu Projekta HEP-a d.d. i podrška vanjskih stručnjaka).

Preostali troškovi potrebni za potpunu funkcionalnu provedbu Projekta financiraju se vlastitim sredstvima HEP ODS-a:

- nabava dodatne opreme potrebne za prilagodbu i pripremu lokacija za ugradnju opreme za tri projektne aktivnosti
- ugradnja opreme za tri projektne aktivnosti
- tehnički nadzor
- revizija projekta.

S napretkom realizacije Projekta mogu se preciznije iskazati očekivani i ostvareni troškovi. Tako se preostali troškovi potrebni za potpunu funkcionalnu provedbu Projekta, uključujući ugradnju opreme i troškove pripreme lokacija za ugradnju opreme, procjenjuju na 8,5 mil. eura. Uz postignute vrijednosti nabave Projektom obuhvaćene opreme i usluga, ukupna vrijednost Projekta, do potpune funkcionalne provedbe, iznosi 29,9 mil. eura.

Dio ukupne vrijednosti Projekta su investicijski troškovi (29,0 mil. eura), a preostali dio je trošak redovnog poslovanja. Svaka od ove dvije kategorije troška sadrži dio sufinanciranja (85 % bespovratnih sredstava i 15 % vlastitih sredstava HEP ODS-a) te dio troška izvan obuhvata Ugovora o dodjeli bespovratnih sredstava koji će se financirati vlastitim sredstvima HEP ODS-a.

U razradi ulaganja u planovima razvoja i investicija se iskazuje ukupna vrijednost od 27,2 mil. eura, a koju čine investicijski troškovi:

- nabave opreme za tri projektne mjere (sufinanciranje 85 % bespovratnih sredstava, 15 % vlastitih sredstava HEP ODS-a)
- nabave dodatne opreme potrebne za prilagodbu i pripremu lokacija za ugradnju opreme za tri projektne aktivnosti (vlastita sredstva HEP ODS-a)
- ugradnje opreme za tri projektne mjere (vlastita sredstva HEP ODS-a).

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

U jesen 2023. godine očekuje se završetak isporuke opreme. U tijeku su intenzivne aktivnosti na ugradnji opreme na lokacije u distribucijskoj mreži.

Zbog kašnjenja ugovaranja, a time i kasnije isporuke dijela opreme, manji dio ugradnje za projektnu aktivnost Automatizacija srednjonaponske mreže provest će se u 2024. godini.

Do kraja 2022. godine planira se ostvarenje ulaganja u iznosu 27,1 mil. eura.

Tablica 6.38 Ulaganja u Pilot projekt uvođenja naprednih mreža u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Napredna mjerna infrastruktura	0	0	0	0	0	0
2	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	0	0	0	0	0	0
3	Automatizacija distribucijske mreže	150.000	0	0	150.000	0	150.000
	Ukupno	150.000	0	0	150.000	0	150.000

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

U skladu s društveno odgovornim poslovanjem i opredjeljenjem za smanjenje negativnih utjecaja na bioraznolikost, HEP ODS i HOPS u suradnji s Javnom ustanovom Park prirode Kopački rit te ostalim partnerima podunavskih zemalja uspješno prijavljuju projekt LIFE Danube Free Sky na međunarodni natječaj 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 u cilju zaustavljanja gubitka 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 elektrokucijom 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

Aktivnosti HEP ODS-a odnose se na provođenje mjera zaštite ptica od stradavanja uslijed kolizije (sudar ptica s vodovima) i elektrostrukcije (stradavanje ptica od strujnog udara) srednjonaponskim dalekovodima i transformatorskim stanicama na području šireg obuhvata Parka prirode Kopački rit. Predviđeno je postavljanje mehaničkih naprava (akustični i optički diverteri) koje će odvlačiti pozornost pticama kako ne bi došlo do kolizije te je predviđeno i izoliranje postojećih opasnih elemenata elektroenergetske mreže u skladu s Pravilnikom o ciljevima očuvanja i osnovnim mjerama za očuvanje ptica u području ekološke mreže (NN 15/14, NN 38/20) kako bi se spriječila elektrostrukcija. Također, u svrhu zaštite ptica od elektrostrukcije predviđena je i rekonstrukcija oko 30 km postojećih vodova korištenjem izoliranog vodiča. Na taj način unaprijedit će se status populacije prioritarnih vrsta ptica u području ekološke mreže Natura 2000 – Podunavlje i donje Podravlje gdje 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 elektrostrukcije 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, u okviru 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 150.000 € vlastitih sredstava.

Dio ukupne vrijednosti Projekta su investicijski troškovi (514.800 €), a preostali dio je trošak redovnog poslovanja. Svaka od ove dvije kategorije 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 2023. godine procjenjuje se realizacija Projekta u razini 24.700 € vlastitih sredstava HEP ODS-a.

Tablica 6.39 Ulaganja u projekt LIFE DANUBE FREE SKY u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	LIFE Danube Free Sky	490.100	0	0	490.100	0	490.100

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 distribucijskoj 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 6.364.000 €.

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 32.611.000 €:

- 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 2023. procjenjuje se ostvarenje investicijskih aktivnosti u vrijednosti 420.280 €.

Tablica 6.40 Ulaganja u projekt Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka	18.290.000	13.900.720	0	32.190.720	0	32.190.720

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.

6.7.4. 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 Modernizacija distribucijske mreže u Natura 2000 područjima planira se ulaganje u modernizaciju postojećih dalekovoda i dionica mreže srednjeg i niskog napona unutar Natura 2000 područja. Projektom se doprinosi prihvatu veće količine energije iz obnovljivih izvora, smanjuje se elektrokucija ptica, odnosno općenito se smanjuje potencijalni negativni učinak na prirodu i bioraznolikost. Provedbom projekta će u osjetljivim područjima biti osigurana kvalitetna elektroenergetska infrastruktura uz minimalne intervencije u prostoru.

U vrijeme izrade ovog Plana provedene su opsežne pripreme za pokretanje i realizaciju projekta i očekuje se objava poziva Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja na dostavu projektnih prijedloga kroz Nacionalni plan oporavka i otpornosti.

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 elektroekucija. 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 elektroekucije ptica na srednjonaponskim nadzemnim vodovima, a na dionicama postojećih nadzemnih vodova, na kojima se na temelju praćenja potvrdi povećani rizik od kolizije i elektroekucije, 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).

Ovim projektom bit će obuhvaćene sljedeće kategorije elektroenergetskih objekata i tipovi 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 elektroekucije
 - 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

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 2022. godine procjenjuje se realizacija Projekta u razini 4,7 mil. eura.

Tablica 6.41 Ulaganja u projekt Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima	18.315.900	26.544.700	6.171.700	51.032.300	0	51.032.300

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 treće 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.) postići će se znatan napredak na uvođenju koncepta napredne mreže na 5 od ukupno 21 distribucijskog područja HEP ODS-a, posebice na uspostavi 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.

Provedbom 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.

Također, provedbom Projekta će se pozitivno utjecati na poslovanje HEP ODS-a jer će se smanjiti operativni troškovi.

- 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 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. Također, provedbom Projekta će se pozitivno utjecati 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 te 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 2023. godine procjenjuje se stvaranje prihvatljivih troškova Projekta u razini 30,1 mil. eura.

Tablica 6.42 Ulaganja u projekt Modernizacija i razvoj napredne mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Područje vođenja i automatizacije distribucijske mreže	5.212.000	4.244.800	3.325.100	12.781.900	0	12.781.900
2	Područje mjerenja i podrške tržištu električne energije	65.780.200	66.991.600	0	132.771.800	0	132.771.800
	Ukupno	70.992.200	71.236.400	3.325.100	145.533.700	0	145.533.700

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. Securing a future for Griffon Vultures in Croatia (LIFE SUPport)

Ugovor za ovaj projekt potpisan je 15. srpnja 2022., a njegova provedba počinje od 1. siječnja 2023. dok je ukupno trajanje projekta 60 mjeseci. Na projektu sudjeluje ukupno pet partnera, četiri iz Hrvatske i jedan iz Nizozemske dok je partner nositelj Udruga BIOM s kojom HEP ODS već ima dugogodišnju suradnju.

Ciljevi projekta

Cilj projekta LIFE SUPport je poboljšati uvjete razmnožavanja i preživljavanja posljednje preostale populacije bjeloglavih supova (lat. *Gyps fulvus*) u Hrvatskoj, koja se nalazi na kvarnerskim otocima. Hitnost i potreba za takvim projektom istaknuta je u stručnoj podlozi pripremljenoj za usvajanje Plana upravljanja bjeloglavim supom u Hrvatskoj koji je u tijeku. Rješavanjem najvažnijih prijetnji na njihovim gnjezdima, trenutna populacija od 110 do 130 parova nastaviti će preživljavati i možda povećati brojnost, što je važan prvi korak za ovu vrstu u ponovnom naseljavanju svojih povijesnih područja gniježđenja na hrvatskom kopnu i povezati se s drugim populacijama bjeloglavih supova u Alpama i na Balkanu.

Najvažnije prijetnje na koje cilja ovaj projekt su uznemiravanje gnijezda, nedostatak hrane, trovanje i strujni udar. Glavni ciljevi su stoga:

1. Smanjenje smrtnosti mladunaca minimiziranjem uznemiravanja gnijezda i poboljšanjem operacija spašavanja i rehabilitacije Centra za spašavanje bjeloglavih supova Beli
2. Povećanje dostupnosti hrane za supove poboljšanjem i širenjem postojeće mreže upravljanih hranilišta i povećanjem mogućnosti prirodnog hranjenja
3. Prevencija slučajeva trovanja istraživanjem najboljih preventivnih mjera za izbjegavanje uporabe zatrovanih mamaca, promicanjem upotrebe bezolovnog streljiva i izgradnjom kapaciteta relevantnih agencija za provedbu u borbi protiv nezakonitog trovanja divljih životinja
4. Smanjenje smrtnosti od strujnog udara primjenom odgovarajućih mjera ublažavanja na najvažnijim žarištima strujnog udara
5. Promicanje bjeloglavih supova i podizanje svijesti o njihovim prijetnjama i potrebama kod lokalnih dionika, šire javnosti i državnih tijela.

Projektne aktivnosti

Aktivnosti HEP ODS-a odnose se na provedbu mjera zaštite ptica od elektrokcije na 200 stupova nadzemne srednjonaponske mreže na području opsega projekta odabranom metodom (ugradnja izolacijske opreme ili zamjena golih vodiča izoliranima). Aktivnostima HEP ODS-a prethodit će provedba monitoringa potencijalno rizičnih vodova za nastanak elektrokcije koju će provesti Udruga BIOM.

Lokacija projekta

Projekt se odvija na području Kvarnera, staništa bjeloglavih supova u Hrvatskoj. Aktivnosti HEP ODS-a realizirat će se unutar distribucijskog područja Elektroprimorje Rijeka.

Vrijednost projekta

Ukupna vrijednost projekta je 2.159.589,61 €, a udio HEP ODS-a iznosi 323.366,84 €, a bespovratnim sredstvima Europske unije financirano je 60% investicije.

Dio ukupne vrijednosti Projekta čine investicijski troškovi (270.000 €), a preostali dio je trošak redovnog poslovanja.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Vrijednosti iskazane tablici u nastavku predstavljaju investicijske troškove HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu Projekta, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

Prve investicijske aktivnosti HEP ODS-a očekuju se u drugoj godini provedbe projekta (2024. godina).

Tablica 6.43 Ulaganja u projekt LIFE SUPport u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	LIFE SUPport	90.000	180.000	0	270.000	0	270.000

6.7.7. GreenSwitch

Na temelju 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

Projekta se provodi u razdoblju od 1.3.2023. godine do 31.12.2028. godine.

Ciljevi projekta

Opći ciljevi Projekta uključuju:

- Uvođenje različitih elemenata 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 te klimatskih i energetske ciljeva do 2030. godine. Uklapa se i u Europski zeleni plan koji je dodatno naglasio ključnu ulogu energetske infrastrukture u omogućavanju prelaska na klimatski neutralno gospodarstvo.

GreenSwitch projekt pridonosi planu REPowerEU, što je odgovor Europske unije na teškoće i poremećaje na globalnom tržištu. U skladu s 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.

Dio ukupne vrijednosti Projekta su investicijski troškovi, a dio je trošak redovnog poslovanja. U planovima investicija iskazuju se investicijski troškovi u ukupnom iznosu 3, 0 mil. eura.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Do kraja 2023. godine procjenjuje se realizacija Projekta u razini 41.200 €.

Tablica 6.44 Ulaganja u GreenSwitch projekt u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (EUR)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. – 2026.	2027. – 2033.	Ukupno 10G 2024. – 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	GreenSwitch	2.153.000	513.800	312.000	2.978.800	0	2.978.800

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 (2024. – 2033.) 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 2024. godini su ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje procijenjena na 100 mil. €.

Godine koje su prethodile razmatranom planskom razdoblju (od 2021. do 2023.) 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.

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 100 mil. € godišnje.

Tablica 6.45 Okvirna struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje 2024.–2026. g.

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja u 2024. godini (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. godini (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. godini (EUR)
1	2	3	3	3
1	Postrojenja naponske razine 110 kV	409.000	409.000	409.000
2	Postrojenja i mreža 35(30) kV	5.712.000	5.712.000	5.712.000
3	Postrojenja i mreža 10(20) kV	43.006.000	43.006.000	43.006.000
4	Priključci i mreža 0,4 kV	50.873.000	50.873.000	50.873.000
	Ukupno	100.000.000	100.000.000	100.000.000

Prilikom izrade plana 2024. – 2033. povećana je razina godišnjih ulaganja u odnosu prema prethodnom desetogodišnjem planu 2023. – 2032., a u slučaju eventualnih znatnih razlika i jasnih potreba plan za 2024. će se usklađivati tijekom godine. Očekivana struktura ulaganja po naponskim razinama u razdoblju 2024. – 2026. godina prikazana je u Tablici 6.46. Posebno se mogu istaknuti ulaganja u niskonaponsku (51 %) i 10(20) kV mrežu (43 %) koja zajedno čine 94 % planiranih ulaganja.

Uz razinu godišnjih ulaganja od 80 do 100 mil. € prosječno se izgradi:

– DV 10(20) kV		
izgradnja novih vodova	2,5	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	1	km
– KB 10(20) kV		
izgradnja novih vodova	275	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	9	km
– transformatorske stanice 10(20)/0.4 kV		
izgradnja novih transformatorskih stanica	210	TS
rekonstrukcije i revitalizacije transformatorskih stanica	17	TS
– nadzemna niskonaponska mreža		
izgradnja novih vodova	2250	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	40	km
– niskonaponska kabelska mreža		
izgradnja novih vodova	730	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	35	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. €.

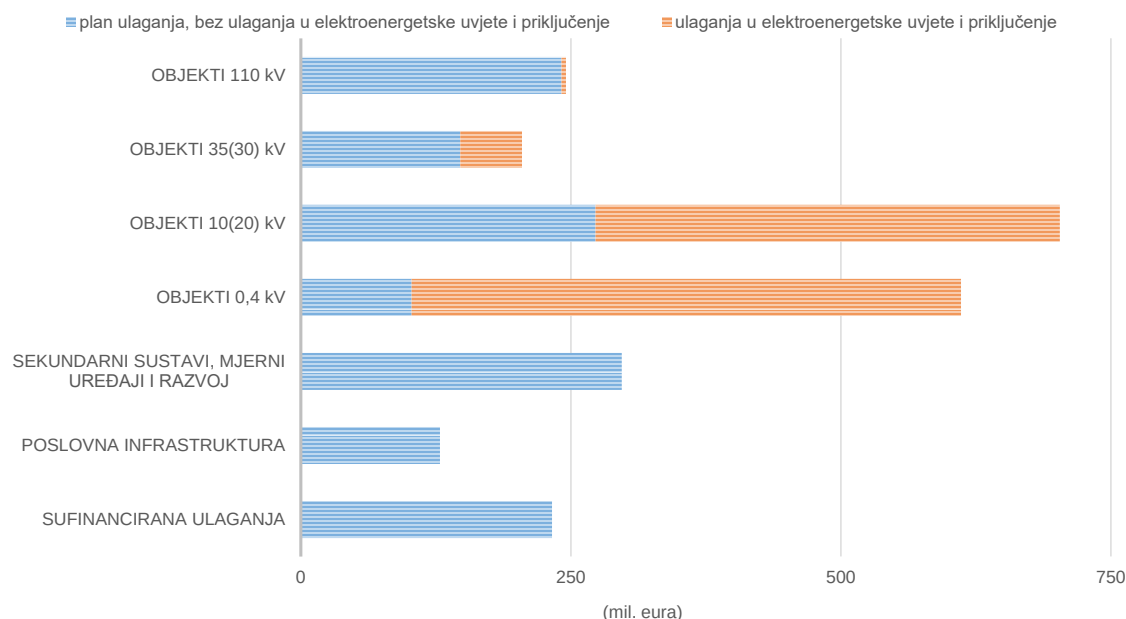
6.9. Sumarni pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

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 (2024. – 2033.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.

U idućem desetogodišnjem razdoblju planirana su ukupna ulaganja vrijednosti 2.422.912.160 EUR (uključujući ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje) sa strukturom:

– ulaganja u energetske objekte		73 %
- 110 kV objekti	10 %	
- 35(30) kV objekti	9 %	
- 10 kV i 20 kV objekti	29 %	
- 0,4 kV objekti	25 %	
– ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj		12 %
– ulaganja u poslovnu infrastrukturu		5 %
– sufinancirana ulaganja (pretežito ulaganja u energetske objekte i sekundarne sustave		10 %

Od navedenih ulaganja, 1.000.000.000 EUR odnosi se na ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje (100 mil. eura u svakoj planskoj godini do kraja planskog razdoblja).



Slika 6.14 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2024. – 2033. 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.

Iduće desetogodišnje razdoblje bit će obilježeno visokim razinama ulaganja sufinanciranih EU sredstvima, uključujući sredstva osigurana kroz Nacionalni plan oporavka i otpornosti.

Tablica 6.46 Ulaganja u HEP ODS-u u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2024.	2025.	2026.	Ukupno 2024. - 2026.	Ulaganje 2027. - 2033.	Ulaganja u 10G 2024. - 2033.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		18.180.900	25.493.500	25.370.500	69.044.900	172.348.000	241.392.900
Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom		9.997.000	16.089.000	12.778.000	38.864.000	89.700.000	128.564.000
Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV		8.183.900	9.404.500	12.592.500	30.180.900	82.648.000	112.828.900
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		10.982.300	10.633.100	19.441.400	41.056.800	106.569.000	147.625.800
Izgradnja novih TS 35(30)/x kV		1.100.000	1.290.000	3.000.000	5.390.000	4.900.000	10.290.000
Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV		3.525.300	2.751.400	9.640.100	15.916.800	51.834.000	67.750.800
Izgradnja novih vodova 35(30) kV		773.000	0	0	773.000	3.340.000	4.113.000
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV		5.584.000	6.591.700	6.801.300	18.977.000	46.495.000	65.472.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		26.442.700	30.406.100	31.056.600	87.905.400	184.873.000	272.778.400
Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV		2.176.500	2.956.200	4.176.600	9.309.300	28.933.000	38.242.300
Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV		9.789.200	10.034.400	10.753.600	30.577.200	57.944.000	88.521.200
Izgradnja novih vodova 10(20) kV		6.678.700	8.673.300	7.691.100	23.043.100	47.421.000	70.464.100
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV		7.798.300	8.742.200	8.435.300	24.975.800	50.575.000	75.550.800
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		12.604.095	10.280.300	10.529.500	33.413.895	69.095.000	102.508.895
Izgradnja novih vodova 0,4 kV		2.035.295	1.969.700	2.120.600	6.125.595	15.519.000	21.644.595
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV		7.046.400	5.001.700	4.918.600	16.966.700	30.071.000	47.037.700
Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka		3.522.400	3.308.900	3.490.300	10.321.600	23.505.000	33.826.600
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		16.577.240	15.630.000	61.495.000	93.702.240	203.478.300	297.180.540
Sustavi daljinskog vođenja, MTU, komunikacije, kibernetička sigurnost i automatizacija		1.100.000	330.000	1.195.000	2.625.000	20.700.000	23.325.000
Mjerni uređaji i infrastruktura		15.177.240	15.000.000	60.000.000	90.177.240	180.678.300	270.855.540
Nove tehnologije i razvoj		300.000	300.000	300.000	900.000	2.100.000	3.000.000
6. ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU		23.950.003	20.970.000	19.350.000	64.270.003	64.490.000	128.760.003
Osobna, teretna i radna vozila		14.250.000	13.250.000	13.250.000	40.750.000	49.000.000	89.750.000
Poslovne zgrade i ostali radni prostori		7.500.001	5.300.000	4.500.000	17.300.001	2.800.000	20.100.001
Poslovna informatika i podrška poslovanju		650.000	850.000	850.000	2.350.000	5.950.000	8.300.000
Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi		1.550.002	1.570.000	750.000	3.870.002	6.740.000	10.610.002
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		108.737.238	113.413.000	167.243.000	389.393.238	800.853.300	1.190.246.538
7. SUFINANCIRANA ULAGANJA		110.481.202	112.375.620	9.808.800	232.665.622	0	232.665.622
Pilot projekt uvođenja naprednih mreža		150.001	0	0	150.001	0	150.001
Life Danube Free Sky		490.101	0	0	490.101	0	490.101
NPOO PKB		18.290.000	13.900.720	0	32.190.720	0	32.190.720
NPOO Natura 2000		18.315.900	26.544.700	6.171.700	51.032.300	0	51.032.300
NPOO Razvoj napredne mreže		70.992.200	71.236.400	3.325.100	145.553.700	0	145.553.700
Greenswitch		2.153.000	513.800	312.000	2.978.800	0	2.978.800
LIFE SUPport		90.000	180.000	0	270.000	0	270.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		219.218.440	225.788.620	177.051.800	622.058.860	800.853.300	1.422.912.160
8. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE		100.000.000	100.000.000	100.000.000	300.000.000	700.000.000	1.000.000.000
Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV		409.000	409.000	409.000	1.227.000	2.863.000	4.090.000
Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV		5.712.000	5.712.000	5.712.000	17.136.000	39.984.000	57.120.000
Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV		43.006.000	43.006.000	43.006.000	129.018.000	301.042.000	430.060.000
Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV		50.873.000	50.873.000	50.873.000	152.619.000	356.111.000	508.730.000
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		319.218.440	325.788.620	277.051.800	922.058.860	1.500.853.300	2.422.912.160

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 6.49.

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 6.49. 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.

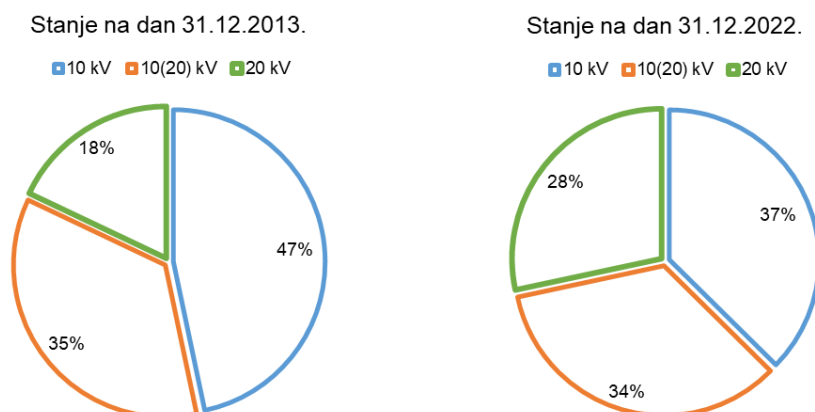
Prelazak s postojećeg četveronaponskog distribucijskog sustava 110–35–10–0,4 kV na tronaponski 110–20–0,4 kV tema je brojnih razvojnih studija još od sredine šezdesetih godina prošloga stoljeća. Dobiveni rezultati studija ukazivali su na brojne pogodnosti:

- 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 20 kV pogonski napon 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.

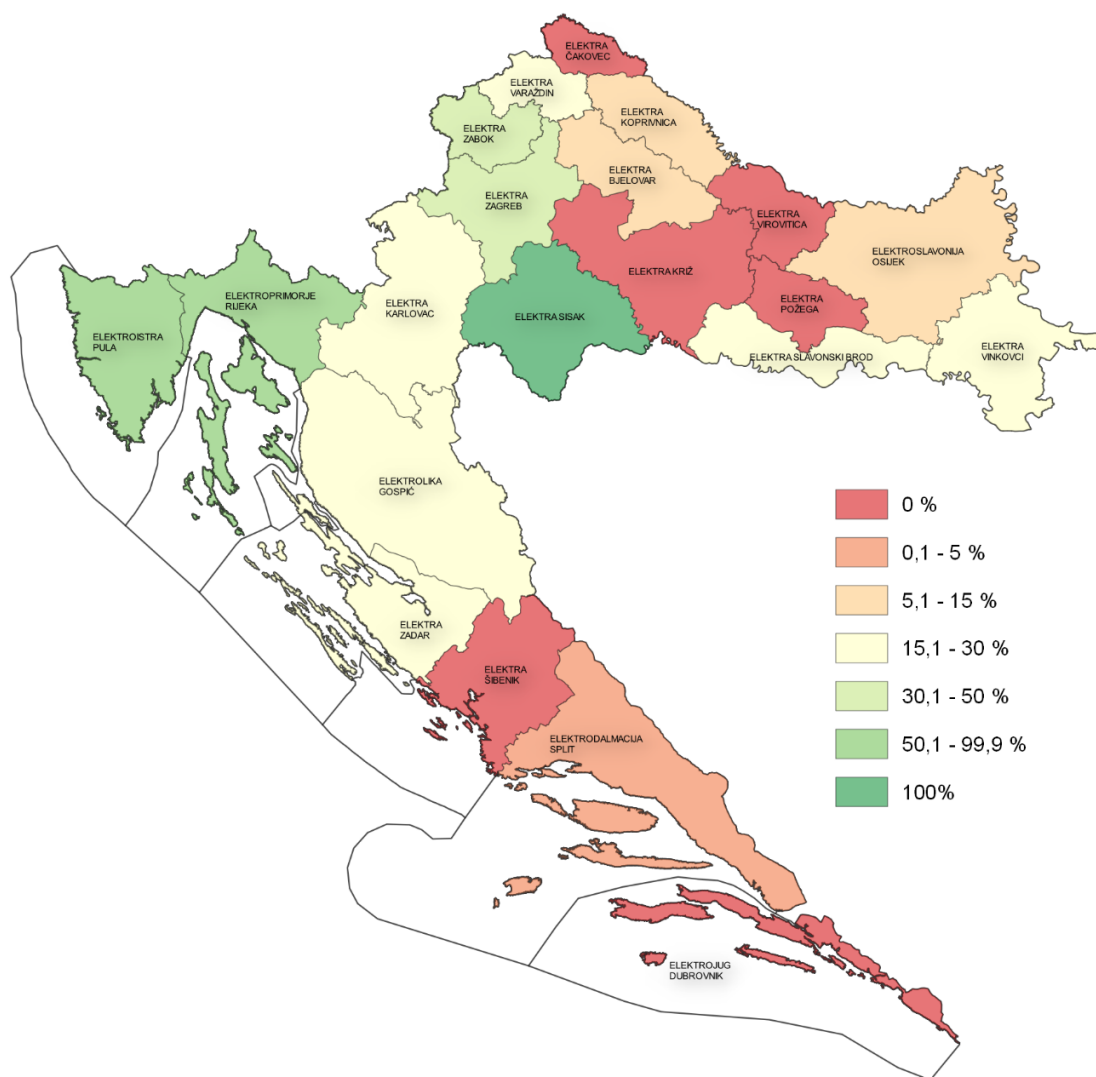
2019. godine Elektra Sisak je prva prebacila 10 kV mrežu na 20 kV pogonski napon, a isto se u 2024. godine očekuje za mrežu Elektroprimorja Rijeka.

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.



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 2022. 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 2023. godine, postoji mogućnost prelaska gotovo kompletne mreže Elektroprimorja Rijeka a 10 kV na 20 kV pogonski napon u distribucijskoj mreži.

S velikim udjelima mreže u pogonu na 20 kV još se izdvajaju:

- Elektra Zagreb
- Elektra Zabok 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 ponajprije se odnose na:

- zamjenu transformatora SN/NN preklopivim
- rekonstrukciju TS 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 SN mreže na 20 kV.

U idućem desetogodišnjem razdoblju, uvažavajući strateške odrednice HEP ODS-a, trenutačno 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 2024. do 2026. 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 postrojenja distribucijske mreže, aktivnosti revitalizacije te iznimno izgradnje novih objekata/elemenata mreže radi provedbe završne aktivnosti prelaska SN mreže na 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. Nužno je imati na umu da se ulaganjima realizira priprema mreže za naponsku razinu 20 kV, a da je sam prelazak uvjetovan i drugim čimbenicima (siguran pogon mreže pri prelasku na 20 kV, sezona niskog opterećenja SN mreže, odgovarajući vremenski uvjeti, velik broj raspoloživih radnika s obzirom na veću vjerojatnost zastoja zbog većih naprežanja izolacije opreme, uvjeti pogona okolne srednjonaponske mreže i sl.).

Tijekom 2023. u realizaciji je znatan broj višegodišnjih ulaganja u završnu fazu pripreme za prelazak SN mreže na 20 kV s težištem ulaganja u završetak prelaska na 20 kV napon preostale 10 kV mreže u Elektroprimorju Rijeka te s nešto manjim obuhvatima ulaganja u Elektri Zagreb, Elektroslavoniji Osijek, Elektri Slavonski Brod, Elektroistri Pula, Elektrodalmaciji Split, Elektri Zadar te Elektri Karlovac. Uz uspješnu realizaciju ulaganja do kraja 2023. 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 Virovitica uz Elektru Čakovec i Elektru Požegu riješila problematiku naponskih prilika u svojoj distribucijskoj mreži a uskoro će to učiniti i Elektra Bjelovar .

Tablica 6.47 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	17	0,5%	17	9.566	1.021	320.400 €
Elektra Zabok	102	11,1%	127	248.518	4.316	7.824.480 €
Elektra Varaždin	15	1,8%	15	34.185	472	1.291.000 €
Elektra Čakovec	0	0,0%	0	0	0	-
Elektra Koprivnica	11	1,6%	18	15.249	357	518.062,00 €
Elektra Bjelovar	1	0,1%	1	1.482	13	49.174 €
Elektra Križ	51	3,8%	62	73.617	2.619	2.656.100 €
Elektroslavonija Osijek	36	2,3%	64	48.669	1.685	1.147.368 €
Elektra Vinkovci	51	6,0%	60	51.440	1.998	1.660.495 €
Elektra Slavonski Brod	10	1,4%	11	10.615	426	601.598 €
Elektroistra Pula	6	0,3%	6	5.015	146	345.453 €
Elektroprimorje Rijeka	46	2,3%	52	44.176	1.727	1.868.306 €
Elektrodalmacija Split	82	3,0%	86	78.006	6.750	5.297.744 €
Elektra Zadar	13	1,1%	21	13.270	808	893.874 €
Elektra Šibenik	24	2,3%	26	13.470	1.024	966.976 €
Elektrojug Dubrovnik	17	3,7%	17	15.530	720	1.404.700 €
Elektra Karlovac	63	4,1%	73	121.717	1.961	3.467.560 €
Elektra Sisak	41	4,1%	75	157.505	1.155	5.755.001 €
Elektrolika Gospić	42	3,9%	89	150.485	1.526	4.101.738 €
Elektra Virovitica	0	0,0%	0	0	0	-
Elektra Požega	0	0,0%	0	0	0	-
UKUPNO	628	2,44%	820	1.092.515	28.724	40.170.029 €

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 5,1 mil. € obuhvati se oko:

- **106 trafopodručja**
- **113 niskonaponskih izvoda**
- **133 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

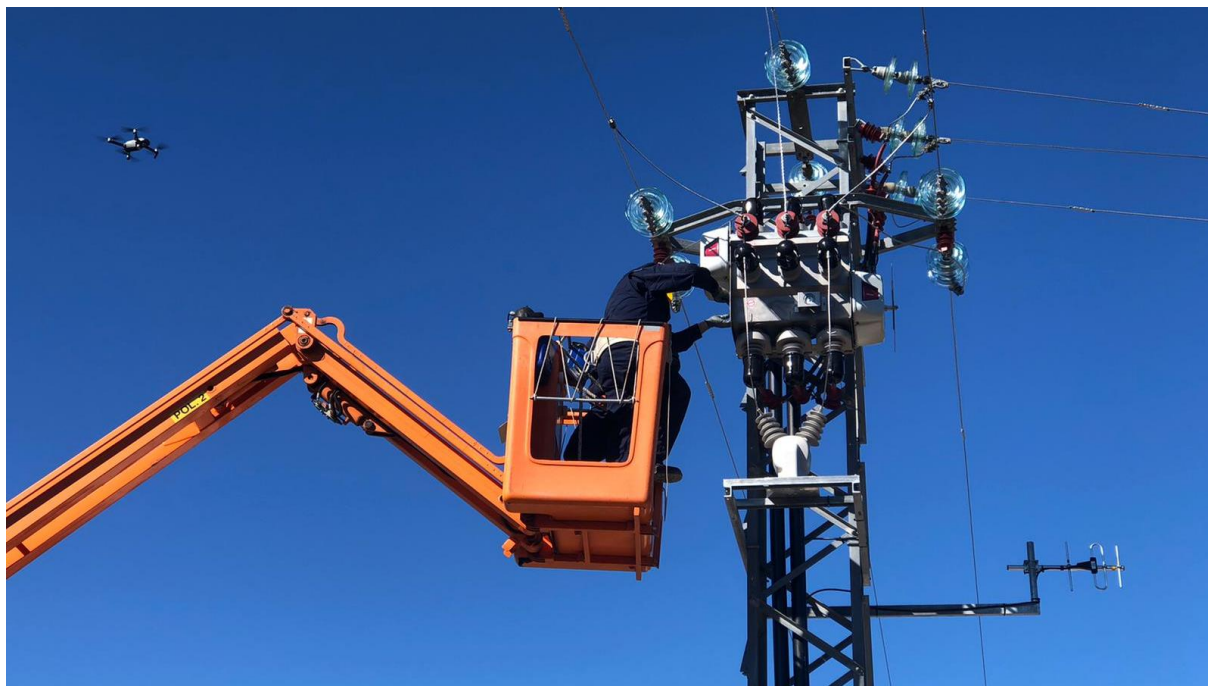
se staviti na napredno, odnosno automatizirano upravljanje takvim uređajima u mreži radi učinkovitijeg upravljanja mrežom u pogonu ili bržeg lociranja i otklanjanja kvara.

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 180 mil. €, odnosno na razinama od okvirno 65 do 85 mil. € različito po godinama razdoblja.



7. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže

7.1.	Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a	145
7.2.	Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a	146
7.3.	Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.	147
7.4.	Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine	148
7.4.1.	Polazišta i nacionalni ciljevi	148
7.4.2.	Mjera ENU – 16 Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži	150
7.5.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci	151
7.5.1.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži	151
7.5.2.	Uspostava sustava upravljanja energijom u skladu s međunarodnom normom HRN EN ISO 50001:2018	152
7.5.3.	Procjena očekivanih učinaka	154

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 2024. – 2033., 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).

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

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.

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.

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 energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [2]
- Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine [56].

U tijeku je u postupak ažuriranja Integriranog nacionalnog energetskog i klimatskog plana Republike Hrvatske za razdoblje od 2021. do 2030. (NECP), koje se provodi na temelju EU Uredbe (EU) 2018/1999 o upravljanju energetskom unijom i djelovanjem u području klime, no za ostvarivanje zajedničkih ambicija klimatske neutralnosti. Rok za dostavu konačne verzije u Europsku Komisiju je lipanj 2024. godine.

U poglavlju 4.2 detaljno su iskazani podaci o:

- ostvarenim gubicima u razdoblju 2013.–2022. 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 energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.
- Integrirani nacionalni energetski i klimatski 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 energetske učinkovitosti [55], osim ostalog, propisane su i obveze operatora distribucijskog sustava u području energetske učinkovitosti, donošenju i provedbi mjera kojima se povećava energetska učinkovitost, ali i stvaranje preduvjeta da bi korisnici mreže učinkovitije koristili električnu energiju.

Člancima 17. i 18. Zakona o energetske 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 energetskog 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, 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.

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 energetska 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 u 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 energetska 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], energetska 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 energetske 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 energetske 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. energetska sigurnost
2. unutarnje energetska tržište
3. energetska učinkovitost
4. dekarbonizaciju i
5. istraživanje, inovacije i konkurentnost.

U Zaključcima Europskog vijeća o upravljanju energetska 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 energetska i klimatska politika 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 energetska 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 energetska unijom i djelovanjem u području klime).

