
**DESETOGODIŠNJI (2019.-2028.) PLAN
RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP ODS-a
s detaljnom razradom za početno trogodišnje
i jednogodišnje razdoblje**

Zagreb, ožujak 2019.

© 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.....	V
POPIS SLIKA.....	VIII
SAŽETAK	X
1. Uvod.....	20
2. Okruženje i svrha izrade desetogodišnjeg plana razvoja	23
2.1. Okruženje.....	24
2.1.1. Utjecaj gospodarskih gibanja	24
2.1.2. Restrukturiranje HEP ODS-a	24
2.1.3. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja.....	25
2.1.4. Implementacija energetske propisa EU u zakonodavni okvir RH	25
2.1.5. Utjecaj Napredne mreže i distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja distribucijske mreže	26
2.1.6. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje	29
2.2. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	30
3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže	31
3.1. Opći i karakteristični podaci	32
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže.....	33
3.2.1. Pojne točke 110 kV	35
3.2.2. Pojne točke 35 kV	40
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona.....	45
3.2.4. Vodovi 35 kV	45
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	49
3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV.....	53
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci.....	57
3.3. Distribuirani izvori	60
3.3.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a	60
3.3.2. Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a	62
3.3.3. Utjecaj na planiranje razvoja.....	62
4. Pogonske značajke distribucijskog sustava	64
4.1. Potrošnja i vršno opterećenje	65
4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje	65
4.1.2. Metodologija predviđanja opterećenja	67
4.1.3. Prognoza opterećenja u idućem desetogodišnjem razdoblju	70

4.2.	Gubici u distribucijskoj mreži	71
4.2.1.	Ostvareni gubici	71
4.2.2.	Struktura gubitaka	72
4.2.3.	Ciljevi smanjenja gubitaka	73
4.3.	Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži	73
4.3.1.	Pokazatelji pouzdanosti	73
4.3.2.	Utvrđivanje i analiza SN izvoda s lošim pokazateljima pouzdanosti napajanja	75
5.	Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže	77
5.1.	Kriteriji planiranja	78
5.1.1.	Dopušteno opterećenje elemenata mreže	78
5.1.2.	Dopušteno odstupanje napona	79
5.1.3.	Pouzdanost napajanja	79
5.1.4.	Utjecaj obnove distribucijske mreže na planove razvoja	80
5.2.	Strateške odrednice i koncepcija razvoja distribucijske mreže	81
5.2.1.	Mreža srednjeg napona	81
5.2.2.	Idejna rješenja pojmih transformatorskih stanica	85
5.2.3.	Mreža niskog napona	87
5.3.	Utjecaj priključenja kupaca na razvoj distribucijske mreže	87
5.3.1.	Naponska razina priključenja	87
5.3.2.	Zahtjevi za izgradnju postrojenja	88
5.4.	Pristup i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže	89
5.4.1.	Sigurnost opskrbe	89
5.4.2.	Pouzdanost napajanja	89
5.4.3.	Ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu	91
5.4.4.	Metodologija	91
5.5.	Razvojni i planski dokumenti	92
5.5.1.	Studije razvoja distribucijske mreže	92
5.5.2.	Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže	93
6.	Poslovni ciljevi i planovi razvoja distribucijske mreže	94
6.1.	Poslovni ciljevi	95
6.1.1.	Povećanje kapaciteta mreže (C1)	95
6.1.2.	Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2)	97
6.1.3.	Povećanje učinkovitosti poslovanja (C3)	99
6.2.	Proces planiranja i izrade planova razvoja	101
6.3.	Podloge za izradu planova razvoja	103
6.3.1.	Informatička podrška izradi planova	103
6.3.2.	Studije razvoja distribucijske mreže	104
6.3.3.	Unaprjeđenje procesa planiranja	105

7. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje	107
7.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV	112
7.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	115
7.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	116
7.2. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	117
7.2.1. Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	118
7.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	118
7.2.3. Izgradnja novih 35(30) kV vodova	119
7.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova.....	119
7.3. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	122
7.3.1. Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	122
7.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	123
7.3.3. Izgradnja novih 10(20) kV vodova	125
7.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova.....	126
7.3.5. Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon	127
7.4. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	129
7.4.1. Izgradnja novih 0,4 kV vodova	129
7.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	130
7.4.3. Ulaganja u sanaciju naponskih prilika.....	132
7.4.4. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	132
7.5. Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj.....	133
7.5.1. Sustavi vođenja i automatizacija	133
7.5.2. Mjerni uređaji i infrastruktura.....	136
7.5.3. Nove tehnologije i tehnološki razvoj.....	141
7.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	142
7.6.1. Osobna, teretna i radna vozila	142
7.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori	144
7.6.3. Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	146
7.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	149
7.7. Smart grid pilot projekti (sufinanciranje iz EU fondova).....	150
7.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	153
7.9. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže.....	154
7.9.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a	154
7.9.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEP ODS-a	155
7.9.3. Program i akcijski planovi energetske učinkovitosti	159
7.9.4. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci	161
8. Financijsko planiranje	164

8.1.	Planska financijska izvješća	165
8.2.	Planirani izvori financiranja	166
8.2.1.	Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/2015)	166
9.	Zaključak	168
10.	Literatura	171
11.	Prilozi	174
11.1.	Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže	176
11.2.	Pregled ulaganja u 110 kV objekte	180
11.2.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a	180
11.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio	184
11.3.	Ulaganja u 35(30) kV objekte	185
11.3.1.	Izgradnja novih TS 35/x kV	185
11.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	185
11.3.3.	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	186
11.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	187
11.4.	Pregled obilježja distribucijskih područja	188
1.	Elektra Zagreb	188
2.	Elektra Zabok	192
3.	Elektra Varaždin	194
4.	Elektra Čakovec	196
5.	Elektra Koprivnica	198
6.	Elektra Bjelovar	200
7.	Elektra Križ	202
8.	Elektroslavonija Osijek	204
9.	Elektra Vinkovci	208
10.	Elektra Slavonski Brod	211
11.	Elektroistra Pula	214
12.	Elektroprimorje Rijeka	218
13.	Elektrodalmacija Split	222
14.	Elektra Zadar	226
15.	Elektra Šibenik	229
16.	Elektrojug Dubrovnik	232
17.	Elektra Karlovac	235
18.	Elektra Sisak	238
19.	Elektrolika Gospić	241
20.	Elektra Virovitica	244
21.	Elektra Požega	246
11.5.	Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2019.-2028.	248

POPIS TABLICA

Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci	33
Tablica 3.2 Stanje transformacije i broja polja u TS VN/SN i TS SN/SN HEP ODS-a.....	34
Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova.....	46
Tablica 3.4 Pregled duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	46
Tablica 3.5 Pregled 35 kV podzemnih kabela prema vrsti izolacije	47
Tablica 3.6 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova	48
Tablica 3.7 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije.....	49
Tablica 3.8 Pregled TS SN/NN prema načinu izvedbe	50
Tablica 3.9 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV.....	50
Tablica 3.10 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru	51
Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama.....	52
Tablica 3.12 Struktura kabela 10(20) kV po vrsti izolacije	54
Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV.....	55
Tablica 3.14 Pregled podzemnih kabela 10 kV i 20 kV prema vrsti izolacije	56
Tablica 3.15 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka)	57
Tablica 3.16 Struktura niskonaponske kableske mreže prema izvedbi izolacije	57
Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže	58
Tablica 3.18 Struktura niskonaponskih priključaka	60
Tablica 3.19 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	60
Tablica 3.20 Izdane PEES, izrađeni EOTRP i priključeni izvori u razdoblju od 2009. do kraja 2017. godine.....	62
Tablica 4.1 Prosječni godišnji porasti vršnog opterećenja distribucijskih područja u posljednjem desetogodišnjem razdoblju.....	66
Tablica 4.2 Prognoza porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja u planskom razdoblju (do 2028.).....	70
Tablica 5.1 Dopuštena opterećenja vodova i transformatora u postupku planiranja distribucijske mreže	78
Tablica 5.2 Kriteriji pouzdanosti napajanja u postupku planiranja distribucijske mreže srednjeg napona (prosjek po TS 10(20)/0,4 kV)	79
Tablica 5.3 Preporučeni uvjeti za obnovu elemenata distribucijske mreže zbog starosti	81
Tablica 5.4 Uobičajene naponske razine priključenja kupaca.....	87
Tablica 5.5 Zahtjevi za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 110/SN kV.....	88
Tablica 5.6 Zahtjevi za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 10(20)/0,4 kV	88
Tablica 5.7 Uobičajene projektne vrijednosti struja kratkog spoja za različite naponske razine priključenja.....	89

Tablica 6.1 Plan izrade studija razvoja distribucijske mreže	104
Tablica 7.1 Ulaganja u HEP ODS-a u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje.....	111
Tablica 7.2 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	115
Tablica 7.3 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju	116
Tablica 7.4 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	117
Tablica 7.5 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	117
Tablica 7.6 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	118
Tablica 7.7 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV	119
Tablica 7.8 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju	119
Tablica 7.9 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	120
Tablica 7.10 Pokazatelji zdravlja prema vrsti izolacije kabela – prikaz za duljine kabela	121
Tablica 7.11 Pokazatelji zdravlja prema vrsti izolacije kabela – prikaz za broj dionica kabela	121
Tablica 7.12 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	122
Tablica 7.13 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2019.-2021., s naturalnim podacima	123
Tablica 7.14 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju.....	124
Tablica 7.15 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima	124
Tablica 7.16 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	125
Tablica 7.17 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima	125
Tablica 7.18 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	126
Tablica 7.19 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima	126
Tablica 7.20 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju.....	130
Tablica 7.21 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima	130
Tablica 7.22 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	131
Tablica 7.23 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima	131
Tablica 7.24 Podaci o ulaganjima u sanaciju naponskih prilika u razdoblju od 2009. do 2018. godine	132
Tablica 7.25 Problematika sanacije naponskih prilika za razdoblje od 2019. godine	132
Tablica 7.26 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju.....	133

Tablica 7.27 Pregled instaliranih SCADA sustava po upravljačkim centrima	134
Tablica 7.28 Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju	135
Tablica 7.29 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju	136
Tablica 7.30 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži	137
Tablica 7.31. Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju	140
Tablica 7.32 Ulaganja u zamjenu brojila u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima	141
Tablica 7.33. Plan potreba transportnih sredstava	143
Tablica 7.34. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti	143
Tablica 7.35 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju	143
Tablica 7.36. Pogonski, poslovni i skladišni prostori	144
Tablica 7.37. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine	145
Tablica 7.38 Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem u idućem desetogodišnjem razdoblju	146
Tablica 7.39 Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju	147
Tablica 7.40 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u idućem desetogodišnjem razdoblju	148
Tablica 7.41 Ulaganja u informatizaciju poslovnih procesa u narednom desetogodišnjem razdoblju	148
Tablica 7.42 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju	150
Tablica 7.43 Ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova) u idućem desetogodišnjem razdoblju	153
Tablica 7.44 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2018. godini	153

POPIS SLIKA

Slika 2.1 Faze implementacije koncepta Napredne mreže	27
Slika 3.1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a.....	32
Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže	34
Slika 3.3 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu.....	36
Slika 3.4 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača	37
Slika 3.5 Raspodjela polja SN postrojenja TS 110 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon	38
Slika 3.6 Prikaz broja polja postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja	38
Slika 3.7 Broj transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi	39
Slika 3.8 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti.....	39
Slika 3.9 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu	41
Slika 3.10 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača	42
Slika 3.11 Raspodjela polja SN postrojenja TS 35 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon	43
Slika 3.12 Prikaz broja polja SN postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja	43
Slika 3.13 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi	44
Slika 3.14 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema starosti	44
Slika 3.15 Udjeli duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	47
Slika 3.16 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi	47
Slika 3.17 Prikaz 35 kV podmorskih kabela prema starosti	48
Slika 3.18 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima i materijalu vodiča	49
Slika 3.19 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV	51
Slika 3.20 Pregled starosti transformatora SN/NN po godinama	53
Slika 3.21 Duljine kabelskih vodova 10 i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)	54
Slika 3.22 Pregled udjela nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema vrsti stupova	55
Slika 3.23 Duljine nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema presjeku i materijalu vodiča	56
Slika 3.24 Prikaz udjela podmorskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije	57
Slika 3.25 Pregled niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi i presjeku vodiča.....	59
Slika 3.26 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa.....	59
Slika 3.27 Broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima	61
Slika 3.28 Priključna snaga priključenih elektrana po distribucijskim područjima	61
Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2008.-2017.....	65
Slika 4.2 Zimsko i ljetno vršno opterećenje distribucijskih područja u 2017. godini.....	67

Slika 4.3 Primjer raspodjele opterećenja transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV Elektre Vinkovci po tipovima porasta opterećenja	69
Slika 4.4 Gubici električne energije u razdoblju 2008.-2017.	71
Slika 4.5 Prosječni broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2008.-2017.....	74
Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2008.-2017.....	75
Slika 4.7 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2008-2017.....	75
Slika 5.1 Usporedba koncepcije distribucijske mreže s mrežom 35 kV i međutransformacijom 35/10(20) kV (A) i koncepcije s izravnom transformacijom 110/10(20) kV (B)	82
Slika 5.2 Prstenasta i povezna struktura distribucijske mreže 10(20) kV	84
Slika 5.3 Osnovna shema prema načelu tipske transformatorske stanice 110/10(20) kV	86
Slika 6.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva.....	96
Slika 6.2 Proces planiranja razvoja i investicija.....	102
Slika 6.3 Informatička podrška procesu planiranja.....	103
Slika 7.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2019.-2021. i 2022.-2028. po vrstama ulaganja ...	109
Slika 7.2 Matrica rizika.....	121
Slika 7.3 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.).....	123
Slika 7.4 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.).....	124
Slika 7.5 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.).....	125
Slika 7.6 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.).....	126
Slika 7.7 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima	128
Slika 7.8 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.).....	130
Slika 7.9 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.).....	131

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, 30, 20, 10 i 0,4 kV, prostorno je podijeljena između 21 distribucijskog područja (Slika 1), koja su potom organizirana u 129 terenskih jedinica.



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

Tablica 1 u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u (stanje na dan 31.12.2017. godine).

Tablica 1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	7.454
Ukupna duljina distribucijske mreže	140.436 km
Ukupan broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	26.259
Ukupna instalirana snaga transformacije	22.189 MVA
Ukupan broj mjernih mjesta	2.444.587
Ukupan broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	1682
Ukupna instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	284,5 MW
Ukupna potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2017. godini	16.695 GWh
Gubici u 2017. godini	8,04%

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 70-ih godina prošlog stoljeća utvrđen je, zbog ušteda u prostoru i količini potrebne opreme, optimalnim sustav s dvije naponske razine, jedna srednjonaponska 20 kV i druga niskonaponska 0,4 kV.

Ukupno 26.259 trafostanica u nadležnosti HEP ODS-a prema naponima više naponske razine raspodijeljeno je na:

– 110 kV i više	139 TS
– 35 kV i 30 kV	305 TS
– 20 kV	6.139 TS
– 10 kV	19.676 TS

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

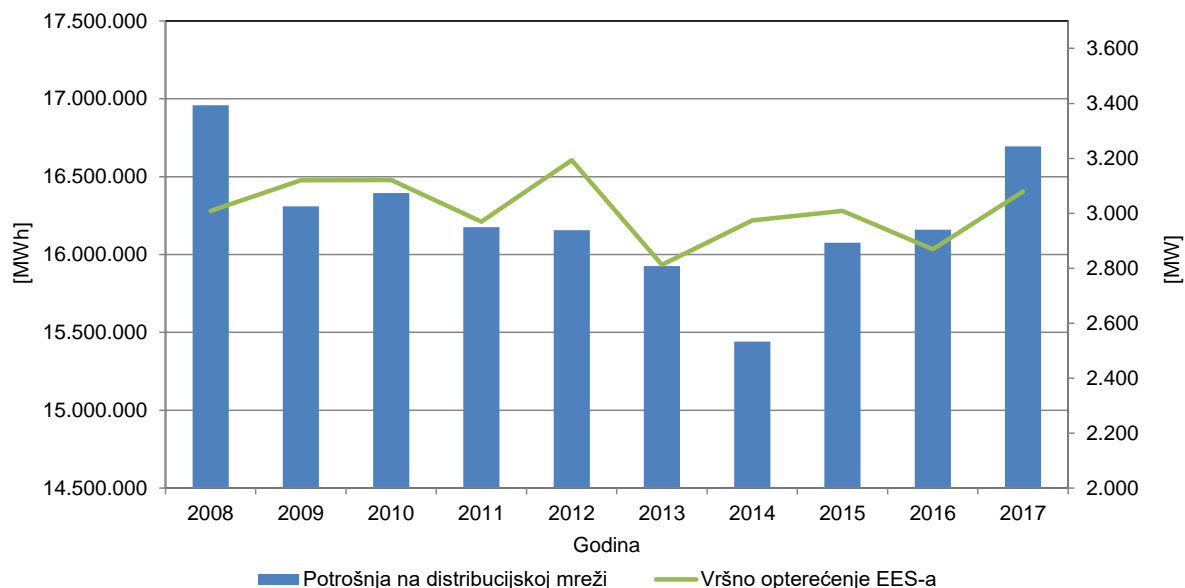
– 35 kV i 30 kV	4.515 km
– 20 kV	8.898 km
– 10 kV	28.232 km
– 0,4 kV (bez NN priključaka)	62.201 km

Pogonske značajke distribucijskog sustava – potrošnja i vršno opterećenje

Slika 2 prikazuje promjene vršnog opterećenja elektroenergetskog sustava (EES-a) i godišnje potrošnje električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2008.-2017.). Usporavanje gospodarskih aktivnosti i teško ekonomsko i gospodarsko stanje u državi doveli su do značajnog pada potrošnje nakon 2008. godine.

Potrošnja na razini distribucijskog sustava dosegla je minimum u 2014. godini, nakon čega ipak dolazi do ublažavanja posljedica gospodarske krize i stabilnog porasta godišnje potrošnje u posljednjem trogodišnjem razdoblju.

Potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži u 2017. godini te vršno opterećenje hrvatskog EES-a na razini su ostvarenja godina prije nastupa gospodarske krize.



Slika 3 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2008.-2017.

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

Radi planiranja razvoja distribucijske mreže u ovom planskom razdoblju (do 2028. godine) izrađene su prognoze porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja HEP ODS-a, na osnovu rezultata studija dugoročnog razvoja distribucijske mreže izrađenih za većinu distribucijskih područja i procjene temeljene na ostvarenom porastu opterećenja u prethodnom razdoblju te informacijama o porastu opterećenja velikih kupaca, za distribucijska područja koja nemaju aktualne studije dugoročnog razvoja mreže.

Tablica 2 prikazuje rezultate prognoza porasta vršnog opterećenja po distribucijskim područjima. Prilikom kategorizacije distribucijskih područja s obzirom na prognozu porasta opterećenja, visokim porastom smatra se prosječni godišnji porast iznad 2%, a niskim ispod okvirno 1%.

Tablica 2 Prognoza porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja u planskom razdoblju (do 2028.)

Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja u planskom razdoblju	Distribucijsko područje	
Visoki porast	Elektra Zadar	
	Elektra Šibenik	
	Elektrojug Dubrovnik	
	Elektrolika Gospić	
Umjereni porast	Elektra Čakovec	
	Elektroistra Pula	
Niski porast	Elektra Zagreb	
	Elektra Zabok	
	Elektra Varaždin	
	Elektra Koprivnica	
	Elektra Bjelovar	
	Elektroprimorje Rijeka	
	Elektrodalmacija Split	
	Elektra Karlovac	
	Stagnacija	Elektra Križ
		Elektroslavonija Osijek
Elektra Vinkovci		
Elektra Slavonski Brod		
Elektra Sisak		
Elektra Virovitica		
Elektra Požega		

Kriteriji i metodologija planiranja

Tijekom 2018. godine rađeno je na ažuriranju i prilagodbi kriterija i metodologije za uvrštenje u Mrežna pravila distribucijskog sustava (NN 74/2018). Radi dugotrajnog procesa izrade desetogodišnjeg plana, glavnina ulaganja planiranih u okviru ovog Desetogodišnjeg plana temeljena je na ranijoj inačici Kriterija koja se koristila za dugoročno planiranje razvoja u studijama razvoja mreže i planskim dokumentima HEP ODS-a od 2013. godine

Kriteriji planiranja razvoja distribucijske mreže određeni su kroz:

- dopušteno opterećenje elemenata mreže
- dopušteno odstupanje napona
- pouzdanost napajanja
- utjecaj obnove distribucijske mreže.

Suvremene metode planiranja razvoja elektroenergetskih mreža uključuju nekoliko međusobno povezanih analiza. Osnovni zahtjev, koji uvijek mora biti zadovoljen, je sigurnost opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonskom stanju pri čemu niti jedan element mreže ne smije biti preopterećen, a svaki korisnik mreže mora imati osiguran napon unutar propisanih granica.

Konačni optimalni plan razvoja distribucijske mreže traži se na temelju sljedeća četiri parcijalna plana razvoja:

1. sigurnost opskrbe: nužna minimalna ulaganja radi opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonu
2. raspoloživosti distribucijske mreže prema (N-1) kriteriju, uz uvažen kriterij sigurnosti opskrbe
3. pouzdanost napajanja korisnika mreže u skladu s definiranim standardima pokazatelja SAIDI i SAIFI, uz uvažen kriterij sigurnosti opskrbe ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu, uz uvažen kriterij sigurnosti opskrbe.

Veći dio postojeće srednjonaponske mreže temelji se na dva stupnja transformacije (110/35(30) kV i 35(30)/10 kV) te dvije mreže srednjeg napona (35(30) kV i 10 kV). Dugoročno promatrano, cilj je postojeći sustav transformirati u sustav s jednom razinom srednjeg napona (20 kV) i jednom izravnom transformacijom (110/20 kV). Stoga se razvoj mreže srednjeg napona temelji na dvije osnovne strateške smjernice, koje suštinski jesu, ali ne nužno i neposredno povezane:

- postupna zamjena naponske razine 10 kV sa 20 kV
- postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV te ukidanje naponske razine 35(30) kV.

Pouzdanost napajanja u srednjonaponskoj mreži planira se osiguravati izgradnjom povezanih SN vodova umjesto ulaganjem u izgradnju ili pojačanje transformacije. Prilikom tehničkog i ekonomskog vrednovanja pouzdanosti napajanja korisnika mreže u obzir treba uzeti i primjenu suvremenih rješenja učinkovitog upravljanja mrežom.

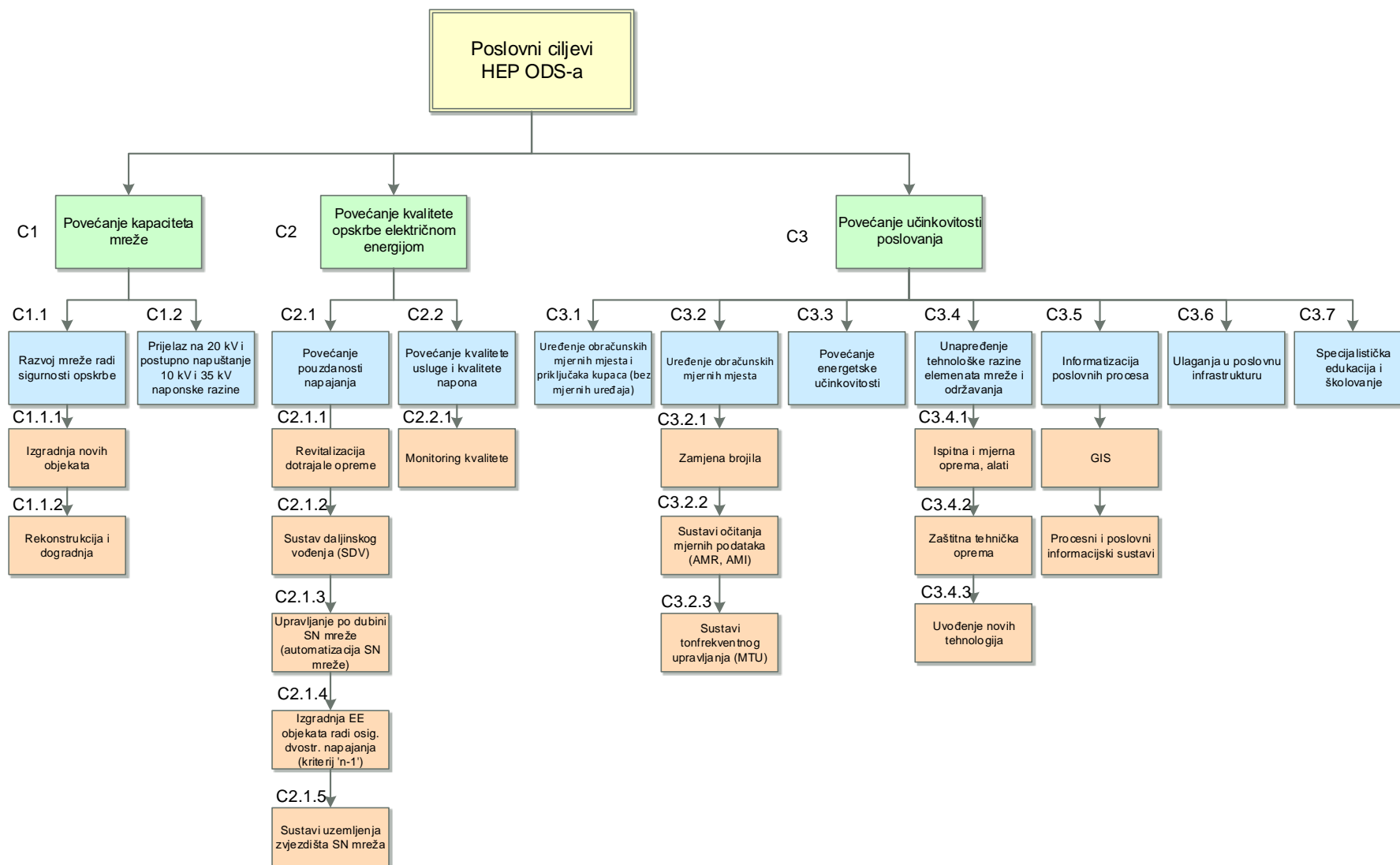
Poslovni ciljevi HEP ODS-a

Slika u nastavku prikazuje strukturu poslovnih ciljeva HEP ODS-a. Prilikom planiranja ulaganja važno je osigurati da svako ulaganje sudjeluje u ostvarenju usvojenih poslovnih ciljeva. Ovim pristupom, zajedno s primjenom 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.

Važno je napomenuti da se gotovo svakim ulaganjem u elektroenergetske objekte ostvaruje više od jednog poslovnog cilja pa je tako nemoguće jednoznačno pridijeliti ulaganja ostvarenju pojedinog poslovnog cilja.

Po potpunoj prilagodbi poslovanja novoj organizacijskoj shemi HEP ODS-a zasigurno će doći do značajnije prilagodbe strukture poslovnih ciljeva. Može se očekivati jačanje značaja upravljanja imovinom, povećanja učinkovitosti poslovanja kroz operativno upravljanje procesima te intenzivniji razvoj postojećih i novih usluga povezan uz napredna mjerenja i praćenje kvalitete opskrbe električnom energijom. Također, u narednom razdoblju postoji mogućnost obveze operatora distribucijskog sustava u poticanju energetske učinkovitosti u krajnjoj potrošnji.



Slika 4 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

Planirana ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2019.-2028. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

Polazeći od trenutnog stanja distribucijske mreže, a u skladu s kriterijima i metodologijom planiranja razvoja te aktualnim poslovnim ciljevima HEP ODS-a, izrađen je desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju 2019.-2028. godine prikazana su Tablicom 3 u nastavku.

U razdoblju 2019.-2028. planirana su ulaganja u razini 6.696.197.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

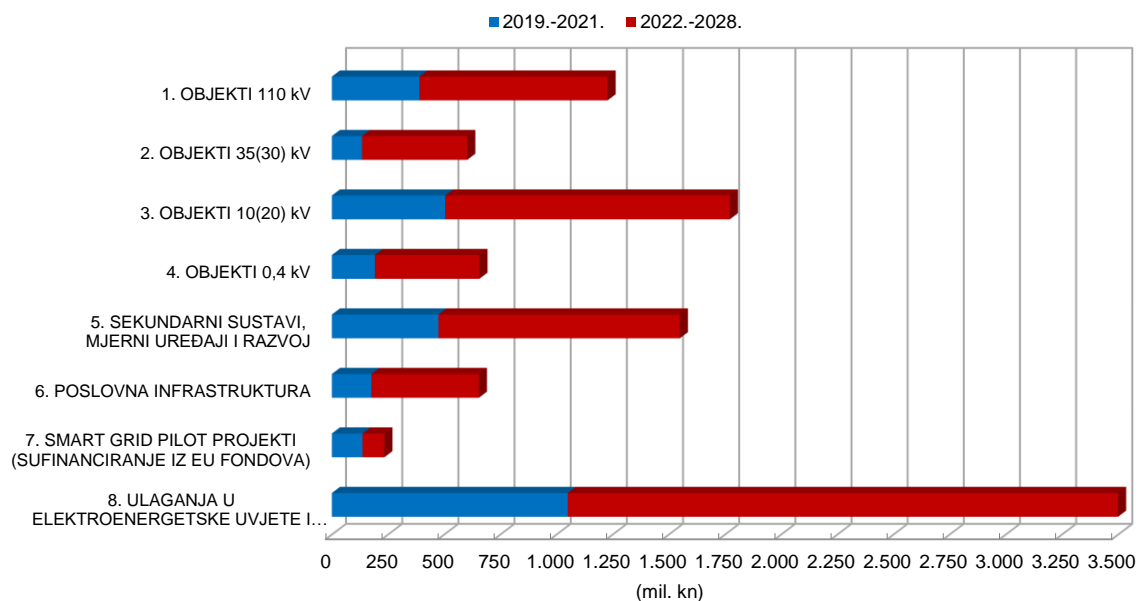
- 2019.-2021. godina 2.006.660.000 kn, prosječno 668,9 mil. kn godišnje
- 2022.-2028. godina 4.689.537.000 kn, prosječno 669,9 mil. kn godišnje.

Planirana desetogodišnja ulaganja strukturirana su na sljedeći način:

- ulaganja u energetske objekte 63,6%
 - 110 kV i 35 kV objekti 27,3%
 - 10 kV i 20 kV objekti 26,5%
 - niskonaponski objekti 9,8%
- ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj 21,3%
- ulaganja u poslovnu infrastrukturu 9,8%
- ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova) 3,5%.

Povrh navedenih ulaganja, u idućem desetogodišnjem razdoblju planiraju se i ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje. Ta ulaganja ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama. Stoga je izuzetno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. Obzirom na trenutno stanje i trendove, za cijelo iduće desetogodišnje razdoblje predviđena su u razini 350 mil. kn godišnje.

Posebnost ovog Desetogodišnjeg (2019.-2028.) plana su planirana ulaganja u daljnji razvoj koncepta napredne mreže kroz Smart grid pilot projekte sufinancirane iz sredstava EU fondova. Ugovor o sufinanciranju potpisan je u srpnju 2018. godine, a provedba projekta planira se od 2018. do 2023. godine. U vrijeme završetka ovog Plana u HEP ODS-u i HEP Grupi je u tijeku je pokretanje projektnih aktivnosti.



Slika 5 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2019.-2021. i 2022.-2028. po vrstama ulaganja

Kao što prikazuje Slika 5, u idućem desetogodišnjem razdoblju, pogotovo uzevši u obzir ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje te Smart grid pilot projekte, 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 prijelazom SN mreže na 20 kV
- spremnost mreže za prihvat distribuirane proizvodnje
- smanjenje gubitaka
- smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN.

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

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	Ulaganje 2022. - 2028.	Ulaganja u 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		118.762.000	143.267.000	127.501.000	389.530.000	837.951.000	1.227.481.000
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	48.000.000	74.660.000	62.530.000	185.190.000	321.000.000	506.190.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	70.762.000	68.607.000	64.971.000	204.340.000	516.951.000	721.291.000
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		42.054.000	50.076.000	41.920.000	134.050.000	468.560.000	602.610.000
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	0	0	1.000.000	1.000.000	22.000.000	23.000.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	25.567.000	24.063.000	14.999.000	64.629.000	230.089.000	294.718.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	1.841.000	7.151.000	6.997.000	15.989.000	51.120.000	67.109.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	14.646.000	18.862.000	18.924.000	52.432.000	165.351.000	217.783.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		152.854.000	176.721.000	174.875.000	504.450.000	1.267.316.000	1.771.766.000
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	16.101.000	17.638.000	17.749.000	51.488.000	141.761.000	193.249.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	41.597.000	46.091.000	53.433.000	141.121.000	363.404.000	504.525.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	50.144.000	48.531.000	47.878.000	146.553.000	385.962.000	532.515.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	45.012.000	64.461.000	55.815.000	165.288.000	376.189.000	541.477.000
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		66.180.000	62.186.000	63.196.000	191.562.000	465.333.000	656.895.000
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	9.816.000	11.804.000	14.165.000	35.785.000	108.018.000	143.803.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	33.602.000	28.316.000	27.234.000	89.152.000	194.875.000	284.027.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	22.762.000	22.066.000	21.797.000	66.625.000	162.440.000	229.065.000
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		130.600.000	167.600.000	176.500.000	474.700.000	1.074.500.000	1.549.200.000
	Sustavi vođenja i automatizacija	18.600.000	19.500.000	19.500.000	57.600.000	107.000.000	164.600.000
	Mjermi uređaji i infrastruktura	110.000.000	146.100.000	155.000.000	411.100.000	953.500.000	1.364.600.000
	Nove tehnologije i razvoj	2.000.000	2.000.000	2.000.000	6.000.000	14.000.000	20.000.000
6. ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU		46.250.000	57.250.000	72.250.000	175.750.000	478.750.000	654.500.000
	Osobna, teretna i radna vozila	10.000.000	15.000.000	20.000.000	45.000.000	210.000.000	255.000.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	23.000.000	28.000.000	33.000.000	84.000.000	154.000.000	238.000.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	10.250.000	11.250.000	11.250.000	32.750.000	78.750.000	111.500.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	3.000.000	3.000.000	8.000.000	14.000.000	36.000.000	50.000.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		556.700.000	657.100.000	656.242.000	1.870.042.000	4.592.410.000	6.462.452.000
7. SMART GRID PILOT PROJEKTI (SUFINANCIRANJE IZ EU FONDOVA)		20.000.000	68.618.000	48.000.000	136.618.000	97.127.000	233.745.000
	Napredna mjerna infrastruktura	0	22.500.000	22.500.000	45.000.000	45.918.000	90.918.000
	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	20.000.000	20.618.000	0	40.618.000	0	40.618.000
	Automatizacija distribucijske mreže	0	25.500.000	25.500.000	51.000.000	51.209.000	102.209.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		576.700.000	725.718.000	704.242.000	2.006.660.000	4.689.537.000	6.696.197.000
8. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE		350.000.000	350.000.000	350.000.000	1.050.000.000	2.450.000.000	3.500.000.000
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	1.750.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	20.692.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	165.231.000	350.000.000	350.000.000	1.050.000.000	2.450.000.000	3.500.000.000
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	162.327.000					
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		926.700.000	1.075.718.000	1.054.242.000	3.056.660.000	7.139.537.000	10.196.197.000

Zaključno

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje izrađen je uvažavajući:

- utjecaj okruženja (gospodarska gibanja, restrukturiranje HEP ODS-a, 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
- kriterije i metodologiju planiranja razvoja distribucijske mreže
- aktualne poslovne ciljeve HEP ODS-a.

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja, potrebno je naglasiti da:

- složenost okruženja i planskog razdoblja, uključujući završetak procesa restrukturiranja HEP ODS-a
- složenost distribucijske mreže po broju, strukturi i lokaciji postrojenja i vodova
- poteškoće u sagledavanju porasta opterećenja problemi povezani s pripremom i duljinom izgradnje

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 ishođene dozvole za obavljanje energetske djelatnosti distribucije električne energije, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (u daljem tekstu HEP ODS) kao energetski subjekt obavlja reguliranu djelatnost distribucije električne energije na cjelokupnom području Republike Hrvatske.

Zakonom o tržištu električne energije (ZoTEE, NN 22/13, NN 102/15, NN 68/18) [1,2] jasno je određena odgovornost i dužnost operatora distribucijskog sustava u dijelu planiranja razvoja distribucijske mreže:

- Operator distribucijskog sustava osobito je odgovoran za razvoj distribucijske mreže kojim se osigurava dugoročna sposobnost distribucijske mreže da ispuní razumne zahtjeve za distribucijom električne energije, Članak 39., točka 2.
- Mrežnim pravilima distribucijskog sustava koja, uz suglasnost HERA-e, donosi operator distribucijskog sustava propisuje se Metodologija i kriteriji za planiranje razvoja distribucijske mreže, Članak 44., stavak 2., točka 12.
- Dužnost operatora distribucijskog sustava je donijeti i na primjeren način javno objaviti, uz prethodnu suglasnost Regulatorne agencije, desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže, Članak 40., točka 17.

Ključne odrednice za izradu višegodišnjih planova razvoja su Strategija energetskog razvoja [3], Mrežna pravila [4]:

- Prema članku 5. Zakona o energiji [5], temeljni akt za utvrđivanje energetske politike i planiranja energetskog razvitka je Strategija energetskog razvitka, koju na prijedlog Vlade RH donosi Sabor za desetogodišnje razdoblje. Hrvatski sabor je 15. listopada 2009. godine donio novu Strategiju energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2020. godine (u daljnjem tekstu: Strategija) [3] u kojoj je predviđeno nekoliko mogućih scenarija razvoja elektroenergetskog sektora.
- Mrežna pravila [4] distribucijskog sustava su ključan tehnički propis s gledišta pogona, vođenja, planiranja i korištenja distribucijske mreže.

Nakon stupanja na snagu Zakona o tržištu električne energije [1], HEP ODS je izradio i Hrvatskoj energetskoj regulatornoj agenciji dostavio sljedeće višegodišnje planske dokumente:

- Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2023. [6]
- Trogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2016. [7]
- Desetogodišnji (2015.-2024.) i trogodišnji (2015.-2017.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a [8],
- Desetogodišnji (2016.-2025.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [9]
- Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [10]
- Desetogodišnji (2018.-2027.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [11].

Na temelju članka 40. točke 17. ZoTEE [1,2] HERA je 29. prosinca 2017. godine HEP ODS-u dala prethodnu suglasnost na prijedlog Desetogodišnjeg (2018.-2027.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [11]. Nakon ishođene prethodne suglasnosti, HEP ODS 10. siječnja 2018. godine službeno donosi i javno objavljuje Desetogodišnji (2018.-2027.) plan.

Ovaj desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja [11-34], podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Pri tomu su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova, kao i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Ovim Desetogodišnjim (2019.-2028.) planom razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a, s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, opisani su:

- Poglavlje 2 Okruženje i svrha izrade desetogodišnjeg plana razvoja
- Poglavlje 3 Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže
- Poglavlje 4 Pogonske značajke distribucijskog sustava
- Poglavlje 5 Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže
- Poglavlje 6 Poslovni ciljevi i planovi razvoja distribucijske mreže
- Poglavlje 7 Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje
- 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. Okruženje i svrha izrade desetogodišnjeg plana razvoja

2.1. Okruženje.....	24
2.1.1. Utjecaj gospodarskih gibanja	24
2.1.2. Restrukturiranje HEP ODS-a	24
2.1.3. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja.....	25
2.1.4. Implementacija energetske propisa EU u zakonodavni okvir RH	25
2.1.5. Utjecaj Napredne mreže i distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja distribucijske mreže	26
2.1.6. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje	29
2.2. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	30

2. Okruženje i svrha izrade desetogodišnjeg plana razvoja

2.1. Okruženje

Okruženje u kojem se izrađuje desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže je iznimno složeno, kako zbog složenosti poslovanja operatora distribucijskog sustava, sa svim zakonski definiranim dužnostima i odgovornostima, tako i zbog uključenosti vanjskih institucija, tvrtki i korisnika mreže te neizvjesnosti kretanja potrošnje električne energije u budućnosti.

Ključni čimbenici i njihov utjecaj na planiranje i potrebnu razinu ulaganja u distribucijsku mrežu u idućem razdoblju razmotreni su u nastavku.

2.1.1. Utjecaj gospodarskih gibanja

Krajem 2008. i početkom 2009. godine započeo je pad gospodarske aktivnosti koji je bio prisutan sve do 2014. godine. Do početka 2015. godine, realni pad bruto domaćeg proizvoda (BDP) u Hrvatskoj je iznosio 12,6%. Nakon duljeg razdoblja pada, u 2015. godini zabilježen je porast BDP-a od 1,6% u odnosu na 2014. godinu te u 2016. godini 2,9% u odnosu na 2015. godinu kao i u 2017. godini u odnosu na 2016. godinu.

Prema Vladinim Smjernicama ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2019.-2021. [35], očekuje se rast bruto domaćeg proizvoda od 2,8% u 2018., 2,7% u 2019. te 2,5% u 2020. i 2021. godini.

Najveći utjecaj na gospodarski rast imali su povećani izvoz roba i usluga, primarno uzrokovan pristupanjem Hrvatske EU, te porast investicija i osobne potrošnje. Slični trendovi očekuju se i u idućem trogodišnjem razdoblju [35].

Prognozirani gospodarski oporavak će izravno utjecati 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 novih kapaciteta za potrebe praćenja porasta potrošnje i opterećenja postojećeg konzuma.

Na povećanje potrebnog opsega ulaganja može također utjecati još veći porast priključenja distribuiranih izvora na distribucijsku mrežu, dok suprotni učinak mogu imati mjere za povećanje učinkovitog korištenja energije (npr. smanjenje potrošnje električne i drugih oblika energije za grijanje zgrada i dr.). Veličina i međusobni omjer ovih učinaka u kombinaciji sa stanjem postojeće mreže mogu na različitim područjima države znatno promijeniti opseg i strukturu potrebnih ulaganja.

Kod izrade ovog plana, iduće se desetogodišnje razdoblje s gledišta gospodarskog rasta promatra kroz značajniji porast u prvom trogodišnjem razdoblju, u skladu s dostupnim prognozama, i nešto slabiji rast u posljednjih sedam godina planskog razdoblja.

2.1.2. Restrukturiranje HEP ODS-a

Krajem 2017.g. je završen projekt restrukturiranja HEP ODS-a. Cilj projekta bio je izrada ključnih strateških smjernica, uspostava optimalnog organizacijskog ustroja te novog operativnog modela i ključnih poslovnih procesa, specifičnih za moderne operatore distribucijskog sustava. Također, u postupku restrukturiranja iz HEP ODS-a je u potpunosti izdvojena djelatnost javne opskrbe.

Procjenjuje se da će se promjena poslovne organizacije HEP-ODS u dolazećem razdoblju odraziti na poslovne ciljeve tvrtke, a posebice na ulaganja u poslovnu infrastrukturu. Kroz postupak restrukturiranja ojačana je funkcija upravljanja imovinom koja će u dolazećem razdoblju implementirati strategiju upravljanja imovinom

Također, kroz proces restrukturiranja došlo je do dodatnog smanjenja broja radnika u HEP ODS-u te posljedično do većeg izdvajanja poslovnih aktivnosti na vanjske izvođitelje što svakako može imati utjecaj na tržište i cijene rada.

2.1.3. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja

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

Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [36] definiraju obvezu operatoru distribucijskog sustava da o svom trošku opremi obračunska mjerna mjesta (OMM) kupaca brojilima s daljinskim očitanjem u sljedećim rokovima, od dana stupanja na snagu (23.07.2015.):

- 5 godina: sva OMM kupaca s priključnom snagom većom od 20 kW
- 10 godina: OMM kupaca kategorije poduzetništvo s priključnom snagom do uključivo 20 kW
- 15 godina: OMM kupaca iz kategorije kućanstvo.

U skladu s obvezom iz Općih uvjeta [36], ODS je donio provedbeni plan zamjene najmanje 95% postojećih brojila brojilima s daljinskim očitanjem.

Drugi skup obaveza, vezan uz uvođenje naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje, definiran je Zakonom o energiji [5]:

- 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 će Ministar donijeti odluku o uvođenju naprednih mjerenja.

Navedenim propisima pred ODS je stavljena konkretna vremenski definirana obaveza uvođenja daljinskog očitavanja te je za sada neizvjesna obaveza uvođenja naprednog mjerenja. Prilikom planiranja ovih aktivnosti treba uzeti u obzir:

- U razdoblju od 15 godina treba opremiti vrlo velik broj OMM brojilima s daljinskim očitanjem, što je veliki financijski i organizacijski izazov za ODS.
- Potrebe za redovnom zamjenom brojila nisu linearne pa je radi učinkovitosti (izbjegavanja dvostruke zamjene brojila na određenim OMM u kratkom vremenskom razdoblju) potrebno 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).

2.1.4. Implementacija energetske propisa EU u zakonodavni okvir RH

EU je 2009. godine usvojila tzv. „Treći paket“ energetske propisa, kojima se detaljnije uređuju, između ostaloga, i sva otvorena pitanja tržišta električnom energijom na području cijele Europe, odnosno na području zemalja članica EU i posljedično ugovornih strana Energetske zajednice. Republika Hrvatska, kao članica EU (i aktualna ugovorna strana Ugovora o Energetskoj zajednici), obvezna je prilagoditi nacionalno zakonodavstvo s odredbama „Trećeg paketa“.

U cilju potpune implementacije odrednica III. energetskeg paketa, na području hrvatskog zakonodavstva u energetici, početkom 2013. godine su doneseni sljedeći zakoni:

- Zakon o energiji (ZoE, NN 120/12, 14/14, 95/15, 120/15, 68/18) [5],
- Zakon o tržištu električne energije (ZoTEE, NN 22/13, 95/15, 102/15, 68/18) [1,2],
- Zakon o regulaciji energetskeg djelatnosti (ZRED, NN 120/12, 68/18) [37].

Zakon o tržištu električne energije [1, 2] je temelj organizacije djelatnosti u elektroenergetici, propisuje pravila i mjere za sigurnu i pouzdanu proizvodnju, prijenos, distribuciju i opskrbu električnom energijom te za trgovinu električnom energijom i organiziranje tržišta električne energije kao dijela elektroenergetskog tržišta EU. Na temelju ovog zakona, u 2017. su doneseni:

- Uvjeti kvalitete opskrbe električnom energijom (NN 37/17, 47/17, 31/18)
- Metodologija utvrđivanja naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu novih korisnika mreže i za povećanje priključne snage postojećih korisnika mreže (NN 51/17),

a tijekom 2018.g. Mrežna pravila distribucijskog sustava (NN 74/18).

U dolazećem planskom razdoblju procjenjuje se nastavak primjene novih elektroenergetskih tehnologija (elementi koncepta napredne elektrodistribucijske mreže: OIE, punionice električnih vozila, spremnici energije, baze podataka električnih, pogonskih i drugih mjerenja, ekspertni informatički sustavi za analitiku i optimiranje) i razvoja energetskeg usluga (opskrbljivači, agregatori, pružatelji usluga fleksibilnosti, tržište električne energije na distribucijskoj razini). Navedeno će rezultirati ukupnim povećanjem broja aktivnih sudionika (korisnika) na distribucijskoj mreži s mogućim novim ulogama na tržištu električne energije.

EU ostaje snažno posvećena ciljevima povećanja energetske učinkovitosti, smanjenja emisija štetnih plinova, jačanja industrije u području obnovljivih izvora, jačanju tržišta električne energije i jačanju pozicije korisnika mreže. U skladu s time, EU priprema strategiju i smjernice za unaprjeđenje regulatornog okvira. Izazovi novog regulatornog okvira oblikovani su u tzv. Zimski energetskeg paket - predstavljen 30.11.2016. godine. Među najznačajnijim izazovima za operatore distribucijskog sustava će biti proširenje dosadašnje uloge osiguranja sigurne i pouzdane isporuke električne energije u ulogu nepristranog oslonca tržišta (engl. neutral market facilitator).

2.1.5. Utjecaj Napredne mreže i distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja distribucijske mreže

2.1.5.1. Napredna mreža

Intenzivno priključivanje distribuiranih izvora na distribucijsku mrežu, tradicionalne i nove zadaće operatora distribucijskog sustava, kao i razvoj pratećih usluga i tržišta, ubrzano mijenjaju dosadašnji karakter distribucijske mreže. U mreži s dvosmjernim tokovima energije i snage, traže se nova tehnička rješenja u nadzoru, vođenju, mjerenju i relejnoj zaštiti čime distribucijska mreža od tradicionalne pasivne postaje aktivna i napredna. Operatori distribucijskih sustava suočeni su s nizom izazova u stvaranju naprednih mreža, u kontekstu primjene novih tehnologija, integracije distribuiranih izvora i električnih vozila te poboljšanja pouzdanosti napajanja i kvalitete napona.

Nacr Strateškog dokumenta implementacije europske mreže budućnosti (SDD dokument) izrađen od savjetodavnog vijeća Europske tehnološke platforme – Smart grida daje definiciju Napredne mreže:

„Napredna mreža je električna mreža koja može inteligentno integrirati sve koji su spojeni na nju – generatore (proizvođače), kupce i one koji objedinjuju te dvije funkcije, kako bi se osigurala učinkovita, održiva i sigurna dobava električne energije.“

S obzirom na nužnost značajnih ulaganja koja će u konačnici utjecati na povećanje naknade za korištenje mreže, stvaranje naprednih mreža nije samo znanstveni i tehnički izazov, već političko i

ekonomsko, odnosno regulatorno pitanje. Preduvjeti za stvaranje napredne mreže su stvaranje novog regulatornog okvira i unaprjeđenje poslovanja ODS-a, u organizacijskom, kadrovskom i poslovnom te financijskom i operativnom kontekstu.

U skladu s navedenim, ključni izazovi razvoja su priprema mreže za daljnje povećanje broja distribuiranih izvora energije i električnih vozila, praćenje potreba tržišta električne energije, upravljanje potrošnjom te unaprjeđenje informacijsko-komunikacijskih sustava.

U sklopu razvoja naprednih mreža može se očekivati:

- složenija interakcija (tehnička, informacijsko-komunikacijska i poslovna) između operatora sustava (OPS i ODS) te između ODS-a i korisnika mreže
- intenzivnija obnova, modernizacija i automatizacija mreže
- povećanje zahtjeva na detaljne mjerne i pogonske podatke
- složeniji zahtjevi u području vođenja, pogonske automatike i relejne zaštite
- integracija aplikacija i funkcionalnosti.

Nadalje, predviđa se da će distribucijski sustav u budućnosti biti:

- interaktivan s kupcima i tržištem
- prilagodljiv promjenama
- optimiran tako da se resursi i oprema koriste na najbolji način
- sposoban sprječavati krizne događaje više predviđajući nego reagirajući
- integriran spajajući nadzor, upravljanje, zaštitu, održavanje i dr.



Slika 2.1 Faze implementacije koncepta Napredne mreže

U cilju postupne implementacije koncepta Napredne mreže u Republici Hrvatskoj (Slika 2.1), u HEP ODS-u je provedeno ili se provodi:

- analiza ključnih dokumenata i pilot projekata u EU
- intenzivirana ulaganja u revitalizaciju i zamjenu SCADA sustava
- povećana uključenost ključnih energetske objekata u SCADA sustave
- ubrzana ulaganja u konsolidaciju i proširenje AMR sustava (više od 94.000 mjernih mjesta uključeno je u AMR sustav)
- ispitivanje novih tehnologija kroz pilot projekte te

- provođenje pilot projekata za ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže financiranih sredstvima EU.

Realizacija demonstracijskih pilot projekata od iznimne je važnosti za kasniju punu implementaciju funkcionalnosti Napredne mreže. Za HEP ODS su iznimno važna sljedeća područja:

- 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.

U suradnji sa znanstvenim institucijama, HEP ODS se nastoji uključiti u niz demonstracijskih projekata iz navedenih područja.

2.1.5.2. Distribuirana proizvodnja

Donošenjem niza podzakonskih propisa iz područja obnovljivih izvora tijekom 2007. godine stvoreni su preduvjeti za poticanje ulaganja i u izgradnju distribuiranih izvora (DI) i njihovo priključivanje na distribucijsku elektroenergetsku mrežu u Republici Hrvatskoj. U razdoblju od 2012. do 2015. godine doneseni su novi zakonski i podzakonski propisi koji određuju područje priključenja DI uključujući i naredne izmjene i dopune s pripadajućim podzakonskim aktima zaključno s 2018.g.

Zakonski i podzakonski propisi s područja distribuiranih (obnovljivih) izvora:

- Zakon o energiji (NN 120/12, 14/14, 95/15, 120/15, 68/18)
- Zakon o tržištu električne energije (NN 22/13, 95/15, 102/15, 68/18)
- Zakon o regulaciji energetske djelatnosti (NN 120/12, 68/18)
- Zakon o gradnji (NN 153/13, 20/17)
- Zakon o prostornom uređenju (NN 153/13, 65/17)
- Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije (NN 132/13, 81/14, 93/14, 24/15, 99/15 i 110/15)
- Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 88/12)
- Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 133/13, 151/13, 20/14, 107/14 i 100/15)
- Uredba o naknadi za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 128/13)
- Mrežna pravila distribucijskog sustava (NN 74/18)
- Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN 85/15)
- Metodologija utvrđivanja naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu novih korisnika mreže i za povećanje priključne snage postojećih korisnika mreže (NN 51/17)
- Pravilnik o jednostavnim građevinama i radovima (NN 112/2017, 34/2018).

Operator distribucijskog sustava dužan je, prema ovim zakonskim propisima, osigurati preuzimanje ukupno proizvedene električne energije od povlaštenih proizvođača. U isto vrijeme, povlašteni proizvođači nemaju obavezu proizvodnje električne energije, niti količinom niti trajanjem. Upravo zbog toga, operator distribucijskog sustava za sada teško može iskoristiti prednosti distribuirane proizvodnje kroz odgađanje pojačanja i nadogradnje mreže, već se pojavom distribuiranih izvora dodatno usložnjuje planiranje razvoja mreže te povećava rizik operatora pri planiranju i vođenju sustava.

Novelacijom Zakona o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (NN 100/15, 123/16, 131/17) nastoji se jasnije definirati distribuirani izvori s aspekta sigurnosti pogona elektroenergetskog sustava, posebice:

- učinkovitijeg planiranja proizvodnje (eko-bilančne skupine)
- razvidnijeg postupka poticanja proizvodnje (uvođenje sustava premija)
- razvidnijeg načina određivanja cijene energije iz obnovljivih izvora.

2.1.6. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje

Zakonom o tržištu električne energije [1, 2] određena je, između ostalog, odgovornost HEP ODS-a za održavanje i izgradnju distribucijske mreže te izgradnju priključaka korisnika distribucijske mreže i stvaranja tehničkih uvjeta za priključenje korisnika prema uvjetima propisanim paketom energetske propisa.

Izgradnja elektroenergetske infrastrukture, distribucijske mreže, u redovitim planovima obuhvaća veći broj projekata raznih razina složenosti koji podliježu zakonskom okviru područja prostornog uređenja i gradnje (uključivo s djelatnostima organizacije poslova u prostornom uređenju i gradnji i djelatnostima u ostvarenju imovinsko pravne pripreme investicijskih zahvata). Utjecaj zakonskog okvira na rokove, troškove i organizaciju posla u pripremi i ostvarenju projekata izgradnje i opremanja elektroenergetskih objekata je značajan, osobito jer u pripremi izgradnje i izgradnji (ovisno o projektu), HEP ODS može sudjelovati kao investitor, kao sudionik u gradnji, kao javnopravno tijelo u postupku izdavanja građevinske dozvole (posebni uvjeti gradnje) i kao pravni subjekt u izdavanju uvjeta priključenja na elektroenergetsku mrežu.

Osnovni zakonski okvir, kao jedan od preduvjeta za planiranje, određen je Zakonom o prostornom uređenju (NN 153/13, 65/17), Zakonom o gradnji (NN 153/13, 20/17), Zakonom o građevinskoj inspekciji (NN 153/13) i Zakonom o poslovima i djelatnostima prostornog uređenja i gradnje (NN 78/15).

Povećanje opsega posla u području razvoja i analize mreža, stvaranju preduvjeta za priključenje i priključenju korisnika mreže vezan je uz izmjene i dopune Pravilnika o jednostavnim građevinama i radovima (NN 112/2017, 34/18) koji je doveo do povećane aktivnosti proizvođača energije te uz Zakon o postupanju s nezakonito izgrađenim zgradama (NN 86/12, 143/13 i 65/17).

Dugogodišnji strateški cilj Republike Hrvatske je pojednostavljenje uvjeta poslovanja i ubrzanje pripreme investicijskih projekata. Prepoznajući imovinsko pravne i vlasničke odnose u Republici Hrvatskoj, kao jednu od prepreka povećanju brzine i opće učinkovitosti u postupcima imovinsko pravne pripreme izgradnje, doneseni su:

- Zakon o uređivanju imovinskopravnih odnosa u svrhu izgradnje infrastrukturnih građevina (NN 80/11)
- Zakon o upravljanju i raspolaganju imovinom u vlasništvu Republike Hrvatske (NN 94/13, 18/16, 89/17)
- Uredba o osnivanju prava građenja i prava služnosti na nekretninama u vlasništvu Republike Hrvatske (NN 10/14 i 95/15)
- Zakon o procjeni vrijednosti nekretnina (NN 78/15)
- Zakon o izvlaštenju i određivanju naknade (NN 74/14, 69/17).

Imovinsko pravna priprema ima izrazito nepovoljan utjecaj na planiranje izgradnje linijskih mrežnih građevina (dugotrajni postupak u rješavanju imovinsko pravnih odnosa kod izgradnje SN vodova preko velikog broja zemljišnih čestica). U pripremi investicijskih zahvata na pojnim točkama imovinsko pravna priprema ima umjereno nepovoljan utjecaj, zbog primjene načela razgraničenja djelatnosti u HEP Grupi (od 2013.) na istom objektu se u raznim kombinacijama mogu susresti nadležnosti i vlasništvo tri pravne osobe (HEP ODS, HEP d.d. i HOPS) što se odražava na povećanje složenosti imovinsko pravne pripreme izgradnje i produljenje postupka.

Promjene zakonskog okvira prijete rizikom uslozljavanja postupaka, produljenja projektne pripreme i povećanjem troškova tehničke dokumentacije, naknada i organizacije posla. Utjecaj na nesigurnost planiranja je osobito izražen u godinama kada se donosi novelacija zakona, gdje veća izmjena zakonskog okvira ili izrada novog zakona usporava djelatnosti na svim razinama, a u izvanrednom slučaju moguće je i potpuno zaustavljanje aktivnosti do donošenja potrebnih akata.

Na temelju praćenja strateških regulatornih smjernica, aktivnosti struke i na temelju iskustva u pripremi i ostvarenju projekata procjenjuje se nastavak uređenja zakonskog okvira i s tim vezani povećanje opsega posla u obavljanju redovitih djelatnosti. HEP ODS obavlja djelatnost od državnog interesa sa snažno izraženom društvenom odgovornošću stoga se unutrašnja organizacija rada pravodobno prilagođava zahtjevima, a investitorima koji žele ostvariti priključak na mrežu, pravodobno se ukazuje na rizike koji mogu proizaći iz opće složenosti zakonskih rješenja ili neuređenih zemljišnih knjiga ili drugih čimbenika.

2.2. Svrha izrade i plansko razdoblje

Primarna svrha desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže je utvrđivanje potrebnog opsega ulaganja s ciljem uravnoteženog i učinkovitog razvoja distribucijske mreže, uz uvažavanje početnog stanja distribucijske mreže i okruženja, a u skladu sa zakonskom propisima, regulatornim zahtjevima i postavljenim poslovnim ciljevima.

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 susretnih objekata operatora prijenosne i 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 2019. do 31. prosinca 2028. godine. Detaljna razrada planiranih ulaganja dana je za početno trogodišnje razdoblje (1. siječnja 2019. do 31. prosinca 2021.). U skladu sa zakonskom regulativom, desetogodišnji plan se revidira svake godine.

Potrebno je naglasiti da:

- složeno okruženje
- složenost distribucijske mreže po broju, strukturi i lokaciji elemenata
- zahtjevi regulatora na kvalitetu isporuke električne energije i stupanj modernizacije mreže
- problemi povezani sa pripremom i trajanjem izgradnje

mogu dovesti do promjene opsega, strukture te ubrzanja ili usporavanja realizacije investicijskih programa, odnosno izgradnje planiranih objekata distribucijske mreže predviđene ovim planom.



3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže

3.1. Opći i karakteristični podaci	32
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže	33
3.2.1. Pojne točke 110 kV	35
3.2.2. Pojne točke 35 kV	40
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona	45
3.2.4. Vodovi 35 kV	45
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	49
3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV	53
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci	57
3.3. Distribuirani izvori	60
3.3.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a	60
3.3.2. Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a	62
3.3.3. Utjecaj na planiranje razvoja	62

3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže

3.1. Opći i karakteristični podaci

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

- 56.594 km² površine
- 4.284.889 stanovnika (prema popisu iz 2011. godine)
- 20 županija, 128 gradova i 428 općina.

Distribucijska mreža HEP ODS-a organizirana je unutar 21 distribucijskog područja (Slika 3.1) koja su podijeljena na 129 terenskih jedinica.¹ Uz navedeno formirane su i četiri grupe područja: Sjever, Istok, Zapad i Jug.



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

¹ Organizacijski ustroj HEP ODS-a nakon provedene reorganizacije krajem 2017. godine

Tablica u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u za 2017. godinu (stanje na dan 31.12.2017. godine).

Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	7.454
Ukupna duljina distribucijske mreže	140.436 km
Ukupan broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	26.259
Ukupna instalirana snaga transformacije	22.189 MVA
Ukupan broj mjernih mjesta	2.444.587
Ukupan broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	1682
Ukupna instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	284,5 MW
Ukupna potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2017. godini	16.695 GWh
Gubici u 2017. godini	8,04%

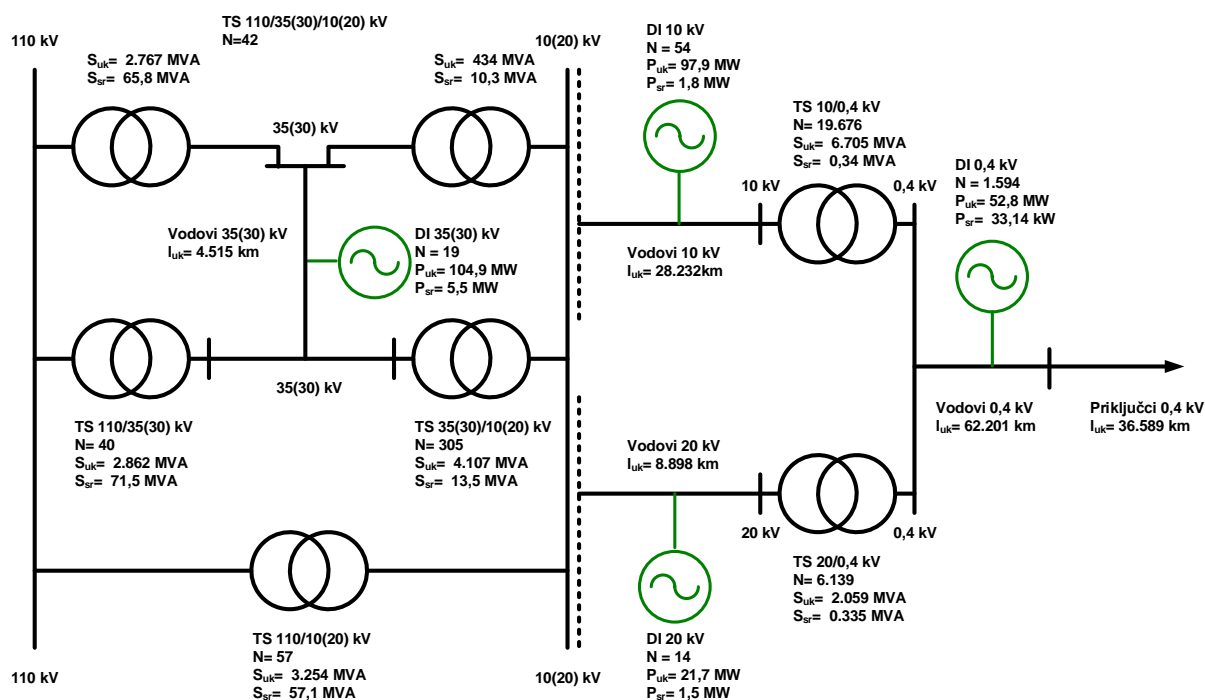
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže

Temeljne značajke distribucijske mreže HEP ODS-a, opisane u nastavku, odnose se na stanje 31.12.2017. godine, a podaci su utvrđeni na temelju unosa podataka u aplikaciju HEP ODS – Planiranje razvoja tijekom prve polovice 2018. godine.² Podaci se odnose na stanje postrojenja i mreža naponskih razina 110 kV, 35 kV, 30 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV svih distribucijskih područja.

Osnovni energetske podaci i grafički prikazi 110 kV i 35 kV mreže svih distribucijskih područja dani su u Prilogu 11.4.

Slika 3.2 u nastavku prikazuje ekvivalentnu shemu distribucijske mreže HEP ODS-a s osnovnim podacima o duljini mreže te broju i instaliranoj snazi transformatorskih stanica i distribuiranih izvora po naponskim razinama.

² Podaci su tijekom izrade ovog Plana (lipanj-kolovoz 2017. g.) detaljnije analizirani i verificirani, radi čega mogu u manjoj mjeri odstupati od podataka ranije iskazanih u drugim izvorima.



Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže

Uz tablice i slike u nastavku istaknut je komentar s obzirom na dokumente koji su sagledali stanje i pregled potrebnih ulaganja u distribucijsku mrežu u višegodišnjem razdoblju od 1997. do 2030. [38], odnosno od 2001. do 2020. [39] (dalje u tekstu: Master plan) ili u odnosu na stanje mreže obrađeno prethodnim desetogodišnjim planom razvoja distribucijske mreže.

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 (kom)
1	2	3	4
TS 110/35(30) kV	40	2.862	584
TS 110/35(30)/10(20) kV	42	3.201	1.227
TS 110/10(20) kV	57	3.254	1.796
TS 35(30)/10(20) kV	305	4.107	6.034
Ukupno	444	13.424	9.641

Temeljni prirodni pokazatelji distribucijske mreže HEP ODS-a prikazani su Tablicom 3.2 kao i ekvivalentnim modelom distribucijske mreže sa Slike 3.2.

Iz prikazanih podataka primjetna je neracionalnost dvostruke transformacije 110/35 kV i 35/10(20) kV. Naime, rekonstrukcijom postojećih 305 transformatorskih stanica 35/10(20) kV s oko 100 TS 110/10(20) kV moguće je znatno smanjiti broj postrojenja, troškove održavanja, a kasnijim prijelazom na 20 kV i gubitke u srednjonaponskoj mreži (pokazano usporedbom troškova izgradnje i održavanja mreže te gubitaka na području Čakovca i Murske Sobotne u Sloveniji u studijskom radu [40]).

3.2.1. Pojne točke 110 kV

Ukupno 139 pojnih točaka 110 kV ključno je za napajanje 35(30) kV i 10(20) kV srednjonaponske mreže. Pod pojmom pojne točke (ili transformatorske stanice) 110 kV (kako će se navoditi dalje u tekstu) podrazumijevaju se 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.