U toj uredbi se propisuje izrada integriranih nacionalnih energetska i klimatska planova za desetogodišnje razdoblje. Prvi Integrirani energetska i klimatska plan (u daljnjem tekstu: Integrirani energetska i klimatska 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 energetska i klimatska planovima.

Integrirani nacionalni energetska i klimatska plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine Republike Hrvatske (dalje u tekstu INEK Plan 2021. – 2030.) [56] nadovezuje se na postojeće nacionalne strategije i planove.

Plan sadrži:

- pregled trenutnog energetska 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, energetska učinkovitost i elektroenergetska međusobnu povezanost.

INEK 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.

Kao što je u uvodnom potpoglavlju obrazloženo u tijeku je izrada, usuglašavanje i donošenje revizije INEK Plan 2021. – 2030.

Najvažniji inicirani i revidirani ciljevi koje INEK Plan 2021. – 2030. zadaje za 2030. godinu su navedeni u tablici u nastavku.

Tablica 7.2 Ciljevi INEK Plana 2021. – 2030. za 2030. godinu

Pokazatelj	Cilj-Postojeći INEK Plan	Cilj- Revidirani INEK Plan
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 – 16 Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži

U INEK Planu 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, energetski učinkovitim transformatorima
- zamjenu starih energetske 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)

⁴ 95,7 TWh

⁵ 79,7 TWh

⁶ 76,2 TWh

- 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. 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 i njihovi očekivani učinci

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 (SUE) 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 učinkovitosti, 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 učinkovitosti na svim svojim objektima, opremi i postrojenjima distribucijske mreže, poslovnim zgradama, voznom parku i u svim poslovnim procesima.

Na temelju utjecaja djelatnosti na energetske učinkovitosti, HEP ODS opredijelio se za uspostavu, primjenu i kontinuirano poboljšavanje i unapređivanje sustava upravljanja energijom, temeljenog na zahtjevima međunarodne norme ISO 50001:2018.

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 2022 godini HEP ODS nastavio je s procesom primjene, održavanja, poboljšavanja i unaprjeđivanja sustava upravljanja energijom prema međunarodnoj normi ISO 50001:2018.

Primjenom, održavanjem, poboljšavanjem i unaprjeđivanjem 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 značajno potrošnju energije u 2022. godini u odnosu na prethodnu 2021. godinu za 1.634.808 kWh, a u odnosu na godinu energetske osnovice EnB 2019 smanjio je potrošnju za 3.649.546 kWh
- smanjio je potrošnju goriva u 2022. godini u odnosu na prethodnu 2021. godinu za 822.235 kWh, a u odnosu na godinu energetske osnovice EnB 2019 smanjio je potrošnju goriva za 2.544.680 kWh
- uložio 6.395.585 HRK u 34 različite investicijske mjere energetske učinkovitosti na poslovnim zgradama (rekonstrukcije ovojnice poslovnih zgrada i sustava grijanja)
- proveo 136.740 kontrola obračunskih mjernih mjesta, otkrivanja i sprečavanja neovlaštene potrošnje električne energije
- proveo 7.026 kontrola, uređenja, sanacija i rekonstrukcija priključaka i obračunskih mjernih mjesta
- ugradio 264 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 256.884.942 HRK

- smanjio gubitke električne energije u distribucijskoj mreži s 7,20 % u 2021. godini na 7,13 % u 2022. godini.

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 2023. – 2032. 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 provodi 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. 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.

Na temelju pretpostavljenih promjena opterećenja, potrošnje, značajki investicija i ulaska u pogon pojedinih objekata moguće ukupno smanjenje gubitaka ostvarenjem desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2024. – 2033. godine procjenjuje se na 297 do 468 GWh. Od toga u prve tri godine (razdoblje 2023. – 2025.) od 8,9 do 14,0 GWh prosječno godišnje. Mjereno prema prosječnoj godišnjoj potrošnji u razdoblju 2020. – 2022. od 16.493 GWh, prosječno godišnje smanjenje tehničkih gubitaka u razdoblju 2024. – 2026. se procjenjuje od 0,05 % 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	157
8.2.	Planirani izvori financiranja	159
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).....	160

8. Financijsko planiranje

Za analizu ekonomskog utjecaja planiranih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju (2024.-2027.) desetogodišnjeg (2024.-2033.) plana razvoja distribucijske mreže na cijene naknade za mrežu distribucije u skladu s Metodologijom za određivanje tarifnih stavki za distribuciju električne energije, izrađena su planska financijska izvješća po godinama (2024.-2026.) godine koja uključuju:

- A. Planski račun dobiti i gubitka
- B. Bilanca
- C. Izvještaj o novčanom tijeku

Na temelju planskih financijskih izvješća izračunati su potrebni izvori financiranja plana investicija za razdoblje od 2024. do 2026. 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 2024. do 2026. godine. Navedena izvješća izrađena su na temelju sljedećih općih propisa, pretpostavki i dokumenata:

- Zakona o tržištu električne energije (NN 111/21),
- Zakona o energiji (NN 120/12, 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 2021. godine (NN 138/21),
- Pravila organiziranja tržišta električne energije (NN 107/19, 36/20),
- Prijedloga Plana poslovanja HEP – Operatora distribucijskog sustava d.o.o. za 2024. godinu, izrađenog na temelju prijedloga ukupnog financijskog okvira, koji nije potvrdila Uprava vladajućeg Društva HEP-a d.d.,
- procjene ostvarenja prihoda i rashoda za tekuću godinu, odnosno na temelju ostvarenja za razdoblje siječanj – lipanj 2023. godine i procjene ostvarenja za razdoblje rujanj – prosinac 2023. 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 2023. godine,
- Kolektivnog ugovora HEP grupe, koji stupa na snagu 1.1.2024. godine,
- procjene financijskih izvješća za tekuću regulacijsku 2023. godinu,
- analize ostvarenja prethodnih razdoblja,
- trenutnih saznanja vezano za gospodarski rast (i dalje prisutni poremećaji u lancima opskrbe i inflatorni pritisci),
- Uredbe o otklanjanju poremećaja na domaćem tržištu energije, koju je donijela Vlada RH (NN 31/23)
- Prijedloga Desetogodišnjeg (2023.-2032.) 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 2024. do 2026. godine izrađen je na temelju dodatnih pretpostavki:

- Trenutnih saznanja vezano za gospodarski rast (i dalje prisutni poremećaji u lancima opskrbe i inflatorni pritisci),
- Prihod od naknade za mrežu distribucije izračunat je na temelju Odluke Hrvatske energetske regulatorne agencije o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca 2021. godine (NN 138/21), te na temelju procijenjene prodaje električne energije, prije utvrđivanja konačnog plana za 2024. godinu, te procijenjenih količina prodaje električne energije iz petogodišnjeg plana 2023. do 2027. godine.
- 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 na temelju 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 uloženi u nabavku osnovnih sredstava, evidentiraju se kao odgođeni prihod i sučeljava s amortizacijom.
- Trošak gubitaka na mreži distribucije planiran je na temelju trenutne procijenjene cijene iz financijskog okvira za 2024. godinu, bazirane na kretanjima cijena na burzi HUDEX te procijenjenih količina prodane električne energije na mreži distribucije). Za količine u kWh u 2025. i 2026. godinu je uzet u obzir važeći 5. g. plan te iste cijene i za plan 2024. godine.
- 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).
- U procjenama nije predviđen prihod od proizvođača (G komponenta), s obzirom da trenutno još traju izračuni u skladu s odredbama Zakona o tržištu električne energije (111/21), odnosno članka 22. Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (84/2022).
- Trošak plaća i ostalih naknada osoblja za 2024.g. planiran je na temelju sklopljenog Kolektivnog ugovora u HEP Grupi, a koji će stupiti na snagu 1.1.2014. godine te planiranog broja zaposlenika (broj zaposlenih na dan 30.6.2023., očekivani broj odlazaka u mirovinu te planirane strategije broja radnika za sljedeće 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.
- Troškovi mjernog mjesta planiraju se prema iskustvu ostvarenja u prethodnim razdobljima te očekivanjima za buduća razdoblja, te na temelju procjena iz 5. g. plana 2023. – 2027. 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 2024. godinu zadani financijskim okvirom, koji odobrava Uprava HEP-a d.d., odnosno procjenom ostvarenja za 2023. godinu i sagledavanjem potreba prema aktivnostima u 2024. godini. Za 2025. i 2026. godinu planirani su na temelju 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 prijedlogu Gospodarskog plana HEP ODS-a, a koji nije usvojio vlasnik i vladajuće Društvo HEP-a d.d.. Procijenjuje se da će dio predviđenih troškova koji su uključeni u prikazani plan biti preraspodijeljen u dio sredstava

koja će rezervirati HEP d.d., koja se neće nalaziti u planu HEP ODS, ali će biti moguće povećanje planskih sredstava iz tih rezervacija prema potrebi. Točan iznos rezervacije se trenutno ne može predvidjeti.

- Financijski rashodi izračunati su na temelju planiranog rasporeda otplate postojećih dugoročnih kredita s kamatama koji je utvrdila riznica vladajućeg društva HEP-a d.d.

B. Planska bilanca za razdoblje od 2024. do 2026. godine izrađena je na temelju sljedećih pretpostavki:

- Salda dugotrajne materijalne imovine i ostalih stavki bilance koje se vezuju za te promjene izračunate su na temelju procijenjenog kretanja iz plana amortizacije za 2023. godinu, planiranih iznosa investicija od 2024. do 2026. 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.
- S obzirom na procijenjeni rezultat poslovanja u 2024., 2025. i 2026. godini, predviđena je dokapitalizacija koju bi proveo vlasnik, HEP-a d.d.
- S obzirom na uvjete velike neizvjesnosti u energetsom sektoru te oko daljnjih mjera za optimiziranje poslovanja, koje ovise o vlasniku HEP-u d.d, nije predviđen način evidentiranja negativnih novčanih tokova koji se odražavaju na stavku novca u kratkotrajnoj imovini.

8.2. Planirani izvori financiranja

U početnom trogodišnjem razdoblju (2024.-2026.) desetogodišnjeg (2024.-2033.) plana razvoja distribucijske mreže predviđeni su sljedeći izvori financiranja:

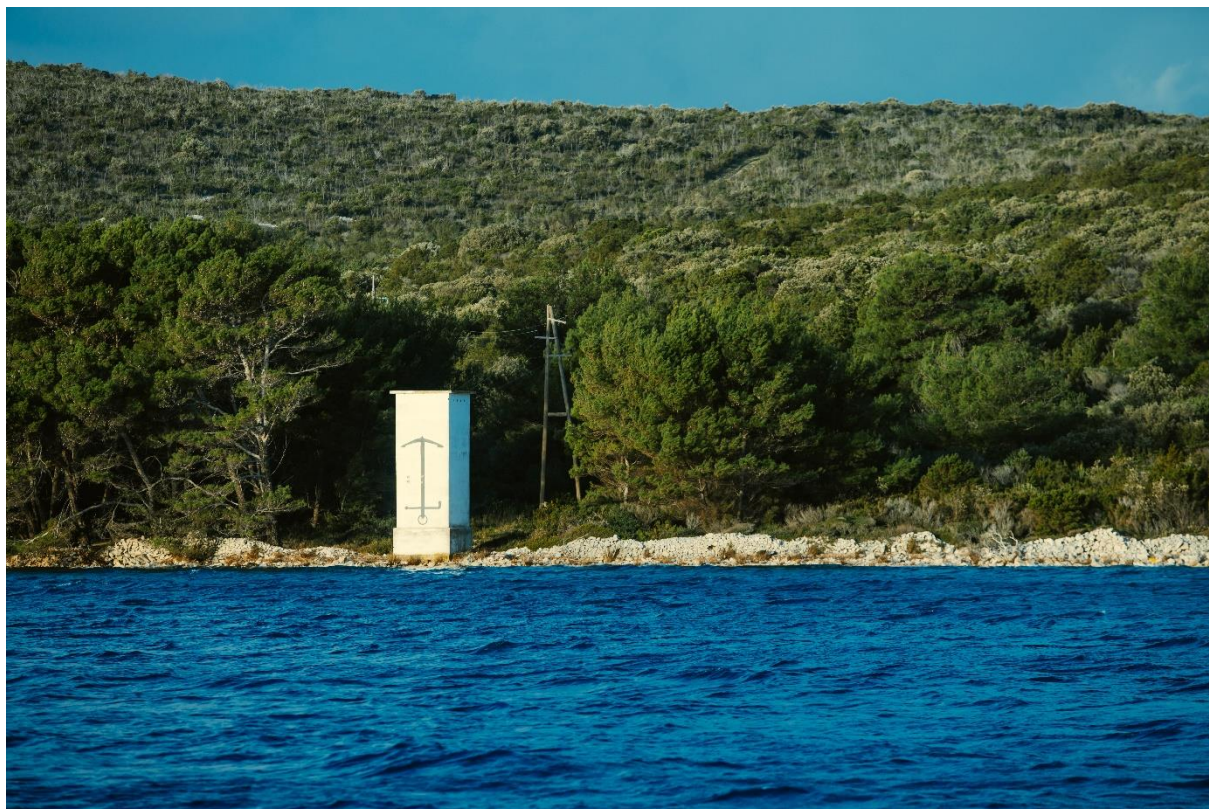
- Slobodna amortizacija umanjena za otplatu glavnice postojećih dugoročnih kredita,
- Sredstva naknade za priključenje za mrežu distribucije,
- Reinvestirana dobit, na temelju Odluka Skupštine HEP ODS-a o raspodjeli dobiti za 2012. i 2013. godinu, u skladu s tada važećem Zakonu o porezu na dobit. Ovi izvori su planirani na temelju najbolje procijene završetka i stavljanja u uporabu objekata koji su utvrđeni za ovaj izvor financiranja te ukupnih potreba financiranja investicija za razdoblje 2024.-2026. godine. Iznosi izvora reinvestirane dobiti nisu vidljivi u dokumentima plana investicija za 2024. godinu.
- Bespovratno dodijeljena sredstva EU fondova,
- Kredit HEP-a d.d. s OTP bankom d.d. u iznosu od 123.299.489,02 eura (929.000.000,00 kuna) za refinanciranje obveznica iz 2015. godine te za ostale opće poslovne svrhe, na HEP ODS d.o.o. se raspodjeljuje iznos od 103.488.276,14 eura (779.732.416,60 kuna) – Sektor za financije (riznica) HEP-a d.d.
- Novi potencijalni kredit HEP- a d.d. kod EBRD i EIB 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.

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 u skladu s Metodologijom 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, primijenjen je prosječni ponderirani trošak kapitala od **4,03%** (Odobren Odlukom HERA-e o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca 2018. godine (NN 112/18).

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 (2024. – 2033.) 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 2024. – 2033. 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 2024. – 2033. planirana su ulaganja u razini 2.422.912.160 €, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2024. – 2026. godina 622.058.860 eura, prosječno 207,4 mil. € godišnje
- 2027. – 2033. godina 800.853.300 eura, prosječno 114,4 mil. € godišnje.

U početnom trogodišnjem razdoblju (2024. – 2026.) planirana ulaganja vrijednosti 622.058.860 €, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje, raspodijeljena su:

- 2024. godina 219.218.440 €
- 2025. godina 225.788.620 €
- 2026. godina 177.051.800 €.

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 priključenja 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 uvjete 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.

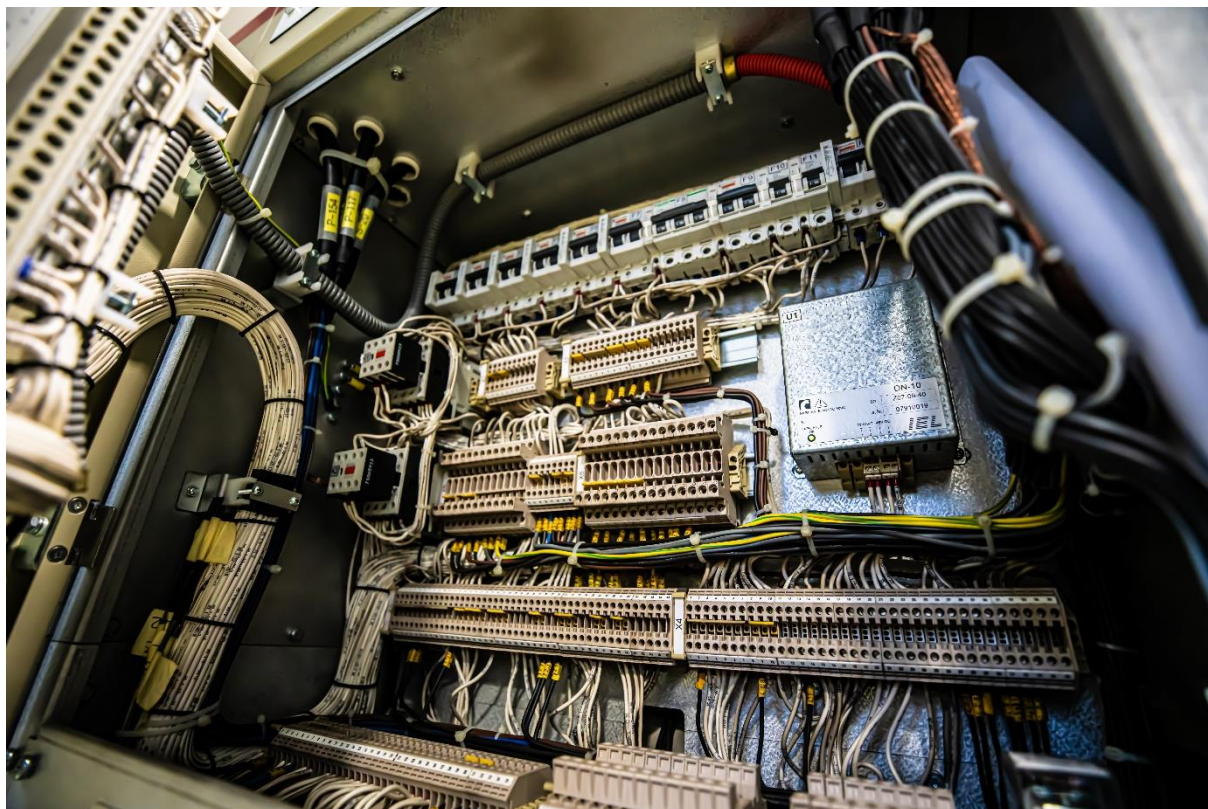
Ulaganjima u SDV, automatizaciju mreže i nove tehnologije modernizira se mreža i povećava učinkovitost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati normalno funkcioniranje operatora distribucijskog sustava.

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] Prijedlog desetogodišnjeg (2023.-2032.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS, 2023.
- [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 Elektroslavonije 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 2023., dostupno na www.dzs.hr
- [36] Prva procjena tromjesečnog bruto domaćeg proizvoda za drugo tromjesečje 2023., dostupno na www.dzs.hr
- [37] Smjernice ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2022.-2024., dostupno na <https://vlada.gov.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 energetske i klimatske plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine, Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, 2019.



11. Prilozi

11.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže	169
11.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte	173
11.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a.....	173
11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio	177
11.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte	179
11.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV	179
11.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	180
11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV	181
11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	182
11.4. Pregled obilježja distribucijskih područja	183
1. Elektra Zagreb	183
2. Elektra Zabok.....	187
3. Elektra Varaždin	189
4. Elektra Čakovec.....	191
5. Elektra Koprivnica	193
6. Elektra Bjelovar.....	195
7. Elektra Križ.....	197

8.	Elektroslavonija Osijek.....	199
9.	Elektra Vinkovci	203
10.	Elektra Slavonski Brod.....	205
11.	Elektroistra Pula.....	208
12.	Elektroprimorje Rijeka.....	212
13.	Elektrodalmacija Split	216
14.	Elektra Zadar	220
15.	Elektra Šibenik	223
16.	Elektrojug Dubrovnik.....	226
17.	Elektra Karlovac.....	229
18.	Elektra Sisak	233
19.	Elektrolika Gospić	236
20.	Elektra Virovitica	239
21.	Elektra Požega	241
11.5.	EU zakonska regulativa.	243
11.6.	Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2024. – 2033.	245

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 mijenjaju tehničke značajke i ulogu u srednjonaponskoj mreži s kraćim pojašnjenjem pogonskih okolnosti.

Transformatorske stanice upisane su u popise:

A: nove pojne točke izravne transformacije u prethodnom desetogodišnjem razdoblju 2013. – 2022.

B: nove pojne točke izravne transformacije u planu u idućem razdoblju 2024. – 2033.

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 2013. – 2022. godine

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina dovršetka	Pojašnjenje
1.	TS 110/20/10 kV KNEGINEC	2013.	Dovršetak rekonstrukcije
1.1.	TS 35/10 kV KNEGINEC		Rekonstrukcija u TS 110/20/10 kV
2.	TS 110/10(20) kV VRGORAC	2013.	Dovršetak rekonstrukcije
2.1.	TS 35/10 kV VRGORAC		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
3.	TS 110/10(20) kV KUTINA	2014.	Dovršetak nove izgradnje
3.1.	TS 35/10(20) kV KUTINA		Rasterećenje
4.	TS 110/35/10(20) kV NAŠICE	2014.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
5.	TS 110/10(20) kV PLOČE	2014.	Dovršetak nove izgradnje
5.1.	TS 35/10 kV VRANJAK		Isključena iz pogona
6.	TS 110/10(20) kV FERENŠČICA	2015.	Dovršetak nove izgradnje
6.1.	TS 30/10 kV LEPUŠIĆEVA		Rasterećenje
6.2.	TS 30/10 kV DRŽIĆEVA		Rasterećenje
6.3.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Rasterećenje
6.4.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 1		Rasterećenje
6.5.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 2		Rasterećenje
7.	TS 110/10(20) kV RIJEKA	2015.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
7.1.	TS 35/10 kV ŠKOLJIĆ		Rekonstrukcija u RS 20 kV
7.2.	TS 35/10 kV ŠKURINJSKA DRAGA		Isključena iz pogona
8.	TS 110/20 kV TUPLJAK	2015.	Dovršetak rekonstrukcije
8.1.	TS 35/10 kV TUPLJAK		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina dovršetka	Pojašnjenje
9.	TS 110/20 kV PAZIN	2016.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/20 kV
9.1.	TS 35/10 kV PAZINKA		Isključena iz pogona
9.2.	TS 35/10 kV VRANJE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
9.3.	TS 35/10 kV KAROJBA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
10.	TS 110/10(20) kV SRĐ	2016.	Dovršetak nove izgradnje
10.1.	TS 35/10(20) kV ŠIPČINE		Rasterećenje
10.2.	TS 35/10 kV LAPAD		Rasterećenje
11.	TS 110/10(20) kV IMOTSKI	2016.	Zamjena TR 110/35 kV S TR 110/10(20) kV
12.	TS 110/20 kV TURNIĆ	2017.	Dovršetak nove izgradnje
12.1.	TS 35/10(20) kV TURNIĆ	2017.	Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
13.	TS 110/10(20) kV SESVETE	2017.	Dovršetak nove izgradnje
13.1.	TS 30/10 kV SESVETE		Rasterećenje
14.	TS 110/35/20 kV NEDELJANEC	2017.	Zamjena jednog TR 110/35 kV S TR 110/20 kV
14.1.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 1		Rasterećenje
14.2.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 2		Rekonstrukcija u RS 20 kV
15.	TS 110/20 kV ROVINJ	2018.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/20 kV
15.1.	TS 35/10 kV ROVINJ		Rekonstrukcija u RS 20 kV
16.	TS 110/10(20) kV MEDULIN	2019.	Dovršetak nove izgradnje
16.1.	TS 110/35/10 kV DOLINKA		Rasterećenje
16.2.	TS 110/35/10 kV ŠIJANA		Rasterećenje
17..	TS 110/10(20) kV EL-TO	2020.	Zamjena TR 110/30 kV S TR 110/10(20) kV
17.1.	TS 30/10(20) kV SELSKA		Rasterećenje
18.	TS 110/35/10(20) kV BLATO	2020.	Ugradnja TR2 110/10(20) kV
18.1.	TS 35/10 kV BLATO		Rasterećenje
19.	TS 110/20 kV ZAMET	2021.	Dovršetak nove izgradnje
19.1.	TS 35/10 kV ZAMET		Isključenje iz pogona
19.2.	TS 35/10 kV INDUSTRIJA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
20.	TS 110/10(20)-35/10(20) kV ZADAR ISTOK	2021.	Dovršetak nove izgradnje
20.1.	TS 35/10 kV ZADAR 4		Rasterećenje
21.	TS 110/10(20) kV SUĆIDAR	2022.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/20 kV
21.1	TS 35/10 kV GRIPE		Isključenje iz pogona
22.	TS 110/35/10(20) kV PRELOG	2022.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
22.1	TS 35/10 kV PRELOG		Rasterećenje

B. Nove pojne točke izravne transformacije u planu 2024. – 2033.

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	2024.	Dovršetak rekonstrukcije
2.1.	TS 30/10 kV VODOLEŽ (PRIMOŠTEN)		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
3.	TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE	2026.	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	2027.	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	2030.	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	2028.	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 MURSKO SREDIŠĆE	2030.	Dovršetak rekonstrukcije
15.1.	TS 35/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
16.	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVIJERA	2031.	Dovršetak nove izgradnje
16.1.	TS 35/10 kV PODGORA		Rasterećenje
16.2.	TS 35/10 kV BRIST		Rasterećenje
17.	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD	2032.	Dovršetak nove izgradnje
17.1.	TS 35/10 kV NOVIGRAD		Rekonstrukcija u RS 20 kV
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

Desetogodišnji (2024. – 2033.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

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 31.12.2023. (EUR)	Planirana ulaganja u 2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Ukupno ulaganje 2024. - 2026. (EUR)	Planirano ulaganje 2027. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2024. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2033.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2024 - 2033.																			
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																		
1.1.	IZGRADNJA NOVIH TS 110/x - ZAJEDNIČKI OBJEKTI ODS-HOPS						151.930.000	20.236.000	9.997.000	16.089.000	12.778.000	38.864.000	89.700.000	128.564.000	3.130.000				
1.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - PRIKLJUČAK 1	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 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2025										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 1	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 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2024										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 ispodmoć 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 - DISTRIBUCIJSKI 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 - DISTRIBUCIJSKI 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	2024										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Desetogodišnji (2024. – 2033.) 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 31.12.2023. (EUR)	Planirana ulaganja u 2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Ukupno ulaganje 2024. - 2026. (EUR)	Planirano ulaganje 2027. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2024. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2033.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)	
5.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2026											TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x 20(40) + 16
	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 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2026														
	A1.1	10(20)	4016	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZAMOŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2025														
6.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2024											TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priključenje 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 - DISTRIBUCIJSKI 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 - PRIKLJUČAK 110 kV	2022	2025											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 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2023	2026														
	A1.1	20	4012	TS 110/20 kV MAVRINCI - KB 20 kV RASPLET	2027	2028														
8.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - PRIKLJUČAK 110 kV	2025	2027											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 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2024	2027														
	A1.1	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - KB 10(20) kV RASPLET	2025	2027														
9.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - PRIKLJUČAK 110 kV	2021	2026											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 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2025	2027														
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - KB 10(20) kV RASPLET	2025	2027														
10.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV VODICE - PRIKLJUČAK 110 kV	2019	2026											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 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2026	2029														
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV VODICE - KB 10(20) kV RASPLET	2025	2028														

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2023. (EUR)	Planirana ulaganja u 2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Ukupno ulaganje 2024. - 2026. (EUR)	Planirano ulaganje 2027. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2024. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2033.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
11.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - PRIKLJUČAK 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 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2026	2029													
	A1.1	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - KB 10(20) kV RASPLET	2026	2028													
12.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV LAPAD - PRIKLJUČAK 110 kV	2030	2032	Postojeća TS 35/10(20) kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području grada Dubrovnika.									TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 40
	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 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2027	2030													
	A1.1	10(20)	4016	TS 110/10(20) kV LAPAD - KB 10(20) kV RASPLET	2027	2030													
13.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - PRIKLJUČAK 110 kV	2026	2026	U postojeću TS 30/10(20) kV se dograđuje 110 kV postrojenje i izravna transformacije 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području grada Šibenika.								TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)	
	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) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2027	2028													
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30/10(20) kV PODI (II ETAPA)- KB 10(20) kV RASPLET	2027	2028													
14.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV SISAČ 2 (RAFINERIJA) - PRIKLJUČAK	2027	2029	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 Siska.								TS	Rekonstrukcija TS 35/20 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)	
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV SISAČ 2 (RAFINERIJA) - DIO HOPS	2028	2029													
	A1.1	110/20	4018	TS 110/20 kV SISAČ 2 (RAFINERIJA) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2027	2029													
	A1.1	20	4018	TS 110/20 kV SISAČ 2 (RAFINERIJA) - KB 20 kV RASPLET	2027	2028													
15.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV KRŠNJAVAOGA - PRIKLJUČAK 110 kV	2028	2029	Postojeća TS 30/10 kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u centru grada Zagreba.								TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 40(63)	
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV KRŠNJAVAOGA - DIO HOPS	2029	2031													
	A1.1	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVAOGA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2027	2029													
	A1.1	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVAOGA - KB 10(20) kV RASPLET	2027	2029													
16.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - PRIKLJUČAK	2027	2029	Postojeća TS 35/10(20) kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području sjevernog Međimurja. Dovršena pojna točka će biti energetske uporište za aktivnosti prijelaza na 20 kV na širem području Međimurja.								TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)	
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - DIO HOPS	2027	2029													
	A1.1	110/10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2028	2030													
	A1.1	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2027	2029													

Desetogodišnji (2024. – 2033.) 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 31.12.2023. (EUR)	Planirana ulaganja u 2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Ukupno ulaganje 2024. - 2026. (EUR)	Planirano ulaganje 2027. -2033. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2024. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2033.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)	
17.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVJERA - PRIKLJUČAK 1	2028	2030										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)	
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVJERA - DIO HOPS	2028	2030														
	A1.1	110/10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVJERA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2028	2031											KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
	A1.1	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVJERA - KB 10(20) kV RASPLET	2028	2031														
18.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - PRIKLJUČAK 110 kV	2029	2031										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)	
	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 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2029	2032										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).		
	A1.1	10(20)	4011	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - KB 10(20) kV RASPLET	2029	2032														
19.	A1.1	110		TS 110/20 kV ODRA - PRIKLJUČAK 110 kV	2031	2033										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 40(63)	
	A1.1	110		TS 110/20 kV ODRA - DIO HOPS	2031	2033														
	A1.1	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV ODRA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2031	2034										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).		
	A1.1	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV ODRA - KB 10(20) kV RASPLET	2031	2034														
20.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2 - PRIKLJUČAK 110 kV	2032	2035										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 20(40)	
	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 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2031	2034										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).		
	A1.1	10(20)	4009	TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2 - KB 10(20) kV RASPLET	2031	2034														

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 31.12.2023. (EUR)	Planirana ulaganja u 2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Ukupno ulaganje 2024. - 2026. (EUR)	Planirano ulaganje 2027. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2024. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2033.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2024 - 2033.																			
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																		
1.2.	TS 110/X - REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE, DISTRIBUCIJSKI DIO						118.059.900	5.231.000	8.183.900	9.404.500	12.592.500	30.180.900	82.648.000	112.828.900	0				
1	A1.2	110/30	4001	TS 110/30 kV TE-TO - REKONSTRUKCIJA SN POSTROJENJA	2021	2025	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 podsustava, 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	110/35/10(20)	4013	TS 110/35/10(20) kV TROGIR - REKONSTRUKCIJA	2020	2024	U postojećoj TS 110/35/10(20) kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Trogira.								TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 63 / 21	
3	A1.2	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV NAŠICE - REKONSTRUKCIJA	2021	2024	U postojećoj TS 110/35/10 kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Našica.								TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	2x 40 + 2x 8	
4	A1.2	110/20	4002	TS 110/20 kV KRAPINA - REKONSTRUKCIJA UNT 20 kV	2022	2024	U postojećoj TS 110/20 kV je potrebno povećati kapacitet kompenzacije struje jednopolnog kratkog spoja zbog pogona na 20 kV i razvijene KB mreže 20 kV.								TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže	2x 20	
5	A1.2	110/20	4017	TS 110/20 kV ZDENOČINA - 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 mješovitvoj 20 kV mreži.								TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže	2x 20	
6	A1.2	110/35/10(20)	4019	TS 110/35/10(20) kV OTOČAC - REKONSTRUKCIJA	2024	2026	U postojećoj TS 110/35/10 kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, 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	
7	A1.2	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV OSIJEK 2- REKONSTRUKCIJA	2024	2026	U postojećoj TS 110/35/10 kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže i stvaranju preduvjeta za prijelaz na 20 kV na području Osijeka.								TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 40 + 3x 8	
8	A1.2	110/35/10(20) kV	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 podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže i stvaranju preduvjeta za prijelaz na 20 kV na širem području Županje.								TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 40 + 2x 8	
9	A1.2	110/35 kV	4013	TS 110/35 kV OPUZEN - REKONSTRUKCIJA	2025	2027	U postojećoj TS 110/35 kV se rekonstruira 35 kV postrojenje zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Opuzena i Metkovića.								TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 31,5	
10	A1.2	110/35 kV	4007	TS 110/35 kV DARUVAR - REKONSTRUKCIJA	2025	2026	U postojećoj TS 110/35 kV se rekonstruira 35 kV postrojenje zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Daruvara i Grubišnog polja.								TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20	
11	A1.2	110/20/10(20) kV	4006	TS 110/20/10(20) kV MLINOVAC - REKONSTRUKCIJA	2025	2026	U postojećoj TS 110/20/10(20) kV se rekonstruira 10(20) kV postrojenje zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Bjelovara.								TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže	2x 20	
12	A1.2	110/20 kV	4012	TS 110/20 kV MATULJI - REKONSTRUKCIJA	2026	2028	Postojeća TS 110/20 kV se rekonstruira zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području zapada Rijeke.								TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20	
13	A1.2	110/35 kV	4006	TS 110/35/10(20) kV KRIŽEVCI - REKONSTRUKCIJA	2026	2028	Postojeća TS 110/35/10(20) kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja i zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava. 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	2x 20	
14	A1.2	110/20 kV	4001	TS 110/20 kV MRACLIN - UGRADNJA POSTROJENJA 20 kV	2026	2028	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	
15	A1.2	110/35/10(20) kV	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 podsustava. 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	Starost opreme	2x 20	

Desetogodišnji (2024. – 2033.) 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 31.12.2023. (EUR)	Planirana ulaganja u 2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Ukupno ulaganje 2024. - 2026. (EUR)	Planirano ulaganje 2027. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2024. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2033.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
16	A1.2	110/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/10(20) kV IZA 3G	2027	2033	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 110/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2027. - 2033.									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	
17	A1.2	110/35, 110/35/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/35 kV IZA 3G	2027	2033	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 110/35/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2027. - 2033.									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	
18	B240	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN OBJEKATA - REVITALIZACIJE 110/X	2024	20233	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 110/x kV, planirane zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2024. - 2033.									TS	Revitalizacija	Starost opreme	
19	A5	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 110/X - PROJEKTNJA PRIPREMA	2024	2033	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 31.12.2023. (EUR)	Planirana ulaganja u 2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Ukupno ulaganje 2024. - 2026. (EUR)	Planirano ulaganje 2027. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2024. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2033.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)	
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2024 - 2033.																				
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																			
2.1.	TS 35/X - NOVA IZGRADNJA						11.100.000	810.000	1.100.000	1.290.000	3.000.000	5.390.000	4.900.000	10.290.000	0					
1	A2.1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV BOGOMOLJE	2022	2025	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na Hvaru. Dvršena pojna točka će značajno rasteretiti 10(20) kV mrežu i povećati sigurnost pogona elektrodistribucijske mreže na području Hvara od Jelse do Sućurja, 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 VRLIKA	2024	2026	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na 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)
3	A2.1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV ČIOVO - ŽEDNO	2025	2028	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)
4	A2.1	35/10(20)	4021	TS 35/10(20) kV POŽEGA - ZAPAD	2025	2028	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)
5	A2.1	35/10(20)	40XX	KAPITALNI PROJEKTI TS 35/10(20) kV IZA 3G	2027	2033	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 2027. - 2033.										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 31.12.2023. (EUR)	Planirana ulaganja u 2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Ukupno ulaganje 2024. - 2026. (EUR)	Planirano ulaganje 2027. -2033. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2024. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje iz 10G (iza 2033.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)	
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2024 - 2033.																				
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																			
2.2.	TS 35/X - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE						69.750.800	2.000.000	3.525.300	2.751.400	9.640.100	15.916.800	51.834.000	67.750.800	0					
1	A2.2	35/10(20)	4011	TS 35/10(20) kV GREGOVICA	2018	2024	Postojeća TS 35/10 kV na području Pule se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava.										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
2	A2.2	35/10(20)	4005	TS 35/10(20) kV KOPRIVNICA 3	2021	2024	Postojeća TS 35/10 kV na području Koprivnice se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava. Rekonstruirana TS 35/10(20) kV Koprivnica će imati značajnu ulogu u nastavku prijelaza na 20 kV na širem području Koprivnice.										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
3	A2.2	35/10(20)	4004	TS 35/10(20) kV KOTORIBA	2024	2026	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
4	A2.2	35/10(20)	4007	TS 35/10(20) kV KRIŽ	2024	2026	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
5	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	Starost opreme	2x 8(16)
6	A2.2	35/10(20)	4016	TS 35/10(20) kV SLANO	2025	2027	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 imati značajnu ulogu u nastavku prijelaza na 20 kV na širem području Ston - Slano.										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	2x 4(8)
7	A2.2	35/10(20)	4019	TS 35/10(20) kV PLITVICE	2025	2027	Postojeća TS 35/10 kV na području Plitvice 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
8	A2.2	35/10(20)	4008	TS 35/10(20) kV OSJEK CENTAR	2025	2028	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
9	A2.2	35/10(20)	4003	TS 35/10(20) kV NOVI MAROF 1	2025	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
10	A2.2	35/10(20)	4016	TS 35/10(20) kV ORAŠAC	2026	2030	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
11	A2.2	35/10(20)	4016	TS 35/10(20) kV PLOČICE	2026	2030	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)
12	A2.2	35/10(20)	4009	TS 35/10(20) kV CERNA	2026	2027	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
13	A2.2	35/10(20)	4011	TS 35/10(20) kV PULA - CENTAR	2026	2028	Postojeća TS 35/10 kV na području Pule se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području centra Pule.										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	3x 8
14	A2.2	35/10(20)	40XX	KAPITALNA ULAGANJA U TS 35/10(20) IZA 3G	2026	2032	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 35/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2026. - 2032.										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže.	
15	B240	35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN OBJEKATA - REVITALIZACIJE 35/x	2024	2033	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 35/10(20) kV, planirane zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2027. - 2033.										TS	Revitalizacija	Starost opreme	
16	A5	35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 35/10(20) kV - PROJEKTNJA PRIPREMA	2024	2033	Ulaganja u izradu projektna dokumentacije idejnih, glavnih i izvedbenih projekata u pripremi rekonstrukcija i revitalizacija TS 35/10(20) kV.										Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV

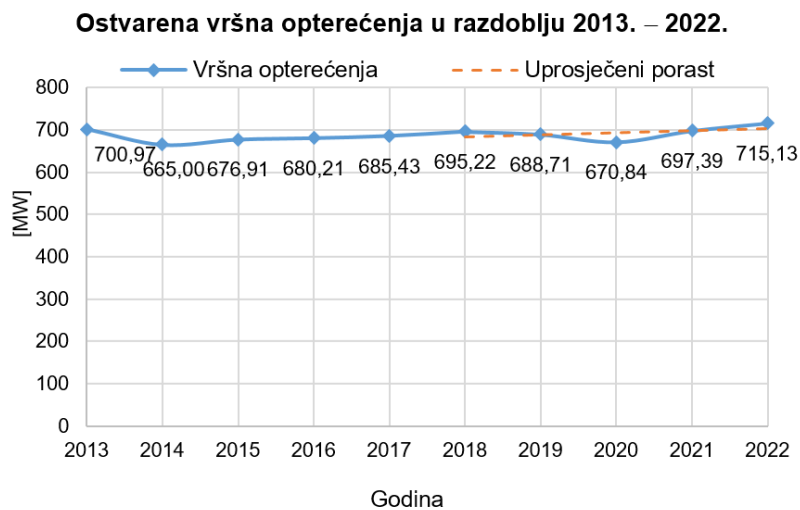
Red.br.	Identifikacijska oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2023. (EUR)	Planirana ulaganja u 2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Ukupno ulaganje 2024. - 2026. (EUR)	Planirano ulaganje 2027. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2024. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2033.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)	
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2024 - 2033.																				
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																			
2.3.	DV/KB 35 kV - NOVA IZGRADNJA						4.910.000	797.000	773.000	0	0	773.000	3.340.000	4.113.000	0					
1	A2.3	35	4006	KB 35 kV TS 35/10 kV BULINAC - TS 35/10 kV V.GRBEVAC	2022	2024	Izgradnja novog kabelskog 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	4014	KB 35 kV TS 110/35 kV ZADAR - RS 35 kV KOŽINO	2023	2024	Izgradnja novog kabelskog voda zbog dotrajalosti i tehničkih ograničenja postojećeg DV 35 kV te zbog činjenice da dijelom trase prolazi kroz stambenu zonu. Izgrađeni kabelski vod će doprinijeti povećanju sigurnosti i pouzdanosti napajanja korisnika mreže na širem području Kožino										KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	2.300
3	A2.3	35	4014	KB 35 kV TS 35/10 kV UGLJAN - KK 35 kV ČINTA - 2. FAZA	2024	2024	Izgradnja novog kabelskog voda zbog dotrajalosti i tehničkih ograničenja postojećeg DV 35 kV, te zbog teške pristupačnosti trasi. Budući da je dionica dio 35 kV magistrale koja povezuje zadarske otoke, izgrađeni kabelski vod će doprinijeti povećanju sigurnosti i pouzdanosti napajanja korisnika mreže na Ugljanu i na zadarskim otocima.										KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	2.000
4	A2.3	35(30)	40XX	KAPITALNI PROJEKTI IZGRADNJE 35(30) kV VODOVA - IZA 3G PLANA	2027	2033	Kapitalni projekti izgradnje 35(30) kV vodova zbog povećanja sigurnosti i pouzdanosti napajanja korisnika mreže planirani za razdoblje 2027. - 2033.										DV, KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	
5	B240	35(30)	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2024	2033	Planirana ulaganja u izgradnju kraćih ili zamjenskih dionica 35(30) kV vodova										DV, KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	

11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV

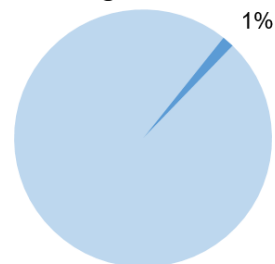
Red.br.	Identifikacijska oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (EUR)	Uloženo do 31.12.2023. (EUR)	Planirana ulaganja u 2024. (EUR)	Planirana ulaganja u 2025. (EUR)	Planirana ulaganja u 2026. (EUR)	Ukupno ulaganje 2024. - 2026. (EUR)	Planirano ulaganje 2027. -2033. (EUR)	Ukupno ulaganje u 10G 2024. - 2033. (EUR)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2033.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2024 - 2033.																			
2.	ULAGANJA U 35(30) KVOBJEKTE																		
2.4.	DVKB 35 kV- ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE						66.002.000	530.000	5.584.000	6.591.700	6.801.300	18.977.000	46.495.000	65.472.000	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 PROSIK- 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	4021	DV 35 kV TS 35/10 kV POŽEGA I- TS 35/10 kV PLETERNICA	2023	2024	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)	12.200
4	A2.4	35	4019	DV 35 kV TS 35/10 kV BUNIČ- TS 35/10 kV KORENICA	2024	2024	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Korenice i Plitvičkih jezera									DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	11.300
5	A2.4	35	4016	DV 35kV TS 110/35/10(20) kV PLAT- TS 35/10 kV PLOČICE	2024	2024	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Pločica (Konavle)									DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	18.900
6	A2.4	35	4019	DV 35 kV TS 110/35/10 kV OT OČAČ- TS 35/10 kV VRHOVINE	2025	2025	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Vrhovina									DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	14.300
7	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
8	A2.4	35	4011	DV 35 kV TS BUJE- TS UMAG	2025	2025	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
9	A2.4	35	4002	DV 35 kV TS ZABOK- TS TUHELJ	2025	2025	Postojeći DV 35kV se revitalizira zbog dotrajalosti, odnosno kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost napajanja korisnika mreže na širem području Tuheļa									DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	13.300
10	A2.4	35	4016	DV 35 kV TS MLINI- TS PLAT	2025	2025	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
11	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
12	A2.4	35	4016	DV 35 kV TS STON- TS JANJINA	2026	2026	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
13	A2.4	35	4002	DV 35 kV TS STRAŽA- TS KRAPINA	2026	2026	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
14	A2.4	35	4014	DV 35 (110) kV TS OBROVAC- TS SELINE	2026	2027	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
15	A2.4	35	4013	DV 35 kV TS BRIST- TS VRANJAK	2026	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
17	A4	35	40XX	PODMORSKI KABLI- 35 kV	2027	2033	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	2027	2033	Kapitalni projekti rekonstrukcije 35 kV vodova zbog povećanja sigurnosti i pouzdanosti napajanja korisnika mreže planirani za razdoblje 2027. - 2033.									DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
19	B240	35	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2024	2033	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 - PROJEKT NA PRIPREMA	2024	2033	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 2022. godini

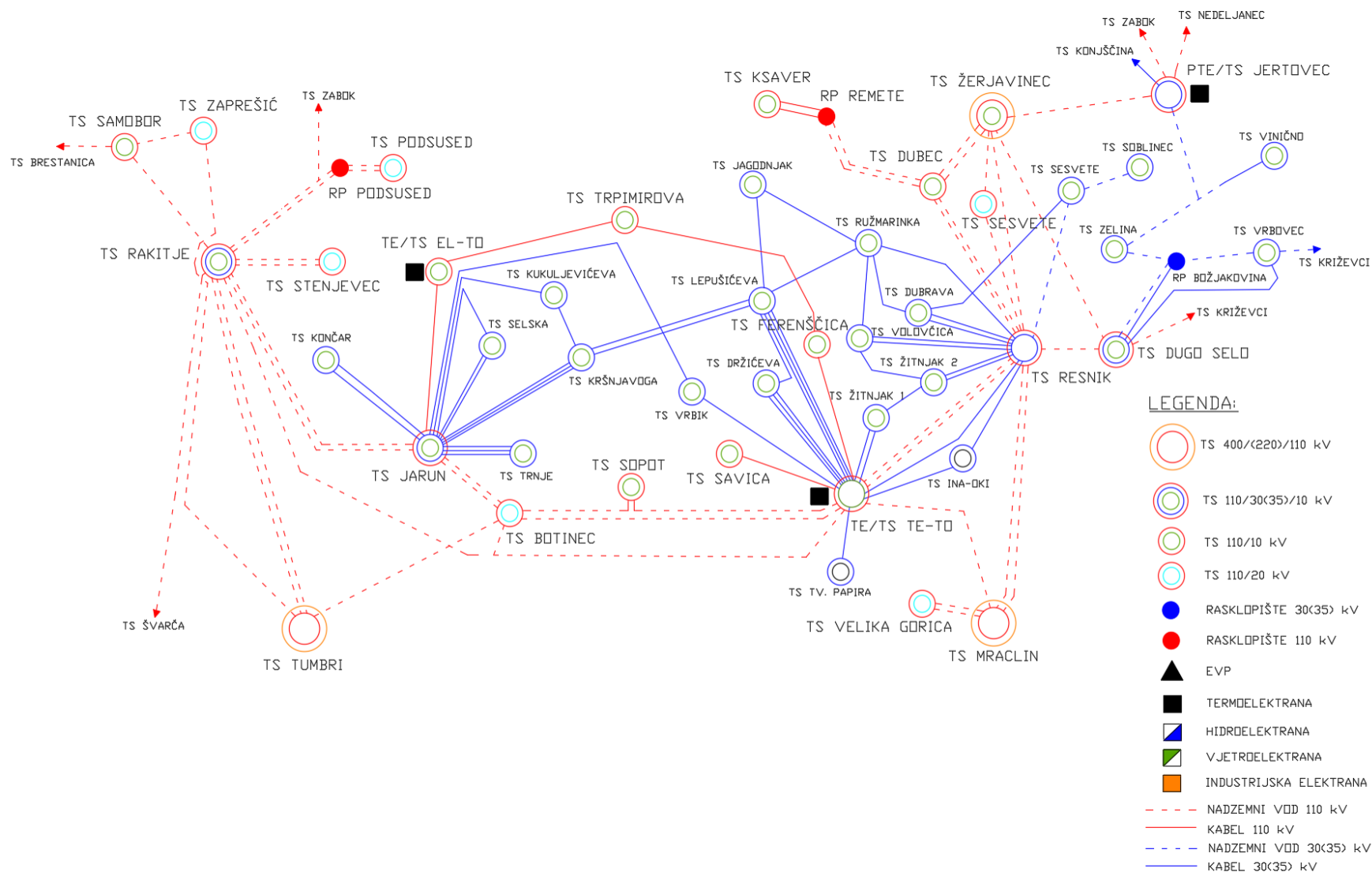


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 2,02%
 Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 2,54%

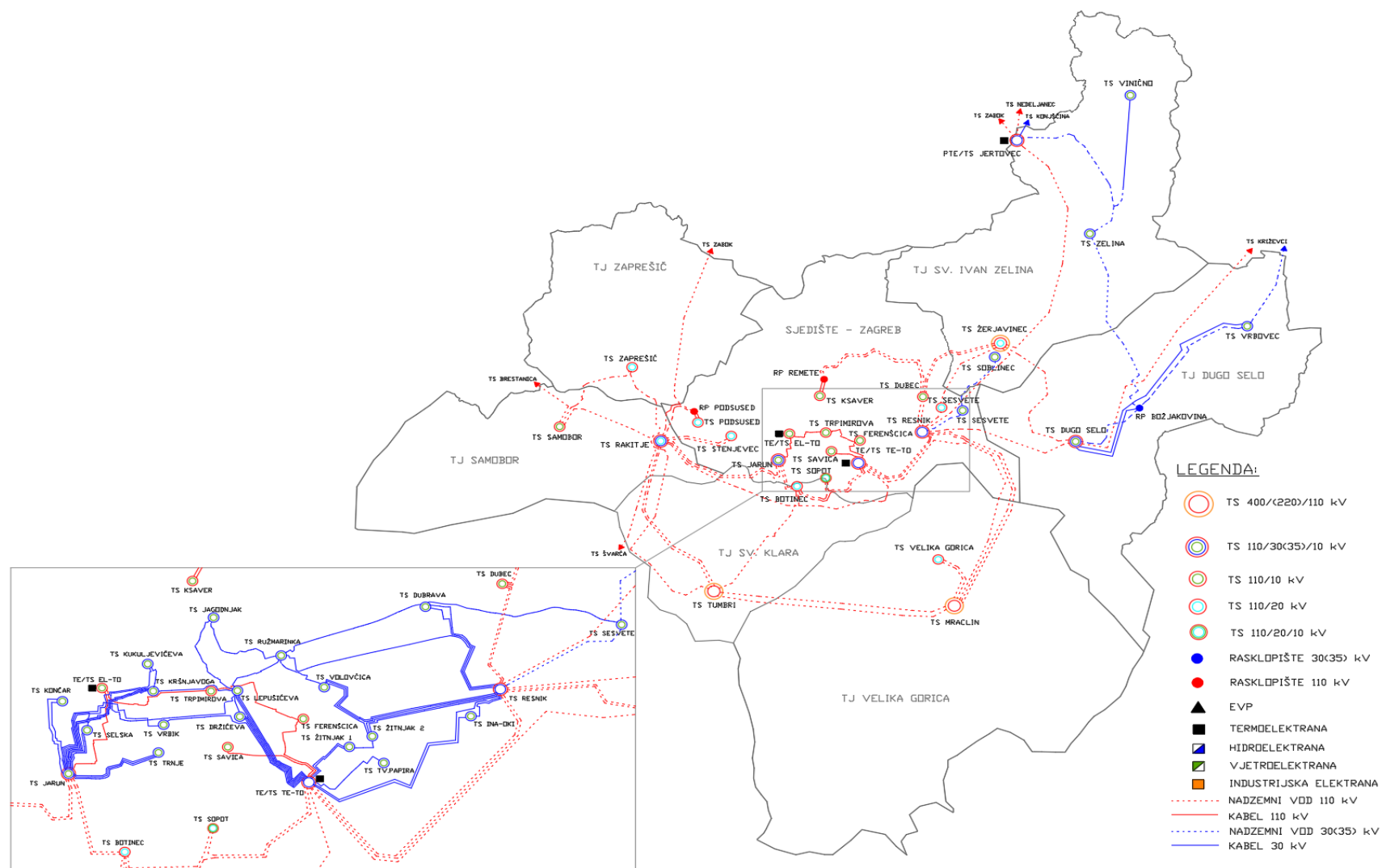
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4TS 19 JARUN	110/30 kV	126	49,10	39,0%	
	110/20 kV	40	32,60	81,5%	
4TS 117 JERTOVEC	110/35 kV	20	8,49	42,5%	
3TS 1 KRŠNJAVAOGA	30/10 kV	32	14,08	44,0%	
3TS 7 KUKULJEVIĆEVA	30/10 kV	16	8,43	52,7%	
3TS 8 SELSKA	30/10 kV	32	14,34	44,8%	
3TS 15 TRNJE	30/10 kV	32	13,86	43,3%	
4TS 27 RAKITJE	110/20 kV	40	20,02	50,1%	0,5
4TS 28 TE-TO	110/30 kV	189	57,46	30,4%	
3TS 2 LEPUŠIĆEVA	30/10 kV	32	12,70	39,7%	
3TS 4 VRBIK	30/10 kV	16	11,11	69,4%	
3TS 5 JAGODNJAK	30/10 kV	8	0,00	0,0%	
3TS 6 DRŽIĆEVA	30/10 kV	16	5,64	35,3%	
3TS 11 ŽITNJAK 1	30/10 kV	32	18,09	56,5%	
4TS 30 RESNIK	110/30 kV	126	74,85	59,4%	
3TS 3 RUŽMARINKA	30/10 kV	24	15,29	63,7%	
4TS 34 SESVETE	110/10 kV	80	9,09	11,4%	0,7
3TS 10 SESVETE	30/10 kV	16	11,80	73,8%	
3TS 12 ŽITNJAK 2	30/10 kV	24	14,65	61,0%	
3TS 14 DUBRAVA	30/10 kV	32	19,00	59,4%	
3TS 18 VOLOVČICA	30/10 kV	32	21,76	68,0%	
3TS 114 SOBLINEC	30/10 kV	16	4,03	25,2%	
4TS 116 DUGO SELO	110/30 kV	40	38,44	96,1%	1,0
	110/10 kV	40	23,89	59,7%	
	30/10 kV	32	0,00	0,0%	
3TS 119 VRBOVEC	30/10 kV	32	21,71	67,8%	
3TS 118 ZELINA	35/10 kV	13	6,46	51,3%	
	20/10 kV	8	0,00	0,0%	
3TS 120 VINIČNO	35/10 kV	7	2,95	43,0%	
4TS 101 ZAPREŠIĆ	110/20 kV	80	41,58	52,0%	
4TS 102 SAMOBOR	110/20 kV	60	25,87	43,1%	
4TS 13 SAVICA	110/10 kV	80	31,50	39,4%	
4TS 17 PODSUSED	110/20 kV	126	36,61	29,1%	1,3
4TS 21 STENJEVEC	110/20 kV	80	39,01	48,8%	
4TS 22 KSAVER	110/10 kV	80	37,09	46,4%	
4TS 23 BOTINEC	110/20 kV	126	55,04	43,7%	0,2
4TS 24 DUBEC	110/10 kV	80	56,89	71,1%	2,5
4TS 25 TRPIMIROVA	110/10 kV	80	36,43	45,5%	
4TS 26 VELIKA GORICA	110/20 kV	120	38,02	31,7%	4,7
4TS 29 SOPOT	110/20 kV	40	0,00	0,0%	4,2
	110/10 kV	80	13,35	16,7%	
4TS 33 ŽERJAVINEC	110/20 kV	40	6,22	15,6%	
4TS 9 EL-TO	110/10 kV	120	48,58	40,5%	
4TS31 FERENŠČICA	110/10 kV	80	33,26	41,6%	1,0

* 4TS 117 Jertovec napaja dio područja Elektre Zagreb i Elektre Zabok te se pojavljuje kod oba distribucijska područja

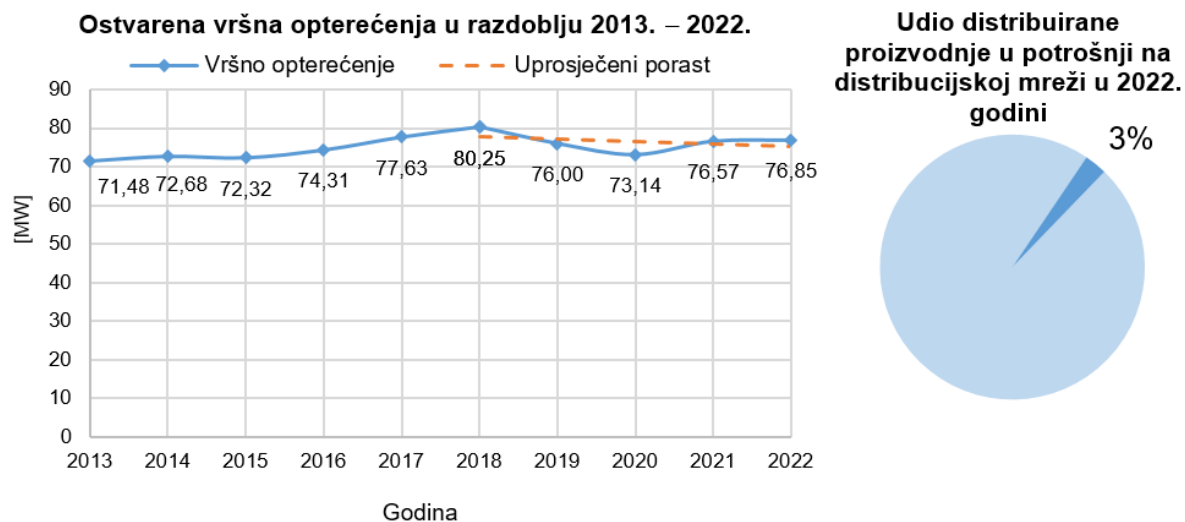


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

2. Elektra Zabok



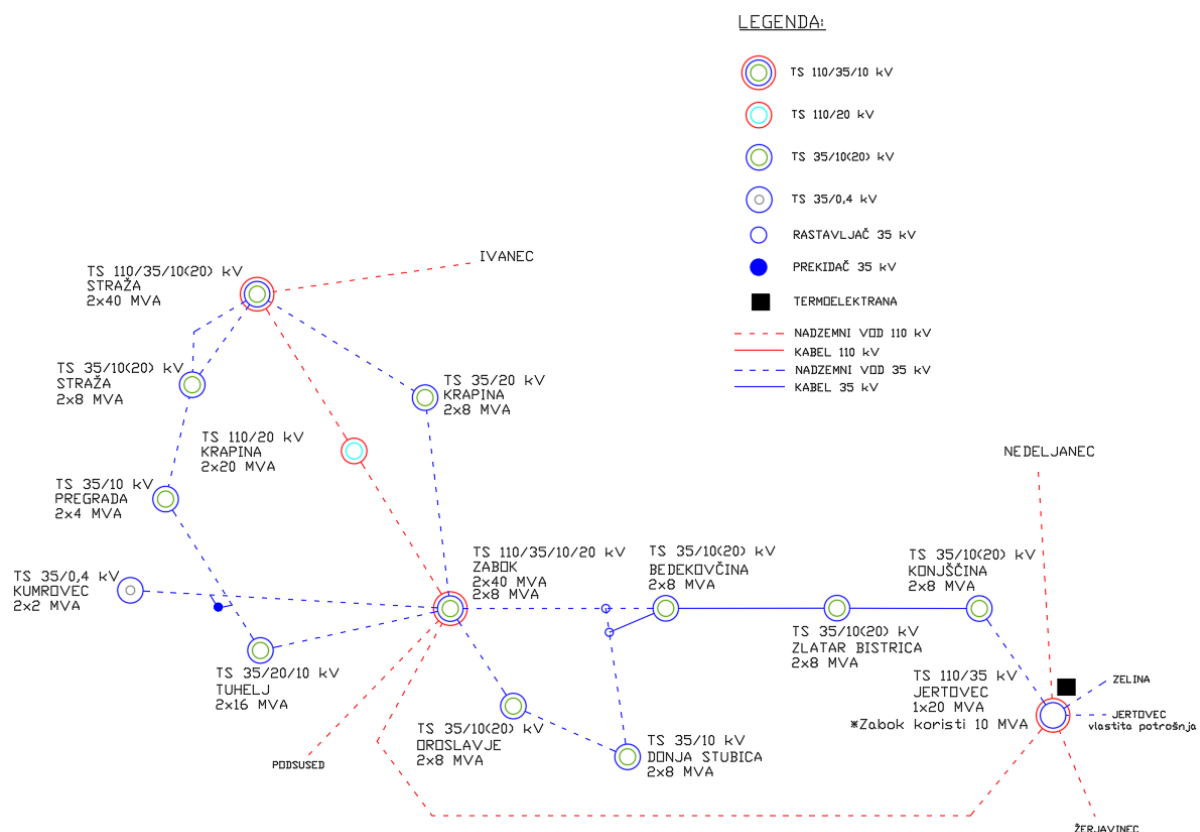
Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 7,51%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 0,37%

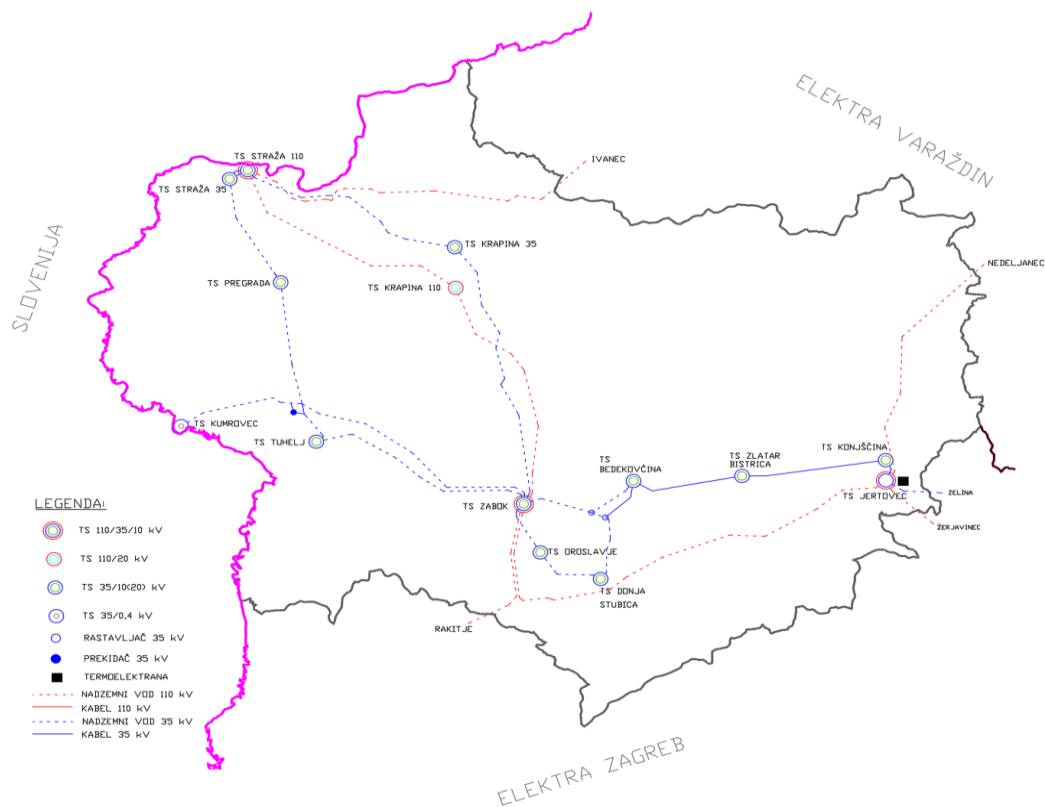
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4TS 117 JERTOVEC	110/35 kV	20	8,49	42,5%	
T14 KONJŠČINA	35/10 kV	16	5,52	34,5%	4,0
T20 ZLATAR BISTRICA	35/10 kV	16	6,54	40,9%	2,0
T02 ZABOK	110/35 kV	80	40,86	51,1%	
	110/10 kV	0	8,04	0,0%	
	35/20 kV	16	8,22	51,4%	
T19 TUHELJ	35/20 kV	16	7,55	47,2%	
	35/10 kV	16	4,04	25,3%	
	20/10 kV	8	5,09	63,6%	
T16 OROSLAVJE	35/10 kV	16	7,73	48,3%	0,5
T12 DONJA STUBICA	35/10 kV	16	5,55	34,7%	
T11 BEDEKOVČINA	35/10 kV	16	5,03	31,4%	
T01 STRAŽA	110/35 kV	80	26,71	33,4%	
	110/10 kV	0	14,52	0,0%	0,5
T18 STRAŽA	35/10 kV	16	14,69	91,8%	0,5
T15 KRAPINA	35/20 kV	16	6,93	43,3%	
T17 PREGRADA	35/10 kV	8	3,50	43,8%	

* 4TS 117 Jertovec napaja dio područja Elektre Zagreb i Elektre Zabok te se pojavljuje kod oba distribucijska područja

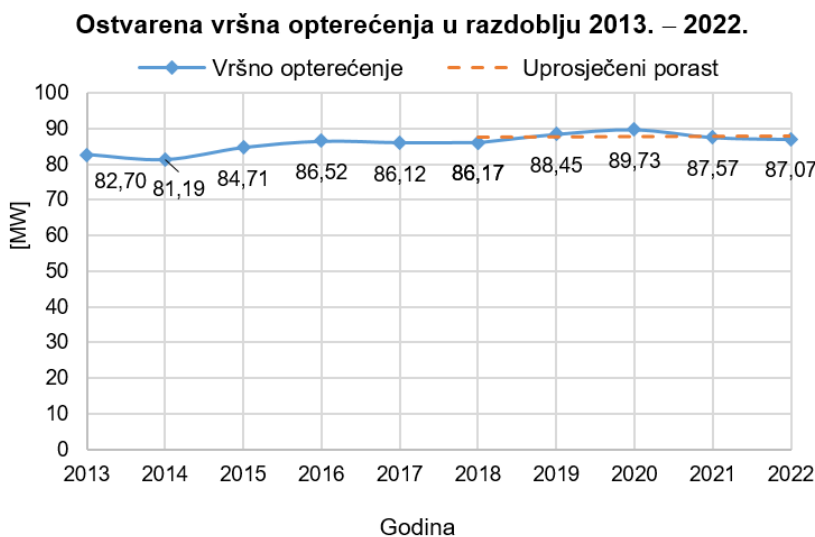


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

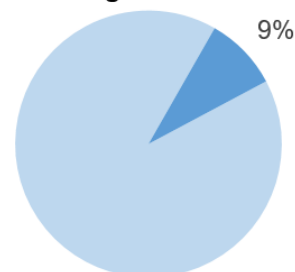


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

3. Elektra Varaždin



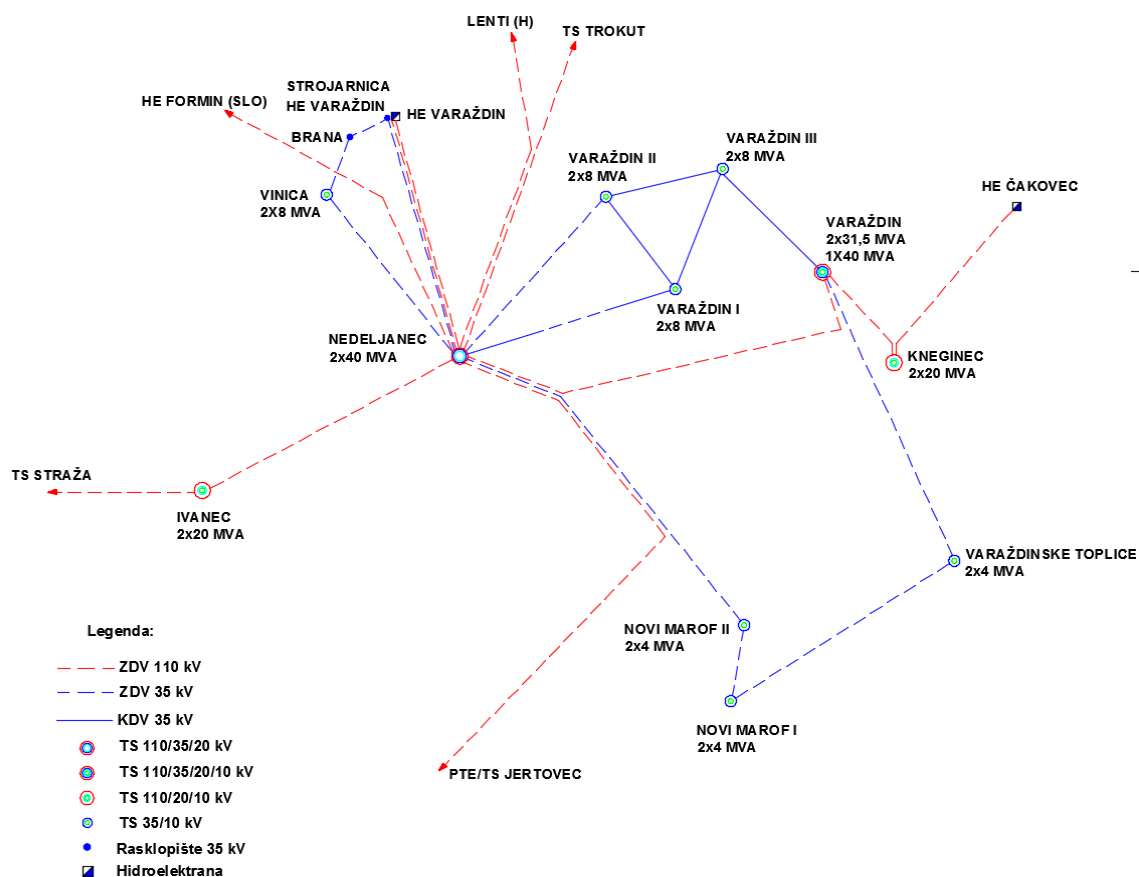
Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2022. godini



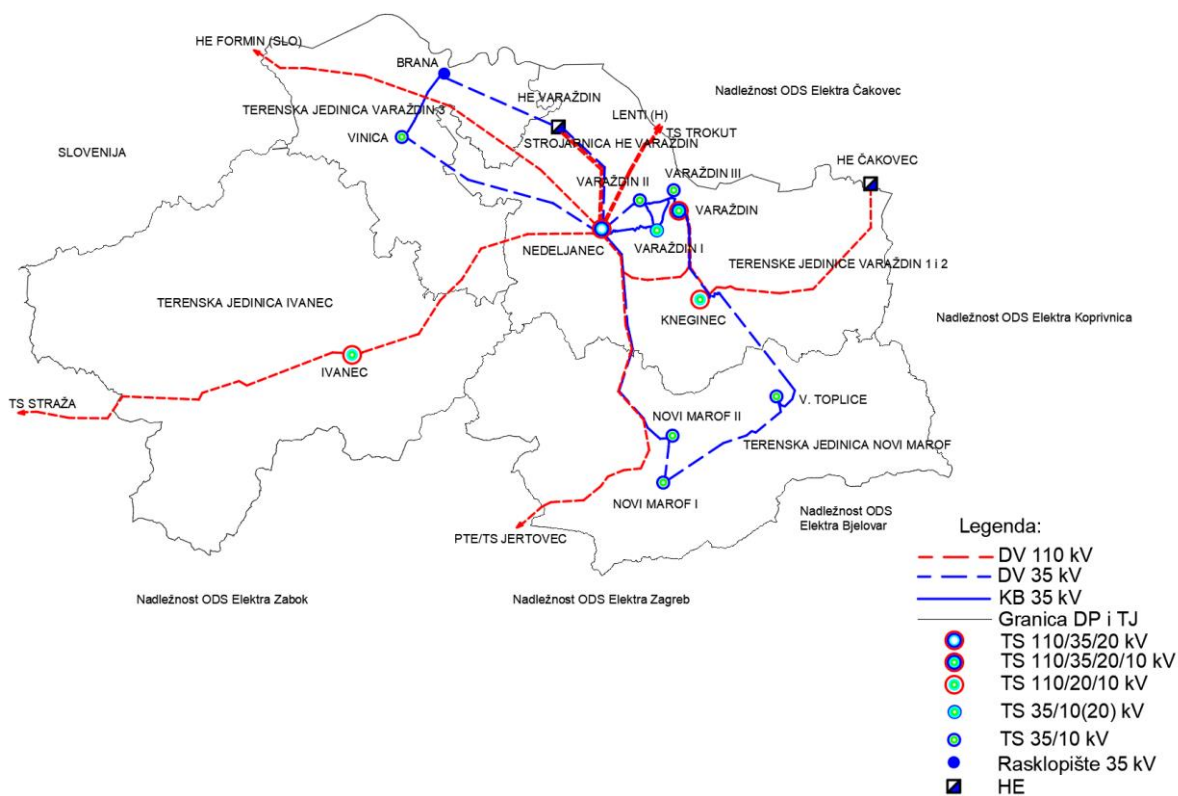
Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 5,28%
 Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -0,57%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
VARAŽDIN	110/35 kV	32	22,76	72,2%	5,4
	110/20 kV	40	7,07	17,7%	
	110/10 kV	32	23,98	76,1%	
VARAŽDIN 1	35/10 kV	16	8,81	55,1%	0,4
VARAŽDIN 2	35/10 kV	16	10,08	63,0%	
VARAŽDIN 3	35/10 kV	16	7,45	46,5%	
VARAŽDINSKE TOPLICE	35/10 kV	8	5,55	69,4%	0,2
NEDELJANEC	110/35 kV	40	30,17	75,4%	
	110/20 kV	40	24,46	61,1%	
	35/20 kV	16	13,34	83,3%	
NOVI MAROF 1	35/10 kV	8	6,97	87,1%	0,7
NOVI MAROF 2	35/10 kV	8	5,16	64,5%	
VINICA	35/10 kV	16	6,55	41,0%	
KNEGINEC	110/20 kV	20	10,32	51,6%	1,0
	110/10 kV	20	9,13	45,7%	
	20/10 kV	8	5,58	69,8%	
IVANEC	110/20 kV	20	12,67	63,4%	2,0
	110/10 kV	20	13,46	67,3%	
	20/10 kV	8	7,37	92,2%	