3.2.1.1. Izgradnja i razvoj pojnih točaka 110 kV

Izgradnja i razvoj pojnih točaka obilježeni su primjenjivanim tehničkim rješenjima i dinamikom izgradnje:

- Razdoblje do 1970-ih godina (starost veća od 45 godina) obilježila je izgradnja „prijenosnih“ transformatorskih stanica 110/35(30) kV od kojih su neke do danas rekonstruirane u stanice druge naponske razine.
- Drugo razdoblje, od početka 70-ih godina prošlog stoljeća do sredine 80-ih (starost od 30 do 45 godina), karakterizira izgradnja velikog broja transformatorskih stanica 110/x kV, od kojih je većina građena s tri naponske razine 110 kV, 35(30) kV i 10(20) kV koje su imale prijenosna i distribucijska obilježja, dok se manji dio odnosio na izravnu transformaciju.
- Treće razdoblje odnosi se na posljednjih 30 godina i okarakterizirano je izgradnjom distribucijskih transformatorskih stanica s izravnom transformacijom i SN postrojenjem s najvišim naponom opreme 24 kV, a u svrhu ostvarenja strateškog cilja prijelaza na tronaponski sustav 110 kV-20 kV-0,4 kV distribucije električne energije.

U posljednjem razdoblju prosječno se godišnje izgradi jedna do dvije nove pojne točke najviše naponske razine 110 kV. Konkretno, u posljednjih 10 godina (razdoblje od 2008. do 2018. g.) HEP ODS je izgradio i pustio u pogon 13 objekata 110/x kV. Važno je naglasiti da je 5 od navedenih TS 110/x izgrađeno na mjestu i u zamjenu za postojeću TS 35/10(20) kV zbog porasta opterećenja. U pogledu razvoja daje se prednost učinkovitom gospodarenju postojećim objektima i postrojenjima pred izgradnjom novih objekata.

U 2018. godini transformatorska stanica 110/10(20)kV Srđ je dobila uporabnu dozvolu i puštena je u normalni rad. Tijekom 2018. su usporeni radovi na izgradnji 110 kV priključka TS 110/10(20) kV Sesvete. Sukladno tome, transformatorska stanica će u pokusni rad biti puštena početkom 2019. godine.

Tehnička rješenja u primjeni slijede tehničke odrednice tipske TS 110/10(20) kV postavljene sredinom 80-tih godina. Uvažavajući stratešku odrednicu uvođenja izravne transformacije i prijelaza na 20 kV pogonski napon, u proteklom srednjoročnom razdoblju od izrade Master plana do danas, građene su u pravilu TS 110/10(20) kV. Veći broj TS 110/10(20) kV koje su izgrađene u razdoblju 1985-1989. i opremane do razine I. faze (1xTR 110/10(20) kV) ili u potpunosti (2xTR 110/10(20) kV) značajan su izvor pogonskih iskustava i oslonac kod projektne i tehničke pripreme novih investicija.

Dinamika izgradnje novih pojnih točaka 110/10(20) kV u proteklom srednjoročnom razdoblju odražava opće trendove investicijskih ciklusa u širem poslovnom okruženju (npr. intenzivne investicijske aktivnosti 2004.-2008. u odnosu na niže ili umjerene investicijske aktivnosti u prvoj polovici 90-tih i danas).

3.2.1.2. Pokazatelji transformacije

U pojnim točkama 110 kV ugrađeno je nešto više od 8.800 MVA snage transformacije VN/SN, od čega se 58% odnosi na transformaciju snage s VN na 35(30) kV mrežu, a ostatak na 10 kV i 20 kV mrežu, tzv. izravna transformacija, pri čemu je nešto zastupljenija transformacija na naponsku razinu 10 kV.

Dio električne energije se s VN razine transformira na SN razinu i preko tercijara transformatora VN/SN, prije svega na 10 kV ili 20 kV razinu. U odnosu na stanje od izrade Master plana, znatan je porast snage izravne transformacije s 26% na oko 42% udjela u transformaciji VN/10(20) kV.

Omjer ukupno instalirane snage transformacije i broja maksimalno mogućih (projektiranih) snaga u TS 110 kV je:

- Okvirno dvije trećine za TS instalirane snage transformacije do uključivo 40 MVA.
- Oko 80% za TS instalirane snage od 40 MVA do uključivo 80 MVA.
- Oko 95% za TS instalirane snage iznad 80 MVA.

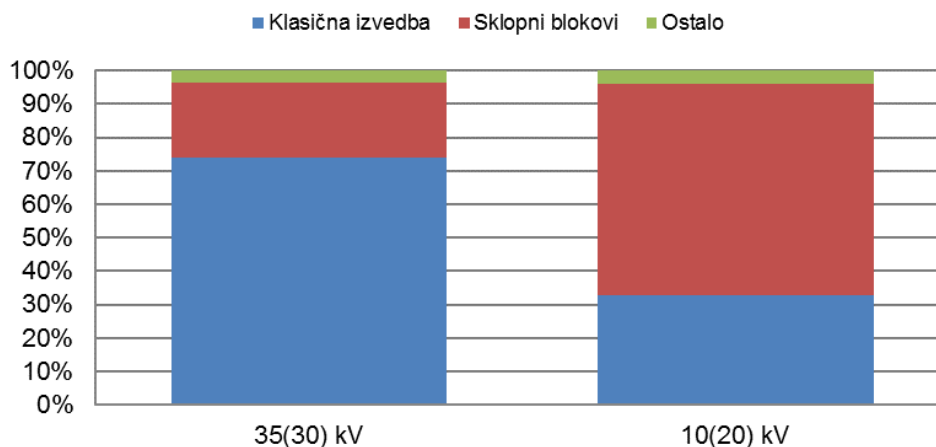
Navedeno je pokazatelj strategije izgradnje novih stanica za nazivne snage transformatora 2x40 MVA. Time se ostvaruje određena zalihost kapaciteta, prvotno ugrađeni transformatori manje snage (20 MVA) se prema potrebi mijenjaju novim jedinicama veće snage (40 MVA ili iznimno 63 MVA za izuzetno visoku gustoću opterećenja).

Transformatorske stanice instalirane snage veće od 80 MVA rezultat su specifičnosti lokacije i konzuma (npr. u Zagrebu, 2x63 MVA ili 3x40 MVA), a okarakterizirane su svojstvom da se svako daljnje povećanje kapaciteta u načelu ostvaruje izgradnjom nove TS 110/x kV s preuzimanjem dijela konzuma, a samo u rijetkim slučajevima rekonstrukcijom postojećeg postrojenja i dogradnjom nove transformacije.

Analizirajući opterećenje transformacija po pojedinim transformatorskim stanicama i uvažavajući okvirne kriterije za povećanje kapaciteta transformacije prema relativnoj opterećenosti (80%), ističe se četrnaest transformacija koje prelaze navedenu vrijednost opterećenja u ovom trenutku, od kojih je dio trenutno u rekonstrukciji.

3.2.1.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

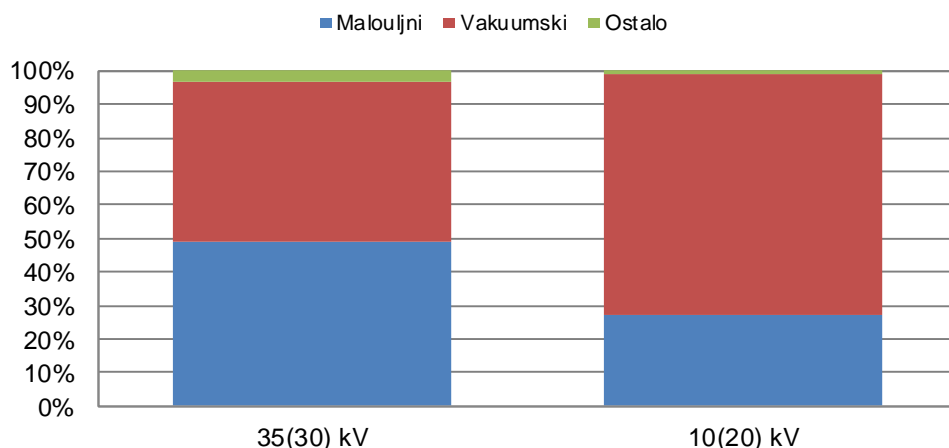
Pojne točke 110 kV gotovo isključivo se grade s SN postrojenjem u čvrstim (zidanim) objektima u skladu s tipizacijom TS 110 kV HEP-a. Iznimku predstavlja TS 110/35 kV Jertovec.



Slika 3.3 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu

U proteklom razdoblju su većinom ugrađivana SN postrojenja u izvedbi s metalom pregrađenim (metal-clad) sklopni blokovima s izvlačivim vakuumskim prekidačem i zrakom izoliranim sabirnicama ili SN sklopni blokovima zatvorene izvedbe s aparatima izoliranim u SF6 plinu (vakuumski prekidač). Slikom 3.3 prikazana je raspodjela izvedbe SN postrojenja prema tipu. U odnosu na podatke dane Master planom [38], povećanje udjela sklopni blokova (u odnosu na smanjenje udjela ćelija u klasičnoj izvedbi s pojedinačnom opremom-munjerke) vezano je uz brojna pozitivna iskustva u

održavanju i pogonu, uz značajno pojednostavljenje elektromontažnih radova u fazi ugradnje. U pravilu se ugrađuje primarna oprema izolacijske razine 24 kV.



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

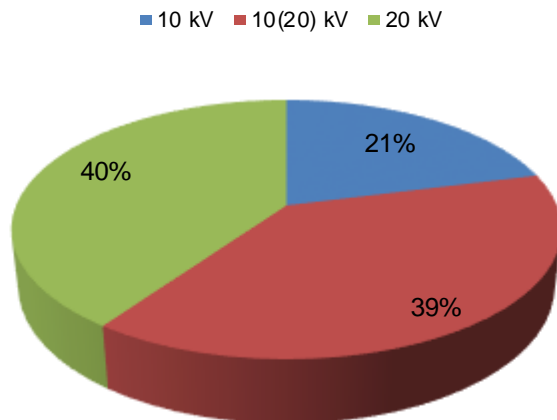
Znatno je povećan udio vakuumskih prekidača (u odnosu na smanjeni udio malouljnih prekidača), što je vezano uz općenito bolje tehničke značajke u pogonu i jednostavnije održavanje. Zamjena malouljnih prekidača novima naprednije tehnologije izraženija je na postrojenjima 10(20) kV.

Tijekom 1990-tih započela je šira primjena višefunkcijskih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja. Brojne pogodnosti, osim funkcija relejne zaštite (npr. bilježenje lista događaja, lista događaja kod zastoja/kvara, lista mjerenja, mogućnost komunikacije prema nadređenim centrima vođenja i dr.) utjecale su na znatno povećanje udjela numeričkih uređaja u SN postrojenjima. Trend prevladava i danas. Analizirajući proteklih 20-ak godina, tj. promjene u odnosu na Master plan [38], može se uočiti značajno povećanje udjela numeričke relejne zaštite u transformatorskim stanicama 110/x kV s oko 5% na 79%. Ovakvo stanje je dobro, a u razdoblju planiranja namjerava se još poboljšati zamjenom primarno elektromehaničkih releja, a potom i elektrostatičkih.

Razvoj informacijskih i telekomunikacijskih tehnologija, podržan primjenom modernih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja, predstavlja osnovu za ispunjavanje modernih zahtjeva pogona SN mreže. Udio polja SN postrojenja uvedenih u SDV sada iznosi 94%. S obzirom na strateške ciljeve povećanja učinkovitosti poslovanja i kvalitete opskrbe električnom energijom nužno je zahvate (revitalizacije, rekonstrukcije i dr.) na preostalim TS 110/x kV, koje još nisu uvedene u SDV, promatrati kao prioritetne zahvate ako će predmetne transformatorske stanice biti u pogonu idućih 10 godina.

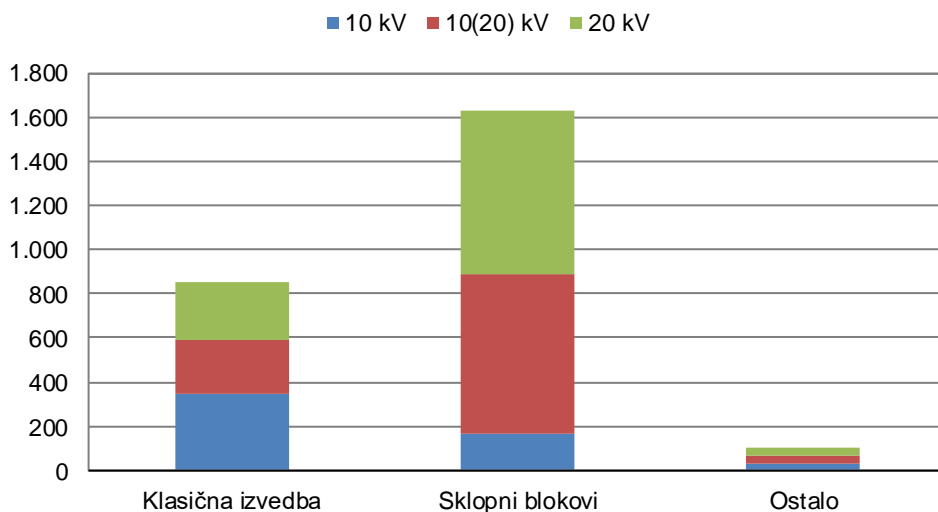
3.2.1.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

Od ukupno 139 pojnih točaka 110 kV, u njih 40 nije izgrađeno postrojenje 10 kV ili 20 kV naponske razine, a odnose se na 110/35(30) kV stanice koje se mogu, ako se ukaže potreba, rekonstruirati u pojne točke SN mreže 10(20) kV. Slikama 3.5 i 3.6 prikazana je raspodjela pripremljenosti polja SN postrojenja za pogonski napon 20 kV uzimajući prije svega u obzir pripremljenost primarne opreme bez analize uzemljenja neutralne točke i drugo.



Slika 3.5 Raspodjela polja SN postrojenja TS 110 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon

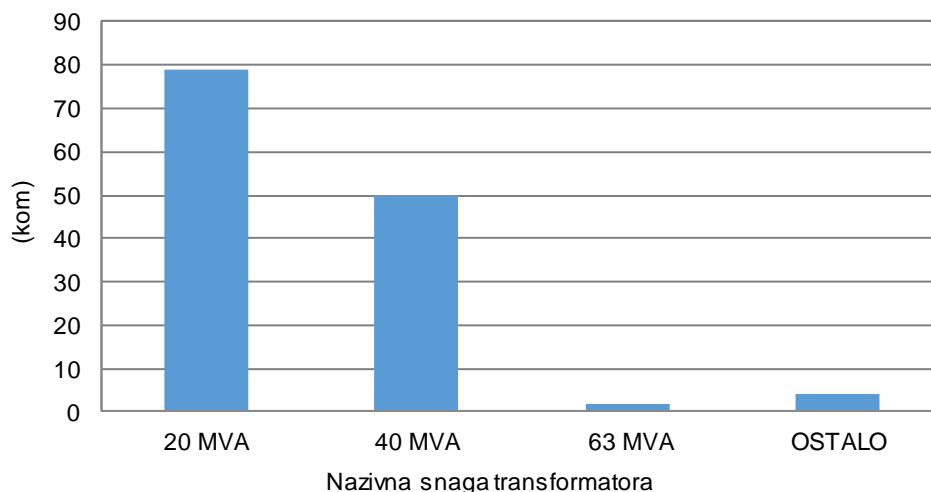
Slika 3.6 prikazuje značajan broj polja postrojenja pripremljenih za 20 kV napon. Kod postrojenja koja su izvedena sklopnim blokovima postotak pripremljenosti za 20 kV pogonski napon je oko 90%.



Slika 3.6 Prikaz broja polja postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja

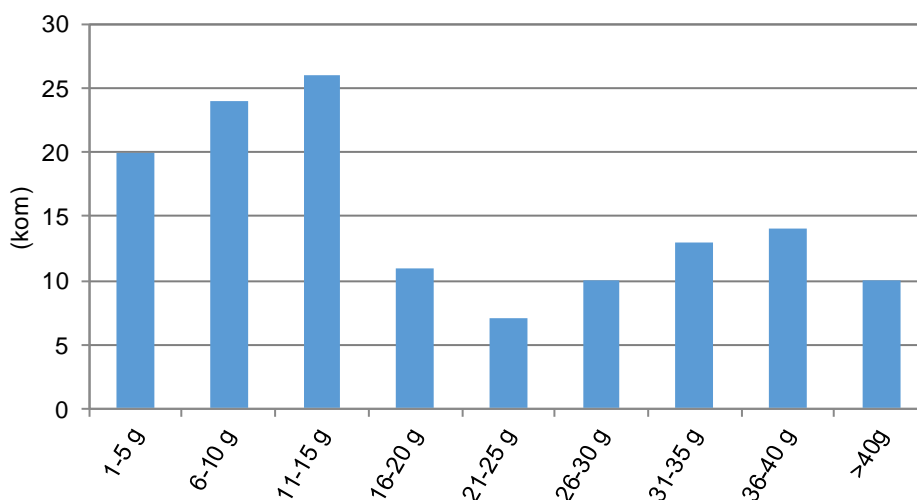
3.2.1.5. Transformatori VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a

Transformatori snage najvažniji su elementi sustava prijenosa i distribucije električne energije. U najvećoj mjeri dulje su vremensko razdoblje vezani uz pogon u određenoj transformatorskoj stanici te su stoga obrađeni u poglavlju vezanom uz stanice, ali s obzirom da ipak predstavljaju značajnu pokretnu imovinu, obrađen je i dio transformatora koji nisu ugrađeni. Suma nazivnih snaga 135 transformatora omjera transformacije VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a je 3.816,5 MVA. Transformatori najviše naponske razine 110 kV gotovo u pravilu se odnose na transformaciju snage niže naponske razine 10 ili 20 kV, odnosno 10,5 ili 21 kV konstrukcijski.



Slika 3.7 Broj transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi

Pregledom raspodjele transformatora prema snazi (Slika 3.7) vidljivo je da je većina transformatora snage 20 ili 40 MVA, odnosno uočava se izrazita tipizacija snage transformatora. Na temelju kriterija za obnovu elemenata distribucijske mreže kojima je određen vremenski prag za obnovu transformatora od 40 godina starosti, može se zaključiti da je trenutno stanje transformatora u nadležnosti ODS-a vrlo povoljno s obzirom na vrlo mali udio starijih od granične vrijednosti (Slika 3.8). Promatrajući vremenski okvir plana od 10 godina vidljivo je da će dio transformatora proći navedenu graničnu vrijednost pa je stoga nužno planirati zamjenu, naročito jer su nove generacije transformatora konstruirane sa znatno manjim gubicima u odnosu na one koje zamjenjuju u pogonu.



Slika 3.8 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti

3.2.1.6. Preporuke za planiranje na temelju analize stanja pojnih točaka 110 kV

Uzimajući u obzir pregled stanja TS 110/x kV u nadležnosti ODS-a te pripadajućih postrojenja i opreme u nastavku su navedena zapažanja u obliku preporuka za planiranje:

- Planiranjem „novih“ pojnih točaka 110 kV za napajanje 10(20) kV mreže prioritetno je analizirati lokacije postojećih transformatorskih stanica, prije svega 110/35 kV ili 35/10 kV.

- Povećanje kapaciteta transformacije VN/SN, posebno direktne transformacije, raditi ugradnjom do dvije jedinice snage 40 MVA, a nakon toga izgradnjom nove pojne točke (iznimka su specifični slučajevi velikih gradova).
- Obzirom na dugi životni vijek zidanih objekata, izgradnju novih SN postrojenja planirati u zidanim zgradama, a dotrajala postrojenja revitalizirati i/ili dograditi u postojećim zgradama.
- Planirati razvoj postrojenja korištenjem novih tehnologija: sklopni blokovi, vakuumski prekidači, numerički releji.
- Planirati dinamiku zamjene dotrajalih transformatora uvažavajući stvarno stanje i pouzdanost pogona transformatora (kriterij starosti preko 40 godina).
- Planirati povećanje kapaciteta za visoko opterećene transformatorske stanice.
- Prioritetno planirati ulaganje u prijelaz na 20 kV mreža čije su pojne točke izgrađene ili rekonstruirane s 20 kV opremom.
- Planirati uvođenje preostalih SN postrojenja u SDV (6%).

3.2.2. Pojne točke 35 kV

Pojne točke gornje naponske razine 35 kV ili 30 kV (dalje u tekstu: pojne točke 35 kV) najčešće su u funkciji transformacije snage iz 35 kV i 30 kV mreže u 10 ili 20 kV mrežu. Nazivni napon mreže je u pravilu 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 305 pojnih točaka 35(30) kV, od čega je manji dio zajedničkih.

3.2.2.1. Izgradnja i razvoj pojnih točaka 35 kV

U posljednjih deset godina izgrađeno je 11 novih transformatorskih stanica gornje naponske razine 35 kV. Tri su izgrađene u zamjenu za druge na lokaciji ili u blizini postojećih. Dio novih TS planirano je kao prva faza buduće pojne točke 110/10(20) kV.

Obzirom na stratešku odluku prelaska na 110-20-0,4 kV sustav, ulaganje u izgradnju novih transformatorskih stanica 35 kV se ne potiče, osim izgradnje transformatorske stanice 35(30)/x kV kao prve faze buduće transformatorske stanice 110 kV (npr. TS 35(110)/10(20) kV Podi u Elektri Šibenik), čime se pojašnjava veći broj izgrađenih točaka 110 kV u odnosu na 35 kV. Isti trend prevladavat će i dalje prilikom izrade planova razvoja distribucijske mreže.

Osim ulaganja u izgradnju i rekonstrukciju, realiziran je i veliki broj revitalizacija SN postrojenja ili nekog njihovog dijela u smislu produljenja životnog vijeka i povećanja pouzdanosti rada opreme ili uvođenja u SDV.

Gledajući prema godinama izgradnje pojedinih pojnih točaka 35 kV, uočava se podjela na tri karakteristična razdoblja:

- Prvo razdoblje, do kraja 60-ih godina prošlog stoljeća, okarakterizirano je izgradnjom velikog broja TS u procesu elektrifikacije Hrvatske.
- Razdoblje do početka 90-ih godina prošlog stoljeća započelo je intenzivnom izgradnjom zbog potrebe za povećanjem kapaciteta mreže, dok početak ratnih zbivanja znatno negativno utječe na opterećenje i potrošnju električne energije, a time i na izgradnju TS.
- Posljednje razdoblje obilježeno je značajno slabijom izgradnjom novih transformatorskih stanica (4 do 5 puta manje u odnosu na prethodno razdoblje). Ovo je posljedica strateške odluke povećanja kapaciteta mreže korištenjem izravne transformacije 110/10(20) kV i pada potrošnje nakon ratnih zbivanja s početka 90-ih godina prošlog stoljeća.

3.2.2.2. Pokazatelji transformacije

U pojnim točkama 35 kV, uključujući transformacije 35/x kV u pojnim točkama 110 kV, ugrađeno je 4.600 MVA snage transformacije 35(30)/x kV. Izrazito je dominantna transformacija na 10 kV napon i čini oko 90% instalirane snage u transformatorskim stanicama, daljnjih 9% na 20 kV (porast od 2% u odnosu na prethodnu godinu) i oko 1% na druge, najčešće industrijske naponske razine.

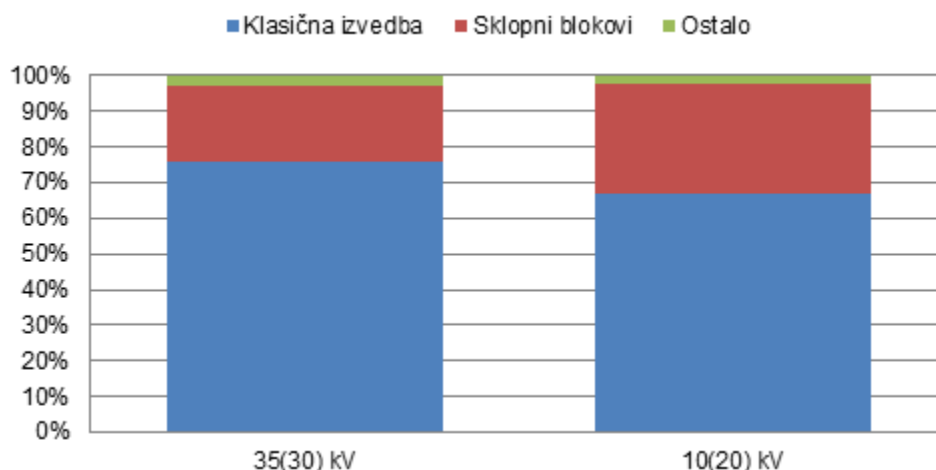
Vezano uz iskorištenje transformacije u stanicama, mogu se navesti isti zaključci kao i za pojne točke 110 kV, što je očekivano s obzirom na istu metodologiju i kriterije planiranja. Općenito je suma vršnih opterećenja oko 50% instalirane snage. Može se primijetiti da tipizacija transformatorskih stanica projektiranih za snagu do 2x8 MVA rezultira nižim omjerom instalirane snage i maksimalne projektirane snage za stanice s ukupnom instaliranom snagom transformatora do uključivo 8 MVA (npr. 2x4 MVA), a vrlo visokim za instalirane snage veće od 8 MVA.

Analizirajući opterećenje transformacija po pojedinim transformatorskim stanicama i uvažavajući okvirne kriterije za povećanje kapaciteta transformacije prema relativnoj opterećenosti (80%) može se uočiti 24 transformacija koje prelaze navedenu vrijednost u 2017. godini.

3.2.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

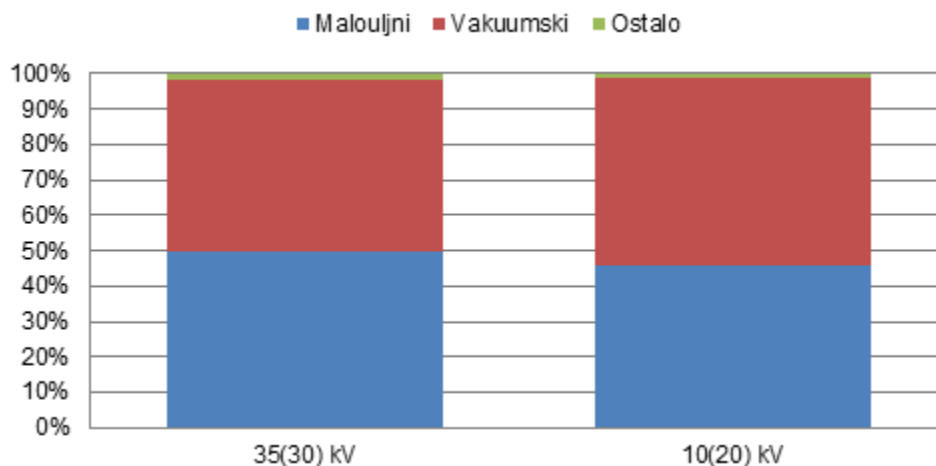
Pojne točke 35 kV u pravilu se grade u čvrstim (zidanim) objektima i kao takve čine 96% izvedbe zgrade postrojenja, dok se preostalih 4% odnosi na limene kontejnere i tipske objekte „ESO“. Oko 75% objekata je u dobrom građevinskom stanju, a preostali zahtijevaju revitalizaciju, najviše u smislu popravaka ili zamjene krovišta, fasade ili stolarije.

Kao i za SN postrojenja u pojnim točkama 110 kV, mogu se izvesti slični zaključci o stanju postrojenja u pojnim točkama 35 kV jer su rezultat iste metodologije planiranja razvoja distribucijske mreže. Analizom podataka iz distribucijskih područja (prikazanih na Slikama 3.9 i 3.10) te usporedbom sa stanjem početkom 1997. godine [38] primjetan je porast udjela postrojenja izvedenih sklopnim blokovima s ugrađenim vakuumskim prekidačima i numeričkim relejima zaštite.



Slika 3.9 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu

Na Slici 3.9 vidljiv je veći udio ugrađenih sklopnih blokova u postrojenjima 10(20) kV u odnosu na 35(30) kV postrojenja, kao što je na Slici 3.10 vidljiv veći udio vakuumskih prekidača, koji se smatraju novijom i boljom tehnologijom u odnosu na malouljne prekidače, u postrojenjima 10(20) kV.



Slika 3.10 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača

Iako su postrojenja 35(30) kV tehnički važnija od postrojenja 10(20) kV jer distribuiraju veću snagu, navedeno stanje je posljedica strateškog plana napuštanja transformacije 35(30)/10(20) kV i rekonstrukcije postrojenja u rasklopišta 10(20) kV zbog prijelaza na tronaponski sustav. To je posebno izraženo u distribucijskim područjima sa započetim aktivnostima pripreme i prijelaza na 20 kV napon (Rijeka, Zagreb, Pula i dr.). Ako se u idućem razdoblju uspori dinamika izgradnje 110 kV pojnih točaka, bit će nužno ulagati u rekonstrukciju postojećih 35 kV postrojenja, što bi s gledišta isplativosti bilo nerazborito.

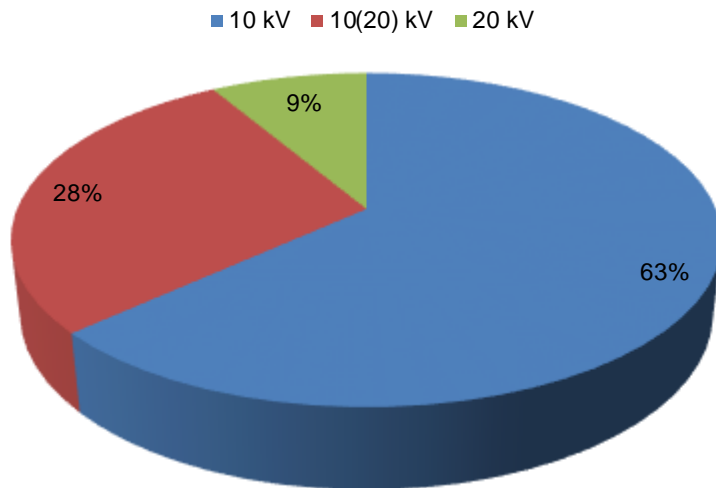
Zbog manjeg broja polja i nepostojanja potrebe za povećanjem, velik dio rekonstrukcija realizira se zamjenom pojedinačne opreme zadržavajući postojeće građevinske izvedbe polja (munjerke).

Razvoj informacijskih i telekomunikacijskih tehnologija, podržan primjenom modernih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja predstavlja osnovu za ispunjavanje modernih zahtjeva pogona SN mreže. U odnosu na Master plan, znatno je povećan udio numeričke relejne zaštite (oko 72%) i SN postrojenja uvedenih u SDV (oko 97%).

3.2.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

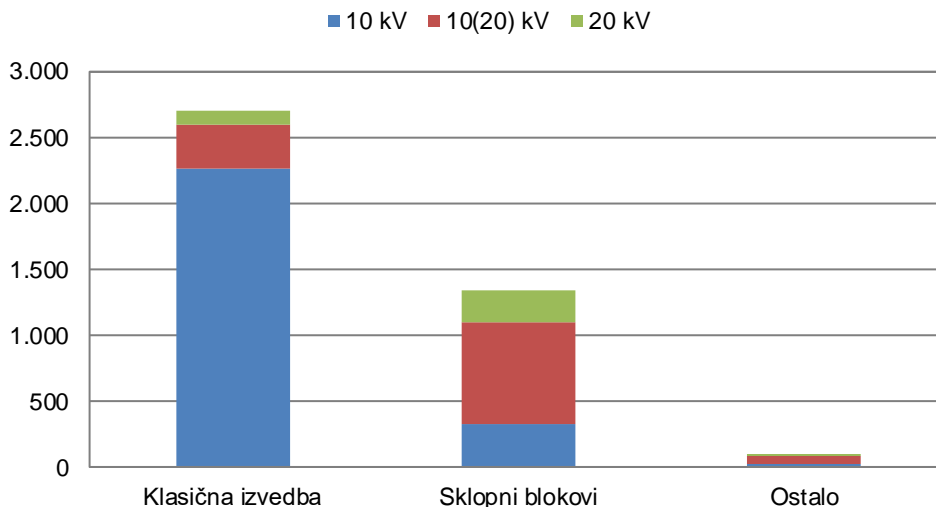
Na Slikama 3.11 i 3.12 prikazana je raspodjela pripremljenosti polja SN postrojenja za pogonski napon 20 kV, uzimajući u obzir pripremljenost primarne opreme bez analize uzemljenja neutralne točke.

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 37%. U postrojenjima izvedenim sklopnim blokovima brojnija su postrojenja s najvišim naponom opreme koji omogućuje pogon na 20 kV.



Slika 3.11 Raspodjela polja SN postrojenja TS 35 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon

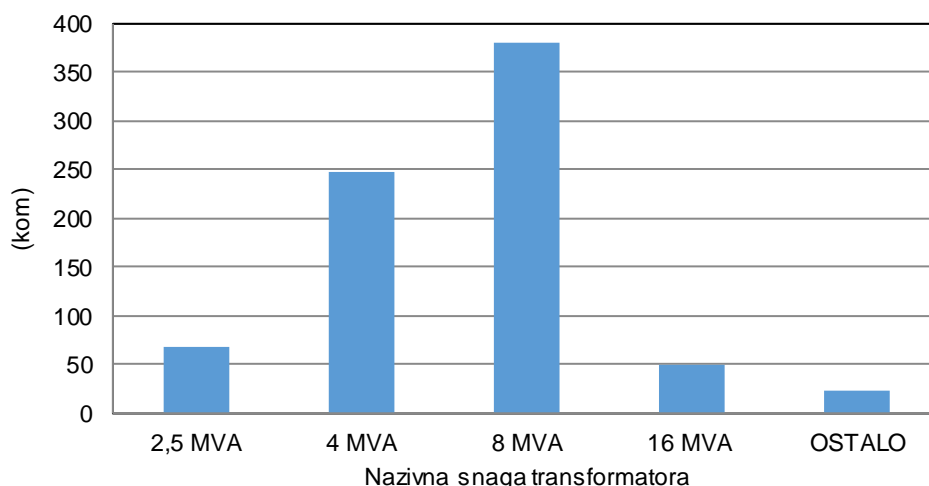
U načelu se, uvažavajući zahtjeve učinkovitog korištenja energije, rekonstrukcije pojnih točaka 35 kV u 35/20 kV ne potiču u svrhu prijelaza 10 kV mreže na 20 kV pogon, nego se, da bi se izbjegla dodatna transformacija 35/20 kV, planiraju rekonstrukcije u rasklopišta 20 kV uz napajanje iz obližnje 110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



Slika 3.12 Prikaz broja polja SN postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja

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

Zbroj nazivnih snaga ukupno 767 transformatora SN/SN u nadležnosti HEP ODS-a iznosi 5.069 MVA. Najzastupljeniji su transformatori prijenosnog omjera 35/10,5 kV ili preklopivi 35/10,5(21) kV, a najzastupljenije snage 4 MVA i 8 MVA (zajedno oko 630 komada, odnosno 4.030 MVA). Preostali transformatori odnose se na snage 2,5 MVA, 16 MVA ili ostalo (Slika 3.13).

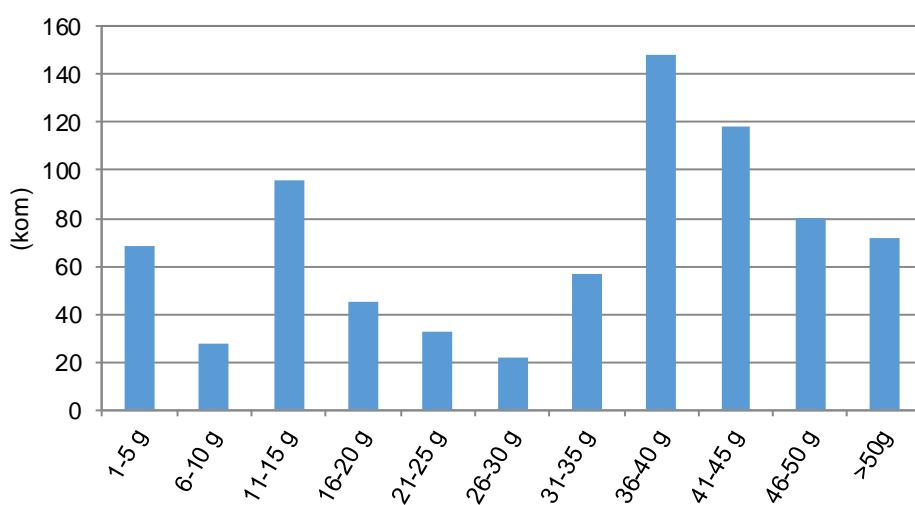


Slika 3.13 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi

Slika 3.14 prikazuje raspodjelu transformatora prema starosti iz koje je vidljiv značajan broj starih transformatora. Prosječna je starost transformatora preko 31 godinu. Prema kriteriju zamjene transformatora na temelju starosti veće od 40 godina, u ovom trenutku graničnu vrijednost kriterija prelazi oko 35%, a do kraja planskog razdoblja još dodatnih 27%.

Osim veće sigurnosti pogona, zamjenom dotrajalih transformatora ostvaruje se velika korist smanjenjem tehničkih gubitaka. U načelu su gubici uslijed opterećenja dvostruko manji kod novih transformatora, a gubici praznog hoda čak i do tri puta manji. Primjenjujući odredbe nove EU regulative o energetske učinkovitosti transformatora, koja je stupila na snagu, uštede u gubicima zbog zamjene transformatora bit će još izraženije.

Uvažavajući činjenicu da se dio transformatora nalazi u pričuvi, dio revitalizira, a dio je pripremljen za rashod zbog dotrajalosti, te da će se ukupna potreba za transformatorima tog prijenosnog omjera dodatno smanjiti, broj koji je potrebno zamijeniti unutar planskog razdoblja bit će manji od broja koji ne udovoljava prema kriteriju starosti odnosno životnog vijeka. Značajan broj ovih transformatora će se zamijeniti, između ostalog zbog sporijeg uvođenja izravne transformacije ili ulaganjima u smanjenje gubitaka.



Slika 3.14 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema starosti

3.2.2.6. Preporuke za planiranje na temelju analize stanja pojnih točaka 35 kV

Uzimajući u obzir provedenu analizu stanja pojnih točaka 35 kV u nadležnosti HEP ODS-a te pripadajućih postrojenja i opreme, u nastavku su navedena zapažanja u obliku preporuka za planiranje:

- Pojačanje transformacije SN/SN planirati ugradnjom do dvije jedinice 8 MVA, nakon toga izgradnjom nove pojne točke 110 kV s izravnom transformacijom, a iznimno povećanjem kapaciteta transformacije do 2x16 MVA.
- S obzirom na dugačak životni vijek zidanih objekata, izgradnju novih SN postrojenja planirati u pojednostavljenim optimiranim zidanim zgradama sa smanjenim ne-energetskim prostorom, a dotrajala postrojenja revitalizirati i/ili dograditi u postojećim zgradama.
- Planirati razvoj postrojenja korištenjem novih tehnologija: sklopni blokovi, vakuumski prekidači, numerički releji.
- Posebno 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 povećanje kapaciteta za visoko opterećene TS.
- Prioritetno planirati ulaganje u prijelaz na 20 kV za mreže čije su pojne točke izgrađene ili rekonstruirane s 20 kV opremom.
- Planirati uvođenje preostalih SN postrojenja u SDV (3%), uz uvjet uporabe postrojenja u narednom srednjoročnom razdoblju te analizu mogućnosti izgradnje ekonomski prihvatljive optičke komunikacijske veze.

3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona

Rasklopištima srednjeg napona smatraju se elektroenergetska rasklopna postrojenja naponskih razina najčešće 10 kV ili 20 kV, a u nekim slučajevima i 35 kV, u pravilu bez transformacije snage, osim na niski napon za vlastitu potrošnju ili u posebnim prijelaznim slučajevima na sučelju mreža nazivnog napona 10 kV i 20 kV. Postrojenja uglavnom sadrže pet ili više polja, opremljenih prekidačima, podsustavom za proizvodnju i razvod pomoćnog napona, uređajima relejne zaštite i često uvedenih u SDV ili su u planu za uvođenje.

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

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

U nadležnosti HEP ODS-a je oko 70 takvih postrojenja. Veći broj rasklopišta izgrađen je u Elektri Varaždin, Elektroprimorju Rijeka i Elektroistri Pula.

Preko 90% u nadležnosti HEP ODS-a su rasklopišta nazivnog napona 10 kV ili 20 kV.

3.2.4. 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. Ukupna duljina vodova 35 kV je 4.515 km, što je povećanje za 13 km u odnosu na stanje mreže opisano Master planom [38] (4.502

km). Promjene udjela duljina pojedinih izvedbi vodova rezultat su zamjene nadzemnih vodova kabelima.

Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova

Naziv	Duljina (km)	Duljina (%)
Kabeli 35 kV	1.357	30%
Nadzemni vodovi 35 kV	3.017	67%
Podmorski kabeli 35 kV	142	3%
Ukupno	4.515	100%

Tablicom 3.3 prikazan je pregled 35 kV vodova po izvedbi, s podacima o duljini i udjelu pojedine izvedbe. Udio kabelskih vodova u ukupnoj duljini je 33%, a udio nadzemnih 67%, što je 11% manji udio duljine nadzemnih 35 kV vodova u donosu na stanje iz 1997. godine (Master plan, [38]).

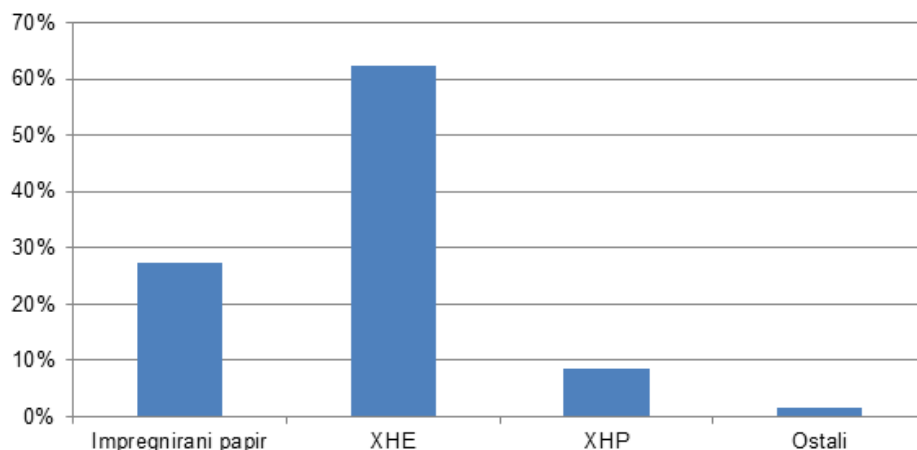
3.2.4.1. Kabeli 35 kV

Razvoj kabelske tehnologije doveo je do velikog broja različitih tipova, kako kabela polaganih na kopnu, tako i podmorskih kabela. Tipizacija u ovom dijelu tehnologije uslijedila je iza 90-ih godina prošlog stoljeća. U Tablici 3.4 i na Slici 3.15 iskazane su vrijednosti i udjeli duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji) kabela.

Tablica 3.4 Pregled duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)

Vrsta izolacije	Duljina (km)	Duljina (%)
Impregnirani papir	372	27%
Umreženi polietilen i izvedba plašta od polietilena (XHE)	847	62%
Umreženi polietilen i izvedba plašta od PVC-a (XHP)	115	8%
Ostali	22	2%
Ukupno	1.357	100%

Udio duljine kabela s papirnom izolacijom (IPZO i sl.) je 27%, što je za cca 25% manje u donosu na stanje iz Master plana [38] gdje su uračunati i podmorski kabeli. Najzastupljeniji su kabeli s izolacijom od umreženog polietilena i izvedbom plašta od polietilena (XHE kabeli), odnosno PVC-a (XHP kabeli). Kako 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 3.15 Udjeli duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)

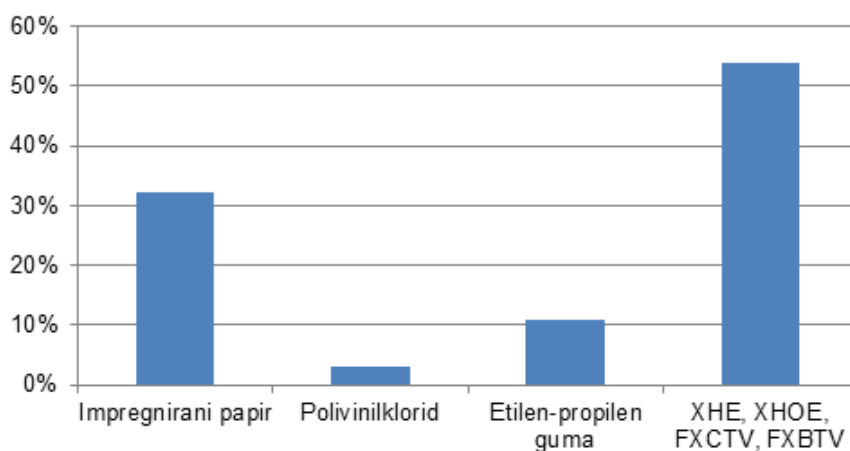
3.2.4.2. Podmorski kabeli 35 kV

Tablica u nastavku daje pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti.

Tablica 3.5 Pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti izolacije

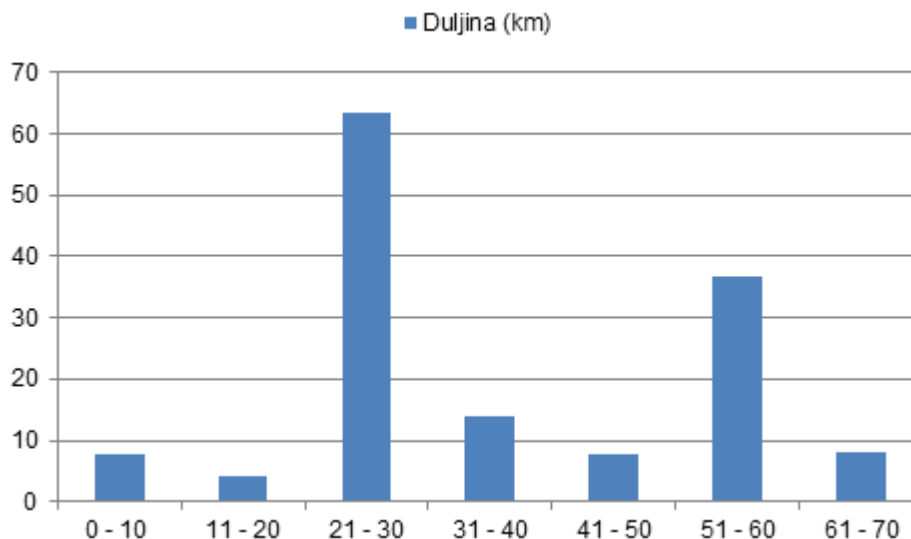
Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Duljina (%)
Impregnirani papir	46	32%
Polivinilklorid	4	3%
Etilen-propilen guma	15	11%
Umreženi polietilen (XHE, XHOE, FXCTV, FXBTV)	76	54%
Ukupno	142	100%

U razdoblju od izrade Master plana [38] ukupna duljina podmorskih kabela naponske razine 35 kV porasla je s 125 km na 142 km. Mreža PKB 35 kV u proteklom razdoblju se nije značajno povećala, već su se aktivnosti uglavnom odnosile na zamjenu postojećih PKB zbog starosti i dotrajalosti. Najveći udio u 35 kV podmorskim kabelima imaju kabeli s izolacijom od umreženog polietilena (izvedbe tipa XH i FXBTV), kao što prikazuje Slika 3.16.



Slika 3.16 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi

Važno je primijetiti kako je značajan dio 35 kV podmorskih kabela (52,67 km) stariji od 40 godina (Slika 3.17) te će se u nadolazećem razdoblju morati intenzivnije pristupiti zamjeni istih.



Slika 3.17 Prikaz 35 kV podmorskih kabela prema starosti

Ulaganjima u zamjenu kablom novije izvedbe u proteklom razdoblju, udio starih kabela izolacije od polietilena i impregniranog papira se postupno smanjuje. Međutim, bez obzira na izneseno, starost podmorskih kabela je uglavnom preko 30 godina pa će se u narednom razdoblju intenzivnije mijenjati.

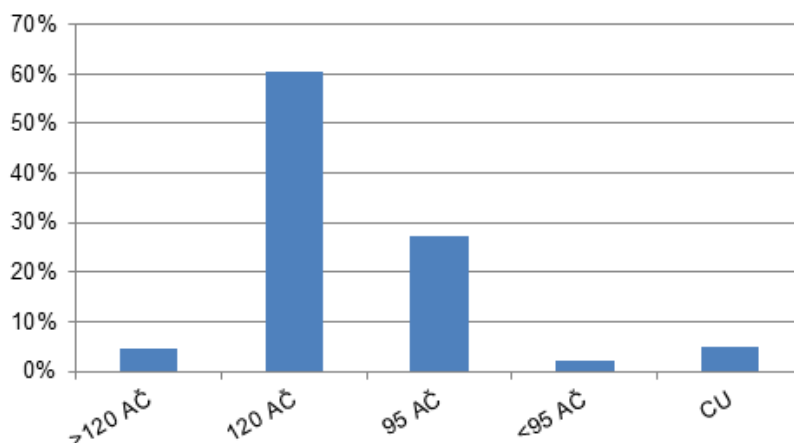
3.2.4.3. Nadzemni vodovi 35 kV

Kao rezultat promjene pogonske naponske razine (prijelaza SN mreže na 20 kV) te zamjena nadzemnih vodova kablom, njihova ukupna duljina smanjila se u odnosu na stanje iz Master plana [38] za nešto više od 295 km te sada iznosi 3.017 km. Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima vodiča, materijalu i vrsti stupa prikazana je u Tablici 3.6 te na Slici 3.18.

Tablica 3.6 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova

Presjek	Betonski stupovi	Čelično-rešetkasti stupovi	Ukupno (km)	Ukupno (%)
>120/20 mm ² Al/Fe	0	143	143	5%
120/20 mm ² Al/Fe	338	1.491	1.828	61%
95/15 mm ² Al/Fe	241	584	825	27%
<95/15 mm ² Al/Fe	8	59	66	2%
CU	62	93	155	5%
Ukupno (km)	648	2.369	3.017	100%
Ukupno (%)	21%	79%	100%	

Većina vodova je izgrađena na čelično-rešetkastim stupovima (79%), vodičima presjeka 120/20 mm² Al/Fe (61%). U nekoliko distribucijskih područja izrazito su zastupljeni vodovi na betonskim stupovima (udio preko 50% pa do 90%, distribucijska područja Zagreb, Čakovec, Osijek i Slavonski Brod). Isto vrijedi i za poprečne presjeke vodiča (relativno velik udio presjeka 95/15 mm² Al/Fe, distribucijska područja Zagreb, Zabok, Varaždin i Čakovec).



Slika 3.18 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima i materijalu vodiča

Postupnim uvođenjem izravne transformacije 110/10(20) kV doći će do smanjenja ukupne duljine 35 kV vodova, s tim da će se većina koridora zadržati, vodovi rekonstruirati u 110 kV vodove ili koristiti na 10(20) kV naponskoj razini. Time nije isključena izgradnja novih 35 kV vodova, npr. radi osiguranja dvostranog napajanja TS 35/10(20) kV, ali će se za svaki takav slučaj posebnom analizom utvrditi ekonomska opravdanost.

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

3.2.4.4. Temeljne smjernice razvoja 35 kV vodova

Temeljne smjernice razvoja u idućem razdoblju su:

- Pri izgradnji novih vodova 35 kV, koje treba biti selektivno i restriktivno, 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.
- Polaganje kabela 35 kV, s obzirom na cjenovnu konkurentnost u odnosu na nadzemne vodove na čelično-rešetkastim stupovima.

3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN

3.2.5.1. Transformatorske stanice SN/NN

Ukupan broj TS SN/NN u distribucijskoj mreži je 28.841, s ukupnom instaliranom snagom 10.980 MVA. Ključni podaci o izgrađenim transformatorskim stanicama (vlastite, zajedničke ili tuđe) u distribucijskoj mreži iskazani su u tablicama i slikama koje slijede.

Tablica 3.7 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije

	HEP ODS / zajedničke	Tuđe	Ukupno
Broj trafostanica SN/NN	25.815	3.026	28.841
Instalirana snaga transformacije SN/NN (MVA)	8.765	2.216	10.980

TS SN/NN se mogu podijeliti na tri osnovna tipa prema načinu izvedbe (Tablica 3.8): kabelske (KTS), stupne (STS) i tipa „tornjić“.

Tablica 3.8 Pregled TS SN/NN prema načinu izvedbe

Vrsta TS	Broj TS	Udio (%)
Kabelska transformatorska stanica	14.285	50%
Stupna transformatorska stanica	11.080	38%
Transformatorska stanica tipa "tornjić"	3.476	12%
Ukupno	28.841	100%

U proteklom razdoblju smanjio se udio TS starog i napuštenog tehničkog rješenja tipa „tornjić“, a porastao je udio kabelskih i stupnih TS.

Tablica 3.9 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV

Prijenosni omjer	Broj TS	Udio (%)
TS 10/0,4 kV	12.202	42%
TS 10(20)/0,42 kV	9.420	33%
TS 20/0,42 kV	7.219	25%
Ukupno	28.841	100%

Udio transformatorskih stanica s ugrađenom opremom najvišeg napona 24 kV je oko 58% što predstavlja značajno povećanje u odnosu na 23%, odnosno tj. 4.171 TS, s početka 1997. godine, kako je opisano u Master planu [38]. Ukupan broj TS u pogonu na 20 kV iznosi 7.219 kom, odnosno 25%.

U budućnosti će njihov udio i dalje rasti zbog ulaganja u zamjenu opreme u postojećim transformatorskim stanicama zbog dotrajalosti opreme, ulaganja u sklopu prijelaza na 20 kV te izgradnje novih transformatorskih stanica. Stupne transformatorske stanice na drvenim stupovima i tornjići postupno će se rekonstruirati ili zamijeniti drugima.

Prosjek broja niskonaponskih izvoda kabelskih stanica je osam, dok je prosjek broja izvoda kod stupnih transformatorskih stanica četiri. Podaci se temelje na srednjim vrijednostima po distribucijskim područjima.

Najveći udio stupnih transformatorskih stanica je izveden na čelično-rešetkastom stupu, a kod kabelskih je najzastupljenija izvedba u betonskom kućištu standardnih dimenzija.

Značajan udio kabelskih transformatorskih stanica ima ugrađenu opremu 24 kV, dok kod ostalih transformatorskih stanica udio opreme 24 kV značajno varira ovisno o izvedbi. U izvedbi „tornjić“ dio stanica se rekonstruira opremom 24 kV (vrlo često 24 kV blokovima), a kod stupnih transformatorskih stanica najveći udio 24 kV opreme imaju TS na betonskom stupu, dok je udio 24kV opreme gotovo zanemariv kod TS na drvenom stupu.

3.2.5.2. Transformatori SN/NN

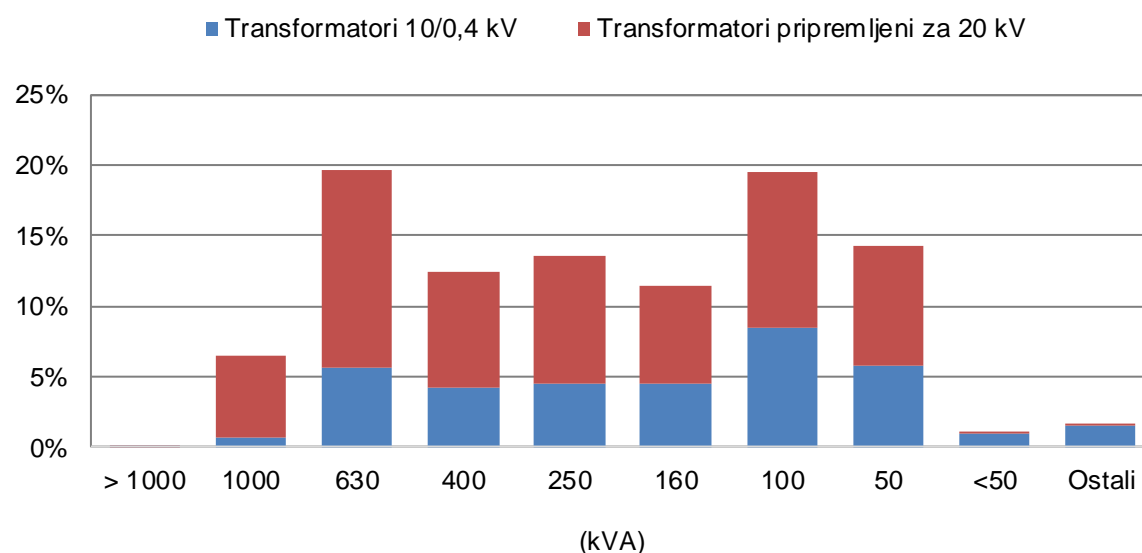
U nastavku su analizirani transformatori u vlasništvu HEP ODS-a. Transformatori SN/NN su imovina u najčešćem slučaju dugotrajno vezana (ugrađena) u transformatorskim stanicama SN/NN, a u rjeđem slučaju u pojnim točkama ili rasklopištima za transformaciju snage za vlastitu potrošnju. Manji dio odnosi se i na pogonsku rezervu.

Raspodjela transformatora SN/NN po nazivnim snagama i prijenosnim omjerima prikazana je Tablicom 3.10.

Tablica 3.10 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru

Snaga (kVA)	10/0,4 kV (kom)	10(20)/0,4 kV (kom)	20/0,4 kV (kom)	Ukupno (kom)	Ukupno (%)
> 1000	8	27	3	38	0,1%
1000	182	1.565	144	1.891	6,4%
630	1.644	3.466	641	5.751	19,6%
400	1.229	1.826	587	3.642	12,4%
250	1.307	2.077	608	3.992	13,6%
160	1.328	1.629	389	3.346	11,4%
100	2.493	2.674	553	5.720	19,5%
50	1.686	1.994	491	4.171	14,2%
<50	284	44	4	332	1,1%
Ostali	434	25	0	459	1,6%
Ukupno (kom)	10.595	15.327	3.420	29.342	100%
Ukupno (%)	36,1%	52,2%	11,7%	100%	

Iz prikaza raspodjele transformatora prema izvedbi namota više naponske razine vidljivo je da je udio preklopivih transformatora i transformatora više naponske razine 20 kV 63,9%. Nove transformatorske stanice grade se s preklopivim transformatorima 10(20)/0,4 kV, a zastupljenost im je 52,2%. Kako upravo nabavka transformatora SN/NN predstavlja veliki dio troškova prijelaza na 20 kV napon, jasno je da se radi o dugotrajnom i postupnom procesu. Počeci mu sežu od sedamdesetih godina prošlog stoljeća, kada su napravljene prve analize o primjeni novog distribucijskog napona 20 kV.



Slika 3.19 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV

Na Slici 3.19 prikazana je raspodjela prema nazivnim snagama i pripremljenosti za 20 kV napon. U mreži HEP ODS-a najzastupljeniji su SN/NN transformatori 630 kVA i 100 kVA. Udio preklopivih

transformatora i transformatora više naponske razine 20 kV je uglavnom dominantan, osim za vrlo male i nestandardne snage.

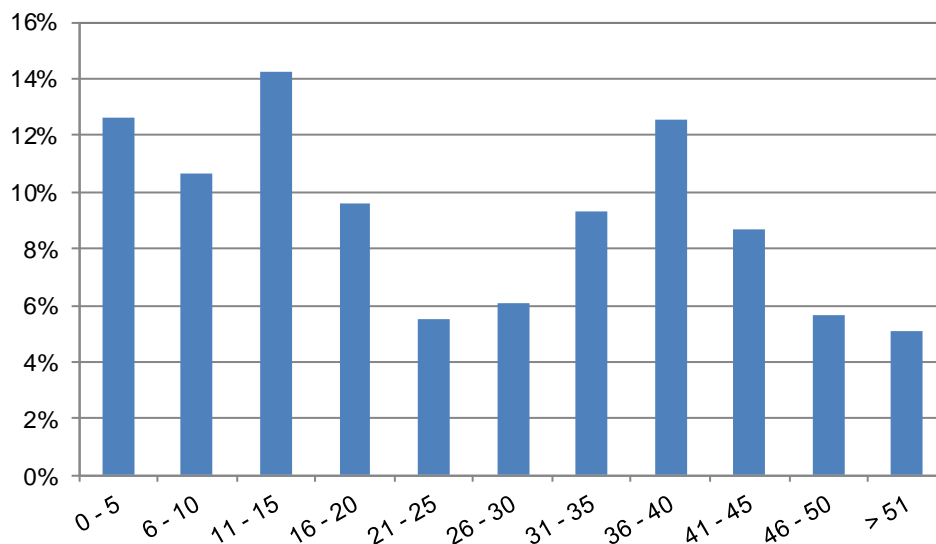
U Tablici 3.11 te na Slici 3.19 dan je pregled starosti transformatora SN/NN po petogodišnjim razdobljima³.

Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama

Starost (god)	Broj TR (kom)	Udio (%)
0 - 5	3.713	12,7%
6 - 10	3.118	10,6%
11 - 15	4.177	14,2%
16 - 20	2.825	9,6%
21 - 25	1.625	5,5%
26 - 30	1.777	6,1%
31 - 35	2.727	9,3%
36 - 40	3.679	12,5%
41 - 45	2.543	8,7%
46 - 50	1.651	5,6%
> 51	1.503	5,1%
Bez podatka	4	0,0%
Ukupno	29.342	100,0%

Posebnu pozornost potrebno je dati transformatorima starijim od 40 godina (kriterij zamjene prema starosti) te onima koji će do isteka promatranog planskog razdoblja doseći starost od 40 godina. Ukupan udio takvih transformatora je oko 40% svih transformatora HEP ODS-a (Slika 3.20).

³ Analizom je obuhvaćeno 29.338 od 29.342 (99,9%) transformatora za koje su raspoloživi podaci o starosti



Slika 3.20 Pregled starosti transformatora SN/NN po godinama

Temeljne smjernice razvoja u idućem razdoblju su:

- Nove TS SN/NN treba graditi sa stupnjem izolacije 24 kV.
- Svi novi transformatori u TS SN/NN moraju biti prespojivi (preklopivi, 10(20) kV), osim ako SN mreža već nije u pogonu na 20 kV.
- Pri rekonstrukciji postojećih TS SN/NN ugrađivati opremu 24 kV.
- TS SN/NN ne trebaju imati više od tri vodna polja, radi pojednostavljenja upravljanja i vođenja SN mreže te kasnije automatizacije.
- Značajnije TS SN/NN i rasklopišta uvoditi u SDV.
- Treba naglasiti nužnost zamjene transformatora SN/NN koji su stariji od 40 godina novim transformatorima koji imaju značajno manje gubitke.

3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV

3.2.6.1. Kabeli 10 kV i 20 kV

Analizom podataka (Tablica 3.12) o duljinama kabela 10 kV, odnosno 20 kV, vidljiv je porast za oko 9.186 km u odnosu na stanje iz Master plana [38], što je i razumljivo jer se zbog smanjivanja cijene kabela, građevinskih radova kao i problema s koridorima nadzemnih vodova sve više grade kabelski vodovi.

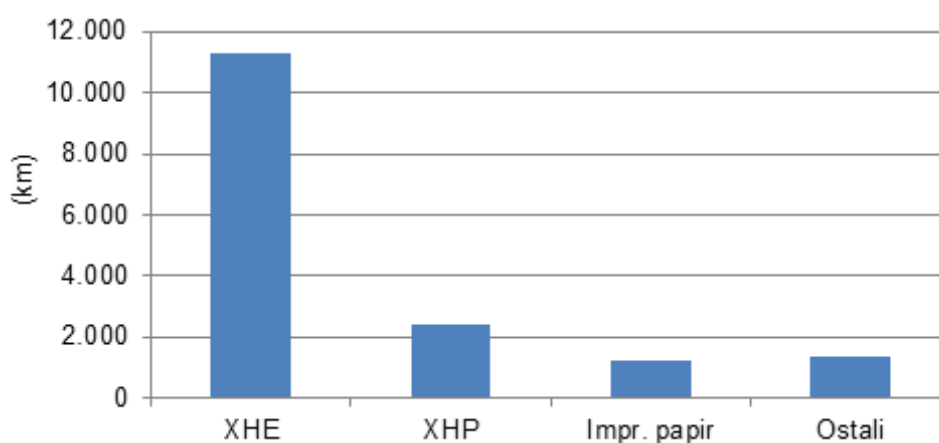
Zbog starosti, odnosno manjkavosti u tehnološkoj izvedbi (lošija izolacija i nedostatak sloja za sprječavanje prodiranja vode), veliki problem u pogonu predstavljaju kabeli tipa IPZO, IPO, PP, EHP i EpHP. S obzirom na to da je njihova zamjena vezana uglavnom uz gradska područja gdje su otežane masovne zamjene otežane, njihov udio smanjuje se nešto sporijom dinamikom.

Iz Tablice 3.12 vidljiv je vrlo visoki udio kabela s izolacijom od umreženog polietilena od oko 84%.

Tablica 3.12 Struktura kabela 10(20) kV po vrsti izolacije

Vrsta kabela	Duljina kabela (km)	Duljina kabela (%)
Impregnirani papir	1.243	8%
Termoplastični polietilen	562	3%
Polivinilklorid	492	3%
Etil - propilen	239	1%
Univerzalni kabel	48	0%
Umreženi polietilen	13.690	84%
Ukupno (km)	16.274	100%

Slika 3.21 u nastavku prikazuje raspodjelu duljine kabela 10 kV i 20 kV prema tipu, tj. vrsti izolacije.



Slika 3.21 Duljine kabela 10 i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)

Za prijelaz na 20 kV u najvećem dijelu su spremni kabeli tipa XHE i XHP.

Zbog manje pouzdanosti uljnih kabela s izolacijom od papira u manjoj je mjeri došlo do napuštanja kabela tipa IPO i sl., s 1.676 km (oko 24% ukupnog udjela u kabelima prema [38]) na 1.243 km (ispod 10% s obzirom na značajno povećanje ukupne duljine kabela mreže izgradnjom u izvedbi s izolacijom od umreženog polietilena).

Problematika EHP kabela (izolacija od termoplastičnog polietilena) vezana je uz naknadnu ekstrudaciju zaslona (izvedba zaslona izolacije). Naime, u vrijeme kada su se počeli proizvoditi ovi kabeli, još nije bila poznata tehnologija tzv. trostrukog ekstrudiranja (istovremeno ekstrudiranje zaslona vodiča, izolacije i zaslona izolacije). Istovremeno su se ekstrudirali samo sloj zaslona vodiča i izolacija, a zaslon izolacije izrađen je naknadno. U to vrijeme, kod kabela tipa EHP 48-A, zaslon izolacije rađen je od sloja grafitne prašine koja se omotala vodljivom trakom, čime se postigla električna veza između izolacije i zaslona kabela, ali ne i „čvrsta“ veza izolacije sa zaslonom izolacije kao kod kabela tipova XHP 48-A i XHE 49-A, izrađenih tehnologijom trostruke ekstruzije. Dolaskom vode do grafitnog sloja i „brisanjem“ sloja grafita, voda prodire preko vanjske površine u izolacijski sloj te dolazi do prekida električne veze izolacija-zaslon izolacije. Na taj način dolazi do stvaranja vodenih grančica, koje su s vremenom sve izraženije i mogu, u konačnici, dovesti do proboja izolacije kabela.

Problem je veći što je jače elektromagnetsko polje u izolaciji, a to je u našem slučaju pri 20 kV naponu umjesto dosadašnjeg 10 kV (prijelaz na 20 kV). Zbog mogućeg povećanja broja proboja na postojećim EHP 48-A kabelima, nakon prelaska rada kabela na 20 kV, elektroenergetska sposobnost kabela bit će ugrožena, a pouzdanost opskrbe električne energije kupcima bit će smanjena.

Zbog svega navedenog u budućem razdoblju, posebice u mrežama gdje se planira brži prelazak na 20 kV pogonski napon, ovi kabeli će se ubrzano mijenjati.

3.2.6.2. Nadzemni vodovi 10 kV i 20 kV

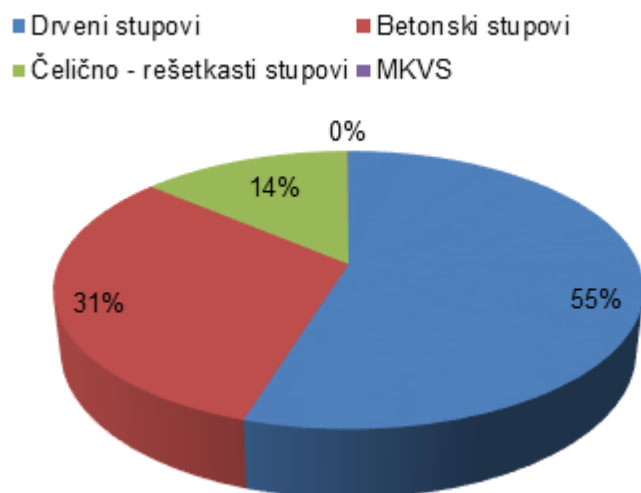
Struktura nadzemnih vodova po presjecima vodiča i izvedbi stupa prikazana je u Tablici 3.13.

Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV

Presjek	Duljina vodova (km)				Ukupno
	Drveni stupovi	Betonski stupovi	Čelično - rešetkasti stupovi	Metalni konični višekutni stupovi	
25/4 Al/Fe	4.603	797	52		5.452
35/6 Al/Fe	3.668	1.198	125		4.991
50/8 Al/Fe	2.441	2.480	194	3	5.118
70/12 Al/Fe	73	335	178		585
95/15 Al/Fe	158	1.453	1.963	11	3.585
CU	290	152	139		580
Ostali	67	53	186		306
Ukupno	11.300	6.468	2.837	13	20.618

Usporedbom podataka iz Tablice 3.13 i podataka iz Master plana [38], vidljivo je smanjenje udjela vodova presjeka 25/4 mm² i 35/6 mm² za nešto više od 3.100 km (s tadašnjih 13.564 km na današnjih 10.443 km).

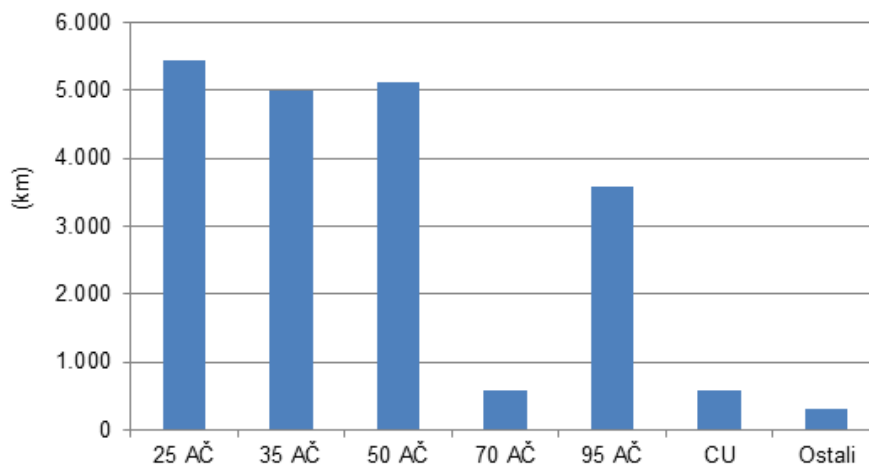
Nadalje, usporedbom s podacima iz Master plana [38], vidi se porast udjela vodova presjeka 50/8 mm² za 2.497 km (s 2.621 na 5.118 km) te porast udjela vodova 95/15 mm² za 1.167 km (s 2.418 na 3.585 km), kao posljedica smjernice razvoja mreže izgradnjom nadzemnih vodova 10(20) kV na betonskim stupovima presjeka 95/15 mm² za magistralne vodove, a 50/8 mm² za odcjepe.



Slika 3.22 Pregled udjela nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema vrsti stupova

Najveći udio nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV izveden je na drvenim stupovima. Usporedbom sa stanjem iz 1997. [38] njihov udio je značajno smanjen, s 15.383 km na 11.300 km. U istom razdoblju je povećana duljina nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV na betonskim i čelično-rešetkastim stupovima za 3.849 km (s 2.619 km na 6.468 km) i 682 km (s 2.155 km na 2.837 km).

Slika u nastavku daje raspodjelu duljine nadzemnih vodova po presjeku i materijalu vodiča.



Slika 3.23 Duljine nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema presjeku i materijalu vodiča

3.2.6.3. Podmorski kabeli 10 kV i 20 kV

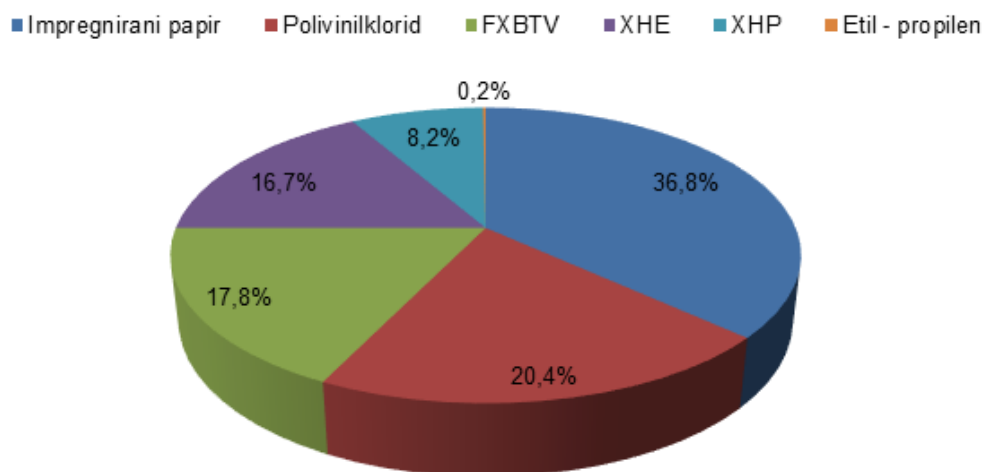
Ukupna duljina podmorskih kabela 10 kV i 20 kV iznosi oko 237 km (Tablica 3.14), dok je u vrijeme izrade Master plana [38] duljina podmorskih kabela iznosila 143 km.

Zbog sustavne zamjene kabela, 2005. godine su pokrenute pripreme za zamjenu postojećih, odnosno izgradnju novih podmorskih kabela. U razdoblju do kraja 2017. je zamijenjeno/izgrađeno 19 podmorskih kabela duljine 24,7 km. U tijeku su pripreme za novi ciklus zamjene podmorskih kabela.

Tablica 3.14 Pregled podmorskih kabela 10 kV i 20 kV prema vrsti izolacije

Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Udio (%)
Impregnirani papir	87,0	36,8%
Polivinilklorid	48,3	20,4%
Etil - propilen	0,4	0,2%
Umreženi polietilen (XHE, XHP, FXBTV)	100,8	42,6%
Ukupno	236,5	100%

Prema Slici 3.24, 43% podmorskih kabela 10(20) kV ima izolaciju od umreženog polietilena.



Slika 3.24 Prikaz udjela podzemskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije

3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci

Ukupna duljina niskonaponske mreže iznosi 62.196 km, u čemu nadzemna mreža sudjeluje s 45.207 km, a kabelska s 16.989 km (Tablica 3.15).

Udio kabelske i nadzemne mreže na određenom području ovisi o gustoći potrošnje električne energije, odnosno o gustoći stanovništva.

Tablica 3.15 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka)

Vrsta vodiča	Duljina (km)	Udio (%)
Samonosivi kabelski snop	30.433	49%
Neizolirani vodič	14.774	24%
Ukupno nadzemni vodovi	45.207	73%
Kabeli	16.989	27%
Ukupno	62.196	100%

3.2.7.1. Niskonaponska kabelska mreža

U Tablici 3.16 su iskazani podaci o duljini niskonaponske kabelske mreže prema vrsti izolacije.

Tablica 3.16 Struktura niskonaponske kabelske mreže prema izvedbi izolacije

Vrsta izolacije	Duljina (km)	Udio (%)
Impregnirani papir	114	1%
Polivinilklorid	12.880	75%
Umreženi polietilen	3.995	24%
Ukupno	16.989	100,0%

U odnosu na 7.113 km ukupne duljine niskonaponske kabelske mreže u Master planu [38], danas je taj iznos 16.989 km (više nego dvostruko povećanje). Ovo je razumljivo jer se zbog smanjenja cijene kabela, građevinskih radova kao i problema s koridorima i urbanističkim uvjetima izvedbe, rekonstrukcija postojećih i izgradnja novih NN mreža se izvodi podzemnim kabelima.

3.2.7.2. Nadzemna niskonaponska mreža

Najveći dio nadzemne NN mreže izveden je SKS-om presjeka 70 mm² (Tablica 3.17), uglavnom na betonskim stupovima te neizoliranim vodičima presjeka 35/6 mm² i 25/4 mm², uglavnom na drvenim stupovima.

Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže

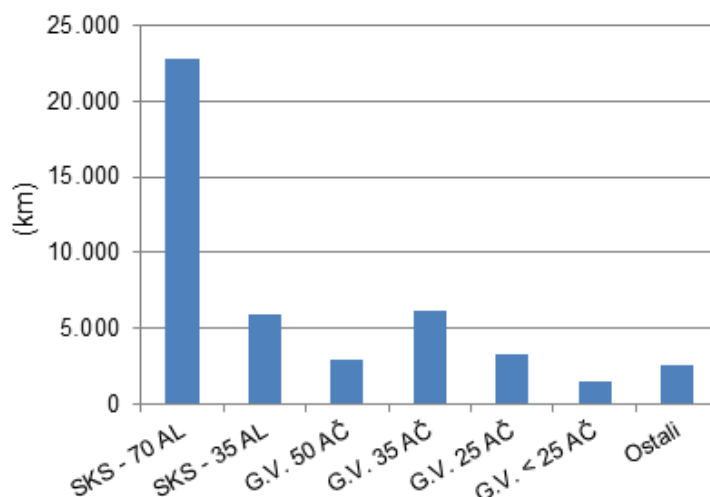
Vrsta – presjek	Duljina (km)						Ukupno	Udio [%]
	Drveni stupovi	Betonski stupovi	Čelični stupovi	MKV	Krovni nosači	Zidni nosači		
Ukupno SKS	11.325	16.649	99	62	233	372	28.739	64%
SKS – 70 mm ² Al	7.762	14.444	88	62	187	240	22.782	50%
SKS – 35 mm ² Al	3.563	2.205	11		46	131	5.956	13%
Ukupno N.V.	9.061	1.350	1	1	3.024	435	13.871	31%
G.V. 50/8 mm ² Al/Fe	2.116	448	1	1	225	151	2.943	7%
G.V. 35/6 mm ² Al/Fe	3.543	555	0		1.832	173	6.104	14%
G.V. 25/4 mm ² Al/Fe	2.255	244	0		706	79	3.284	7%
G.V. < 25/4 mm ² Al/Fe	1.147	102	0		261	31	1.541	3%
Ostali	1.551	719	7	0	160	160	2.597	6%
Ukupno	21.936	18.717	107	63	3.417	966	45.207	100%

Usporedbom sadašnjih podataka s onima iz Master plana [38], vidljivo je da se duljina SKS 70 mm² s tadašnjih 5.616 km povećala na 22.782 km, duljina SKS 35 mm² je s tadašnjih 2.743 km povećana na 5.956 km. Nadalje, došlo je do smanjenja udjela golih vodiča i to:

- Duljina mreže izvedene vodičima 50/8 mm² Al/Fe je smanjena s tadašnjih 4.717 km na 2.943 km.
- Duljina mreže izvedene vodičima 35/6 mm² Al/Fe je smanjena s tadašnjih 8.826 km na 6.104 km.
- Duljina mreže izvedene vodičima 25/4 mm² Al/Fe je smanjena s 8.095 km na 3.284 km.
- Duljina mreže izvedene vodičima presjeka manjeg od 25/4 mm² Al/Fe je smanjena s 3.531 km na 1.541 km.

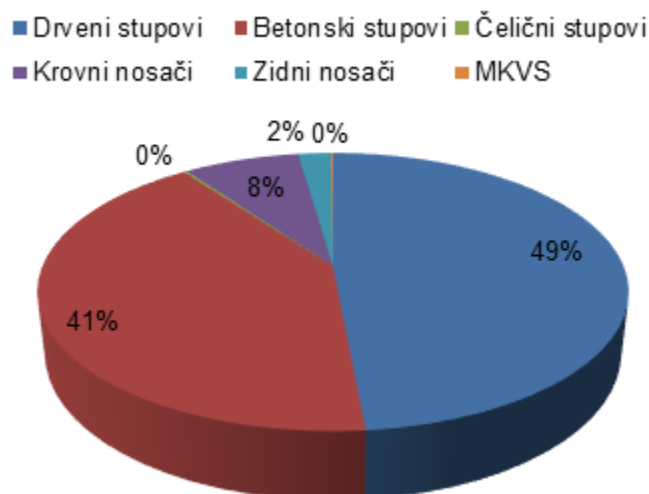
Do smanjenja duljine nadzemne mreže izvedene neizoliranim vodičem i istovremenog povećanja duljine nadzemne mreže izvedene SKS-om došlo je zbog sustavne zamjene neizoliranog vodiča SKS-om koja se provodi već dvadesetak godina. Zamjenu je zadnjih godina potakao i pad cijene kabela. Uz zamjenu neizoliranog vodiča SKS-om kontinuirano se radi i na zamjeni vodiča malih presjeka, čime se poboljšavaju naponske okolnosti na NN mreži te se smanjuju tehnički gubici.

Sa Slike 3.25 je vidljivo da je nadzemna mreža u većini izvedena sa SKS-om presjeka 70 mm².



Slika 3.25 Pregled niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi i presjeku vodiča

Najveći dio niskonaponske nadzemne mreže se nalazi na drvenim stupovima u duljini od 21.936 km (49%) te na betonskim stupovima u duljini od 18.717 km (41%), što je prikazano Slikom 3.26. Ako se usporede podaci iz [38], uočava se da je tada 26.629 km nadzemne niskonaponske mreže bilo na drvenim stupovima te da je 3.774 km nadzemne mreže bilo na betonskim stupovima (povećanje više od četiri puta). Što se tiče krovnih i zidnih nosača, sada se na njima nalazi 3.417 km i 966 km nadzemne niskonaponske mreže dok je prema podacima iz Master plana [38] godine ta duljina bila ukupno 5.477 km.



Slika 3.26 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa

3.2.7.3. Niskonaponski priključci

Struktura niskonaponskih nadzemnih priključaka dana je u Tablici 3.18. Nadzemnih niskonaponskih priključaka je najviše izvedeno sa SKS-om (20.134 km) te 2.989 km neizoliranim vodičima. Ako se usporede kabelski i nadzemni niskonaponski priključci, najviše ima nadzemnih i to oko 65% u ukupnom udjelu priključaka.

Tablica 3.18 Struktura niskonaponskih priključaka

Vrsta vodiča	Duljina (km)	Udio (%)
Neizolirani vodič	2.989	8%
Samonosivi kabelski snop	20.134	57%
Kabel	12.427	35%
Ukupno	35.550	100,0%

Usporedi li se stanje s Godišnjim izvješćem HEP ODS-a za 2007. godinu, duljina priključaka izvedenih s neizoliranim vodičima se smanjila (s 5.249 km na današnjih 2.989 km). U isto vrijeme je povećana duljina priključaka izvedenih sa SKS-om (s 15.127 km na 20.134 km). Očekivano, zbog povećanja duljine kabelske mreže, povećala se duljina kabelskih priključaka (s tadašnjih 8.988 km na 12.427 km).

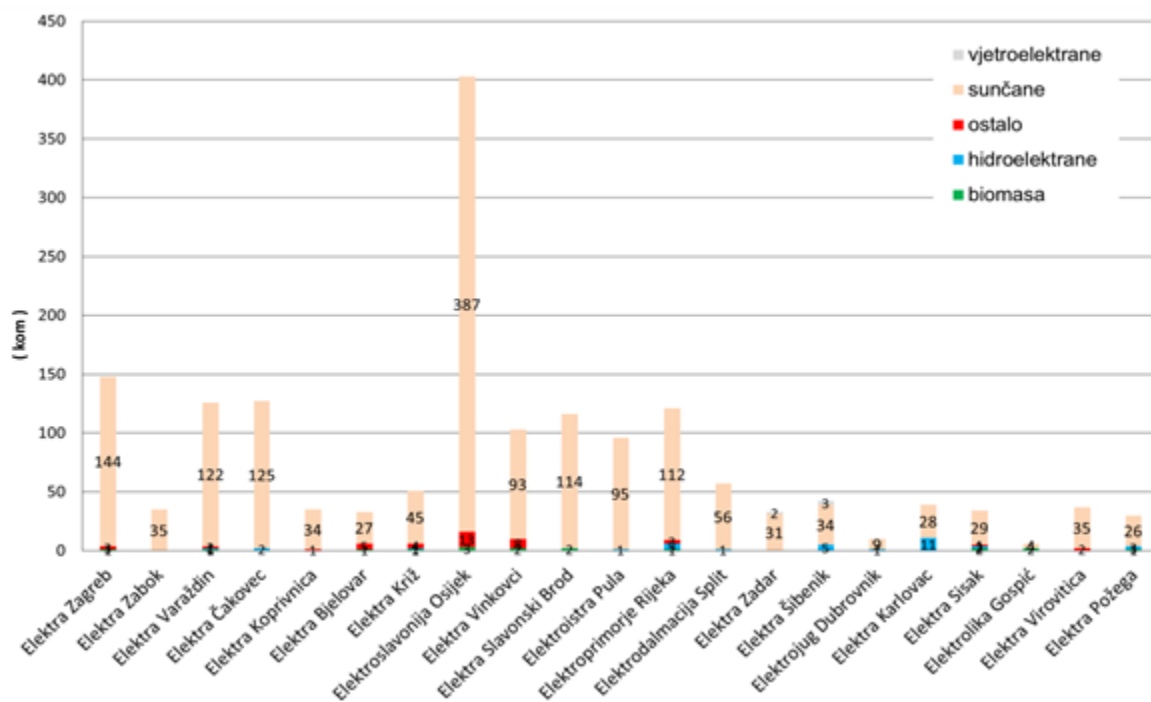
3.3. Distribuirani izvori

3.3.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a

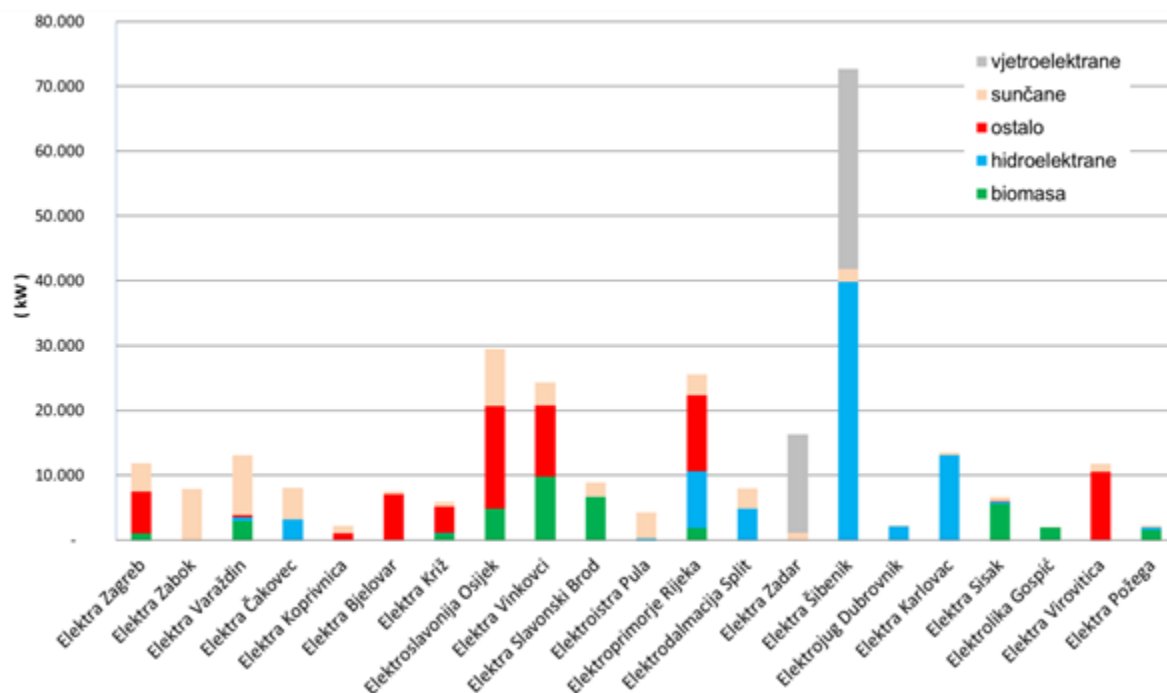
U posljednjih nekoliko godina intenzivirano je priključenje elektrana na distribucijsku mrežu. Tablica 3.19 u nastavku prikazuje broj i snagu elektrana priključenih na mrežu HEP ODS-a (do 31.12.2017.) godine te prosječnu snagu po vrstama elektrana, pri čemu ovaj prikaz uključuje i elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. koje su priključene na distribucijsku mrežu. Ukupna snaga priključenih 1.682 distribuirana izvora iznosi 285 MW. Sunčane elektrane priključene na niskonaponsku mrežu brojem (99%) su najzastupljeniji tip izvora na mreži HEP ODS-a, dok priključnom snagom sudjeluju sa samo 17% od ukupno priključenih izvora na niskonaponsku i srednjonaponsku mrežu. Slike 3.27 i 3.28 u nastavku prikazuju razdiobu vrsta elektrana priključenih na distribucijsku mrežu HEP ODS-a po broju, priključnoj snazi i distribucijskim područjima.

Tablica 3.19 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	1.570	47.740	15	12.230	1.585	59.970	38
Vjetroelektrane	0	0	5	45.950	5	45.950	9.190
Biomasa	3	855	14	36.400	17	37.255	2.191
Hidroelektrane	15	2551	18	70.882	33	73.433	2.225
Ostalo	6	1.684	36	66.209	42	67.893	1.617
Ukupno	1.594	52.830	88	231.671	1.682	284.501	169



Slika 3.27 Broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima



Slika 3.28 Priključna snaga priključenih elektrana po distribucijskim područjima

S obzirom na popunjenje kvota za poticanje proizvodnje električne energije iz sunčanih elektrana, u 2017. godini smanjen je broj priključenih sunčanih elektrana u odnosu na prethodne godine. Promjene broja izdanih PEES-ova⁴, izrađenih EOTRP-ova⁵ te priključenih izvora u razdoblju od 2009. godine prikazane su u Tablici 3.20.

Tablica 3.20 Izdane PEES, izrađeni EOTRP i priključeni izvori u razdoblju od 2009. do kraja 2017. godine

Godina	Izdane PEES		Izrađeni EOTRP		Priključeni izvori	
	(kom)	(kW)	(kom)	(kW)	broj	(kW)
2009.	11	17.076	10	9.445	3	11.600
2010.	45	57.821	27	84.268	6	11.975
2011.	264	58.662	55	128.085	15	16.877
2012.	1.321	135.303	87	140.121	86	9.545
2013.	3.475	190.888	82	168.149	558	33.200
2014.	730	175.618	42	89.000	565	24.933
2015.	556	193.434	73	162.472	251	37.931
2016.	398	133.867	26	99.596	90	30.009
2017.	296	124.326	20	30.040	88	22.300
Ukupno	7.096	1.086.955	422	911.176	1.662	198.370

* Prethodne elektroenergetske suglasnosti izdaju se za sve elektrane, dok se EOTRP-i izrađuju u pravilu za elektrane priključne snage iznad 500 kW koje se priključuju na srednjonaponsku mrežu.

3.3.2. 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 2017. godine iznosi 877,04 GWh, što je oko 6% ukupne potrošnje električne energije kupaca na distribucijskoj mreži u 2017. godini.

Najveći udio proizvodnje na distribucijskoj mreži čini proizvodnja hidroelektrana (25%) i ostalih tipova elektrana (32%), uglavnom bioplinskih postrojenja, te elektrana na biomasu (21%) i vjetroelektrana (13%). U mreži HEP ODS-a, brojem najzastupljenije sunčane elektrane u godišnjoj proizvodnji distribuiranih izvora sudjeluju sa 9%.

3.3.3. Utjecaj na planiranje razvoja

S obzirom na ograničene kvote za poticanje proizvodnje električne energije iz sunčanih elektrana, od 2014. godine pojavljuje se sve više zahtjeva za priključenje sunčanih elektrana na instalacije postojećih kupaca, koje služe pretežito za podmirenje vlastitih potreba kupaca.

Sve veća integracija distribuiranih izvora u mrežu HEP ODS-a rezultat će, generalno gledajući, smanjenjem opterećenja i, u većini slučajeva, smanjenjem gubitaka u distribucijskoj mreži, čime se u nekim slučajevima odgađa potreba za ulaganje u izgradnju distribucijske mreže zbog porasta opterećenja.

⁴ Prethodna elektroenergetska suglasnost

⁵ Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja

U sve više slučajeva događa se da se distribuirani izvori grupiraju na određenom prostoru (npr. unutar jednog pojnog područja TS 110/x kV) pa zbog njihovog kumulativa snage dolazi do potrebe stvaranja uvjeta u distribucijskoj mreži, kako bi se preuzela ukupna proizvedena električna energija iz distribuiranih izvora. Znatno povećana snaga proizvodnje u odnosu na postojeći teret na određenom području u pravilu se odražava kroz pogoršane naponske prilike u mreži (povišenje napona) pa su najčešći zahvati na stvaranju uvjeta u mreži 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.

Upravo se iz tih razloga, za svaku značajniju elektranu koja se planira priključiti na distribucijsku mrežu, izrađuje EOTRP kako bi se sagledali svi potrebni zahvati na stvaranju uvjeta u mreži i priključenju elektrane.



4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

4.1. Potrošnja i vršno opterećenje	65
4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje	65
4.1.2. Metodologija predviđanja opterećenja	67
4.1.3. Prognoza opterećenja u idućem desetogodišnjem razdoblju	70
4.2. Gubici u distribucijskoj mreži	71
4.2.1. Ostvareni gubici	71
4.2.2. Struktura gubitaka	72
4.2.3. Ciljevi smanjenja gubitaka	73
4.3. Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži	73
4.3.1. Pokazatelji pouzdanosti	73
4.3.2. Utvrđivanje i analiza SN izvoda s lošim pokazateljima pouzdanosti napajanja	75

4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

4.1. Potrošnja i vršno opterećenje

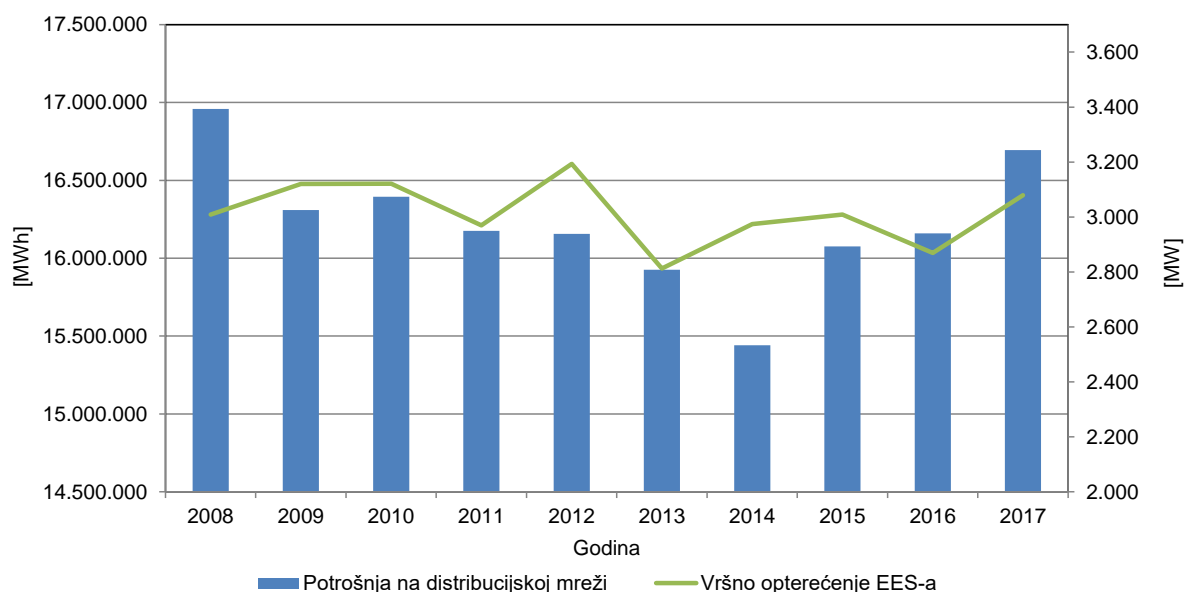
4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje

Hrvatski elektroenergetski sustav električnom energijom napaja kupce na distribucijskoj i prienosnoj mreži. U 2017. godini vršno opterećenje hrvatskog EES-a iznosilo je 3.079 MW, a potrošnja na distribucijskoj mreži 16.695 GWh.

Ključni dokumenti energetskega razvoja, „Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. godine“ [38] iz 1998. godine, revidirani razvojni dokument 2000.-2020. [39] iz 2001. godine te „Strategija energetskega razvoja Republike Hrvatske“ [3] iz 2009. godine izrađeni su u okruženju kontinuiranog porasta potrošnje električne energije. U scenarijima razvoja predviđen je nastavak porasta potrošnje i opterećenja, koji se može umanjiti jedino državnim intervencijama na području povećanja energetske učinkovitosti u neposrednoj potrošnji energije te povećanju udjela obnovljivih i distribuiranih izvora energije, a s ciljem ispunjenja „20-20-20“ ciljeva i ciljeva Kyoto protokola [3].

Međutim, u međuvremenu je nastupila gospodarska kriza koja je u razdoblju nakon 2008. godine dovela do oscilacija i značajnijeg smanjenja potrošnje električne energije i vršnog opterećenja EES-a, a time do odstupanja od predviđenih scenarija energetskega razvoja.

Slika 4.1 prikazuje promjene vršnog opterećenja EES-a i godišnje potrošnje električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2008.-2017.).



Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2008.-2017.

Usporavanje gospodarskih aktivnosti i teško ekonomsko i gospodarsko stanje u državi doveli su do značajnog pada potrošnje nakon 2008. godine. Potrošnja na razini distribucijskog sustava dosegla je minimum u 2014. godini, nakon čega ipak dolazi do ublažavanja posljedica gospodarske krize i stabilnog porasta godišnje potrošnje u posljednjem trogodišnjem razdoblju.

Potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži u 2017. godini te vršno opterećenje hrvatskog EES-a na razini su ostvarenja godina prije nastupa gospodarske krize.

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

Promjene vršnog opterećenja među distribucijskim područjima HEP ODS-a u posljednjem desetogodišnjem razdoblju variraju od velikog porasta do stagnacije, kao što je prikazano Tablicom 4.1.

Tablica 4.1 Prosječni godišnji porasti vršnog opterećenja distribucijskih područja u posljednjem desetogodišnjem razdoblju

Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja u posljednjem desetogodišnjem razdoblju	Distribucijsko područje
Visoki porast	Elektra Zadar
	Elektrolika Gospić
	Elektrojug Dubrovnik
	Elektra Šibenik
	Elektroistra Pula
Umjereni porast	Elektra Čakovec
Niski porast	Elektroprimorje Rijeka
	Elektrodalmacija Split
	Elektra Koprivnica
	Elektra Varaždin
Stagnacija	Elektra Zabok
	Elektra Zagreb
	Elektra Karlovac
	Elektra Bjelovar
	Elektra Virovitica
	Elektroslavonija Osijek
	Elektra Vinkovci
	Elektra Slavonski Brod
	Elektra Križ
	Elektra Sisak
	Elektra Požega

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.

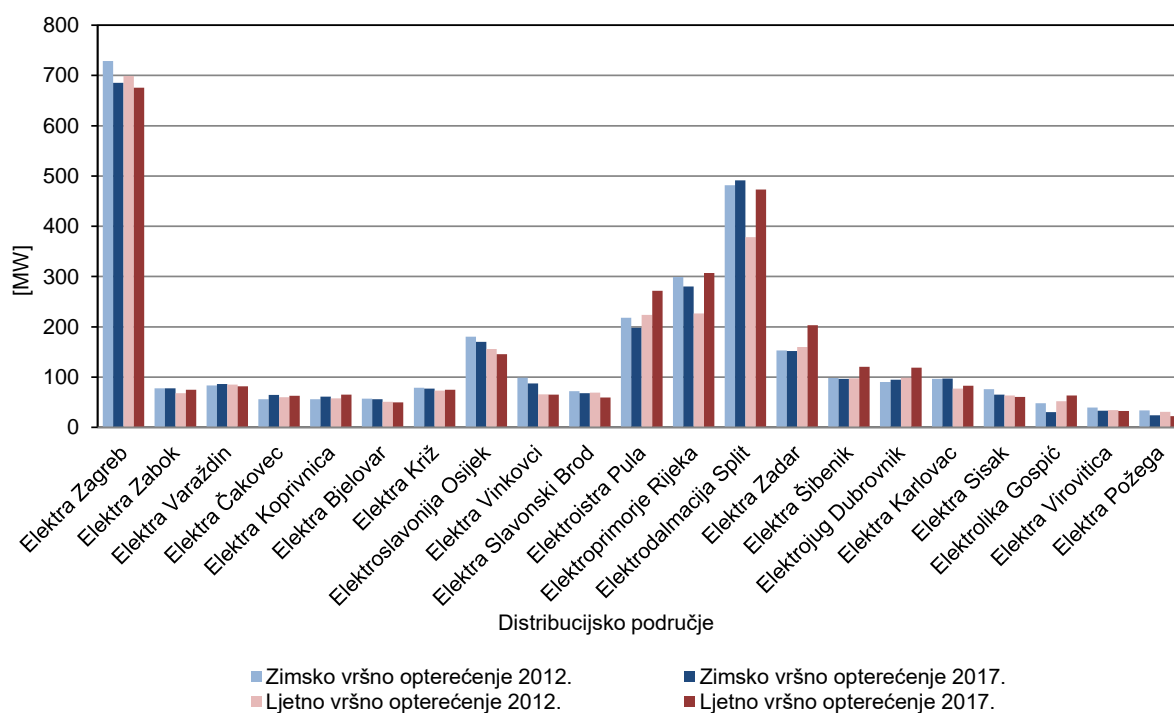
Vršno opterećenje distribucijskog sustava i distribucijskih područja uobičajeno se događalo u zimskim mjesecima. Razlog tomu je kraće trajanje dana (dulji boravak u zatvorenim prostorima, rasvjeta...) te korištenje električne energije za grijanje prostora. S promjenom standarda i načina korištenja električne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

Razlika između ljetnog i zimskog maksimuma ovisi o više faktora:

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

Slika 4.2 u nastavku prikazuje usporedbu zimskog i ljetnog vršnog opterećenja distribucijskih područja u 2012. i 2017. godini. Tradicionalno se vršno opterećenje događalo u zimskom periodu. Porast korištenja klimatizacijskih uređaja kako u primorskim, tako i u kontinentalnim područjima te porast turističke potrošnje rezultira ljetnim vršnim opterećenja koja su sve bliža, a ponegdje i veća od zimskih. U 2017. godini u sedam distribucijskih područja vršno opterećenje zabilježeno je u ljetnoj sezoni.

Zbog ranije opisanih čimbenika, u budućnosti se može očekivati daljnje smanjenje razlika između zimskog i ljetnog vršnog opterećenja.



Slika 4.2 Zimsko i ljetno vršno opterećenje distribucijskih područja u 2017. godini

4.1.2. Metodologija predviđanja opterećenja

Pri planiranju razvoja elektroenergetske mreže prema kriteriju sigurnosti opskrbe, podaci o potrošnji električne energije nemaju velik značaj, nije ključno koliko energije je prenijela određena komponenta, već koje je njezino strujno opterećenje. Za planiranje, odnosno dimenzioniranje elektroenergetske mreže potrebno je poznavanje opterećenja i porasta opterećenja [41].

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
- porast broja stanovnika
- kretanje BDP-a
- korištenje energetske sve učinkovitijih električnih uređaja
- poticanje kupaca na uštede u potrošnji kroz mjere energetske učinkovitosti
- cijena električne energije itd.

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

Za predviđanje opterećenja koriste se metode temeljene na predviđanju opterećenja malih područja; najčešće područja opskrbe nekog dijela distribucijskog sustava, transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV ili srednjonaponskog izvoda. Predviđanje se provodi za svako malo područje pojedinačno, ne ovisi o njegovoj veličini ili načinu formiranja niti o drugim malim područjima.

Razvoj opterećenja u malim područjima obilježen je nelinearnim porastom od nule do približno 80% konačnog iznosa u svega nekoliko godina, a najbolje se opisuje tzv. S-krivuljom. Krivulju karakterizira lagani rast u početnom razdoblju, značajniji i dinamičan porast u sredini razdoblja te postupno približavanje nekoj asimptotskoj vrijednosti (zasićenju) [21].

Uz pojam mala područja usko je vezano prostorno predviđanje opterećenja, koje predviđa mjesto, veličinu i vrijeme pojave opterećenja malih područja.

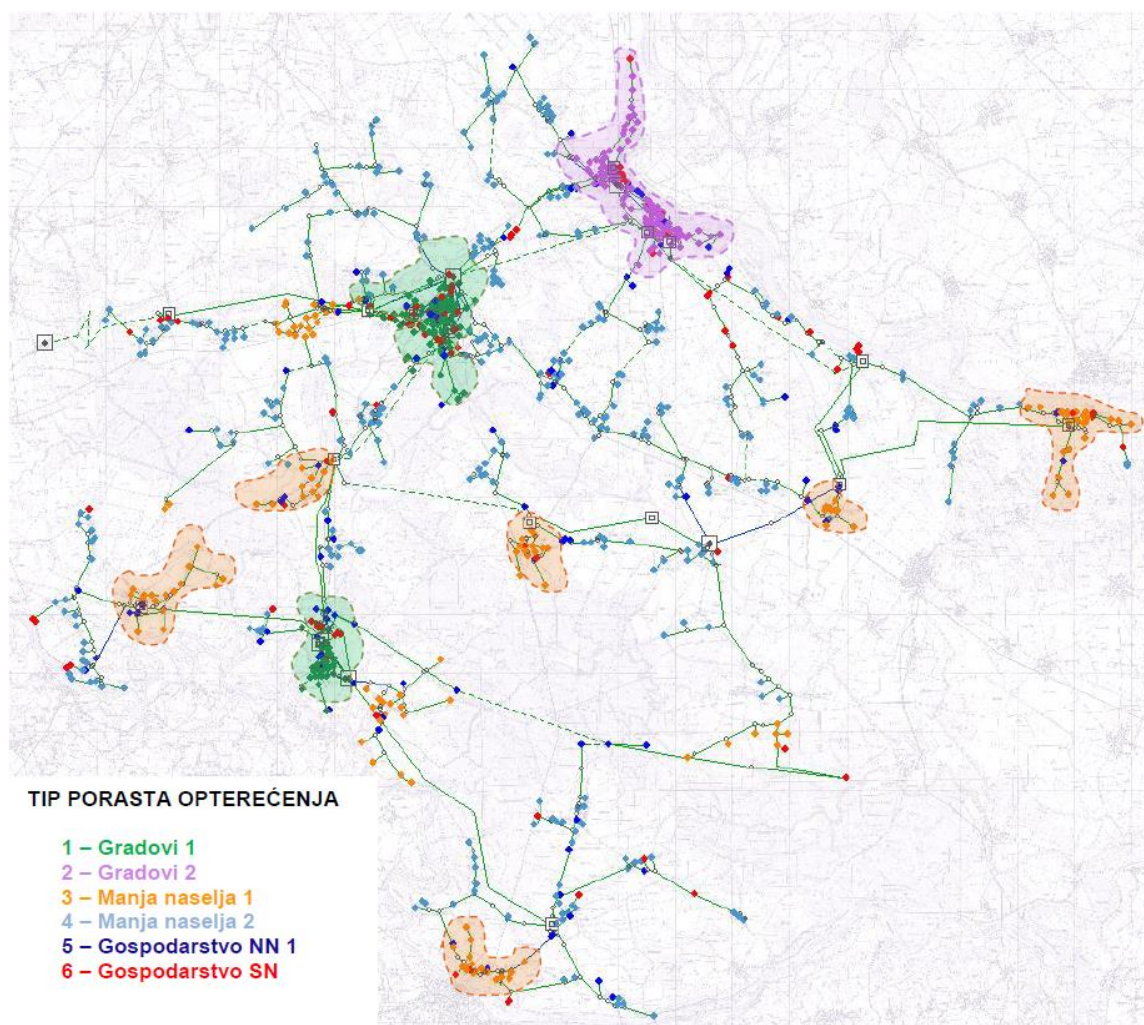
Prilikom modeliranja scenarija porasta opterećenja tijekom sljedećih 10 godina, mala područja, odnosno transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV se dijele u skupine (tipove porasta opterećenja) ovisno o prevladavajućoj vrsti potrošnje električne energije priključenih kupaca, geografskoj lokaciji i očekivanoj dinamici porasta opterećenja. Prema pretežitom karakteru potrošnje po transformatorskim područjima, tipovi porasta opterećenja mogu se modelirati na sljedeći način [17, 21]:

- kupci tipa kućanstva i usluga u gradovima
- kupci tipa kućanstva i usluga u manjim naseljima
- kupci tipa kućanstva i usluga u većim naseljima
- postojeća industrija na niskom naponu
- postojeća industrija na srednjem naponu
- gospodarske zone.

Slika 4.4 daje primjer raspodjele postojećih transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV po tipovima porasta opterećenja za Elektru Vinkovci [21].

Načelno će porast opterećenja u početku promatranog razdoblja biti veći u većim naseljima, a manji u manjim, kao rezultat prirodnih demografskih i gospodarskih trendova. Kasnije tijekom razdoblja planiranja je predviđena promjena trenda, odnosno širenje područja intenzivnijeg gospodarskog razvoja izvan većih naselja i stagnacija u većim naseljima.

Uz predviđanje opterećenja malih područja, koje obuhvaća porast opterećenja u širokoj potrošnji, zasebno se promatra i porast opterećenja velikih pojedinačnih kupaca.



Slika 4.3 Primjer raspodjele opterećenja transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV Elektre Vinkovci po tipovima porasta opterećenja

Temelj bilo koje metode prostornog predviđanja opterećenja za potrebe planiranja razvoja distribucijskih mreža su podaci o mjerenim opterećenjima u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV iz prošlosti. Što je veća dostupnost povijesnih podataka, rezultati predviđanja, a time i planiranja, su vjerodostojniji.

Osim povijesnih podataka o opterećenju srednjonaponskih izvoda i transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV, pri predviđanju opterećenja u obzir se uzimaju raspoloživi podaci o:

- potrošnji u prošlosti
- opterećenju distribucijskog područja u prošlosti
- ugovorenim snagama i tehničkim uvjetima iz izdanih prethodnih elektroenergetskih suglasnosti
- planovima razvoja, generalnim urbanističkim planovima i prostornim planovima uređenja pojedinih dijelova promatranog područja.

4.1.3. Prognoza opterećenja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Radi planiranja razvoja distribucijske mreže u ovom planskom razdoblju (do 2028. godine) izrađene su prognoze porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja HEP ODS-a, na osnovu:

- Rezultata studija dugoročnog razvoja distribucijske mreže izrađenih za većinu distribucijskih područja [12-34]. Za ta distribucijska područja, metodologijom opisanom u prethodnom poglavlju, predviđena su kretanja vršnog opterećenja u razdoblju idućih 20 godina.
- Procjene temeljene na ostvarenom porastu opterećenja u prethodnom razdoblju te informacijama o porastu opterećenja velikih kupaca, za distribucijska područja koja nemaju aktualne studije dugoročnog razvoja mreže.

Tablica 4.2 prikazuje rezultate prognoza porasta vršnog opterećenja po distribucijskim područjima. Prilikom kategorizacije distribucijskih područja s obzirom na prognozu porasta opterećenja, visokim porastom smatra se prosječni godišnji porast iznad 2%, a niskim ispod okvirno 1%.

Tablica 4.2 Prognoza porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja u planskom razdoblju (do 2028.)

Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja u planskom razdoblju	Distribucijsko područje
Visoki porast	Elektra Zadar
	Elektra Šibenik
	Elektrojug Dubrovnik
	Elektrolika Gospić
Umjereni porast	Elektra Čakovec
	Elektroistra Pula
Niski porast	Elektra Zagreb
	Elektra Zabok
	Elektra Varaždin
	Elektra Koprivnica
	Elektra Bjelovar
	Elektroprimorje Rijeka
	Elektrodalmacija Split
	Elektra Karlovac
Stagnacija	Elektra Križ
	Elektroslavonija Osijek
	Elektra Vinkovci
	Elektra Slavonski Brod
	Elektra Sisak
	Elektra Virovitica
Elektra Požega	

Kako bi se prilikom izrade idućih desetogodišnjih planova razvoja distribucijskog sustava ujednačio pristup prognozi porasta opterećenja planiraju se provesti sljedeće aktivnosti:

- nastavak izrade studija dugoročnog razvoja svih distribucijskih područja
- uvođenje sustavnog mjerenja opterećenja srednjonaponskih izvoda i transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV (razmatra se uvođenje stalnog mjerenja u TS 10(20)/0,4 kV)
- izrada metodologije prognoze opterećenja

- izrada prognoza za više scenarija.

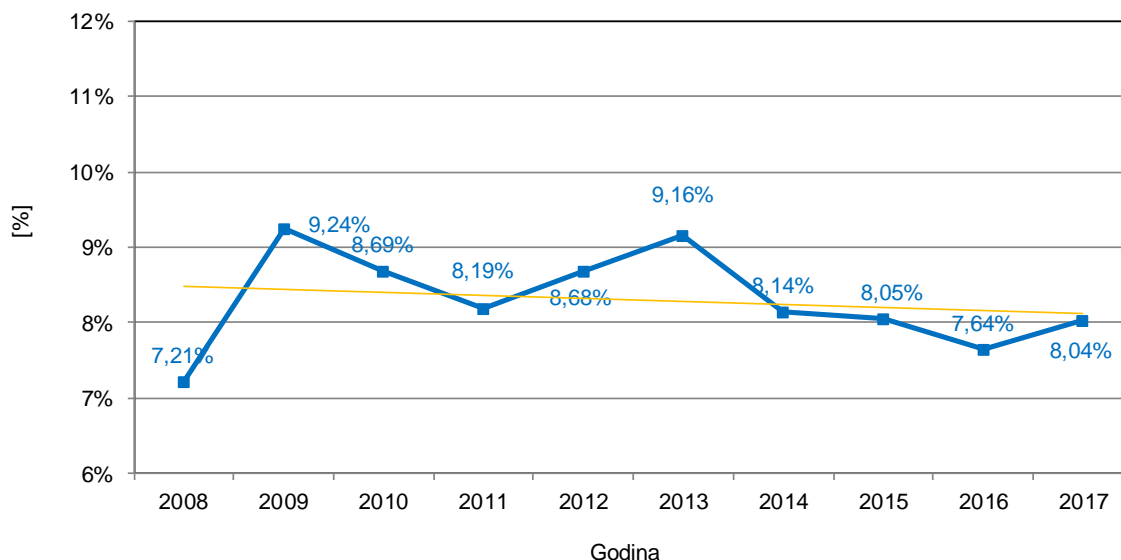
4.2. Gubici u distribucijskoj mreži

4.2.1. Ostvareni gubici

Zakonom o tržištu električne energije [1, 2] propisane su dužnosti HEP ODS-a u pogledu analize gubitaka u distribucijskoj mreži na godišnjoj razini, uključujući procjenu tehničkih gubitaka i neovlašteno preuzete električne energije te potreba za provođenjem mjera za smanjenje gubitaka.

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 prioritetan poslovni cilj dugi niz godina. Višegodišnja provedba ciljanih operativnih i investicijskih mjera rezultirala je trendom smanjenja iznosa gubitaka kroz godine (linija trenda na Slici 4.4).



Slika 4.4 Gubici električne energije u razdoblju 2008.-2017.

Slika 4.4 prikazuje gubitke električne energije u prethodnom desetogodišnjem razdoblju. Na početku promatranog razdoblja primjetne su izrazite oscilacije gubitaka, za koje se pretpostavlja da su uzrokovane načinom izračuna godišnje potrošnje kupaca s mjesečnim akontacijama i polugodišnjim očitavanjima. Pri kraju razdoblja oscilacije su znatno smanjene što olakšava procjenu stvarnog trenda promjene gubitaka u distribucijskoj mreži.

U promatranom su razdoblju izražen je trend smanjenja gubitaka, do 8,04% u 2017. godini, što je rezultat konstantnih ulaganja u sanaciju postojeće distribucijske mreže:

- povećanjem presjeka vodiča
- zamjenom energetskih transformatora onima s manjim gubicima
- ostvarenjem preduvjeta i prelaskom srednjonaponske mreže na 20 kV naponsku razinu
- znatnim ulaganjima u rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i zamjenu brojila pojačanim aktivnostima na utvrđivanju neovlaštene potrošnje.

4.2.2. Struktura gubitaka

Prema svom karakteru, gubici električne energije se dijele 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 su:

- relativno veliki udjel mreže s presjecima vodiča manjim od optimalnih
- relativno veliki udjel mreže s dugačkim vodovima i nepovoljna konfiguracija terena
- značajan broj transformatora s povećanim gubicima, starijih od 40 godina
- značajan 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 su:

- 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.

U 2016. godini završena je studija „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“ [42]. kao rezultat istraživanja 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%. Na temelju rezultata studije koji ukazuju na značajno veći udio netehničkih gubitaka no što je ranije procijenjeno, pojačat će se 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 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 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.).

S ciljem otkrivanja neovlaštene potrošnje električne energije i nepravilnosti na priključcima i mornoj opremi, u HEP ODS-u se provodi kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta. Osim ove kontrole, provode se i ciljane kontrole neovlaštene potrošnje na temelju zaprimljenih prijava građana i radnika.

4.2.3. Ciljevi smanjenja gubitaka

U Programu rada HEP ODS-a za razdoblje od 2012. do 2016. godine [43] utvrđen je cilj smanjenja gubitaka električne energije, tako da je do uključivo 2016. godine planirano smanjenje iznosa gubitaka za 1% ulazne energije u odnosu na stanje iz 2012. godine (na najviše 7,68%). U 2016. godini gubici električne energije bili su 7,64%, čime je ciljano smanjenje i ostvareno. U 2017. godini zabilježen je blagi porast gubitaka u odnosu na prethodnu godinu, koji se može dovesti u vezu s načinom izračuna godišnje potrošnje kupaca s mjesečnim akontacijama i polugodišnjim očitanjima.

U skladu s novim 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“ [42], u idućem razdoblju planira se sustavno baviti smanjenjem prvenstveno netehničkih gubitaka električne energije.

U cilju smanjenja netehničkih gubitaka na razini HEP ODS-a, imenovana je Radna skupina za praćenje i unaprjeđenje priključaka i obračunskih mjernih mjesta, koja će organizirati i provoditi aktivnosti na smanjenju netehničkih gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži, a posebno gubitka izazvanih neovlaštenom potrošnjom električne energije.

Radna skupina je izradila Smjernice i preporuke za smanjenje netehničkih gubitaka električne energije [44], koje predstavljaju svojevrsni katalog mjera za ostvarenje cilja smanjenja netehničkih gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži. Smjernicama se utvrđuje cilj minimalnog smanjenja od 1% netehničkih gubitaka u sljedeće 4 godine.

Iako je u proteklom razdoblju ostvareno značajno smanjenje gubitaka električne energije na razini HEP ODS-a, u pojedinim dijelovima distribucijske mreže 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
- zamjena starih i predimenzioniranih transformatora prikladnijim jedinicama iz pogonske rezerve
- optimiranje uklopnog stanja mreže, isključivanje elemenata mreže u praznom hodu i sl.

4.3. Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži

4.3.1. Pokazatelji pouzdanosti

Pokazatelji pouzdanosti napajanja računaju se na temelju podataka iz elektroničke evidencije, 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 iznad tri minute).

Sa stajališta upravljivosti prekidima i odgovornosti za nastale prekide, bitno je razlikovati:

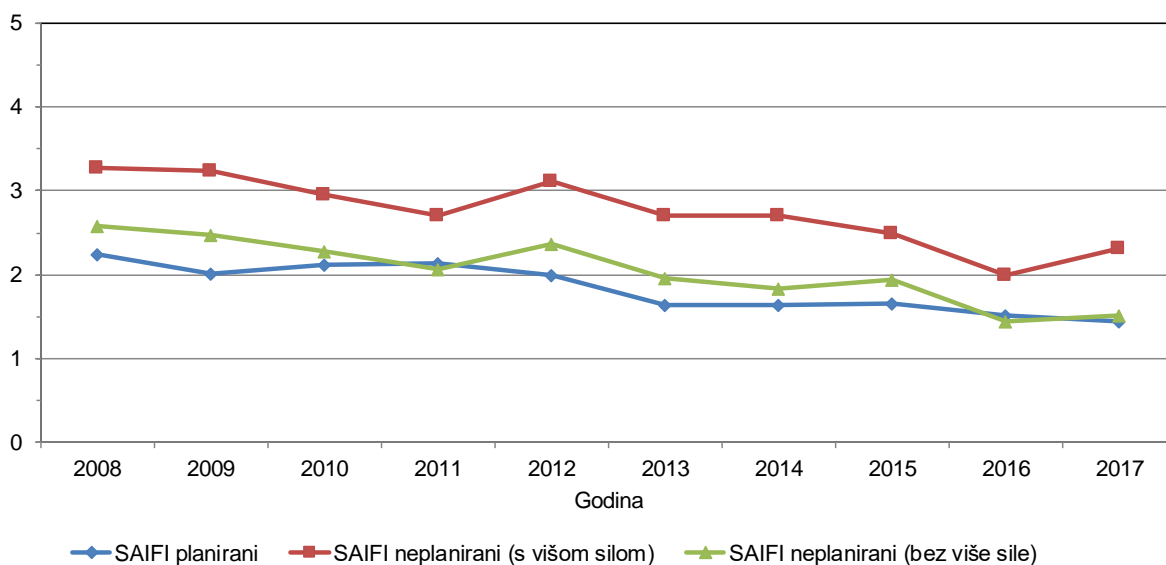
- Planirane prekide – zbog planiranih radova u mreži i na postrojenjima HEP ODS-a ili planiranih radova u mreži i na postrojenjima drugog operatora sustava i/ili treće strane, moguće je donekle utjecati na njih unaprijeđenjem organizacije rada ili osiguranjem dvostranog napajanja.
- Prisilne prekide, 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 6.

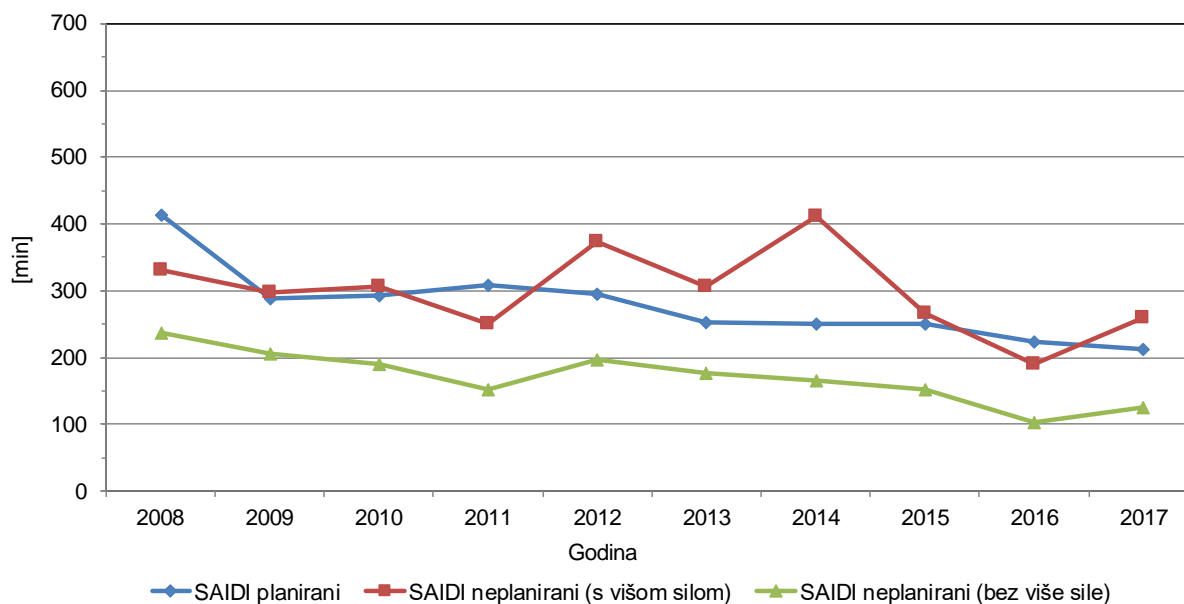
Za prikaz stanja pouzdanosti napajanja najznačajniji su pokazatelji:

- 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).

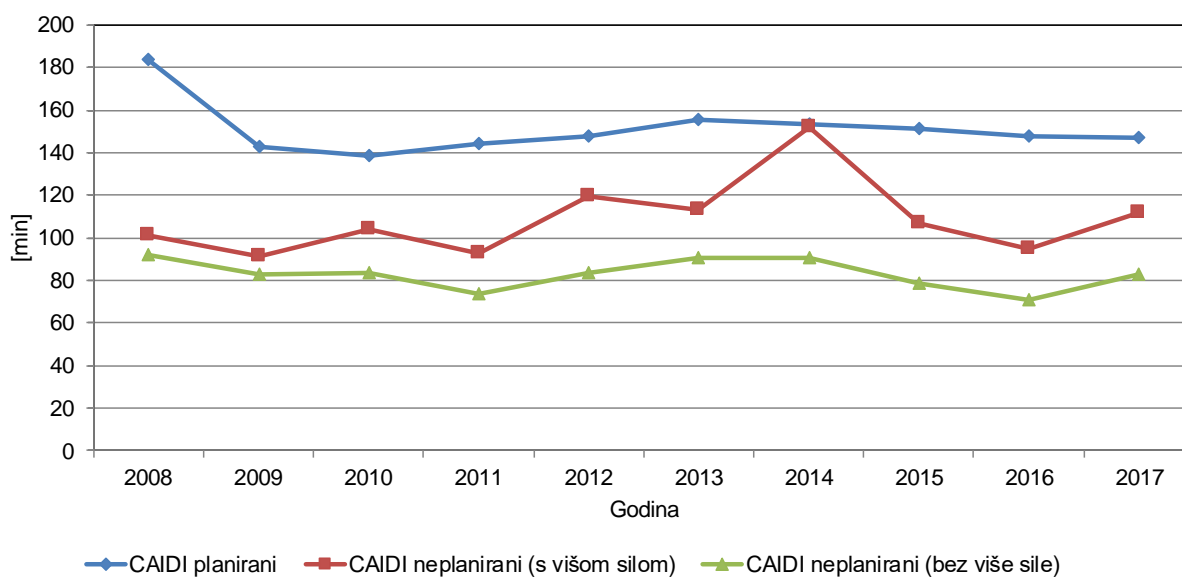
Slike 4.5, 4.6 i 4.7 u nastavku prikazuju kretanje pokazatelja SAIFI, SAIDI i CAIDI na razini HEP ODS-a u posljednjem desetogodišnjem razdoblju. Od početne 2008. godine, vrijednosti sva tri pokazatelja imaju trend pada, što je u skladu s postavljenim poslovnim ciljevima povećanja kvalitete opskrbe električnom energijom i povećanja učinkovitosti poslovanja. Veći izuzetak dogodio se u 2014. godini, kada je značajno povećano trajanje prisilnih prekida uzrokovanih višom silom (SAIDI) zbog ekstremnih vremenskih uvjeta u Gorskom kotaru.



Slika 4.5 Prosječni broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2008.-2017.



Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2008.-2017.



Slika 4.7 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2008-2017.

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

4.3.2. Utvrđivanje i analiza SN izvoda s lošim pokazateljima pouzdanosti napajanja

Pokazatelji pouzdanosti (SAIDI, SAIFI) uvijek su bili među najvažnijim pokazateljima stanja distribucijske mreže koji su se koristili kod planiranja izgradnje i obnove distribucijske mreže. Definiranjem općih i zajamčenih standarda pouzdanosti napajanja kabelaških i nadzemnih

srednjonaponskih izvoda u sklopu Uvjeta kvalitete opskrbe električnom energijom [45] dodatno je pojačan značaj praćenja pouzdanosti napajanja na razini SN izvoda te je tako dobiven kvalitetan poticaj za još jedan kritički osvrt na način vođenja podataka o pouzdanosti pogona mreže, analizu mreže i utvrđivanje dijelova mreže s lošim pokazateljima te utvrđivanje varijanti mogućih radnji za poboljšanje pouzdanosti i odabir one optimalne.

Tijekom 2017. godine provedena je analiza stanja pouzdanosti napajanja svih SN izvoda, okvirno njih 3.800, u distribucijskoj mreži HEP ODS-a. Izvor podataka za analizu bila je već spomenuta aplikacija DISPO, pomoću koje se generiraju izvještaji o dugotrajnim neplaniranim prekidima napajanja za sve SN izvode u distribucijskoj mreži. Svaki SN izvod opisuje se brojem prekida i vrijednošću minuta*kupaca po postrojenju, SN izvodu i godini. Kod analize SN izvoda, promatrala se ukupna vrijednost broja prekida kao i ukupna vrijednost minuta*kupaca za svaki SN izvod zasebno i to za višegodišnje razdoblje od 2011. do 2016. godine, čime se osigurava smanjenje značaja ekstremnih slučajeva zastoja na mreži.

Analizom objedinjenih podataka moguće je utvrditi skup SN izvoda s lošim pokazateljima na razini HEP ODS-a s pripadajućim predloženim mjerama za poboljšanje pouzdanosti te time osigurati ispravno prioritiziranje aktivnosti koje će se planirati kroz održavanje i/ili investicije.

Budući da su koristi ovakve analize očigledne, planira se nastavak provedbe i praćenje rezultata, no prije uvođenja sustavnih i redovitih analiza potrebno je definirati metodologiju praćenja i tretiranja rezultata, posebice načina rangiranja SN izvoda s lošijim pokazateljima u slučaju značajnijih razlika pokazatelja kroz godine. U vrijeme izrade ovog Plana intenzivno se radi na predmetnoj metodologiji.



5. Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže

5.1. Kriteriji planiranja	78
5.1.1. Dopušteno opterećenje elemenata mreže	78
5.1.2. Dopušteno odstupanje napona	79
5.1.3. Pouzdanost napajanja	79
5.1.4. Utjecaj obnove distribucijske mreže na planove razvoja	80
5.2. Strateške odrednice i koncepcija razvoja distribucijske mreže	81
5.2.1. Mreža srednjeg napona	81
5.2.2. Idejna rješenja pojmih transformatorskih stanica	85
5.2.3. Mreža niskog napona	87
5.3. Utjecaj priključenja kupaca na razvoj distribucijske mreže	87
5.3.1. Naponska razina priključenja	87
5.3.2. Zahtjevi za izgradnju postrojenja	88
5.4. Pristup i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže	89
5.4.1. Sigurnost opskrbe	89
5.4.2. Pouzdanost napajanja	89
5.4.3. Ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu	91
5.4.4. Metodologija	91
5.5. Razvojni i planski dokumenti	92
5.5.1. Studije razvoja distribucijske mreže	92
5.5.2. Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže	93

5. Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže

Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže rezultat su višegodišnje poslovne prakse planiranja razvoja te rada radne skupine HEP ODS-a u suradnji s vanjskim institucijama koje se uobičajeno bave dugoročni razvojem distribucijske mreže (izrađivači studija razvoja mreže za HEP ODS) te širim krugom stručnjaka iz distribucijskih područja.

Od 2013. godine Kriteriji se u ovom obliku i opsegu koriste za dugoročno planiranje razvoja u studijama razvoja mreže i planskim dokumentima HEP ODS-a te su sastavni dio svih do sada izrađenih desetogodišnjih planova HEP ODS-a.

Tijekom 2018. godine rađeno je na ažuriranju i prilagodbi kriterija i metodologije za uvrštenje u Mrežna pravila distribucijskog sustava (NN 74/2018).

Radi dugotrajnog procesa izrade desetogodišnjeg plana, glavnina ulaganja planiranih u okviru ovog Desetogodišnjeg plana temeljena je na ranijoj inačici Kriterija, koji se u nastavku prenose u cijelosti.

5.1. Kriteriji planiranja

Kriteriji planiranja razvoja i izgradnje te zamjena i rekonstrukcija distribucijske mreže odnose se na sve objekte i postrojenja u elektroenergetskom sustavu Republike Hrvatske nazivnog napona nižeg od 110 kV te na transformatorske stanice 110/35(30) kV i 110/10(20) kV, bez obzira na vlasništvo nad njima.

5.1.1. Dopušteno opterećenje elemenata mreže

Dopuštena opterećenja u postupku planiranja distribucijske mreže, s navedenim uobičajenim vrijednostima, dana su u sljedećoj tablici.

Tablica 5.1 Dopuštena opterećenja vodova i transformatora u postupku planiranja distribucijske mreže

Element mreže	Trajno dopušteno opterećenje	Dopušteno opterećenje za vrijeme trajanja neplaniranog poremećaja
Nadzemni vod	maksimalno dopuštena struja u <i>normalnom</i> pogonu u stanju <i>vršnog</i> opterećenja (100%)	maksimalno dopuštena struja u <i>poremećenom</i> pogonu u stanju <i>vršnog</i> opterećenja (120% zimi, 110% ljeti)
Kabel	maksimalno dopuštena struja u normalnom pogonu (100%)	
Transformator	maksimalno dopušteno opterećenje u <i>normalnom</i> pogonu u stanju <i>vršnog</i> opterećenja (100%)	maksimalno dopušteno opterećenje u <i>poremećenom</i> pogonu u stanju <i>vršnog</i> opterećenja (120% zimi, 110% ljeti)

5.1.2. Dopušteno odstupanje napona

Prema usvojenoj normi HRN EN 50160:2012, dopuštena odstupanja napona u distribucijskoj mreži srednjeg i niskog napona su:

- trajno dopušteno odstupanje napona na mjestu priključka korisnika distribucijske mreže: nazivni napon $\pm 10\%$
- dopušteno odstupanje napona na mjestu priključka korisnika distribucijske mreže za vrijeme trajanja poremećaja: nazivni napon $+10\%$ / -15% .

U postupku planiranja razvoja distribucijske mreže koriste se drugačija dopuštena odstupanja napona od onih definiranih normom HRN EN 50160:2012 za pogon mreže, tako je dopušteni pad napona u mreži 10(20) kV u postupku planiranja:

- 8% u normalnim pogonskim prilikama
- 12% u izvanrednim pogonskim prilikama.

Ove vrijednosti podrazumijevaju pričuvu spram zahtjeva norme HRN EN 50160:2012 i uzimaju u obzir mogućnosti regulacije napona u transformatorskim stanicama 110/SN, 35/SN i SN/NN, a ne vrednuju utjecaj elektrana u paralelnom pogonu s distribucijskom mrežom.

5.1.3. Pouzdanost napajanja

U skladu sa Zakonom o tržištu električne energije [1, 2], pokazatelje kvalitete opskrbe električnom energijom propisuje Hrvatska energetska regulatorna agencija.