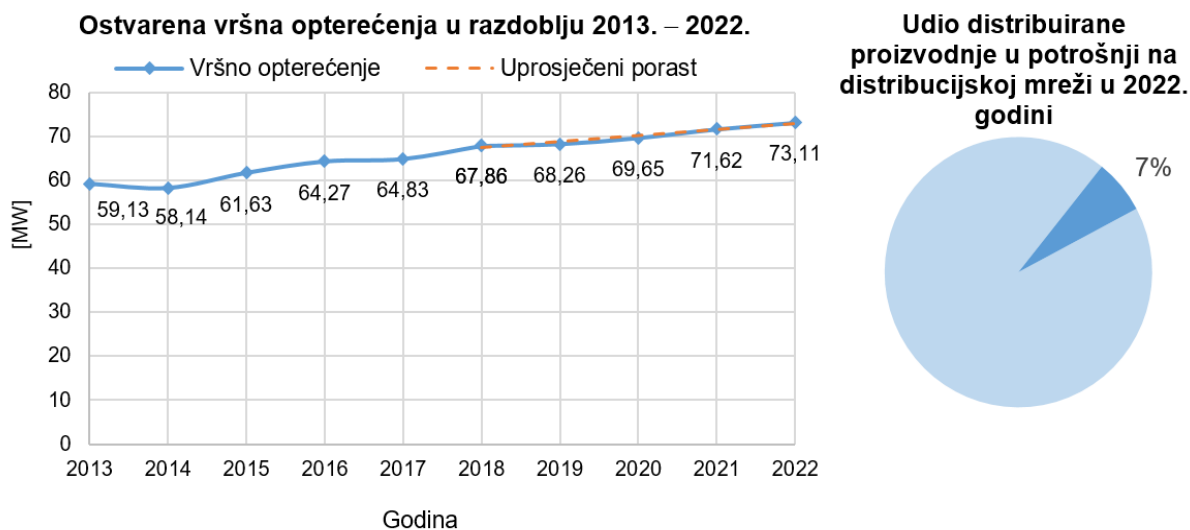


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

4. Elektra Čakovec

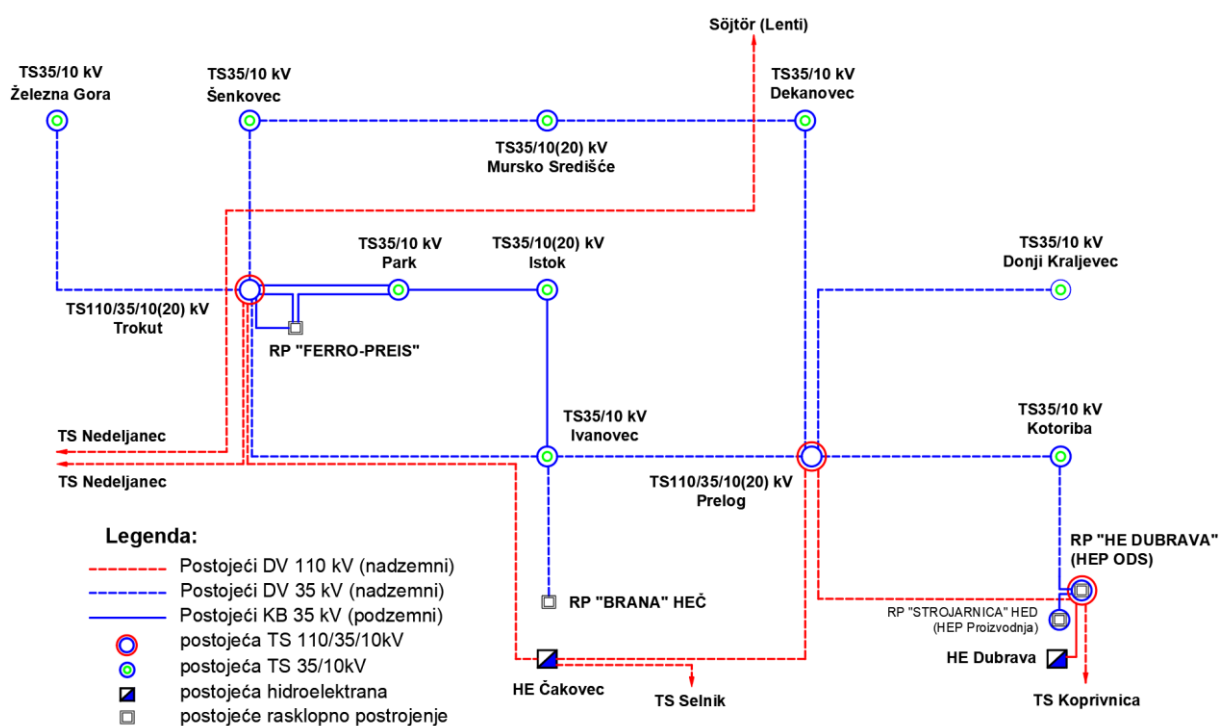


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 23,64%

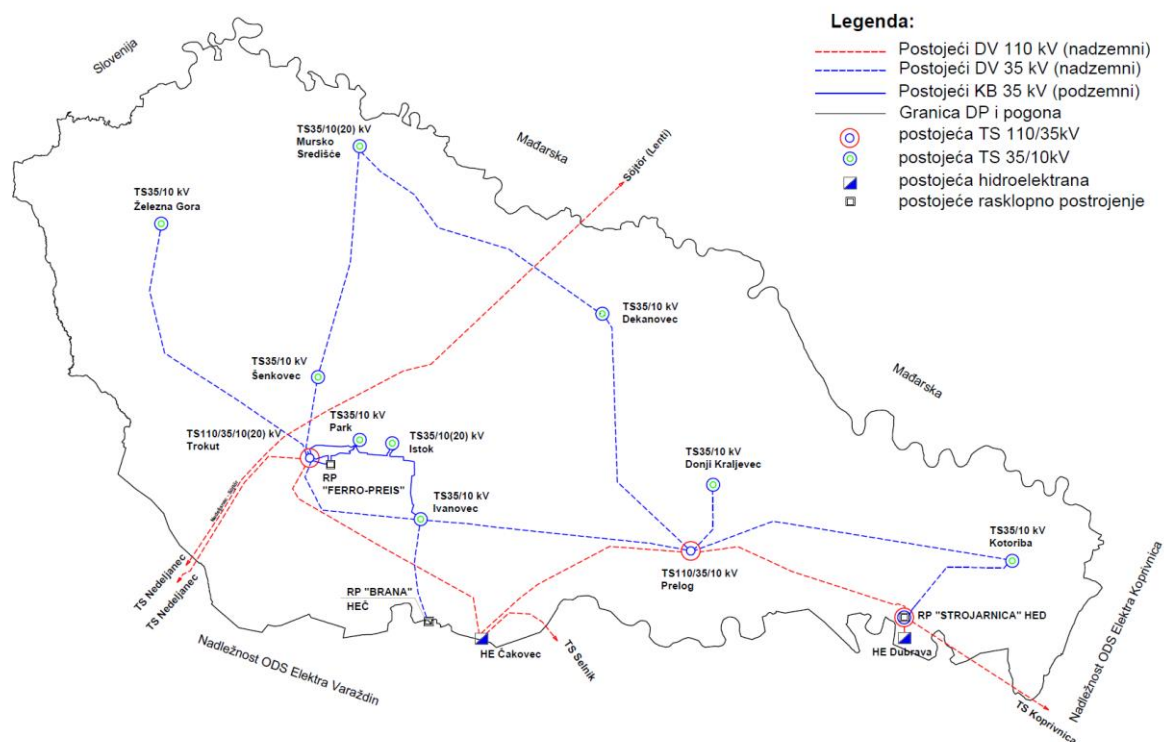
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 2,08%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
TROKUT ČAKOVEC (T01)	110/35 kV	80	55,45	69,3%	0,4
	35/10 kV	16	11,97	74,8%	
PARK ČAKOVEC (T02)	35/10 kV	24	8,97	37,4%	0,4
ISTOK ČAKOVEC (T11)	35/10 kV	16	10,56	66,0%	0,1
IVANOVEC (T08)	35/10 kV	16	7,00	43,8%	1,4
ŠENKOVEC (T05)	35/10 kV	16	5,89	36,8%	
MURSKO SREDIŠĆE (T03)	35/10 kV	16	7,12	44,5%	
ŽELEZNA GORA (T09)	35/10 kV	8	4,14	51,8%	
PRELOG (T04)	110/35 kV	40	33,92	84,8%	5,1
	110/10 kV	20	0,00	0,0%	
	35/10 kV	24	10,82	45,1%	
DONJI KRALJEVEC (T10)	35/10 kV	8	4,27	53,4%	
DEKANOVEC (T06)	35/10 kV	8	5,13	64,1%	
KOTORIBA (T07)	35/10 kV	16	7,01	43,8%	1,0



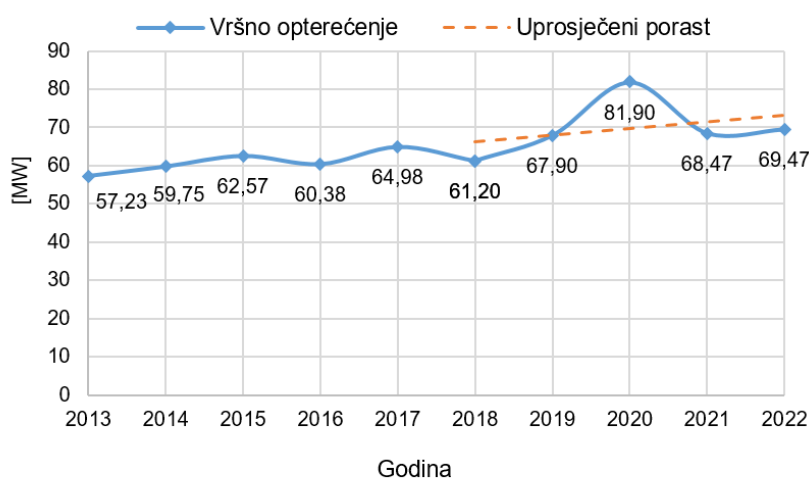
Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



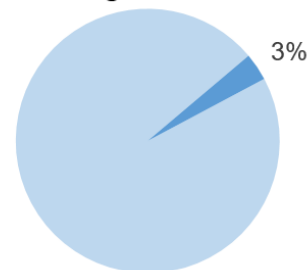
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

5. Elektra Koprivnica

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2013. – 2022.



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2022. godini

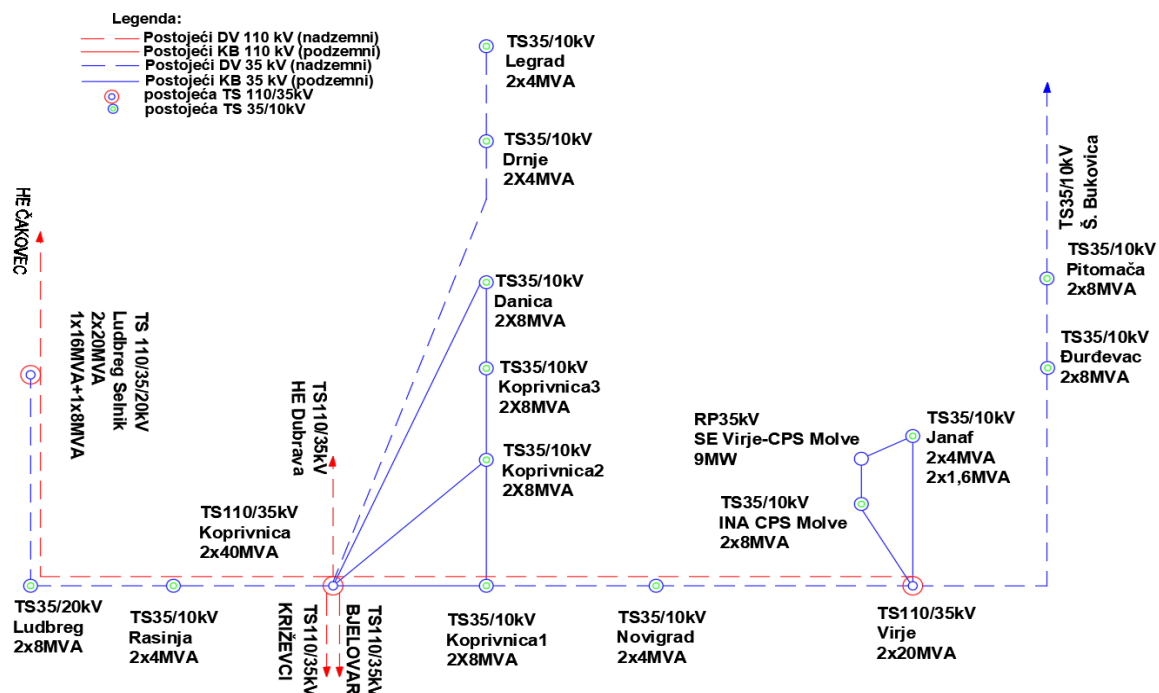


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 21,39%

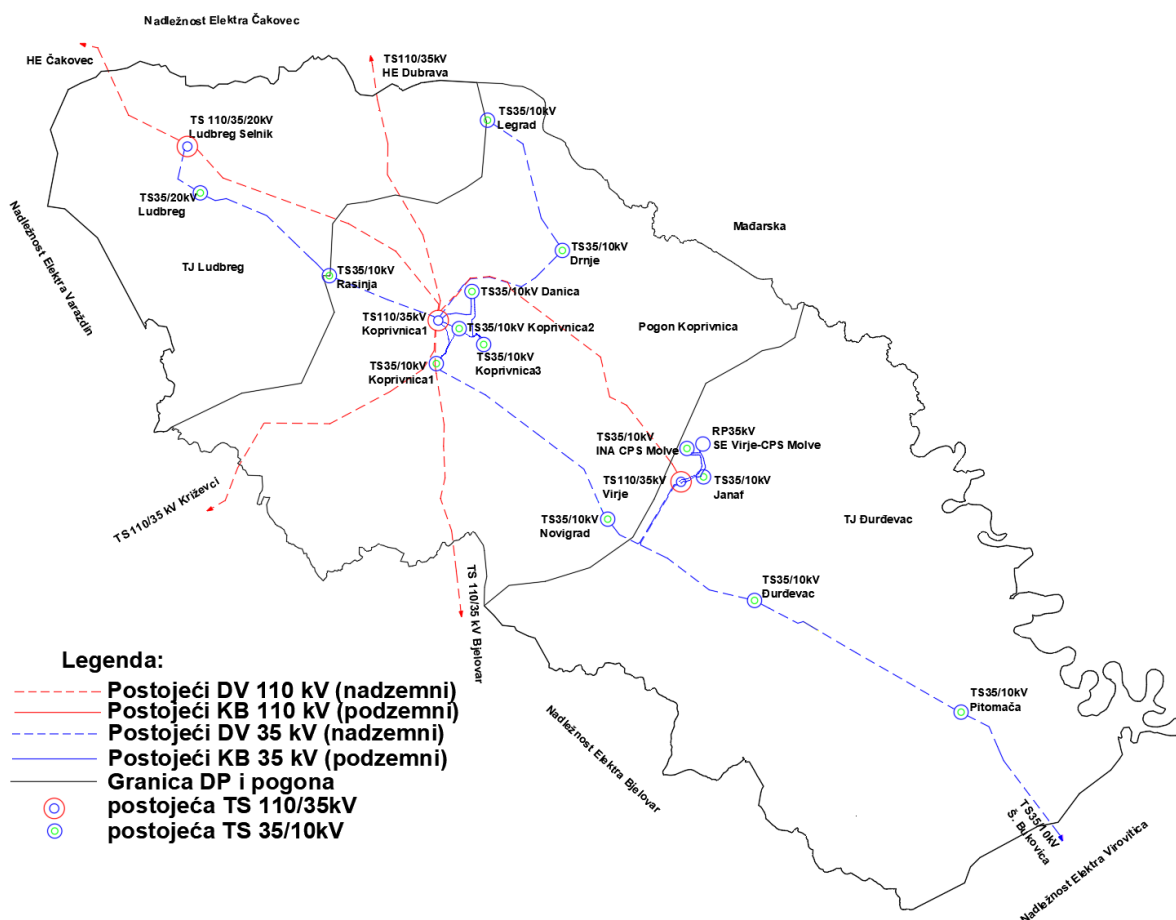
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 1,46%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
KOPRIVNICA 110	110/35 kV	80	33,87	42,3%	2,4
KOPRIVNICA 1	35/10 kV	16	6,67	41,7%	
KOPRIVNICA 2	35/10 kV	16	10,82	67,6%	
KOPRIVNICA 3	35/10 kV	16	5,96	37,2%	
DANICA	35/10 kV	16	11,26	70,4%	
DRNJE	35/10 kV	8	4,08	51,0%	
LEGRAD	35/10 kV	8	2,05	25,7%	
NOVIGRAD	35/10 kV	8	2,75	34,4%	
SELNIK	110/35 kV	40	19,75	49,4%	
	35/20 kV	24	14,56	60,7%	
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%	5,0
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%	

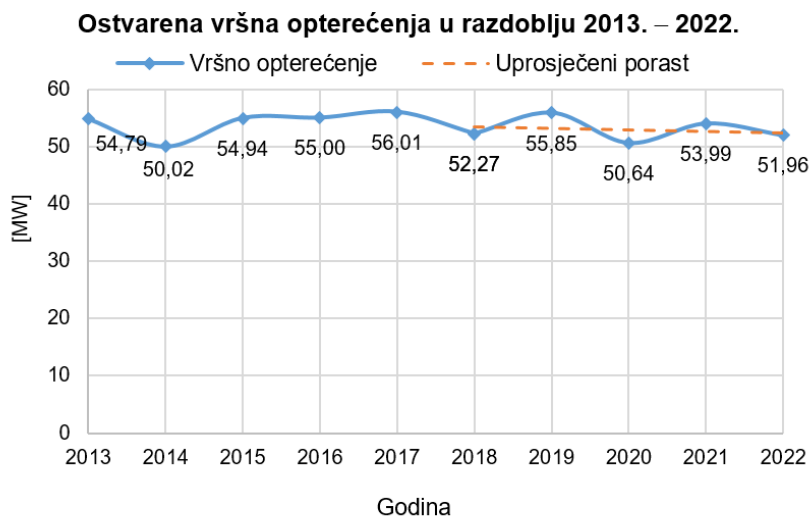


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

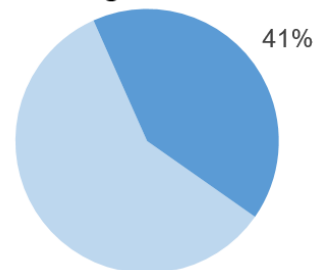


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

6. Elektra Bjelovar



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2022. godini

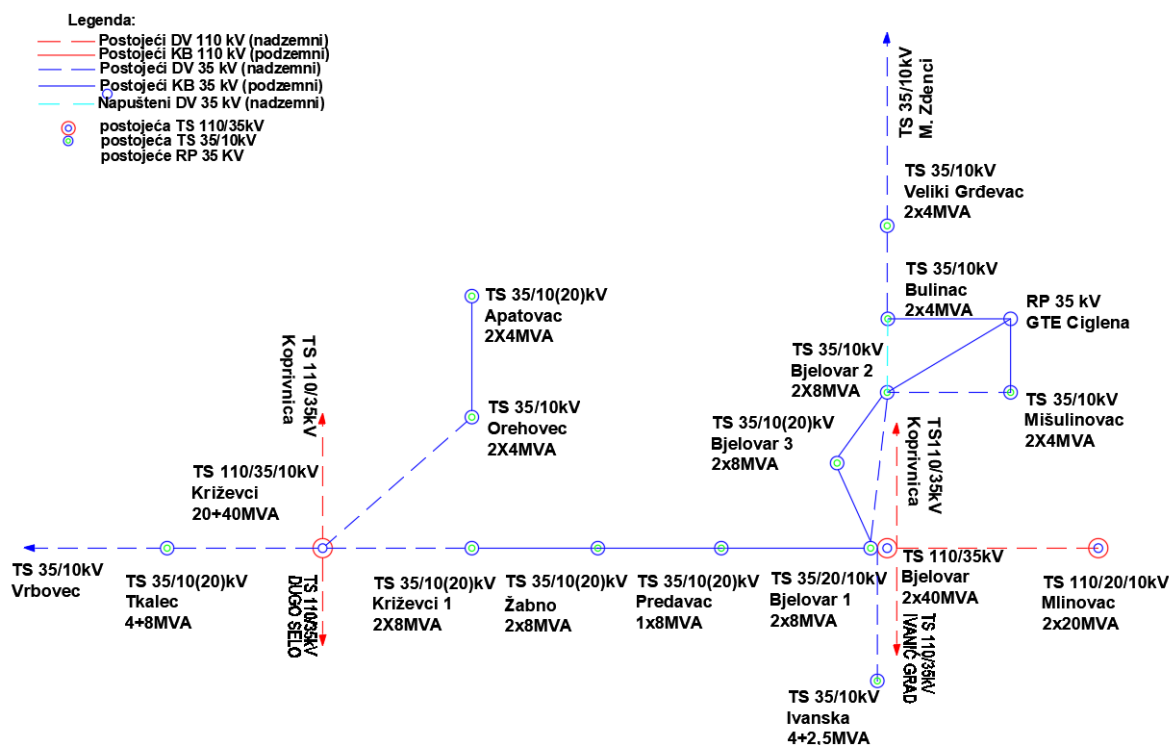


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -5,17%

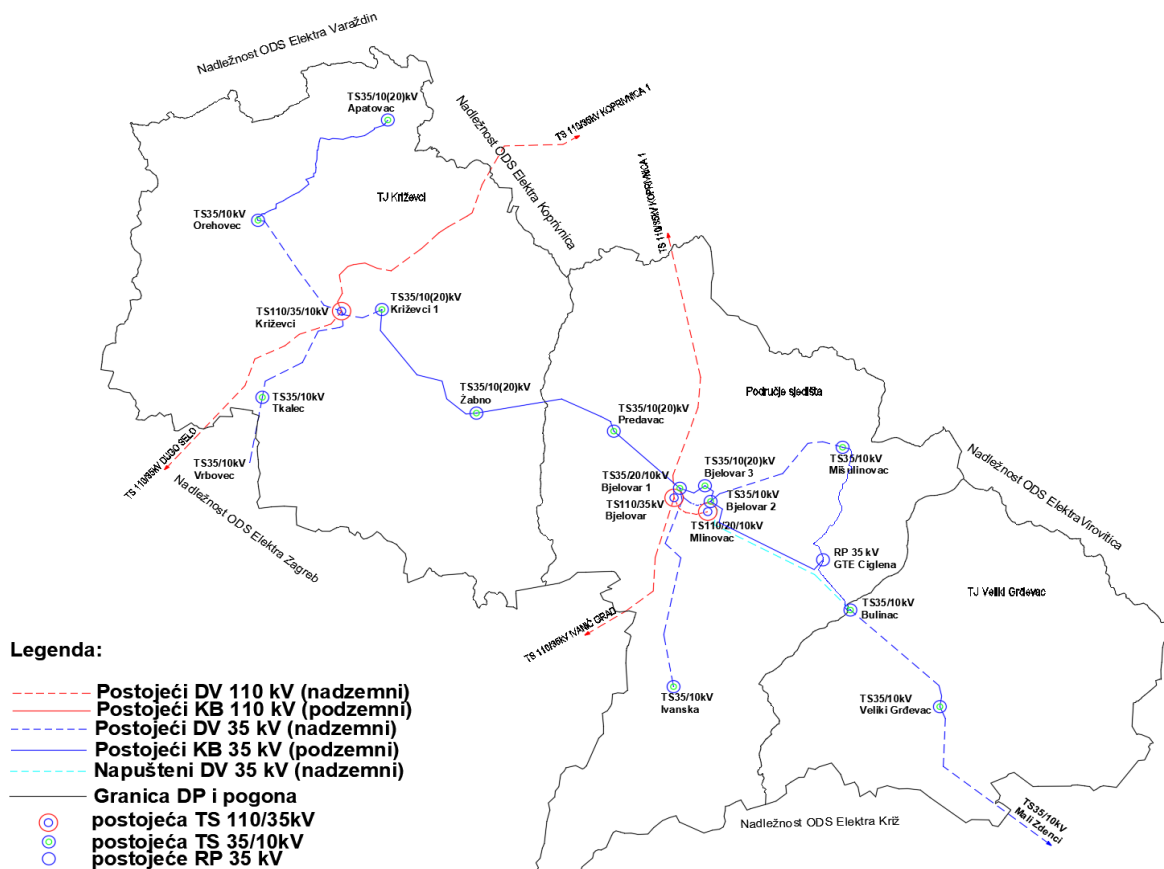
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -3,76%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
BJELOVAR 1	35/10 kV	16	8,08	50,0%	1,0
BJELOVAR 2	35/20 kV	16	10,37	64,8%	
BJELOVAR 3	35/10 kV	16	9,61	60,1%	
BULINAC	35/10 kV	8	2,83	35,3%	10,0
VELIKI GRĐEVAC	35/10 kV	8	1,41	17,7%	
PREDAVAC	35/10 kV	8	2,92	36,5%	1,0
IVANSKA	35/10 kV	7	1,44	22,0%	
MIŠULINOVAC	35/10 kV	8	2,13	26,7%	
KRIŽEVCI	110/35 kV	60	18,24	30,4%	
	110/10 kV	0	8,16	0,0%	
KRIŽEVCI 1	35/10 kV	16	5,81	36,3%	
ŽABNO	35/10 kV	16	4,58	28,6%	
APATOVAC	35/10 kV	8	2,03	25,4%	
OREHOVEC	35/10 kV	8	2,77	34,7%	3,0
TKALEC	35/10 kV	8	3,82	47,7%	2,4
MLINOVAC	110/20 kV	40	11,16	27,9%	1,8



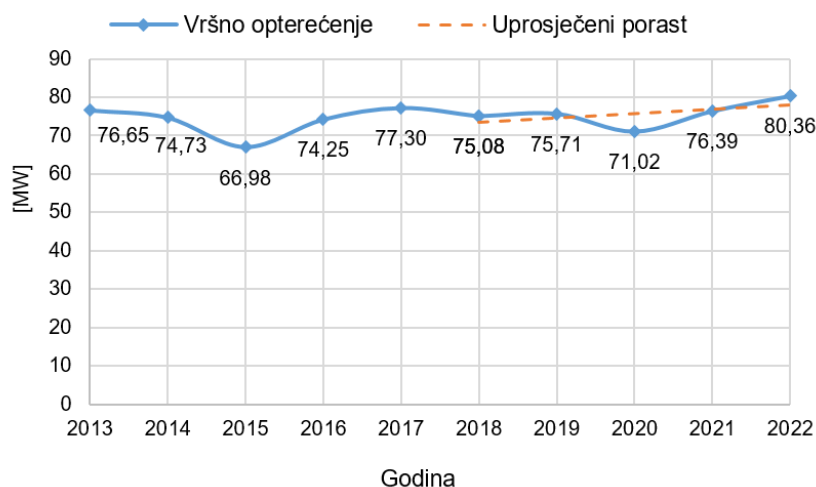
Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



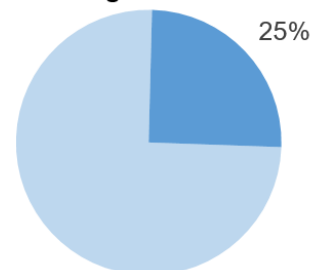
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

7. Elektra Križ

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2013. – 2022.



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2022. godini

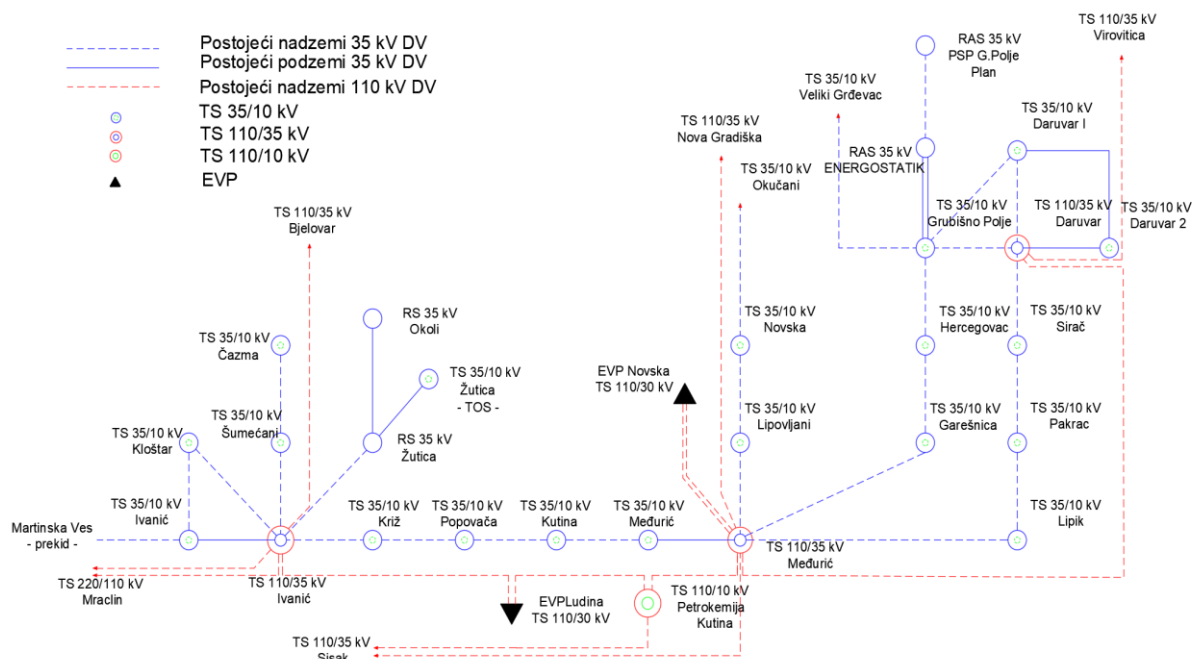


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 4,84%

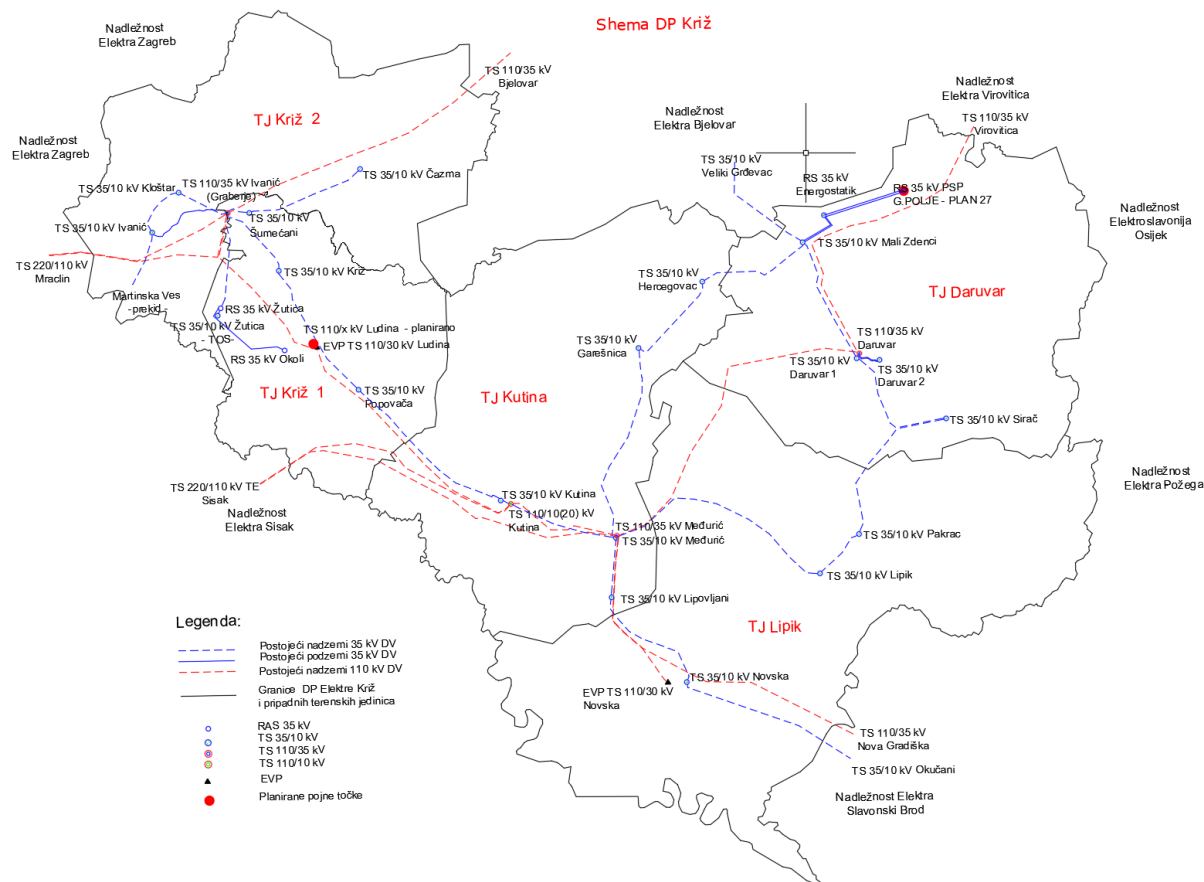
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 5,20%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
IVANIĆ	110/35 kV	80	26,91	33,6%	
IVANIĆ	35/10 kV	16	4,54	28,4%	
KLOŠTAR	35/10 kV	16	7,69	48,1%	
ŠUMEĆANI	35/10 kV	16	4,07	25,4%	
KRIŽ	35/10 kV	16	6,60	41,3%	1,0
ČAZMA	35/10 kV	16	6,28	39,2%	2,0
POPOVAČA	35/10 kV	16	5,89	36,8%	
MEĐURIĆ	110/35 kV	72	32,37	45,3%	
KUTINA	35/10 kV	16	4,77	29,8%	
LIPOVLJANI	35/10 kV	8	3,74	46,8%	
NOVSKA	35/10 kV	16	7,84	49,0%	1,0
MEĐURIĆ	35/10 kV	5	2,07	41,4%	
GAREŠNICA	35/10 kV	16	5,03	31,4%	
PAKRAC	35/10 kV	8	2,85	35,6%	
LIPIK	35/10 kV	16	4,99	31,2%	2,0
DARUVAR	110/35 kV	40	17,92	44,8%	
DARUVAR 1	35/10 kV	8	3,77	47,1%	
DARUVAR 2	35/10 kV	24	3,16	13,2%	
HERCEGOVAC	35/10 kV	8	1,26	15,8%	1,1
MALI ZDENCI	35/10 kV	8	3,02	37,8%	6,0
SIRAČ	35/10 kV	8	2,28	28,5%	
KUTINA	110/10 kV	20	7,17	35,9%	