Pokazatelji kvalitete koje propisuje Hrvatska energetska regulatorna agencija odnose se na pogon distribucijske mreže. U svrhu planiranja razvoja distribucijske mreže definiraju se ciljani pokazatelji pouzdanosti napajanja prikazani Tablicom 5.2.

Tablica 5.2 Kriteriji pouzdanosti napajanja u postupku planiranja distribucijske mreže srednjeg napona (prosjeak po TS 10(20)/0,4 kV)

	Vrsta mreže	SAIDI - trajanje dugačkih neplaniranih prekida napajanja uzrokovanih ispadima na mreži srednjeg napona (min/god)	SAIFI - broj dugačkih neplaniranih prekida napajanja uzrokovanih ispadima na mreži srednjeg napona (kom/god)
NORMATIV 1	gradsko područje s pretežno kablskom mrežom	120	2
NORMATIV 2	prigradska područja i veća naselja	240	4
NORMATIV 3	nadzemni vodovi u vangradskom području	360	8
Dodatni globalni kriterij		Zadržavanje postojećeg stanja ako je bolje od standarda.	

Navedene vrijednosti su prosječni godišnji ciljani standardi u pogledu očekivanog broja i trajanja dugačkih (trajanja iznad 3 minute) neplaniranih prekida napajanja uzrokovanih ispadima na mreži srednjeg napona na razini HEP ODS-a za tri definirane vrste mreže.

Definirane granične vrijednosti karakteristične su za distribucijska područja s boljim pokazateljima pouzdanosti napajanja korisnika mreže od prosjeka na razini mreže HEP ODS-a i odnose se na

prosječne vrijednosti, a ne najveće dopuštene vrijednosti (zajamčena razina kvalitete opskrbe) za pojedinog korisnika.

Zbog značajnih razlika prosječnih godišnjih pokazatelja pouzdanosti distribucijskih područja, propisan je dodatni kriterij zadržavanja postojećeg stanja pokazatelja pouzdanosti ako su oni bolji od propisanih. Dodatni kriterij se promatra globalno, na razini distribucijskog područja.

5.1.4. Utjecaj obnove distribucijske mreže na planove razvoja

Prilikom planiranja razvoja distribucijske mreže potrebno je na primjeren način uzeti u obzir i planove obnove postojećih elemenata distribucijske mreže.

Obnova postojeće infrastrukture je zamjena postojećih neispravnih ili starih komponenata jednakim ili odgovarajućim tipskim novim komponentama, bez većih dodatnih ulaganja povezanih s drugim razlozima izgradnje distribucijske mreže.

Utjecaj obnove postojeće infrastrukture na planove budućeg razvoja provodi se analizom mogućnosti izgradnje novog elementa ili drugačijeg tehnološkog rješenja istog problema, pri čemu se odabire ekonomski povoljnije rješenje.

Elementi distribucijske mreže za koje se pojedinačno analiziraju potrebe zamjene i rekonstrukcije su:

- transformatorske stanice i transformatori 110/35(30) kV i 110/10(20) kV
- vodovi 35(30) kV
- transformatorske stanice i transformatori 35(30)/10(20) kV
- vodovi 10(20) kV.

Za TS 10(20)/0,4 kV i mrežu niskog napona pretpostavljena je redovna obnova koja ima zanemarivi utjecaj na planiranje razvoja srednjonaponske distribucijske mreže.

Element mreže je kandidat za obnovu ako zadovoljava jedan ili više od sljedećih uvjeta:

- izdano obvezujuće rješenje prema inspekcijskom nadzoru
- prosječna neraspoloživost zbog planiranih i prisilnih zastoja u posljednjem petogodišnjem razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja veća od ukupne prosječne neraspoloživosti istovrsnih elemenata mreže u promatranom razdoblju
- prosječni broj kvarova u posljednjem petogodišnjem razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja veći od ukupnog prosječnog broja kvarova istovrsnih elemenata mreže u promatranom razdoblju
- starost u promatranom razdoblju jednaka ili veća od očekivane životne dobi
- ne zadovoljava postavljene tehničke zahtjeve
- knjigovodstveno otpisan (amortiziran).

Plan obnove kandidiranih elemenata distribucijske mreže određuje se vrednovanjem:

- stvarnog stanja elementa ili komponente elementa mreže
- uloge koju promatrani element ili komponenta elementa ima u elektroenergetskom sustavu
- očekivanih troškova koje promatrani element ili komponenta elementa uzrokuje u sustavu.

Preporučeni uvjeti za obnovu elemenata mreže zbog starosti prikazani su Tablicom 5.3. Navedene vrijednosti odnose se na uobičajene uvjete eksploatacije, a ne uključuju izražene nepovoljne uvjete (npr. posolica, polaganje kabela u more i sl.).

Tablica 5.3 Preporučeni uvjeti za obnovu elemenata distribucijske mreže zbog starosti

Element mreže	Uvjet za obnovu	Napomena
Električni dio nadzemnih vodova 35 kV i 10(20) kV	starost preko 35 (40) godina	ovisno o izvedbi
Drveni stupovi nadzemnih vodova	starost preko 40 godina	
Ostali stupovi nadzemnih vodova	starost preko 50 godina	ovisno o izvedbi
Kabeli 35 kV i 10(20) kV	starost preko 40 (50) godina	ovisno o izvedbi
Rasklopna postrojenja u TS 35/10(20) kV	starost preko 30 godina	
Transformator VN/SN ili 35/10(20) kV	starost preko 40 godina	

5.2. Strateške odrednice i koncepcija razvoja distribucijske mreže

5.2.1. Mreža srednjeg napona

Veći dio postojeće srednjonaponske mreže temelji se na dva stupnja transformacije (110/35(30) kV i 35(30)/10 kV) te dvije mreže srednjeg napona (35(30) kV i 10 kV). Dugoročno promatrano, cilj je postojeći sustav transformirati u sustav s jednom razinom srednjeg napona (20 kV) i jednom izravnom transformacijom (110/20 kV). Stoga se razvoj mreže srednjeg napona temelji na dvije osnovne strateške smjernice, koje suštinski jesu, ali ne nužno i neposredno povezane:

- postupna zamjena naponske razine 10 kV sa 20 kV
- postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV te ukidanje naponske razine 35(30) kV.

5.2.1.1. Postupna zamjena naponske razine 10 kV s 20 kV

Osnovni poticaj za zamjenu naponske razine 10 kV naponskom razinom 20 kV na nekom području je nedostatak prijenosnog kapaciteta postojeće mreže 10 kV. U nadzemnim mrežama to se u pravilu svodi na kriterij dopuštenog pada napona, a u kabelskim mrežama na dopušteno strujno opterećenje vodiča.

Prema postojećoj tehničkoj regulativi, nadzemni vodovi, rasklopna postrojenja i transformatorske stanice izvedeni za nazivni napon 10 kV mogu se koristiti pod naponom 20 kV ako su ispunjeni sljedeći uvjeti:

- Mreža u kojoj se koriste ima uzemljenu ili je pripremljena za uzemljenje neutralne točke.
- U rasklopnim postrojenjima i transformatorskim stanicama sva oprema, osim rastavljača, potpornih i provodnih izolatora i sabirnica, izvedena je za 20 kV napon.
- Najmanji razmaci između neizoliranih vodiča i drugih izolacijom nepokrivenih dijelova postrojenja pod naponom prema zemlji ili susjednim dijelovima postrojenja nisu manji od razmaka propisanih za stupanj izolacije 12 Si 28/75, odnosno za nazivni napon 10 kV.
- Od dana prijelaza na 20 kV pogonski napon sva oprema sa stupnjem izolacije 12 kV mora biti u roku od 10 godina zamijenjena s opremom koja ima 24 kV izolaciju, osim u slučaju nadzemnih vodova na betonskim ili čelično-rešetkastim stupovima za koje je taj rok 5 godina,

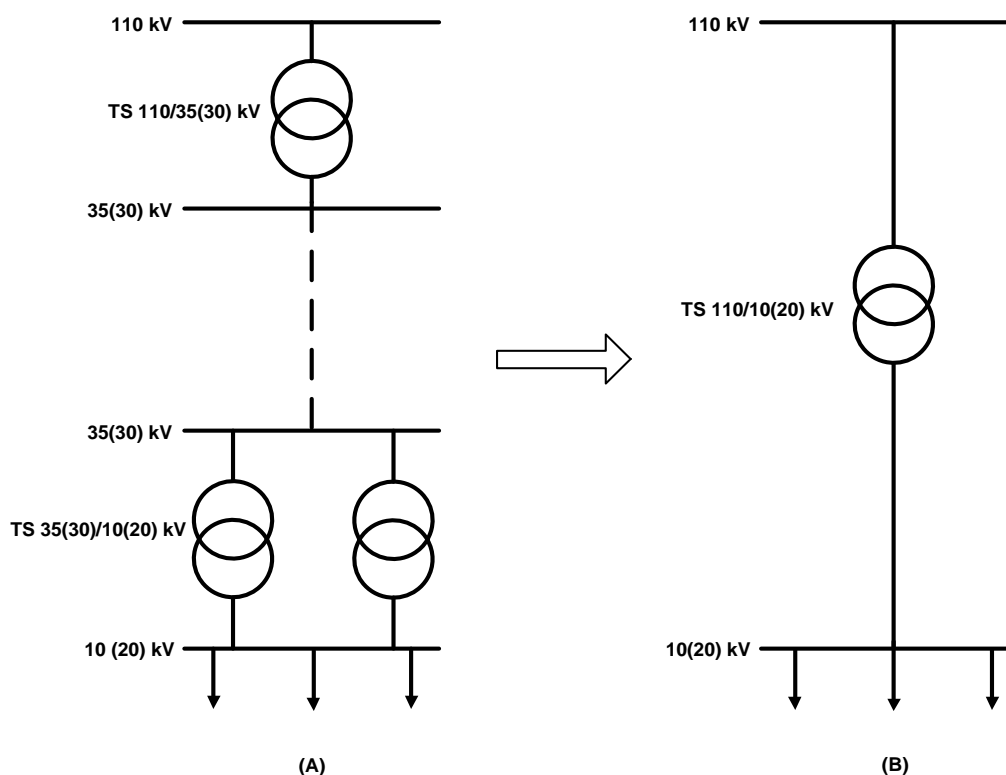
Temeljne smjernice odabira tehnologije pri izgradnji novih ili obnovi postojećih objekata distribucijske mreže:

- Sve nove kabele i nadzemne vodove te transformatorske stanice 10/0,4 kV i linijske rastavljače u mreži 10 kV treba graditi sa stupnjem izolacije 24 kV.
- Svi novi transformatori u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV trebaju biti preklopivi ili prespojivi.
- Vodove 10(20) kV treba nastojati graditi na betonskim stupovima, a ne na bitno skupljim čelično-rešetkastim.
- Novi magistralni nadzemni vodovi 10(20) kV trebaju imati presjek vodiča barem Al/FE 95/15 mm².
- Presjeci jednožilnih aluminijskih kabela ne smiju biti manji od 150 mm², a kabele pomoću kojih se iznosi snaga iz transformatorskih stanica 110/10(20) kV u centre konzuma (rasklopišta 10(20) kV s ili bez transformacije) ne manji od 185 mm².
- U visoko urbaniziranim područjima te u slučaju nepovoljnih uvjeta za nadzemne vodove u okolišu, prednost treba dati kabelima.

5.2.1.2. Uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV

Osnovni poticaj za prijelaz na izravnu transformaciju 110/10(20) kV je nedostatak prijenosnog kapaciteta postojeće mreže 35 kV i transformacije 35/10 kV, ali također i moguće izbjegavanje troškova vezanih uz potrebu buduće obnove postrojenja 35 kV i potpuno dotrajalih vodova 35 kV.

Slika 5.1 prikazuje usporedbu koncepcije distribucijske mreže s izravnom transformacijom 110/10(20) kV i koncepcije s mrežom 35 kV i međutransformacijom 35/10(20) kV.



Slika 5.1 Usporedba koncepcije distribucijske mreže s mrežom 35 kV i međutransformacijom 35/10(20) kV (A) i koncepcije s izravnom transformacijom 110/10(20) kV (B)

Imajući u vidu ulogu izravne transformacije 110/10(20) kV te općenito višegodišnje trajanje izgradnje transformatorskih stanica, planiranje prijelaza na izravnu transformaciju 110/10(20) kV i postupno ukidanje naponske razine 35 kV, odnosno planiranje izgradnje transformatorskih stanica 110/35 kV i 35/10(20) kV, treba temeljiti na sljedećim analizama:

- preliminarna analiza opterećenja postojećih transformatorskih stanica 110/SN i 35/10(20) kV kao indikacija za razmatranje izgradnje novih transformatorskih stanica (okvirni kriterij relativnog opterećenja tipske transformatorske stanice u redovnom pogonu: preko 80% u poveznim gradskim kablenskim mrežama, odnosno preko 60% u nadzemnim radijalnim vangradskim mrežama)
- analiza stanja svih mjerodavnih dijelova distribucijske mreže na promatranom području (TS 110/35 kV, 110/10(20) kV, vodova 35 kV, TS 35/10(20) kV, mreže 10(20) kV)
- detaljni energetske proračuni u mreži 35 kV i 10 kV, za sadašnje i buduće stanje
- usporedbe mogućih tehničkih rješenja, posebno koncepcije utemeljene na izgradnji izravne transformacije 110/10(20) kV te koncepcije temeljene na daljnjem širenju mreže 35 kV; pri tomu, osim energetske analize posebnu pozornost treba posvetiti revitalizaciji dotrajalih dijelova mreže 35 kV i postrojenja 35 kV u transformatorskim stanicama
- usporedbe tehničkih i ekonomskih pokazatelja za sve promatrane mogućnosti.

Načelna orijentacija na izravnu transformaciju 110/10(20) kV ne znači da se neće graditi ili obnavljati vodovi 35 kV i transformatorske stanice 35/10(20) kV, osobito u područjima male gustoće opterećenja ili u mrežama u kojima nije provedena sustavna ugradnja opreme nazivnog napona 20 kV.

Prilikom izgradnje ili obnove objekata distribucijske mreže treba usvojiti rješenja koja će omogućiti fleksibilan razvoj mreže u budućnosti:

- Pravodobno planiranje novih objekata, čija izgradnja često može potrajati više godina, uz pretpostavku primjerene izgrađenosti povezne mreže 10(20) kV.
- Racionalna rješenja izgradnje novih vodova 35 kV ili polaganje kabela, imajući u vidu da će nakon prijelaza na izravnu transformaciju biti u pogonu na 20 kV.
- Alternativa izgradnji vodova 35 kV je izgradnja vodova 110 kV, koji bi u prvoj fazi radili pod naponom 35 kV, a u konačnici služili za napajanje TS 110/10(20) kV.
- Izgradnja TS 110/10(20) kV na području većih gradskih naselja, uz maksimalno korištenje postojeće transformacije 35/10(20) kV temeljeno na primjerenoj izgrađenosti povezne mreže 10(20) kV, poštujući (N-1) kriterij za slučaj neraspoloživosti jednog voda ili transformatora.
- Na području malih gradova dolazi u obzir gradnja novih TS 35/10(20) kV, u pravilu nazivne snage 2x8 MVA, a iznimno 2x16 MVA, pri čemu treba rezervirati dovoljno velike lokacije kako bi se u budućnosti mogle pretvoriti u TS 110/10(20) kV.
- Kod TS 35/10(20) kV u vangradskim područjima u pravilu postoji dovoljno rezerve u snazi transformacije, a problem predstavlja pad napona na vodovima 10 kV. Rješenje je najčešće rekonstrukcija TS 35/10 kV u TS 35/20 kV, odnosno, u daljoj budućnosti, TS 110/20 kV.
- U ruralnim područjima u blizini već izgrađenog voda 110 kV moguća je upotreba pojednostavljene jednotransformatorske TS 110/10(20) kV s transformatorom male snage (8 ili 10 MVA). Pritom se može raditi o novoj transformatorskoj stanici ili rekonstrukciji postojeće TS 35/10(20) kV u TS 110/10(20) kV radi izbjegavanja troškova obnove mreže i postrojenja 35 kV.
- U izoliranim dijelovima mreže 10 kV koji ne mogu u primjerenom roku preći na pogon na 20 kV moguće je razmotriti izgradnju pojednostavljene TS SN/10 kV, snage do 4 MVA.

Potrebno je napomenuti da uporaba pojednostavljenih transformatorskih stanica 110/10(20) kV zahtijeva kvalitetno održavanje postrojenja, kako bi se minimizirao broj kvarova, jer ne postoji rezerva u transformaciji. Nužna rezerva može se osigurati kroz poveznu mrežu 10(20) kV.

5.2.1.3. Povezna mreža 10(20) kV

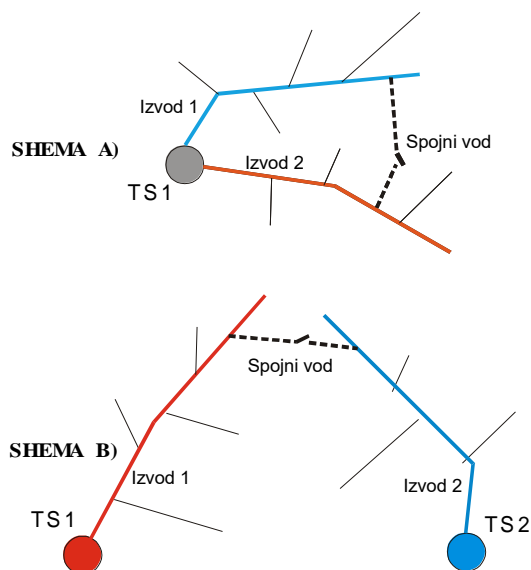
Radi optimiranja ulaganja u 35 kV mrežu, osobito transformaciju 35/10(20) kV i 110/10(20) kV, te zbog jednostavnosti pogona, treba težiti izgradnji poveznih mreža srednjeg napona.

Pouzdanost napajanja u sredjonaponskoj mreži poželjno je osiguravati izgradnjom poveznih SN vodova umjesto ulaganjem u izgradnju ili pojačanje transformacije.

Dvije osnovne strukture mreže srednjeg napona prikazuje Slika 5.2. Rezervno napajanje moguće je:

- preko drugog izvoda iste TS VN/SN ili TS SN/SN (Shema A na Slici 5.2 – prstenasta struktura distribucijske mreže) ili
- preko drugog izvoda druge TS VN/SN ili TS SN/SN (Shema B na Slici 5.2 – povezna struktura distribucijske mreže).

U smislu opće raspoloživosti povoljnija je povezna struktura, jer osim povećanja raspoloživosti same mreže 10(20) kV omogućuje i određenu razinu rezervnog napajanja za slučaj nerasploživosti TS VN/SN ili TS SN/SN.



Slika 5.2 Prstenasta i povezna struktura distribucijske mreže 10(20) kV

Temeljne smjernice za strukturiranje mreže 10(20) kV:

- Jednostavna struktura posebno je značajna u gradskim kabelskim mrežama 10(20) kV koje se u pravilu svode na povezne mreže između transformatorskih stanica 110/10(20) kV ili 35/10(20) kV, odnosno prstenaste iz pojedinih TS 110/10(20) kV ili TS 35/10(20) kV na rubnim prigradskim područjima. Izgradnja kabelskih sredjonaponskih mreža jednostavne strukture značajna je za automatizaciju mreže u narednom razdoblju.
- Povezna kabelska mreža 10(20) kV omogućava vrlo visoko opterećenje gradskih TS 35/10(20) kV ili TS 110/10(20) kV, uz zadržavanje (N-1) kriterija za slučaj nerasploživosti pojedinih transformatora ili čak čitavih transformatorskih stanica.
- U nadzemnoj mreži često je moguće između bliskih izvoda ili odcjepa 10(20) kV izgradnjom relativno kratkih spojnih vodova značajno povećavati pouzdanost napajanja korisnika mreže.

Prilikom izgradnje povezne mreže u obzir je potrebno uzeti i dodatne zahtjeve, poput usklađenosti grupe spoja transformatora u pojnim transformatorskim stanicama.

5.2.1.4. Tehnička rješenja za povećanje pouzdanosti napajanja

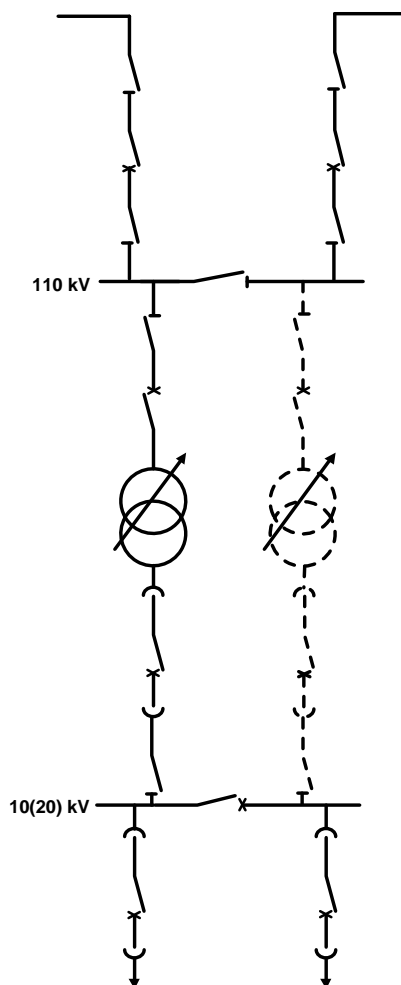
Prilikom tehničkog i ekonomskog vrednovanja pouzdanosti napajanja korisnika mreže, osim razvoja primjerenih struktura mreže, treba uzeti u obzir i primjenu sljedećih suvremenih rješenja učinkovitog upravljanja mrežom:

- daljinsko upravljanje i numerička zaštita u pojnim transformatorskim stanicama
- indikatori kvarova
- daljinski upravljive rastavne naprave na vodovima 10(20) kV i daljinski upravljive sklopne aparature u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV
- prekidači na vodovima 10(20) kV
- automatsko upravljanje srednjonaponskom mrežom
- automatska regulacija napona ovisna o opterećenju u transformatorskim stanicama 110/x kV
- automatski regulatori napona (autotransformatori) u posebnim slučajevima dugačkih izvoda 10(20) kV
- automatske kompenzacijske regulacijske prigušnice za uzemljenje 10(20) kV mreže.

5.2.2. Idejna rješenja pojnih transformatorskih stanica

Provedba smjernica iz gornjeg poglavlja utječe na tehnička rješenja izvedbe transformatorskih stanica 110/10(20) kV te u manjoj mjeri TS 35/10(20) kV. U tom smislu izgradnja potpuno novih objekata se može planirati po fazama izgradnje i opremanja, a rekonstrukcija postojećih objekata (npr. TS 110/35) može imati elemente prijelaznog rješenja (zamjena jednog transformatora 110/35 kV sa TR 110/10(20) kV). Kod planiranja investicijskih zahvata, nastoji se sagledati njihovu ulogu u mreži kroz narednih tridesetak godina (životna dob opreme).

Najčešće rješenje transformatorskih stanica 110/10(20) kV (Slika 5.3) zasnovano je na primjeni jednostrukih sekcioniranih sabirnica 110 kV za uobičajeno 2, a najviše 4 vodna polja, ugradnji dva transformatora, snage 20 ili 40 MVA sa SN 10(20) kV postrojenjem. U transformatorskim stanicama 110/10(20) kV koje napajaju umjereno urbano područje srednje veličine, prema potrebi se prigraduje međutransformacija 10(20)/35 kV.



Slika 5.3 Osnovna shema prema načelu tipske transformatorske stanice 110/10(20) kV

Zbog uvažavanja modernih tehničkih rješenja, smanjenja troškova izgradnje pojmih točaka i ubrzanja prijelaza na 20 kV naponsku razinu, studijski su razrađene varijante pojednostavljenih TS 110/10(20) kV, uz analizu tehničkih zahtjeva, pouzdanosti priključka na 110 kV mrežu i osnovni pregled troškova pripreme i izgradnje.

Maksimalna financijska učinkovitost jednostavne TS 110/(10)20 kV, 1x(10)20 MVA postiže se u ruralnim područjima, gdje postoje izgrađeni vodovi 110 kV na koje se pojednostavljena stanica priključuje preko kratkih odcjepa. Primjerenim lociranjem objekata jednostavnih TS 110/20 kV i međusobnim povezivanjem SN mreža pogonskog napona 20 kV napajanih iz jednostavnih stanica postiže se dobra pokrivenost područja potrošnje i visoka pouzdanost napajanja u SN mreži.

U projektnoj i tehničkoj pripremi izgradnje i opremanja TS 110/10(20) kV prema načelima tipske TS 110/x kV sagledava se mogućnost faznog proširenja i dogradnje postrojenja i podsustava, kao i fazna ugradnja transformatora (pojačanje transformacije). Analiza se provodi s ciljem optimiranja troškova izgradnje i opremanja prema potrebama pogona (stanje i značajke sadašnje potrošnje, procjene povećanja potrošnje, razvoj mreže, prijelaz na 20 kV, kabliranje 20 kV mreže i dr.).

Za rješenje napajanja tijekom prijelaza na pogon na naponskoj razini 20 kV postoje iskustva ugradnje transformatora 110/20/10 kV s mogućnošću korištenja tercijara prikladne nazivne snage. Prijelaz na pogon s naponske razine 10 kV na 20 kV je omogućen uz zadržavanje (N-1) kriterija raspoloživosti transformacije 110/10(20) kV, jednostavnim korištenjem jedne sekcije sabirnice SN na 10 kV, a druge na 20 kV. Ovakvo rješenje napajanja za sada nije u širokoj primjeni.

5.2.3. Mreža niskog napona

Ulaganja u mrežu niskog napona uvjetovana su visokim padovima napona, raspodjelom opterećenja duž niskonaponskih vodova i dotrajalošću opreme.

Temeljne smjernice planiranja razvoja mreže niskog napona su:

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

Ovakve zahvate treba prvenstveno raditi u mrežama gdje su prisutni previsoki padovi napona.

U mrežama gdje su naponske okolnosti zadovoljavajuće, a vodovi niskog napona nalaze se u dotrajalom stanju, zamjenska izgradnja je opravdana zbog sigurnosnih razloga te u slučaju previsokih troškova neisporučene električne energije.

TS 10(20)/0,4 kV u pravilu ne treba imati više od tri 10(20) kV vodna polja, a rasklopište ne više od šest 10(20) kV vodnih polja. Pri planiranju TS 10(20)/0,4 kV nije potrebno predviđati rezervna vodna polja.

Po mogućnosti, mrežu niskog napona treba graditi uz što više korištenja javnih površina, odnosno izvan privatnog posjeda.

Poseban problem predstavljaju niskonaponski vodovi na krovnim i zidnim nosačima jer iskustva pokazuju da je u takvim okolnostima otežan pristup vodovima. Zbog toga nove vodove treba planirati i graditi u drugačijoj izvedbi.

5.3. Utjecaj priključenja kupaca na razvoj distribucijske mreže

Priključenje novih kupaca ili promjena priključne snage postojećih mogu značajno utjecati na planiranje razvoja distribucijske mreže pa ih je potrebno na prikladan način obuhvatiti.

Kriteriji koji se rješavaju u postupku priključenja novih kupaca, kao što su usporedba struja kratkog spoja s rasklopnom moći prekidača, zastupljenost brzih poremećaja (flikera) i viših harmonika napona, podešenje zaštite i slično, nisu uvršteni u osnovne kriterije planiranja pogona i razvoja distribucijske mreže na ovoj razini analize.

5.3.1. Naponska razina priključenja

Naponska razina priključenja kupca, između ostaloga, ovisi o zahtijevanoj priključnoj snazi. Tablica 5.4. prikazuje uobičajene naponske razine priključenja kupca u zavisnosti o traženoj priključnoj snazi.

Tablica 5.4 Uobičajene naponske razine priključenja kupaca

Priključna snaga kupca	Uobičajena naponska razina priključenja
< 500 kVA	0,4 kV
500 kVA - 15 MVA	10 ili 20 kV iznimni slučajevi 35(30) kV (podopterećenost, tj. zalihost kapaciteta u 35(30) kV mreži)
> 15 MVA	110 kV

5.3.2. Zahtjevi za izgradnju postrojenja

Za priključenje kupca na SN mrežu može biti potrebno pojačanje postojeće transformacije ili izgradnja TS 110/SN kV, ako lokalna mreža ne može prihvatiti opterećenje kupca. Smjernice i zahtjevi za pojačanje transformacije ili izgradnju TS 110/SN kV radi priključenja kupca na srednjonaponsku mrežu prikazane su Tablicom 5.5.

Tablica 5.5 Zahtjevi za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 110/SN kV

Zahtijevana priključna snaga kupca	Zahtjevi za pojačanjem ili izgradnjom TS 110/SN
≥ 6 MVA	za opterećenja ove razine vjerojatno će biti potrebno pojačanje ili izgradnja TS 110/SN
< 6 MVA	pojačanje ili izgradnja TS 110/SN je potrebna ako predstavlja ekonomski najpovoljnije tehnički prihvatljivo rješenje obzirom na:
	planirano vršno opterećenje
	promjenjivo opterećenje
	udaljenost od postojećih transformatorskih stanica
	slobodni kapacitet u postojećim transformatorskim stanicama i lokalnoj SN mreži
	planove razvoja

Tablica 5.6 daje smjernice i zahtjeve za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 10(20)/0,4 kV radi priključenja kupca na niskonaponsku mrežu.

Tablica 5.6 Zahtjevi za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 10(20)/0,4 kV

Zahtijevana priključna snaga kupca	Zahtjevi za pojačanjem ili izgradnjom TS 10(20)/0,4 kV
≥ 200 kVA	za opterećenja ove razine vjerojatno će biti potrebno pojačanje ili izgradnja TS 10(20)/0,4 kV
< 200 kVA, urbano područje	pojačanje ili izgradnja TS 10(20)/0,4 kV je potrebna kada predstavlja ekonomski najpovoljnije tehnički prihvatljivo rješenje obzirom na:
	planirano vršno opterećenje
	udaljenost od postojećih transformatorskih stanica
	slobodni kapacitet u postojećim transformatorskim stanicama i lokalnoj NN mreži
	planove razvoja
< 200 kVA, ruralno područje	pojačanje ili izgradnja TS 10(20)/0,4 kV je potrebna osim ako se može isključiti daljnji porast opterećenja na tom području

Oprema u postrojenju kupca treba biti dimenzionirana na vrijednosti veće od uobičajenih projektnih vrijednosti struja kratkog spoja koje prikazuje Tablica 5.7. Stvarne vrijednosti na mjestu priključenja mogu biti drugačije, u tom su slučaju za dimenzioniranje postrojenja korisnika mjerodavne stvarne vrijednosti.

Tablica 5.7 Uobičajene projektne vrijednosti struja kratkog spoja za različite naponske razine priključenja

Nazivni napon na mjestu priključenja (kV)	Struja kratkog spoja (efektivna vrijednost simetrične komponente) (kA)
NN 0,4 kV (kućanstva)	9,0
NN 0,4 kV (industrija/poduzetništvo)	37,0
SN 10 kV	12,5
SN 20 kV	12,5
SN 30(35) kV	12,5

5.4. Pristup i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže

Suvremene metode planiranja razvoja elektroenergetskih mreža uključuju nekoliko međusobno povezanih analiza, u cilju optimiranja razvoja i pogona distribucijske mreže. Osnovni zahtjev koji uvijek mora biti zadovoljen je pogon mreže u skladu s kriterijima opisanim u Poglavlju 5.1.

5.4.1. Sigurnost opskrbe

Planiranje razvoja distribucijske mreže započinje analizom sigurnosti opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonskom stanju u promatranom planskom razdoblju. Analizom sigurnosti opskrbe određuju se nužna minimalna ulaganja za normalni pogon mreže, uvažavajući očekivanu promjenu opterećenja u planskom razdoblju te trajanje pripreme i provedbe zahvata u mreži.

Analiza sigurnosti na temelju dva kriterija koji moraju biti zadovoljeni kroz čitavo promatrano razdoblje:

- Niti jedan element mreže (vod ili transformator) ne smije biti preopterećen.
- Svaki korisnik mreže mora imati osiguran napon na mjestu isporuke ili preuzimanja električne energije unutar propisanih granica.

Rezultat ove analize je pregled vremenske dinamike bezuvjetno potrebne izgradnje ili rekonstrukcije mreže, što ne znači da je moguće samo jedno rješenje, jer postoje dvije koncepcije izgradnje i pogona mreže srednjeg napona:

- na dvije naponske razine: transformacija 110/35 kV i 35/10 kV s mrežom 35 kV i 10 kV,
- na jednoj naponskoj razini: transformacija 110/20 kV i mreža 20 kV.

U skladu s tim postoji i nekoliko mogućih rješenja razvoja mreže s obzirom na sigurnost opskrbe. Optimalno rješenje je određeno minimalnim troškovima izgradnje i pogona mreže (neisporučene energije i snage te gubitaka energije i snage) u cijelom promatranom razdoblju.

5.4.2. Pouzdanost napajanja

Nakon što je određeno optimalno rješenje u pogledu elektroenergetskih prilika u mreži u redovnom pogonu, slijedi analiza pouzdanosti napajanja korisnika mreže.

5.4.2.1. (N-1) raspoloživost distribucijske mreže

Jedan pristup pouzdanosti napajanja je osiguranje rezervnog napajanja određenih korisnika mreže ili grupe korisnika mreže u slučaju neraspoloživosti jednog elementa mreže (tzv. (N-1) kriterij pouzdanosti). Korisnici mreže na koje se kriterij odnosi odabrani su prema vršnom opterećenju.

Za potrebe planiranja razvoja, (N-1) kriterij pouzdanosti mreže je zadovoljen ako ne postoji element distribucijske mreže: TS 110/SN i 35/SN te 35 kV ili 10(20) kV vod čija neraspoloživost dovodi, uz primjenu tehničkih ograničenja izvanrednog pogona mreže, do prekida napajanja korisnika mreže ili grupe korisnika mreže vršnog opterećenja većeg od 1 MVA tijekom cijelog vremena u kojem promatrani element mreže nije raspoloživ.

Drugim riječima, (N-1) kriterij nije zadovoljen ako u slučaju neraspoloživosti bilo kojeg elementa distribucijske mreže (transformatora u TS 110/SN i 35/SN, voda 35kV ili 10(20) kV) preostala mreža srednjeg napona (35 kV, 20 kV i 10 kV) ne može osigurati napajanje grupe korisnika mreže vršnog opterećenja većeg od 1 MVA prije popravka kvara. Pri tome se uzima u obzir, odnosno dopušta preopterećenje transformatora i pojmih nadzemnih vodova od 20% i pad napona od 12% te mogućnost rekonfiguracije mreže.

Pri planiranju razvoja distribucijske mreže (N-1) kriterij pouzdanosti primjenjuje se na razini distribucijske mreže, tj. transformatorskih stanica 110/SN i 35/SN te 35 kV i 10(20) kV vodova, uz dodatno ograničenje na vršno opterećenje grupe korisnika veće od 1 MVA.

Pritom se pri analizi tokova snaga u poremećenom pogonu, odnosno neraspoloživosti jednog elementa mreže, uzima u obzir cjelokupna mreža srednjeg napona preko koje je moguće ostvariti određenu razinu rezervnog napajanja.

5.4.2.2. Pokazatelji pouzdanosti napajanja

Sljedeći pristup analizi pouzdanosti mreže je definiranje pokazatelja pouzdanosti napajanja korisnika mreže i vrijednosti tih pokazatelja koje se planiranjem razvoja trebaju postići u pojedinim dijelovima mreže.

Pri planiranju razvoja distribucijske mreže, minimalni kriterij trebala bi biti postojeća dostignuta razina pouzdanosti napajanja električnom energijom (to se odnosi na područja koja već imaju vrlo pouzdano napajanje električnom energijom), a maksimalni kriterij pouzdanost napajanja električnom energijom u gradskim mrežama.

Standardi pouzdanosti napajanja za pojedine skupine korisnika mreže definirani su u Poglavlju 5.1.3., vodeći računa o sljedećim načelima:

- Nije realno tražiti pouzdanost napajanja veću od postignute u europskim zemljama sa visokim standardom pouzdanosti napajanja.
- U budućnosti bi prosječna pouzdanost napajanja na razini TS 10(20)/0,4 kV trebala rasti.

Bitno je naglasiti da se navedene dopuštene vrijednosti na razini prosjeka po TS 10(20)/0,4 kV promatranju kao prosječni godišnji ciljevi na razini čitavih zona, odnosno grupe svih TS 10(20)/0,4 kV s jednakim ciljem kvalitete. Najveće dopuštene vrijednosti (zajamčena razina pouzdanosti napajanja) u pogonu propisuje Hrvatska energetska regulatorna agencija.

Ako nisu dostupne stvarne vrijednosti za promatrano područje i element mreže, analize u cilju određivanja pokazatelja pouzdanosti napajanja u distribucijskoj mreži provode se sa sljedećim iskustvenim podacima o učestalosti i vremenima potrebnim za restauraciju opskrbe i popravak kvarova:

- učestalost dugih prekida na nadzemnim vodovima: 0,14 dpr/(km·god)
- učestalost dugih prekida na kabelima: 0,07 dpr/(km·god)

- prosječno vrijeme potrebno za vraćanje napajanja daljinski upravljivim sklopnim uređajima u distribucijskoj mreži: 10 min
- prosječno vrijeme potrebno za vraćanje napajanja u slučaju ručnog upravljanja sklopnim uređajima u distribucijskoj mreži: 60 min
- vrijeme potrebno za popravak kvara na nadzemnim vodovima: 300 min
- vrijeme potrebno za popravak kvara na kabelima: 960 min.

U slučaju značajnih odstupanja pokazatelja pouzdanosti napajanja od ciljanih planskih vrijednosti u pojedinim dijelovima mreže, uzrokovanih iznimnim događajima (primjerice jak vjetar, požar, posolica, snijeg, led, poplava i slično), posebice u slučaju periodičnog ponavljanja događaja, planiraju se primjerena tehnička rješenja koja kratkoročno nisu ekonomski opravdana.

5.4.3. Ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu

Cilj ekonomskih analiza je određivanje ekonomski optimalnog plana razvoja distribucijske mreže u promatranom razdoblju planiranja. Pritom se pod planom razvoja podrazumijeva vremenska dinamika (tijekom cijelog razdoblja planiranja) ulaska u pogon svih elemenata distribucijske mreže nužnih za funkcioniranje sustava distribucije električne energije u skladu s tehničkim kriterijima te mogućih dodatnih elemenata koji nisu nužni u pogledu zadovoljavanja tehničkih kriterija planiranja distribucijske mreže, ali su ekonomski opravdani.

Prilikom ekonomskih analiza u svrhu planiranja razvoja distribucijske mreže potrebno je uvažiti sljedeće smjernice:

- Osim troškova ulaganja, treba uzeti u obzir i troškove gubitaka električne energije te troškove neisporučene energije kao i troškove pogona i održavanja mreže.
- Dobit od ulaganja u djelatnost distribucije električne energije se najčešće svodi na smanjenje troškova distribucije električne energije.
- Izvori dobiti obuhvaćaju dobit zbog smanjenja troškova gubitaka električne energije i dobit zbog smanjenja očekivanih troškova neisporučene električne energije.

Ekonomsko vrednovanje i usporedba različitih planova razvoja distribucijske mreže temelji se na metodi diskontiranja (aktualizacije), uz pomoć koje se sve novčane vrijednosti u promatranom razdoblju svode na sadašnju vrijednost upotrebom diskontne stope.

5.4.4. Metodologija

U distribucijskim mrežama srednjeg napona u Hrvatskoj, sa sadašnjom razinom potrošnje električne energije, kriterij ekonomske opravdanosti i (N-1) kriterij pouzdanosti često predstavljaju dvije krajnosti. Rezultat prvog pristupa je često zaključak da se radi povećanja pouzdanosti isplate samo relativno mala ulaganja, a rezultat drugog pristupa mogu biti vrlo velika ulaganja u pouzdanost opskrbe, bez stvarnog ekonomskog opravdanja.

U skladu s tim, umjesto diskrecijskog odabira jednog od navedenih pristupa, moguće je odabrati metodologiju koja u prvom koraku obuhvaća sve navedene pristupe, koji će dati raspon mogućih ulaganja u pouzdanost opskrbe električnom energijom.

U tom slučaju ni jedan od navedenih kriterija sam po sebi nije odlučujući. Optimalna ulaganja se određuju vodeći računa o sva tri kriterija. Na primjer, opseg ulaganja u pouzdanost može biti definiran (N-1) raspoloživosti distribucijske mreže i pokazateljima pouzdanosti napajanja, a vremenska dinamika tih ulaganja se može odrediti prema kriteriju ekonomske opravdanosti. Na taj način traženi standardi pouzdanosti napajanja nisu u svakom trenutku ostvareni, ali se postižu tijekom ili na kraju promatranog planskog razdoblja, pri čemu je ostvaren minimum troškova. Druga mogućnost, koja osigurava višu pouzdanost napajanja tijekom cijelog planskog razdoblja, je izgradnja potrebnih objekata nešto ranije u odnosu na vrijeme kada je ulaganje ekonomski opravdano.

Moguća je i suprotna situacija: da analiza pouzdanosti pogona prema (N-1) kriteriju i/ili analiza pouzdanosti napajanja električnom energijom pokaže da su određeni objekti potrebni, a da analiza ekonomske opravdanosti tih objekata pokaže da ih se isplati izgraditi i ranije. To se može očekivati u područjima s većom gustoćom opterećenja i već relativno kvalitetnom opskrbom električnom energijom.

U skladu s opisanom metodologijom, konačni najpovoljniji plan razvoja distribucijske mreže traži se na temelju sljedeća četiri parcijalna plana razvoja, svakog temeljenog na primjeni dijela opisanih pristupa planiranju:

1. sigurnost opskrbe: nužna minimalna ulaganja radi opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonu,
2. raspoloživosti distribucijske mreže prema (N-1) kriteriju, uz uključen kriterij sigurnosti opskrbe,
3. pouzdanost napajanja korisnika mreže u skladu s definiranim standardima pokazatelja SAIDI i SAIFI, uz uključen kriterij sigurnosti opskrbe ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu, uz uključen kriterij sigurnosti opskrbe.

Opisane analize još su složenije u slučaju priključenja elektrana na distribucijsku mrežu. Modeliranje režima rada ovisi o vrsti elektrane. Primjerice, elektrane na bioplin i biomasu u sustavu poticane proizvodnje u načelu su u pogonu punom snagom gotovo cijele godine te ih ima smisla na taj način i modelirati.

Analizu sigurnosti opskrbe potrebno je provesti za slučaj sa i bez pogona elektrane (po potrebi i pri minimalnom opterećenju mreže). Prilikom analize raspoloživosti prema (N-1) kriteriju može se uzeti u obzir doprinos takve elektrane, odnosno može ju se promatrati ravnopravno s ostalim elementima mreže. Moguća dodatna analiza je raspoloživost prema (N-1) kriteriju u slučaju planirane neraspoloživosti elektrane (zbog remonta) u sezoni minimalnog opterećenja. Takve elektrane također mogu doprinositi i povećanju pouzdanosti napajanja korisnika mreže, a utječu i na rezultate analize ekonomske opravdanosti ulaganja u svojem okruženju.

Nasuprot tome, elektrane kojima nije moguće dovoljno točno predvidjeti režim rada (primjerice vjetroelektrane, sunčane elektrane, male hidroelektrane) ne treba uzeti u obzir u analizama raspoloživosti i pouzdanosti, dok je analizu sigurnosti opskrbe potrebno provesti za slučaj sa i bez pogona elektrane (po potrebi i pri minimalnom opterećenju mreže).

5.5. Razvojni i planski dokumenti

5.5.1. Studije razvoja distribucijske mreže

Temelj za izradu višegodišnjih planova razvoja su studije dugoročnog razvoja distribucijske mreže.

Studije razvoja mreže distribucijskih područja detaljno obrađuju postojeće stanje promatrane mreže te na osnovu prognoza porasta opterećenja, u skladu s usvojenim kriterijima i pristupu planiranju razvoja, predlažu dugoročni razvoj mreže. Studije razvoja mreže distribucijskih područja kontinuirano se izrađuju za grupe područja, uz razdoblje revidiranja od 5 godina.

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, kroz precizno definirane:

- obrazac studijskog zadatka
- popis ulaznih podataka za izradu studije razvoja mreže
- model za određivanje planske vrijednosti studije
- terminski plan izrade studije
- postupak pregleda, revizije i recenzije studija.

Sastavni dijelovi postupka pripreme, izrade i recenzije studija razvoja mreže godišnje se revidiraju kako bi se čim detaljnijim opisom procesa postigla viša kvaliteta studija razvoja mreže.

5.5.2. Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže

Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže treba biti usklađen s:

- strategijom energetskeg razvoja Republike Hrvatske
- programom provedbe Strategije energetskeg razvoja
- planom razvoja prijenosne mreže
- nacionalnim akcijskim planom za obnovljive izvore
- zahtjevima za priključenje postrojenja i instalacije korisnika mreže, uključujući i zahtjeve za povećanje priključne snage
- prostorno-planskim dokumentima te propisima iz područja prostornog uređenja i građenja
- kriterijima planiranja definiranim mrežnim pravilima distribucijskog sustava
- relevantnim studijama razvoja distribucijske mreže.

U desetogodišnjem planu detaljno se iskazuju investicije u početnom trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju, pri čemu u trogodišnje razdoblje ulaze samo oni objekti za koje su izrađeni idejni projekti u skladu s prostorno-gradevinskom regulativom i planovima, uz obvezno prethodno usuglašavanje s operatorom prijenosnog sustava s obzirom na zajednička postrojenja [2].

Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže sadrži:

- opis i analizu postojećeg stanja distribucijskog sustava
- strateške ciljeve i smjernice razvoja distribucijske mreže
- strateške ciljeve i smjernice vezano za ostala ulaganja koja se odnose na obavljanje djelatnosti distribucije električne energije
- pregled potrebnih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju
- detaljnu razradu ulaganja za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.

Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže donosi se svake godine, s pomicanjem horizonta planiranja za jednu godinu i na primjeren način javno objavljuje [2].



6. Poslovni ciljevi i planovi razvoja distribucijske mreže

6.1. Poslovni ciljevi	95
6.1.1. Povećanje kapaciteta mreže (C1).....	95
6.1.2. Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2).....	97
6.1.3. Povećanje učinkovitosti poslovanja (C3)	99
6.2. Proces planiranja i izrade planova razvoja	101
6.3. Podloge za izradu planova razvoja.....	103
6.3.1. Informatička podrška izradi planova	103
6.3.2. Studije razvoja distribucijske mreže.....	104
6.3.3. Unaprjeđenje procesa planiranja	105

6. Poslovni ciljevi i planovi razvoja distribucijske mreže

6.1. Poslovni ciljevi

Utvrđivanje poslovnih ciljeva tvrtke iznimo je složeno jer ovisi o vrsti poslovne aktivnosti kojom se tvrtka bavi, okruženju i ostalim utjecajima. U nastavku su obrazloženi aktualni poslovni ciljevi HEP ODS-a za ovo desetogodišnje razdoblje. Struktura ciljeva prikazana je Slikom 6.1.

Prilikom planiranja ulaganja važno je osigurati da svako ulaganje sudjeluje u ostvarenju usvojenih poslovnih ciljeva. Ovim pristupom, zajedno s primjenom metodologije i kriterija planiranja razvoja distribucijske mreže (opisanih u Poglavlju 5.) 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.

Važno je napomenuti da se gotovo svakim ulaganjem u elektroenergetske objekte ostvaruje više od jednog poslovnog cilja pa je tako nemoguće jednoznačno pridijeliti ulaganja ostvarenju pojedinog poslovnog cilja.

Po potpunoj prilagodbi poslovanja novoj organizacijskoj shemi HEP ODS-a zasigurno će doći do značajnije prilagodbe strukture poslovnih ciljeva. Može se očekivati jačanje značaja upravljanja imovinom, povećanja učinkovitosti poslovanja kroz operativno upravljanje procesima te intenzivniji razvoj postojećih i novih usluga povezan uz napredna mjerenja i praćenje kvalitete opskrbe električnom energijom. Također, u narednom razdoblju postoji mogućnost obveze operatora distribucijskog sustava u poticanju energetske učinkovitosti u krajnjoj potrošnji.

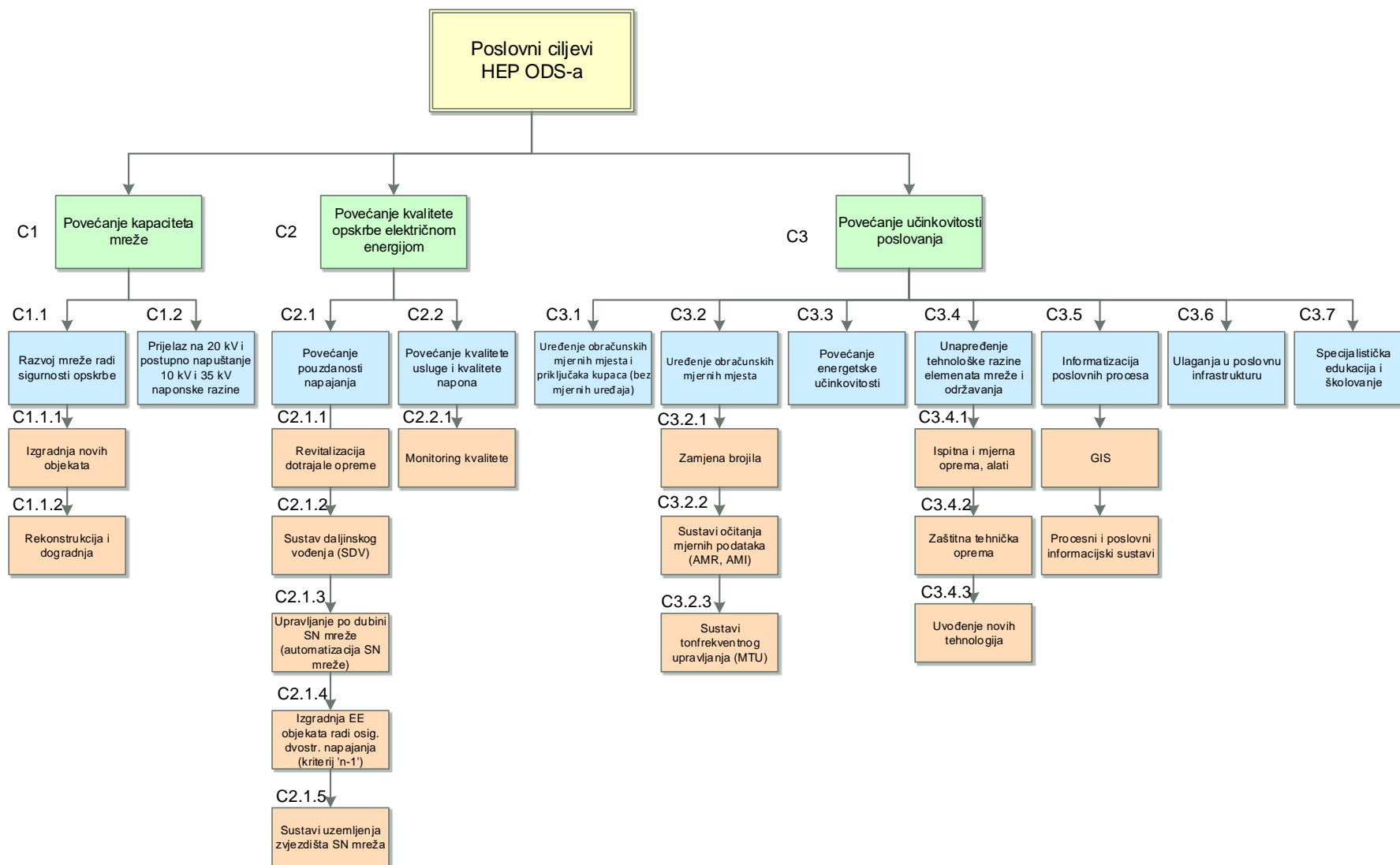
6.1.1. Povećanje kapaciteta mreže (C1)

Povećanje kapaciteta mreže planira se radi zadovoljenja porasta opterećenja i potrošnje. Prilikom ulaganja u povećanje kapaciteta potrebno je uvažavati kriterije planiranja razvoja mreže te tehničke, ekonomske i regulatorne zahtjeve.

C1.1 Razvoj mreže radi sigurnosti opskrbe

Prilikom planiranja razvoja mreže nužno je zadržati sigurnost opskrbe korisnika u redovnom pogonskom stanju u promatranom planskom razdoblju. Pri tome sigurnost opskrbe obuhvaća dopušteno opterećenje elemenata mreže i odstupanje napona.

Porast opterećenja treba odrediti na osnovu podataka iz prošlosti te očekivanih budućih promjena, a razvoj temeljiti na izgradnji novih objekata ili rekonstrukciji i dogradnji postojeće mreže i postrojenja. U slučaju više različitih varijanti pojačanja mreže, potrebno je izabrati najpovoljnije i najučinkovitije rješenje.



Slika 6.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

C1.2 Prijelaz na 20 kV i postupno napuštanje 10 kV i 35 kV naponske razine

Osnovni poticaj za zamjenu naponske razine 10 kV naponskom razinom 20 kV na nekom području je nedostatak prijenosnog kapaciteta postojeće 10 kV mreže ili značajni padovi napona u mreži. Zamjenom 10 kV naponske razine s 20 kV razinom postižu se manji tehnički gubici u mreži (Jouleovi gubici) te dvostruko manji padovi napona. Postupnim ukidanjem 35(30) kV razine i uvođenjem izravne transformacije 110/20(10) kV omogućuje se jednostavnije vođenje i jeftinije održavanje mreže. Smjernice i kriteriji ulaganja u prijelaz mreže na 20 kV detaljnije su predstavljeni u Poglavlju 7.3.5.

6.1.2. Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2)

U skladu s [1], operator distribucijskog sustava dužan je u skladu s uvjetima kvalitete opskrbe električnom energijom koje donosi regulatorna agencija, sustavno održavati razinu kvalitete opskrbe, pratiti pokazatelje kvalitete opskrbe te voditi evidenciju podataka potrebnih za utvrđivanje pokazatelja kvalitete električne energije. Kvaliteta opskrbe električnom energijom obuhvaća kvalitetu usluga, pouzdanost napajanja i kvalitetu napona.

C2.1 Povećanje pouzdanosti napajanja

Odstupanja između trenutnih pokazatelja pouzdanosti i onih koje propisuje regulatorna agencija potrebno je otklanjati učinkovitim mjerama, među kojima važnu ulogu imaju i ulaganja u povezuju srednjonaponsku mrežu, ulaganja usmjerena smanjivanju tehničkih gubitaka i primjeni ostalih mjera energetske učinkovitosti.

Pouzdanost napajanja treba povećavati smanjenjem trajanja zastoja, kroz uvođenje važnih elemenata mreže u SDV, primjenom tehničkih rješenja automatizacije srednjonaponske mreže te, u iznimnim slučajevima, primjenom modernih tehničkih rješenja uzemljenja neutralne točke u ključnim pojnim točkama nadzemne srednjonaponske mreže.

C2.1.1 Revitalizacija dotrajale opreme

Revitalizacija dotrajale opreme s ciljem povećanja pouzdanosti napajanja obuhvaća zamjenu opreme u mreži niskog napona, srednjonaponskim vodovima i TS 10(20)/0,4 kV. Ulaganja se definiraju prema kriteriju isteka životnog vijeka (vezan uz velik broj kvarova) te otežanom održavanju radi nepostojanja rezervnih dijelova.

C2.1.2 Sustav daljinskog vođenja (SDV)

Uvođenjem pojmih transformatorskih stanica (TS 110/x kV i TS 35/x kV) u SDV, tj. dogradnjom, proširenjem ili modernizacijom postojećeg SDV-a osigurava se brža dojava pogonskih događaja (zastoja, havarija) te omogućuje prikupljanje i pregled pogonskih podataka.

Uvođenje u SDV provodi se po prioritetima (prednost imaju „važnije“ TS, pojne točke s većim opterećenjem). SDV treba unaprjeđivati prilikom rekonstrukcije primarne i sekundarne opreme postrojenja. Postojeći SDV planira se nadograditi funkcijama analize mreže (DMS) te povezati s ostalim poslovnim aplikacijama.

C2.1.3 Upravljanje po dubini SN mreže (automatizacija SN mreže)

Nepovoljan učinak neplaniranih prekida napajanja može se smanjiti upotrebom daljinski upravljivih rastavnih naprava (DURN), na način da se smanji broj korisnika mreže obuhvaćenih zastojem, vrijeme potrebno za lociranje kvara te vrijeme i količina neisporučene električne energije.

C2.1.4 Izgradnja EE objekata radi osiguranja dvostranog napajanja (kriterij „n-1“)

U skladu s kriterijima i metodologiji planiranja (detaljno razrađeni u Poglavlju 5.), u određenim je uvjetima potrebno osigurati dvostrano napajanje (kriterij „n-1“), prvenstveno s ciljem povećanja

raspoloživosti napajanja (smanjenja trajanja prekida). Rezervno napajanje u SN mreži ostvaruje se izgradnjom dodatnih elektroenergetskih objekata (povezni vodovi u dubini SN mreže).

C2.1.5 Sustavi uzemljenja neutralne točke SN mreža

Radi sigurnosti pogona i kvalitete napajanja, potrebno je uzemljivati zvjezdišta SN mreža. Kriteriji se razmatraju neposredno za pojnu točku i tehničke značajke napajane SN mreže. Uzemljenje zvjezdišta SN mreže provodi se:

- a) primjenom otpornika za uzemljenje – mali otpor za ograničenje struje 150, 300, 1.000 A
- b.1) primjenom paralelno spojenog otpornika za uzemljenje i prigušnice za djelomičnu kompenzaciju kapacitivne struje, sa stupnjevanom regulacijom u beznaponskom stanju
- b.2) primjenom paralelno spojenog otpornika za teške uvjete uzemljenja (ograničenje djelatne komponente struje do 50 A) i prigušnice za djelomičnu kompenzaciju kapacitivne struje, sa stupnjevanom regulacijom u beznaponskom stanju
- c) primjenom prigušnice za rezonantno uzemljenje s potpunom kompenzacijom struje jednopolnog kratkog spoja, s kontinuiranom automatskom regulacijom.

Varijantama a) i b) glavni je cilj smanjenje struje jednopolnog kratkog spoja i sigurnost pogona uzemljivača u SN mreži, a varijanti c) poboljšanje kvalitete napajanja (pouzdanosti isporuke), odnosno kompenziranje prolaznih kvarova u nadzemnoj SN mreži.

C2.2 Povećanje kvalitete usluga i kvalitete napona

Smjernice za uspostavu sustava za praćenje kvalitete električne energije razrađene su studijom „Provedba mjerenja i prijedlog standarda kvalitete opskrbe“. Mogući koncept informatičkog sustava razrađen je u studiji „Nadogradnja sustava vođenja i informatičkih sustava HEP ODS-a – Implementacija nadzora kvalitete“. Studijom je analizirano idejno rješenje ugradnje sustava nadzora kvalitete električne energije u proces vođenja distribucijske mreže kako bi se:

1. omogućilo sustavno praćenje, prikupljanje i obrada podataka o kvaliteti napona na srednjonaponskoj i niskonaponskoj razini
2. poboljšala usluga informiranja korisnika mreže i regulatornih tijela
3. unaprijedilo planiranje razvoja distribucijske mreže
4. olakšalo donošenje odluka o prioritetima sanacije naponskih prilika
5. pružila podršku menadžmentu kod donošenja investicijskih odluka.

U sklopu studije je analizirano stanje postojećih uređaja i opreme, ugrađenih u distribucijskoj mreži s funkcijom praćenja kvalitete napona ili prikupljanja podataka korisnih za sustav nadzora kvalitete električne energije (PQ). S ciljem optimiranja PQ nadzora za pojedinačni elektroenergetski objekt, potrebno je uzeti u obzir:

- posjeduje li ugrađena oprema jedno ili više komunikacijskih sučelja
- jesu li komunikacijska sučelja raspoloživa za PQ nadzor
- komunikacijsku dostupnost objekta.

Informacijski dio rješenja sustava temeljen je na tehnologiji baza podataka, na način da se podaci strukturiraju i pohranjuju u obliku pogodnom za buduće analize. Moderni pristup integraciji sustava omogućuje obradu podataka iz više različitih izvora i provedbu složenih analiza s izradom izvještaja. Komunikacijsko sučelje predloženog sustava podržava otvoreni pristup za razvoj mrežnih aplikacija koje mogu značajno proširiti upotrebljivost cijelog sustava.

U skladu s [1,2], Hrvatska energetska regulatorna agencija donosi uvjete kvalitete opskrbe električnom energijom.

6.1.3. Povećanje učinkovitosti poslovanja (C3)

S ciljem ostvarenja boljih poslovnih pokazatelja potrebno je kontinuirano unaprjeđivati učinkovitost poslovanja. Dosljednost u optimiranju ulaganja i troškova usmjerena je povećanju prihoda, odnosno smanjenju troškova i povećanju vrijednosti imovine.

C3.1 Uređenje obračunskih mjernih mjesta i priključaka kupaca (bez mjernih uređaja)

Sanacije i rekonstrukcije obračunskih mjernih mjesta i priključaka planiraju se i provode na temelju zakonske obveze usklađivanja stanja priključaka i obračunskih mjernih mjesta u odnosu na odredbe Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [36] i obveze provođenja Pravila za sprječavanje neovlaštene potrošnje električne energije [46], u skladu s tehničkim uvjetima za izvedbu priključaka, odnosno OMM.

C3.2 Uređenje obračunskih mjernih mjesta (mjerni uređaji)

Ključne obaveze i poslovne aktivnosti HEP ODS-a usmjerene su prema kupcima. Mjesta prodaje električne energije, tj. sučelja između kupaca i operatora distribucijskog sustava su upravo obračunska mjerna mjesta. Zbog velikog značaja, potrebno ih je sustavno uređivati i modernizirati.

C3.2.1 Zamjena brojila i opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem

Redovnom zamjenom brojila obuhvaćena je zamjena brojila kojima prema pravilniku o ovjernim razdobljima istječe rok ovjere, određenih tipova brojila zbog njihove tehnološke zastarjelosti ili isteka životnog vijeka i zamjena neispravnih brojila. HEP ODS nastavlja s opremanjem obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem u skladu s odrednicama i rokovima iz Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [36].

C3.2.2 Sustavi očitavanja mjernih podataka (AMR⁶, AMI⁷)

Razvojem i primjenom računalnog sustava očitavanja postiže se veća učinkovitost (automatizacija) očitavanja brojila i iskapčanja kupaca. Krajem 2017. godine je sustavom daljinskog očitavanja obuhvaćeno oko 123.000 mjernih mjesta korisnika mreže, od čega oko 2.000 mjernih mjesta na srednjem naponu te oko 38.000 mjernih mjesta poduzetništva priključne snage iznad 20 kW, koji prema Općim uvjetima [36] trebaju biti opremljena brojilima s daljinskim očitanjem u roku 5 godina od dana stupanja Općih uvjeta na snagu. Potrošnja navedenih oko 40.000 mjernih mjesta čini okvirno 50% ukupne godišnje potrošnje na mreži HEP ODS-a.

U skladu s obvezom opremanja obračunskih mjernih mjesta brojilima s daljinskim očitanjem, rezultatima ekonomske analize isplativosti ugradnje naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje te odlukom Ministra, HEP ODS će proširiti i prilagoditi sustav prikupljanja i obrade mjernih i kontrolnih podataka.

C3.2.3 Sustavi tonfrekventnog upravljanja (MTU)

Moderna 110 kV MTU postrojenja ugrađena su u: TS 110/10(20) kV Dubec, TS 110/20 kV Botinec, TS 110/10(20) kV Krasica i TS 110/35 kV Vrboran. Izgradnju MTU sustava na preostalom području Republike Hrvatske (Slavonija) nužno je dodatno analizirati jer „masovnim“ uvođenjem naprednih mjernih uređaja, potreba za ulaganjima u MTU prestaje.

⁶ AMR – Automated Meter Reading

⁷ AMI – Advanced Metering Infrastructure

C3.3 Povećanje energetske učinkovitosti

Povećanje energetske učinkovitosti u HEP ODS-u se ostvaruje kroz smanjenje gubitaka električne energije. Početkom 2014. godine u HEP ODS-u su usvojeni ključni dokumenti vezani uz smanjenje gubitaka električne energije i povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže. Mjere za smanjenje netehničkih gubitaka uglavnom se odnose na uređenje obračunskih mjernih mjesta i priključaka kupaca, daljnju izgradnju i održavanje AMI sustava te kontrolu neovlaštene potrošnje električne energije.

Mjere za smanjenje tehničkih gubitaka, koje su ujedno i mjere povećanja energetske učinkovitosti, obuhvaćaju:

- povećanje presjeka vodiča u početnim dionicama SN i NN izvoda u kojima se generira najveći iznos gubitaka
- razdvajanje SN i NN izvoda na dva ili više, ovisno o topologiji izvoda i mogućnostima prihvata u TS VN/SN i SN/SN ili TS SN/NN
- prebacivanje dijela NN izvoda na susjedni bliži i/ili manje opterećeni NN izvod ili TS SN/NN
- zamjenu energetskih transformatora VN/SN i SN/SN zbog preopterećenosti te zamjenu starih energetskih transformatora SN/NN, sa smanjenjem predimenzioniranosti transformatora
- interpolaciju novih TS VN/SN, SN/SN i SN/NN (primjenjuje se prvenstveno kod preopterećenja postojećih TS, odnosno kod priključenja novih kupaca i proizvođača s većim priključnim snagama)
- prijelaz na 20 kV i postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV.

Prema [1,2] HEP ODS odgovoran je za nabavu energije za pokriće gubitaka u distribucijskoj mreži. Smanjenjem gubitaka smanjit će se i troškovi poslovanja te na taj način povećati ukupna učinkovitost poslovanja.

C3.4 Unapređenje tehnološke razine elemenata mreže i održavanja

C3.4.1 Ispitna i mjerna oprema, alati

Na temelju stvarnih potreba, a uvažavajući ekonomsku isplativost, potrebno je planirati modernizaciju, odnosno postupnu zamjenu uređaja novim i modernijim.

C3.4.2 Zaštitna tehnička oprema

U skladu s zakonskom regulativom (Pravilnik o održavanju, Zakon o zaštiti na radu te Pravilnik za rad pod naponom) nužno je osigurati zaštitnu tehničku opremu i opremu za rad pod naponom.

C3.4.3 Uvođenje novih tehnologija

Potrebno je postupno uvoditi nove tehnologije koje doprinose pouzdanijem pogonu distribucijske mreže i kvalitetnijem napajanju njenih korisnika. Najnovije tehnologije se primjenjuju konzervativno, nakon studijske razrade i/ili provedbe pilot projekta.

C3.5 Informatizacija poslovnih procesa

C3.5.1 GIS

Tijekom 2016. godine je završena inicijalna implementacija GIS-a (geografskog informacijskog sustava) te unos podataka o srednjonaponskoj mreži. U idućem će se razdoblju raditi na unosu podataka o niskonaponskoj mreži te na daljnjem razvoju GIS funkcionalnosti. Nakon procesa implementacije bit će nužno uspostaviti procedure redovitog održavanja i ažuriranja podataka o distribucijskoj mreži.

C3.5.2 Procesni i poslovni informacijski sustavi

Uzimajući u obzir smanjivanje broja zaposlenih uz zahtjeve za istovremenim povećanjem kvalitete usluge, nužna je daljnja informatizacija poslovnih procesa. Projektom SCADA-INFO obuhvaćeno je informatičko povezivanje dispečerskih centara novije generacije prema središnjem radnom mjestu za prikupljanje pogonskih mjerenja u Sjedištu društva. U paralelnoj aktivnosti, revidirane su postavke mrežne opreme kako bi se postigla visoka razina zaštite i opće sigurnosti podataka i komunikacije.