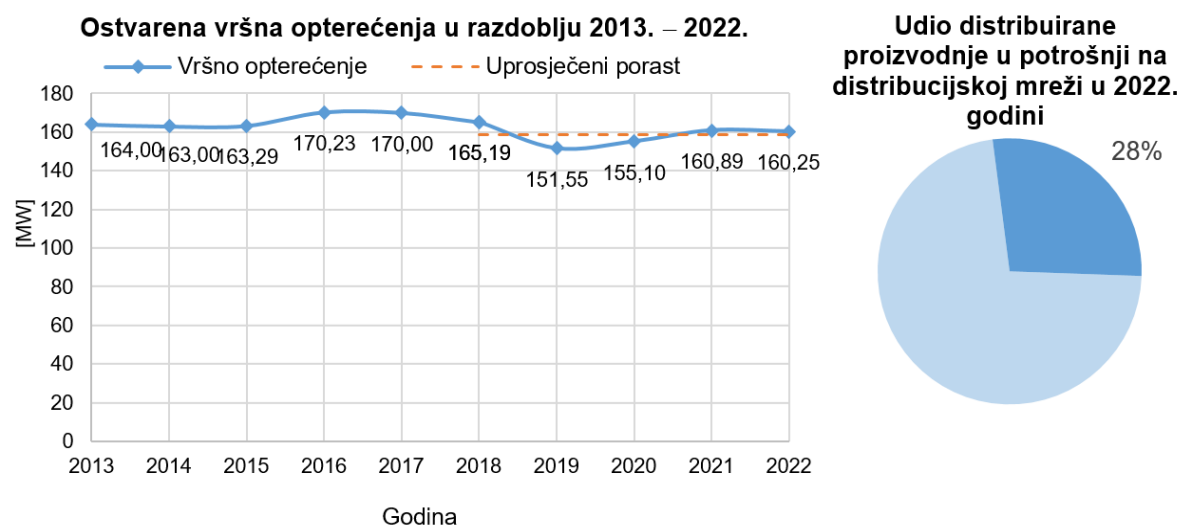


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

8. Elektroslavonija Osijek

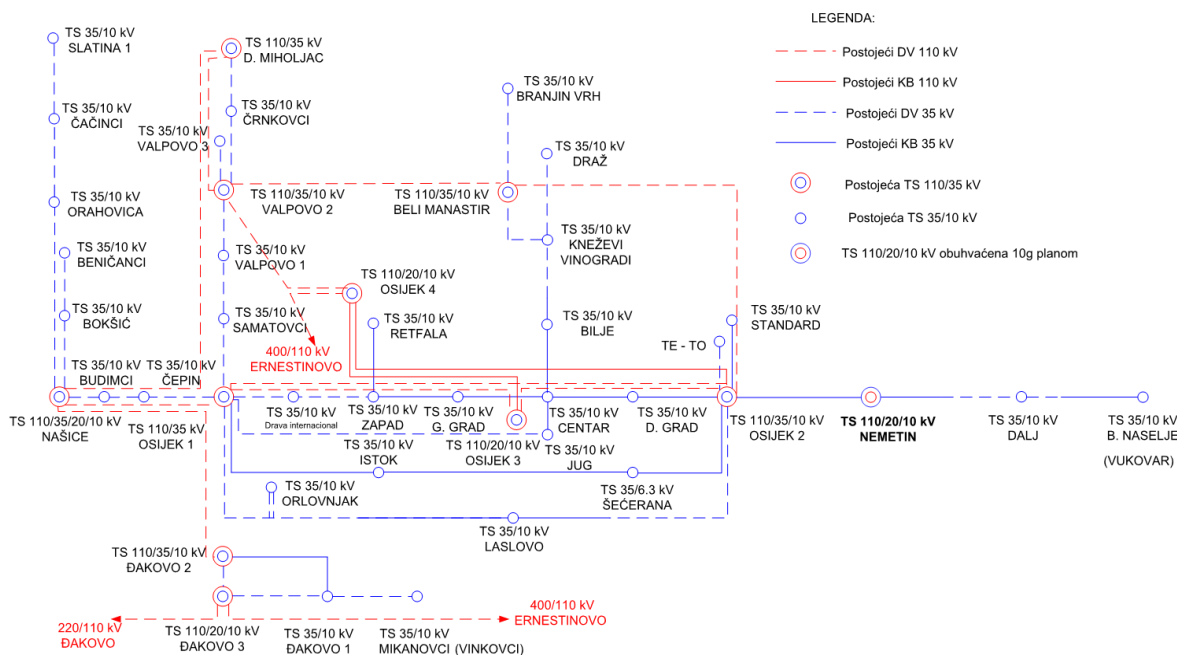


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -2,29%

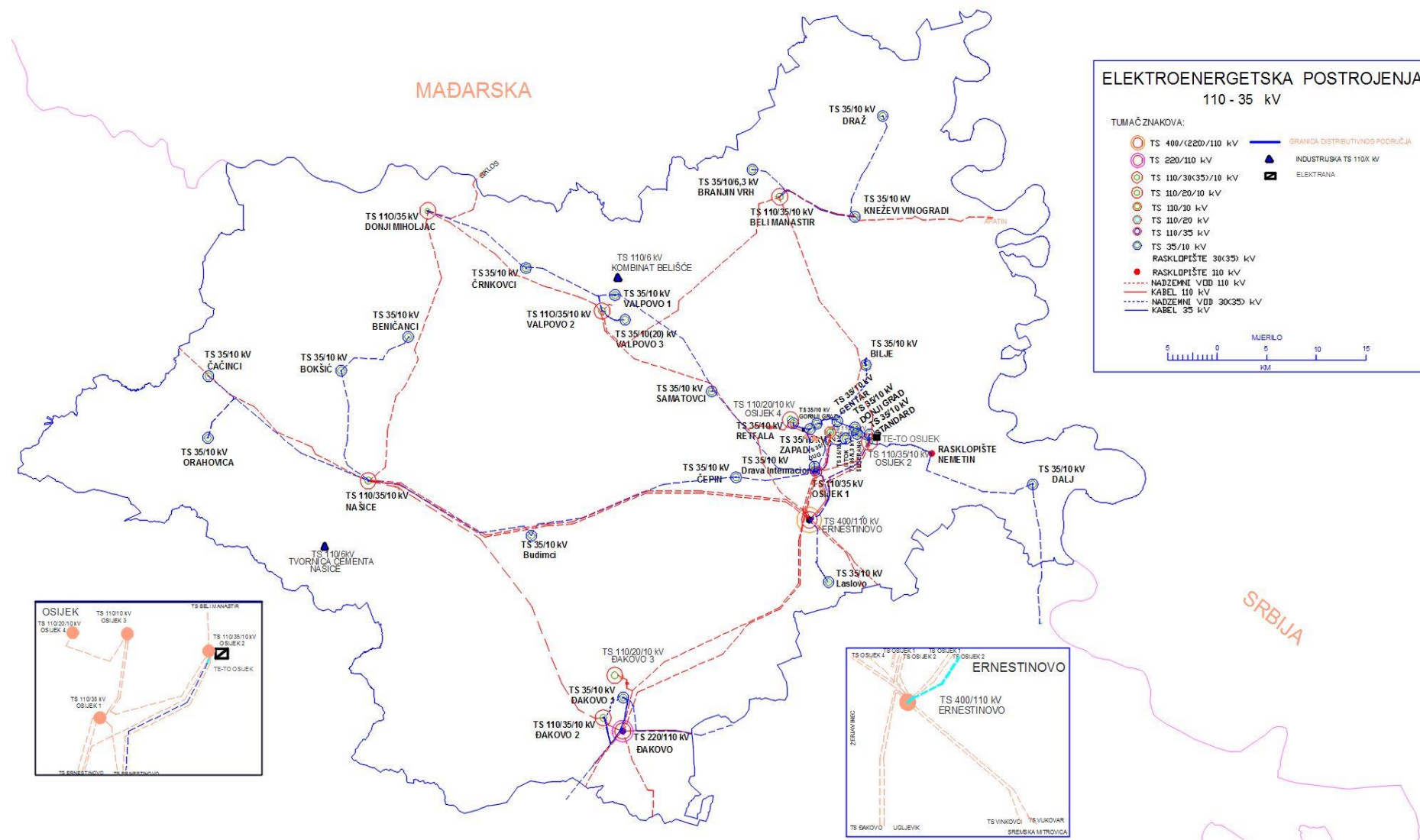
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -0,40%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
OSIJEK 1	110/35 kV	80	23,20	29,0%	
GORNJI GRAD	35/10 kV	16	3,70	23,1%	
ZAPAD	35/10 kV	16	3,60	22,5%	
ISTOK	35/10 kV	16	4,62	28,9%	
CENTAR	35/10 kV	16	4,50	28,1%	
RETFALA	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
ČEPIN	35/10 kV	16	6,00	37,5%	2,0
BUDIMCI	35/20 kV	4	1,50	37,5%	
BUDIMCI	35/10 kV	4	1,80	45,0%	
SAMATOVCI	35/10 kV	8	3,20	40,0%	0,3
LASLOVO	35/10 kV	8	3,20	40,0%	
OSIJEK 2	110/35 kV	80	29,10	36,4%	4,4
	35/10 kV	16	6,90	43,1%	
STANDARD	35/10 kV	12	3,70	30,8%	
DONJI GRAD	35/10 kV	16	6,90	43,1%	
DALJ	35/10 kV	8	2,70	33,8%	
OSIJEK 3	110/20 kV	40	1,90	4,8%	
	110/10 kV	80	21,40	26,8%	
OSIJEK 4	110/20 kV	20	3,90	19,5%	
	110/10 kV	20	10,10	50,5%	
JUG	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
ORLOVNJAK	35/10 kV	8	1,60	20,0%	1,9
BELI MANASTIR	110/35 kV	60	12,55	20,9%	
	35/10 kV	24	5,10	21,3%	
BILJE	35/10 kV	16	4,70	29,4%	
KNEŽEVI VINOGRADI	35/10 kV	8	2,60	32,5%	2,0
DRAŽ	35/10 kV	5	1,40	28,0%	1,8
BRANJIN VRH	35/10 kV	8	0,80	10,0%	
ĐAKOVO 2	110/35 kV	62	7,20	11,6%	3,5
	35/10 kV	16	3,10	19,4%	
ĐAKOVO 1	35/10 kV	16	5,50	34,4%	2,1
ĐAKOVO 3	110/20 kV	20	5,10	25,5%	7,1
	20/10 kV	8	2,50	31,3%	
NAŠICE	110/35 kV	40	8,50	21,3%	3,8
	110/10 kV	80	10,20	12,8%	
	35/10 kV	16	7,40	46,3%	
ORAHOVICA	35/10 kV	16	4,20	26,3%	
ČAČINCI	35/10 kV	8	1,50	18,8%	1,0
VALPOVO 2	110/35 kV	40	11,00	27,5%	
	35/10 kV	16	4,80	30,0%	
VALPOVO 1	35/10 kV	16	4,30	26,9%	1,5
DONJI MIHOLJAC	110/35 kV	40	4,50	11,3%	
DONJI MIHOLJAC	35/10 kV	16	4,40	27,5%	2,1
ČRNKOVC	35/10 kV	8	1,70	21,3%	

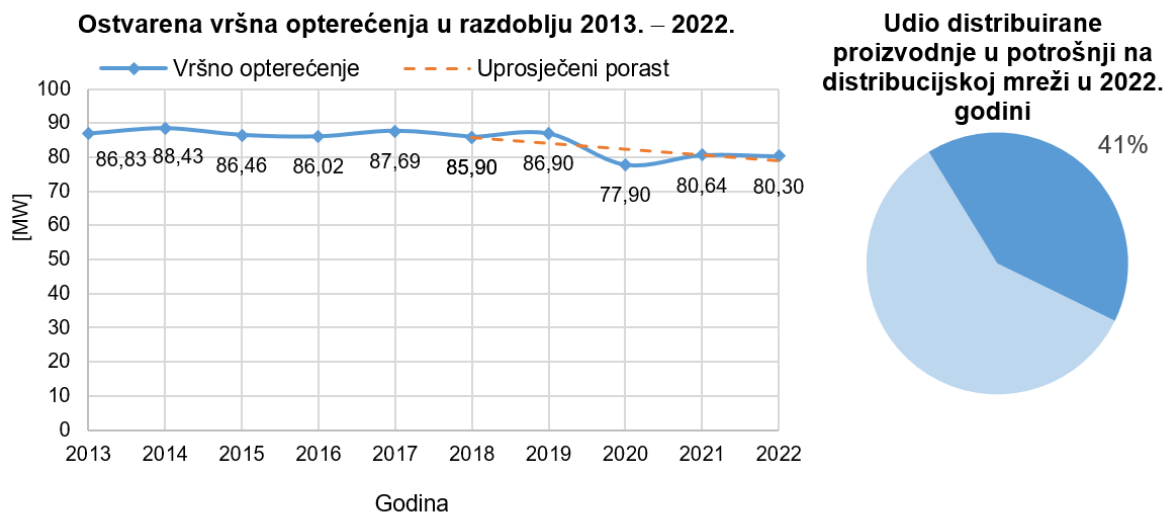


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

9. Elektra Vinkovci

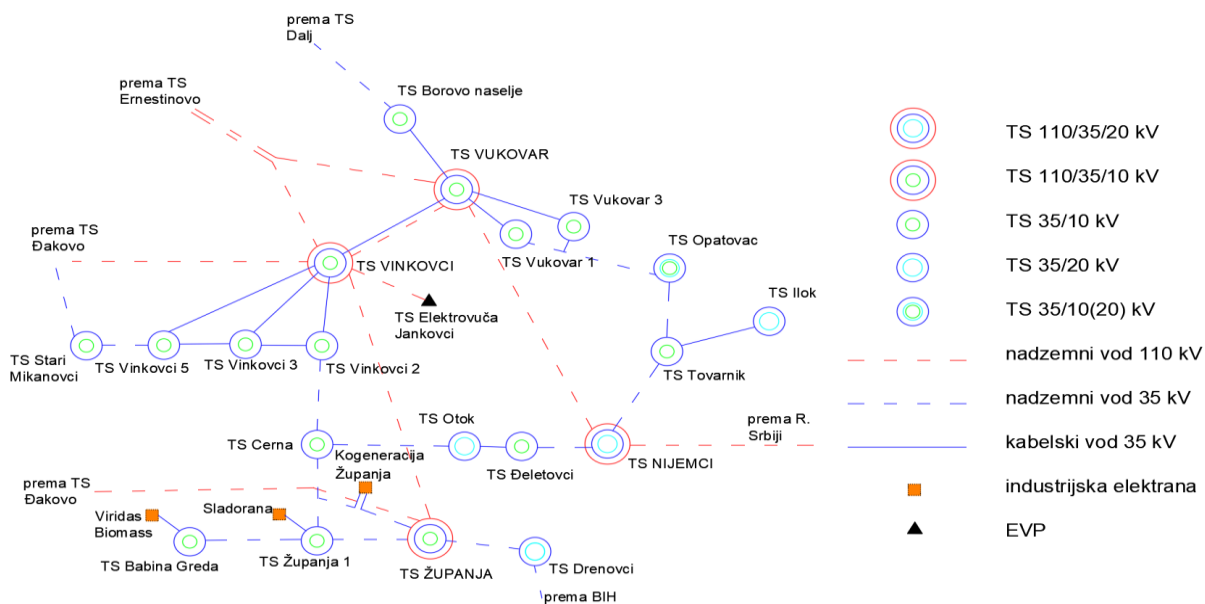


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -7,52%

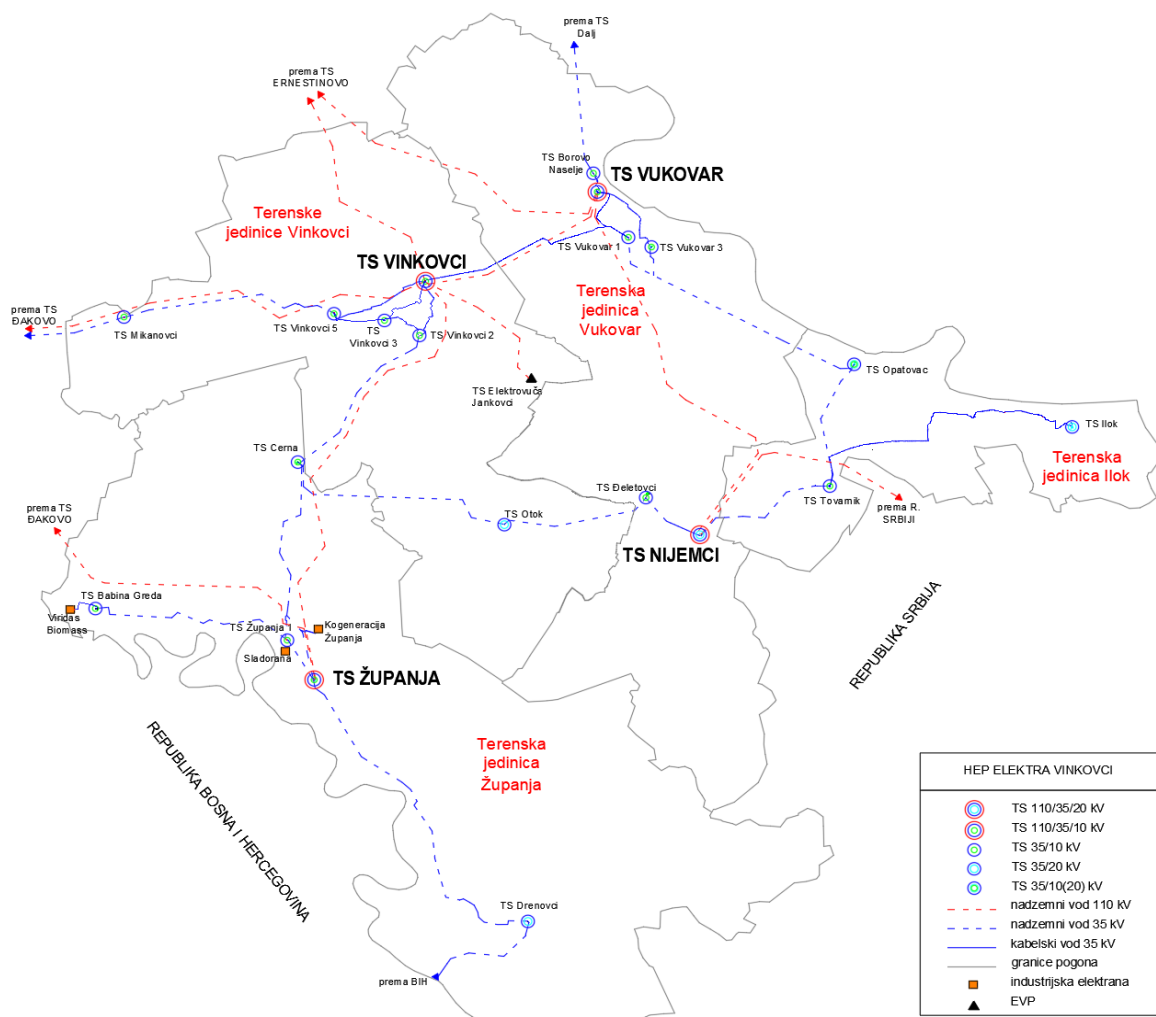
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -0,42%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
VINKOVCI 1	110/35 kV	80	36,09	45,1%	1,1
	35/10 kV	16	9,73	60,8%	
VINKOVCI 2	35/10 kV	16	9,01	56,3%	
VINKOVCI 3	35/10 kV	16	11,20	70,0%	
VINKOVCI 5	35/10 kV	16	3,82	23,9%	2,0
STARI MIKANOVCI	35/10 kV	8	3,08	38,5%	
VUKOVAR 2	110/35 kV	80	19,23	24,0%	
	35/10 kV	16	9,20	57,5%	
VUKOVAR 1	35/10 kV	12	9,39	78,3%	
VUKOVAR 3	35/10 kV	16	0,00	0,0%	2,0
BOROVO NASELJE	35/10 kV	16	5,27	32,9%	
ŽUPANJA 2	110/35 kV	80	16,31	20,4%	7,9
	35/10 kV	16	6,09	38,1%	
ŽUPANJA 1	35/10 kV	16	6,66	41,6%	1,0
DRENOVCI	35/20 kV	12	4,05	33,8%	1,0
BABINA GREDA	35/10 kV	16	4,58	28,6%	9,5
CERNA	35/10 kV	8	4,18	52,3%	3,7
NIJEMCI	110/35 kV	40	11,10	27,8%	
	35/20 kV	16	5,14	32,1%	
OTOK	35/20 kV	12	3,84	32,0%	
ILOK	35/20 kV	16	2,00	12,5%	
OPATOVAC	35/20 kV	8	3,44	43,0%	
TOVARNIK	35/20 kV	8	1,25	15,6%	

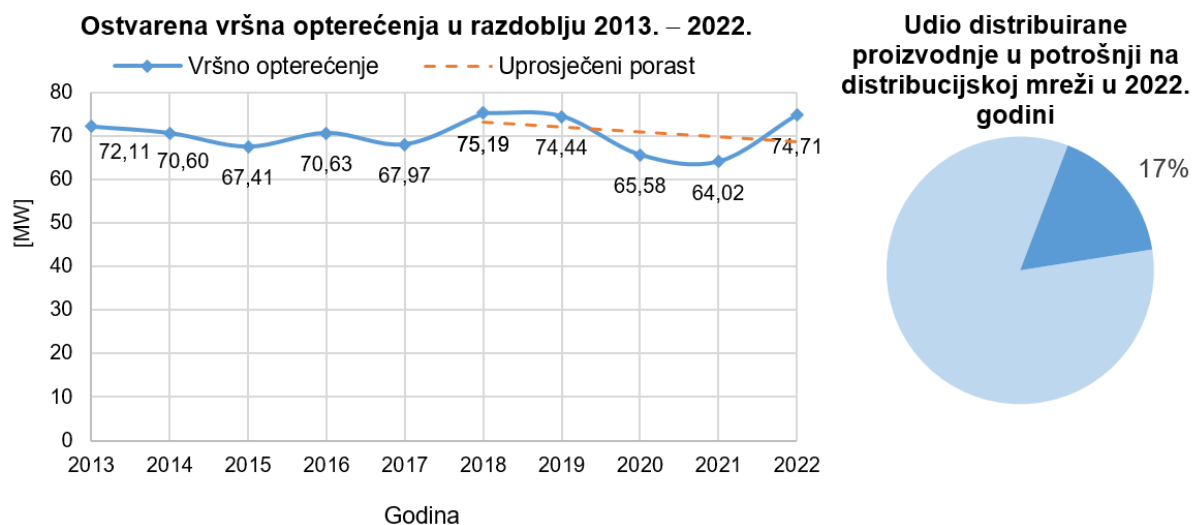


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

10. Elektra Slavonski Brod

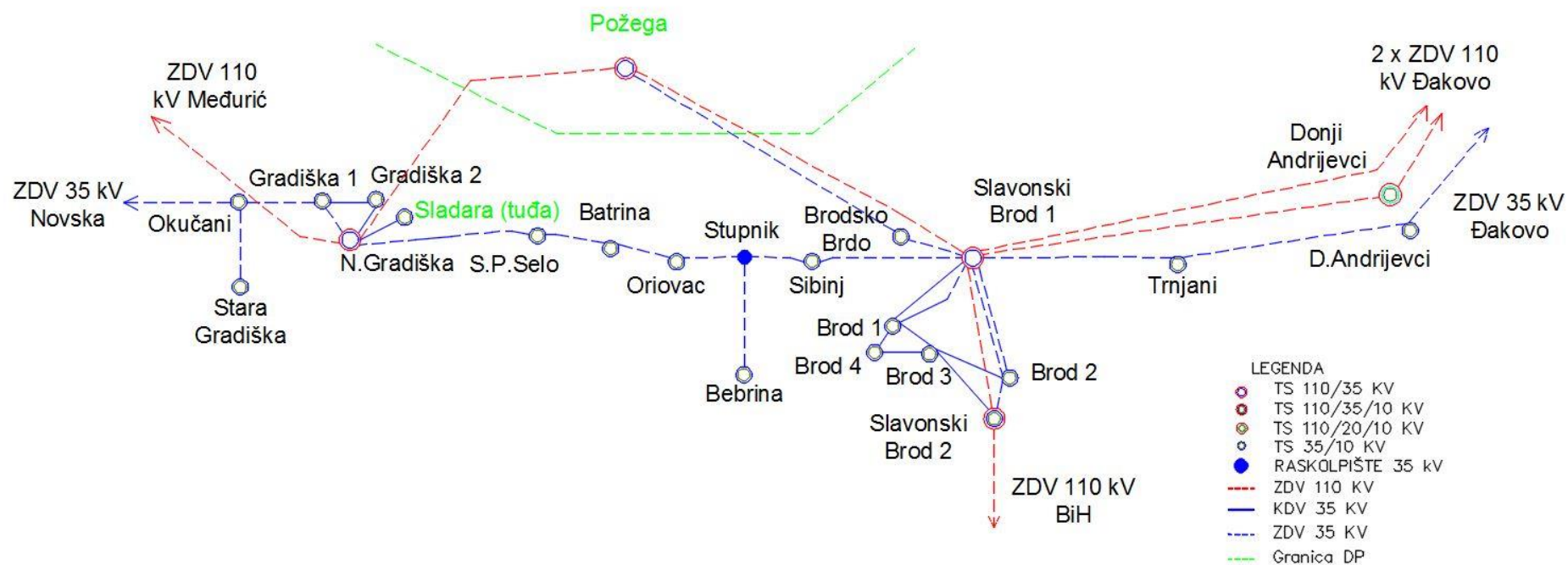


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 3,61%

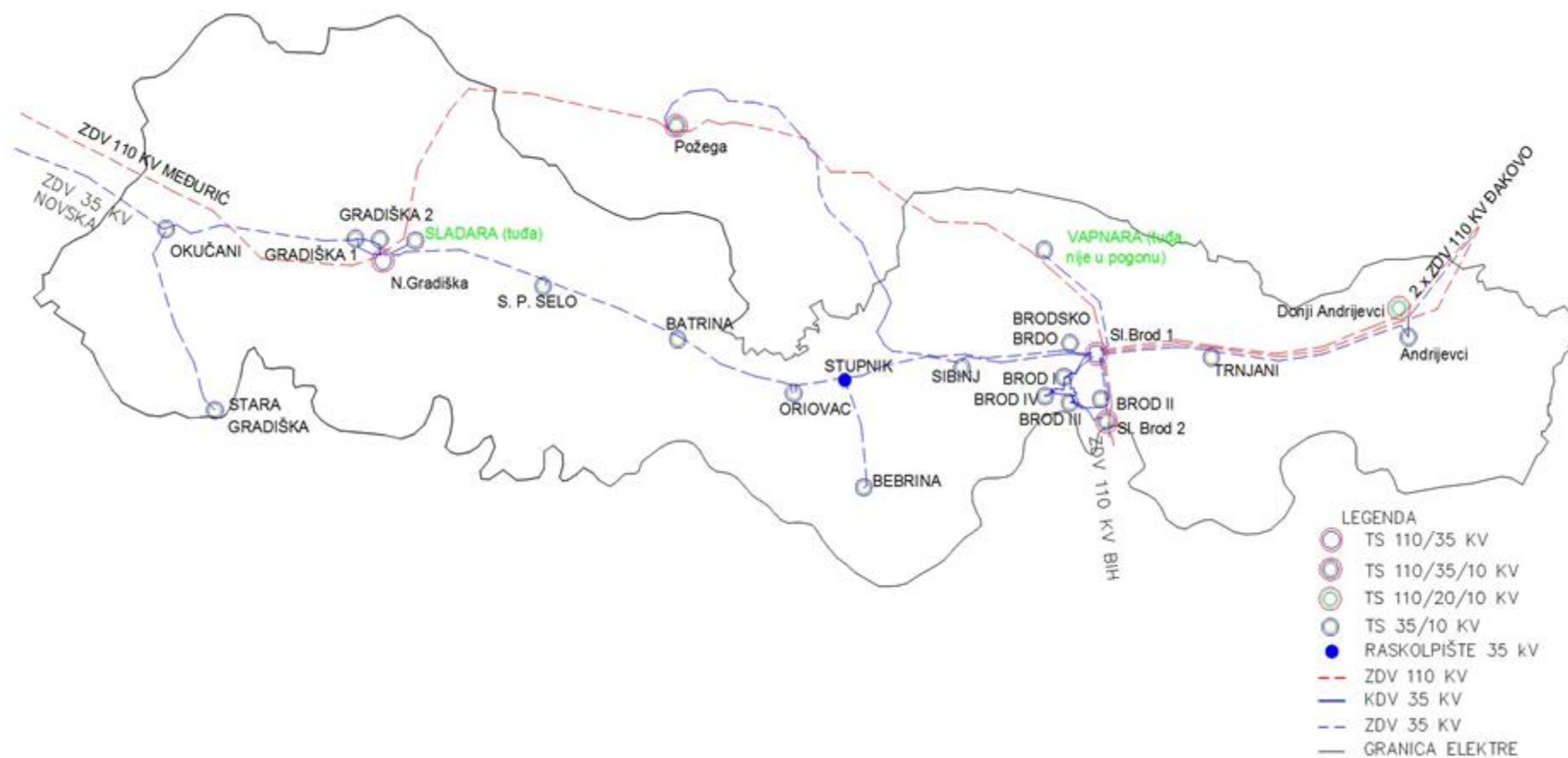
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 16,70%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
SLAVONSKI BROD 1 - PODVINJE	110/35 kV	80	23,49	29,4%	
TRNJANI	35/20 kV	8	1,52	19,0%	
	35/10 kV	4	1,11	27,8%	
BROD I	35/10 kV	32	15,90	49,7%	
BRODSKO BRDO	35/10 kV	12	6,13	51,1%	
SIBINJ	35/10 kV	5	3,31	66,2%	
BEBRINA	35/10 kV	7	1,32	20,3%	
ORIOVAC	35/10 kV	8	4,36	54,5%	
SLAVONSKI BROD 2 - BJELIŠ	110/35 kV	40	7,39	18,5%	
	35/20 kV	8	1,57	19,6%	1,2
	35/10 kV	8	3,33	41,6%	
BROD II	35/10 kV	16	4,36	27,3%	4,7
BROD III	35/10 kV	16	6,65	41,6%	0,1
BROD IV	35/10 kV	16	4,51	28,2%	
DONJI ANDRIJEVCI	110/20 kV	40	10,43	26,1%	
	20/10 kV	4	0,00	0,0%	1,0
NOVA GRADIŠKA	110/35 kV	60	27,00	45,0%	0,8
BATRINA	35/10 kV	7	3,11	47,8%	
STARO PETROVO SELO	35/10 kV	7	4,83	74,3%	
NOVA GRADIŠKA I	35/10 kV	16	8,26	51,6%	
NOVA GRADIŠKA II	35/10 kV	16	7,90	49,4%	
OKUČANI	35/10 kV	5	1,99	39,8%	
STARA GRADIŠKA	35/10 kV	3	3,63	113,4%	2,0

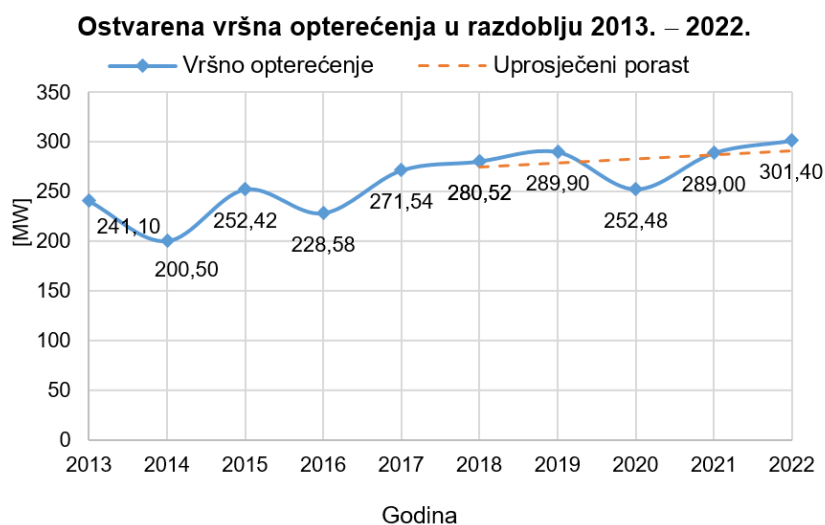


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

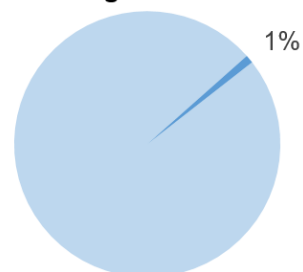


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

11. Elektroistra Pula



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2022. godini

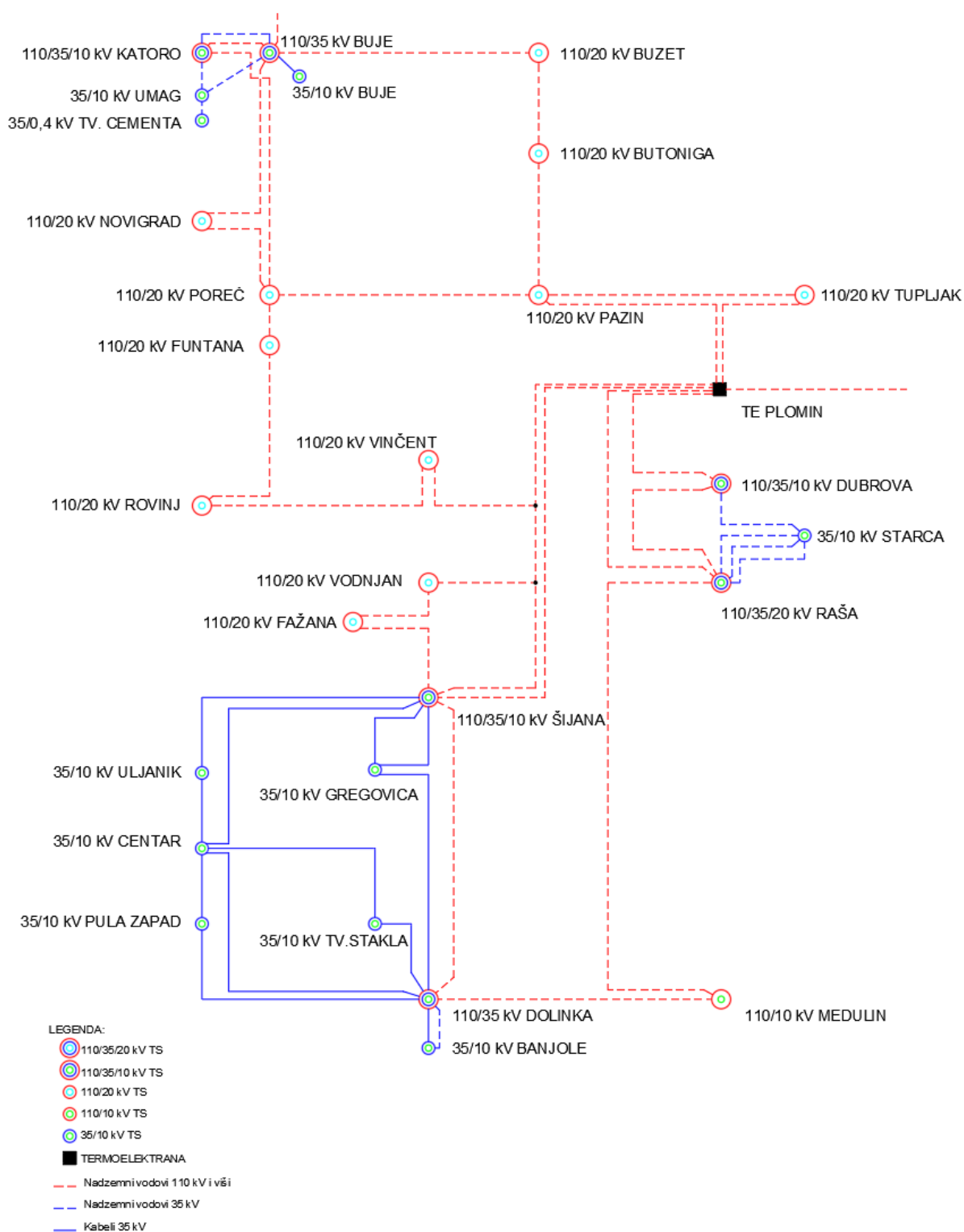


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 25,01%

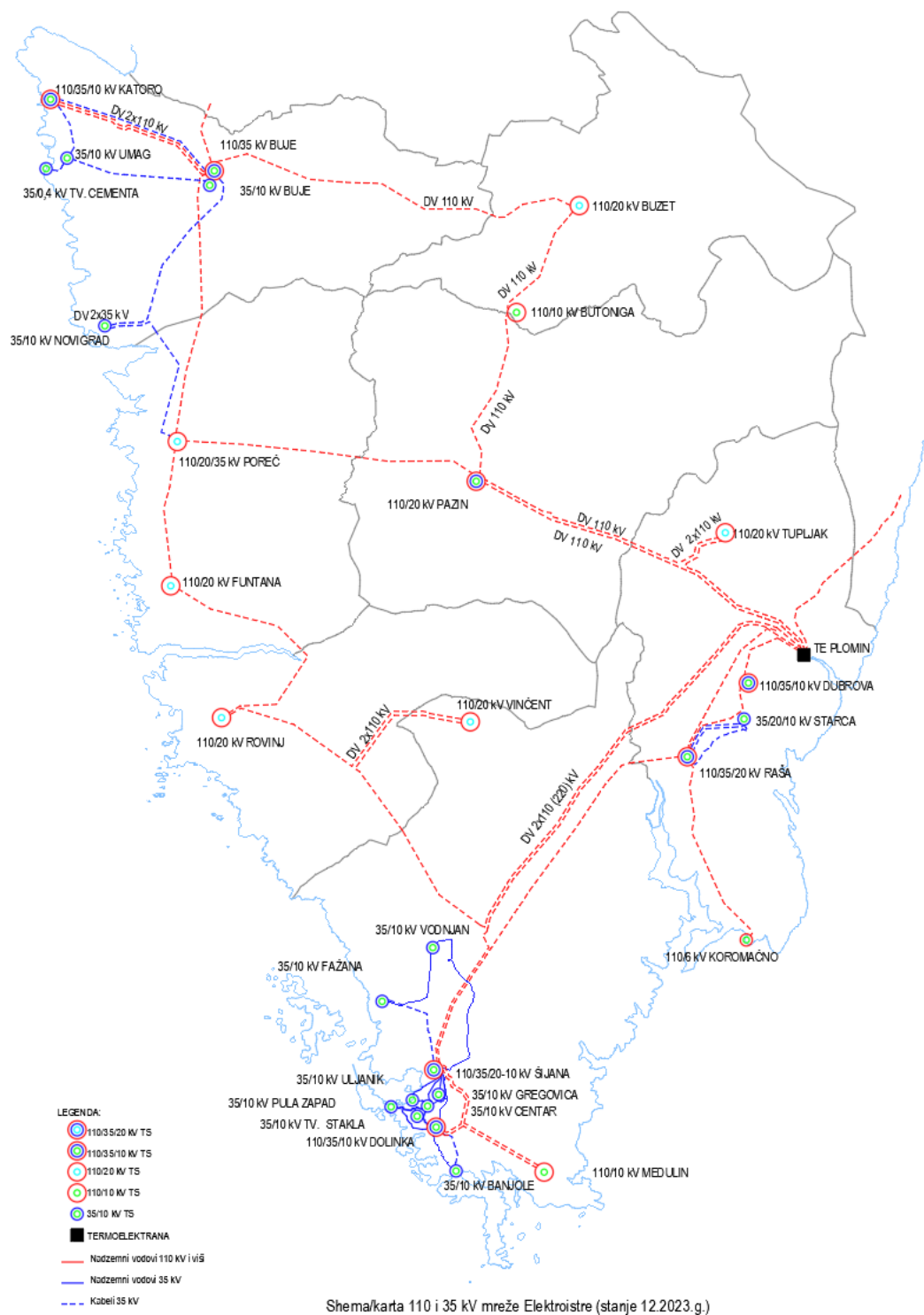
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 4,29%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
DOLINKA	110/35 kV	80	41,98	52,5%	
BANJOLE	35/10 kV	16	11,94	74,6%	
TVORNICI STAKLA	35/10 kV	7	3,01	46,3%	
PULA ZAPAD	35/10 kV	16	11,27	70,4%	
PULA CENTAR	35/10 kV	24	16,70	69,6%	
ŠIJANA	110/35 kV	80	63,48	79,4%	
ŠIJANA	35/20 kV	8	0,15	1,9%	
GREGOVICA	35/10 kV	8	6,13	76,6%	
ULJANIK	35/10 kV	24	0,00	0,0%	
FAŽANA	35/10 kV	16	13,33	83,3%	
VODNJAN	35/10 kV	16	6,90	43,1%	
RAŠA	110/35 kV	40	14,57	36,4%	0,6
	110/20 kV	20	11,22	56,1%	
	35/20 kV	8	5,07	63,4%	
STARCA	35/20 kV	8	5,24	65,5%	
	35/10 kV	8	6,09	76,1%	
TUPLJAK	110/20 kV	40	7,79	19,5%	
PAZIN	110/20 kV	40	18,08	45,2%	0,3
TURNINA	110/20 kV	80	30,31	37,9%	
POREČ	110/20 kV	80	54,52	68,2%	3,0
	35/20 kV	16	15,20	95,0%	
NOVIGRAD	35/10 kV	24	14,97	62,4%	
BUJE	110/35 kV	40	31,60	79,0%	
BUJE	35/20 kV	4	1,65	41,3%	
BUJE	35/10 kV	16	7,10	44,4%	
UMAG	35/10 kV	16	9,89	61,8%	
BUZET	110/20 kV	40	9,97	24,9%	
DUBROVA	110/35 kV	20	11,01	55,1%	
	35/10 kV	16	6,62	41,4%	
FUNTANA	110/20 kV	40	26,27	65,7%	
KATORO	110/35 kV	20	11,60	58,0%	
	110/10 kV	20	14,37	71,9%	
	35/10 kV	16	11,83	73,9%	
VINČENT	110/20 kV	40	11,62	29,1%	2,0
MEDULIN	110/10 kV	40	10,96	27,4%	



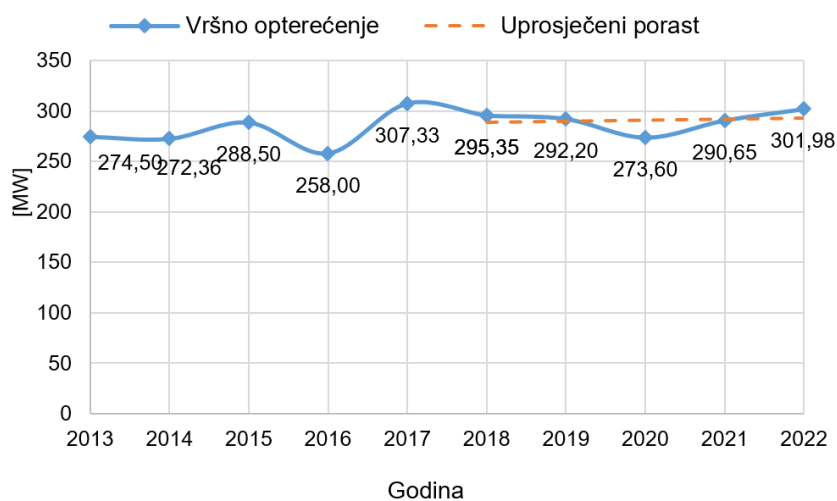
Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



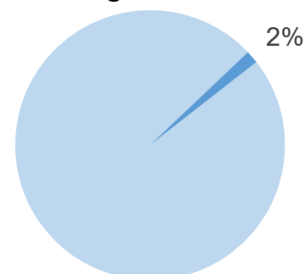
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

12. Elektroprimorje Rijeka

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2013. – 2022.



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2022. godini

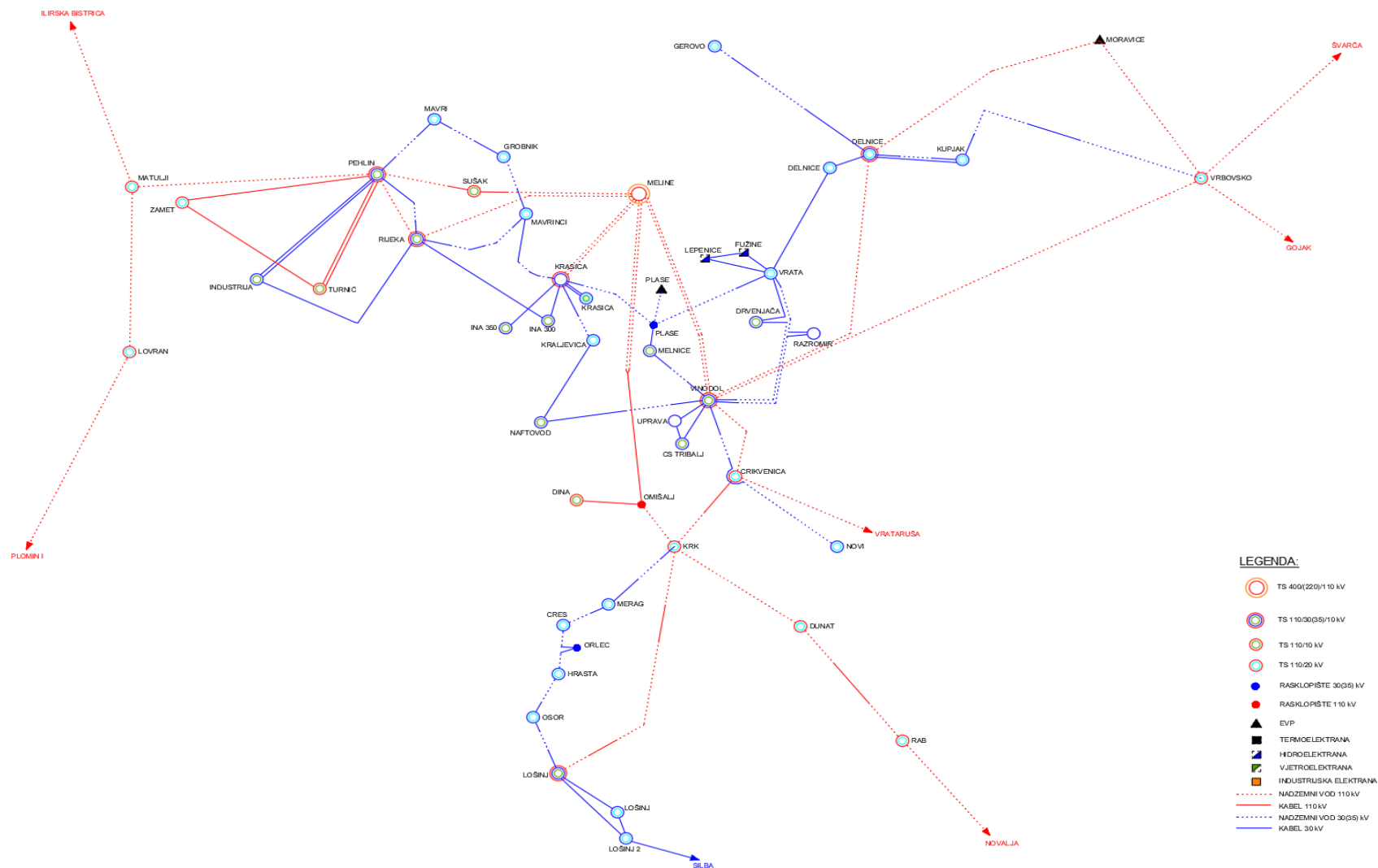


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja:	10,01%
Promjena opterećenja u posljednjoj godini:	3,90%

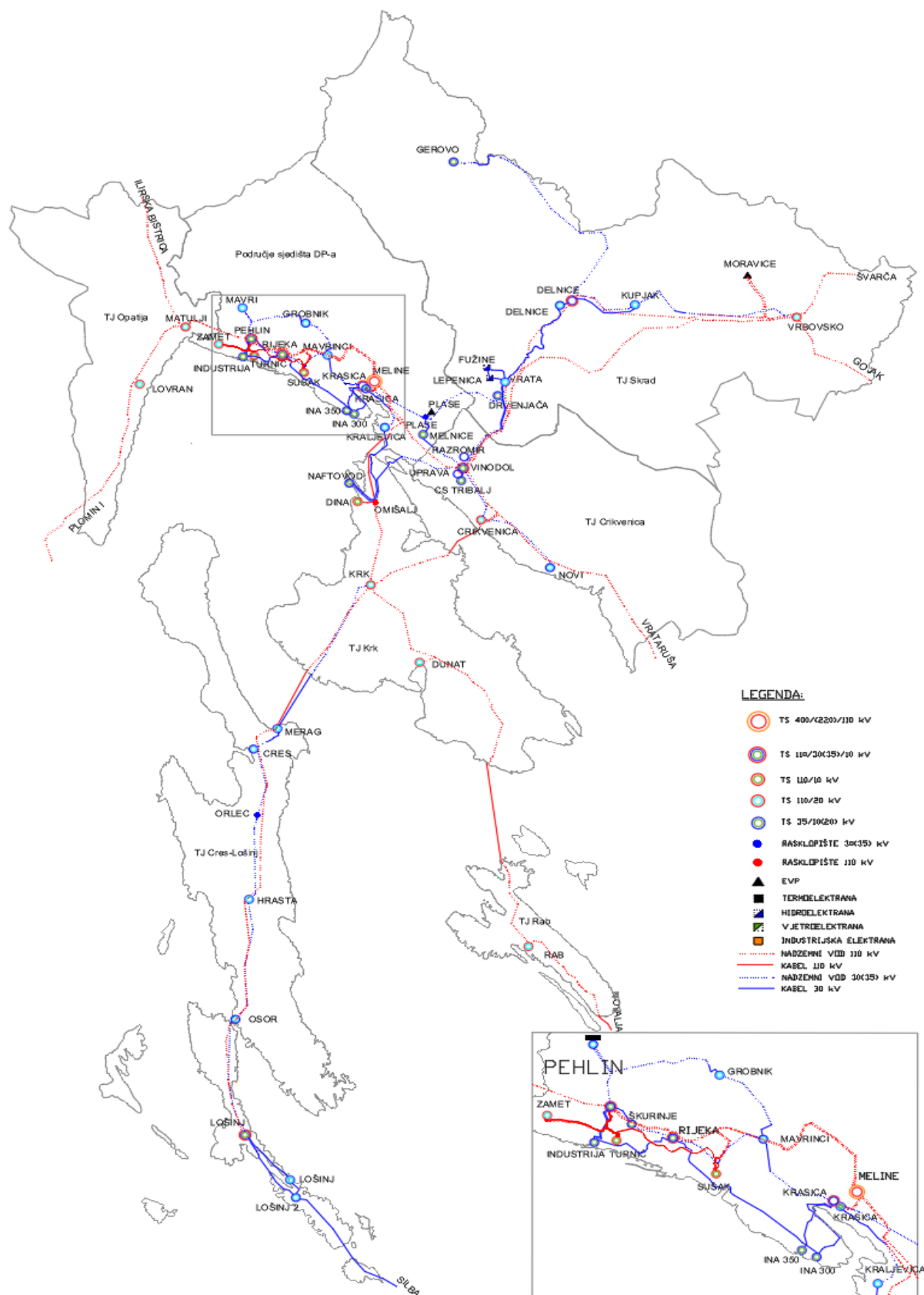
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
LOŠINJ	110/35 kV	40	19,07	47,7%	
LOŠINJ	35/10 kV	7	0,81	12,5%	
LOŠINJ	35/20 kV	16	6,02	37,6%	
LOŠINJ 2	35/20 kV	16	8,37	52,3%	
KRALJEVICA	35/20 kV	16	4,11	25,7%	
OSOR	35/20 kV	4	2,84	71,0%	
HRASTA	35/20 kV	8	2,06	25,8%	
DELNICE	110/35 kV	40	19,71	49,3%	
DELNICE	35/20 kV	16	5,92	37,0%	
VRATA	35/20 kV	16	8,03	50,2%	6,3
KUPJAK	35/20 kV	16	7,78	48,6%	1,6
GEROVO	35/20 kV	8	3,17	39,6%	1,3
PEHLIN	110/35 kV	120	28,45	23,7%	
INDUSTRIJA	35/10 kV	32	4,26	13,3%	
MAVRI	35/20 kV	32	15,03	47,0%	1,7
ZAMET	110/20 kV	80	25,47	31,8%	
RIJEKA	110/35 kV	72	24,28	34,0%	0,2
	110/10 kV	40	26,52	66,3%	
ŠKURINJSKA DRAGA	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
KRASICA	110/35 kV	80	38,06	47,6%	10,0
MAVRINCI	35/20 kV	16	13,26	82,9%	0,5
MAVRINCI	35/20 kV	16	7,47	46,7%	
KRASICA	35/20 kV	16	0,00	0,0%	
	35/10 kV	8	1,12	14,0%	
	35/20 kV	16	7,78	48,6%	
VINODOL	110/35 kV	40	28,73	71,8%	
NOVI	35/20 kV	16	10,39	64,9%	
CRIKVENICA	110/20 kV	60	24,95	41,6%	
DUNAT	110/20 kV	40	21,85	54,6%	
KRK	110/35 kV	20	13,21	66,1%	
	110/20 kV	40	26,93	67,3%	
	35/20 kV	8	0,00	0,0%	
CRES	35/20 kV	16	5,14	32,1%	
LOVRAN	110/20 kV	40	15,31	38,3%	
MATULJI	110/20 kV	80	33,53	41,9%	
RAB	110/20 kV	40	19,34	48,4%	
SUŠAK	110/10 kV	80	29,17	36,5%	
VRBOVSKO	110/20 kV	40	3,10	7,8%	1,9
TURNIĆ	110/10 kV	80	33,26	41,6%	

Desetogodišnji (2024. – 2033.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

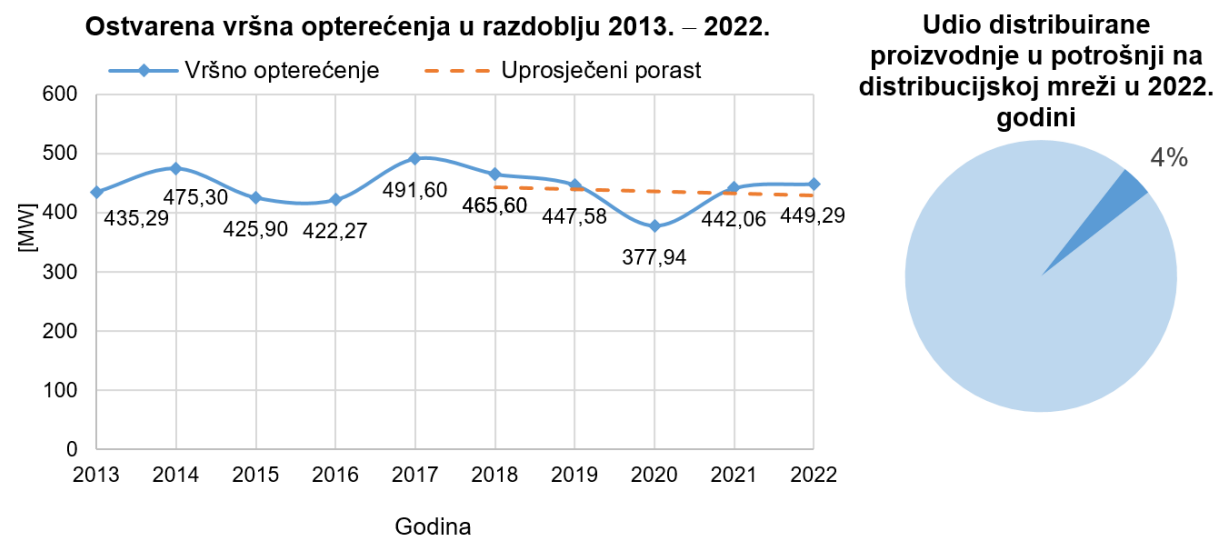


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

13. Elektrodalmacija Split



Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 3,22%

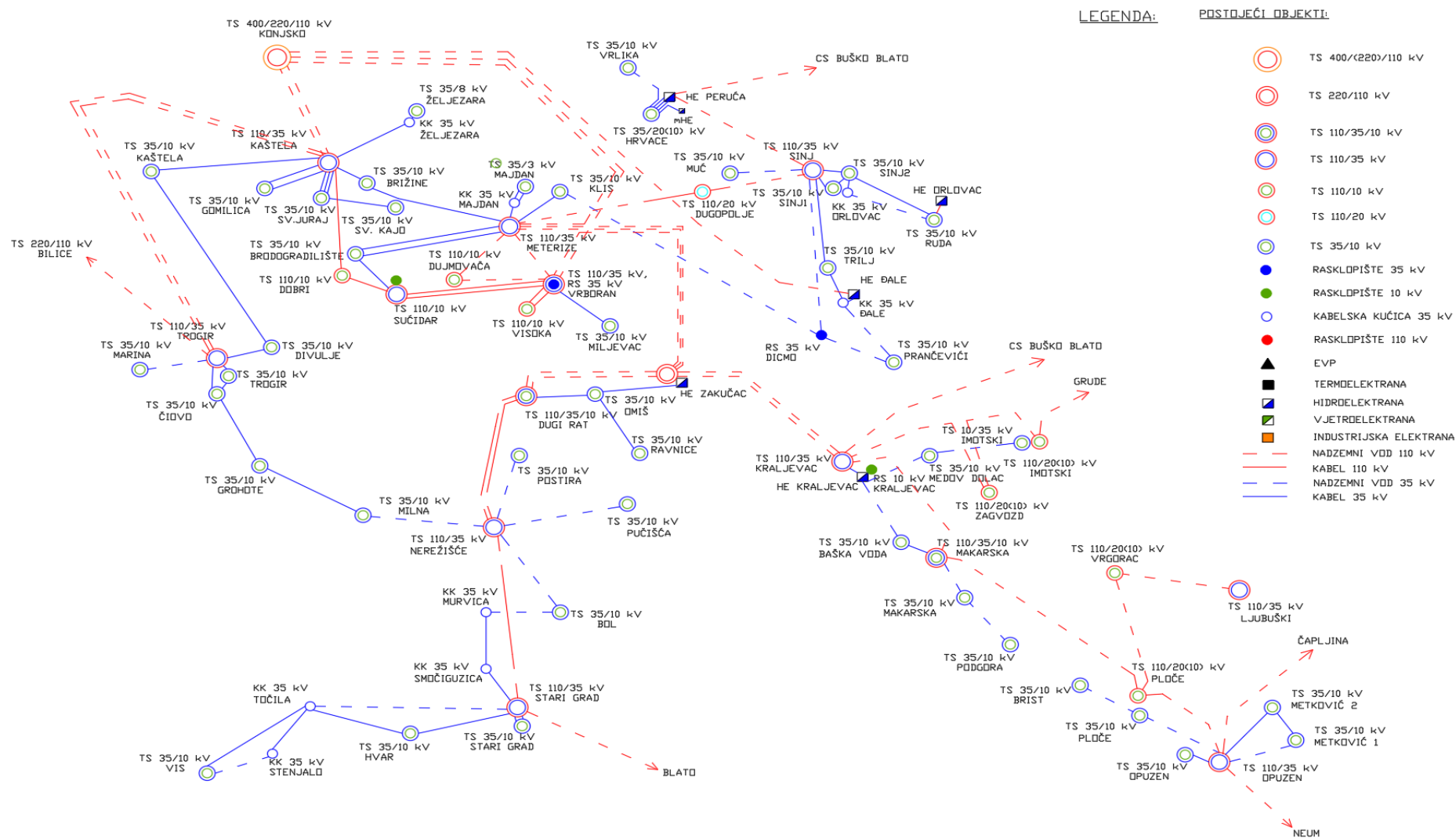
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 1,64%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

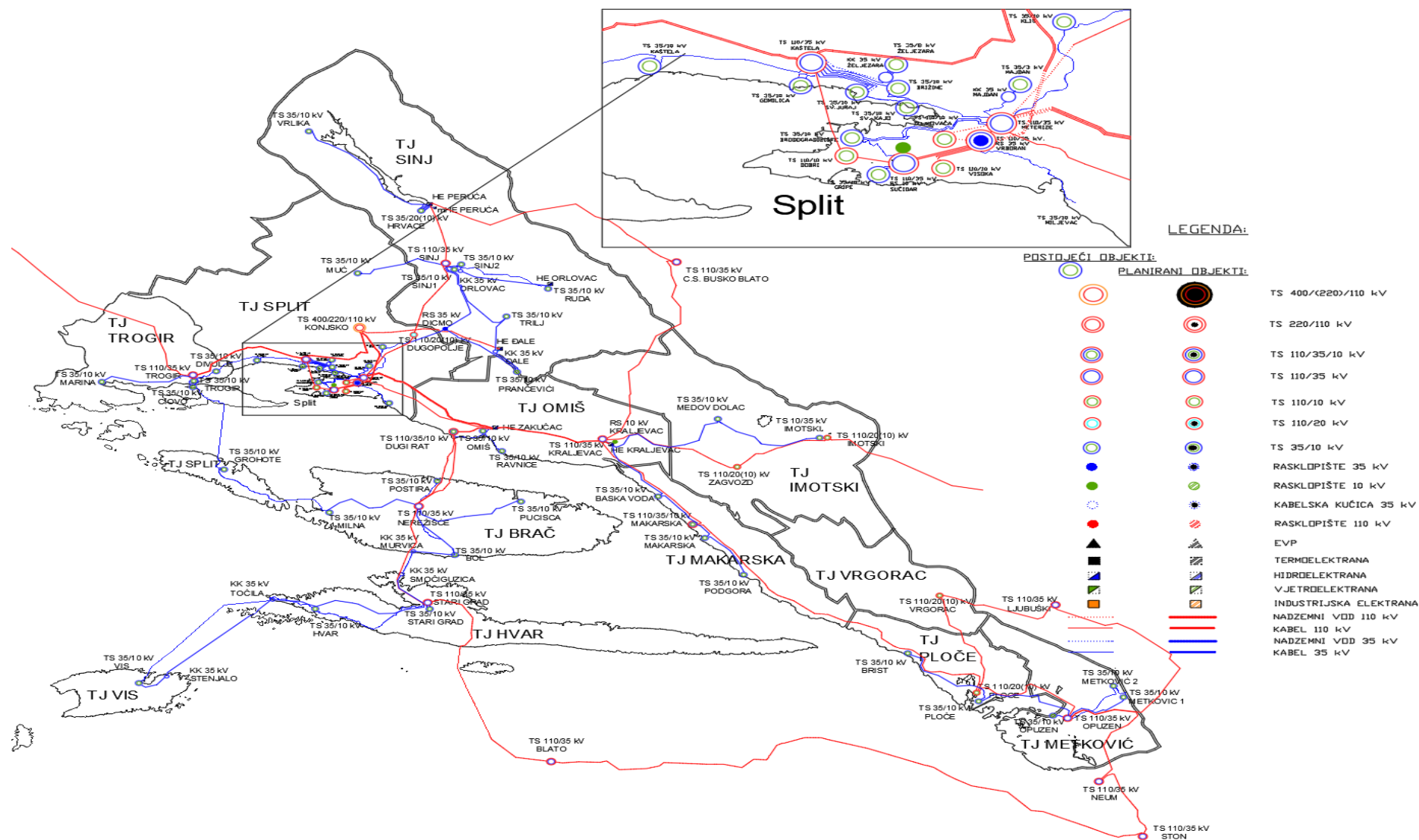
NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
SUČIDAR	110/10 kV	126	32,71	26,0%	
GRIPE	35/10 kV	16	8,85	55,3%	
BRODOGRADILIŠTE	35/10 kV	48	12,36	25,8%	
MAKARSKA	110/35 kV	40	33,39	83,5%	
	110/10 kV	20	23,74	118,7%	
	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
MAKARSKA	35/10 kV	16	5,98	37,4%	
BAŠKA VODA	35/10 kV	32	13,83	43,2%	
PODGORA	35/10 kV	32	13,35	41,7%	
NEREŽIŠĆA	110/35 kV	40	31,66	79,2%	
BOL	35/10 kV	16	7,00	43,8%	
MILNA	35/10 kV	8	5,50	68,8%	
POSTIRA	35/10 kV	16	12,43	77,7%	
PUČIŠĆA	35/10 kV	12	4,13	34,4%	
KAŠTELA	110/35 kV	189	45,71	24,2%	
KAŠTELA	35/10 kV	16	17,28	108,0%	
BRIŽINE	35/10 kV	16	6,14	38,4%	
GOMILICA	35/10 kV	32	14,47	45,2%	

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
SINJ	110/35 kV	80	28,60	35,8%	
HRVACE	35/10 kV	8	1,94	24,3%	
MUĆ	35/10 kV	8	3,03	37,9%	
SINJ 1	35/10 kV	16	9,46	59,1%	
SINJ 2	35/10 kV	16	9,12	57,0%	0,4
PRANČEVIĆI	35/10 kV	8	2,10	26,3%	1,6
RUDA	35/10 kV	8	3,20	40,0%	
TRILJ	35/10 kV	8	6,15	76,9%	
VRLIKA	35/10 kV	3	1,73	69,2%	2,1
TROGIR	110/35 kV	80	50,15	62,7%	
GROHOTE	35/10 kV	8	4,06	50,8%	
ČIOVO	35/10 kV	32	17,81	55,7%	
DIVULJE	35/10 kV	16	5,29	33,1%	
MARINA	35/10 kV	16	7,91	49,4%	
TROGIR	35/10 kV	16	14,81	92,6%	0,4
STARI GRAD	110/35 kV	40	28,51	71,3%	
STARI GRAD	35/10 kV	32	12,16	38,0%	
HVAR	35/10 kV	32	10,74	33,6%	
VIS	35/10 kV	16	5,74	35,9%	3,5
VRBORAN	110/35 kV	40	14,64	36,6%	
MILJEVAC	35/10 kV	16	14,49	90,6%	
METERIZE	110/35 kV	80	18,76	23,5%	
KLIS	35/10 kV	16	3,99	24,9%	
KRALJEVAC	110/35 kV	20	12,96	64,8%	4,8
KRALJEVAC	35/10 kV	8	6,25	78,1%	10,0
MEDOV DOLAC	35/10 kV	8	2,79	34,9%	
DUGI RAT	110/35 kV	20	14,00	70,0%	1,0
	110/10 kV	20	5,79	29,0%	
OMIŠ	35/10 kV	16	10,47	65,4%	
RAVNICE	35/10 kV	16	6,19	38,7%	
OPUZEN	110/35 kV	72	21,15	29,6%	
METKOVIĆ 1	35/10 kV	16	7,45	46,6%	
METKOVIĆ 2	35/10 kV	8	4,71	58,9%	
OPUZEN	35/10 kV	8	5,15	64,4%	
BRIST	35/10 kV	16	7,65	47,8%	
IMOTSKI	110/10 kV	40	15,62	39,1%	
IMOTSKI	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
DOBRI	110/10 kV	80	35,50	44,4%	
DUGOPOLJE	110/20 kV	40	8,99	22,5%	
DUJMOVAČA	110/10 kV	80	36,64	45,8%	0,5
PLOČE	110/10 kV	40	9,39	23,5%	
VISOKA	110/10 kV	120	58,14	48,5%	
VRGORAC	110/10 kV	40	6,35	15,9%	
ZAGVOZD	110/10 kV	40	1,57	3,9%	
ZAKUČAC	110/35 kV	40	16,72	41,8%	

Desetogodišnji (2024. – 2033.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

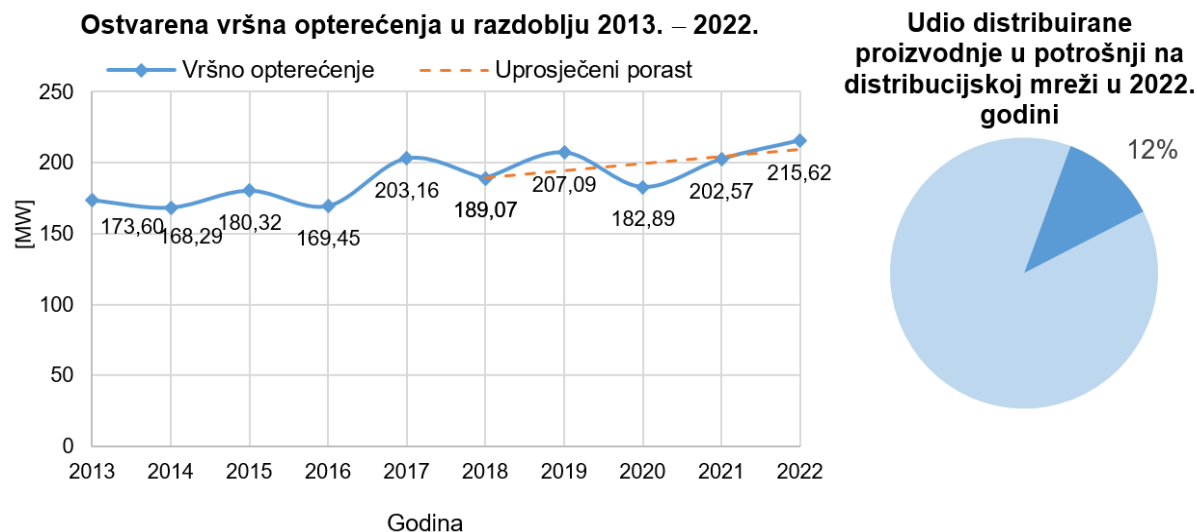


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

14. Elektra Zadar



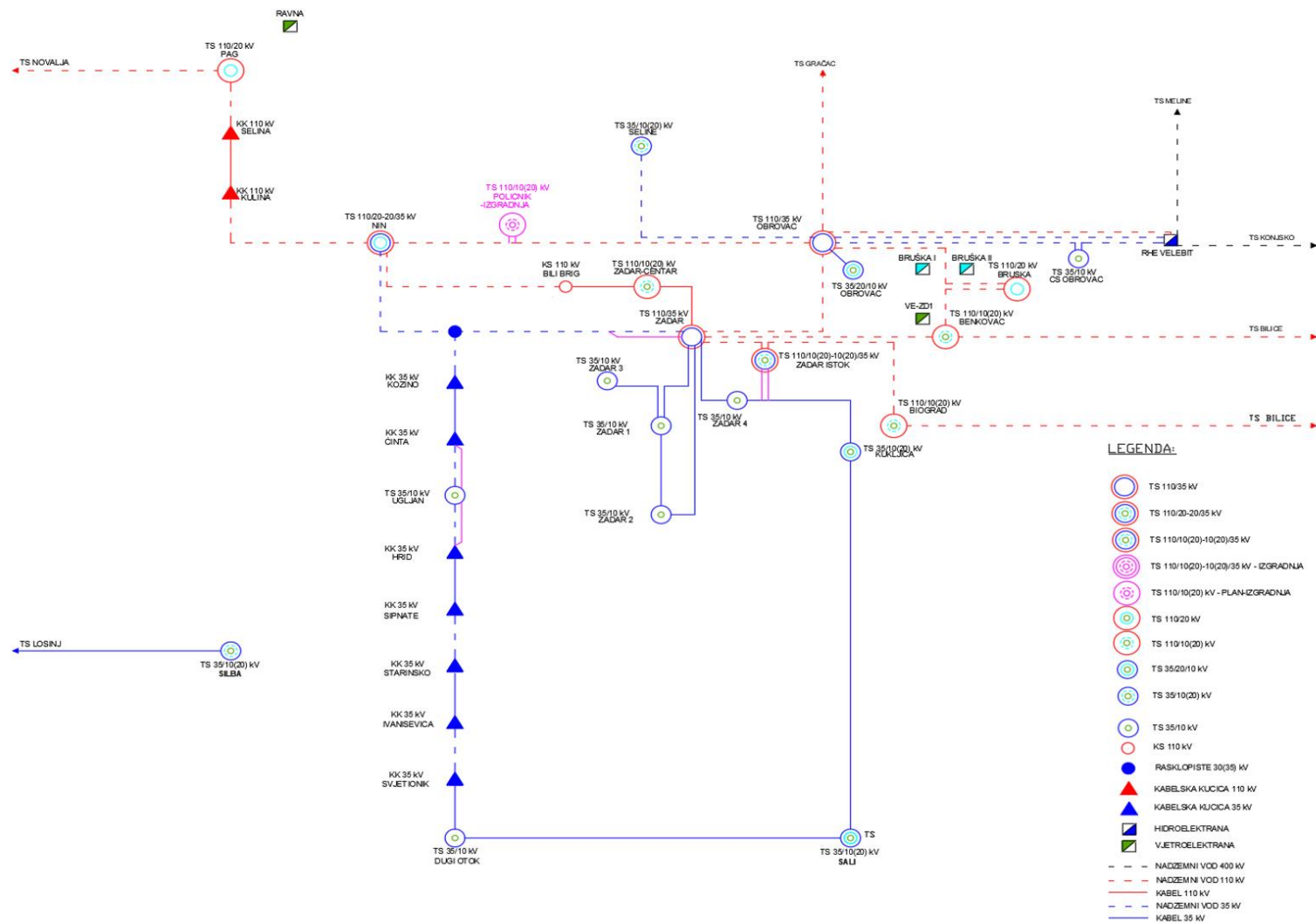
Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 24,21%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 6,44%