C3.6 Ulaganja u poslovnu infrastrukturu

S ciljem smanjivanja općih troškova poslovanja, potrebno je sustavno planirati i ostvarivati ulaganja u postojeću poslovnu infrastrukturu (poslovno-pogonske zgrade i ostale nekretnine, transportna sredstva i uredsku informatička oprema).

C3.7 Specijalistička edukacija i školovanje

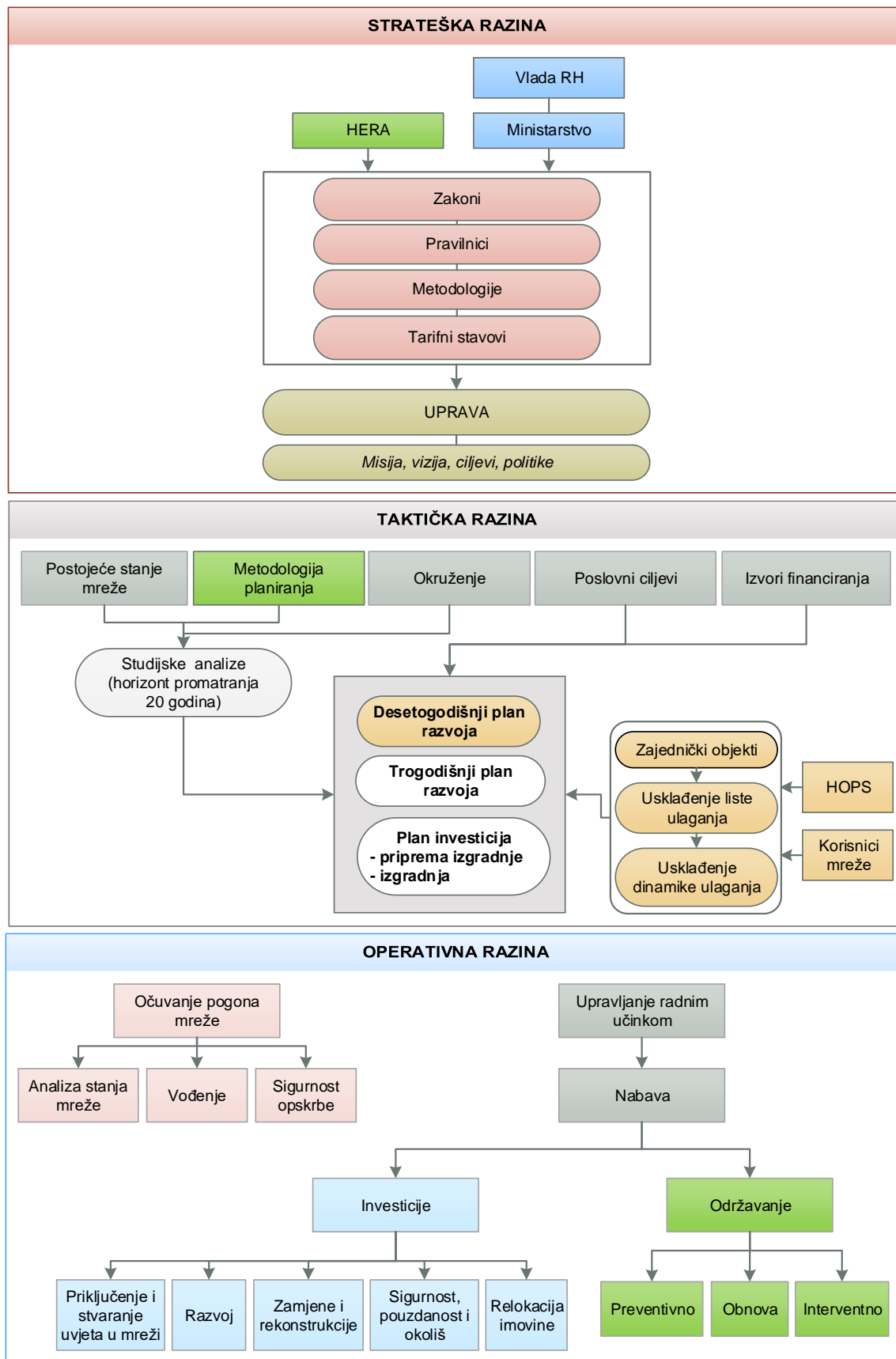
Ostvarenje poslovnih ciljeva zahtijeva primjenu novih tehnologija, opreme i čitavih sustava. Kako bi se zadržala trenutna te unaprijedila razina znanja i vještina, potrebno je sustavno provoditi specijalističko obrazovanje.

6.2. Proces planiranja i izrade planova razvoja

Složenost okruženja u kojem se izrađuju planovi razvoja i investicija u HEP ODS-u prikazana je Slikom 6.2. 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.

Dugoročno planiranje razvoja provodi se u studijskim analizama 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.



Slika 6.2 Proces planiranja razvoja i investicija

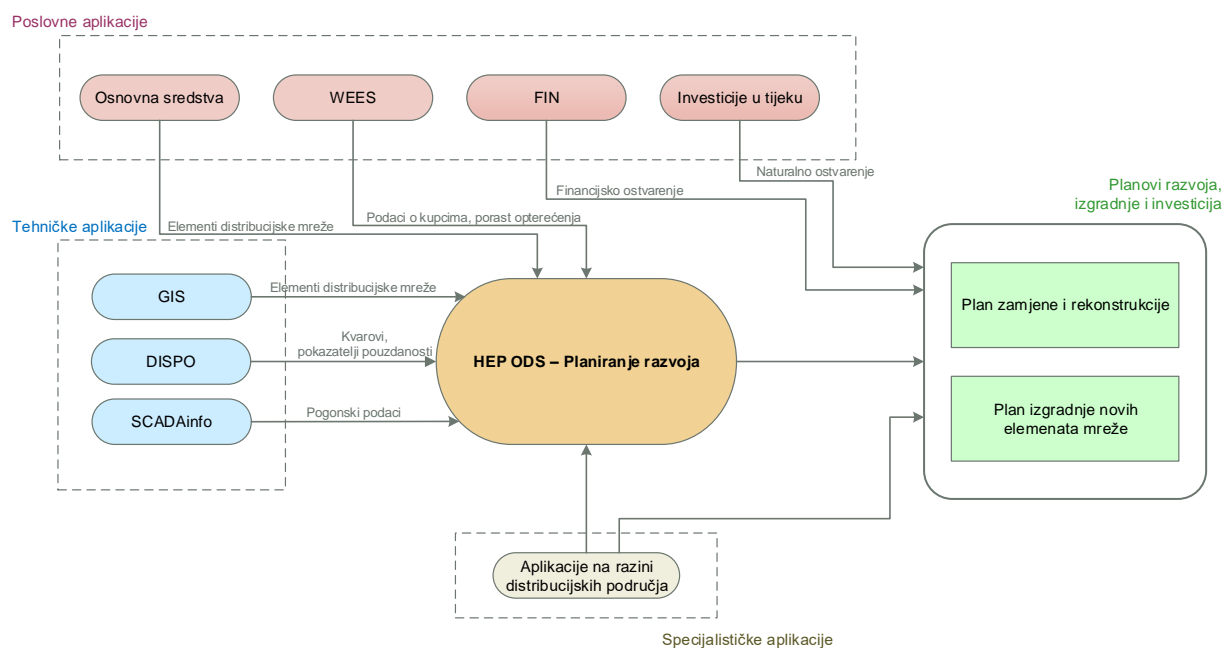
6.3. Podloge za izradu planova razvoja

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, kupcima i pogonu te izrađene studije razvoja mreže i drugi studijski radovi.

6.3.1. Informatička podrška izradi planova

Slika 6.3 prikazuje načelnu shemu informatičke podrške izradi višegodišnjih planova razvoja u HEP ODS-u. Za planiranje razvoja koriste se podaci iz tehničkih aplikacija (elementi mreže, kvarovi, pogonski podaci) te iz poslovnih (priklučenje i povećanje priključne snage kupaca, financijsko i prirodno ostvarenje ulaganja) i raznih specijalističkih aplikacija.



Slika 6.3 Informatička podrška procesu planiranja

Za izradu desetogodišnjeg plana razvoja nužan je sveobuhvatan pogled na postojeće tehničko i pogonsko stanje distribucijske mreže kao i na projekciju potreba za ulaganjem, odnosno razvojem mreže u svrhu unaprjeđenja i ostvarenja ciljeva distribucijske djelatnosti.

Kako bi se pojednostavnio proces te smanjilo ukupno vrijeme potrebno za pripremu i obradu podataka, a istovremeno povećala i njihova točnost, tijekom 2014. godine se pristupilo uspostavi baze podataka i aplikativne podrške unosu i obradi podataka, tj. izradi aplikacije HEP ODS – Planiranje razvoja.

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 unose se u HEP ODS – Planiranje razvoja, ili se na osnovu podataka iz ostalih sustava donose zaključci (prognoze, planovi) u ovoj aplikaciji.

Velik broj specijaliziranih informatičkih aplikacija koristi se za potporu poslovanju HEP ODS-a. Aplikacije u svom djelokrugu uglavnom zadovoljavaju zahtjeve korisnika, no porast učinkovitosti na području planiranja razvoja, vođenja i održavanja elektroenergetskog sustava, kao i određenih

pratećih sustava ne može se očekivati bez povezivanja i razmjene podataka među informatičkim sustavima.

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 između važnih aplikacija (DISPO, GIS, SCADA, Billing, Planiranje razvoja). Navedenim iskorakom bi se omogućila veća učinkovitost u planiranju i brže donošenje kvalitetnih poslovnih odluka.

6.3.2. Studije razvoja distribucijske mreže

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

U skladu s metodologijom predviđanja opterećenja (Poglavlje 4.2), u studijama razvoja mreže predviđa se kretanje vršnog opterećenja u razdoblju narednih 20 godina, a zatim se, primjenom kriterija i metodologije planiranja razvoja mreže (Poglavlje 5.), planira razvoj mreže kroz čitavo promatrano razdoblje. 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...).

Sustavna izrada studija razvoja mreže, po grupama distribucijskih područja, uvedena je tijekom izrade Trogodišnjeg plana razvoja i izgradnje distribucijske mreže 2008.-2010. Više o organizaciji i pristupu izradi studija razvoja mreže rečeno je u Poglavlju 5.5.1.

Tablica 6.1 prikazuje plan i dinamiku izrade studija razvoja mreže po grupama.

Tablica 6.1 Plan izrade studija razvoja distribucijske mreže

Red. br.	Područje studijske obrade	grupa 1	grupa 2	grupa 3	grupa 4	grupa 5	grupa 6
1	Čakovec, Šibenik, Karlovac, Gospić, Požega	2010.-2011.					
2	Zagreb (1. i 2. dio), Koprivnica, Vinkovci, Dubrovnik		2012.-2013.				
3	Zagreb (3. dio), Bjelovar, Slavonski Brod, Pula, Zadar			2013.-2014.			
4	Zagreb (4. dio), Zabok, Rijeka (1. dio), Split (1. dio), Virovitica				2015.-2016.		
5	Varaždin, Osijek					2018.	
6	Split (2. dio), Križ, Rijeka (2. dio), Sisak						u planu 2019.-2020.

6.3.3. Unaprjeđenje procesa planiranja

Organizacijske promjene po završetku procesa restrukturiranja i jačanje funkcije upravljanja imovinom u idućem će razdoblju biti dodatni izazov za učinkovito planiranje i izradu planova razvoja. Kako bi se i u okruženju očekivanih promjena nastavilo unaprjeđenje procesa planiranja, HEP ODS provodi detaljnije studijske razrade:

- a) uspostava napredne metodologije i modela upravljanja imovinom temeljene na procjeni stanja i uloge sastavnica distribucijske mreže (condition based risk management)

Upravljanje imovinom složenih sustava, kakav je distribucijska mreža HEP ODS-a, zahtijeva sustavni pristup temeljen na analitičkim metodama koje koriste sve dostupne informacije o pojedinim sastavnicama distribucijske mreže.

Studija obrađuje primjenu metodologije CBRM/AIM, orijentirane na vrednovanje rizika povezanih s pojedinim elementom distribucijske mreže te predlaže model kojim će se analizirati pokazatelj zdravlja imovine, pouzdanost imovine (vjerojatnost kvara), kritičnost imovine, odnosno ocjena posljedica kvara i rizik imovine. Temeljem kvantifikacije rizika određivat će se prioritet i veličina zahvata u pojedinu kategoriju imovine.

U okviru studije izradit će se model za dvije ključne kategorije imovine, SN kabele i TS SN/NN, koristeći podatke iz dva distribucijska područja. Važnost studije je i u povećanju značaja provedbe održavanja u sklopu kojih se prikupljaju podaci za predmetni model, odnosno budući cjeloviti sustav upravljanja imovinom HEP ODS-a.

- a) predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske

Jedan od bitnih uvjeta dobrog planiranja razvoja distribucijske mreže je objektivno predviđanje potrošnje električne energije i opterećenja distribucijskog sustava u prostoru. Kvalitetno predviđanje, između ostalog, smanjuje investicijske troškove i daje podloge za informirano donošenje investicijskih odluka ili optimiranje pogona mreže.

Cilj studijskog rada je analizirati i definirati buduće kratkoročne i dugoročne trendove potrošnje električne energije ujednačenom metodologijom za cijelo područje distribucijske mreže HEP ODS-a. To je ujedno i preduvjet za optimalan razvoj distribucijske mreže, uzimajući u obzir razvoj i korištenje drugih energetske oblika, posebno prirodnog plina i obnovljivih izvora energije. Osnova za predviđanje potrošnje električne energije je baza podataka o postojećem stanju općenito energetske potreba, koja prikazana u prostoru predstavlja tzv. energetske atlas promatranog područja. Ova baza podataka, zajedno s rezultatima predviđanja potrošnje električne energije za različite scenarije njenog korištenja, predstavlja ulaznu informaciju za predviđanje opterećenja distribucijskog sustava, koje je temelj planiranja razvoja distribucijske mreže.

- b) planiranje obnove dalekovoda 35(30) kV – izrada metodologije planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV temeljene na tehničkim i ekonomskim kriterijima i hijerarhijskog modela za određivanje prioriteta ulaganja

Radi funkcije koju obavljaju, količine i udjela u imovini HEP ODS-a, nadzemni vodovi 35 kV naponske vrlo su značajni za kvalitetnu isporuku električne energije te je stoga izuzetno važno poznavanje njihovog stanja i ispravnosti za rad.

Unatoč strateškom opredjeljenju i ubrzanom uvođenju direktne transformacije (110 kV-10(20) kV umjesto 110 kV-35 kV-10(20) kV), transformatorske stanice prijenosnog omjera 35/10(20) kV još uvijek napajaju bitan udio kupaca.

Ciljevi ove studije su:

- izrada metodologije planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV temeljene na tehničkim i ekonomskim kriterijima i hijerarhijskog modela za određivanje prioriteta ulaganja,
- prikaz primjene modela na reprezentativnom skupu dalekovoda 35(30) kV ili na cijeloj mreži 35(30) kV (ovisno o dostupnosti podataka),
- prikaz izrade projekta postojećeg stanja i projekta obnove dalekovoda 35(30) kV pomoću LIDAR tehnologije kao mogućeg načina određivanja konačnog kratkoročnog (trogodišnjeg) plana obnove dalekovoda 35(30) kV.

Studija će definirati kriterije bitne za utvrđivanje plana obnove dalekovoda i metodu određivanja prioriteta ulaganja, odnosno utvrđivanja kratkoročnog (trogodišnjeg) i dugoročnog (desetgodišnjeg) plana obnove dalekovoda 35(30) kV.

Osim studijskih radova u tijeku, HEP ODS planira pokrenuti i sljedeće studijske razrade:

- a) pristup planiranju automatizacije distribucijske mreže – na primjeru mreže jednog distribucijskog područja dat će se preporuke za planiranje automatizacije mreže s ciljem postizanja najboljih učinaka ulaganja
- b) optimiranje kriterija za ocjenu perspektive prijelaza SN mreže na 20 kV
- c) unaprjeđenje kriterija i metodologije planiranja razvoja distribucijske mreže
- d) izrada podloga za utvrđivanje troškova neisporučene električne energije, uključujući ocjenu rizika po novom Pravilniku o kvaliteti električne energije.



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

7.1.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV	112
7.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	115
7.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	116
7.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	117
7.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	118
7.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	118
7.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova	119
7.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova.....	119
7.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	122
7.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	122
7.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	123
7.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova	125
7.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova.....	126
7.3.5.	Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon	127
7.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	129
7.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova.....	129
7.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	130
7.4.3.	Ulaganja u sanaciju naponskih prilika.....	132
7.4.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	132

7.5.	Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj.....	133
7.5.1.	Sustavi vođenja i automatizacija.....	133
7.5.2.	Mjerni uređaji i infrastruktura.....	136
7.5.3.	Nove tehnologije i tehnološki razvoj.....	141
7.6.	Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	142
7.6.1.	Osobna, teretna i radna vozila	142
7.6.2.	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	144
7.6.3.	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	146
7.6.4.	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	149
7.7.	Smart grid pilot projekti (sufinanciranje iz EU fondova).....	150
7.8.	Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	153
7.9.	Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže.....	154
7.9.1.	Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a	154
7.9.2.	Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEP ODS-a	155
7.9.3.	Program i akcijski planovi energetske učinkovitosti	159
7.9.4.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci	161

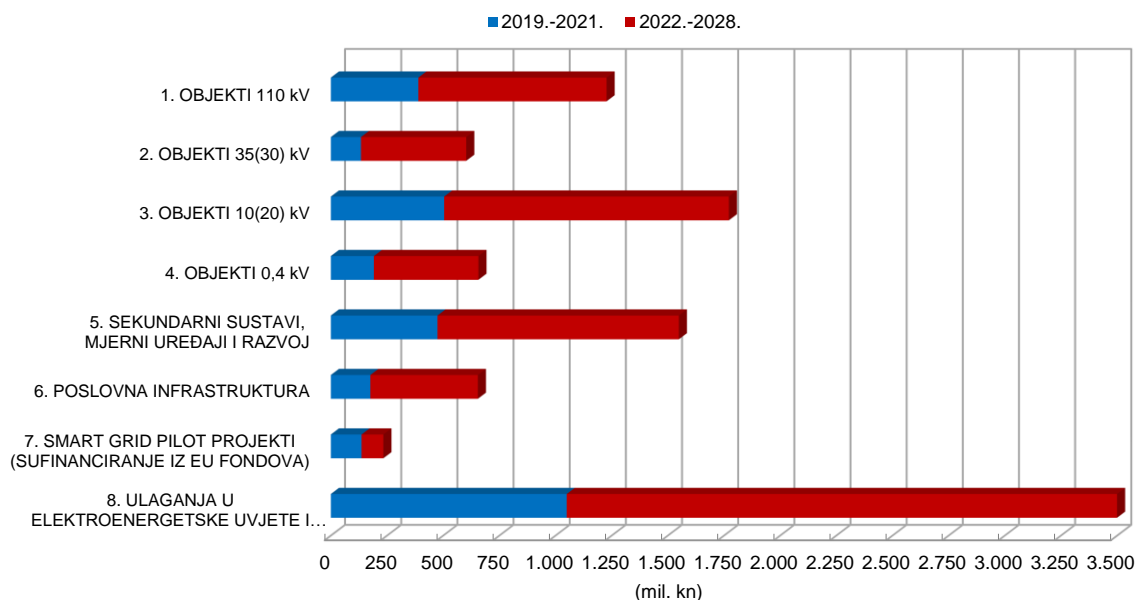
7. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

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 (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u planskom razdoblju 2019.-2028. godine prikazana su Tablicom 7.1 u nastavku.

U idućem desetogodišnjem razdoblju planirana su ukupna ulaganja vrijednosti 6.696.197.000 kn sa strukturom:

– ulaganja u energetske objekte	63,6%
– 110 kV i 35 kV objekti	27,3%
– 10 kV i 20 kV objekti	26,5%
– Niskonaponski objekti	9,8%
– ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj	21,3%
– ulaganja u poslovnu infrastrukturu	9,8%
– ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova)	3,5%.

Povrh navedenih ulaganja, u idućem desetogodišnjem razdoblju planirana su ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u razini od 350 mil. kn godišnje.



Slika 7.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2019.-2021. i 2022.-2028. po vrstama ulaganja

Kao što prikazuje Slika 7.1, u idućem desetogodišnjem razdoblju, pogotovo uzevši u obzir ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje te Smart grid pilot projekte, 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 prijelazom SN mreže na 20 kV
- spremnost mreže za prihvata 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.

U nastavku su opisana ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje po vrstama ulaganja (1.-8.) iz Tablice 7.1.

Tablica 7.1 Ulaganja u HEP ODS-a u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. - 2021.	Ulaganje 2022. - 2028.	Ulaganja u 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1.	ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV	118.762.000	143.267.000	127.501.000	389.530.000	837.951.000	1.227.481.000
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	48.000.000	74.660.000	62.530.000	185.190.000	321.000.000	506.190.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	70.762.000	68.607.000	64.971.000	204.340.000	516.951.000	721.291.000
2.	ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV	42.054.000	50.076.000	41.920.000	134.050.000	468.560.000	602.610.000
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	0	0	1.000.000	1.000.000	22.000.000	23.000.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	25.567.000	24.063.000	14.999.000	64.629.000	230.089.000	294.718.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	1.841.000	7.151.000	6.997.000	15.989.000	51.120.000	67.109.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	14.646.000	18.862.000	18.924.000	52.432.000	165.351.000	217.783.000
3.	ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV	152.854.000	176.721.000	174.875.000	504.450.000	1.267.316.000	1.771.766.000
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	16.101.000	17.638.000	17.749.000	51.488.000	141.761.000	193.249.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	41.597.000	46.091.000	53.433.000	141.121.000	363.404.000	504.525.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	50.144.000	48.531.000	47.878.000	146.553.000	385.962.000	532.515.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	45.012.000	64.461.000	55.815.000	165.288.000	376.189.000	541.477.000
4.	ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV	66.180.000	62.186.000	63.196.000	191.562.000	465.333.000	656.895.000
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	9.816.000	11.804.000	14.165.000	35.785.000	108.018.000	143.803.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	33.602.000	28.316.000	27.234.000	89.152.000	194.875.000	284.027.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	22.762.000	22.066.000	21.797.000	66.625.000	162.440.000	229.065.000
5.	ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ	130.600.000	167.600.000	176.500.000	474.700.000	1.074.500.000	1.549.200.000
	Sustavi vođenja i automatizacija	18.600.000	19.500.000	19.500.000	57.600.000	107.000.000	164.600.000
	Mjermi uređaji i infrastruktura	110.000.000	146.100.000	155.000.000	411.100.000	953.500.000	1.364.600.000
	Nove tehnologije i razvoj	2.000.000	2.000.000	2.000.000	6.000.000	14.000.000	20.000.000
6.	ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU	46.250.000	57.250.000	72.250.000	175.750.000	478.750.000	654.500.000
	Osobna, teretna i radna vozila	10.000.000	15.000.000	20.000.000	45.000.000	210.000.000	255.000.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	23.000.000	28.000.000	33.000.000	84.000.000	154.000.000	238.000.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	10.250.000	11.250.000	11.250.000	32.750.000	78.750.000	111.500.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	3.000.000	3.000.000	8.000.000	14.000.000	36.000.000	50.000.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		556.700.000	657.100.000	656.242.000	1.870.042.000	4.592.410.000	6.462.452.000
7.	SMART GRID PILOT PROJEKTI (SUFINANCIRANJE IZ EU FONDOVA)	20.000.000	68.618.000	48.000.000	136.618.000	97.127.000	233.745.000
	Napredna mjerna infrastruktura	0	22.500.000	22.500.000	45.000.000	45.918.000	90.918.000
	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	20.000.000	20.618.000	0	40.618.000	0	40.618.000
	Automatizacija distribucijske mreže	0	25.500.000	25.500.000	51.000.000	51.209.000	102.209.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		576.700.000	725.718.000	704.242.000	2.006.660.000	4.689.537.000	6.696.197.000
8.	ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE	350.000.000	350.000.000	350.000.000	1.050.000.000	2.450.000.000	3.500.000.000
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	1.750.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	20.692.000	350.000.000	350.000.000	1.050.000.000	2.450.000.000	3.500.000.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	165.231.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	162.327.000					
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		926.700.000	1.075.718.000	1.054.242.000	3.056.660.000	7.139.537.000	10.196.197.000

7.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV

Ključni energetske čvorovi SN mreže su pojne točke x/10(20)kV. Pojnim točkama se smatraju transformatorske stanice (TS 110/10(20) kV, TS 110/35kV, TS 35/10(20) kV) i značajnija rasklopišta (RS 10(20) kV s minimalno šest vodnih polja 10(20)kV i s pripadnim sekundarnim podsustavima). Osnovni pregled postojećeg stanja elektroenergetskih objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3.

Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV se odnose na revitalizacije podsustava, rekonstrukcije i izgradnju novih elektroenergetskih objekata. Osnovni pregled ulaganja predstavljen je u Tablici 7.1.

Ulaganja su uvijek usmjerena prema ostvarenju glavnih poslovnih ciljeva HEP ODS-a (predstavljani i obrazloženi u Poglavlju 6). Izradi dugoročnih planova ulaganja u pojne točke prethodi studijska analiza dugoročnog razvoja srednjonaponske mreže distribucijskog područja ili identifikacija pogonskog problema koji treba riješiti zahvatom na pojnoj točki (npr. porast opterećenja, smanjenje pouzdanosti zbog dotrajale opreme, povećanje učinkovitosti pogona, smanjenje gubitaka ili drugo). U dugoročne planove ulaze utvrđeni prijedlozi zahvata na pojnim točkama (revitalizacija, rekonstrukcija, izgradnja), usklađeni s načelima razvoja i poslovnim ciljevima HEP ODS-a.

Uvrštenju ulaganja u trogodišnji plan prethodi izrada i revidiranje projektne dokumentacije te opća priprema organizacije ostvarenja projekta. Namjera pripremnih aktivnosti je da se u godišnji plan uvrštavaju ulaganja spremna za pokretanje radova ili spremna za pokretanje javne nabave za opremu i radove. Unutar trogodišnjeg plana se dovršava detaljna projektna dokumentacija (glavni projekt), imovinsko-pravna priprema, izrađuje vremenski i financijski plan realizacije, podjela tehničkih cjelina, odabir optimalnog pristupa ugovaranju (podjela nabavnih cjelina) i priprema dokumentacije za javnu nabavu opreme i usluga. Ukupna priprema složene kapitalne investicije traje oko 2-5 godina, pri čemu kraće traju pripreme aktivnosti za rekonstrukcije postojećih pojnih točaka, a najdulje traje priprema izgradnje potpuno nove pojne točke na novoj lokaciji.

U pripremi investicije, prema smjernicama utvrđenim u studijama razvoja distribucijske mreže, analizira se značaj elektroenergetskih objekata u lokalnoj mreži, trendovi promjene opterećenja i razvoja lokalne SN mreže pri čemu je ključna usporedba stvarnog stanja prema scenariju iz studije razvoja. Nakon definiranja tehničkog rješenja izrađuje se i revidira projektna dokumentacija (opseg i razine složenosti projektne dokumentacije u skladu s zakonskim okvirom Zakona o prostornom uređenju i gradnji). U cilju kategoriziranja investicije, utvrđivanja povezanosti s drugim ulaganjima i određivanja prioriteta ulaganja analiziraju se sljedeće okolnosti:

- ocjena stanja pogona (npr. vršno opterećenje, trajanje vršnog opterećenja, broj, trajanje, uzrok i karakter zastoja, perspektiva priključenja DI)
- karakteristike konzuma napajano 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, postojećih pojnih točaka u blizini i napajane mreže
- smjernice razvoja (rekonstrukcija bliskih pojnih točaka, dinamika prijelaza na 20 kV).

U fazi izrade trogodišnjih i godišnjih planova analizira se povezanost više investicijskih projekata koji se usklađuju u dinamici ostvarenja i financiranja, s ciljem optimiranja opće učinkovitosti ulaganja i pristupa ostvarenju. U tom smislu pristup izgradnji ili značajnijoj rekonstrukciji pojne točke 110/x uvijek se razmatra s obzirom na prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon, a u neposrednoj realizaciji rekonstrukcije se analizira kako raditi s minimalnim prekidima isporuke, s optimalnim korištenjem raspoloživih potencijala za izvođenje i nadzor, kako iskoristiti optimalno doba godine i dr. Pristup rekonstrukciji SN mreže razmatra i povezne SN vodove prema susjednim pojnim točkama i ugradnju rastavnih i/ili preklopnih naprava na vodovima ili u distribucijskim transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV.

Iskustvo 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.

Procjenjuje se da će na planiranje u razdoblju 2019.-2028. (opisano u Poglavlju 2.) utjecati sljedeće pogonske i poslovne okolnosti:

- prosječni niski porast opterećenja
- promjena značajki opterećenja: ekstremne sezonske razlike između ljetnih i zimskih maksimuma u pogonu SN mreže za veći dio primorja i otoka, depopulacija ruralnih područja, nestanak industrije u manjim gradovima
- manji broj pojedinačnih točaka visokog rasta opterećenja (dijelovi većih gradova, turistička središta ili uspješne poslovne zone)
- ubrzana promjena distribucijske mreže (aktivna mreža) donosi nove razvojne opcije, izazove priključenja i pogona većeg broja OIE 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, uz optimiranje snage transformacije (u skladu s potrebama i opterećenjima)
- potreba revitalizacije i rekonstrukcije elektroenergetskih postrojenja 35 kV u TS 110/35 kV s naglaskom na rekonstrukcije u kojima se TR 110/35 kV mijenja s TR 110/20 kV i ugradnjom 20 kV postrojenja
- prijelaz TS 35(30)/x kV na transformaciju TR 35(30)/20 kV u dijelu ruralnih mreža, vezano uz pojačane aktivnosti prijelaza mreže na 20 kV
- povećanje udjela mreže s pogonom na 20 kV naponu i povećanje udjela kablinskih SN mreža
- povećanje struje jednopolnog kratkog spoja vezano uz prethodnu primjedbu uvjetuje potrebu za rekonstrukcijom podsustava uzemljenja NT 10(20) kV u pojnim točkama
- dalje produljenje i povećanje složenosti postupka pripreme i izgradnje novih objekata TS 110/10(20) kV vezano uz postupak argumentacije/opravljanja izgradnje nove TS 110/10(20) kV, trošak izgradnje, usuglašavanje stajališta mrežnih operatora, revizije projekata, probleme u izgrađenosti 110 kV mreže i izgradnji novih priključaka na 110 kV mrežu, zakonsku regulativu
- poboljšanje kvalitete baza podataka (nastavak izrade studija razvoja mreže distribucijskih područja, GIS, programska aplikacija planiranje razvoja, SCADAinfo), 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.

Osnovna podjela ulaganja (kategorije ulaganja) temelji se na složenosti planiranog zahvata, tj. investicijskog projekta. Kategorije ulaganja u transformatorske stanice VN/SN (pojne točke SN mreže) iskazane su u Tablici 7.2. u nastavku.

Izgradnje i rekonstrukcije elektroenergetskog objekta pojne točke u pravilu su složena višegodišnja ulaganja koja se ostvaruju putem nekoliko višegodišnjih ugovora. Ukupno se po ulaganju radi o značajnijim iznosima, pa se koristi i naziv kapitalna ulaganja. Realizaciji projekta u pravilu prethodi višegodišnja projektna i tehnička priprema kako je prethodno opisano.

Za pojne točke TS 110/x kV, izgradnja ili rekonstrukcija se pripremaju 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 [4]. Usuglašavanje stajališta operatora i tehničkih rješenja na sučelju prijenosne i distribucijske mreže produljuje dinamiku pripreme i ostvarenja investicijskog projekta. Za ovakve zahvate (osobito u pripremi izgradnje nove TS 110/10(20) kV) kod planiranja početka pripreme i izgradnje uzima se u obzir da projektna i tehnička priprema, do spremnosti početka postupka nabave i ugovaranja izgradnje, može trajati i do pet godina i obično uključuje upravni postupak ishođenja lokacijske i/ili građevinske dozvole.

Rekonstrukcija podrazumijeva veći zahvat kojim je obuhvaćena primarna i sekundarna oprema postojećeg elektroenergetskog postrojenja. Obično su rekonstrukcije, uz tehničke zahtjeve projekta, opterećene i organizacijskim izazovom osiguranja napajanja kupaca/korisnika. Stoga se dinamika ostvarenja planira uvažavajući razdoblje vršnog opterećenja, mogućnosti susjednih pojnih točaka, mogućnosti interventnih stručnih službi i općenito strože rokove ukupnog ostvarenja.

Zamjena, kao kategorija ulaganja, podrazumijeva investicijski zahvat na primarnoj opremi SN postrojenja (zamjena dotrajalog postrojenja sa pojedinačnim sklopnim aparatima u otvorenoj izvedbi sa modernim sklopnim blokovima) ili zamjenu energetske transformatora.

Revitalizacija, kao kategorija ulaganja, odnosi se na tehničko unaprjeđenje dijela opreme postojećih postrojenja i podsustava (zamjena maloljnih prekidača vakuumskim, zamjena sekundarnih podsustava: relejne zaštite, mjerenja, vođenja, telekomunikacije, proizvodnje i razvoda pomoćnog napona ili dr.). Projektna i tehnička priprema su kraće i jednostavnije, priprema započinje minimalno u godini koja prethodi godini planiranog početka realizacije, a ostvarenje je uglavnom u vremenskom okviru jednogodišnjeg plana ulaganja. Projektna priprema revitalizacije uglavnom ne zahtijeva upravni postupak ishoda lokacijske i/ili građevinske dozvole.

Na temelju sporazuma o razgraničenju djelatnosti u HEP Grupi, HEP ODS je 2013. godine preuzeo u nadležnost veći broj 35 kV postrojenja u postojećim TS 110/35 kV. Preuzeta postrojenja uglavnom napajaju SN mreže srednje urbanih i ruralnih područja Hrvatske i predstavljaju jedan od temelja za strateški razvoj SN mreže. Za predmetna postrojenja planiraju se ulaganja: revitalizacije podsustava, rekonstrukcije 35 kV postrojenja i složenije rekonstrukcije s ugradnjom izravne transformacije (zamjena TR 110/35 sa TR 110/10(20) kV, uključivo sa zamjenom SN postrojenja na način da 20 kV postrojenje mijenja dio 35 kV postrojenja). Ne planira se izgradnja novih TS 110/35 kV.

Uz Tablicu 7.2. s pregledom kategorija ulaganja u pojne točke 110/x kV, potrebno je uvažiti napomene:

- Kategorije ulaganja pojedinačno obuhvaćaju uobičajene investicijske zahvate.
- U planiranju se uvažava razvoj distribucijske elektroenergetske mreže i nova tehnička rješenja, a investicijski zahvati se razrađuju kroz sustavnu projektnu i tehničku pripremu.
- Za kategorije ulaganja se procjenjuju troškovi i dinamika ostvarenja i koriste kao podloga za izradu planova.
- Pogonska iskustva u vođenju pogona SN mreže, održavanju TS 110/x kV, tehničkim zahtjevima na podsustave (npr. pristup uzemljenju NT SN) ukazuju na prednosti projekata fazne/postupne izgradnje nove TS 110/10(20) kV 2x20(40) MVA ili zamjene TR 110/35 kV s TR 110/20 kV u odnosu na projekte u kojima se planira dogradnja trećeg transformatora (TR3 110/10(20) kV) i/ili pojačanje snage TR na 2x63 MVA.
- U cilju financijskog optimiranja ulaganja i temeljem pozitivnih iskustava u nedavnim projektima fazne izgradnje i opremanja TS 110/10(20) kV, u izgradnji nove TS 110/10(20) kV uvijek treba predvidjeti faznu izgradnju, dogradnju i opremanje TS u skladu s potrebama razvoja pogona, te uvažavajući planove i dinamiku razvoja SN mreže (osobito planove razvoja kabela mreže).
- Svako pojačanje snage transformacije pojne točke smatra se indikatorom pojačanih aktivnosti u mreži i u pravilu je u kratkoročnom ili srednjoročnom razdoblju vezano uz prijelaz na 20 kV.
- Priprema i izgradnja zajedničkih objekata TS 110/10(20) kV dodatno je regulirana u dokumentima koji određuju odnose mrežnih operatora. Uglavnom se u praksi odražava kroz produljenje pripreme izgradnje i pojačani napor u komunikaciji, usuglašavanju stajališta i dinamike zajedničkih nositelja izgradnje. Usložnjavanje pripreme se uzima u obzir kod planiranja kako bi se osigurao pravodobni početak pripreme izgradnje zajedničkog objekta.
- U pripremi rekonstrukcije SN postrojenja, u pravilu se razmatra mogućnost ugradnje sklopnih blokova. Iskustva pokazuju da primjena sklopnih blokova (uz zadovoljenje zahtjeva pogona i održavanja u životnom vijeku postrojenja), u fazi elektromontaže pojednostavljuje i skraćuje radove na terenu. Skraćivanje i pojednostavljenje radova je važno, budući da se glavina

investicijskih aktivnosti planira u rekonstrukcijama i revitalizacijama postojećih objekata, odnosno radovi će se odvijati u uvjetima gdje će dio postrojenja tijekom radova biti u pogonu (uz primjerene mjere sigurnosti i zaštite na radu).

Ulaganjima u pojne točke 110/x kV ostvaruju se preduvjeti za prijelaz SN mreže na 20 kV i s tim vezani preduvjeti za promjenu uloge ili napuštanje elektroenergetskih objekata 35(30) kV mreže. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske tablično je iskazan u prilogu 11.1. Na isti način je predstavljena lista objekata koji će s vremenom promijeniti ulogu u SN mreži zbog planirane izgradnje novih pojnih točaka 110/10(20) kV.

Tablica 7.2 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja

Kategorija ulaganja	Napomena
Izgradnja TS 110/10(20) kV	Gradska, GIS 110 kV, 2x 40(63)
	Gradska, GIS 110 kV, 2x 20(40)
	Prigradska, ZIP 110 kV, 2x 20(40)
	Pojednostavljena, ZIP/HIS 110 kV, 1x20
Revitalizacije i rekonstrukcija TS 110/10(20) kV	Revitalizacija podsustava (sekundarna oprema)
	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 slijedeće TR jedinice (uključuje nabavku TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i dogradnju ili rekonstrukciju 10(20) kV postrojenja)
	Građevinska sanacija
Revitalizacije i rekonstrukcije TS 110/35/10(20) kV	Revitalizacija podsustava (sekundarna oprema)
	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 nabavku 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 nabavku TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i ugradnju postrojenja 10(20) kV u novom objektu)
	Građevinska sanacija

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

Na distribucijsku elektroenergetsku mrežu je priključeno preko 2.400.000 korisnika. Zbog dinamike brojnih tradicionalnih i razvojnih procesa u distribuciji električne energije (npr. osnovna uloga osiguranja pouzdane i sigurne isporuke električne energije opterećena je povećanjem udjela OIE u SN mreži, povećava se udio tehničkih elemenata prema konceptima naprednih mreža, potreba smanjenja gubitaka i povećanja energetske učinkovitosti, razvoj novih usluga i dr.), kao i procesa u poslovnom, ekonomskom i regulatornom okruženju elektrodistribucijske djelatnosti, teško je prognozirati dinamiku investicijskih aktivnosti daleko u budućnost. U ovom planu se navedena nesigurnost može odraziti na planirane nove izgradnje u drugoj polovici planskog desetgodišnjeg razdoblja (objekti planirani za ulazak u pogon iza 2023.). Nadalje, čak i kada je potreba za izgradnjom nove pojne točke prepoznata

na temelju najavljenih aktivnosti trenutno uspješnog gospodarskog subjekta (korisnika mreže), suočeni smo s vrlo grubom ocjenom njegovih potreba u dolazećem planskom razdoblju.

Planovi izgradnje novih zajedničkih TS 110/10(20) kV se usklađuju s HOPS-om tijekom redovitih aktivnosti na pripremi i izradi višegodišnjih planova ulaganja. Vrijednosti planiranih ulaganja u izgradnju novih zajedničkih TS 110/10(20) kV objekata u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazane su Tablicom 7.3. Usklađena lista zajedničkih objekata za plan 2019.-2028. nalazi se u Prilogu 11.2.1. Iskazani iznos u tablici obuhvaća ulaganja HEP ODS-a prema načelima razgraničenja djelatnosti u HEP Grupi (2013.), odnosno, bez troškova 110 kV postrojenja i priključka u 110 kV mrežu.

Nova ulaganja su u pravilu vezana uz područja dugotrajnog i stalnog porasta opterećenja i područja s većom gustoćom opterećenja:

- u velikim gradovima: Zagreb (TS 110/10(20) kV Cvjetno naselje), Rijeka (TS 110/10(20) kV Zamet), Zadar (TS 110/10(20) kV Zadar – istok), Split (TS 110/10(20) kV TTTS i TS 110/10(20) kV Kaštela 2)
- u turističkim središtima: TS 110/10(20) kV Medulin, TS 110/10(20) kV Primošten i TS 110/10(20) kV Vodice.

Tablica 7.3 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	48.000.000	74.660.000	62.530.000	185.190.000	321.000.000	506.190.000

Dio planirane nove izgradnje (prema tablici u Prilogu 11.2.1.) vezan je uz gospodarsku aktivnost (razvoj novih poslovnih i/ili turističkih zona, industrije ili priključenje drugih većih kupaca) i podrazumijeva nesigurnost predviđanja, za razdoblje druge polovice planskog desetogodišnjeg razdoblja.

7.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV

U skladu sa strateškim odrednicama planiranja razvoja distribucijske mreže i vođeno načelima odgovornog i učinkovitog upravljanja imovinom, najveći dio kapitalnih ulaganja planira se u postojećim objektima TS 110/35 kV, TS 110/35/10(20) kV i TS 110/10(20) kV. Planirane rekonstrukcije će se pripremati i provoditi prema unaprijedenim projektnim modelima s već izvedenih zahvata među kojima su najznačajniji:

- rekonstrukcije i revitalizacije SN postrojenja pojmih točaka TS 110/35 kV i TS 110/10(20) kV (uz dodjelu prioriteta s obzirom na ulogu i značaj u mreži, stanje i ocjenu razvoja opterećenja, priključak OIE, vezane projekte prijelaza na 20 kV i dr.)
- projekti zamjene TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV uključivo s revitalizacijom SN postrojenja.

Predmetnim ulaganjima postiže se:

- poboljšanje sigurnosti pogona za područja s visokim opterećenjem i/ili porastom opterećenja (ugradnjom direktne transformacije u TS 110/35 kV, pojačanjem transformacije)
- siguran i pouzdan pogon elektroenergetskih postrojenja i mreže, uz poboljšanje učinkovitosti vođenja sustava (npr. zamjena malouljnih prekidača vakuumskim prekidačima, ugradnja sklopnih blokova, revitalizacijom sekundarnih podsustava i uvođenjem u SDV)

- stvaranje preduvjeta za prijelaz na 20 kV i ostvarenje prijelaza na izravnu transformaciju uz dodatni učinak na poslovanje kroz smanjenje gubitaka.

Postojeće TS 110/10(20) kV su u razmjerno dobrom stanju. Najstarije su u pogonu od početka 1980-ih, a većina je građena prema tipskom projektu TS 110/10(20) kV s vanjskim 110 kV postrojenjem. (Tablica 3.2). U planskom razdoblju ulaganja će biti usmjerena u revitalizacije sekundarnih podsustava (relejne zaštite i vođenja, proizvodnje i razvoda pomoćnih napona), revitalizacije 10(20) kV postrojenja (zamjena dotrajalih sklopnih blokova, zamjena maloljnih prekidača, zamjena opreme za uzemljenje zvjezdišta SN mreže) i proširenje 10(20) kV postrojenja (vezano uz pojačanje snage transformacije). Osnovni pregled ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazan je u Tablici 7.4, a detaljniji u Prilogu 11.2.2.

Tablica 7.4 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x	70.762.000	68.607.000	64.971.000	204.340.000	516.951.000	721.291.000

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

Transformatorske stanice 35(30)/10 kV i TS 35(30)/10(20) kV čine najveći dio pojnih točaka HEP ODS-a (gotovo 75% svih pojnih točaka x/10(20) kV). Osnovni pregled stanja objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3.

Strateške smjernice srednjoročnog razvoja predviđaju daljnji tehnički razvoj ovih pojnih točaka s ciljem ostvarivanja maksimalne sigurnosti i pouzdanosti pogona (rekonstrukcija postrojenja, pojačanje transformacije), učinkovitog vođenja pogona (revitalizacija sekundarnih podsustava, uvođenje u SDV) i ostvarenja preduvjeta za poboljšanje opće učinkovitosti pogona priključene mreže (prijelaz na 20 kV i s tim vezano smanjenje gubitaka).

Ključne kategorije ulaganja (Tablica 7.5) su izgradnja, rekonstrukcija, zamjena i revitalizacija. Izgradnja obuhvaća aktivnosti na ostvarenju nove pojne točke 35/10(20) kV.

Tablica 7.5 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja

Kategorija ulaganja	Napomena
Izgradnja TS 35/10(20) kV	Gradska (složenija) TS, veća građevina, 2x 8(16), značajni čvor 35 kV mreže, s više od 3VP 35 kV 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 dotrajalost postojećeg TR)
	Građevinska sanacija

Rekonstrukcija podrazumijeva sveobuhvatni zahvat kojim je obuhvaćena primarna i sekundarna oprema postojećeg elektroenergetskog postrojenja. Uz tehničke i organizacijske zahtjeve projekta, postoji potreba osiguranja napajanja korisnika mreže, stoga se dinamika ostvarenja planira u razdobljima nižih opterećenja, oslanja se na kapacitete susjednih pojnih točaka i općenito u kraćim rokovima ukupnog ostvarenja (smanjenje rizika zastoja napajanja). Obično se radi o višegodišnjim projektima (dvije godine ostvarenja) kojima prethodi opsežnija projektna priprema (jedna do dvije godine prije početka ostvarenja).

Zamjena, kao kategorija ulaganja, podrazumijeva složeniji investicijski zahvat na primarnoj opremi SN postrojenja (zamjena dotrajalog postrojenja s pojedinačnim sklopnim aparatima u otvorenoj izvedbi s modernim sklopnim blokovima) ili zamjenu energetske transformatora.

Revitalizacija, kao kategorija ulaganja, odnosi se na tehničko unaprjeđenje dijela opreme postojećih postrojenja i podsustava (zamjena maloljnih prekidača vakuumskim, zamjena sekundarnih podsustava: relejne zaštite, mjerenja, vođenja, telekomunikacije, proizvodnje i razvoda pomoćnog napona ili dr.). Projektna i tehnička priprema zamjene i revitalizacije je kraća i jednostavnija, priprema započinje minimalno u godini koja prethodi godini planiranog početka realizacije i ne uključuje upravni postupak ishoda lokacijske i/ili građevinske dozvole. Ostvarenje je uglavnom u vremenskom okviru jednogodišnjeg plana ulaganja.

Nadalje, slijedom smjernica sve veće primjene tehničkih rješenja naprednih mreža i s obzirom na iskustva prikupljena na projektima priključenja i praćenja pogona distribuiranih izvora energije, primjetno je da TS 35/10(20) kV postaju značajna energetska i informacijska čvorišta (mjerenja, informacije o pogonskim događajima, upravljanje pogonom) ključna za učinkovito poslovanje energetske subjekata.

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

U skladu već opisanim smjernicama i načelima planiranja, glavni opseg investicijskih aktivnosti usmjerava se prema postojećim pojnim točkama 35/10(20) kV (poglavlje 7.2.2.). U planskom razdoblju do 2028. planirana je izgradnja do dvije nove TS 35/10(20) kV.

Tablica 7.6 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 35/10(20) kV	0	0	1.000.000	1.000.000	22.000.000	23.000.000

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

Uvodno su pojašnjena načela koja određuju pristup ulaganjima u pojnim točkama 35(30)/10(20) kV. Pregled stanja objekata i opreme pokazuje da su TS 35(30)/10 kV u većem broju građene 60-ih (razdoblje elektrifikacije) i 70-ih godina (razdoblje industrijalizacije) prošlog stoljeća, a u 80-ima i dalje znatno rjeđe. Od sredine 80-ih u SN postrojenjima 10 kV se ugrađuje oprema s izolacijskom razinom 24 kV (za mrežu nazivnog napona 10 kV).

Opseg, prioritet i dinamiku ulaganja u TS 35(30)/10(20) kV određuju: rizik pouzdanosti pogona (dotrajala oprema, širenje kabela mreže), sigurnost pogona (opterećenje i pogonski rizik, potreba pojačanja snage transformacije), osiguranje pogonskih informacija za daljinsko vođenje (revitalizacija relejne zaštite i SDV) te povezanost s investicijskim aktivnostima prijelaza 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) dodatno utječe 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 na način da barem jedna do dvije postaju 20 kV rasklopišta, a jedna do dvije TS 35/10 kV gubi ulogu u napajanju SN mreže. Popis objekata koji su u razdoblju 2008.-2017. promijenili ulogu je predstavljena 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 7.7 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	25.567.000	24.063.000	14.999.000	64.629.000	230.089.000	294.718.000

7.2.3. Izgradnja novih 35(30) kV vodova

Planovima razvoja distribucijske mreže predviđeno je uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV i postupni prijelaz 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 35 kV vodova prikazan je Tablicom 7.8., dok se detaljniji podaci o ulaganjima nalaze u Prilogu 11.3.3.

Tablica 7.8 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	1.841.000	7.151.000	6.997.000	15.989.000	51.120.000	67.109.000

Od značajnijih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je izgradnja četiri dionice KB 35 kV te jedna dionica DV 35 kV ukupne duljine oko 41,9 km te vrijednosti ulaganja od 15,0 mil. kn, što zajedno s manjim ulaganjima u početnom trogodišnjem razdoblju iznosi 15,9 mil. kn. U razdoblju od 2022. do 2028. godine planirana je izgradnja oko 55 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 51,1 mil. kn.

Duljina novih vodova koji se planiraju izgraditi čini oko 2,4% ukupne duljine 35 kV vodova (DV, KB i PKB).

7.2.4. 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 te na mjestima gdje je potrebno osigurati napajanje TS 35/10(20) kV, dvostruko napajanje ili povezni vod.

Pregled ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 35 kV vodova prikazan je Tablicom 7.9., dok se detaljniji podaci o ulaganjima u rekonstrukciju i revitalizaciju nalaze u Prilogu 11.3.4.

Od značajnijih ulaganja, u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je rekonstrukcija osam dionica DV 35 kV i šest dionica KB 35 kV ukupne duljine 154 km u vrijednosti 46,1 mil. kn. U početnom trogodišnjem razdoblju planirana su i manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova ukupne vrijednosti 6,3 mil. kn, što ukupno čini 52,4 mil. kn. U razdoblju od 2022. do 2028. godine planirana su značajnija pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 183 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 148 mil. kn te manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 40 km vodova ukupne vrijednosti 17,3 mil. kn, što ukupno čini 165,3 mil. kn.

Tablica 7.9 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2028.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcija i revitalizacija DV/KB 35 kV	14.646.000	18.862.000	18.924.000	52.432.000	165.351.000	217.783.000

Duljina vodova koji se planiraju rekonstruirati ili revitalizirati čini oko 9% ukupne duljine 35 kV vodova.

Pokazatelji zdravlja 35 kV kabela

U vrijeme izrade ovog Plana, u HEP ODS-u su u tijeku pripreme za implementaciju nove metodologije za ocjenu stanja elemenata mreže na osnovu pokazatelja zdravlja i kritičnosti temeljene na CNAIM (eng. Common network asset indices methodology) metodologiji propisanu za operatore distribucijskih sustava u Velikoj Britaniji. U prvom koraku implementacije, a obzirom na obuhvat projekta i pripadajućeg ugovora, u fokusu će biti transformatorske stanice SN/NN te srednjonaponski kabeli, koji čine značajan dio imovine HEP ODS-a.

Na Slici 7.2 prikazana je matrica pomoću koje se ocjenjuje rizik određene opreme (odnos pokazatelja zdravlja i kritičnosti objekta). Ocjene HI 1 do HI 5 odnose se na pokazatelj zdravlja (engl. health index), pri čemu se ocjena HI 1 pridjeljuje opremi s najmanjim rizikom kvara, a HI 5 opremi s vrlo visokim rizikom kvara. Ovako dobiveni podaci pomažu pri ocjeni rizika u mreži i odluci o ulaganjima u određenu opremu. Ocjena kritičnosti (C1 do C4, engl. critical index) vezana je uz vrijednost posljedice kvara. U tijeku je oblikovanje baze podataka bez kojih nije moguće točno odrediti nivo kritičnosti za pojedinu opremu, uslijed čega ocjena kritičnosti za sada nije detaljno obrađivana.

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	Vrlo niski				
C2	Niski	Srednji	Visoki		
C3				Vrlo visoki	
C4					Ekstremno

Slika 7.2 Matrica rizika

U nastavku se daje primjer ocjene rizika za 35 kV kabele prema pokazateljima zdravlja.

Tablica 7.10 u nastavku prikazuje pokazatelj zdravlja za duljinu kabela, prema tipovima, a Tablica 7.11 isti pokazatelj za broj dionica kabela.

Tablica 7.10 Pokazatelji zdravlja prema vrsti izolacije kabela – prikaz za duljine kabela

Vrsta izolacije	Duljina (km)				
	HI 1	HI 2	HI 3	HI 4	HI 5
Umreženi polietilen	838,86	38,72	13,74		
Impregnirani papir	66,61	66,88	237,71		
Ostalo	8,45	3,75	6,92	14,17	0,10
Ukupno (km)	913,92	109,35	258,37	14,17	0,10
Ukupno (%)	70,30	8,41	19,88	1,09	0,01

Tablica 7.11 Pokazatelji zdravlja prema vrsti izolacije kabela – prikaz za broj dionica kabela

Vrsta izolacije	Broj dionica (kom)				
	HI 1	HI 2	HI 3	HI 4	HI 5
Umreženi polietilen	512	29	43		
Impregnirani papir	66	41	166		
Ostalo	6	7	7	10	1
Ukupno (kom)	584	78	216	10	1
Ukupno (%)	65,77	8,78	24,32	1,13	0,11

Iz Tablice 7.10 se vidi da 79% od ukupne duljine 35 kV kabela mreže ima ocjenu HI 1 ili HI 2 (vrlo niski i niski rizik), što je posljedica velikog broja XHE i XHP kabela novije proizvodnje s izolacijom od umreženog polietilena i plaštem izvedenim od polietilena (kabeli XHE), odnosno PVC plaštem (XHP kabeli).

Oko 20% kabela mreže (24,3% broja dionica kabela) koji imaju srednju ocjenu rizika (HI 3) su kabeli koji su blizu ili su prekoračili svoj očekivani životni vijek od 40 godina, što u konačnici znači

da je jedna petina ukupne duljine 35 kV kabela „odradila“ svoj puni životni vijek (ili ako se gleda broj dionica kabela onda je to i više, tj. oko 25%).

Ovom metodologijom se na jednostavan i pregledan način može ocijeniti i prikazati rizik za veliki broj opreme te na taj način pomoći pri planiranju i odlučivanju. Za što bolju i točniju ocjenu, potrebne su ažurirane baze podataka s podacima o praćenju pojedine opreme (npr. povijest kvarova, terenski pregledi, mjerenja, ispitivanja...).

Bez dodatnih promatranih ili mjerenih podataka, u načelu maksimalna vrijednost pokazatelja zdravlja 35 kV kabela iznosila bi HI 3. Za točniju ocjenu rizika potrebni su dodatni podaci, i to:

- naponsko ispitivanje plašta
- parcijalno ispitivanje i
- povijest kvarova.

Faktor kojim je podignuta ocjena rizika (pokazatelja zdravlja na više od HI 3) je modifikator pouzdanosti koji se koristi kod tipa kabela za koje se temeljem iskustva i praćenja smatra da će vjerojatnost kvara biti drugačija. Pri ovoj analizi primijenjen je modifikator pouzdanosti za EHP 48 kabele koji čine 1,7% ukupne duljine 35 kV kabela, jer iskustvo pokazuje manju pouzdanost ovog tipa kabela.

Prilikom planiranja ulaganja rezultati dobiveni ovom metodologijom korišteni su kao dodatna pomoć pri analizi ulaganja, a u većoj bi se mjeri odnosno značaju ista mogla primjenjivati kada se osiguraju preduvjeti za brzo prikupljanje i analizu širokog spektra podataka o opremi koje ova metodologija zahtijeva.

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

7.3.1. 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 rezerva u transformaciji. Na područjima gdje je gustoća konzuma mala treba graditi TS 10(20)/0,4 kV s manjom instaliranom snagom i težiti da niskonaponski izvodi budu optimalne duljine. Porast opterećenja nužno je pratiti interpolacijom novih TS 10(20)/0,4 kV u postojeću niskonaponsku mrežu.

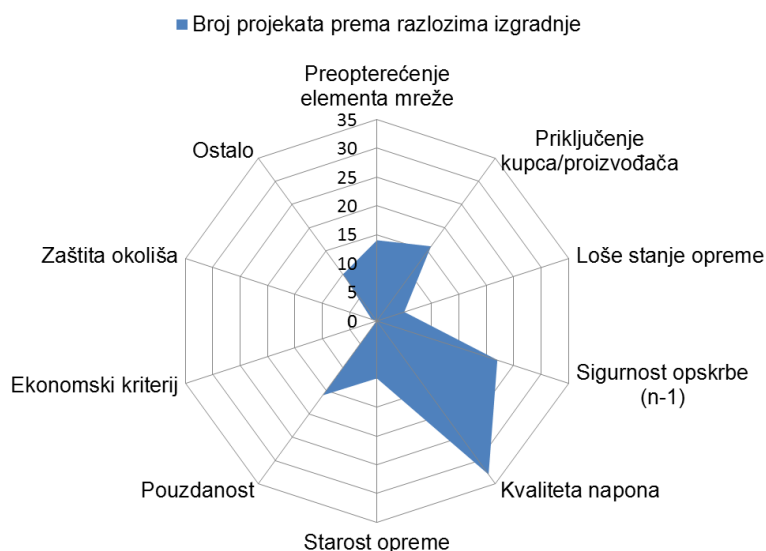
Tablica 7.12 prikazuje planirana ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju, a Tablica 7.13 daje detaljniji pregled ulaganja za početno trogodišnje razdoblje.

Tablica 7.12 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 (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
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	16.101.000	17.638.000	17.749.000	51.488.000	141.761.000	193.249.000

Tablica 7.13 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2019.-2021., s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2019.		2020.		2021.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	16.101.000	63	17.638.000	59	17.749.000	56	51.488.000	178

**Slika 7.3 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.)**

Slika 7.3 prikazuje razdiobu planiranih količina TS 10(20)/0,4 kV u ovisnosti o razlozima izgradnje. Najveći udio novih TS gradi se zbog:

- povećanja kvalitete napona
- sigurnosti opskrbe (kriterij n-1)
- pouzdanosti
- priključenja novih kupaca
- preopterećenja elemenata mreže.

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

Kod TS 10(20)/0,4 kV uočeni su problemi dotrajalosti i to poglavito kod:

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

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

Tablica 7.14 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 (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
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	41.597.000	46.091.000	53.433.000	141.121.000	363.404.000	504.525.000

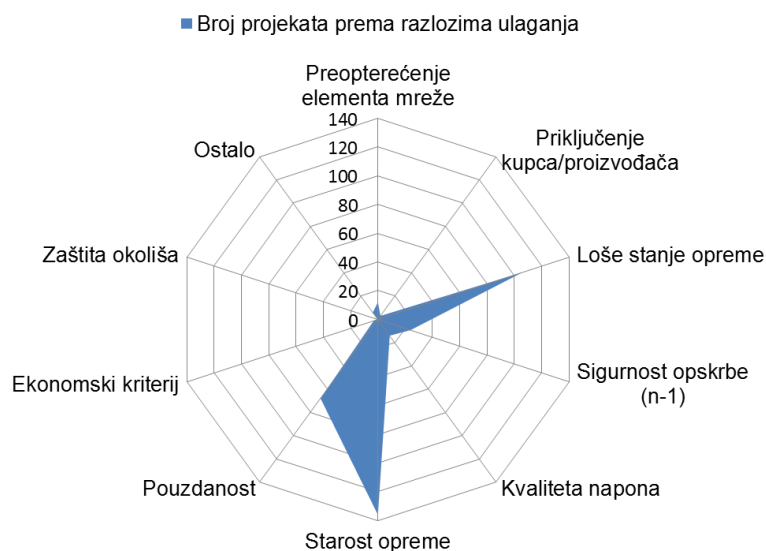
U početnom trogodišnjem razdoblju planirano je uložiti 141,1 milijuna kuna, razdioba ulaganja po godinama prikazana je Tablicom 7.15.

Tablica 7.15 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2019.		2020.		2021.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	41.597.000	506	46.091.000	549	53.433.000	619	141.121.000	1674

U planskom razdoblju TS tipa „tornjić“ planiraju se potpuno rekonstruirati, posebice one s 10 kV opremom. U idućem desetogodišnjem razdoblju planirane su revitalizacije i ugradnje SN sklopnih blokova tipa RMU u kabelske TS, a u posebnim slučajevima i u TS tipa „tornjić“.

Na Slici 7.4 prikazana je razdioba količina planiranih ulaganja u revitalizaciju i rekonstrukciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima ulaganja. Iz dijagrama je vidljivo da su glavni razlozi rekonstrukcije i revitalizacije loše stanje i starost opreme.

**Slika 7.4 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.)**

7.3.3. Izgradnja novih 10(20) kV vodova

Ulaganja u izgradnju novih SN vodova napona 10(20) kV su od iznimnog značaja jer ovi vodovi, radi sigurnosti i pouzdanosti napajanja, predstavljaju ključnu sastavnicu distribucijske mreže. Priključivanje sve većeg broja distribuiranih izvora na ove vodove dodatno povećava njihovu važnost.

Planirana ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

Tablica 7.16 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

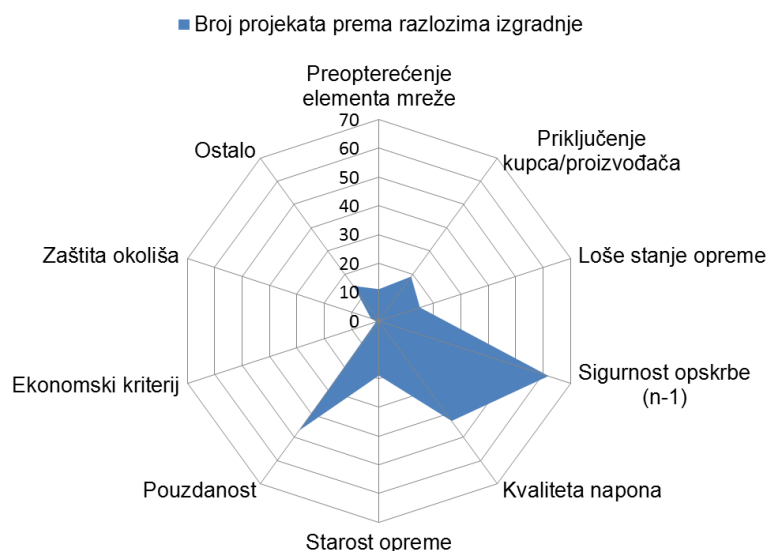
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	50.144.000	48.531.000	47.878.000	146.553.000	385.962.000	532.515.000

Tablica 7.17 u nastavku daje detaljniji pregled ulaganja za početno trogodišnje razdoblje.

Tablica 7.17 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2019.		2020.		2021.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Izgradnja novih vodova 10(20) kV	50.144.000	139	48.531.000	160	47.878.000	169	146.553.000	468

Na Slici 7.5 je grafički prikazana razdioba broja planiranih ulaganja prema razlogu izgradnje. Glavni razlozi izgradnje 10(20) kV vodova su povećanje sigurnosti opskrbe, povećanje kvalitete napona te pouzdanost nadzemnih vodova, koji se planiraju zamijeniti novim kabelskim vodovima.



Slika 7.5 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.)

7.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova

Magistralne vodove izvedene na drvenim stupovima planira se rekonstruirati zamjenom drvenih stupova betonskim, a postojeće vodiče malog presjeka zamijeniti vodičima većeg presjeka (Al/Fe 50/8 mm² ili 95/15 mm²) kako bi se smanjili padovi napona duž vodiča, a time i gubitci. Osim zamjene nadzemnih vodiča, planira se i zamjena starih tipova kabela.

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

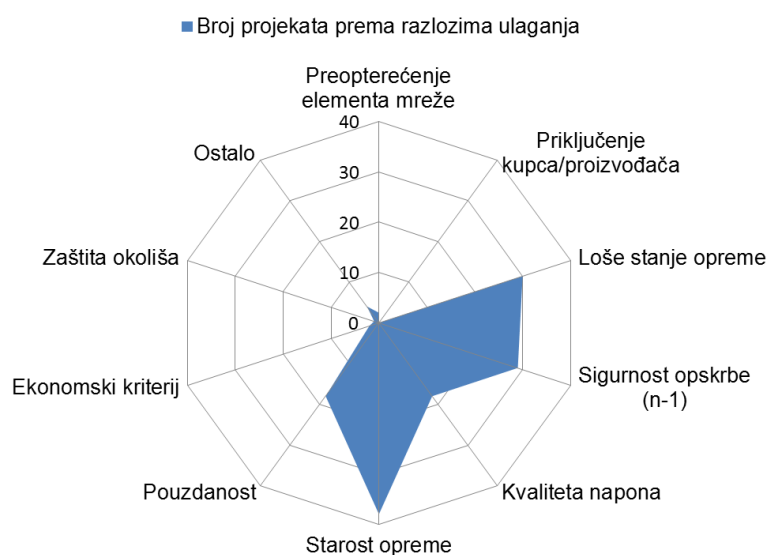
Tablica 7.18 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	45.012.000	64.461.000	55.815.000	165.288.000	376.189.000	541.477.000

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova u početnom trogodišnjem razdoblju dana su u Tablici 7.19.

Tablica 7.19 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2019.		2020.		2021.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	45.012.000	224	64.461.000	319	55.815.000	317	165.288.000	860



Slika 7.6 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.)

Slika 7.6 je grafički prikaz razdiobe broja planiranih ulaganja prema razlozima zbog kojih se pristupa rekonstrukciji i revitalizaciji 10(20) kV vodova i iz nje je vidljivo da se vodovi revitaliziraju i rekonstruiraju najviše zbog starosti i lošeg stanja opreme, povećanja sigurnosti opskrbe te zbog kvalitete napona i pouzdanosti, čime dolazi do povećanja pokazatelja pouzdanosti SAIFI i SAIDI.

7.3.5. Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon

U ovom je poglavlju dan osvrt na dio ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV kojima je za cilj brže ostvarenje pogona dijela SN mreže na 20 kV naponskoj razini.

Prijelaz 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 60-ih 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, prijelaz 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 padovi napona. Ovime prijelaz 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.

HEP sredinom 1980-ih donosi stratešku odluku o ugradnji srednjonaponskih postrojenja nazivnog napona 20 kV i izgradnji vodova (nadzemnih i kabela) za napon 20 kV bez obzira na neposredni pogon pod naponom 10 kV. Grade se nove pojne točke s izravnom transformacijom i pogonskim naponom na strani niže naponske razine ovisnim o pripremljenosti i pogonu SN mreže u okruženju.

Stanje pogona SN mreže na 20 kV po distribucijskim područjima vrlo je raznoliko (Slika 7.7). S velikim udjelima mreže u pogonu na 20 kV izdvajaju se:

- Elektra Zagreb
- Elektra Zabok
- Elektroistra Pula
- Elektroprimorje Rijeka
- Elektra Sisak.

U idućem desetogodišnjem razdoblju, uvažavajući strateške odrednice HEP ODS-a, trenutno stanje mreže i postrojenja, iskustva i mogućnosti djelatnika, druge obaveze u skladu s važećim propisima, planira se za aktivnosti prijelaza SN mreže na 20 kV uložiti sredstva u vrijednosti kojom bi se mogao ostvariti pogon na 20 kV naponu za dodatnih oko 8.500 TS SN/NN i oko 14.000 km SN mreže. Podaci su okvirni i potrebno ih je uzeti s rezervom s obzirom na nesigurnosti koje se odnose na:

- dugo vremensko razdoblje planiranja
- promjenjivost cijena materijala, radova i usluga
- financijske okvire planova ulaganja
- druga ulaganja u razvoj mreže.

Ova ulaganja prvenstveno 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 u cilju prelaska SN mreže na 20 kV.

Vrijednost ulaganja predviđenih ovim programom za razdoblje od 2019. do 2021. godine iznosi oko 40 mil. kn godišnje (ova vrijednost već je uvažena u dijelu razrade ulaganja u 10(20) kV objekte, navodi se zbog dojma o opsegu ulaganja u svrhu postizanja cilja prelaska na 20 kV), a odnosi se primarno na aktivnosti zamjene i rekonstrukcije postrojenja distribucijske mreže, aktivnosti revitalizacije te iznimno izgradnje novih objekata/elemenata mreže u cilju provedbe završne aktivnosti prijelaza SN mreže na 20 kV.

Positivne učinke ovih ulaganja potrebno je zbog svoje kompleksnosti, te u pravilu višegodišnjeg karaktera, promatrati kroz dulje vremensko razdoblje. Nužno je imati na umu da se ulaganjima realizira priprema mreže za naponsku razinu 20 kV, a da je sam prijelaz uvjetovan i drugim čimbenicima (siguran pogon mreže pri prijelazu na 20 kV, sezona niskog opterećenja SN mreže, odgovarajući vremenski uvjeti, velik broj raspoloživih radnika s obzirom na veću vjerojatnost zastoja zbog većih naprezanja izolacije opreme, uvjeti pogona okolne srednjonaponske mreže i sl.).

Tijekom 2018. g. u realizaciji je značajan broj višegodišnjih ulaganja u završnu fazu pripreme za prijelaz SN mreže na 20 kV s težištem ulaganja u Elektri Zagreb, Elektroistri Pula, Elektroprimorju Rijeka, Elektrodalmaciji Split, Elektri Zadar te Elektri Sisak. Uz uspješnu realizaciju ulaganja do kraja 2018.g., kao i povoljne vremenske i druge preduvjete, planirano je ostvariti pogon na 20 kV za još oko 1.000 TS SN/NN i oko 1.300 km SN mreže.

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

7.4.1. Izgradnja novih 0,4 kV vodova

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

Planirana ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

Tablica 7.20 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

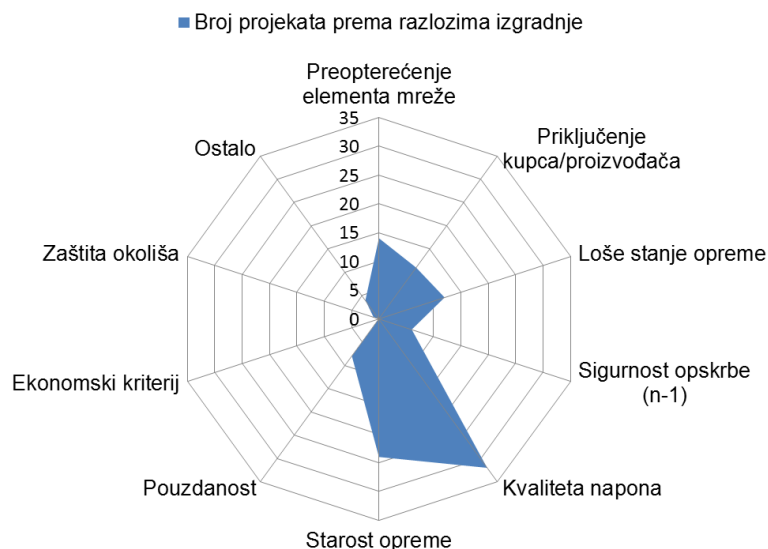
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. – 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	9.816.000	11.804.000	14.165.000	35.785.000	108.018.000	143.803.000

U Tablici 7.21 dan je planirani opseg ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV naponske razine u idućem trogodišnjem razdoblju.

Tablica 7.21 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2019.		2020.		2021.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Izgradnja novih vodova 0,4 kV	9.816.000	84	11.804.000	91	14.165.000	112	35.785.000	287

Na Slici 7.8 je dan grafički prikaz razdiobe broja planiranih ulaganja prema razlozima izgradnje nove niskonaponske mreže. Iz slike je vidljivo se nova niskonaponska mreže pretežito gradi zbog poboljšanja kvalitete napona, starosti te preopterećenja mreže.

**Slika 7.8 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.)**

7.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV

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

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

Tablica 7.22 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

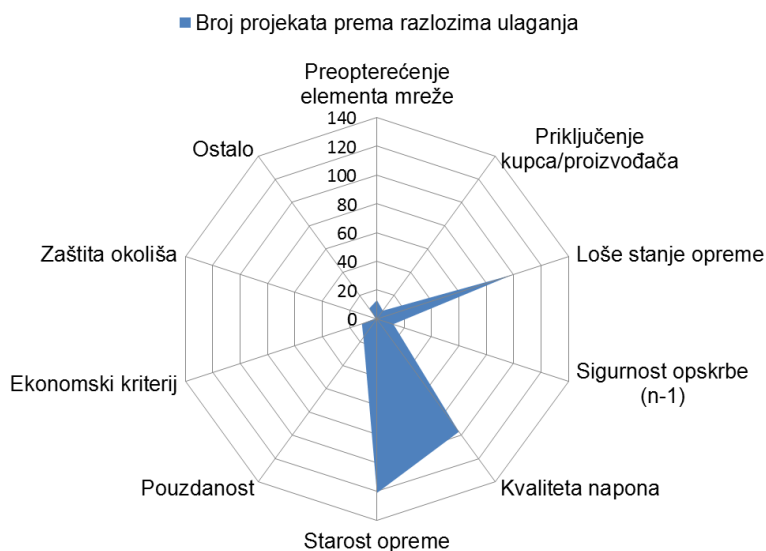
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	33.602.000	28.316.000	27.234.000	89.152.000	194.875.000	284.027.000

Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u početnom trogodišnjem razdoblju detaljnije su prikazana Tablicom 7.23.

Tablica 7.23 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2019.		2020.		2021.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	33.602.000	158	28.316.000	134	27.234.000	142	89.152.000	434

Na Slici 7.9 je grafički prikaz glavnih razloga rekonstrukcije i revitalizacije NN vodova. Glavni razlozi rekonstrukcije i revitalizacije NN mreže su starost opreme, loše stanje opreme te kvaliteta napona.



Slika 7.9 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2019.-2021.)

7.4.3. Ulaganja u sanaciju naponskih prilika

Od 2009. do 2013. godine sanacija naponskih prilika (SNP) provodila se kroz poseban investicijski program u okviru plana investicija. U tom razdoblju u sanaciju naponskih prilika uloženo je 497,4 mil kn.

Do kraja 2013. godine nekoliko distribucijskih područja u cijelosti je riješilo problem loših naponskih prilika, dok je u ostalim distribucijskim područjima značajno smanjena problematika loših naponskih prilika.

Zbog rješavanja značajnog udjela problematike SNP-a kroz intenzivna ulaganja u prethodnom razdoblju, nakon 2013. problematika područja s lošim naponskim prilikama rješavala se manjim godišnjim intenzitetom u sklopu programa 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.

Podaci o ostvarenim ulaganjima u sanaciju naponskih prilika u razdoblju od 2009. do 2018. godine prikazani su Tablicom 7.24 u nastavku.

Tablica 7.24 Podaci o ulaganjima u sanaciju naponskih prilika u razdoblju od 2009. do 2018. godine

Razdoblje	Obuhvaćena trafopodručja	Obuhvaćeni NN izvodi		Obuhvaćeni korisnici mreže	Riješene pritužbe korisnika mreže	Uložena sredstva
	(kom)	(kom)	(km)	(kom)	(kom)	(mil kn)
2009. - 2013.	1.384	4.211	1.821	67.185	9.058	497,4
2014 - 2018.	486	753	679	22.326	3.811	256,7
Ukupno	1.870	4.964	2.500	89.511	12.869	754.1

Tablica 7.25 prikazuje preostala potrebna ulaganja u sanaciju naponskih prilika nakon 2018. godine.

Tablica 7.25 Problematika sanacije naponskih prilika za razdoblje od 2019. godine

Razdoblje	Obuhvaćena trafopodručja	Obuhvaćeni NN izvodi		Obuhvaćeni korisnici mreže	Pritužbe korisnika mreže	Potrebna sredstva
	(kom)	(kom)	(km)	(kom)	(kom)	(mil kn)
2019. -	841	1.079	1.425	37.933	3.650	381,6

U idućem razdoblju nastavit će se ulagati u rješavanje ove problematike, uzimajući u obzir isplativost pojedinih ulaganja.

7.4.4. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka

Na temelju zakonske obaveze usklađivanja stanja priključaka i obračunskih mjernih mjesta u odnosu na odredbe poglavlja XVIII. Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [36], HEP ODS provodi kontrole priključaka i obračunskih mjernih mjesta s ciljem prikupljanja tehničkih podataka o njihovom stanju i izvedbi.

Distribucijska područja u tekućoj godini planiraju kontrolu priključaka i obračunskih mjernih mjesta za iduću godinu na tromjesečnoj razini (kvartalno). Podaci prikupljeni na temelju kontrole 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 i dostavljaju ga u nadležni Sektor u sjedištu Društva na koordinaciju.

Na temelju dostavljenih investicijskih elaborata uređenja priključaka i obračunskih mjernih mjesta te izvješća o dosadašnjoj realizaciji programa kontrole priključaka i OMM za proteklo razdoblje, optimiraju se ulaganja investicijskog programa za otklanjanje nedostataka na priključcima i OMM za iduću godinu.

Sanacija priključaka i obračunskih mjernih mjesta je višegodišnji program koji je započet 2014. godine u svim distribucijskim područjima. U periodu od 2013. godine, do kraja 2017. godine obuhvaćeno je okvirno 45.000 OMM te je pri tome uloženo 90 mil. kn.

Program se planira provoditi u skladu s rokovima iz Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [36], u opsegu koji to budu zahtijevale stvarne potrebe po pojedinim distribucijskim područjima. Tablica 7.26 u nastavku daje pregled planiranih ulaganja u idućem trogodišnjem, odnosno desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 7.26 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	22.762.000	22.066.000	21.797.000	66.625.000	162.440.000	229.065.000

Procjenjuje se da se uz navedenu financijsku dinamiku na razini HEP ODS-a godišnje može urediti okvirno 9.000 do 11.000 priključaka i obračunskih mjernih mjesta, što ovisi o tome u kojoj mjeri su obuhvaćeni individualni objekti, a u kojoj mjeri stambene zgrade.

7.5. Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj

7.5.1. Sustavi vođenja i automatizacija

7.5.1.1. Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže

Nakon reorganizacije HEP ODS-a u 2017. godini, organizacijski model vertikalne vođenja distribucijskog elektroenergetskog sustava sastoji se od:

- 4 distribucijska dispečerska centra (DDC Sjever, DDC Jug, DDC Istok, DDC Zapad)
- 21 distribucijskog upravljačkog centra (unutar jednog distribucijskog područja može postojati i izdvojeni centar upravljanja)
- elektroenergetskih postrojenja i objekata te upravljačkih mjesta s kojih se upravlja grupom objekata na najnižoj razini vođenja.

Sustav za vođenje distribucijske mreže postoji već dulji niz godina i postupno je nadograđivan novim, modernijim i naprednijim sustavima.

U 2016. godini je dovršena revitalizacija SCADA sustava u distribucijskim upravljačkim centrima u Zaboku, Karlovcu, Virovitici i Požegi gdje je instaliran Proza Net SCADA sustav te nadogradnja Network Manager SCADA sustava u distribucijskim dispečerskim centrima Zagreb i Osijek (prijelaz s Unix na Linux platformu).

U 2017. godini je dovršena nadogradnja Network Manager SCADA sustava u distribucijskim dispečerskim centrima Rijeka i Split (prijelaz s Unix na Linux platformu).

Pregled sustava instaliranih po pojedinim distribucijskim područjima prikazan je u sljedećoj tablici.

Tablica 7.27 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

U cilju ujednačavanja sustava daljinskih vođenja, njihovog međusobnog povezivanja te općenito unaprjeđenja sustava upravljanja i povećanja sigurnosti i kvalitete opskrbe električnom energijom završen je proces revitalizacije centara vođenja distribucijskog sustava.

Također, važno je istaknuti da 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 ulaganja u sustave vođenja te njihova održavanja.

U skladu s ključnim odrednicama okruženja s aspekta ulaganja u razvoj i izgradnju distribucijske mreže, kao jedan od prioriteta postavlja se informatizacija poslovnih procesa. Navedeno podrazumijeva intenziviranje ulaganja u stupanj centralne i lokalne automatizacije distribucijske mreže, modernizacije upravljačkih sustava te postupno uvođenje Smart Grid tehnologija u distribucijsku mrežu.

U narednom periodu potrebno je nastaviti ulaganja u sustave vođenja i predvidjeti odgovarajuće razvojne aktivnosti u cilju stvaranja tehnološki suvremenih sustava koji će moći odgovoriti na izazove koje će pred njih stavljati novonastalo okruženje. Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže obuhvaćaju:

- a) ulaganje u sustave vođenja distribucijskih upravljačkih centara i distribucijskih dispečerskih centara
- b) integracija distribucijskih upravljačkih centara
- c) modernizacija sustava daljinskog vođenja u elektroenergetskim objektima
- d) ulaganje u DMS (Distribution Management System) funkcije i druge funkcije potpore naprednom vođenju.

Sukladno novoj organizaciji 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 2018. godini su pokrenute aktivnosti na integraciji distribucijskih upravljačkih centara u nadležne distribucijske dispečerske centre.

Integracija će se provoditi kontinuirano kroz više faza, a u konačnici je predviđena uspostava nacionalnog distribucijskog dispečerskog centra (NDDC).

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 potrebno je uspostaviti središnji procesno informacijski sustav u cilju prikupljanja i organiziranja svih potrebnih informacija iz pogona i procesa.

Kontinuiranim uvođenjem sustava daljinskog vođenja u elektroenergetske objekte, postignut je veliki stupanj uvedenosti u sustav daljinskog nadzora i upravljanja energetske postrojenjima naponskih razina TS 110/x kV i 35(30)/x kV. U nekim elektroenergetskim objektima sustavi daljinskog vođenja su zastarjeli što otežava njihovo održavanje i integraciju u moderne upravljačke sustave u distribucijskim

upravljačkim centrima i distribucijskim dispečerskim centrima, a u konačnici nadzor i upravljanje elektroenergetskim postrojenjem, što je ključno za učinkovito vođenje distribucijskog sustava.

S ciljem modernizacije sustava daljinskog vođenja u elektroenergetskim objektima, kontinuirano će se provoditi aktivnosti na revitalizacijama sustava daljinskog vođenja u objektima naponskih razina TS 110/x kV i 35(30)/x kV kako bi sustavi omogućavali temeljne funkcije nadzora i upravljanja elektroenergetskim postrojenjima u cilju učinkovitog i pouzdanog vođenja distribucijske mreže.

Radi uvođenja funkcija podrške vođenju, unaprjeđenja vođenja sustava, upravljanja prekidima, analize i optimiranja sustava i sl. namjerava se postupno nadograđivanje SCADA sustava naprednim DMS funkcionalnostima. Preduvjet za implementaciju naprednih DMS funkcionalnosti je suvremeni centralni upravljački sustav (SCADA sustav) te optimalan stupanj automatizacije mreže. Ulaganje u DMS funkcije i druge funkcije naprednog vođenja predviđa se provesti u fazama. U prvoj fazi bi se odradila manja implementacija sustava (pilot projekt), a nakon toga (sa svim poznatim parametrima i saznanjima tijekom pilot projekta) i potpuna implementacija.

Projekt SINCRO.GRID

HEP ODS sudjeluje u implementaciji projekta SINCRO.GRID, zajedno s Hrvatskim operatorom prijenosnog sustava d.o.o. te operatorima prijenosnog i distribucijskog sustava iz Slovenije. Cilj projekta je poboljšanje kvaliteta napona (kako u prijenosnim sustavima, tako i u distribucijskim sustavima) i povećanje prijenosne moći postojećih vodova u prijenosnom sustavu, upotrebom naprednih tehničkih sustava i algoritama za upravljanje tokovima snaga u elektroenergetskim sustavima. Time će se omogućiti i učinkovitija integracija obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sustav i povećati sigurnost opskrbe kupaca električnom energijom.

HEP ODS u projektu sudjeluje kao potpora implementaciji naprednih rješenja SINCRO.GRID projekta čije se aktivnosti ne sufinanciraju od strane EU. Aktivnosti HEP ODS-a uključuju integraciju informacija iz upravljačkih centara HEP ODS-a s upravljačkim centrima HOPS-a i virtualnog prekograničnog kontrolnog centra (engl. Virtual Cross-Border Control Center, VCBBC).

Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u razdoblju 2019.-2028. procjenjuju se na cca 57,1 mil. kn, kao što je i prikazano Tablicom 7.28.

Tablica 7.28 Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019.-2021.	2022.-2028.	Ukupno 10G 2019.-2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Sustavi vođenja distribucijske mreže	6.100.000	7.000.000	7.000.000	20.100.000	37.000.000	57.100.000

7.5.1.2. Automatizacija i upravljanje po dubini mreže

Nepovoljni učinak neplaniranih prekida napajanja može se smanjiti upotrebom daljinski upravljivih rastavnih naprava (DURN) u nadzemnoj mreži te daljinski upravljivih SN sklopnih blokova u kabelskoj mreži, odnosno transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV, na način da se smanji broj kupaca 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 voda ili kabela (distribucijske mreže), čime se smanjuje nepovoljni učinak zastoja, odnosno isključuje samo nužan broj korisnika mreže.

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

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

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

Sustavno ulaganje u automatizaciju SN mreže započelo je u 2013. godini, od kada se odabir broja daljinski upravljivih rastavnih sklopki te daljinski upravljivih SN sklopnih blokova i lokacija njihove ugradnje radi na temelju definirane metodologije i kriterija te utvrđenih tehničkih specifikacija.

U razdoblju od 2013., godine, na osnovi utvrđenih tehničkih uvjeta i izrađenih tehničkih specifikacija za daljinski upravljive rastavne naprave u nadzemnoj mreži te SN sklopne blokove s integriranom daljinskom stanicom te implementacije opreme u srednjonaponskoj mreži, pokriven je znatan broj točaka mreže koje su postale automatizirane i koje su time doprinijele ukupnom povećanju stupnja automatizacije mreže HEP ODS-a. Također, tijekom 2017. i 2018. u pojedinim točkama nadzemnih srednjonaponskih mreža implementirani su i vakuumski prekidači (engl. recloser). U narednom razdoblju planiraju se intenzivirati aktivnosti na uvođenju većeg broja SF6 rastavnih sklopki te vakuumskih prekidača za srednjonaponske nadzemne mreže.

U idućim godinama planira se koordinirati i pratiti implementaciju navedene opreme u pogonu u svrhu analize tehničkih i financijskih učinaka primjene novih tehnologija kako bi se mogli donijeti zaključci i na temelju iskustava definirati poboljšanja koja bi bila korisna za daljnju primjenu u mreži. Tablica u nastavku prikazuje planirana ulaganja u idućem razdoblju.

Tablica 7.29 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019.-2021.	2022.-2028.	Ukupno 10G 2019.-2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Automatizacija i upravljanje po dubini mreže	12.500.000	12.500.000	12.500.000	37.500.000	70.000.000	107.500.000

7.5.2. Mjerni uređaji i infrastruktura

Isporučena i preuzeta električna energija mjeri se mjerilima na obračunskom mjernom mjestu na mjestu preuzimanja ili mjestu predaje električne energije. 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, a sve sukladno Zakonu o mjeriteljstvu, pravilnicima o mjeriteljskim zahtjevima za pojedine vrste mjerne opreme, Mrežnim pravilima elektroenergetskog sustava i Tehničkim uvjetima za obračunska mjerna mjesta.

Postojeće stanje

Kao što je prikazano Tablicom 7.30, ukupno je unutar distribucijske mreže oko 2,43 milijuna obračunskih mjernih mjesta (OMM). Velika većina, njih 91%, odnosi se na tehnički jednostavnija obračunska mjerna mjesta kupaca kategorije kućanstvo.

Kategorija NN kućanstvo – crveni se odnosi na sve krajnje kupce kategorije kućanstvo priključne snage veće od 20 kW. Sva obračunska mjerna mjesta priključne snage od 20 do 30 kW se opremaju brojilima s daljinskim očitavanjem te se na njima obračunava vršna snaga, a u skladu s odredbama članka 119. Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom. Izuzetak su krajnji kupci čija OMM imaju odobrenu snagu po EES između 20 i 30 kW, no opredijelili su se za ostanak u tarifnim modelima NN bijeli ili NN plavi, čime se maksimalna dopuštena snaga koja se smije angažirati iz mreže ograničava na 20 kW sklopnim uređajem u brojilu ili ograničavalima strujnog opterećenja (limitatori).

Kupcima kategorije poduzetništvo na niskom naponu, priključne snage manje ili jednake 20 kW, pripada 6,9% obračunskih mjernih mjesta, opremaju brojilima za mjerenje radne i jalove energije (kombi brojila).

Ukupno oko 0,84% obračunskih mjernih mjesta odnosi se na najsloženija mjerna mjesta na visokom i srednjem naponu te na niskom naponu priključne snage iznad 20 kW, a oko 0,89% obračunskih mjernih mjesta odnosi se na kategoriju javna rasvjeta. Iako obračunska mjerna mjesta kupaca na visokom i srednjem naponu te na niskom naponu priključne snage iznad 20 kW iznose samo 0,84% ukupnog broja obračunskih mjernih mjesta, na njima se registrira 49% ukupne potrošnje električne energije. Prosječna mjesečna potrošnja na ovim obračunskim mjernim mjestima je 25.500 kWh.

Kod kupaca kategorije kućanstvo, udio jednofaznih brojila je 51%, a trofaznih 49%, dok je kod kupaca kategorije poduzetništvo priključne snage do 20 kW udio jednofaznih brojila 30%, a trofaznih 70%.

Za promjenu tarifa koriste se uklopni satovi (UKS) i mrežno-tonfrekventno upravljani prijemnici (MTU) koji mogu biti zasebni uređaji ili sastavni dijelovi elektroničkih brojila.

Tablica 7.30 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži

Kategorija	Broj OMM
VN (110 kV)	4
SN (35 kV)	94
SN (10 kV)	2.251
Ukupno SN	2.345
UKUPNO VN i SN	2.349
NN poduzetništvo – plavi	43.394
NN poduzetništvo – bijeli	128.843
NN poduzetništvo – crveni	26.363
Ukupno NN poduzetništvo	198.600
Ukupno NN javna rasvjeta	21.662
NN kućanstvo – plavi	727.071
NN kućanstvo – bijeli	1.480.592
NN kućanstvo – crveni	1.157
NN kućanstvo – crni	3.013
Ukupno NN kućanstvo	2.211.833
UKUPNO NN	2.432.095
SVEUKUPNO	2.434.444

Ovjeravanje mjerne opreme

Mjerila koja moraju imati valjanu ovjeru kako bi se mogla koristiti u distribucijskoj mreži su brojila električne energije te naponski i strujni mjerni transformatori.

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

Najveći posao redovnog ovjeravanja vezan je za brojila električne energije. Od 15. listopada 2015. godine stupio je na snagu novi Pravilnik 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) kojim su definirana nova ovjerna razdoblja za brojila električne energije:

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

Sva brojila koja se ovjeravaju nakon 15. listopada 2015. godine imaju nova ovjerna razdoblja od 12 ili 8 godina, ovisno da li mjere u izravnom spoju ili poluizravnom/neizravnom, sukladno Pravilniku.

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.

Smjernice za ulaganje

Planovi redovne zamjene izrađuju se na temelju količine brojila kojima prema pravilniku o ovjernim razdobljima istječe rok ovjere u planskoj godini. Brojila se demontiraju, servisiraju te, ukoliko zadovoljavaju mjeriteljske kriterije, ovjeravaju i ponovo ugrađuju u distribucijsku mrežu. Već u fazi zaprimanja brojila u skladište vrši se selekcija brojila prije slanja na servis i ovjeru. Selekcija brojila odvija se prema definiranim kriterijima prema kojima se određena brojila odmah odvajaju i pripremaju za rashod.

Od 1. listopada 2015. godine stupili su na snagu novi Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [36] u kojima su člankom 119. zadane nove dužnosti operatoru distribucijskog sustava u smislu daljnjeg opremanja obračunskih mjernih mjesta brojilima s daljinskim očitavanjem.

Opći uvjeti propisuju sljedeće obveze:

1. Operator distribucijskog sustava dužan je u roku od pet godina od dana stupanja na snagu ovih Općih uvjeta o svom trošku, u skladu s mrežnim pravilima distribucijskog sustava, opremiti sva obračunska mjerna mjesta krajnjih kupaca s priključnom snagom većom od 20 kW brojilima s daljinskim očitavanjem koja omogućuju mjerenje snage i jalove energije.
2. Operator distribucijskog sustava dužan je u roku od 10 godina od dana stupanja na snagu ovih Općih uvjeta o svom trošku, u skladu s mrežnim pravilima distribucijskog sustava, opremiti obračunska mjerna mjesta krajnjih kupaca iz kategorije poduzetništvo s priključnom snagom do uključivo 20 kW brojilima s daljinskim očitavanjem koja omogućuju mjerenje jalove energije.
3. Operator distribucijskog sustava dužan je u roku od 15 godina od dana stupanja na snagu ovih Općih uvjeta o svom trošku, u skladu s mrežnim pravilima distribucijskog sustava, opremiti obračunska mjerna mjesta krajnjih kupaca iz kategorije kućanstvo brojilima s daljinskim očitavanjem.
4. Operator distribucijskog sustava dužan je u roku od godine dana od dana stupanja na snagu ovih Općih uvjeta donijeti provedbeni plan zamjene najmanje 95% postojećih brojila brojilima s daljinskim očitavanjem s rokovima zamjene iz stavaka 2. i 3. ovoga članka.

HEP ODS je 2016. godine izradio Provedbeni plan zamjene kojim je obuhvaćeno najmanje 95% postojećih brojila, bez očekivanog porasta broja brojila tijekom provedbe projekta. Za procjenu troškova brojila i troškova komunikacije korištene su dvije najčešće komunikacijske tehnologije za daljinsko očitavanje: GPRS/LTE i PLC.

Osim rokova navedenih u Općim uvjetima tijekom provedbe projekta potrebno je zadovoljiti i rokove zamjene brojila zbog redovne ovjere sukladno zakonima iz područja mjeriteljstva (ovaj uvjet uzrokuje potrebu osiguranja većih iznosa u početnim godinama odvijanja projekta ugradnje brojila s daljinskim očitavanjem).

U skladu s odredbama Općih uvjeta, definirana su područja strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu (PSUM):

PSUM 01. ZAMJENA BROJILA NA OBRAČUNSKIM MJERNIM MJESTIMA PRIKLJUČNE SNAGE DO UKLJUČIVO 20 kW

Nabava brojila za zamjenu postojećih brojila kod kupaca kategorije kućanstvo i poduzetništvo priključne snage manje ili jednake 20 kW brojilima s daljinskim očitavanjem sukladno Općim uvjetima i Provedbenom planu.

PSUM 02. ZAMJENA BROJILA NA OBRAČUNSKIM MJERNIM MJESTIMA PRIKLJUČNE SNAGE VEĆE OD 20 kW

Nabava brojila za zamjenu postojećih brojila kod kupaca svih kategorije priključne snage veće od 20 kW brojilima s daljinskim očitavanjem sukladno Općim uvjetima i Provedbenom planu.

PSUM 03. ULAGANJA U UNAPRJEĐENJE PROCESA S MJERNIM UREĐAJIMA I MJERNIM PODACIMA

Nabava komunikatora za zamjenu i prijelaz s GSM na GPRS/LTE tehnologiju, ručnih terminala s programskom podrškom prilagođena novih tipovima brojila, nadogradnja sustava za rad ručnim terminalima i očitanjima (RT) s ciljem smanjenja troškova i povećanje prihoda ubrzavanjem poslovnih procesa očitavanja, obračuna, izdavanja računa i dostavljanja podataka te smanjenje gubitaka energije.

Nabava informatičke opreme i opremanje sistem sala u nadležnosti operatora distribucijskog sustava u cilju povećanja stupnja zaštite računalnih sustava, aplikacija i podataka. Objedinjavanje infrastrukture sustava daljinskog i lokalnog očitavanja, aplikacija i računalne opreme, baza podataka o obračunskim mjernim mjestima i baza mjernih podataka unutar prostorija i sistem sala HEP ODS-a te podizanje stupnja zaštite, od fizičkog pristupa do pristupa putem različitih komunikacijskih kanala.

Nabava opreme za modernizaciju baždarnica HEP ODS-a. Ovo ulaganje se odnosi prvenstveno na nabavu nove opreme za pripremu brojila za ovjeravanje prilagođene naprednim brojilima, ali isto tako i za početak transformacije i prilagodbe baždarnica za njihove nove uloge.

Baždarnice

Baždarnice su dosada imale ulogu ovlaštenog servisa za pripremu mjerila u postupku ovjeravanja, no početkom ugradnje naprednih brojila i izgradnje napredne mjerne infrastrukture, uloga se proširuje na ulogu laboratorija za ispitivanje i pripremu naprednih brojila. Aktivnosti vezane za ulogu laboratorija se odnose, između ostalih na:

- ulazne kontrole elektroničkih naprednih brojila s mogućnošću daljinskog očitavanja
- pripremu i ispitivanje naprednih brojila i ostale napredne mjerne opreme

- laboratorijsko testiranje komunikacije između ključnih elemenata napredne mjerne infrastrukture.

U skladu s gore navedenim, 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 bi uloge također bile proširene na aktivnosti laboratorija za ispitivanje i pripremu naprednih brojila, no samo u pojedinim segmentima.

U svibnju 2017. godine HERA je izradila dokument Podloga za izradu analize troškova i dobiti uvođenja naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje kod krajnjih kupaca električne energije. Tijekom 2018. godine očekuje se donošenje odluke nadležnog ministarstva o uvođenju naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje.

U skladu s područjima strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu (PSUM 01, 02, 03), definirane su razine potrebnih ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju, što je prikazano tablicom u nastavku.

Tablica 7.31. Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019.-2021.	2022.-2028.	Ukupno 10G 2019.-2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	PSUM 01 Zamjena brojila na obračunskim mjernim mjestima priključne snage do uključivo 20 kW	80.000.000	112.000.000	120.000.000	312.000.000	693.000.000	1.005.000.000
2	PSUM 02. Zamjena brojila na obračunskim mjernim mjestima priključne snage veće od 20 kW	20.000.000	25.000.000	25.000.000	70.000.000	212.500.000	282.500.000
3	PSUM 03. Ulaganja u unaprjeđenje procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima	10.000.000	9.100.000	10.000.000	29.100.000	48.000.000	77.100.000
	Ukupno	110.000.000	146.100.000	155.000.000	411.100.000	953.500.000	1.364.600.000

Tablica u nastavku daje financijske i prirodne podatke o ulaganjima u zamjenu brojila u narednom 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 kroz godine.

Tablica 7.32 Ulaganja u zamjenu brojila u razdoblju 2019.-2021. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2019.		2020.		2021.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
PSUM 01.	80.000.000	99.000	112.000.000	145.500	120.000.000	165.000	312.000.000	409.500
PSUM 02.	20.000.000	9.700	25.000.000	10.500	25.000.000	11.500	70.000.000	31.700
Ukupno	100.000	108.700	137.000.000	156.000	145.000.000	176.500	382.000.000	441.200

7.5.3. Nove tehnologije i tehnološki razvoj

Jedan od ciljeva HEP ODS-a, kako je detaljnije predstavljeno u Poglavlju 6., je razvijati i primjenjivati suvremena tehnološka rješenja kojima će se postojeća mreža postupno razvijati i pretvarati u naprednu elektroenergetsku mreže. Pri tome je potrebno:

- 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 u cilju optimalnog ulaganja u tehnološki razvoj mreže, a zbog povećavanja pouzdanosti napajanja i kvalitete napona.

U skladu s navedenim, u idućem razdoblju se planiraju 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 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).

Važno je istaknuti da je odredbom iz članka 27 direktive 2009/72/EZ [48] („države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža primjerice kroz ostvarenje koncepta naprednih mreža“) iz trećeg energetskeg paketa, propisano da države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža, čime se podržava i obvezuje operatore mreža na ulaganja u uvođenje novih tehnologija i time za uspostavu naprednih rješenja u mrežama.

Ulaganje u nove tehnologije kojima se postiže jačanje i modernizacija distribucijske mreže i postrojenja uz smanjenje gubitaka te smanjenje broja i trajanja ispada napajanja je značajno s obzirom na to da dugoročno donosi značajne pozitivne financijske rezultate.

Uvođenje novih tehnologija je dinamički proces, koji zahtijeva postupno uvođenje tehnologija ovisno o stupnju dinamičkog razvoja.

U protekle tri godine intenzivirane su aktivnosti na uvođenju novih tehnologija te je u sklopu pilot projekata preispitano nekoliko vrsta novih tehnoloških rješenja: amorfni transformatori i energetski učinkoviti transformatori. Također, tijekom 2018. godine u pojedinim distribucijskim područjima implementirani su vakuumski prekidači u nadzemnim srednjonaponskim mrežama. U pojedinim točkama niskonaponske mreže implementirani su naponski stabilizatori i regulatori napona s ciljem poboljšanja naponskih prilika.

Uvažavajući trenutno stanje razvoja novih tehnologija, uvođenje novih tehnologija kroz pilot projekte u predstojećem razdoblju obuhvaća regulacijske transformatore, sekcionalizatore, automatizirane prekidače, napredne indikatore kvarova, naponske stabilizatore i regulatore, izolirane SN vodiče, metalne konične višekutne stupove i visokotemperaturne vodiče.

Ulaganjima u uvođenje novih naprednih tehnologija provode se pilot projekti u kojima se provjeravaju i ispituju razna tehnološka rješenja koja bi mogla pridonijeti modernizaciji distribucijskog sustava, povećanju pouzdanosti opskrbe električnom energijom te ostvarivanju koncepta naprednih mreža.

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.

Po uvođenju 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 20 mil. kn, ravnomjerno raspodijeljeno na 2 mil. kn godišnje.

7.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu

7.6.1. 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 radna sredstva. Vozila koja se koriste velike su raznolikosti, od malih osobnih do velikih radnih strojeva, može ih se razvrstati u pet kategorija:

- osobna vozila
- laka teretna vozila
- teška teretna vozila
- priključna vozila
- radni strojevi.

Polazišno stanje vozila obilježeno je velikom prosječnom starošću te visokim troškovima održavanja i većom potrošnjom goriva u usporedbi s novijim vozilima.

Budući da je visoka prosječna starost vozila, u desetogodišnjem razdoblju planirana je zamjena većine vozila, uz uvođenje kriterija starosti i stanja vozila: za osobna vozila do 10 godina starosti, laka teretna 12 godina i teretna vozila do 15 godina starosti ili prema ocjeni stanja vozila. Dodatan kriterij zamjene vozila je i prijeđena kilometraža.

Plan potreba vozila izrađen je na temelju broja zaposlenih i Plana optimalizacije, standardizacije i obnove voznog parka HEP grupe. Optimalne količine vozila po kategorijama revidirane su u 2017. godini u skladu s Odlukom o optimalizaciji broja vozila te su prikazane su u Tablici 7.33. Vozila iz kategorije radni strojevi će se koristiti do isteka životnog vijeka, ne planira se njihova daljnja nabava, a umjesto njih zasebno se promatra kategorija viličari i traktori.

Tablica 7.33. Plan potreba transportnih sredstava

Red. br.	Trgovački naziv	Količina (kom)
1	Osobna vozila	930
2	Laka teretna vozila	1.053
3	Teška teretna vozila	146
4	Priključna vozila	198
5	Viličari i traktori	49
Ukupno		2.376

Desetogodišnji plan ulaganja proizlazi iz potrebne količine vozila po kategorijama (Tablica 7.34). Za svaku kategoriju vozila određena je prosječna cijena na osnovu prosječnih tržišnih cijena i cijena postignutih na prethodnim natječajima. Tablica u nastavku prikazuje godišnji plan zamjene vozila, uz pretpostavku linearne raspodjele potrebnih ulaganja kroz desetogodišnje razdoblje.

Tablica 7.34. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti

Red. br.	Trgovački naziv	Količina (kom)	Prosječna cijena (kn)	Planska vrijednost (kn)	Koef. zamjene	Prosječni godišnji plan	
						Iznos (kn)	Količina (kom)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Osobna vozila	930	85.000	79.050.000	1/10	7.905.000	83
2	Laka teretna vozila	1.053	156.000	164.268.000	1/12	13.689.000	88
3	Teška teretna vozila	146	900.000	131.400.000	1/15	8.760.000	10
4	Priključna vozila	198	90.000	17.820.000	1/15	1.188.000	13
5	Viličari i traktori	49	325.000	15.925.000	1/15	1.061.667	3
Ukupno		2.376		408.463.000		32.603.667	197

Kako bi se osigurala zamjena vozila u predviđenim rokovima i optimiranom broju, uzevši u obzir koeficijent zamjene vozila (10, 12 ili 15 godina, ovisno o kategoriji), u narednih 10 godina u nabavku vozila potrebno je ulagati prosječno 32,6 mil. kn godišnje. Zbog visoke prosječne starosti voznog parka povećana su ulaganja u 2015. i 2016. godini pa je kroz dvije godine nabavljeno 1.182 vozila ukupne vrijednosti 130 mil. kn. Ulaganja su nastavljena u 2017. i 2018. godini u znatno manjem opsegu.

Planirana ulaganja kroz iduće desetogodišnje razdoblje prikazana su Tablicom 7.35 u nastavku.

Tablica 7.35 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Osobna, teretna i radna vozila	10.000.000	15.000.000	20.000.000	45.000.000	210.000.000	255.000.000

Nabavkom novih vozila, troškovi održavanja i troškovi goriva će se smanjivati. Pored navedenog, planira se uvođenje sustavnog gospodarenja voznim parkom, uključujući uspostavu sustava za praćenje kretanja vozila što će dodatno doprinijeti optimalizaciji troškova.

7.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori

7.6.2.1. Poslovno-pogonske zgrade i nekretnine

Obavljanje mrežne djelatnosti distribucije električne energije obilježava velika zemljopisna rasprostranjenost jer je kupcima potrebno osigurati primjerenu razinu javne usluge kroz aktivnosti priključenja kupaca, otklanjanja kvarova i pružanje javne usluge opskrbe u okviru djelatnosti operatora distribucijskog sustava. Za obavljanje tih djelatnosti potrebni su odgovarajući pogonski, poslovni i skladišni prostori. Postojeći broj lokacija s nekretninama, količinom prostora te njegovom strukturom prikazan je u sljedećoj tablici.

Tablica 7.36. Pogonski, poslovni i skladišni prostori

Broj lokacija	Površina objekta (m ²)			Otvorena skladišta (m ²)	Ukupno (m ²)
	Poslovni	Pogonski	Ukupno		
1	2	3	4=2+3	5	6=4+5
260	119.857	132.429	252.286	233.771	486.056

Starost postojećih nekretnina vezana je uz dinamiku razvoja elektroenergetskog sustava. U idućem razdoblju trebat će ulagati u obnovu postojećih, ali i izgradnju novih objekata.

Potrebe za ulaganjem u nekretnine su razvrstane u pet kategorija:

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

Uvažavajući stanje nekretnina, nastavak trenda smanjenja broja radnika i proces restrukturiranja HEP ODS-a, potrebno je optimirati količinu prostora koji se koristi u poslovne i pogonske svrhe. U narednom desetogodišnjem razdoblju potrebno je ulagati u saniranje i prilagodbu postojećih prostora te povećanje energetske učinkovitosti u skladu s nadležnom regulativom i obvezama koje iz nje proizlaze.

Procjenjuje se da će u desetogodišnjem razdoblju trebati sanirati ili urediti oko 80% poslovnog i pogonskog prostora uz procijenjenu vrijednost radova od oko 450 kn/m² za poslovne i pogonske objekte te oko 50 kn/m² za otvorena skladišta. 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.

U idućem desetogodišnjem razdoblju raspodijeljena su potrebna ulaganja u poslovno-pogonske zgrade i ostale nekretnine, kako je prikazano Tablicom 7.37.

Tablica 7.37. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganje u nekretnine	20.000.000	25.000.000	30.000.000	75.000.000	140.000.000	170.000.000

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

7.6.2.2. Ulaganja na temelju zahtjeva Sustava upravljanja okolišem

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.

Ciljevi zaštite okoliša na razini cijelog HEP ODS-a usmjereni su na odgovorno gospodarenje otpadom na svim organizacijskim razinama, smanjenje mogućnosti nastanka izvanrednih situacija s negativnim utjecajem na okoliš, uređenje lokacija skladištenja transformatora, nadzor nad emisijama te provedba mjera zaštite ptica od strujnog udara. Na temelju spomenutih općih ciljeva, na razini 21 distribucijskog područja razrađuju se pojedinačni ciljevi čije ostvarenje prate programi zaštite okoliša.

U tijeku je uspostava sustava upravljanja energijom na razini cijelog Društva te se krajem 2018. godine očekuje njegova certifikacija. U svrhu osiguravanja resursa za ispunjenje ciljeva učinkovitog upravljanja energijom Kategorija 3 ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem 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 rezerve i transformatora predviđenih za rashod):** asfaltiranje podloge s ugradnjom separatora, ograđivanje prostora, nabava tankvana, ogradnih i pregradnih zidica i slično;
- Kategorija 2 Uređenja privremenih mjesta prikupljanja i skladištenja opasnog i neopasnog otpada:** asfaltiranje podloge, ograđivanje i natkrivanje prostora za skladištenje otpada, nabava spremnika, tankvana i ostale opreme namijenjene sigurnom skladištenju otpada u skladu sa zakonskim zahtjevima i slično;
- Kategorija 3 Povećanje energetske učinkovitosti:** projekti usmjereni smanjenju potrošnje energije i povećanju energetske učinkovitosti
- Kategorija 4 Uređenje sustava odvodnje otpadnih voda:** sanacija septičkih jama, izvedba priključaka na kanalizacijski sustav, ugradnja separatora.

Razrada ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju prikazana je u Tablici 7.38 u nastavku. U idućem trogodišnjem razdoblju na temelju zahtjeva Sustava upravljanja okolišem planira se uložiti 9 mil. kn sa sljedećom okvirnom raspodjelom ulaganja prema opisanim kategorijama:

- Kategorija 1 30%
- Kategorija 2 15%
- Kategorija 3 30%
- Kategorija 4 25%

Za preostalih sedam godina ovog desetogodišnjeg razdoblja (2022.-2028. g.) predviđena je dinamika ulaganja na temelju zahtjeva Sustava upravljanja okolišem od prosječno 2 milijuna kuna godišnje.

Tablica 7.38 Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2022.	Ukupno 2019. -2021.	2022.-2028.	Ukupno 10G 2019.-2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem	3.000.000	3.000.000	3.000.000	9.000.000	14.000.000	23.000.000

U narednom periodu te u skladu s rezultatima istraživanja i praćenja stradavanja ptica unutar Natura 2000 područja radi provedbe mjera zaštite strogo zaštićenih vrsta ptica od elektrokcije i usklađenja s zakonskim zahtjevima iz područja zaštite prirode postoji mogućnost osiguravanja sredstava za dugoročna rješenja investicijskog karaktera koja su usko povezana s ovim programom.

7.6.3. Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju

7.6.3.1. Komunikacijska infrastruktura

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

Posebno je istaknuta važnost telekomunikacijskog sustava u procesima vođenja distribucijske mreže, naprednih mjerenja i očitavanja, naprednih tehnologija, sustava mjerenja kvalitete električne energije te ostalim poslovnim sustavima.

U središtu pozornosti izazova naprednih mreža informacijske i komunikacijske tehnologije i sustavi predstavljaju važan element u ostvarenju adekvatnog nadzora, mjerenja (senzorika, distribuirana napredna realtime logika) i općenito uvida u stanje buduće napredne mreže. Dakle, karakteristika naprednih mreža će biti korištenje kombinacije centralizirane i distribuirane logike, nadzora i upravljanja što zahtijeva pouzdan, fleksibilan i dostatan komunikacijski sustav.

Pored navedenog, komunikacijskim sustavima mora se omogućiti sigurna razmjena informacija između svih zainteresiranih strana na tržištu električne energije.

U HEP ODS-u koriste se napredne komunikacijske tehnologije i infrastruktura za potrebe procesnog i poslovnog sustava. Konceptija komunikacijskog sustava ogleda se u korištenju svjetlovodne infrastrukture, širokopolasne infrastrukture manjeg kapaciteta (npr. bakrene parice), mobilne širokopolasne infrastrukture, radio infrastrukture i bežične infrastrukture.

Komunikacijski sustav HEP ODS-a potrebno je promatrati iz dva gledišta:

- za potrebe procesnih sustava (nadzor i upravljanje mreže, mjerenja, PQ, ...)
- za potrebe poslovnih sustava (poslovna informatika, računalne mreže, telefonija, BI, ...).

Zajednička značajka oba gledišta je potreba za pouzdanim i sigurnim komunikacijskim sustavom. U smislu poslovnog sustava, HEP ODS koristi zajednički telekomunikacijski sustav HEP Grupe. Za potrebe procesnih sustava koristi se kombinacija telekomunikacijskog sustava HEP Grupe i vlastitih komunikacijskih podsustava (analogni i digitalni radio sustavi, bežični sustavi (WiFi, mikrovalni linkovi), kao i iznajmljene komunikacijske infrastrukture i usluga.

U središtu pozornosti budućeg razvoja komunikacijskog sustava je uspostava sigurne i pouzdane procesne mreže HEP ODS-a za potrebe procesnih sustava. Navedena mreža podrazumijeva korištenje postojećih i novih komunikacijskih infrastruktura uz korištenje najmodernijih naprednih komunikacijskih tehnologija uz korištenje visokih sigurnosnih standarda.

U idućem razdoblju ulagat će se u:

- komunikacijsku infrastrukturu
- komunikacijske tehnologije
- sigurnost komunikacijskog sustava.

Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u razdoblju 2019.-2028. procjenjuju se na 35,5 mil. kn (Tablica 7.39).

Tablica 7.39 Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019.-2021.	2022.-2028.	Ukupno 10G 2019.-2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Komunikacijska infrastruktura	4.000.000	3.500.000	3.500.000	11.000.000	24.500.000	35.500.000

U 2018. godini završava se revitalizacija TETRA sustava (postojeći sustav je bio iz 2002. godine) na području Slavonije i Baranje, višegodišnjeg ulaganja u vrijednosti okvirno 15 mil. kn. Novim, revitaliziranim sustavom je osigurana bolja pokrivenost signalom, veća pouzdanost i raspoloživost komunikacijskog sustava koji može odgovoriti na izazove govorne i podatkovne komunikacije koje zahtijeva povećanje automatizacije mreže i nova organizacija sustava vođenja u smislu govorne komunikacije.

Sukladno novoj organizaciji funkcije vođenja elektroenergetskog sustava, u tijeku su aktivnosti na izradi strateškog projekta digitalne radijske mreže čija se implementacija očekuje u narednim godinama.

U narednim godinama će se također raditi na proširenju digitalne podatkovne radijske mreže kako bi se osigurali preduvjeti za povećanje stupnja automatizacije SN mreže HEP ODS-a.

7.6.3.2. Uredska informatička oprema

Nakon reorganizacije HEP ODS-a te značajnog smanjenja broja radnika (okvirno 1.300), u informatičkom sustavu HEP ODS-a se koristi oko 5.000 računala, prosječne starosti oko 6,5 godina i oko 15.000 komada ostale informatičke opreme (pisači, skeneri, monitori, tableti...).

Razdoblje amortizacije većine informatičke opreme je 5 godina. Planira se uspostava redovne zamjene računala svakih 5 godina, odnosno nakon isteka životnog vijeka. Na taj način bi se smanjilo prebacivanje opreme između korisnika i, u konačnici, poboljšala učinkovitost rada Službe za informatiku. Također, ostvarenjem ovog plana bitno bi se ubrzali poslovni procesi te bi se uvelike smanjio trošak održavanja opreme. Osim ubrzanja poslovnih procesa, zamjenom informatičke opreme bitno se doprinosi informatičkoj sigurnosti. Razvojem novih operativnih sustava, bitno se unapređuju tehnologije zaštite kako operativnog sustava na računalima, tako i HEP LAN mreže, stoga je nužno redovito ulagati u informatičku opremu.

U okviru nabavke uredske informatičke opreme, potrebno je sustavno planirati i provoditi nabavu računala, monitora, prijenosnih računala, pisača, skenera, projektora, plotera, tableta i ostale opreme.

Tablica 7.40 u nastavku prikazuje planirana ulaganja u uredsku informatičku opremu, bez serverske i mrežne opreme, za naredno desetogodišnje razdoblje. Procjena iznosa sredstava za zamjenu opreme je temeljena na cijenama postignutim u postupcima javne nabave u prethodnom razdoblju.

Tablica 7.40 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Uredska informatička oprema	5.000.000	6.500.000.	6.500.000	18.000.000	45.500.000	63.500.000

7.6.3.3. Informatizacija poslovnih procesa

Informatizacija poslovnih procesa objedinjava ulaganja u:

- Microsoft licence (operativni sustavi, Office, serverske licence...)
- Oracle licence
- Smallworld GIS licence
- razvoj novih funkcionalnosti Smallworld GIS sustava
- nabavu uređaja za snimanje NN mreže
- implemetaciju sustava za upravljanje imovinom (*asset management*)
- AutoDESK licence
- ADOBE licence
- NEPLAN licence
- ostala ulaganja u unaprjeđenje poslovnih procesa.

Tablica 7.41 prikazuje planirana ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju. Pri razradi ulaganja vodilo se računa o daljnim ulaganjima u GIS sustav te širenje njegovog opsega i funkcionalnosti. Također, u predmetnom razdoblju planiran je početak implemetacije sustava za upravljanje imovinom (*asset management*). Planiranje ulaganja u licence i programsku podršku te implementaciju *asset managementa* za razdoblje 2022.-2028. izuzetno je zahtjevno jer ovisi o organizacijskoj strukturi u HEP grupi i njenim promjenama koje mogu uvelike utjecati na planirane potrebe.

Tablica 7.41 Ulaganja u informatizaciju poslovnih procesa u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	GIS nadogradnja	1.000.000	1.000.000	1.000.000	3.000.000	7.000.000	10.000.000
2	NEPLAN	250.000	250.000	250.000	750.000	1.750.000	2.500.000
	Ukupno	1.250.000	1.250.000	1.250.000	3.750.000	8.750.000	12.500.000

GIS sustav

Geografski informacijski sustav (GIS) koji se koristi u HEP ODS-u je sustav temeljen na General Electric Smallworld Core Spatial tehnologiji. Baze GIS sustava su centralno mjesto za prikupljanje

prostorno-tehničkih podataka o elektroenergetskim sustavima HEP ODS-a te se na njih oslanjaju druge HEP ODS-ove aplikacije.

GIS, kao iznimno važan sustav za HEP ODS nužno je kontinuirano nadograđivati i prilagođavati novim aplikacijama i novim poslovnim potrebama.

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

Osnovni preduvjet obavljanja djelatnosti HEP ODS-a svakako su obučeni i opremljeni djelatnici. Uz redovite zahtjeve pojedinog posla na elektroenergetskoj mreži, objektu ili priključku, nužno je uvažiti zahtjeve vezane uz zakone, pravilnike i propise te interne pravilnike koji uređuju pojedine elemente distribucijske djelatnosti i osiguravaju da se poslovi provode na siguran način i da postrojenja, mreža i instalacije nisu opasni za pogon, korištenje ni okoliš. U tom smislu planira se nabava:

- a) alata: pojedinačni kompleti monteračkih alata za niski napon, za rad na nadzemnim vodovima, za rad pod naponom, alati za montažu kablskih završetaka, spojnice, priključaka, uzemljenja i dr.
- b) jednostavnih mjernih i ispitnih uređaja za osnovno mjerenje i dijagnostiku u 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 mreže i dr.)
- c) strojeva: motorne pile, radioničke bušilice, dizalice, hidrauličke preše
- d) zaštitno tehničkih sredstava: indikatori 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.

Planovi ulaganja za razdoblje iza trogodišnjeg plana mogu biti revidirani s obzirom na razvoj poslovnih procesa u organizaciji timova i obuhvatu osnovne djelatnosti HEP ODS daljnim naporima na povećanju učinkovitosti poslovanja i potrebama vezanim uz tehnološki razvoj opreme.

Moderni zahtjevi mrežne djelatnosti u području vođenja, održavanja, planiranja i izgradnje SN i NN mreža uvjetuju potrebu za učinkovitim dijagnostikom stanja opreme te brzim utvrđivanjem uzroka i lokacije kvara kao preduvjetima za pravodobnu preventivu ili za skraćivanje trajanja planiranog ili neplaniranog zastoja.

Ulaganja u složenije ispitne i mjerne uređaje za potrebe revizijskih, dijagnostičkih i servisnih ispitivanja mogu se grupirati u:

- a) višefunkcijske ispitne i mjerne uređaje za ispitivanje relejne zaštite i druge sekundarne opreme SN postrojenja
- b) komplete opreme za VN mjerenje i ispitivanje u SN mreži – mjerna vozila.

Složeni višefunkcijski ispitni i mjerni uređaji za ispitivanje relejne zaštite i druge sekundarne opreme, temelje se na modernoj numeričkoj tehnologiji, poslužuju se putem računala i omogućuju bilježenje i pregledni prikaz velikog broja podataka o stanju i radu uređaja relejne zaštite i vođenja te predstavljaju nezamjenjivi svakodnevni alat timova za relejnu zaštitu u nadležnim službama i odjelima. Velika većina ispitivanja relejne zaštite se odnosi na preventivna-revizijska ispitivanja kako su određena internim pravilima za održavanje postrojenja i podsustava (Bilten HEP ODS, br.263, od 26.03.2012.).

Potreba za modernim uređajima za složena revizijska ispitivanja relejne zaštite u dolazećem planskom razdoblju određena je poslovnim okolnostima:

1. Slijedom aktivnosti na razgraničenju djelatnosti u HEP Grupi, HEP ODS je (2013.) preuzeo u nadležnost sekundarne podsustave relejne zaštite, nadzora i automatske regulacije napona

TR 110/10(20) kV, a u skladu s strateškim razvojnom odrednicama, procjenjuje se povećanje udjela TR 110/10(20) kV i povećanje opsega ispitivanja.

- Slijedom aktivnosti na priključenju OIE na SN mrežu, na sučelju postrojenja HEP ODS i korisnika-proizvođača, ugrađuju se višefunkcijski terminali relejne zaštite sa funkcijama nadzora toka snage (usmjerene prekostrujne i zemljospojne zaštite), nadzora napona i frekvencije. Zbog partnerskog odnosa sa korisnikom-proizvođačem na sučelju postrojenja i optimalno učinkovitog pogona proizvodnog postrojenja, nužno je opsežno ispitivanje u fazi puštanja u pogon, a sve veći značaj ima redovito revizijsko ispitivanje, nadzor i dijagnostika rada relejne zaštite na sučelju proizvodnog elektroenergetskog objekta i SN mreže. I u ovom se području procjenjuje povećanje opsega ispitivanja.

Analiza stanja i raspoloživosti postojećih ispitnih uređaja u HEP ODS-u pokazuje da su timovi dobro opremljeni modernim ispitnim uređajima. U skladu s time planiraju se ulaganja nabavu manjeg broja novih uređaja, popunu i obnovu opreme. Dugoročna strategija ulaganja u višefunkcijske ispitne i mjerne uređaje ovisi i o reorganizaciji timova s ciljem optimalnog korištenja specijalističkih znanja i vještina, pa može biti revidirana u sljedećim planskim dokumentima.

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 i ispitivanje prije puštanja u pogon novopoloženih kabela. Značaj mjernih vozila se povećava s povećanjem udjela kabelske mreže, ali i sa zahtjevima za skraćanjem vremena lociranja i popravka kvara u kabelskoj SN mreži. Mjerna vozila se u HEP ODS primjenjuju od početka 80-tih godina i u većini distribucijskih područja postoje dobro obučeni stručnjaci. Vozni park mjernih vozila se obnavlja u skladu s potrebama i mogućnostima. U određivanju prioriteta se, osim starosti postojeće opreme, analiziraju i smjernice razvoja SN mreže, projekcije prijelaza na 20 kV, projekcije gustoće, porasta i karaktera opterećenja, povećane mogućnosti moderne opreme i dr. I ovdje vrijedi napomena da dugoročna strategija može ovisiti o reorganizaciji timova s ciljem optimalnog korištenja specijalističkih znanja i vještina, pa može biti revidirana u sljedećim planskim razdobljima. U planskom razdoblju nastaviti će se zamjena dotrajalih kompleta opreme za VN mjerenje i ispitivanje. U trogodišnjem planu će se provesti dodatne analize stanja i potrebe, a procjena je da će zamjena prve skupine mjernih vozila biti pokrenuta do kraja 2021. godine.

Tablica 7.42 u nastavku prikazuje planiranu strukturu ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem razdoblju.

Tablica 7.42 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019. -2021.	2022. - 2028.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	3.000.000	3.000.000	3.000.000	9.000.000	21.000.000	30.000.000
2	Mjerna vozila	0	0	5.000.000	5.000.000	15.000.000	20.000.000
	Ukupno	3.000.000	3.000.000	8.000.000	14.000.000	36.000.000	50.000.000

7.7. Smart grid pilot projekti (sufinanciranje iz EU fondova)

Početkom 2015. godine provedena je ocjena projekata HEP grupe prema potencijalu za sufinanciranje iz fondova EU. HEP ODS je prijavio nekoliko projekata iz koncepta naprednih elektroenergetskih

mreža. Ocjena projekata je pokazala da postoji potencijal za sufinanciranje projekata HEP ODS-a u okviru Europskog kohezijskog fonda (EKF), operativnog programa konkurentnost i kohezija (OPKK) za razdoblje 2014 – 2020.

Nakon ocjene projekata izrađena je Studija izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, uključujući analizu troškova i koristi [49]. Tijekom 2017. i 2018. godine, projektni Tim je pripremio projektno-tehničku dokumentaciju za prijavu projektnog prijedloga na natječaj Ministarstva za zaštitu okoliša i energetike i proveo postupak prijave Pilot projekata uvođenja naprednih mreža za sufinanciranje iz Fondova EU (EKF, OPKK). Postupak prijave je dovršen potpisom ugovora o sufinanciranju u srpnju 2018. godine.

Ciljevi projekta

Studija [49] je identificirala kvantitativne i kvalitativne ciljeve koji će se postići provedbom projekta. Kvantitativni ciljevi su mjerljivi, odnosno njihov doprinos se može mjerljivo utvrditi definiranjem ciljnih pokazatelja, kao i ciljnih vrijednosti koje se moraju postići provedbom projekta. Kvalitativni ciljevi općenito doprinose unaprjeđenju poslovanja HEP ODS-a.

Kvantitativni ciljevi projekta su:

- povećanje učinkovitosti distribucije električne energije, kroz smanjenje gubitaka u mreži u područjima u kojima je primijenjen koncept naprednih mreža
- povećanje pouzdanosti napajanja, kroz smanjenje prosječnog trajanja prisilnih prekida po kupcu, uslijed 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.

Funkcionalna područja ulaganja

U Studiji [49] detaljno su razrađeni Pilot projekti u tri funkcionalna područja naprednih elektrodistribucijskih mreža, pri čemu su ciljevi ulaganja u pilot projekte usklađeni s 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“.

Ulaganja po odabranim funkcionalnim područjima detaljnije su opisana u nastavku.

1) Napredna mjerna infrastruktura

Primjena napredne mjerne infrastrukture, odnosno naprednih brojila kod krajnjih kupaca i sumarnih brojila u TS SN/NN, od posebnog je značaja za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije jer će omogućiti izračun gubitaka te lociranje područja s povećanim gubicima na niskonaponskoj i srednjonaponskoj 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 kroz smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka, primjena napredne mjerne infrastrukture omogućit će prikupljanje podataka o broju kupaca

obuhvaćenih prekidom te stvarnim trajanjem prekida, na temelju kojih se mogu preciznije izračunati pokazatelji pouzdanosti napajanja, a time i doprinijeti 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) 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 te daljinski upravljivih sklopnih blokova u kabelskoj mreži, odnosno TS 10(20)/0,4 kV, omogućuje bržu detekciju i lociranje kvara te bržu izolaciju mjesta kvara, što rezultira smanjenjem trajanja prekida napajanja i smanjenjem količine neisporučene električne energije. Korištenjem navedenih rješenja moguće je učinkovitije ograničiti nepovoljan učinak planiranih prekida kroz isključenje samo dijela korisnika mreže. Smanjenju trajanja prekida doprinosi i korištenje 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 doprinosi ispunjenju ciljanih pokazatelja cilja Povećanje pouzdanosti napajanja, u pogledu smanjenja broja i trajanja neplaniranih prekida.

Osim povećanja pouzdanosti napajanja, primjena daljinski upravljivih 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.

3) Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže

Primjena transformatora sa smanjenom razinom tehničkih gubitaka od posebnog je značaja za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije jer su distribucijski transformatori odgovorni za oko 30% tehničkih gubitaka u EES-u, a fiksnim i varijabilnim tehničkim gubicima distribucijske mreže HEP ODS-a uvelike doprinosi velik broj transformatora SN/NN starijih od 30 godina.

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

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. Odabrane lokacije ujedno su u skladu sa zahtjevima za specifični cilj 4d1 OPKK prema kojem odabrane lokacije trebaju predstavljati dvije vrste područja:

- veći gradovi, gdje je koncentracija potrošača najveća te su stoga najveći gubici i potencijalna ušteda
- gradovi srednje veličine jer predstavljaju najčešću vrstu naselja u Hrvatskoj.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Ugovor o sufinanciranju pilot projekata sklopljen je u srpnju 2018. godine. Provedba projekta započinje u 2018. godini, a planira se završiti u 2023.

Tablica u nastavku prikazuje predviđenu dinamiku ulaganja po funkcionalnim područjima u okviru promatranog planskog razdoblja.

Tablica 7.43 Ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova) u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2019.	2020.	2021.	Ukupno 2019.-2021.	2022.-2028.	Ukupno 10G 2019.-2028..
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Napredna mjerna infrastruktura	0	22.500.000	22.500.000	45.000.000	45.918.000	90.918.000
2	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	20.000.000	20.618.000	0	40.618.000	0	40.618.000
3	Automatizacija distribucijske mreže	0	25.500.000	25.500.000	51.000.000	51.209.000	102.209.000
	Ukupno	20.000.000	68.618.000	48.000.000	136.618.000	97.127.000	233.745.000

7.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje

U skladu s podzakonskim propisima cijena priključenja na području grada Zagrebu iznosi 1.700 kn/kW, a u ostalim područjima Republike Hrvatske 1.350 kn/kW. Rok u kojem je HEP ODS obavezan realizirati priključak je 30 dana od dana prve uplate naknade za priključenje za jednostavne priključke, a za složene priključke prema roku iz ugovora o priključenju.

Na temelju realizacije u prethodnim godinama te dinamike podnošenja novih zahtjeva za izgradnjom priključaka te sklapanja ugovora, ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2019. godini procijenjena su na 350 mil. kn. Očekivana struktura ulaganja po naponskim razinama u 2019. godini prikazana je u Tablici 7.44. Ulaganja u niskonaponsku (46%) i 10(20) kV mrežu (47%) čine 93% planiranih ulaganja.

Tablica 7.44 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2018. godini

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja u 2018. godini (kn)
1	2	3
1	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	1.750.000
2	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	20.692.000
3	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	165.231.000
4	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	162.327.000
	Ukupno	350.000.000

Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama, stoga je izuzetno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. Obzirom na trenutno stanje i trendove, za cijelo iduće desetogodišnje razdoblje predviđena su u razini 350 mil. kn godišnje.

Uz razinu godišnjih ulaganja od 350 mil. kn prosječno se izgradi:

– DV 10(20) kV		
izgradnja novih vodova	8	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	6	km
– KB 10(20) kV		
izgradnja novih vodova	190	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	20	km
– Transformatorske stanice 10(20)/0.4 kV		
izgradnja novih transformatorskih stanica	145	TS
rekonstrukcije i revitalizacije transformatorskih stanica	40	TS
– Nadzemna niskonaponska mreža		
izgradnja novih vodova	245	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	90	km
– Niskonaponska kabela mreža		
izgradnja novih vodova	490	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	10	km

Ulaganjima iz naknade za priključenje u narednom razdoblju (točni rokovi realizacije su definirani ugovorima o priključenju pa tako može obuhvaćati nekoliko planskih godina počevši od 2018. godine) obuhvaćeno je i 26 većih predmeta (iznos ugovora veći od 2,0 mil. kn) koji se smatraju izvjesnim za realizaciju (potpisan ugovor i izvršena uplata čime se potvrđuje ozbiljnost namjere investitora). Navedena ulaganja odnose se na priključenja na 10(20) i 35 kV naponu te na izgradnju ili rekonstrukciju objekata najviše naponske razine 10(20), 35 ili 110 kV u ukupnom iznosu oko 90 mil. kn. Realizacijom navedenih zahtjeva osigurava se priključenje na mrežu i korištenje mreže za dodatnih oko 50 MW potrošnje i oko 25 MW proizvodnje.

7.9. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže

7.9.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a

Aktualni poslovni ciljevi HEP ODS-a za razdoblje 2019.-2028., detaljno opisani u 6. poglavlju, hijerarhijski su strukturirani u tri ključne osi:

- povećanje kapaciteta mreže (C1)
- povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2)
- povećanje učinkovitosti poslovanja (C3).

Za učinkovitost poslovanja iznimno su važne aktivnosti HEP ODS-a na smanjenju gubitaka električne energije (Poslovni cilj C 3.3.). Smanjenjem tehničkih gubitaka izravno se smanjuju troškovi poslovanja

i povećava energetska učinkovitost⁸ distribucijske mreže dok se mjerama za smanjenje ne tehničkih gubitaka izravno utječe na smanjenje troškova poslovanja i neizravno na povećanje energetske učinkovitosti kupaca.

Implementacijom Direktive 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. godine [50] (dalje u tekstu Direktiva o energetske učinkovitosti) u zakonodavstvo Republike Hrvatske te donošenjem Zakona o energetske učinkovitosti [51] (NN 127/14, dalje: Zakon o energetske učinkovitosti), uređeno je područje učinkovitog korištenja energije.

U nastavku su detaljno opisani i obrazloženi:

- zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEP ODS-a
- akcijski planovi energetske učinkovitosti HEP ODS-a (Treći NAPEU 2014.-2016. i Četvrti NAPEU 2017.-2019.)
- mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci.

7.9.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEP ODS-a

7.9.2.1. Dužnosti HEP ODS-a definirane Zakonom o energetske učinkovitosti

Zakonom o energetske učinkovitosti [51] pored 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 kako bi korisnici mreže učinkovitije koristili električnu energiju.

Člancima 17. i 18. Zakona o energetske učinkovitosti [51] propisane su dužnosti operatora prijenosnog sustava, operatora distribucijskog sustava i operatora tržišta energije. U nastavku su istaknute najznačajnije dužnosti s aspekta operatora distribucijskog sustava.

Članak 17.