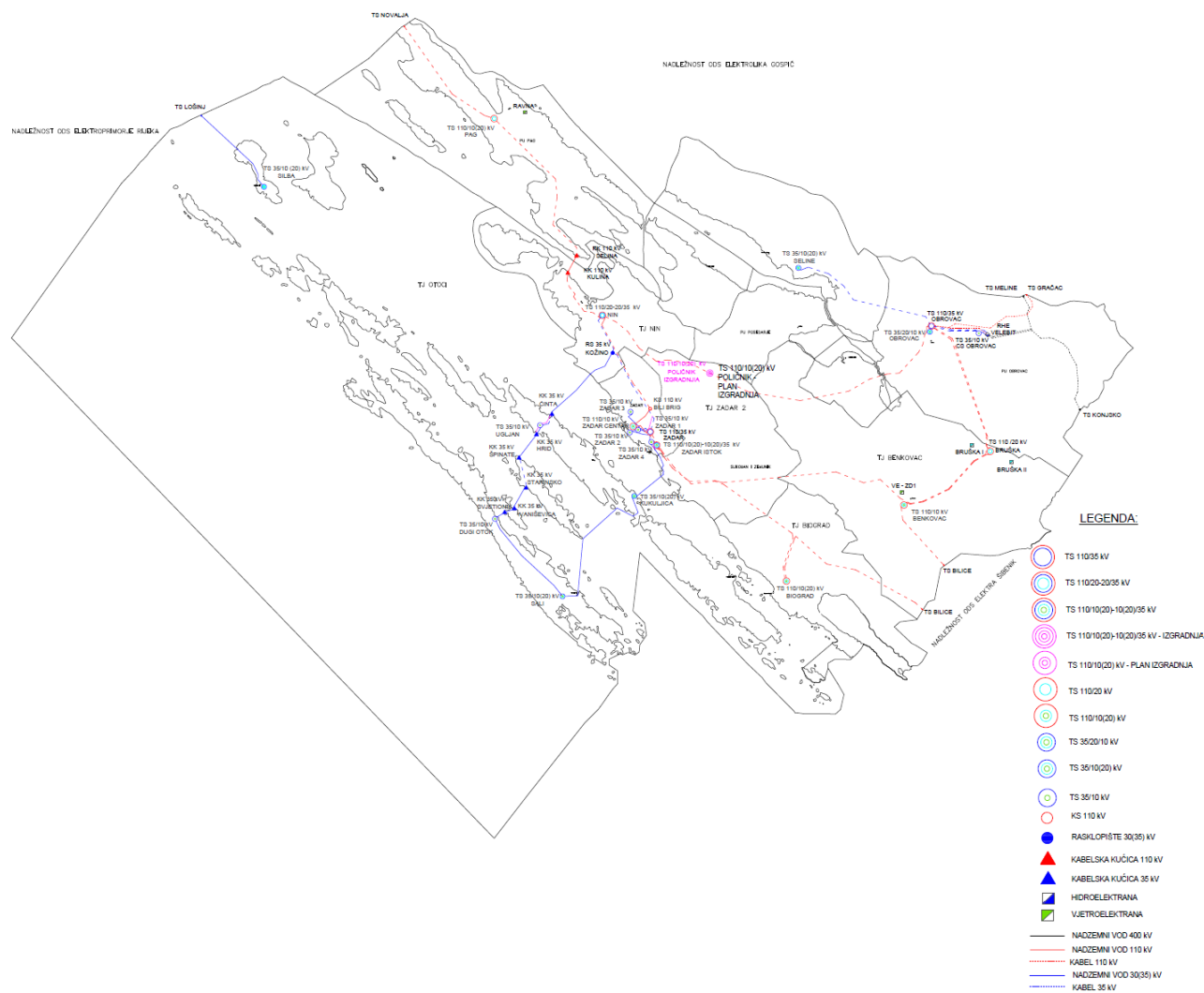
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
ZADAR 1	110/35 kV	103	44,92	43,6%	
ZADAR 1	35/10 kV	32	10,69	33,4%	
ZADAR 2	35/10 kV	16	4,20	26,3%	
ZADAR 3	35/10 kV	24	11,70	48,8%	
ZADAR 4	35/10 kV	32	13,09	40,9%	
UGLJAN	35/10 kV	8	5,04	63,0%	
DUGI OTOK	35/10 kV	8	3,12	39,0%	
KUKLJICA	35/10 kV	12	5,63	46,9%	
SALI	35/10 kV	16	1,59	10,0%	
SILBA	35/10 kV	8	2,23	27,8%	
ZADAR ISTOK	110/10 kV	80	11,85	14,8%	
	35/10 kV	16	0,68	4,2%	
OBROVAC	110/35 kV	40	20,04	50,1%	10,0
OBROVAC	35/10 kV	16	7,08	44,3%	
	20/10 kV	4	0,00	0,0%	
SELINE	35/10 kV	16	10,31	64,4%	
BENKOVAC	110/10 kV	40	13,62	34,1%	14,1
BIOGRAD	110/10 kV	40	34,56	86,4%	
NIN	110/20 kV	40	38,68	96,7%	
	35/20 kV	8	6,25	78,2%	
PAG	110/10 kV	36	9,99	27,8%	6,0
ZADAR CENTAR	110/10 kV	80	50,49	63,1%	

Desetogodišnji (2024. – 2033.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

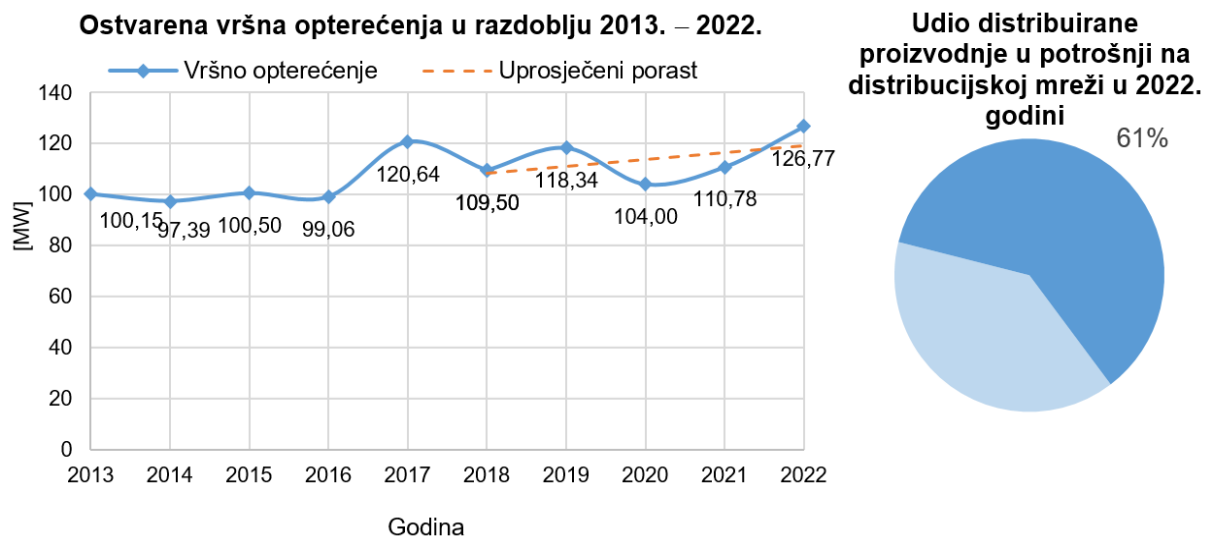


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

15. Elektra Šibenik

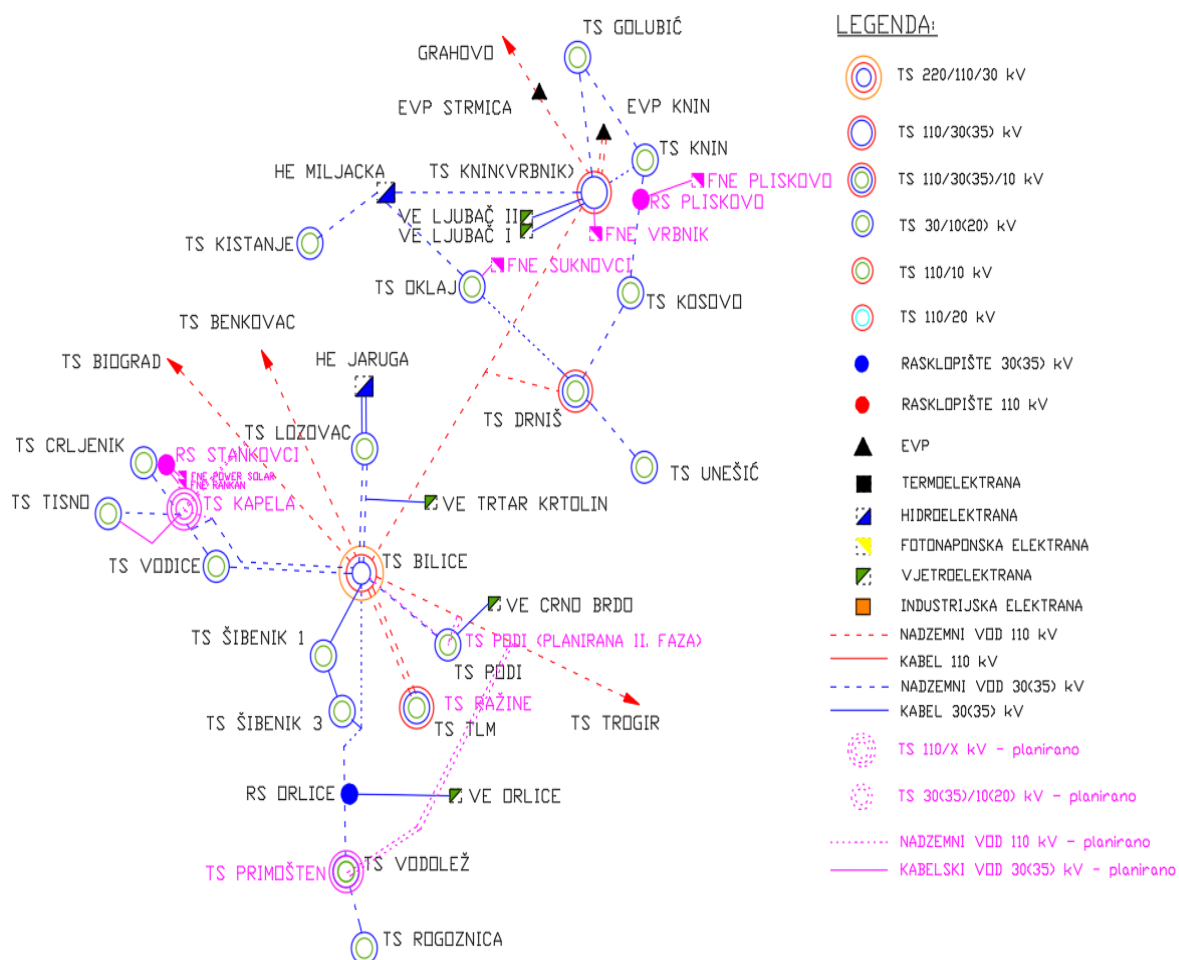


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 26,58%

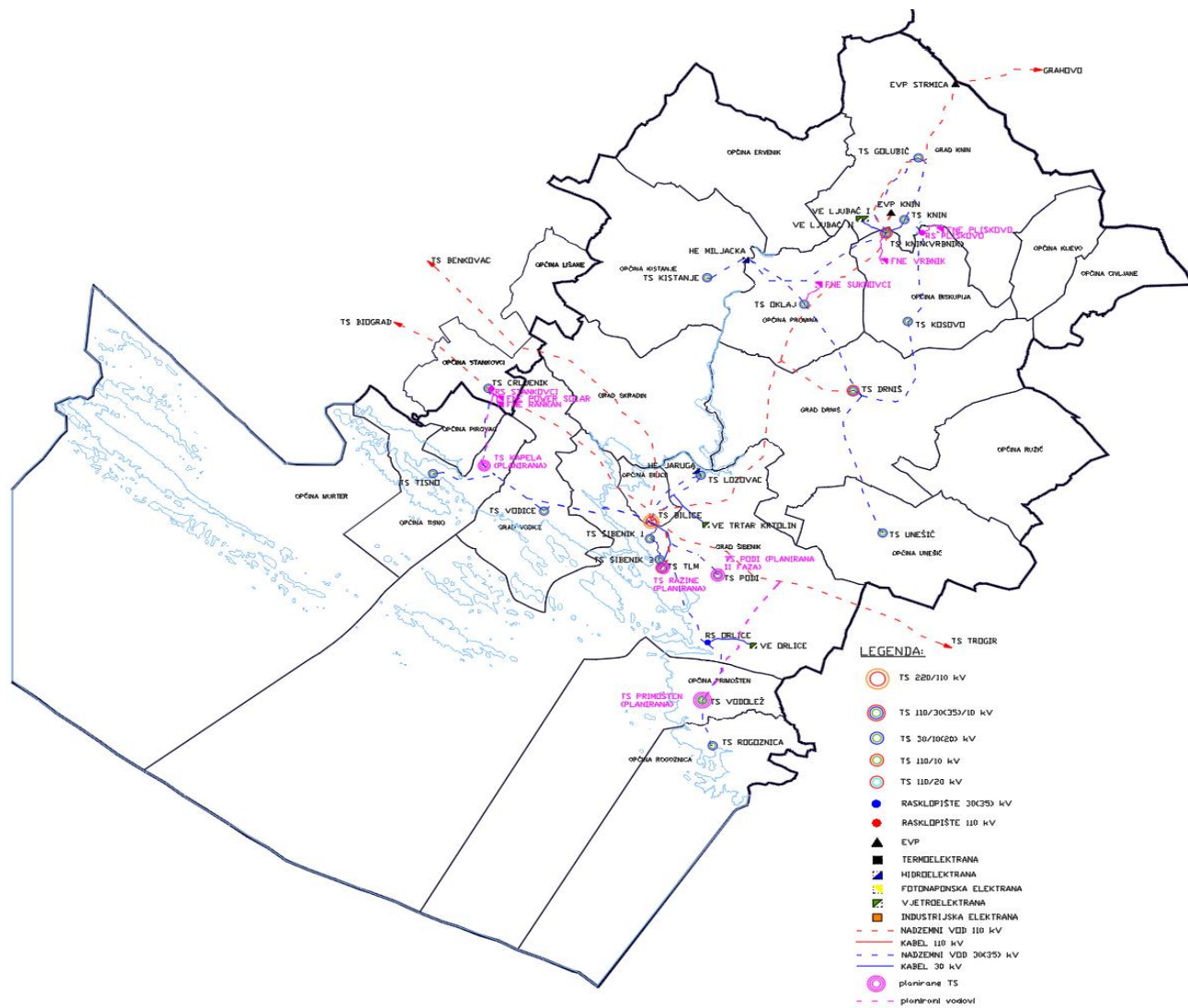
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 14,43%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
BILICE	110/30 kV	189	101,10	53,5%	13,7
TISNO	30/10 kV	24	16,90	70,4%	
STANKOVCI	30/10 kV	7	4,70	68,5%	1,0
VODICE	30/10 kV	32	23,50	73,4%	
ŠIBENIK 1	30/10 kV	24	17,00	70,8%	
ŠIBENIK 3	30/10 kV	32	20,00	62,5%	9,9
PRIMOŠTEN	30/10 kV	11	7,30	63,9%	
ROGOZNICA	30/10 kV	12	8,70	72,5%	
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	8,50	53,1%	0,8
	110/10 kV	20	7,37	36,9%	
	35/10 kV	8	2,80	35,0%	
UNEŠIĆ	35/10 kV	7	1,30	20,0%	
OKLAJ	35/10 kV	7	0,80	12,3%	
KNIN	110/35 kV	80	47,60	59,5%	53,9
KNIN	35/10 kV	32	9,60	30,0%	
KISTANJE	35/10 kV	8	2,30	28,8%	
GOLUBIĆ	35/10 kV	7	1,00	15,4%	6,5
KOSOVO	35/10 kV	5	2,00	40,0%	
HE MILJACKA	35/10 kV	3	2,00	80,0%	



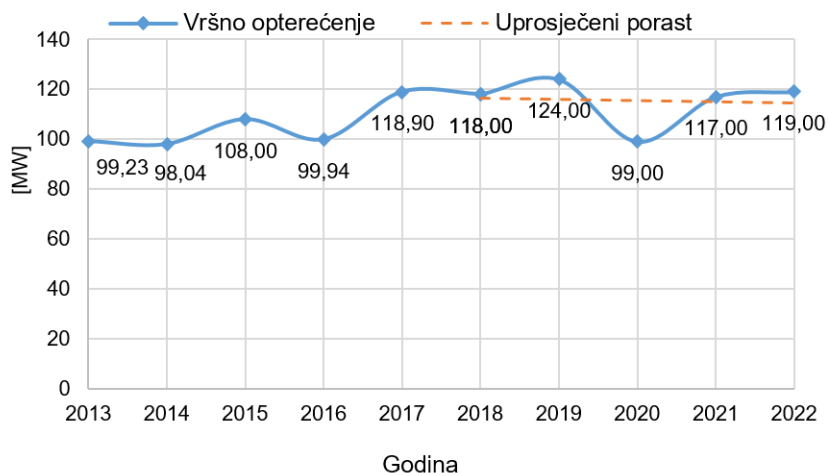
Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



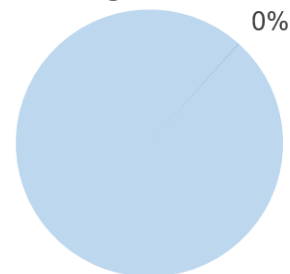
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

16. Elektrojug Dubrovnik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2013. – 2022.



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2022. godini

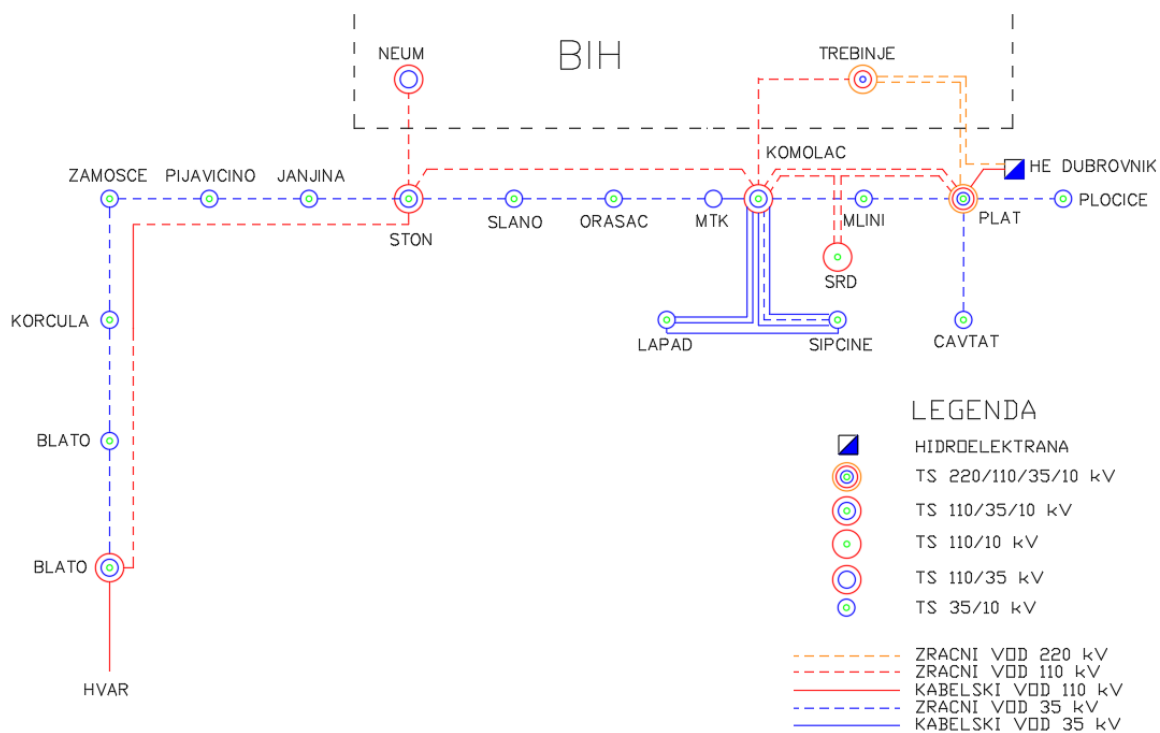


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 19,92%

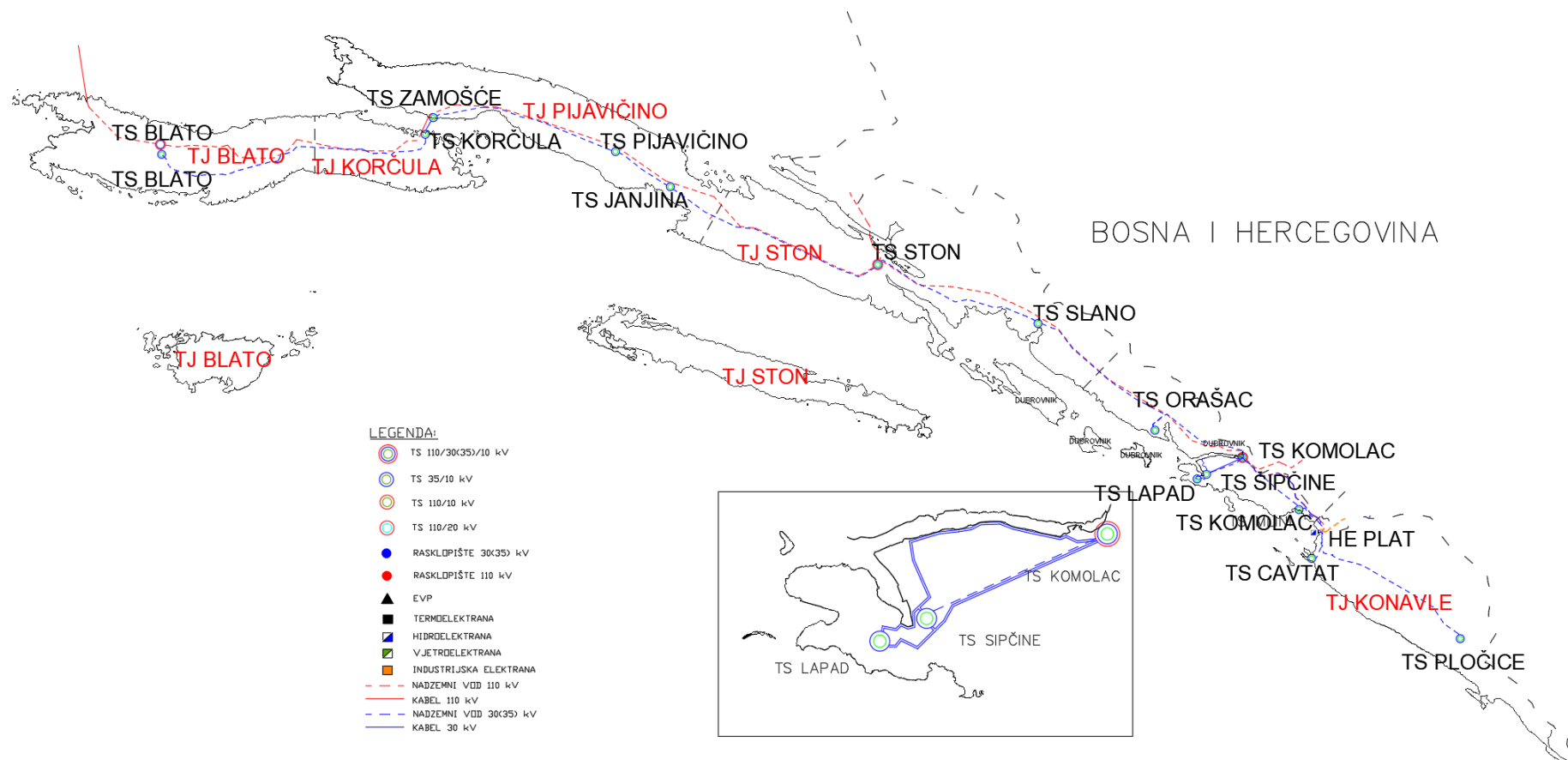
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 1,71%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
BLATO	110/35 kV	40	20,50	51,3%	
	110/10 kV	20	0,00	0,0%	
	35/10 kV	16	0,01	0,1%	
BLATO	35/10 kV	12	10,30	85,8%	
KORČULA	35/10 kV	12	9,30	77,5%	
STON	110/35 kV	40	23,00	57,5%	
	35/10 kV	8	4,10	51,3%	
ZAMOŠĆE	35/10 kV	16	7,65	47,8%	
JANJINA	35/10 kV	8	2,90	36,3%	
PIJAVIČINO	35/10 kV	7	3,90	60,0%	
KOMOLAC	110/35 kV	126	46,00	36,5%	
	35/10 kV	16	7,80	48,8%	
SLANO	35/10 kV	5	4,05	81,0%	
ORAŠAC	35/10 kV	8	7,90	98,8%	
LAPAD	35/10 kV	32	21,00	65,6%	
ŠIPČINE	35/10 kV	32	11,80	36,9%	
PLAT	110/35 kV	20	18,35	91,8%	
	110/10 kV	20	2,10	10,5%	
	35/10 kV	16	6,20	38,8%	
MLINI	35/10 kV	12	9,00	75,0%	2,1
CAVTAT	35/10 kV	16	9,30	58,1%	
PLOČICE	35/10 kV	7	3,10	47,7%	
SRĐ	110/10 kV	80	16,10	20,1%	

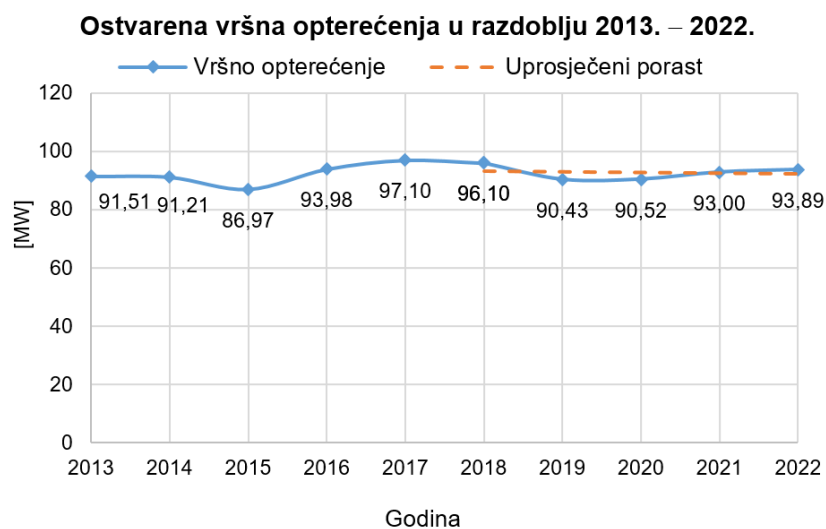


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

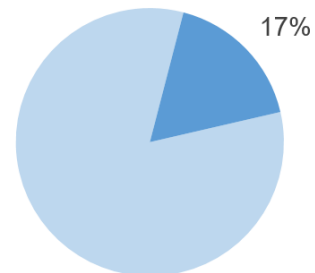


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

17. Elektra Karlovac



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2022. godini

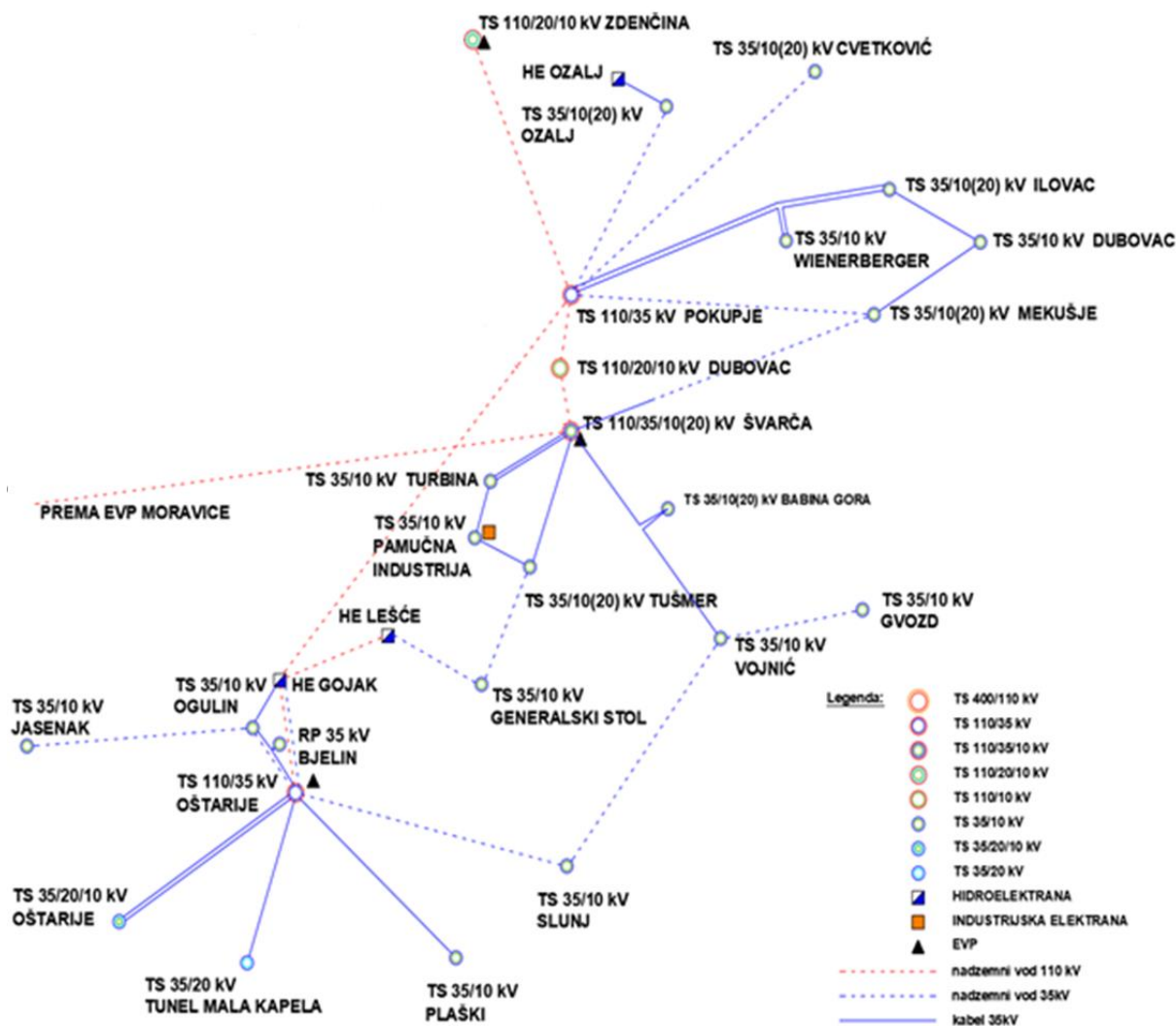


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 2,60%

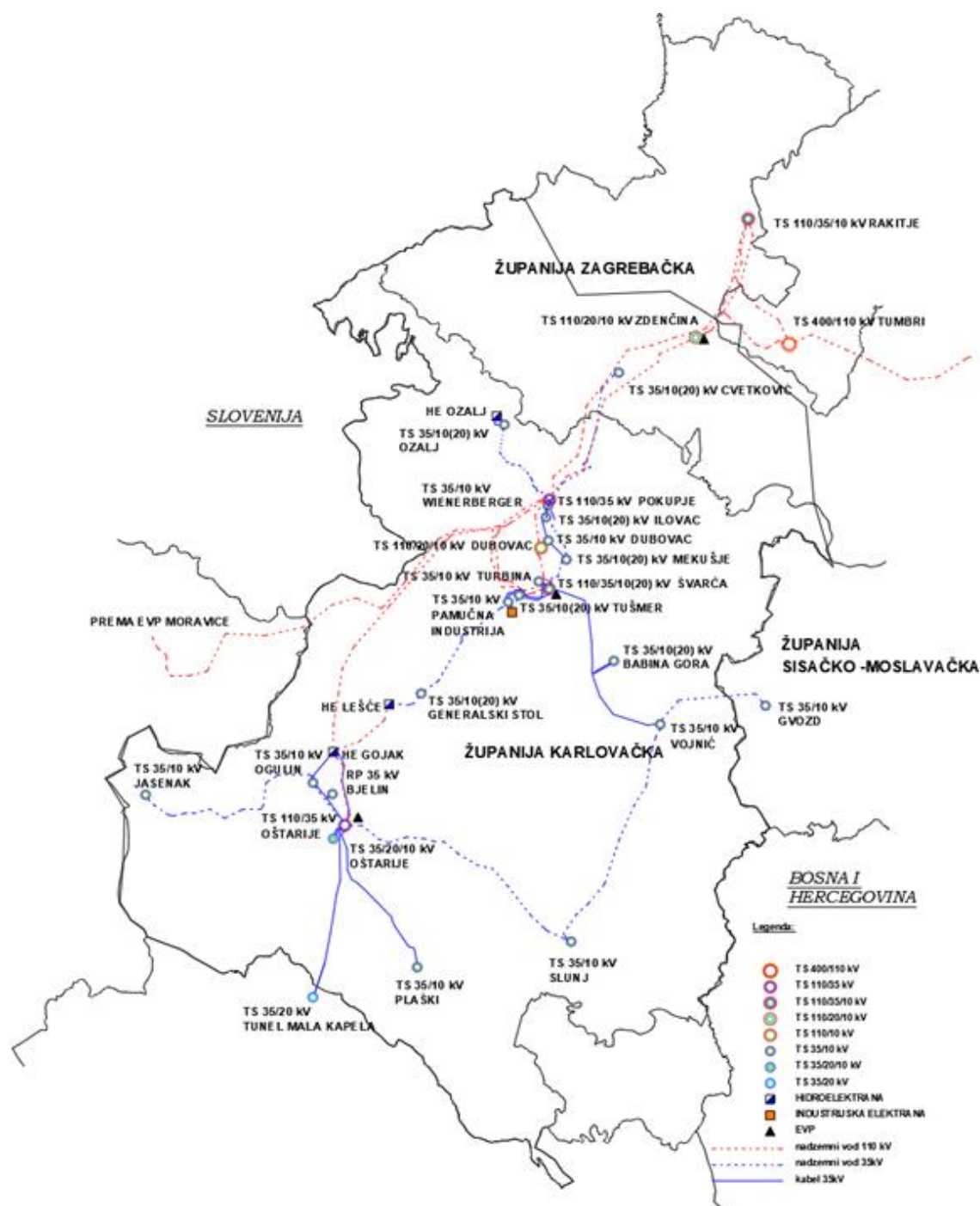
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 0,96%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
POKUPJE	110/35 kV	80	22,36	28,0%	
CVETKOVIĆ	35/20 kV	8	4,88	61,0%	
OZALJ	35/20 kV	8	4,39	54,9%	1,0
OZALJ	35/10 kV	8	4,51	56,4%	5,0
OZALJ	20/10 kV	4	0,00	0,0%	
HE OZALJ 2	35/10 kV	8	3,80	47,5%	4,6
ILOVAC	35/20 kV	16	7,11	44,4%	5,0
	35/10 kV	8	6,85	85,6%	
DUBOVAC	35/10 kV	16	0,00	0,0%	0,3
MEKUŠJE	35/10 kV	8	3,67	45,9%	0,5
	35/20 kV	8	4,61	57,6%	
ŠVARČA	110/35 kV	40	13,78	34,5%	4,0
	110/10 kV	22	5,56	25,3%	
TUŠMER	35/10 kV	8	4,64	58,0%	
GENERALSKI STOL	35/10 kV	8	1,78	22,3%	1,3
TURBINA	35/10 kV	12	1,27	11,0%	
VOJNIĆ	35/10 kV	8	2,79	34,9%	
OŠTARIJE	110/35 kV	40	18,13	45,3%	0,3
OŠTARIJE	35/10 kV	8	3,09	38,6%	4,9
	35/20 kV	8	2,26	28,3%	
OGULIN	35/10 kV	16	3,17	19,8%	
JASENAK	35/10 kV	5	0,48	9,6%	
PLAŠKI	35/10 kV	5	1,30	26,0%	
SLUNJ	35/10 kV	8	3,21	40,1%	
ZDENČINA	110/20 kV	40	20,85	52,1%	2,4
DUBOVAC	110/20 kV	40	3,65	9,1%	
	110/10 kV	40	13,62	34,1%	

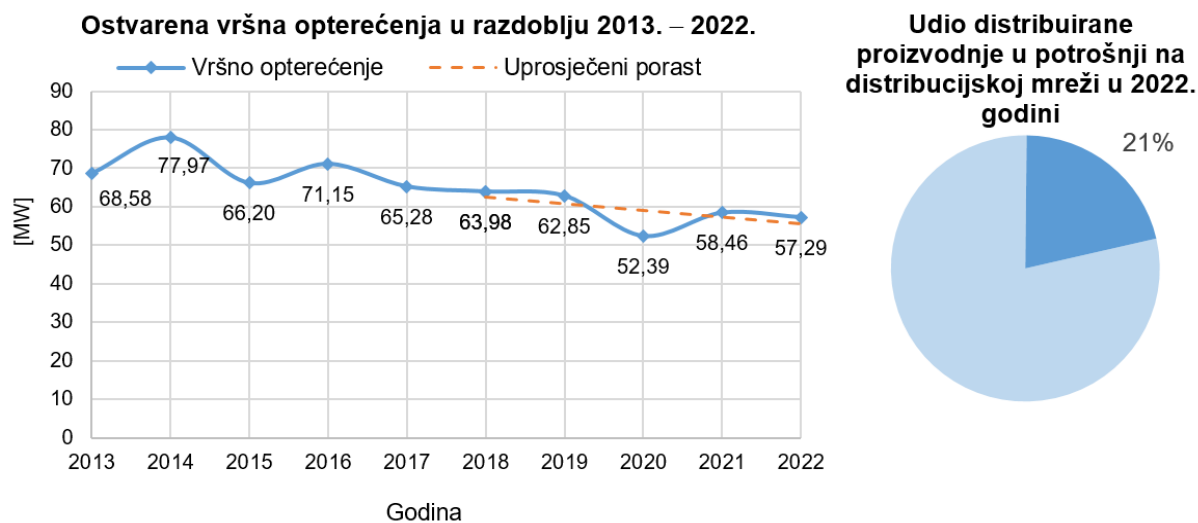


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

18. Elektra Sisak

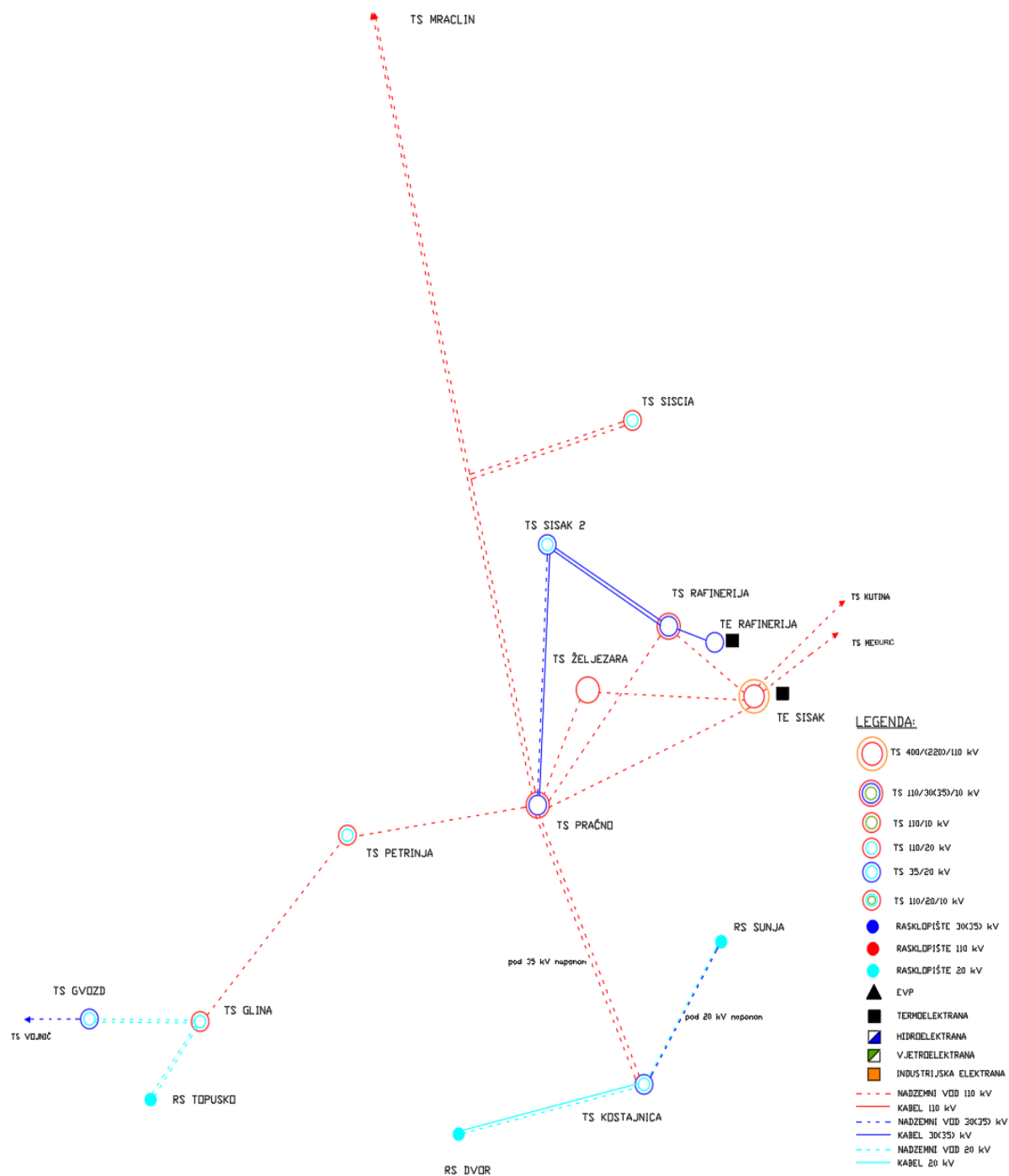


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -16,46%

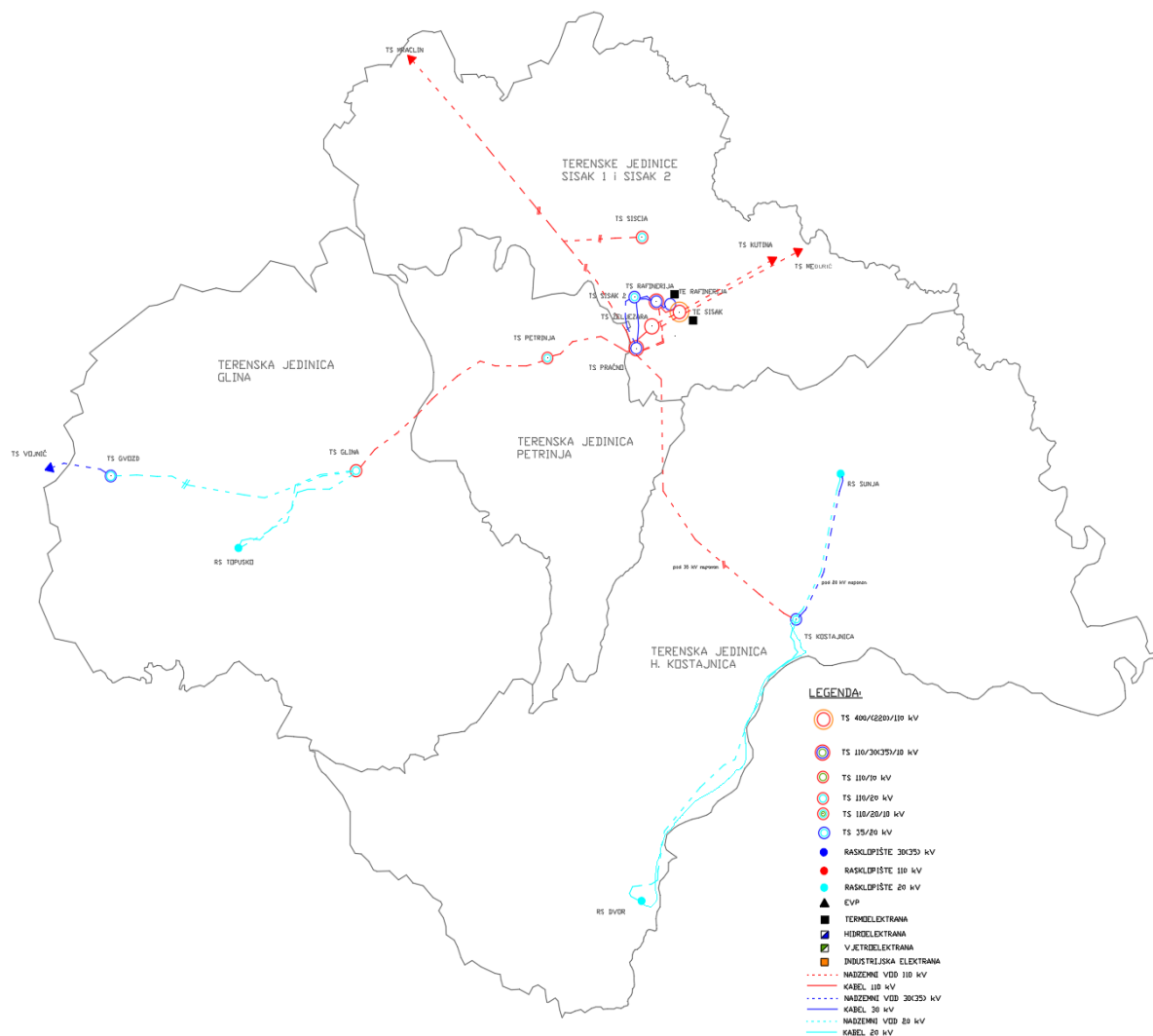
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -2,00%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
PRAČNO	110/35 kV	40	13,66	34,2%	
SISAK 2	35/20 kV	32	10,51	32,8%	3,0
KOSTAJNICA	35/20 kV	16	6,28	39,2%	
SISCIA	110/20 kV	40	21,25	53,1%	
PETRINJA	110/20 kV	40	12,16	30,4%	1,0
GLINA	110/20 kV	40	7,64	19,1%	5,6
GVOZD	35/20 kV	8	0,86	10,7%	
RAFINERIJA	110/35 kV	95	41,80	44,2%	

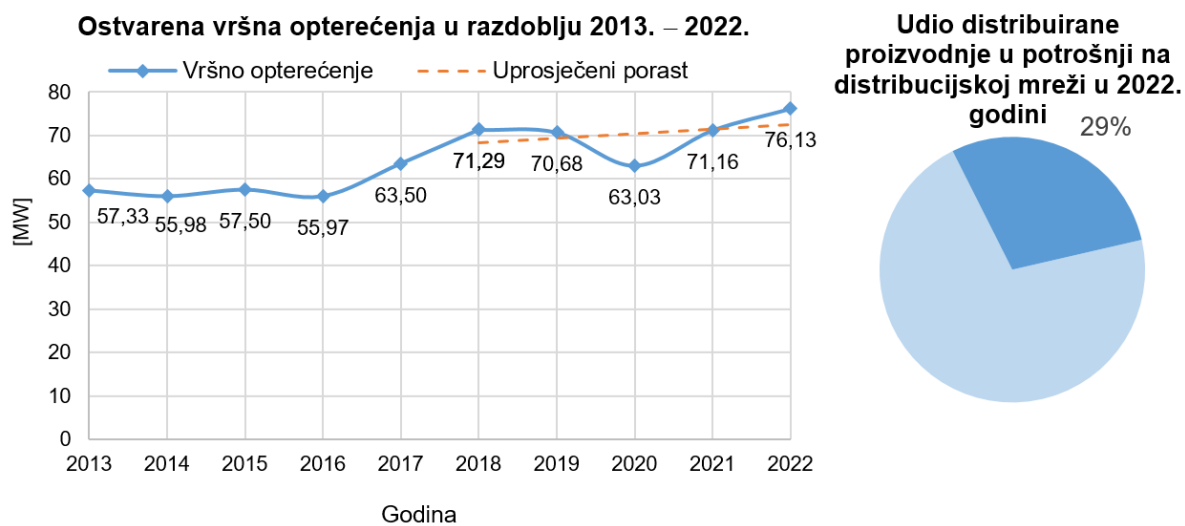


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

19. Elektrolika Gospić

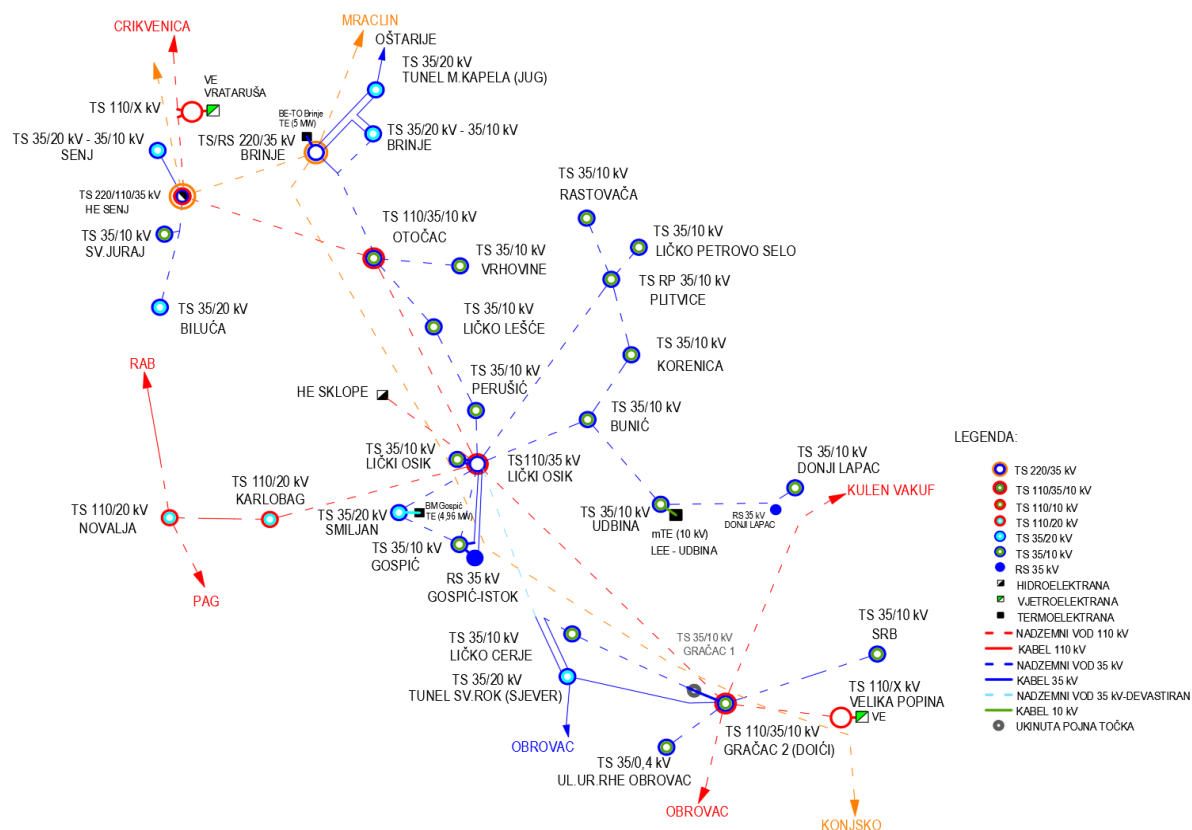


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 32,79%
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 6,98%

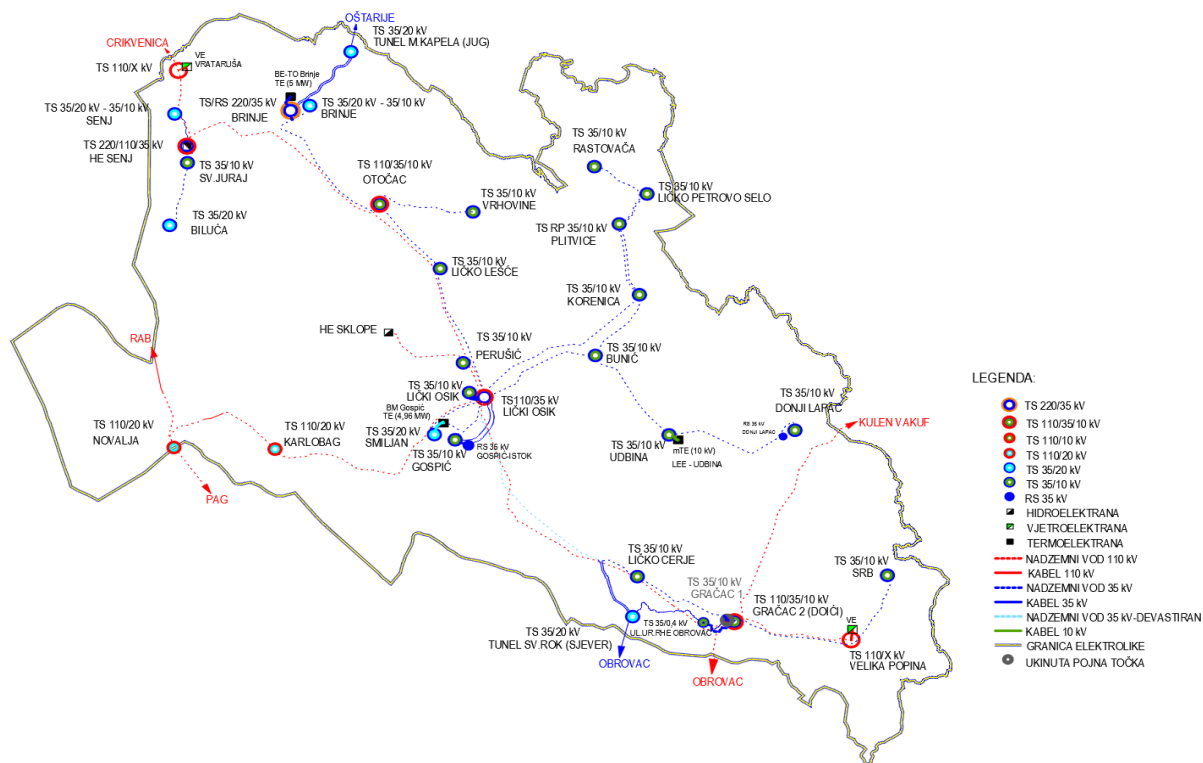
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
LIČKI OSIČ	110/35 kV	40	27,89	69,7%	1,3
GOSPIĆ	35/10 kV	16	6,09	38,1%	
LIČKI OSIČ	35/10 kV	5	1,42	28,4%	
BUNIĆ	35/10 kV	3	0,26	10,4%	
KORENICA	35/10 kV	8	3,28	41,0%	1,0
UDBINA	35/10 kV	8	1,86	23,3%	1,0
PLITVICE	35/10 kV	7	1,36	20,9%	
RASTOVAČA	35/10 kV	5	2,60	52,0%	
LIČKO PETROVO SELO	35/10 kV	5	1,67	33,4%	
DONJI LAPAC	35/10 kV	5	0,82	16,4%	
SMILJAN	35/20 kV	8	-4,96	-62,0%	4,9
OTOČAC	110/35 kV	40	7,94	19,9%	
	35/10 kV	8	4,95	61,9%	
PERUŠIĆ	35/10 kV	5	2,39	47,8%	
LIČKO LEŠĆE	35/10 kV	5	1,49	29,8%	
VRHOVINE	35/10 kV	5	0,84	16,8%	
BRINJE	220/35 kV	20	-4,09	-20,5%	5,0
BRINJE	35/10 kV	8	2,26	28,3%	
	35/20 kV	8	1,46	18,3%	
TUNEL MALA KAPELA	35/20 kV	16	2,06	12,9%	
HE SENJ	110/35 kV	20	7,23	36,2%	
SENJ	35/10 kV	4	1,94	48,5%	
	35/20 kV	4	5,47	136,8%	
SVETI JURAJ	35/10 kV	4	2,50	62,5%	
BILUČA	35/20 kV	4	2,00	48,8%	
GRAČAC 2 (DOIĆI)	110/35 kV	40	3,25	8,1%	
	35/10 kV	5	1,65	33,0%	
SRB	35/10 kV	4	0,71	17,3%	
LIČKO CERJE	35/10 kV	3	0,83	25,9%	
TUNEL SVETI ROK	35/20 kV	16	1,30	8,1%	
KARLOBAG	110/20 kV	20	2,84	14,2%	
NOVALJA	110/20 kV	40	25,67	64,2%	

Desetogodišnji (2024. – 2033.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

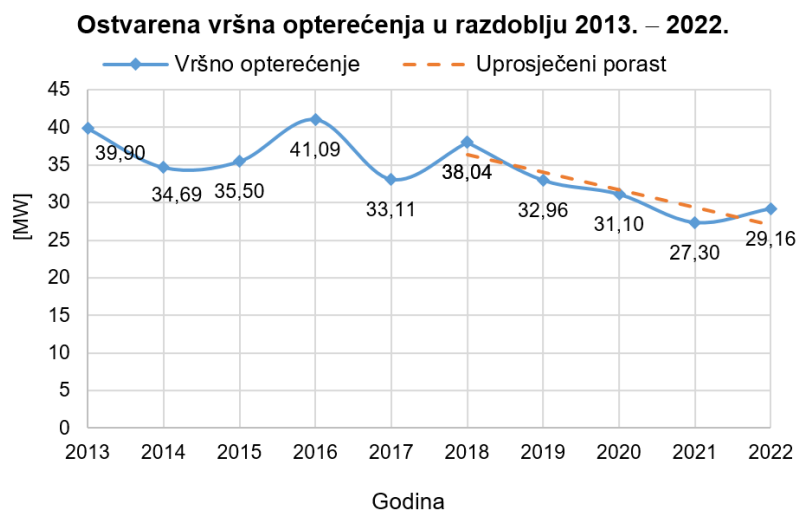


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

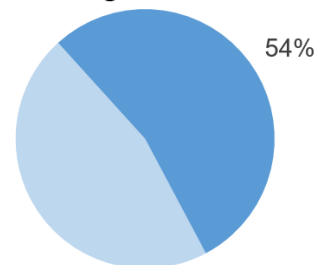


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

20. Elektra Virovitica



Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2022. godini

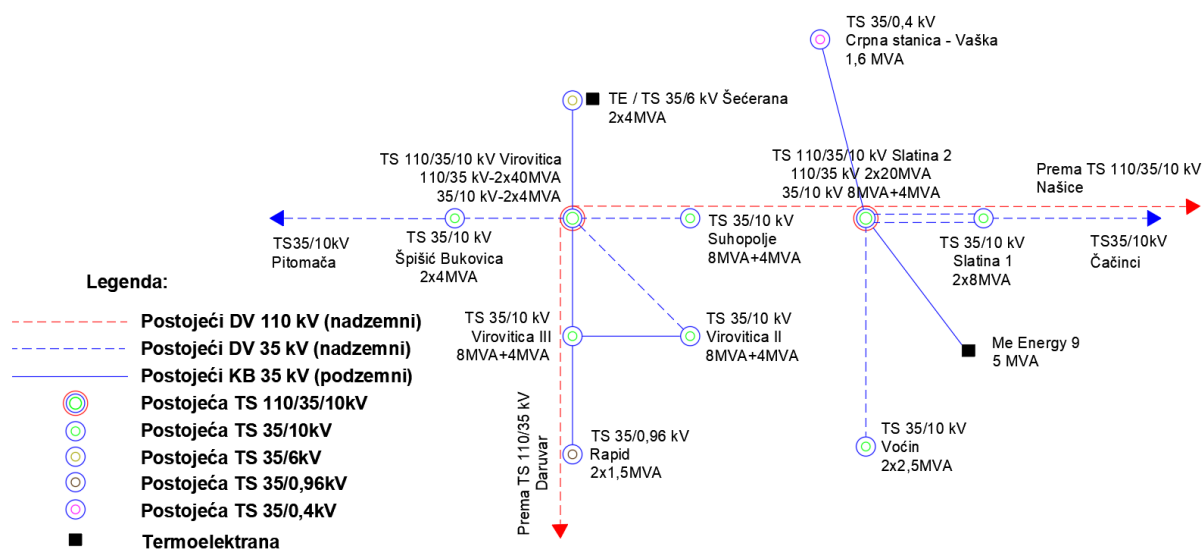


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -26,92%

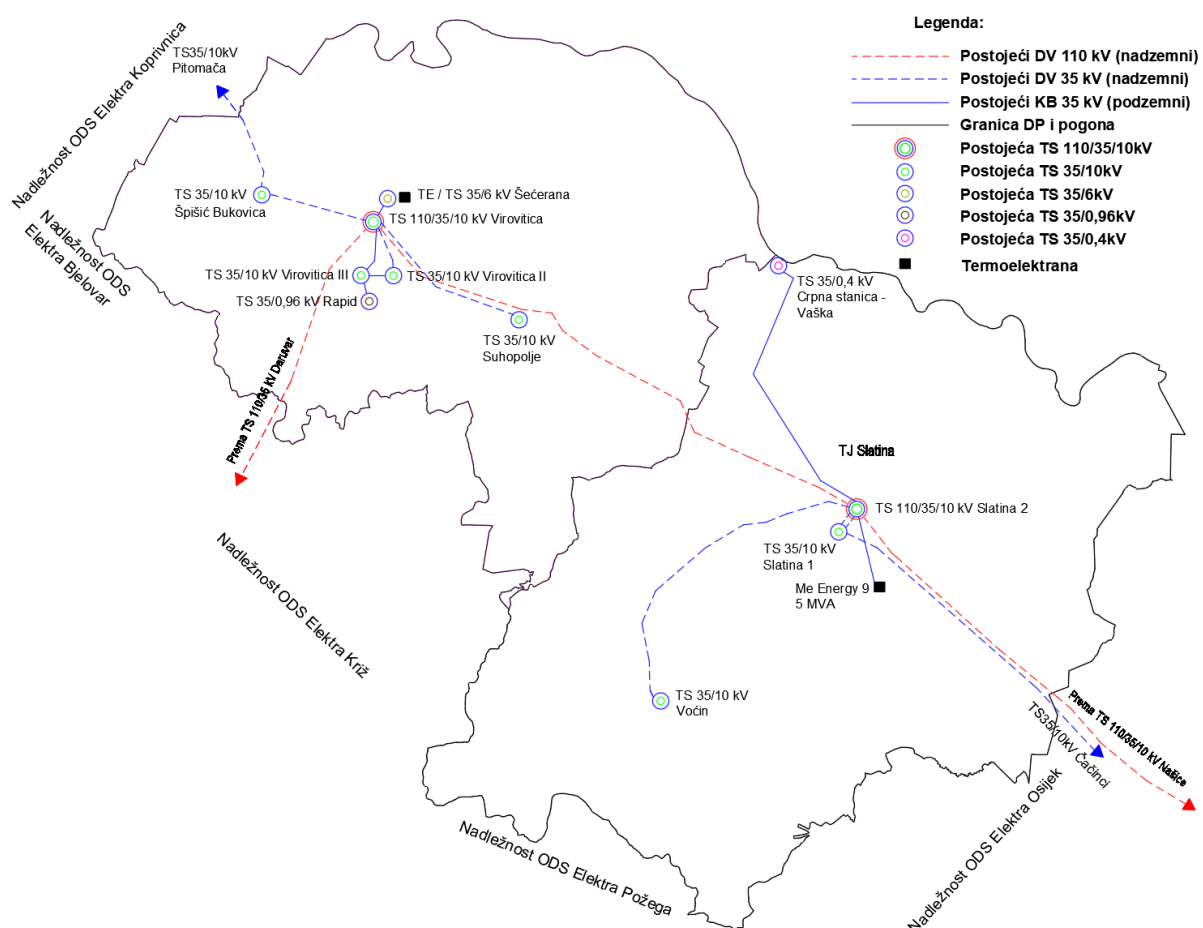
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 6,81%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
VIROVITICA I	110/35 kV	80	24,70	30,9%	7,5
	35/10 kV	12	2,00	16,7%	
VIROVITICA II	35/10 kV	12	6,32	52,7%	
VIROVITICA III	35/10 kV	12	2,45	20,4%	4,6
SUHOPOLJE	35/10 kV	12	3,49	29,1%	
ŠPIŠIĆ BUKOVICA	35/10 kV	8	2,23	27,9%	
SLATINA II	110/35 kV	60	15,83	26,4%	8,0
	35/10 kV	12	7,32	61,0%	
SLATINA I	35/10 kV	16	8,89	55,6%	
VOĆIN	35/10 kV	5	2,54	50,8%	

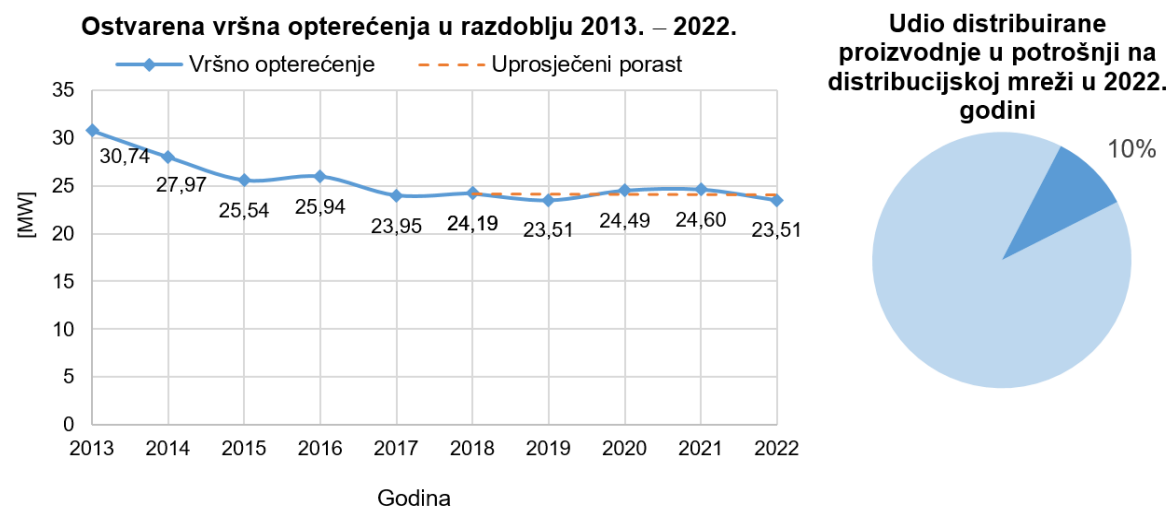


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

21. Elektra Požega

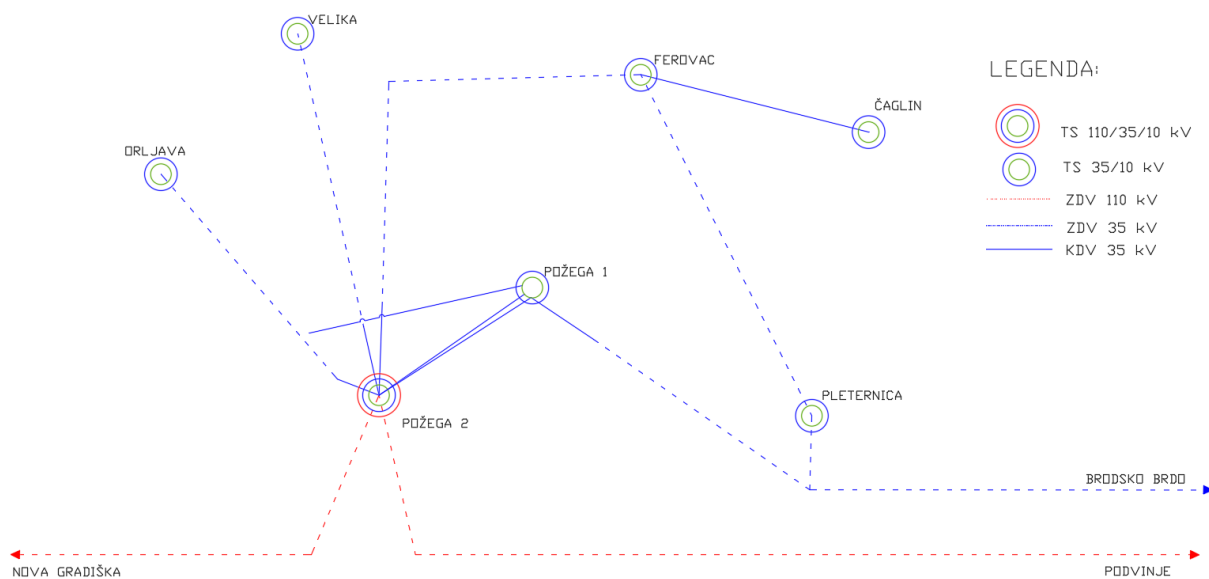


Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -23,52%

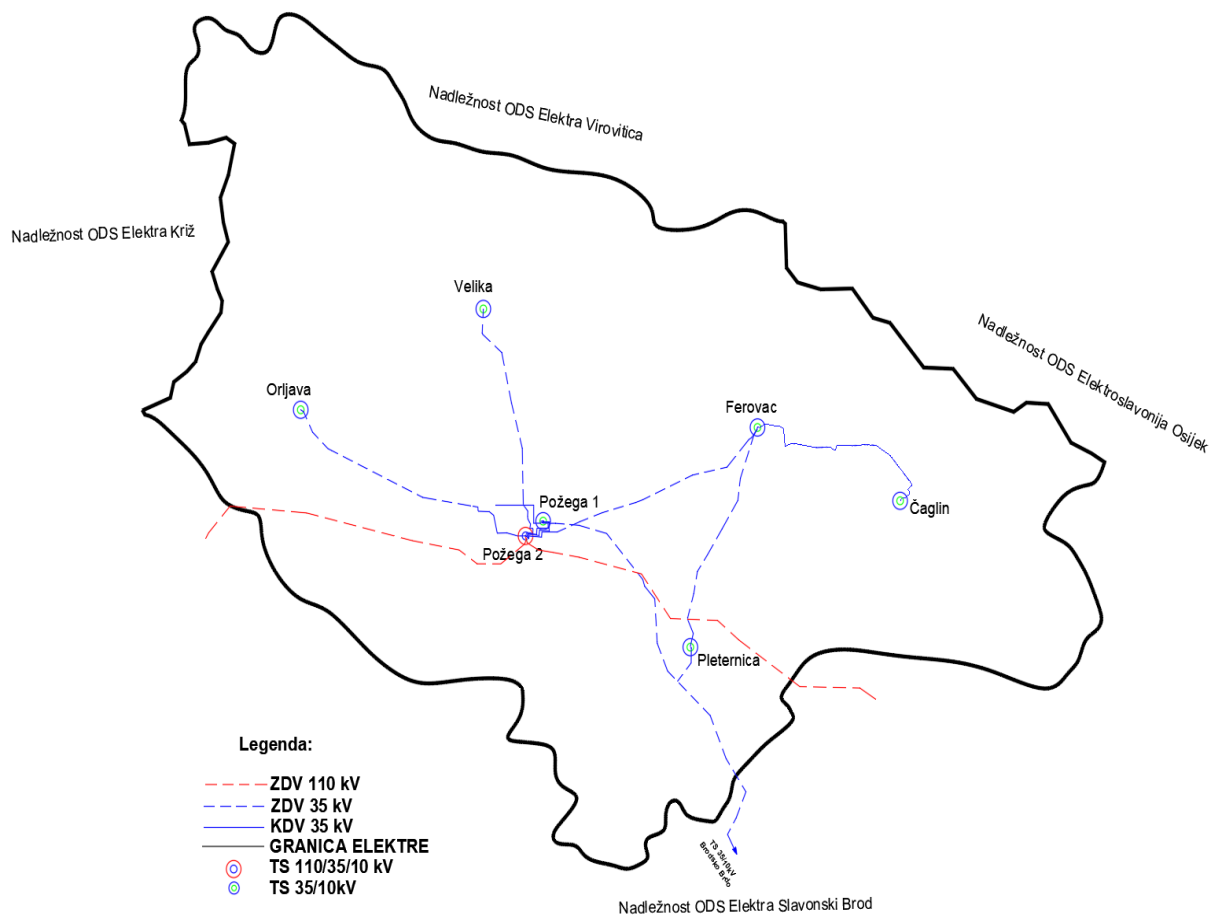
Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -4,43%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2022. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (MW)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2022. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
POŽEGA-2	110/35 kV	80	22,06	27,6%	2,9
	35/10 kV	16	8,31	51,9%	
ČAGLIN	35/10 kV	5	0,72	14,4%	
FEROVAC	35/10 kV	8	2,60	32,5%	
ORLJAVA	35/10 kV	5	1,67	33,3%	
PLETERNICA	35/10 kV	8	3,22	40,3%	
POŽEGA-1	35/10 kV	16	4,68	29,2%	
VELIKA	35/10 kV	8	2,92	36,5%	



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

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 energetskeim svojstvima zgrada i Direktive 2012/27/EU o energetskej učinkovitosti
- Direktiva (EU) 2024/1275 Europskog parlamenta i Vijeća od 24. travnja 2024. o energetskeim svojstvima zgrada (preinaka)

11.6. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2024. – 2033.

 SUI, SOUI: Tanja Marijanić Goran Vidmar Anđelko Tunjić	 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																												
 SUI, SOUI: Tanja Marijanić Miroslav Pavelić Igor Đurić Ivan Orišak Anđelko Tunjić Mladen Vuksanić Mladen Nujić Goran Vidmar Davor Jelenčić SUI, SKTA: Vanja Tomašek Dinko Hrkec Marta Malenica Čepelak SUI, OPM: Matej Cvitanović 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 VANJSKI SURADNIK: Željko Cerovečki  SUI, OPKU: Tanja Marijanić Goran Vidmar Marko Žunić	 HEP d.d., SIKT SUI, OPKU: Miroslav Pavelić 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																													