(1) Operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava, uzimajući u obzir potrebu za osiguravanjem kontinuiteta opskrbe toplinskom energijom, u okviru odgovornosti za dispečiranje proizvodnih postrojenja na svojem području osiguravaju da, podložno zahtjevima koji se odnose na očuvanje pouzdanosti i sigurnost mreže temeljenima na transparentnim i ne diskriminirajućim kriterijima:

- jamče prijenos i distribuciju električne energije iz visokoučinkovite kogeneracije
- prioritetni ili zajamčen pristup mreži za električnu energiju iz visokoučinkovite kogeneracije

⁸ Prijevod engl. termina „Energy Efficiency“ na hrvatski jezik s „Energetska učinkovitost“ nije najspretnije rješenje.

Postoji razlika između riječi efikasnost i učinkovitost; i prva i druga gledaju na to koliko je postignut željeni cilj, pri čemu učinkovitost ne promatra gubitke, vrijeme ili novac s kojim je taj cilj ispunjen. Prema tome, energetska efikasnost bila bi točniji pojam kojim se izražava sposobnost postizanja željenih rezultata uz minimum utroška vremena i drugih resursa.

Ako se pogleda engleski jezik, efikasnost bi bila „*efficiency*“, a učinkovitost „*effectiveness*“ pa bolji poznavatelji engleskog već uočavaju gore spomenutu razliku. „*Efficiency*“ podrazumijeva ostvariti određenu aktivnost na „pravi“ način, a „*effectiveness*“ učiniti pravu stvar.

- pri dispečiranju postrojenja za proizvodnju električne energije osiguravaju prioritetno odašiljanje električne energije iz visokoučinkovite kogeneracije u mjeri u kojoj to dozvoljava siguran rad nacionalnog elektroenergetskog sustava.

(2) Operator prijenosnog sustava, u suradnji s operatorom distribucijskog sustava donosi jasna i detaljna pravila koja se odnose na rangiranje različitih prioriteta pristupa i odašiljanja dodijeljenih u njihovim elektroenergetskim sustavima, a koja se objavljuju na njihovim mrežnim stranicama. Pri osiguravanju prioriteta pristupa ili odašiljanja za visokoučinkovitu kogeneraciju, može se odrediti rangiranje između i unutar različitih vrsta obnovljive energije i visokoučinkovite kogeneracije, odnosno osigurava se da prioritetni pristup ili odašiljanje za energiju iz različitih obnovljivih izvora energije nisu ometani.

(3) Osim obveza utvrđenih u stavku 1. ovoga članka, operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava dužni su ispuniti sljedeće zahtjeve:

1. utvrditi i objaviti standardna pravila u vezi s pokrivanjem i podjelom troškova tehničke prilagodbe, kao što su priključci na mrežu i jačanje mreže, poboljšanjem rada mreže i ne diskriminirajućom primjenom kodeksa o mreži potrebnih za integraciju novih proizvođača koji u međusobno povezanu mrežu isporučuju električnu energiju proizvedenu iz visokoučinkovite kogeneracije

2. svakom novom proizvođaču električne energije proizvedene iz visokoučinkovite kogeneracije koji se želi priključiti na sustav pružiti sveobuhvatne i potrebne informacije, uključujući:

- sveobuhvatnu i detaljnu procjenu troškova povezanih s priključenjem na mrežu,
- razuman i točan vremenski raspored za zaprimanje i obradu zahtjeva za priključenje na mrežu,
- razuman okvirni vremenski raspored za svaki predloženi priključak na mrežu, s tim da cjelokupni proces priključivanja na mrežu ne bi trebao trajati dulje od 24 mjeseca, vodeći računa o razumnoj praktičnosti i nediskriminaciji.

3. osigurati standardizirane i pojednostavnjene postupke za priključivanje distribuiranih proizvođača energije iz visokoučinkovite kogeneracije kako bi olakšali njihovo priključivanje na mrežu.

(4) Standardna pravila iz stavka 3. točke 1. ovoga članka temelje se na objektivnim, transparentnim i ne diskriminirajućim kriterijima, a posebno se uzimaju u obzir svi troškovi i koristi povezani s priključivanjem navedenih proizvođača na mrežu. U pravilima mogu biti predviđene različite vrste priključaka.

(5) Operator tržišta energije, s obzirom na zahtjeve koji se odnose na očuvanje pouzdanosti i sigurnosti mreže, poduzima odgovarajuće mjere kojima osigurava mogućnost ponude usluge uravnoteženja i druge operativne usluge na razini operatora prijenosnog sustava ili operatora distribucijskog sustava, ako je to tehnički i gospodarski izvedivo s obzirom na način rada visokoučinkovitog kogeneracijskog postrojenja.

(6) Operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava u slučaju iz stavka 5. ovoga članka dužni su osigurati da su takve usluge uključene u proces nadmetanja za usluge koji mora biti transparentan, ne diskriminirajući i podložan kontroli.

(7) Operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava s obzirom na tehnička ograničenja svojstvena upravljanju mrežama, dužni su osigurati da pri ispunjavanju zahtjeva za usluge uravnoteženja i pomoćne usluge postupaju prema pružateljima odgovora na potražnju, uključujući agregatore, na ne diskriminirajući način i u skladu sa svojim tehničkim mogućnostima.

(8) Regulatorno tijelo za energetiku može tražiti od operatora prijenosnog sustava i operatora distribucijskog sustava da, uzimajući u obzir tehnička ograničenja svojstvena upravljanju mrežama, potiču pristup odgovoru na potražnju na način da u suradnji s pružateljima usluge potražnje i potrošačima definiraju tehničke načine sudjelovanja na tržištu uravnoteženja, rezervi i drugih usluga

sustava u skladu s tehničkim zahtjevima tih tržišta i mogućnostima odgovora na potražnju. Takve specifikacije uključuju sudjelovanje agregatora.

Članak 18. Mjerenje i informacije o obračunu

(1) Kako bi se krajnjim kupcima omogućila regulacija vlastite potrošnje energije, obračun se treba provoditi na temelju stvarne potrošnje najmanje jednom godišnje. Informacije o obračunu moraju se dostaviti krajnjem kupcu dva puta godišnje, odnosno na zahtjev krajnjeg kupca moraju se dostaviti ili slati u elektroničkom obliku najmanje svaka tri mjeseca.

(2) Distributeri, odnosno opskrbljivači energije i/ili vode dužni su prema potrebi u ili s računima, ugovorima, transakcijama i potvrdama izdanima krajnjim kupcima na jasan i razumljiv način na raspolaganje staviti sljedeće informacije:

1. o trenutnim stvarnim cijenama i stvarnoj potrošnji energije

2. usporedbu sadašnje potrošnje energije krajnjeg kupca i potrošnje u istom razdoblju prošle godine, po mogućnosti u grafičkom obliku

3. kontaktne informacije organizacija krajnjih kupaca, energetske agencije ili sličnih tijela, uključujući adrese mrežnih stranica, gdje se mogu pronaći informacije o raspoloživim mjerama za poboljšanje energetske učinkovitosti, usporedivim profilima krajnjih korisnika i objektivnim tehničkim specifikacijama opreme koja koristi energiju.

(3) Opskrbljivači, distributeri energije i operator distribucijskog sustava dužni su u ugovorima, prilikom izmjene ugovora, u računima koje kupci primaju ili na mrežnim stranicama namijenjenima pojedinačnim kupcima obavještavati svoje kupce na jasan i razumljiv način o kontaktnim informacijama neovisnih centara za savjetovanje potrošača, energetske agencije ili sličnih institucija, uključujući njihove internetske adrese, gdje se mogu dobiti savjeti o raspoloživim mjerama za poboljšanje energetske učinkovitosti, referentnim profilima za potrošnju energije i tehničkim specifikacijama za uređaje koji koriste energiju, pri čemu ti savjeti mogu dovesti do smanjenja potrošnje energije navedenih uređaja.

(4) Regulatorno tijelo za energetiku u izradi analize troška i dobiti za uvođenje naprednih mjernih uređaja za krajnje kupce u skladu sa Zakonom o energiji, uzima u obzir:

1. da sustavi mjerenja krajnjim kupcima pružaju informacije o stvarnom vremenu uporabe i da su ciljevi energetske učinkovitosti i koristi za krajnje kupce potpuno uzeti u obzir prilikom uspostavljanja minimalnih funkcionalnosti brojila i određivanja obveza sudionika na tržištu

2. sigurnost pametnih brojila i podatkovnih komunikacija te privatnost krajnjih kupaca u skladu s propisima o zaštiti osobnih podataka

3. da se na zahtjev krajnjeg kupca, osigura da brojilo može uzimati u obzir električnu energiju prenesenu u mrežu iz vlastite potrošnje

4. da na zahtjev krajnjih kupaca podaci o mjerenju predaje i preuzimanja električne energije budu dostupni krajnjim kupcima ili trećoj osobi koja djeluje u ime krajnjeg kupca u lako razumljivom obliku koji se može koristiti za usporedbu ponuda pod jednakim uvjetima

5. da se u trenutku postavljanja pametnih brojila kupcima pruže odgovarajući savjeti i informacije, posebno u vezi s njihovim punim potencijalom u pogledu upravljanja očitavanjem brojila i praćenjem potrošnje energije.

(5) Ako krajnji kupci nemaju napredne mjerne uređaje, distributeri energije, operatori distribucijskih sustava i opskrbljivači energije osiguravaju da su informacije o obračunu točne i temeljene na stvarnoj potrošnji, ako je to tehnički izvedivo i gospodarski opravdano.

(6) Naprednim mjernim uređajima postavljenima u skladu sa stavkom 4. ovoga članka osiguravaju se točne informacije o obračunu na temelju stvarne potrošnje, odnosno osigurava se da krajnji kupci imaju mogućnost jednostavnog pristupa dodatnim informacijama o prethodnoj potrošnji čime im se omogućuju detaljne samo provjere.

(7) Dodatne informacije iz stavka 6. ovoga članka uključuju:

1. kumulativne podatke za najmanje tri prethodne godine ili za razdoblje od početka ugovora o opskrbi ako je ono kraće. Podaci odgovaraju razdobljima za koja su na raspolaganju informacije o redovitom obračunu

2. detaljne podatke u skladu s vremenom uporabe za bilo koji dan, tjedan, mjesec i godinu. Navedeni se podaci stavljaju na raspolaganje krajnjem kupcu putem Interneta ili sučelja brojila za razdoblje od najmanje prethodna 24 mjeseca ili za razdoblje od početka ugovora o opskrbi ako je ono kraće.

(8) Neovisno o tome jesu li postavljena pametna brojila ili nisu, opskrbljivači energije dužni su osigurati:

1. da na zahtjev krajnjih kupaca, u mjeri u kojoj su dostupne informacije o obračunu električne energije i prethodne potrošnje krajnjih kupaca, budu stavljene na raspolaganje opskrbljivaču energije kojeg odredi krajnji kupac

2. da se krajnjim kupcima ponudi mogućnost primanja informacija o obračunu i računa u elektroničkom obliku te da na zahtjev dobiju jasno i razumljivo objašnjenje o tome kako je izrađen njihov račun, posebno ako se računi ne temelje na stvarnoj potrošnji

3. da su uz račun dostupne i odgovarajuće informacije kako bi krajnji kupci dobili detaljno izvješće o trenutnim troškovima energije

4. da na zahtjev krajnjeg kupca odrede da se informacije sadržane u takvim računima ne smatraju zahtjevom za plaćanje

5. da se informacije o troškovima energije i procjene troškova energije potrošačima daju na zahtjev, pravodobno i u lako razumljivom obliku, čime se potrošačima omogućuje usporedba ponuda pod jednakim uvjetima.

7.9.2.2. Dužnosti HEP ODS-a definirane Zakonom o tržištu električne energije

Zakon o tržištu električne energije [1] te donesene izmjenama i dopune, pored ostalog propisuju odgovornosti, odnosno obaveze operatora distribucijskog sustava u pogledu primjena mjera energetske učinkovitosti, gubitaka u mreži i donošenja planova razvoja distribucijske mreže. Zakon osobito naglašava kako je dužnost operatora distribucijskog sustava osiguravanje energije za pokriće gubitaka u distribucijskoj mreži sukladno 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, kao i planiranju gubitaka radi nabave za prethodnu godinu. U slučaju zahtjeva HERA-e operator je obavezan provesti određene mjere i u pogledu smanjenja gubitaka električne energije.

Svake godine do 30. rujna operator 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 izrada planova razvoja, ZOTEE propisuje obavezu izrade desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže i dostave 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. Pritom je prilikom planiranja razvoja potrebno uzeti u obzir mjere energetske učinkovitosti, upravljanja potrošnjom i distribuiranu proizvodnju, što može odgovoriti potrebu za pojačanjem distribucijske mreže.

7.9.3. Program i akcijski planovi energetske učinkovitosti

7.9.3.1. Planirane mjere iz Prijedloga četvrtog nacionalnog energetskog plana energetske učinkovitosti

U prijedlogu četvrtog Nacionalnog akcijskog plana energetske učinkovitosti RH za razdoblje od 2017.-2019. godine, HEP ODS je iskazao **Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži** kao mjeru za povećanje energetske učinkovitosti.

U sklopu ove mjere HEP ODS planira sustavno provoditi praćenje i analizu gubitaka električne energije u svojim organizacijskim jedinicama, na temelju čega će se provoditi aktivnosti s ciljem smanjenja gubitaka električne energije. U nastavku je sažeto iskazan kratki opis i ciljevi predmetne mjere.

Gubici električne energije u distribucijskoj mreži dijele se na tehničke i netehničke gubitke pa se i aktivnosti za smanjenje gubitaka mogu podijeliti u dvije kategorije:

- aktivnosti na smanjenju netehničkih gubitaka,
- aktivnosti na smanjenju tehničkih gubitaka, odnosno povećanje energetske učinkovitosti.

Detaljnou analizom gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži utvrđuju se uzroci povećanih gubitaka i određuju prioritete provedbe aktivnosti s ciljem smanjenja gubitaka. Proračunom tehničkih gubitaka određuje se njihov iznos, a iznos netehničkih gubitaka jednak je razlici ukupnih gubitaka i tehničkih gubitaka.

Aktivnosti na smanjenju netehničkih gubitaka iziskuju manja financijska sredstva (osim ugradnje elektroničkih brojila), ali znatno veći angažman radnika, dok aktivnosti smanjenja tehničkih gubitaka u pravilu zahtijevaju pojačano investiranje u elemente distribucijske mreže.

Cilj HEP ODS-a je do kraja 2019. godine gubitke električne energije (ukupno tehnički i netehnički) svesti na iznos od maksimalno 7,75 % ($\pm 0,25$ %) od ostvarene nabave u distribucijskoj mreži u toj godini.

Važno je napomenuti da su u 2016. godini ostvareni postavljeni ciljevi smanjenja gubitaka. Godišnje ostvarenje gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži u 2016. godini iznosilo je 7,64% od ukupne nabave električne energije ili 1.235 GWh.

Naturalni iznos gubitaka u 2017. godini iznosio je 1.342 GWh, što predstavlja naturalno povećanje gubitaka od 8,7% u odnosu na 2016. godinu. Ukupno povećanje gubitaka prouzrokovano je ponajviše zbog vremenskih uvjeta, posebno u siječnju 2017. godine kada je došlo do značajnog porasta potrošnje električne energije (13,0% u odnosu na siječanj 2016. godine).

U 2017. godini nastavljena je provedba operativnih mjera koje ne iziskuju veće investicijske aktivnosti, a mogu doprinijeti smanjenju gubitaka, kao npr.:

- kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta te neovlaštene potrošnje električne energije
- provedba tehničkih validacija mjernih podataka u sustavu daljinskog očitavanja
- provjera ispravnosti mjerenja
- optimiranje uklopnog stanja mreže, isključivanje elemenata mreže u praznom hodu i sl.

Uz ove operativne mjere provedene su i investicijske mjere, od kojih su za smanjenje gubitaka posebno značajne zamjene i rekonstrukcije te izgradnja novih objekata.

Zamijenjeno je i rekonstruirano približno:

– vodova niskog napona (MR NN i KB NN)	489,4 km
– srednjonaponskih vodova (DV i KB 10(20) kV)	167,7 km
– TS 10(20)/0,4 kV	129 kom.

Izgrađeno je približno:

– vodova niskog napona (MR NN i KB NN)	892,7 km
– srednjonaponskih vodova (DV i KB 10(20) kV)	477,9 km
– TS 10(20)/0,4 kV	218 kom.

Provedene investicijske aktivnosti doprinijele su smanjenju gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži, iako se zbog načina izračuna iznosa gubitaka i nemogućnosti egzaktnog mjerenja ne može kvantificirati njihov doprinos.

Detaljnom analizom utvrdit će se uzroci povećanih gubitaka u pojedinim dijelovima mreže te prioriteti za provedbu aktivnosti za smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka u idućem razdoblju.

Aktivnosti smanjenja tehničkih gubitaka uključivat će:

- optimiranje pogonskog stanja mreže
- rekonstrukcije dijelova mreže s malim presjekom vodiča i dugačkim dionicama
- prelazak dijelova 10 kV mreže na 20 kV naponsku razinu
- zamjenu starih transformatora s velikih gubicima
- ugradnju energetskih transformatora sa smanjenim gubicima
- smanjenje vlastite potrošnje.

Aktivnosti smanjenja netehničkih gubitaka uključivat će:

- daljnju ugradnju i uvođenje 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 smještenih u objektima kupaca.

Kroz izradu plana i ostvarenje energetske bilance, u kojoj se posebno iskazuju gubici električne energije, HEP ODS će pratiti ostvarenje mjere.

Planirane očekivane uštede smanjenjem potrošnje primarne energije u proizvodnji električne i toplinske energije za 2017. godinu iznosile su 14 GWh (u odnosu na 2016. godinu), dok je planirani očekivani utjecaj na uštede električne energije za 2020. godinu 40 GWh.

Pretpostavke za planirane uštede zadane su uz pretpostavke približno istog iznosa ostvarene nabave električne energije u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži i približno iste strukture potrošnje po naponskim razinama za 2016., 2017. i 2020. godinu te ostvarenje ulaganja planiranih desetogodišnjim planom razvoja distribucijske mreže.

7.9.4. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci

7.9.4.1. 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:
 - utvrđivanje 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 realizacija pilot projekata u kojima se primjenjuju nova tehnička rješenja s ciljem 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 – 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.

7.9.4.2. Radna skupina za praćenje i unaprjeđenje priključaka i obračunskih mjernih mjesta

Na razini HEP ODS-a je u rujnu 2017. g. imenovana Radna skupina za praćenje i unaprjeđenje priključaka i obračunskih mjernih mjesta, kojoj su glavni cilj aktivnosti na smanjenju netehničkih gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži, a posebno gubitaka izazvanih neovlaštenom potrošnjom električne energije.

Radna skupina je izradila Smjernice i preporuke za smanjenje netehničkih gubitaka električne energije koje predstavljaju svojevrсни katalog mjera za ostvarenja cilja smanjenja netehničkih gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži. Plan općih i pojedinačnih ciljeva te kretanje gubitaka u distribucijskoj mreži prati se u Sektoru za mjerenje i podršku tržištu, odnosno u Odjelu za bilancu i gubitke električne energije.

Distribucijska područja su dužna temeljem ovih Smjernica i preporuka te ostale dobre poslovne prakse izraditi programe mjera za smanjenje netehničkih gubitaka električne energije te pristupiti njihovoj realizaciji.

7.9.4.3. Uspostava sustava upravljanja energijom sukladno međunarodnoj normi HRN EN ISO 50001:2012

HEP ODS je krajem poslovne 2015. godine započeo s procesom uspostave sustava upravljanja energijom sukladno međunarodnoj normi HRN EN ISO 50001:2012.

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 s zakonskim zahtjevima i najboljim praksama u upravljanju energijom.

Temeljno opredjeljenje HEP ODS-a u upravljanju energijom je postizanje poboljšanja energetske performansi, odnosno mjerljivih rezultata povezanih s energetske učinkovitošću, korištenjem i potrošnjom energije.

HEP ODS je usmjeren na odgovorno korištenje energije te je opredijeljen za trajno praćenje i poboljšavanje energetske performansi na svim svojim objektima, opremi i postrojenjima distribucijske mreže i u svim poslovnim procesima.

Temeljem utjecaja djelatnosti na energetske učinkovitost, HEP ODS se opredijelio za uspostavu, primjenu i kontinuirano poboljšavanje sustava upravljanja energijom, temeljenog na zahtjevima međunarodne norme HRN EN ISO 50001:2012.

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, uspostavu, održavanje i poboljšavanje sustava upravljanja energijom te omogućavanje sustavnog pristupa u postizanju trajnog poboljšanja energetske učinkovitosti, uključujući 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 rezultata uštede energije i poboljšavanje energetske učinkovitosti
- razvijanje svijesti o upravljanju energijom i energetske učinkovitosti te kontinuirano osposobljavanje i informiranje zaposlenika, kao i svih vanjskih partnera i dobavljača
- 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 štetnu za okoliš
- energetske ciljeve u smjeru smanjenja troškova energije, kao ishoda i postignuća poboljšanja upravljanja energijom kroz sustavno gospodarenje i upravljanje energijom na svim organizacijskim razinama te uspostavu i certifikaciju sustava upravljanjem energijom prema međunarodnoj normi HRN EN ISO 50001-2012
- suradnju s nadležnim tijelima, lokalnim zajednicama i ostalim zainteresiranim stranama.

U 2017. godini je HEP ODS nastavio s procesom uspostave sustava upravljanja energijom (SUE) sukladno međunarodnoj normi ISO 50001. Uspostavljen je plan mjerenja značajnih potrošnji energije na 148 lokacija, na kojima je proveden i detaljan energetske pregled. Prema utvrđenom akcijskom planu pripreme i uspostave sustava upravljanja energijom, certifikacijski postupak prema ISO standardu planira se provesti do kraja 2018. godine.

7.9.4.4. Procjena očekivanih učinaka

Od navedenih mjera kojima se povećava učinkovitost distribucijske mreže najznačajnije mjere predviđene planom razvoja 2019.-2028. g. su:

- ulaganja u TS 110/10(20) kV u cilju uvođenja izravne transformacije (zamjena transformacije 110/35 kV transformacijom 110/10 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 prijelaza SN mreže na 20 kV
- zamjene starih transformatora učinkovitijima.

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 učinkovitijima – HEP ODS je 24.07.2018. g. sklopio ugovor s Ministarstvom zaštite okoliša i energetike te Fondom za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost o dodjeli bespovratnih sredstva fondova EU o realizaciji Pilot projekta 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 planira provesti u razdoblju od pet godina (2018.-2023.) kroz 3 mjere, odnosno 3 funkcionalna područja: područje napredne mjerne infrastrukture, područje razvoja i optimizacije konvencionalne mreže te područje automatizacije distribucijske mreže. Projekt je detaljnije opisan u poglavlju 7.7.

- Pilot projekte na području upravljanja potrošnjom.

Na temelju pretpostavljenih promjena opterećenja, potrošnje, značajki investicija i ulaska u pogon pojedinih objekata moguće ukupno smanjenje tehničkih gubitaka ostvarenjem desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2019.-2028. godine procjenjuje se na 284 do 455 GWh, od toga u prve tri godine (razdoblje 2019.-2021.) od 8,5 do 13,4 GWh prosječno godišnje. Mjereno prema prosječnoj godišnjoj potrošnji u razdoblju 2015.-2017. od 16.310 GWh, prosječno godišnje smanjenje tehničkih gubitaka u razdoblju 2019.-2021. iznosi od 0,05% do 0,08%.

Važno je napomenuti sljedeće:

- 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 uslijed 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	165
8.2. Planirani izvori financiranja	166
8.2.1. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/2015)	166

8. Financijsko planiranje

Za analizu ekonomskog utjecaja planiranih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju (2019.-2021.) desetogodišnjeg (2019.-2028.) plana razvoja distribucijske mreže na cijene naknade za mrežu distribucije sukladno Metodologiji za određivanje tarifnih stavki za distribuciju električne energije, izrađena su planska financijska izvješća po godinama (2019.-2021.) 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 2019. do 2021. 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 2019. do 2021. godine. Navedena izvješća izrađena su na temelju sljedećih općih propisa, pretpostavki i dokumenata:

- Zakona o tržištu električne energije (NN 120/12, 14/14, 95/15, 120/15, 68/18)
- Zakona o energiji (NN 22/13, 95/15, 102/15, 68/18)
- Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/15)
- Pravila organiziranja tržišta električne energije (NN 121/15)
- Prijedloga Plana poslovanja HEP – Operatora distribucijskog sustava d.o.o. za 2019. godinu, izrađenog temeljem prijedloga ukupnog financijskog okvira koji nije potvrđen od strane Uprave vladajućeg Društva HEP-a d.d.
- prestanka vođenja internog računa dobiti i gubitka za sporednu djelatnost, a kao posljedica stupanja na snagu Pravilnika o organizaciji i sistematizaciji HEP ODS-a (Bilten 424 objavljen 7.9.2017. godine) s 1.11.2017. godine
- važećih tarifnih stavki za distribuciju električne energije
- procjene ostvarenja prihoda i rashoda za tekuću godinu, odnosno temeljem ostvarenja za razdoblje siječanj – lipanj 2018. godine i procjene ostvarenja za razdoblje rujanj – prosinac 2018. godine
- ugovora o sudjelovanju na tržištu električne energije za člana bilančne grupe
- važećih ugovora o Ugovora o isporuci električne energije za pokriće gubitaka i Ugovora o kupoprodaji električne energije za pokrivanje preostalog dijela odstupanja gubitaka u distribucijskoj mreži
- važećeg Ugovora o međusobnim odnosima između HEP ODS-a i HEP-a d.d.
- broja zaposlenih na dan 30. lipanj 2018. godine
- procjene financijskih izvješća za tekuću regulacijsku 2018. godinu
- analize ostvarenja prethodnih razdoblja
- procjene utjecaja makroekonomskog okruženja
- ostalih vanjskih utjecaja za buduće razdoblje
- odobrenog Desetogodišnjeg (2018.-2027.) 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 2019. do 2021. godine izrađen je na temelju dodatnih pretpostavki:

- Prihod od naknade za mrežu distribucije izračunat je temeljem Odluke Hrvatske energetske regulatorne agencije o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 134/15).
- Ostali poslovni prihodi uključuju prihod od ukidanja rezerviranja za izdatke poticajnih otpremnina te prihod od investicija u vlastitoj režiji.
- Trošak gubitaka na mreži distribucije je planiran na temelju procijenjene cijene iz financijskog okvira za 2019. godinu te procijenjenih količina prodane električne energije na mreži distribucije iz petogodišnjeg plana HEP ODS-a.
- Trošak plaća i ostalih naknada osoblja izračunat je prema postojećem broju zaposlenih na dan 30.6.2018. godine, očekivanom broju zaposlenih koji odlaze u starosnu mirovinu te odobrenom planu novog zapošljavanja.
- Planirani opći troškovi poslovanja i direktni troškovi djelatnosti (troškovi mjernog mjesta i troškovi prodajne funkcije) su za 2019. godinu zadani financijskim okvirom odobrenim od strane Uprave HEP-a d.d., dok su za 2020. i 2021. godini planirani na temelju odobrenog petogodišnjeg financijskog okvira.
- Financijski rashodi izračunati su na temelju planiranog rasporeda otplate postojećih dugoročnih kredita i obveznica s kamatama utvrđenog od strane riznice vladajućeg društva HEP-a d.d.

B. Planska bilanca za razdoblje od 2019. do 2021. godine izrađena je na temelju sljedećih pretpostavki:

- Odluke o promjeni računovodstvene politike priznavanja prihoda od naknade za priključenje kupaca na mrežu Uprave Hrvatske elektroprivrede d.d., sukladno odredbama MSFI-a 15 „Prihodi na temelju ugovora s kupcima“ koji je stupio na snagu 1.1.2018. godine te nastavno na to Odluke Direktora HEP ODS-a o prepravcima u financijskim izvještajima HEP ODS-a. Prihod od naknade za priključenje kupca na mrežu priznaje se kao odgođeni prihod koji se razgraničava u razdoblju amortizacije imovine koja je izgrađena iz naknade za priključenje. Računovodstvena politika primjenjuje se na ugovore s kupcima o priključenju na mrežu od 01.01.2018. godine i u narednim godinama.
- Procijenjeno povećanje dugotrajne materijalne imovine izračunato je temeljem planiranih iznosa investicija od 2019. do 2021. 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.
- Za ostale stavke bilance pretpostavljeno je da će ostati na istoj razini.

8.2. Planirani izvori financiranja

U početnom trogodišnjem razdoblju (2019.-2021.) desetogodišnjeg (2019.-2028.) plana razvoja distribucijske mreže predviđeni su sljedeći izvori financiranja:

- slobodna amortizacija umanjena za otplatu glavnice postojećih dugoročnih kredita i obveznica
- sredstva naknade za priključenje za mrežu distribucije
- bespovratno dodijeljena sredstva EU fondova.

8.2.1. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/2015)

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 uzete su u obzir dvije varijante prosječnog ponderiranog troška kapitala od 5,84% i 6,34%.

Primjenom Metodologije utvrđeno je da su važeće tarifne stavke dostatne za financiranje planova investicija za razdoblje od 2019. do 2021. godine.



9. Zaključak

9. Zaključak

Zakonom o tržištu električne energije (ZoTEE, NN 22/13, NN102/15) jasno je određena odgovornost i dužnost operatora distribucijskog sustava u dijelu planiranja razvoja distribucijske mreže:

- Operator distribucijskog sustava osobito je odgovoran za razvoj distribucijske mreže kojim se osigurava dugoročna sposobnost distribucijske mreže da ispuni razumne zahtjeve za distribucijom električne energije, Članak 39., točka 2.
- Mrežnim pravilima distribucijskog sustava koja, uz suglasnost HERA-e, donosi operator distribucijskog sustava propisuje se Metodologija i kriteriji za planiranje razvoja distribucijske mreže, Članak 44., stavak 2., točka 12.
- Dužnost operatora distribucijskog sustava je donijeti i na primjeren način javno objaviti, uz prethodnu suglasnost Regulatorne agencije, desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže, Članak 40., točka 17.

Hrvatska energetska regulatorna agencija je 29. prosinca 2017. godine HEP ODS-u dala prethodnu suglasnost na prijedlog Desetogodišnjeg (2018.-2027.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Nakon ishodišne prethodne suglasnosti, HEP ODS 10. siječnja 2018. godine službeno donosi i javno objavljuje Desetogodišnji (2018.-2027.) plan.

Ovaj desetogodišnji plan (2019.-2028.) 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 čemu su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova, kao i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2019.-2028. 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 2019.-2028. planirana su ulaganja u razini 6.696.197.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2019.-2021. godina 2.006.660.000 kn, prosječno 668,9 mil. kn godišnje
- 2022.-2028. godina 4.689.537.000 kn, prosječno 669,9 mil. kn godišnje.

U početnom trogodišnjem razdoblju (2019.-2021.) planirana ulaganja vrijednosti 2.006.660.000 kn raspodijeljena su:

- 2019. godina 576.700.000 kn
- 2020. godina 725.718.000 kn
- 2021. godina 704.242.000 kn.

Glavnina razlike ulaganja u prve tri godine desetogodišnjeg razdoblja uzrokovana je planiranom dinamikom realizacije Smart grid pilot projekata, koji će biti sufinancirani sredstvima EU fondova.

Planirana desetogodišnja ulaganja strukturirana su na sljedeći način:

– ulaganja u energetske objekte		63,6%
– 110 kV i 35 kV objekti	27,3%	
– 10 kV i 20 kV objekti	26,5%	
– Niskonaponski objekti	9,8%	
– ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj		21,3%
– ulaganja u poslovnu infrastrukturu		9,8%
– ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova)		3,5%.

Povrh navedenih ulaganja, u idućem desetogodišnjem razdoblju planiraju se i ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje. Ta ulaganja ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama. Stoga je izuzetno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. Obzirom na trenutno stanje i trendove, za cijelo iduće desetogodišnje razdoblje predviđena su u razini 350 mil. kn godišnje.

Posebnost ovog Desetogodišnjeg (2019.-2028.) plana su planirana ulaganja u daljnji razvoj koncepta napredne mreže kroz Smart grid pilot projekte sufinancirane iz sredstava EU fondova. Ugovor o sufinanciranju potpisan je u srpnju 2018. godine, a provedba projekta planira se od 2018. do 2023. godine. U vrijeme završetka ovog Plana u HEP ODS-u i HEP Grupi je u tijeku je pokretanje projektnih aktivnosti.

U idućem desetogodišnjem razdoblju, pogotovo uzevši u obzir ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje te Smart grid pilot projekte, 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 prijelazom SN mreže na 20 kV
- spremnost mreže za prihvatanje distribuirane proizvodnje
- smanjenje gubitaka
- smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN
- oslobađanje koridora 35 kV vodova.

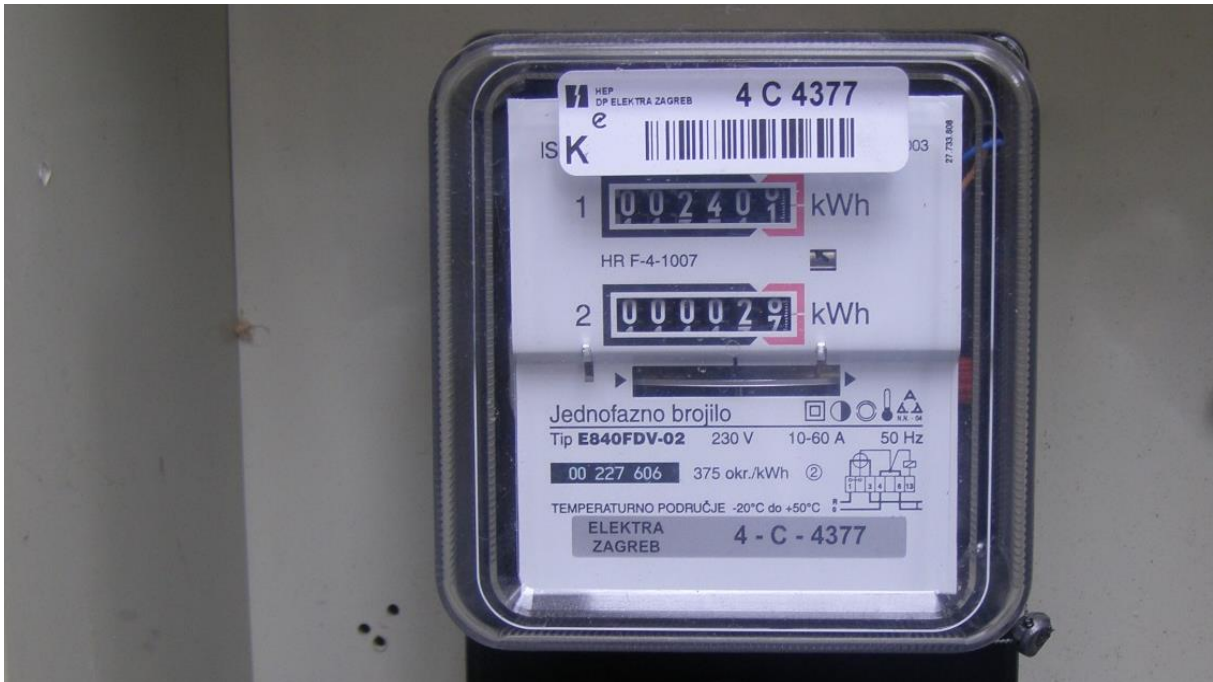
Ulaganjima u SDV, automatizaciju mreže, mjerne uređaje i nove tehnologije modernizira se mreža i povećava učinkovitost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati normalno funkcioniranje operatora distribucijskog sustava.

Ovim Desetogodišnjim planom osigurava se dugoročna održivost i stabilnost distribucijskog sustava.

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja, potrebno je naglasiti da:

- složenost okruženja i planskog razdoblja, uključujući završetak procesa restrukturiranja HEP ODS-a
- složenost distribucijske mreže po broju, strukturi i lokaciji postrojenja i vodova
- poteškoće u sagledavanju porasta opterećenja problemi povezani s pripremom i duljinom izgradnje

mogu utjecati na uspješnu realizaciju planiranih ulaganja.



10. Literatura

10. Literatura

- [1] Zakon o tržištu električne energije, Narodne novine 22/13, 2013.
- [2] Izmjene i dopune Zakona o tržištu električne energije, Narodne novine 102/15, 2015.
- [3] Strategija energetskega razvoja Republike Hrvatske, Narodne novine 130/09, 2009.
- [4] Mrežna pravila distribucijskog sustava, Narodne novine 74/2018, 2018.
- [5] Zakon o energiji, Narodne novine 120/12
- [6] Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2023., HEP ODS, 2013.
- [7] Trogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2016., HEP ODS, 2014.
- [8] Desetogodišnji (2015.-2024.) i trogodišnji (2015.-2017.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a, HEP ODS, 2015.
- [9] Desetogodišnji (2016.-2025.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS, 2016.
- [10] Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS, 2016.
- [11] Desetogodišnji (2018.-2027.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS, 2017.
- [12] 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.
- [13] Razvoj distribucijske mreže pogona Samobor i pogona Zaprešić Elektre Zagreb u razdoblju 2011.-2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
- [14] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb, pogoni Sveta Klara i Velika Gorica za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [15] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb na užem području grada Zagreba za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2016.
- [16] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zabok u razdoblju 2014.-2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
- [17] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Čakovec, Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
- [18] Razvoj distribucijske mreže Elektre Koprivnica u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2012.
- [19] Razvoj distribucijske mreže Elektre Bjelovar u razdoblju 2013-2033. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [20] Razvoj 110 kV i 20 kV mreže na području DP Elektra Križ u razdoblju 2006.-2026. godine i program prelaska sa 110/35/10(20) kV na 110/20 kV, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2009.
- [21] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Vinkovci, Energetski institut Hrvoje Požar, 2013.
- [22] Razvoj distribucijske mreže Elektre Slavonski Brod za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2014.
- [23] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektroistra Pula, Energetski institut Hrvoje Požar, 2014.
- [24] 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.
- [25] Razvoj elektroenergetskog sustava područja Omiš – Makarska – Ploče, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2009.
- [26] 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.
- [27] Razvoj distribucijske mreže Elektra Zadar za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, 2014.
- [28] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Šibenik, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2010.

- [29] Razvoj distribucijske mreže Elektrojug Dubrovnik u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2013.
- [30] 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.
- [31] Razvoj VN i SN mreže Elektre Sisak u vremenu 2007.-2027., Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
- [32] 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.
- [33] Razvoj distribucijske mreže Elektre Virovitica u razdoblju od 2014 do 2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
- [34] Studija razvoja SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Požega, Energetski institut Hrvoje Požar, 2011.
- [35] Smjernice ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2018.-2020., dostupno na <http://www.vlada.hr>
- [36] Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, Narodne novine 85/15, 2015.
- [37] Zakon o regulaciji energetske djelatnosti, ZRED, Narodne novine 120/12, 2012.
- [38] Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. godine, knjiga 4 Distribucijska mreža, (Master plan), Energetski institut Hrvoje Požar, 1998.
- [39] Potrebna izgradnja elektroenergetskih objekata u Republici Hrvatskoj od 2001. do 2020. godine (Master plan), Energetski institut Hrvoje Požar, 2001.
- [40] Uvođenje napona 20 kV u distribucijsku mrežu Hrvatske s posebnim osvrtom na sanaciju ratom oštećenih postrojenja, Institut za elektroprivredu i energetiku, 1993.
- [41] Planiranje razdjelnih mreža, H. Nagel, 1999.
- [42] 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, EIHP, 2016.
- [43] Program rada HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. za razdoblje 2012.-2016. godine, HEP ODS, 2012.
- [44] Smjernice i preporuke za smanjenje netehničkih gubitaka električne energije, HEP ODS, 2018.
- [45] Uvjeti kvalitete opskrbe električnom energijom, Narodne novine 37/2017, 2017.
- [46] Pravila za sprječavanje neovlaštene potrošnje električne energije, HEP ODS, 2009.
- [47] Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV, Energetski institut Hrvoje Požar, 2009.
- [48] 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
- [49] Studija izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, Ernst & Young, 2016.
- [50] Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. o energetske učinkovitosti, izmjeni direktiva 2009/125/EZ i 2010/30/EU i stavljanju izvan snage direktiva 2004/8/EZ i 2006/32/EZ
- [51] Zakon o energetske učinkovitosti, Narodne novine 127/14, 2014.



11. Prilozi

11.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže	176
11.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte	180
11.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a	180
11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio	184
11.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte	185
11.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV	185
11.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	185
11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV	186
11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	187
11.4. Pregled obilježja distribucijskih područja	188
1. Elektra Zagreb	188
2. Elektra Zabok	192
3. Elektra Varaždin	194
4. Elektra Čakovec	196
5. Elektra Koprivnica	198
6. Elektra Bjelovar	200
7. Elektra Križ	202
8. Elektroslavonija Osijek	204
9. Elektra Vinkovci	208
10. Elektra Slavonski Brod	211

11.	Elektroistra Pula.....	214
12.	Elektroprimorje Rijeka.....	218
13.	Elektrodalmacija Split	222
14.	Elektra Zadar	226
15.	Elektra Šibenik.....	229
16.	Elektrojug Dubrovnik.....	232
17.	Elektra Karlovac.....	235
18.	Elektra Sisak.....	238
19.	Elektrolika Gospić.....	241
20.	Elektra Virovitica	244
21.	Elektra Požega	246
11.5.	Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2019.-2028.....	248

11.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže

Prijelaz distribucijske mreže na izravnu transformaciju 110/10(20)kV je utvrđen kao strateška smjernica razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a. U procesu transformacije distribucijske mreže sa sustava 110-35-10 na sustav 110-10(20) mijenjaju se tehničke značajke pojnih točaka i njihova uloga u srednjonaponskoj mreži. U nastavku je popis pojnih točaka distribucijske mreže koje mijenjaju tehničke značajke i ulogu u srednjonaponskoj mreži s kraćim pojašnjenjem pogonskih okolnosti.

Transformatorske stanice su upisane u popise:

A: nove pojne točke izravne transformacije u prethodnom desetogodišnjem razdoblju 2008. – 2017.

B: nove pojne točke izravne transformacije u planu u narednom razdoblju 2018. – 2028.

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 2008. – 2017. godine

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
1.	TS 110/10(20) kV OSIJEK 4	2008.	Dovršetak nove izgradnje
1.1.	TS 35/10 kV RETFALA		Rasterećenje
2.	TS 110/20 kV BUZET	2008.	Dovršetak rekonstrukcije
2.1.	TS 35/20 kV BUZET		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
3.	TS 110/20 kV VRBOVSKO	2010.	Dovršetak rekonstrukcije
3.1.	TS 35/10(20) kV VRBOVSKO		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
4.	TS 110/20/10 kV ĐAKOVO 3	2010.	Dovršetak nove izgradnje
4.1.	TS 35/10 kV ĐAKOVO 1		Rasterećenje
5.	TS 110/30/10(20) kV DUGO SELO	2010.	Zamjena TR 110/30 kV s TR 110/10(20) kV
6.	TS 110/10(20) kV TURNIĆ	2011.	Dovršetak rekonstrukcije
6.1.	TS 35/10 kV TURNIĆ		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
6.2.	TS 35/10 kV CENTAR		Isključena iz pogona
7.	TS 110/20 kV NOVALJA	2011.	Zamjena TR 110/35 kV i TR 35/10 kV s TR 110/20 kV
8.	TS 110/20 kV FUNTANA	2012.	Dovršetak nove izgradnje
8.1.	TS 35/10 kV POREČ 1		Rekonstrukcija u RS 20 kV
8.2.	TS 35/10 kV POREČ 2		Rekonstrukcija u RS 20 kV
8.3.	TS 35/10 kV VRSAR		Rekonstrukcija u RS 20 kV
9	TS 110/10(20) kV DUGOPOLJE	2012.	Dovršetak nove izgradnje
9.1.	TS 35/10 kV KLIS		Rasterećenje
10.	TS 110/20/10 kV KNEGINEC	2013.	Dovršetak rekonstrukcije
10.1.	TS 35/10 kV KNEGINEC		Rekonstrukcija u TS 110/20/10 kV

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
11.	TS 110/10(20) kV KUTINA	2014.	Dovršetak nove izgradnje
11.1.	TS 35/10(20) kV KUTINA		Rasterećenje
12.	TS 110/35/10(20) kV NAŠICE	2014.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
13.	TS 110/10(20) kV FERENŠČICA	2015.	Dovršetak nove izgradnje
13.1.	TS 30/10 kV LEPUŠIĆEVA		Rasterećenje
13.2.	TS 30/10 kV DRŽIĆEVA		Rasterećenje
13.3.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Rasterećenje
13.4.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 1		Rasterećenje
13.5.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 2		Rasterećenje
14.	TS 110/10(20) kV RIJEKA	2015.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
14.1.	TS 35/10 kV ŠKOLJIĆ		Rekonstrukcija u RS 20 kV
14.2.	TS 35/10 kV ŠKURINJSKA DRAGA		Isključena iz pogona
15.	TS 110/20 kV TUPLJAK	2015.	Dovršetak rekonstrukcije
15.1.	TS 35/10 kV TUPLJAK		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
16.	TS 110/20 kV PAZIN	2016.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/20 kV
16.1.	TS 35/10 kV PAZIN		Rekonstrukcija u RS 20 kV
16.2.	TS 35/10 kV PAZINKA		Isključena iz pogona
16.3.	TS 35/10 kV VRANJE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
16.4.	TS 35/10 kV KAROJBA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
17.	TS 110/10(20) kV SRĐ	2016.	Dovršetak nove izgradnje
17.1.	TS 35/10(20) kV ŠIPČINE		Rasterećenje
17.2.	TS 35/10 kV LAPAD		Rasterećenje
18.	TS 110/10(20) kV IMOTSKI	2016.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
19.	TS 110/10(20) kV SESVETE	2017.	Dovršetak nove izgradnje
19.1.	TS 30/10 kV SESVETE		Rasterećenje
20.	TS 110/35/20 kV NEDELJANEC	2017.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/20 kV
20.1.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 1		Rasterećenje
20.2.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 2		Rasterećenje

B. Nove pojne točke izravne transformacije u planu 2018. – 2028.

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
1.	TS 110/10(20) kV MEDULIN	2019.	Dovršetak nove izgradnje
1.1.	TS 35/10 kV BANJOLE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
2.	TS 110/10(20) kV ZAMET	2020.	Dovršetak nove izgradnje
2.1.	TS 35/10 kV ZAMET		Isključenje iz pogona
2.2.	TS 35/10 kV INDUSTRIJA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
3.	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE	2020.	Dovršetak rekonstrukcije
3.1.	TS 30/10 kV TRNJE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
3.2.	TS 30/10 kV VRBIK		Rasterećenje
4.	TS 110/10(20) kV PRIMOŠTEN	2020.	Dovršetak rekonstrukcije
4.1.	TS 30/10 kV VODOLEŽ		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
5.	TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK	2021.	Dovršetak nove izgradnje
5.1.	TS 35/10 kV ZADAR 4		Rasterećenje
6.	TS 110/30(20) kV KAPELA	2021.	Dovršetak nove izgradnje
6.1.	TS 35/10(20) kV TISNO		Rasterećenje
7.	TS 110/10(20) kV TTTS	2021.	Dovršetak nove izgradnje
7.1.	TS 35/10 kV MILJEVAC		Isključenje iz pogona
8.	TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE	2022.	Dovršetak rekonstrukcije
8.1.	TS 35/10 kV ZAMOŠĆE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
9.	TS 110/10(20) kV POLIČNIK	2023.	Dovršetak nove izgradnje
9.1.	TS 35/10 kV ZADAR 1		Rasterećenje
9.2.	TS 35/10(20) kV SELINE		Rasterećenje
10.	TS 110/10(20) kV VODICE	2023.	Dovršetak nove izgradnje
10.1.	TS 30/10(20) kV VODICE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
11.	TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2	2025.	Dovršetak rekonstrukcije
11.1.	TS 35/10 kV KAŠTELA		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
12.	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR	2025.	Dovršetak nove izgradnje
12.1.	TS 30/10 kV DUBRAVA		Rasterećenje
12.2.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Isključenje iz pogona
13.	TS 110/10(20) kV RAŽINE	2025.	Dovršetak nove izgradnje
13.1.	TS 30/10 kV ŠIBENIK 3		Rasterećenje
14.	TS 110/10(20) kV PODI	2025.	Dovršetak rekonstrukcije
14.1.	TS 30/10(20) kV PODI		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
15.	TS 110/10(20) kV SISAK 2	2025.	Dovršetak rekonstrukcije
15.1.	TS 35/10(20) kV SISAK 2		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
16.	TS 110/10(20) kV SAVSKA	2027.	Dovršetak nove izgradnje
16.1.	TS 30/10 kV KRŠNJAVOGA		Isključenje iz pogona
17.	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE	2028.	Dovršetak rekonstrukcije
17.1.	TS 35/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
18.	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVIJERA	2029.	Dovršetak nove izgradnje
18.1.	TS 35/10 kV PODGORA		Rasterećenje
18.2.	TS 35/10 kV BRIST		Rasterećenje
19.	TS 110/35/10(20) kV BLATO n/K	2019.	Ugradnja TR2 110/10(20) kV
19.1.	TS 35/10 kV BLATO		Rekonstrukcija u RS 20 kV
20.	TS 110/30/10(20) kV EL-TO	2020.	Ugradnja TR3 110/10(20) kV
20.1.	TS 30/10 kV SELSKA		Rasterećenje
21.	TS 110/10(20) kV SUČIDAR	2021.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
21.1.	TS 35/10 kV GRIPE		Isključenje iz pogona
22.	TS 110/35/10(20) kV STON	2021.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
22.1.	TS 35/10(20) kV STON		Rasterećenje
23.	TS 110/35/10(20) kV PRELOG	2022.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
23.1.	TS 35/10 kV DONJI KRALJEVEC		Rekonstrukcija u RS 20 kV
24.	TS 110/35/10(20) kV OTOČAC	2022.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
24.1.	TS 35/10 kV OTOČAC		Rasterećenje

11.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte

11.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Ukupno ulaganje 2019. - 2021. (kn)	Planirano ulaganje 2022. - 2028. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2019. - 2028. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2028.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)									
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2019 - 2028																											
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																										
1.1.	IZGRADNJA NOVH TS 110/X - ZAJEDNIČKI OBJEKTI ODS-HOPS																										
1.	110		TS 110/10(20) kV MEDULIN - PRIKLJUČAK 110 kV	2015	2019	611.500.000	87.310.000	48.000.000	74.660.000	62.530.000	185.190.000	321.000.000	506.190.000	18.000.000													
	110		TS 110/10(20) kV MEDULIN - DIO HOPS	2015	2019																						
	110/10(20)	4011	TS 110/10(20)kV MEDULIN - DISTRIBUCIJSKI DIO	2013	2019																			TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x20
	10(20)	4011	TS 110/10(20) kV MEDULIN - KB 10(20) kV RASPLET	2018	2020																			KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	11,4
2.	110		TS 110/10(20) kV ZAMET - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2020	611.500.000	87.310.000	48.000.000	74.660.000	62.530.000	185.190.000	321.000.000	506.190.000	18.000.000													
	110		TS 110/10(20) kV ZAMET - DIO HOPS	2015	2020																						
	110/10(20)	4012	TS 110/10(20)kV ZAMET - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2020																			TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x40
	10(20)	4012	TS 110/10(20) kV ZAMET - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2021																			KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	19,0
3.	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - PRIKLJUČAK 110 kV	2018	2024	611.500.000	87.310.000	48.000.000	74.660.000	62.530.000	185.190.000	321.000.000	506.190.000	18.000.000													
	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - DIO HOPS	2018	2020																						
	110/10(20)	4001	TS 110/10(20)kV CVJETNO NASELJE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2020																			TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x40
	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2022																			KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
4.	110		TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - PRIKLJUČAK 110 kV	2019	2022	611.500.000	87.310.000	48.000.000	74.660.000	62.530.000	185.190.000	321.000.000	506.190.000	18.000.000													
	110		TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DIO HOPS	2019	2022																						
	110/30(20)/10(20)	4015	TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2020																			TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona, Starost opreme	8+16
	10(20)	4015	TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2022																			KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Ukupno ulaganje 2019. - 2021. (kn)	Planirano ulaganje 2022. - 2028. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2019. - 2028. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2028.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
5.	110		TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - PRIKLJUČAK 110 kV	2020	2020													
	110		TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - DIO HOPS	2016	2021													
	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2021										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)	4014	TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - KB 10(20) kV RASPLE	2020	2022										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
6.	110		TS 110/30(20) kV KAPELA - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2021													
	110		TS 110/30(20) kV KAPELA - DIO HOPS	2017	2021													
	110/30(20)	4015	TS 110/30(20) kV KAPELA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2021										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x40
	10(20)	4015	TS 110/30(20) kV KAPELA - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2022										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	
7.	110		TS 110/10(20) kV TTTS - PRIKLJUČAK 110 kV	2019	2022													
	110		TS 110/10(20) kV TTTS - DIO HOPS	2020	2022													
	110/10(20)	4013	TS 110/10(20) kV TTTS - DISTRIBUCIJSKI DIO *	2018	2021										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priklučenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20
	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV TTTS - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2022										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
8.	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - PRIKLJUČAK 110 kV	2021	2021													
	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - DIO HOPS	2018	2021													
	110/35/10(20)	4016	TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2022										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x20
	10(20)	4016	TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2023										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
9.	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2023													
	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - HOPS	2016	2023													
	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2020	2023										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priklučenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20
	10(20)	4014	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2023										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Ukupno ulaganje 2019. - 2021. (kn)	Planirano ulaganje 2022. - 2028. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2019. - 2028. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2028.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)				
10.	110		TS 110/10(20) kV VODICE - DIO HOPS	2022	2023																	
	110		TS 110/10(20) kV VODICE - PRIKLJUČAK 110 kV	2021	2023																	
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20)kV VODICE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2020	2023														TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV VODICE - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2024														KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
11.	110		TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2 - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2025																	
	110		TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2 - DIO HOPS	2023	2025																	
	110/10(20)	4013	TS 110/10(20)kV KAŠTELA 2 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2022	2025														TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2 - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2025														KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
12.	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - PRIKLJUČAK 110 kV	2022	2025																	
	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DIO HOPS	2022	2025																	
	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DISTRIBUCIJSKI DIO	2022	2025														TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - KB 10(20) kV RASPLET	2024	2026														KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
13.	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2025																	
	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - DIO HOPS	2023	2025																	
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20)kV RAŽINE - TLM - DISTRIBUCIJSKI DIO	2022	2025														TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - KB 10(20) kV RASPLET	2024	2026														KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
14.	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2025																	
	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - DIO HOPS	2023	2025																	
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20)kV PODI (II ETAPA) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2024	2025														TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - KB 10(20) kV RASPLET	2025	2026														KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Ukupno ulaganje 2019. - 2021. (kn)	Planirano ulaganje 2022. - 2028. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2019. - 2028. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2028.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
15.	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 - PRIKLJUČAK 110 kV	2025	2026													
	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 - DIO HOPS	2024	2026													
	110/10(20)	4018	TS 110/10(20)kV SISAK 2 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2024	2026										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
	10(20)	4018	TS 110/10(20) kV SISAK 2 - KB 10(20) kV RASPLET	2025	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
16.	110		TS 110/10(20) kV SAVSKA - PRIKLJUČAK 110 kV	2027	2028													
	110		TS 110/10(20) kV SAVSKA - DIO HOPS	2026	2028													
	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV SAVSKA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2024	2027										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV SAVSKA - KB 10(20) kV RASPLET	2025	2028										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
17.	110		TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - PRIKLJUČAK	2026	2028													
	110		TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - DIO HOPS	2026	2028													
	110/10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2026	2028										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2027	2029										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
18.	110		TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIMJERA - PRIKLJUČAK	2026	2028													
	110		TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIMJERA - DIO HOPS	2026	2028													
	110/10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIMJERA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2026	2029										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIMJERA - KB 10(20) kV RASPLET	2028	2029										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Ukupno ulaganje 2019. - 2021. (kn)	Planirano ulaganje 2022. -2028. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2019. - 2028. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2028.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)	
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2019 - 2028																			
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																		
1.2.	TS 110/X - REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE, DISTRIBUCIJSKI DIO					773.431.000	52.140.000	70.762.000	68.607.000	64.971.000	204.340.000	516.951.000	721.291.000						
1	110/35/10(20)	4016	TS 110/35/10(20) kV BLATO - REKONSTRUKCIJA	2012	2019										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20	
2	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV BELI MANASTIR - REKONSTRUKCIJA	2016	2021										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20	
3	110/10(20)	4013	TS 110/35/10(20) kV SUČIDAR - REKONSTRUKCIJA U 110/10(20) kV	2016	2021										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	3x40	
4	110/10(20)	4001	TS 110/10(20)kV L-TO - REKONSTRUKCIJA	2016	2020										TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	3x40	
5	110/10(20)	4013	TS 110/35/10(20) kV MAKARSKA - REKONSTRUKCIJA	2016	2020										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x40 + 20	
6	110/20	4012	TS 110/10(20) kV RAB - REKONSTRUKCIJA	2017	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20	
7	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV BIOGRAD - REKONSTRUKCIJA	2018	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20	
8	110/20	4001	TS 110/20 kV PODSUSED - POJAČANJE TRANSFORM	2018	2019										TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1)	2x63	
9	110/35	4013	TS 110/35 kV METERIZE - REKONSTRUKCIJA	2017	2019										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40	
10	110/35	4013	TS 110/35 kV SINJ - REKONSTRUKCIJA	2017	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40	
11	110/35/10(20)	4016	TS 110/35/10(20) kV STON - REKONSTRUKCIJA	2019	2021										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20	
12	110/10(20)	4008	TS 110/10(20) kV OSIJEK 3 - REKONSTRUKCIJA	2019	2021										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	3x40	
13	110/35/10(20)	4004	TS 110/35/10(20) kV PRELOG - REKONSTRUKCIJA	2019	2022										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	22+40	
14	110/35/10(20)	4019	TS 110/35/10(20) kV OTOČAC - REKONSTRUKCIJA	2020	2022										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20	
15	110/10(20)	4007	TS 110/10(20) kV KUTINA - FAZA II	2021	2023										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20	
16	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV OSIJEK 2 - REKONSTRUKCIJA	2021	2023										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40	
17	110/35/10(20)	4013	TS 110/35/10(20) kV TROGIR - REKONSTRUKCIJA	2021	2023										TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	2x40	
18	110/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/10(20) kV IZA 3G	2022	2028										TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,		
19	110/35, 110/35/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/35 kV IZA 3G	2022	2028										TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,		
20	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	PROGRAMI SINI I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2019	2028										TS	Revitalizacija	Starost opreme		
21	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 110/X - PROJEKATNA PRIPREMA	2019	2028										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.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019.	Planirana ulaganja u 2020.	Planirana ulaganja u 2021.	Ukupno ulaganje 2019.-2021.	Planirano ulaganje 2022.-2028.	Ukupno ulaganje u 10G 2019.-2028.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2028.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2019 - 2028.																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																	
2.1.	TS 35/X - NOVA IZGRADNJA																	
						23.000.000	0	0	0	1.000.000	1.000.000	22.000.000	23.000.000	0				
1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV ČIOVO - ŽEDNO	2021	2023										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x8
2	35/10(20)	40XX	OSTALA ULAGANJA PREMA A1.1.3. IZA 3G (KAPITALNI),	2022	2028										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	

11.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019.	Planirana ulaganja u 2020.	Planirana ulaganja u 2021.	Ukupno ulaganje 2019.-2021.	Planirano ulaganje 2022.-2028.	Ukupno ulaganje u 10G 2019.-2028.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2028.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2019 - 2028.																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																	
2.2.	TS 35/X - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE																	
						312.248.000	17.530.000	25.567.000	24.063.000	14.999.000	64.629.000	230.089.000	294.718.000	0				
1	35/10(20)	4008	TS 35/10(20) kV BUDIMCI	2016	2019										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x4
2	35/10(20)	4003	TS 35/10(20) kV VARAŽDIN 1	2017	2019										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
3	35/10(20)	4007	TS 35/10(20) kV NOVSKA	2018	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
4	35/10(20)	4009	TS 35/10(20) kV MIKANOVI	2018	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x4
5	35/10(20)	4011	TS 35/10(20) kV GREGOVICA	2018	2021										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
6	35/10(20)	4017	TS 35/10(20) kV TUŠMER	2018	2022										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
7	35/10(20)	4010	TS 35/10(20) kV ORIOVAC	2019	2022										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x4
8	35/10(20)	4006	TS 35/10(20) kV BJELOVAR 2	2021	2023										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
9	35/10(20)	4011	TS 35/10(20) kV PULA - CENTAR	2021	2023										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	3x8
10	35/10(20)	4016	TS 35/10(20) kV SLANO	2021	2023										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
11	35/10(20)	40XX	KAPITALNA ULAGANJA U TS 35/10(20) IZA 3G	2022	2028										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	
12	35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKAT I REVITALIZACIJE	2019	2028										TS	Revitalizacija	Starost opreme	
13	35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 35/10(20) kV - PROJEKTNA PRIPREMA	2019	2028										Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019.	Planirana ulaganja u 2020.	Planirana ulaganja u 2021.	Ukupno ulaganje 2019. - 2021.	Planirano ulaganje 2022. - 2028.	Ukupno ulaganje u 10G 2019. - 2028.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2028.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2019 - 2028.																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																	
2.3.	DV/KB 35 kV - NOVA IZGRADNJA																	
						67.109.000	0	1.841.000	7.151.000	6.997.000	15.989.000	51.120.000	67.109.000	0				
1	35	4013	DV 35 kV TS 110/35 kV OPUZEN - TS 35/10 kV BRIST	2019	2019										DV	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	1.600
2	35	4006	KB 35 kV TS 35/10 kV BJELOVAR II - RS 35 kV GTE CIGLENA	2020	2020										KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	10.000
3	35	4012	KB 35 kV TS 35/20 kV DELNICE - TS 35/20 kV GEROVO	2020	2021										KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	19.800
4	35	4015	KB 2x 30(35) kV TS 110/30(20) kV KAPELA - TS 30/10(20) kV TISNO	2021	2021										KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	6.000
5	35	4002	KB 2x 35 kV TS 110/35/20/10 kV ZABOK - ŠPIČKOVINA	2021	2022										KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	4.500
6	35(30)	40XX	ULAGANJA U IZGRADNJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G PLANA	2022	2028										DV, KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže,	
7	35	40XX	PROGRAMI SNI I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2019	2028										DV, KB	Novi objekt		

11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV

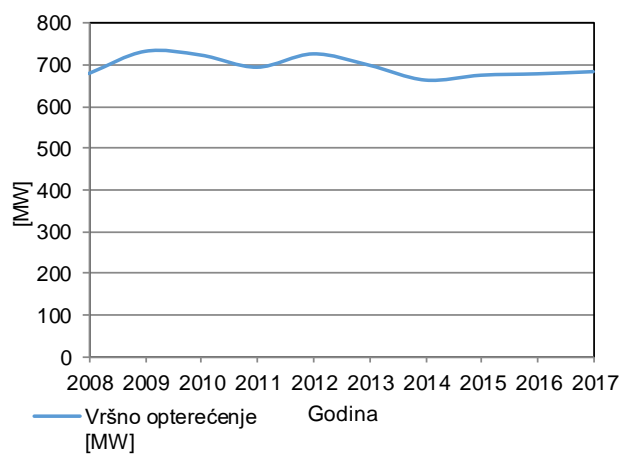
Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019.	Planirana ulaganja u 2020.	Planirana ulaganja u 2021.	Ukupno ulaganje 2019. - 2021.	Planirano ulaganje 2022. - 2028.	Ukupno ulaganje u 10G 2019. - 2028.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2028.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2019 - 2028.																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																	
2.4.	DV/KB 35 kV - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE																	
1	35	4008	KB 35 kV TS 110/35/10 kV OSJEK II - TS 35/10 kV CENTAR	2019	2019	217.783.000	0	14.646.000	18.862.000	18.924.000	52.432.000	165.351.000	217.783.000	0	KB	Revitalizacija	Starost opreme	4.850
2	35	4010	KB 35 kV TS 35/10 kV BROD II - TS 35/10 kV BROD III	2019	2019										KB	Revitalizacija	Starost opreme	3.006
3	35	4013	KB 35 kV TS 110/35 kV TROGIR - TS 35/10 kV MARINA	2019	2020										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	17.000
4	35	4014	KB 35 kV RS 35 kV KOŽINO - KK 35 kV KOŽINO	2019	2019										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	4.075
5	35	4015	DV 35 kV TS 220/110/30 kV BILICE - TS 30/10(20) kV VODICE	2019	2020										DV	Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže	10.600
6	35	4008	DV 35 kV TS 110/35/10(20) kV NAŠICE - TS 35/10 kV ORAHOVICA	2020	2020										DV	Revitalizacija	Starost opreme	20.986
7	35	4016	DV 35 kV TS 35/10 kV SLANO - TS 35/10 kV STON	2020	2020										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	18.500
8	35	4002	DV 35 kV 35/10(20) kV STRAŽA - TS 35/10 kV PREGRAĐA	2021	2021										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	8.300
9	35	4005	KB 35 kV TS 35/10 kV KOPRIVNICA III - TS 35/10 kV DANICA	2020	2020										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	4.100
10	35	4008	DV 35 kV TS 35/10 kV BUDIMCI - TS 110/35/10 kV NAŠICE	2021	2021										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	18.260
11	35	4009	KB 35 kV TS 110/35/10 kV VUKOVAR II - TS 35/10 kV VUKOVAR III	2020	2020										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	2.950
12	35	4012	DV 35 kV HE VINODOL - TS 35/6 kV DRVENJAČA	2021	2021										KB	Revitalizacija	Starost opreme	9.370
13	35	4016	DV 35 kV TS 35/10 kV ORAŠAC - TS 35/10 kV SLANO	2021	2021										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	18.100
14	35	4021	DV 35 kV TS 110/35/10 kV POŽEGA II - TS 35/10 kV FEROVAC	2021	2021										DV	Revitalizacija	Starost opreme	14.297
15	35	40XX	PODMORSKI KABELEI - 35 kV	2019	2028										PKB	Revitalizacija	Starost opreme	50.000
16	35(30)	40XX	ULAGANJA U REKONSTRUKCIJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G	2022	2028										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
17	35	40XX	PROGRAMI SNI I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2019	2028										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
18	35	40XX	ULAGANJA U KB 35 kV - PROJEKATNA PRIPREMA	2019	2028										Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

11.4. Pregled obilježja distribucijskih područja

1. Elektra Zagreb

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

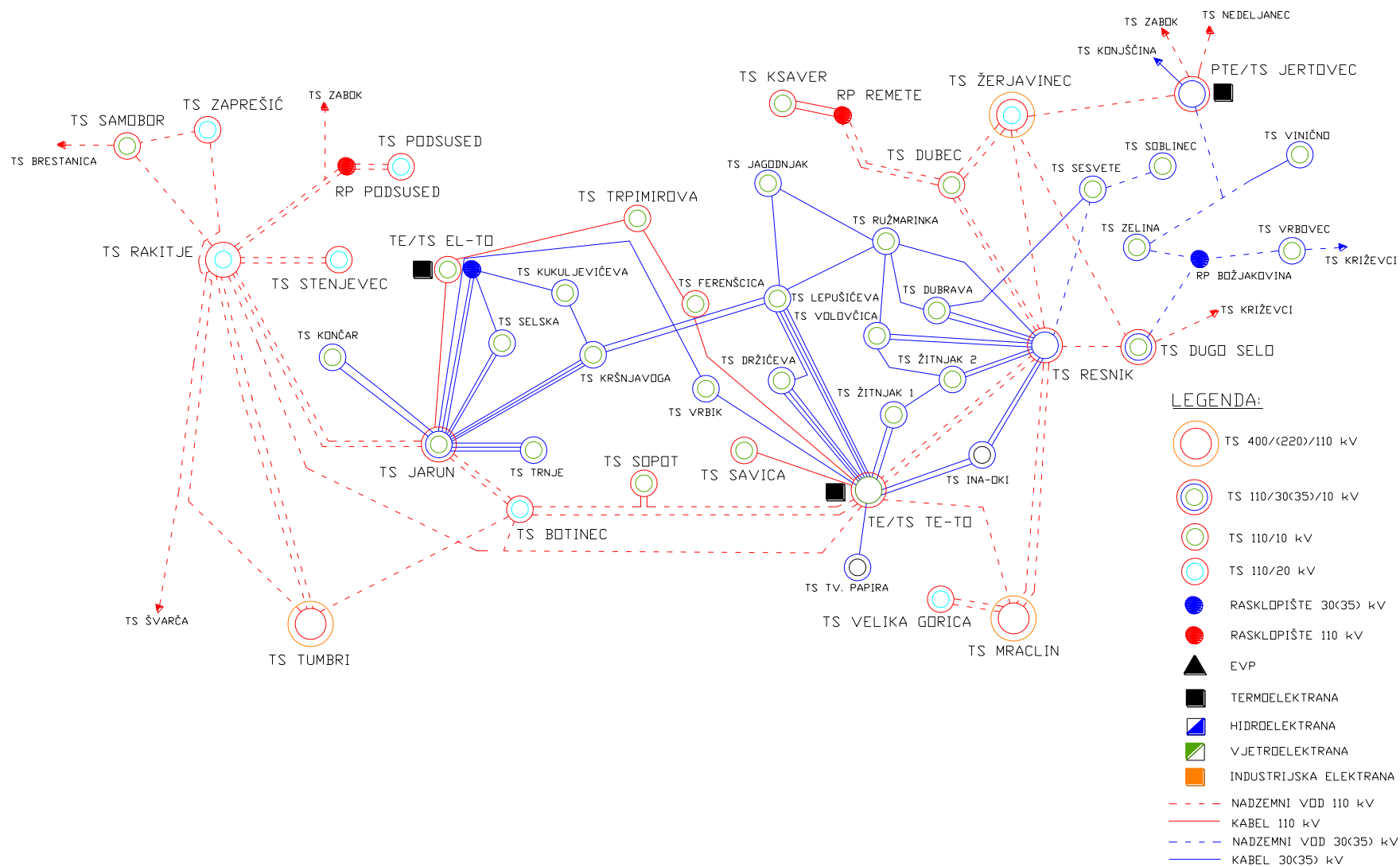
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	681,00	
2009	734,00	7,78%
2010	725,00	-1,23%
2011	696,00	-4,00%
2012	728,00	4,60%
2013	700,97	-3,71%
2014	665,25	-5,10%
2015	676,91	1,75%
2016	680,21	0,49%
2017	685,43	0,77%



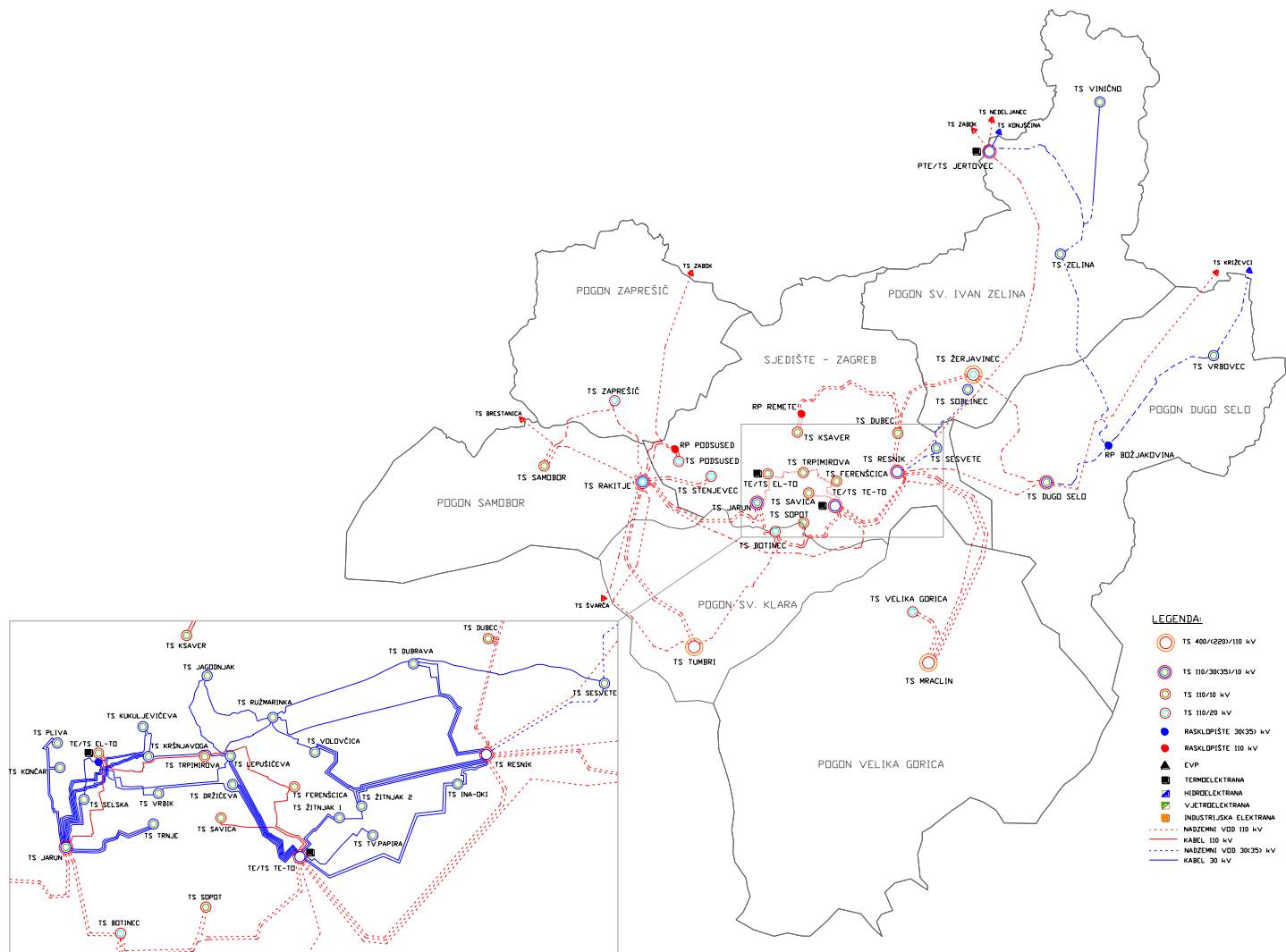
Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 0,65%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
4TS 19 JARUN	110/30 kV	126.000	58.476,00	46%	
	110/20 kV	40.000	37.620,00	94%	
3TS 1 KRŠNJAVOGA	30/10 kV	32.000	23.365,02	73%	
3TS 7 KUKULJEVIĆEVA	30/10 kV	16.000	11.738,87	73%	
3TS 8 SELSKA	30/10 kV	32.000	15.945,82	50%	
3TS 15 TRNJE	30/10 kV	32.000	16.774,18	52%	
4TS 27 RAKITJE	110/10 kV	40.000	22.761,60	57%	
4TS 28 TE-TO	110/30 kV	189.000	58.752,00	31%	
3TS 2 LEPUŠIĆEVA	30/10 kV	32.000	16.223,77	51%	
3TS 4 VRBIK	30/10 kV	16.000	8.276,20	52%	
3TS 5 JAGODNJAK	30/10 kV	8.000	0,00	0%	
3TS 6 DRŽIĆEVA	30/10 kV	16.000	6.676,22	42%	
3TS 11 ŽITNJAK 1	30/10 kV	32.000	25.076,29	78%	
4TS 30 RESNIK	110/30 kV	126.000	79.430,40	63%	
3TS 3 RUŽMARINKA	30/10 kV	24.000	14.603,70	61%	
3TS 10 SESVETE	30/10 kV	16.000	14.611,16	91%	
3TS 12 ŽITNJAK 2	30/10 kV	24.000	17.217,84	72%	
3TS 14 DUBRAVA	30/10 kV	32.000	20.566,97	64%	
3TS 18 VOLOVČICA	30/10 kV	32.000	22.640,30	71%	
3TS 114 SOBLINEC	30/10 kV	16.000	4.140,00	26%	
4TS 116 DUGO SELO	30/10 kV	32.000	22.968,00	72%	1.000
	110/30 kV	40.000	28.128,00	70%	
	110/10 kV	40.000	34.941,60	87%	
3TS 119 VRBOVEC	30/10 kV	43.100	12.572,96	29%	
4TS 117 JERTOVEC	110/35 kV	20.000	19.800,00	99%	
3TS 118 ZELINA	20/10 kV	8.000	0,00	0%	
	35/10 kV	20.600	7.828,72	38%	
3TS 120 VINIČNO	35/10 kV	6.860	2.359,77	34%	
4TS 101 ZAPREŠIĆ	110/20 kV	80.000	44.704,00	56%	
4TS 102 SAMOBOR	110/10 kV	40.000	21.252,00	53%	
4TS 13 SAVICA	110/10 kV	80.000	27.368,00	34%	
4TS 17 PODSUSED	110/20 kV	80.000	38.896,00	49%	
4TS 21 STENJEVEC	110/20 kV	80.000	50.490,00	63%	
4TS 22 KSAVER	110/10 kV	80.000	41.448,00	52%	
4TS 23 BOTINEC	110/20 kV	126.000	50.292,00	40%	
4TS 24 DUBEC	110/10 kV	80.000	54.780,00	68%	2.500
4TS 25 TRPIMIROVA	110/10 kV	80.000	43.648,00	55%	
4TS 26 VELIKA GORICA	110/20 kV	120.000	34.320,00	29%	1.000
4TS 29 SOPOT	110/10 kV	80.000	32.736,00	41%	3.000
4TS 33 ŽERJAVINEC	110/20 kV	40.000	10.867,20	27%	
4TS 9 EL-TO	110/10 kV	80.000	40.304,00	50%	
4TS31 FERENŠČICA	110/10 kV	80.000	12.496,00	16%	



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

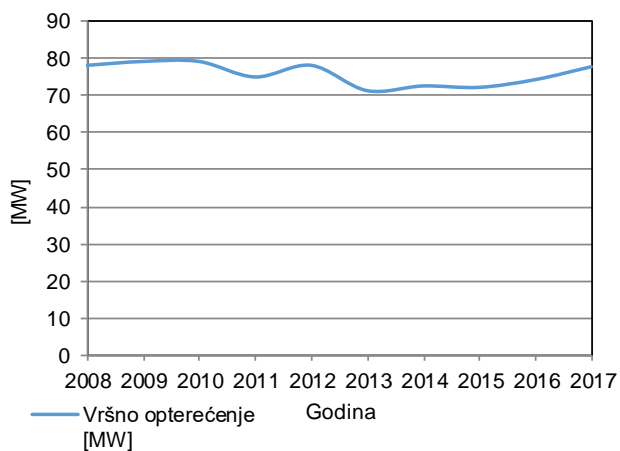


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

2. Elektra Zabok

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	78,00	
2009	79,00	1,28%
2010	79,00	0,00%
2011	75,00	-5,06%
2012	78,00	4,00%
2013	71,48	-8,36%
2014	72,68	1,68%
2015	72,32	-0,50%
2016	74,31	2,75%
2017	77,63	4,47%

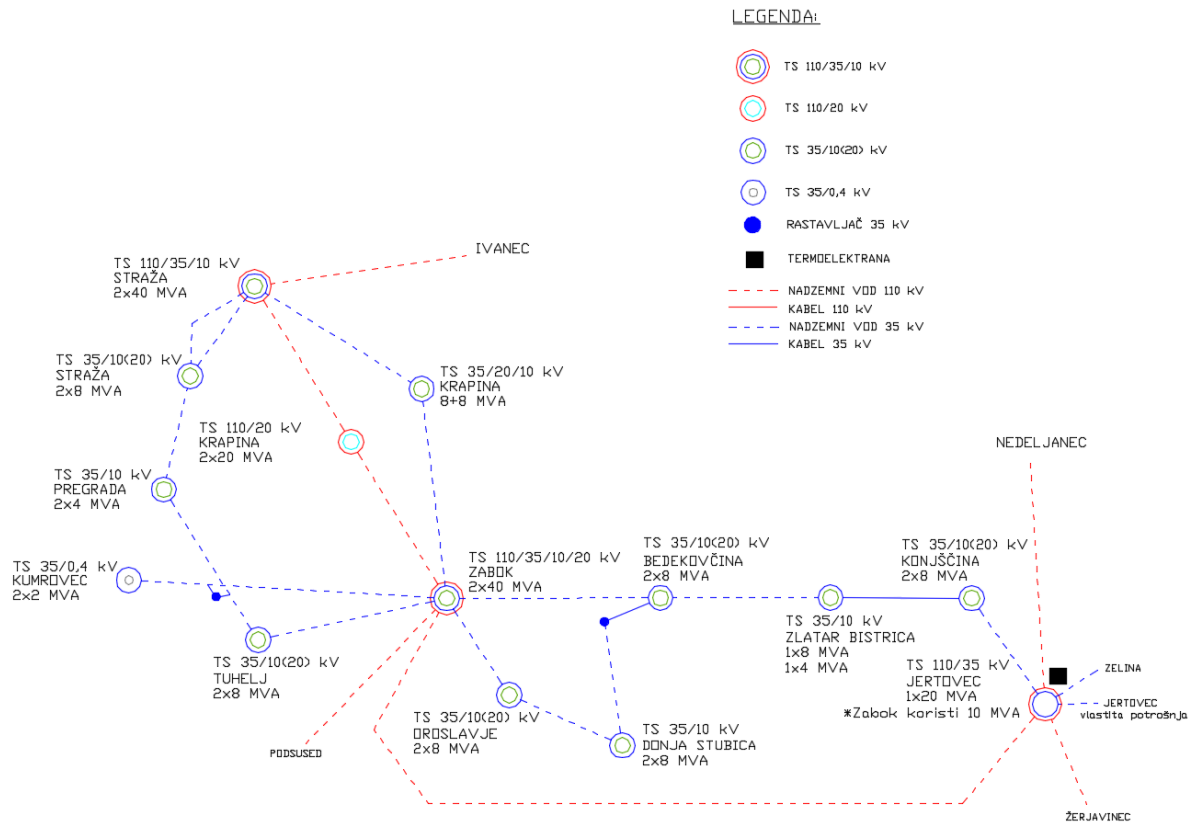


Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -0,47%

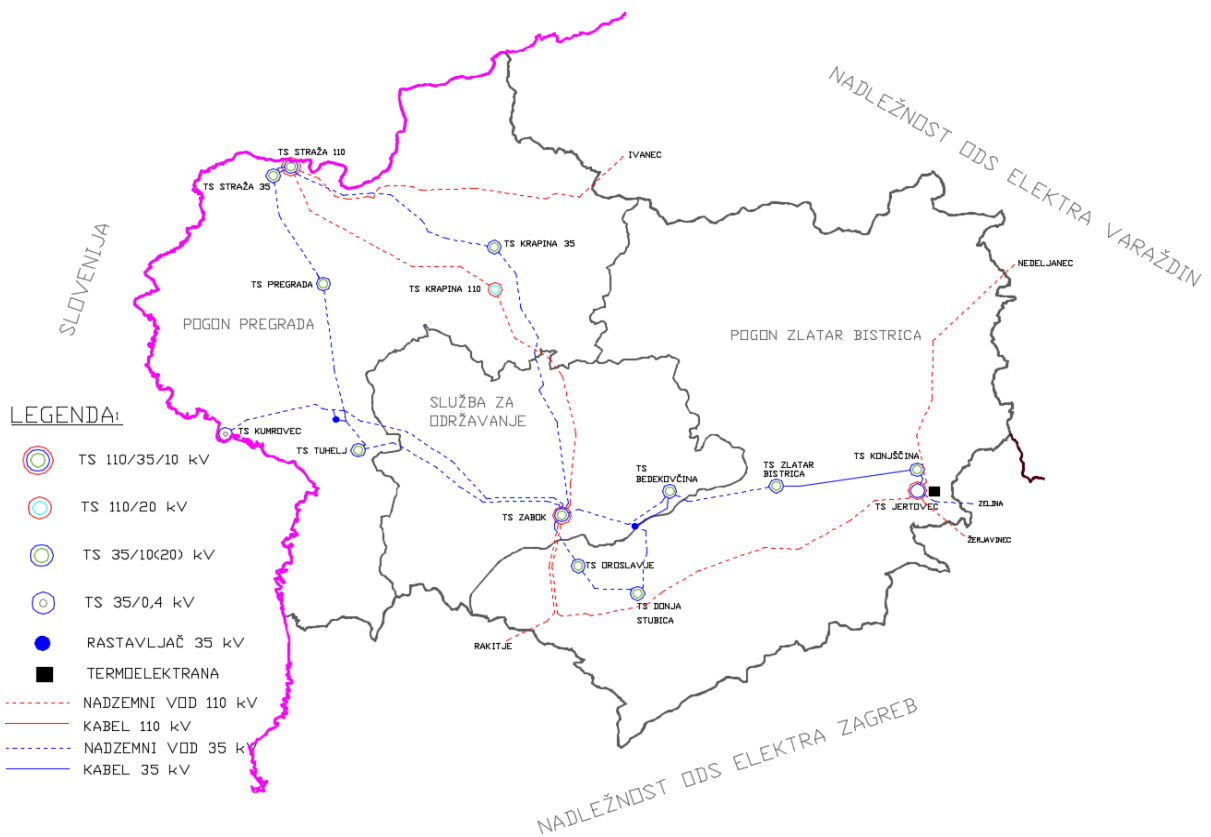
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
4TS 117 JERTOVEC	110/35 kV	20.000	19.800,00	99%	999
T14 KONUŠČINA	35/10 kV	16.000	3.950,00	25%	1.992
T20 ZLA TAR BISTRICA	35/10 kV	16.000	7.210,00	45%	
T02 ZABOK	110/35 kV	80.000	31.850,00	40%	
	35/20 kV	16.000	4.740,00	30%	
	110/10 kV	26.600	5.100,00	19%	
T19 TUHELJ	35/10 kV	16.000	7.850,00	49%	
T16 OROSLAVJE	35/10 kV	16.000	5.950,00	37%	
T12 DONJA STUBICA	35/10 kV	16.000	5.540,00	35%	
T11 BEDEKOVČINA	35/10 kV	12.000	3.030,00	25%	
T01 STRAŽA	110/35 kV	80.000	7.850,00	10%	
	110/10 kV	26.600	6.950,00	26%	
T18 STRAŽA	35/10 kV	16.000	8.120,00	51%	
T15 KRAPINA STRAHINJE	35/10 kV	16.000	2.920,00	18%	
	35/20 kV	16.000	2.920,00	18%	
T17 PREGRADA	35/10 kV	8.000	2.570,00	32%	
T03 KRAPINA BOBOVJE	110/20 kV	40.000	12.170,00	30%	

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

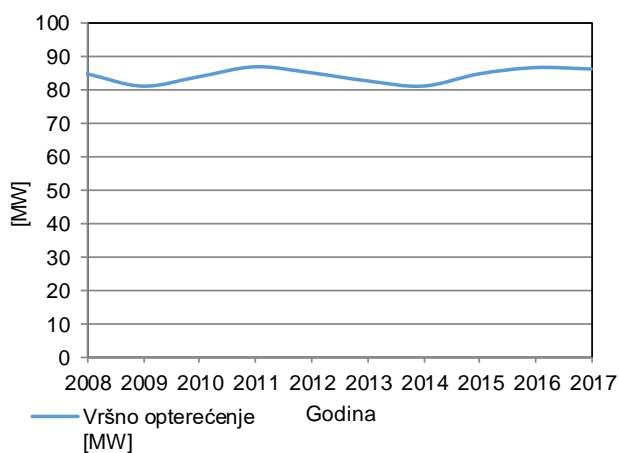


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

3. Elektra Varaždin

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

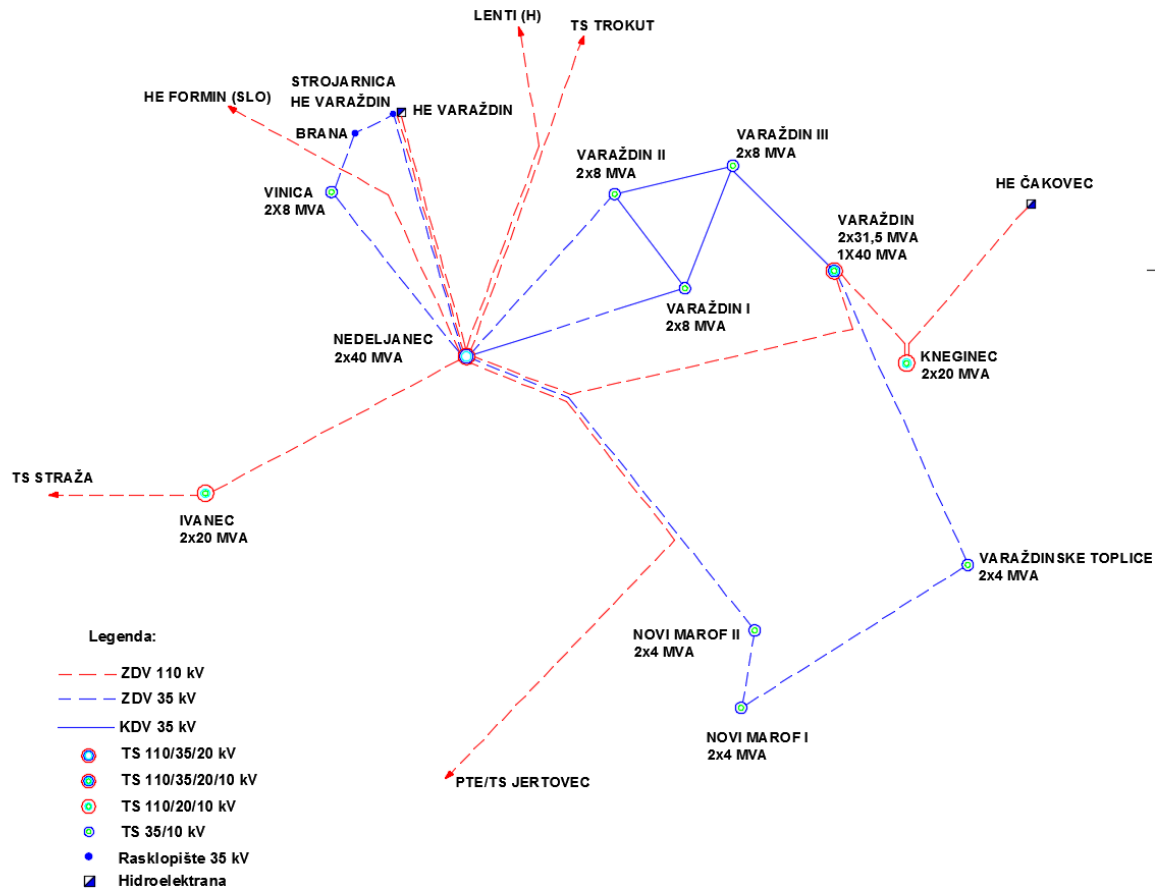
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	84,74	
2009	81,18	-4,20%
2010	83,90	3,35%
2011	86,75	3,40%
2012	85,03	-1,98%
2013	82,70	-2,74%
2014	81,19	-1,83%
2015	84,71	4,34%
2016	86,52	2,14%
2017	86,12	-0,46%



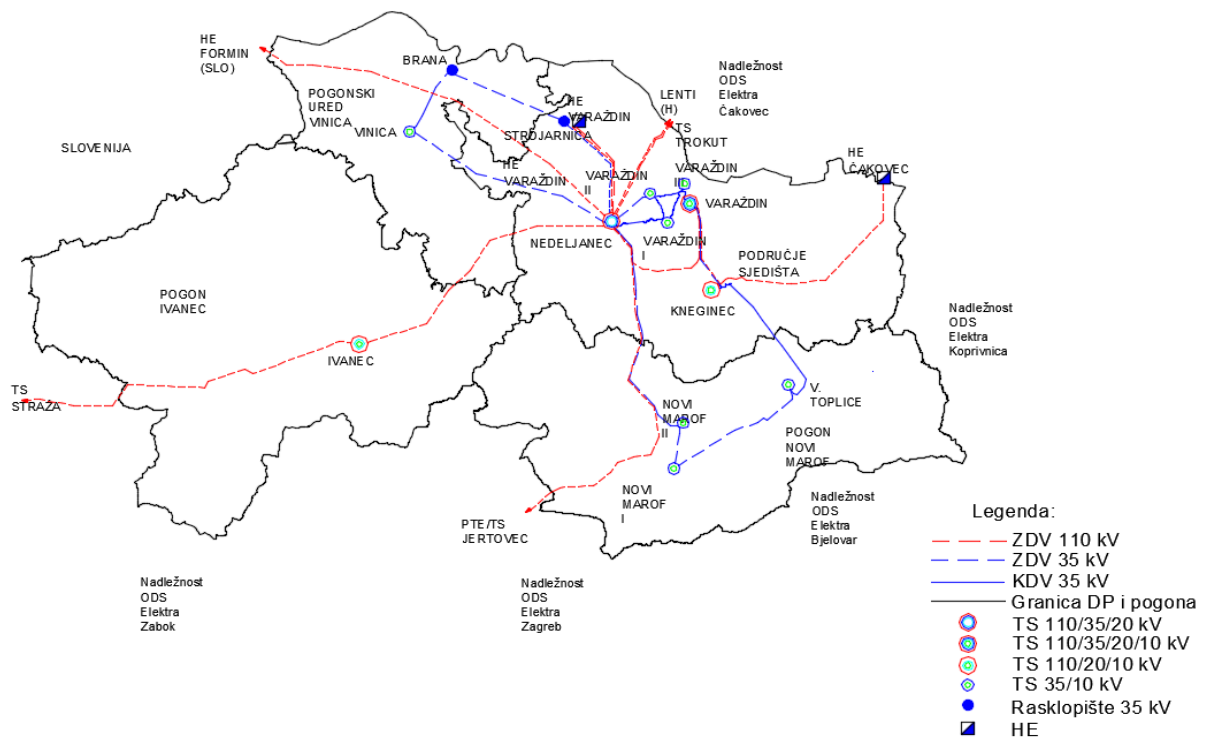
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 1,63%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
VARAŽDIN	110/35 kV	31.500	30.570,00	97%	3.894
	110/20 kV	40.000	7.690,00	19%	
	110/10 kV	31.500	26.140,00	83%	
VARAŽDIN 1	35/10 kV	16.000	7.732,00	48%	
VARAŽDIN 2	35/10 kV	16.000	12.528,00	78%	
VARAŽDIN 3	35/10 kV	16.000	3.448,00	22%	
VARAŽDINSKE TOPLICE	35/10 kV	8.000	2.799,00	35%	
NEDELJANEC	110/35 kV	103.000	42.190,00	41%	
NOVI MAROF 1	35/10 kV	8.000	6.833,00	85%	
NOVI MAROF 2	35/10 kV	8.000	4.845,00	61%	
VINICA	35/10 kV	16.000	8.408,00	53%	
KNEGINEC	20/10 kV	8.000	0,00	0%	1.079
	110/10 kV	20.000	9.250,00	46%	
	110/20 kV	20.000	11.410,00	57%	
IVANEC	20/10 kV	8.000	0,00	0%	1.079
	110/10 kV	20.000	13.980,00	70%	
	110/20 kV	20.000	13.170,00	66%	



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

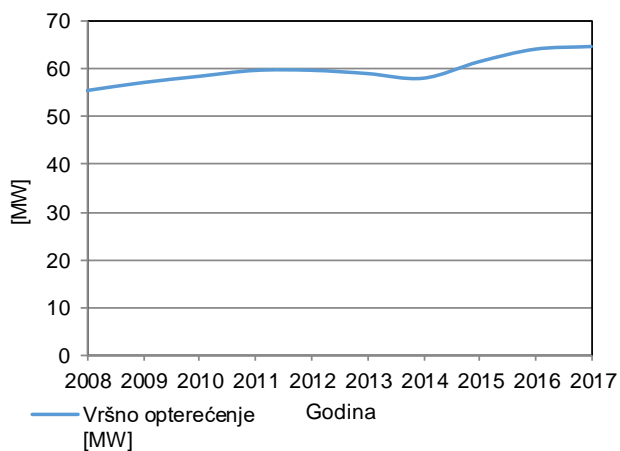


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

4. Elektra Čakovec

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

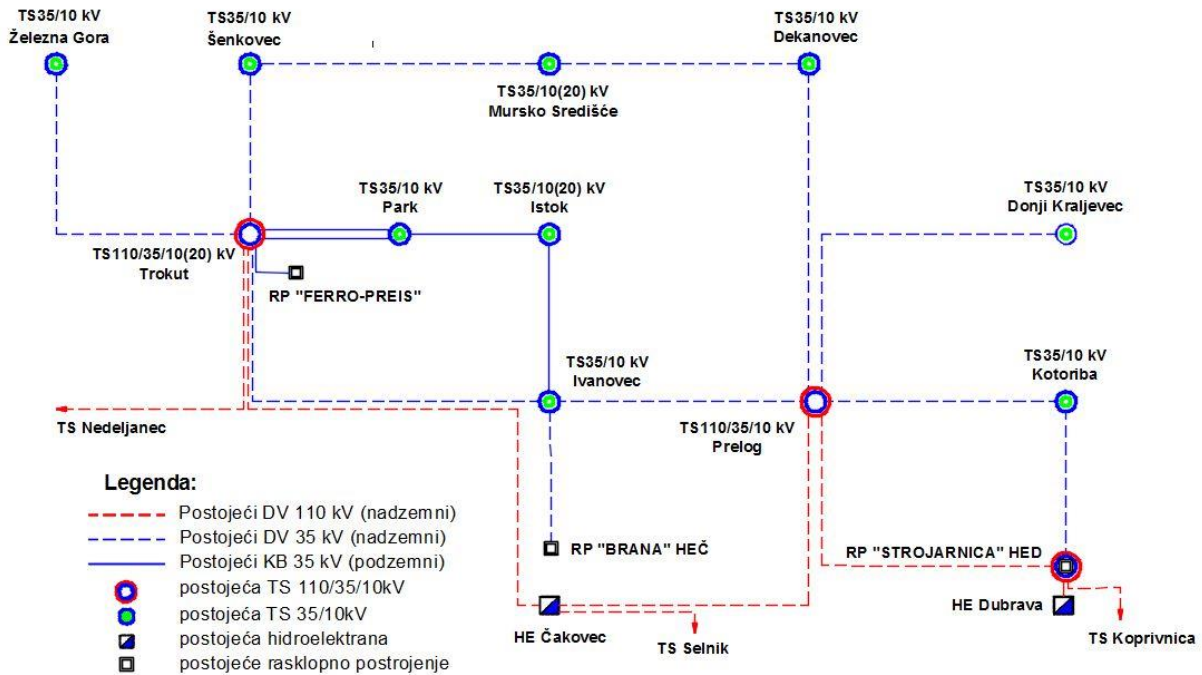
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	55,54	
2009	57,22	3,02%
2010	58,54	2,31%
2011	59,79	2,14%
2012	59,82	0,05%
2013	59,13	-1,15%
2014	58,14	-1,67%
2015	61,63	6,00%
2016	64,27	4,28%
2017	64,83	0,87%



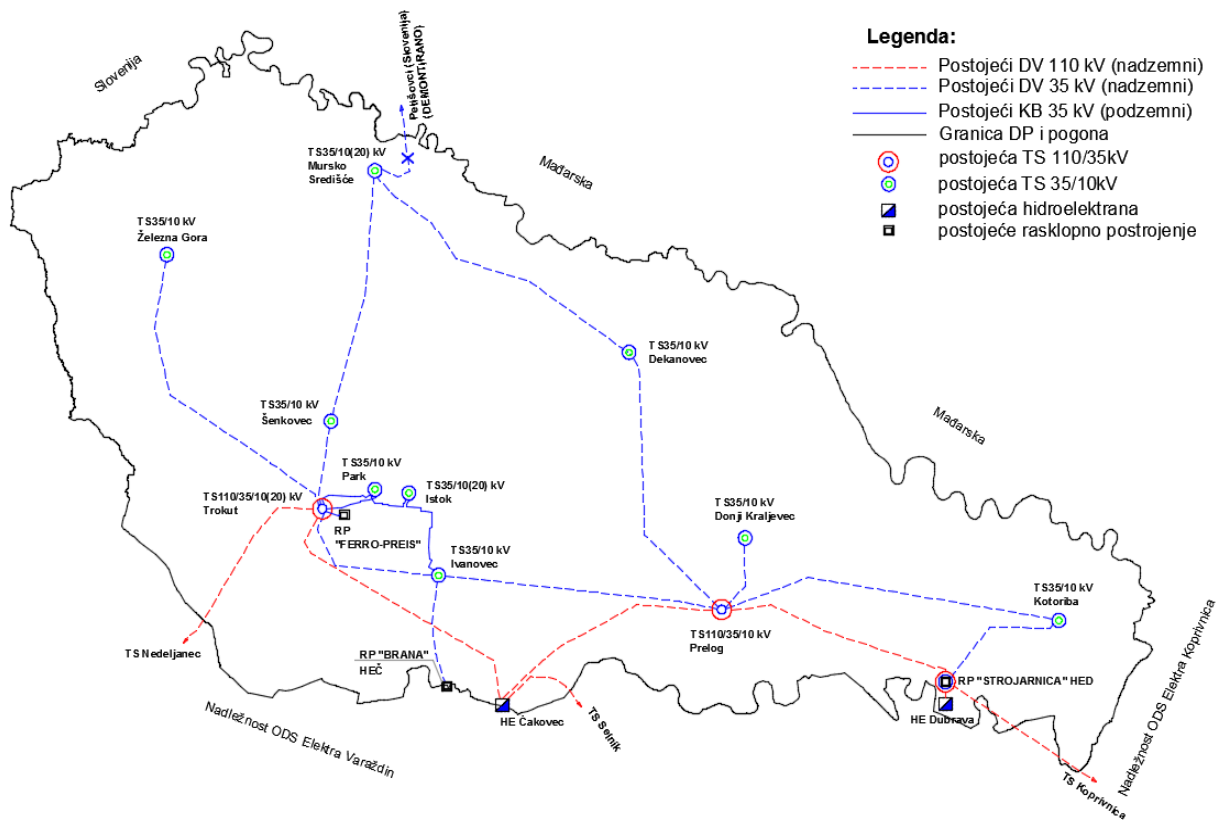
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 16,73%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
TROKUT ČAKOVEC (T01)	110/35 kV	80.000	45.612,00	57%	
	35/10 kV	16.000	11.060,00	69%	
PARK ČAKOVEC (T02)	35/10 kV	24.000	10.700,00	45%	
ISTOK ČAKOVEC (T11)	35/10 kV	16.000	9.500,00	59%	
IVANOVEC (T08)	35/10 kV	16.000	7.200,00	45%	
ŠENKOVEC (T05)	35/10 kV	16.000	6.300,00	39%	
MURSKO SREDIŠĆE (T03)	35/10 kV	16.000	6.700,00	42%	
ŽELEZNA GORA (T09)	35/10 kV	8.000	3.000,00	38%	
PRELOG (T04)	35/10 kV	16.000	10.500,00	66%	
	110/35 kV	62.000	19.757,00	32%	
DONJI KRALJEVEC (T10)	35/10 kV	8.000	3.800,00	48%	
DEKANOVEC (T06)	35/10 kV	8.000	5.000,00	63%	
KOTORIBA (T07)	35/10 kV	16.000	5.300,00	33%	



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

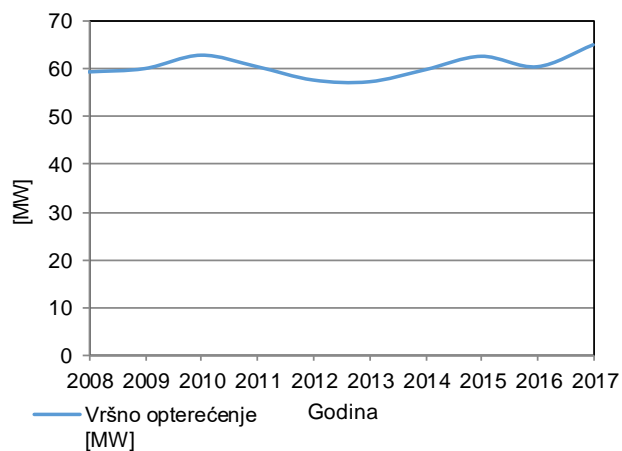


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

5. Elektra Koprivnica

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

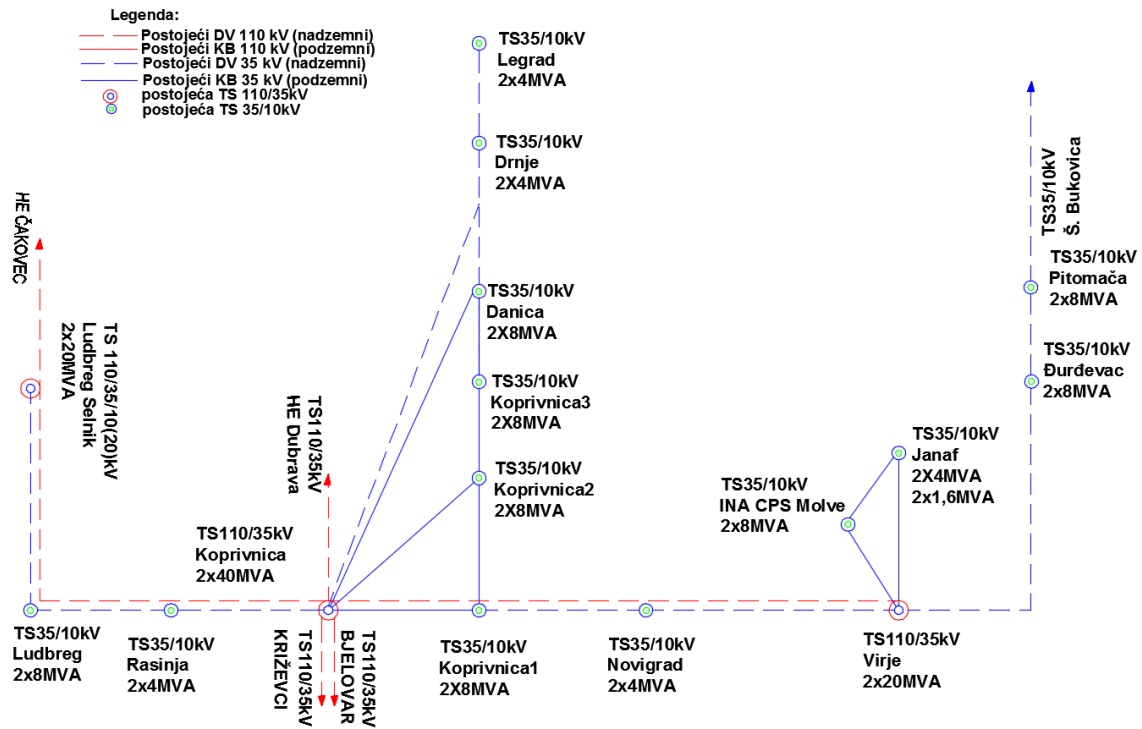
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	59,30	
2009	60,00	1,18%
2010	62,80	4,67%
2011	60,40	-3,82%
2012	57,60	-4,64%
2013	57,23	-0,64%
2014	59,75	4,40%
2015	62,57	4,72%
2016	60,38	-3,50%
2017	64,98	7,62%



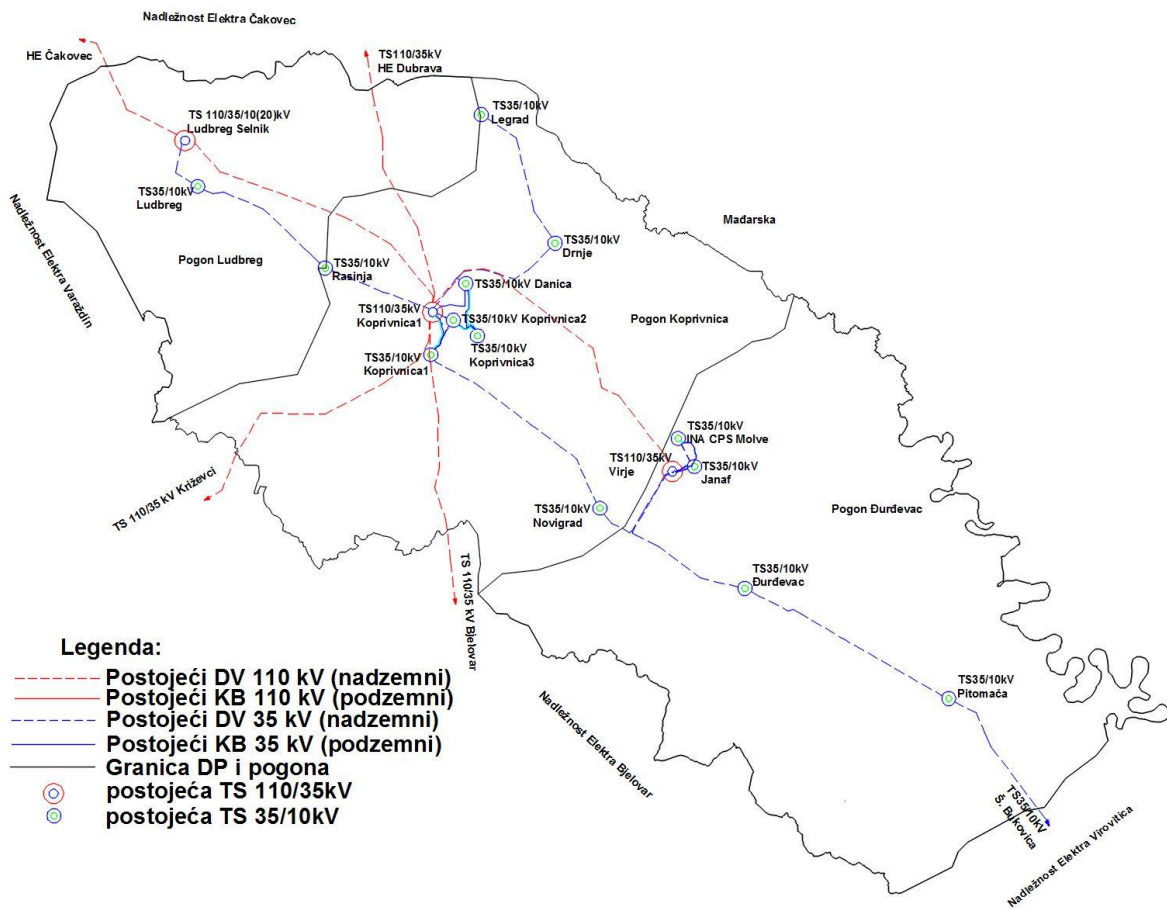
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 9,58%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
KOPRIVNICA 110	110/35 kV	80.000	44.800,00	56%	
KOPRIVNICA 1	35/10 kV	16.000	7.700,00	48%	
KOPRIVNICA 2	35/10 kV	24.000	7.400,00	31%	
KOPRIVNICA 3	35/10 kV	16.000	7.300,00	46%	
DANICA	35/10 kV	16.000	9.400,00	59%	
DRNJE	35/10 kV	8.000	5.000,00	63%	
LEGRAD	35/10 kV	8.000	1.100,00	14%	
NOVIGRAD	35/10 kV	8.000	2.300,00	29%	
	110/35 kV	40.000	17.600,00	44%	
SELNIK	35/10 kV	16.000	12.100,00	76%	
LUDBREG	35/10 kV	16.000	5.350,00	33%	
RASINJA	35/10 kV	8.000	2.200,00	28%	
VIRJE	110/35 kV	40.000	22.310,00	56%	
ĐURĐEVAC	35/10 kV	16.000	8.800,00	55%	
JANAF	35/10 kV	8.000	3.700,00	46%	1.000
PITOMAČA	35/10 kV	16.000	5.700,00	36%	



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

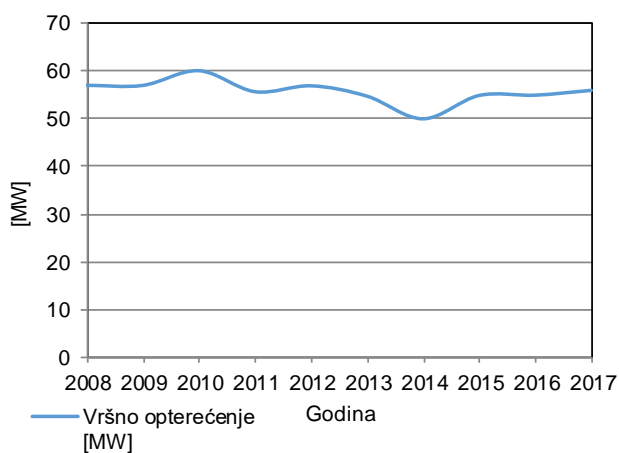


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

6. Elektra Bjelovar

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

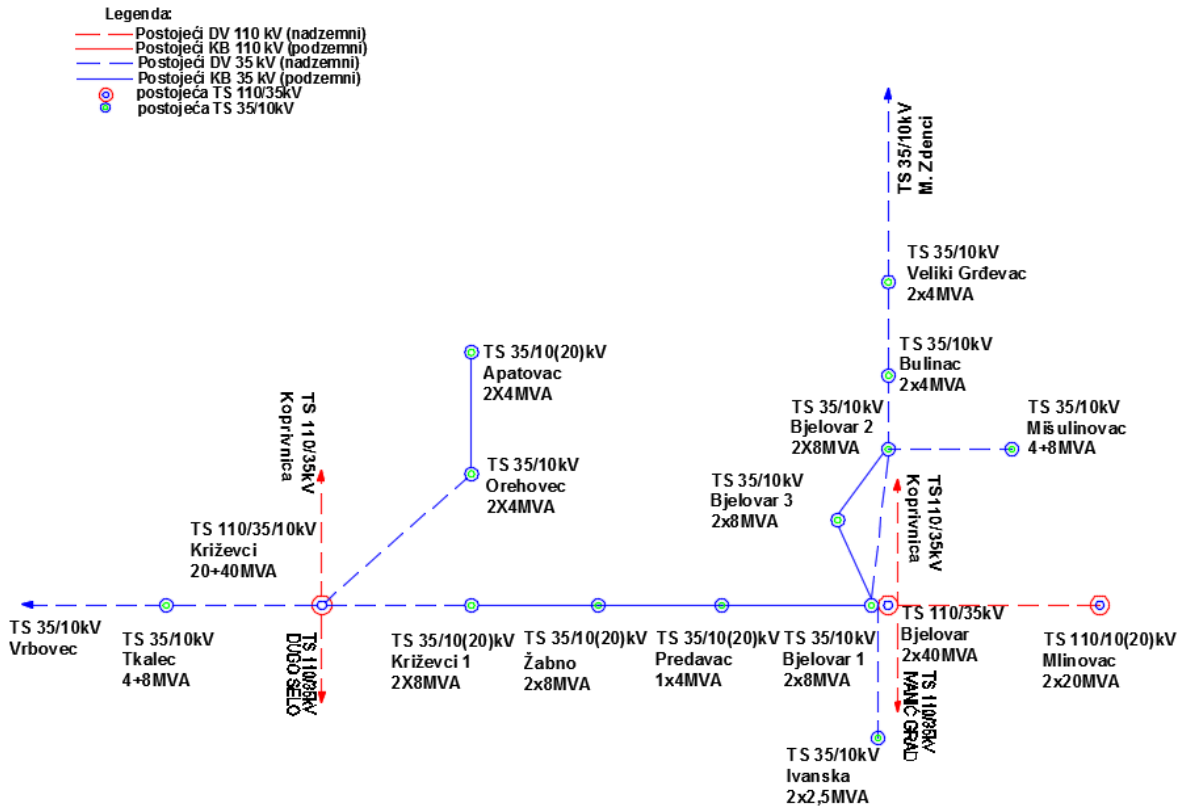
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	57,08	
2009	57,06	-0,04%
2010	60,15	5,42%
2011	55,73	-7,35%
2012	56,97	2,23%
2013	54,79	-3,83%
2014	50,02	-8,71%
2015	54,94	9,84%
2016	55,00	0,11%
2017	56,01	1,84%



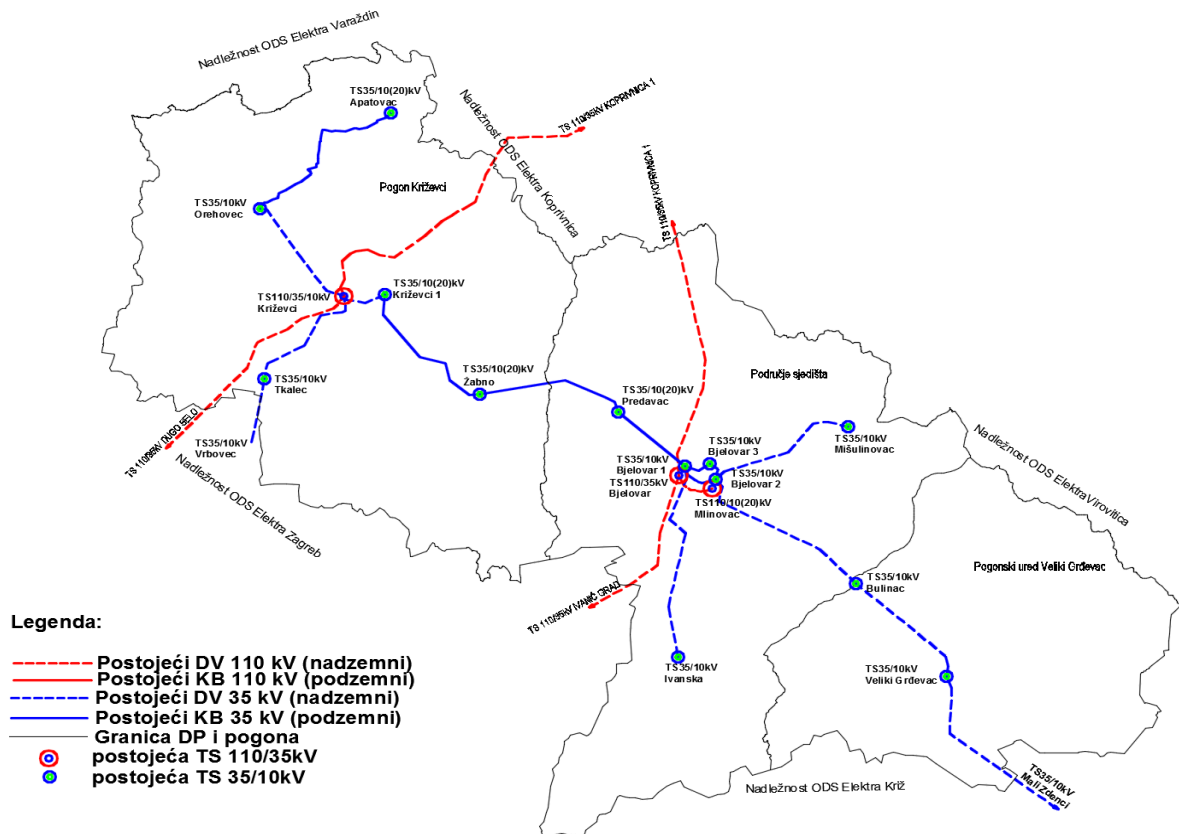
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -1,87%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
BJELOVAR 1	35/10 kV	16.000	9.396,00	59%	1.000
BJELOVAR 2	35/10 kV	16.000	11.454,00	72%	
BJELOVAR 3	35/10 kV	16.000	8.336,00	52%	
BULINAC	35/10 kV	8.000	3.041,00	38%	
VELIKI GRĐEVAC	35/10 kV	8.000	2.227,00	28%	
PREDAVAC	35/10 kV	8.000	2.567,00	32%	999
IVANSKA	35/10 kV	6.500	1.918,00	30%	
MIŠULINOVAC	35/10 kV	8.000	2.649,00	33%	
KRIŽEVCI	110/10 kV	19.970	5.648,00	28%	
	110/35 kV	60.000	16.799,00	28%	2.000
KRIŽEVCI 1	35/10 kV	16.000	5.320,00	33%	
ŽABNO	35/10 kV	16.000	4.134,00	26%	
APATOVAC	35/10 kV	8.000	1.784,00	22%	
OREHOVEC	35/10 kV	8.000	2.464,00	31%	
TKALEC	35/10 kV	12.000	2.876,00	24%	
MLINOVAC	110/10 kV	40.000	11.928,00	30%	



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

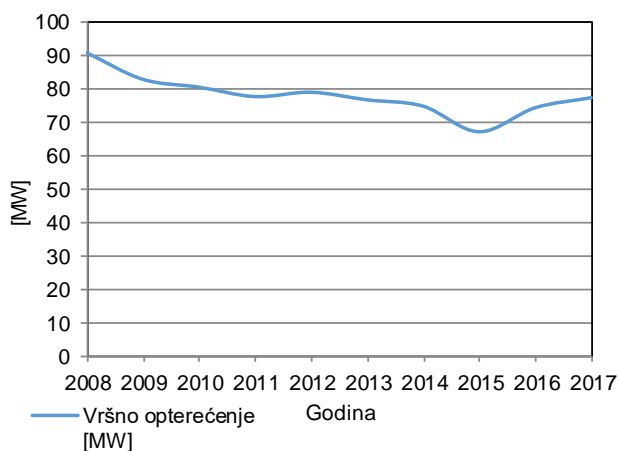


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

7. Elektra Križ

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

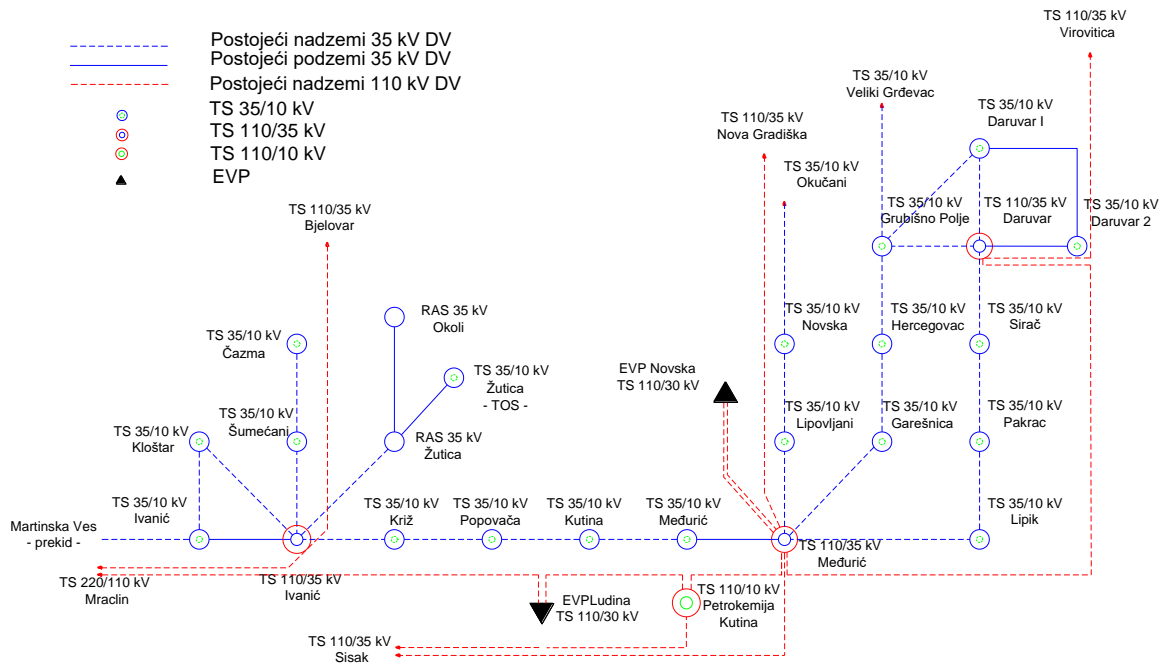
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	90,87	
2009	82,85	-8,83%
2010	80,49	-2,85%
2011	77,63	-3,55%
2012	78,95	1,70%
2013	76,65	-2,91%
2014	74,73	-2,50%
2015	66,98	-10,37%
2016	74,25	10,85%
2017	77,30	4,11%



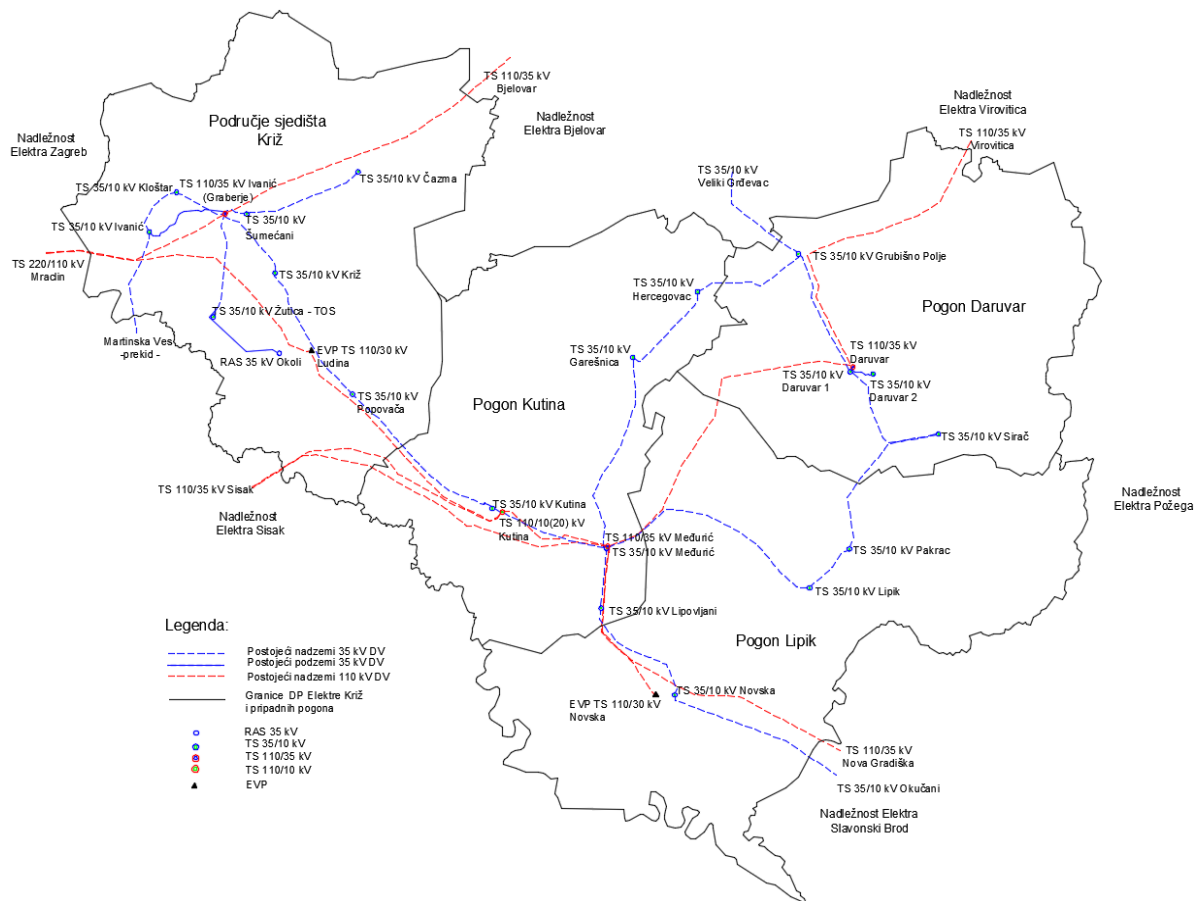
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -14,93%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
IVANIĆ	110/35 kV	80.000	31.060,00	39%	
IVANIĆ	35/10 kV	16.000	7.434,00	46%	1.000
KLOŠTAR	35/10 kV	16.000	7.603,00	48%	
ŠUMEČANI	35/10 kV	8.000	4.015,00	50%	
KRIŽ	35/10 kV	16.000	5.820,00	36%	
ČAZMA	35/10 kV	16.000	5.063,00	32%	
POPOVAČA	35/10 kV	16.000	5.907,00	37%	
MEĐURIĆ	110/35 kV	71.500	35.682,00	50%	
KUTINA	35/10 kV	16.000	11.664,00	73%	
LIPOVLJANI	35/10 kV	8.000	3.974,00	50%	
NOVSKA	35/10 kV	16.000	7.608,00	48%	
MEĐURIĆ	35/10 kV	5.000	2.678,00	54%	1.000
GAREŠNICA	35/10 kV	16.000	5.051,00	32%	
PAKRAC	35/10 kV	8.000	3.090,00	39%	
LIPIK	35/10 kV	16.000	5.069,00	32%	
DARUVAR	110/35 kV	40.000	16.819,00	42%	999
DARUVAR 1	35/10 kV	8.000	4.991,00	62%	
DARUVAR 2	35/10 kV	24.000	3.563,00	15%	
HERCEGOVAC	35/10 kV	8.000	1.264,00	16%	
MALI ZDENCI	35/10 kV	8.000	3.674,00	46%	
SIRAČ	35/10 kV	8.000	2.102,00	26%	
KUTINA	110/10 kV	20.000	11.227,00	56%	



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

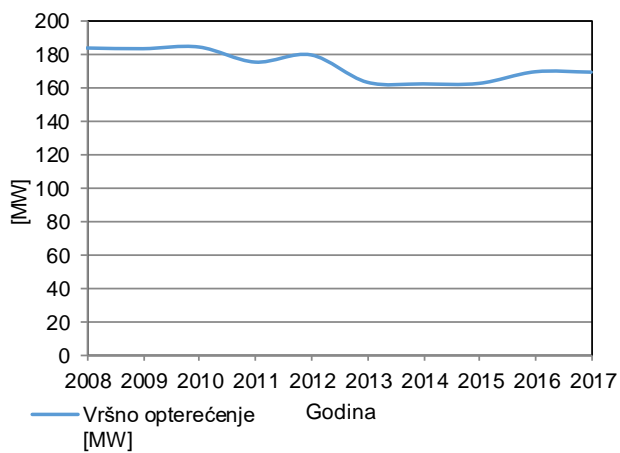


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

8. Elektroslavonija Osijek

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	184,40	
2009	184,00	-0,22%
2010	185,00	0,54%
2011	176,00	-4,86%
2012	180,30	2,44%
2013	164,00	-9,04%
2014	163,00	-0,61%
2015	163,29	0,18%
2016	170,23	4,25%
2017	170,00	-0,14%

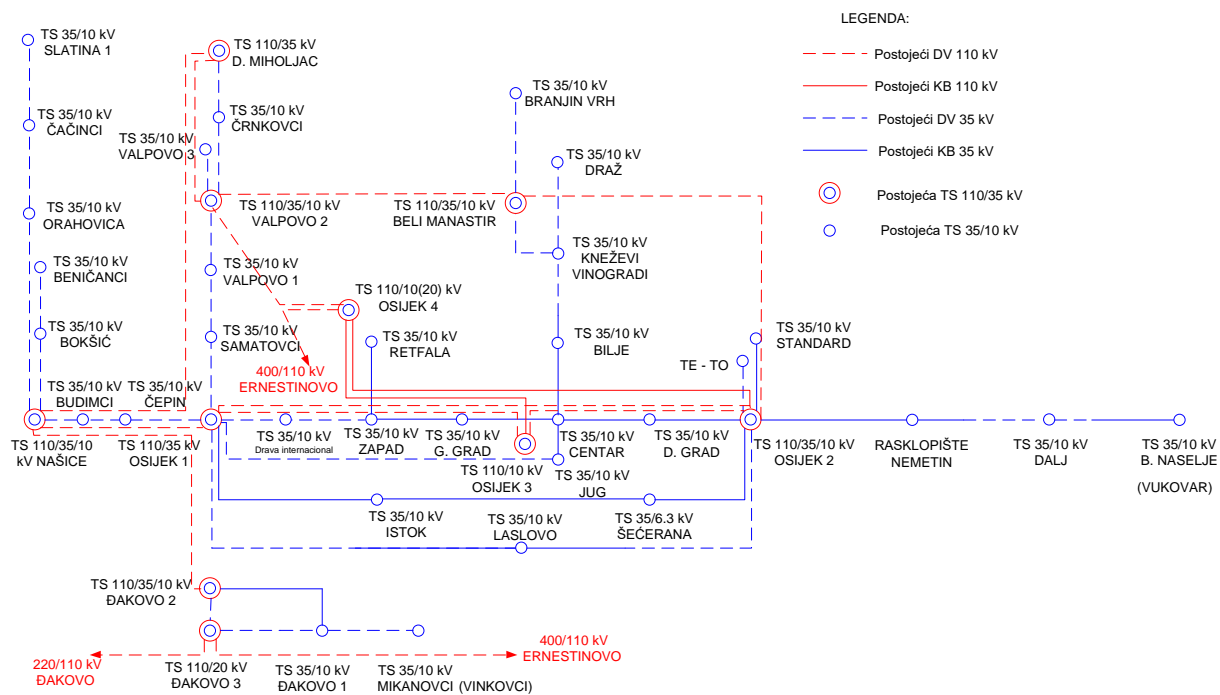


Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -7,81%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
OSIJEK 1	110/35 kV	80.000	28.563,23	36%	3.700
GORNJI GRAD	35/10 kV	16.000	2.664,87	17%	
ZAPAD	35/10 kV	16.000	3.514,84	22%	
ISTOK	35/10 kV	16.000	3.533,06	22%	
CENTAR	35/10 kV	16.000	6.243,85	39%	
RETFALA	35/10 kV	16.000	3.095,98	19%	
ČEPIN	35/10 kV	16.000	6.822,02	43%	
BUDIMCI	35/10 kV	8.000	2.805,32	35%	
SAMATOVCI	35/10 kV	8.000	3.496,63	44%	
LASLOVO	35/10 kV	8.000	546,34	7%	
	110/35 kV	80.000	27.606,88	35%	
OSIJEK 2	35/10 kV	16.000	7.905,90	49%	
STANDARD	35/10 kV	8.000	582,77	7%	
DONJI GRAD	35/10 kV	16.000	6.264,79	39%	
DALJ	35/10 kV	12.000	3.825,43	32%	
OSIJEK 3	110/10 kV	120.000	23.820,00	20%	
	110/20 kV	20.000	2.767,21	14%	
OSIJEK 4	110/10 kV	20.000	8.213,44	41%	
	35/10 kV	16.000	5.540,33	35%	
BELI MANASTIR	110/35 kV	60.000	4.526,76	8%	
BILJE	35/10 kV	16.000	5.610,64	35%	
KNEŽEVI VINOGRADI	35/10 kV	8.000	2.258,24	28%	
DRAŽ	35/10 kV	5.000	1.019,85	20%	
	35/6.3 kV	4.000	0,00	0%	
BRANJIN VRH	35/10 kV	8.000	1.976,47	25%	4.600
	110/35 kV	62.000	12.241,39	20%	
ĐAKOVO 2	35/10 kV	16.000	6.311,96	39%	1.900
ĐAKOVO 1	35/10 kV	12.000	6.248,21	52%	1.000
	110/20 kV	20.000	3.326,32	17%	
ĐAKOVO 3	20/10 kV	8.000	2.915,79	36%	7.100
	110/10 kV	40.000	9.451,83	24%	
	110/35 kV	20.000	0,00	0%	2.499
NAŠICE	35/10 kV	25.000	0,00	0%	
ORAOVICA	35/10 kV	16.000	4.463,01	28%	
ČAČINCI	35/10 kV	8.000	1.456,93	18%	
	110/35 kV	44.000	11.731,33	27%	
VALPOVO 2	35/10 kV	16.000	6.375,72	40%	
VALPOVO 1	35/10 kV	16.000	1.238,39	8%	
DONJI MIHOLJAC	110/35 kV	100.000	6.822,02	7%	490
DONJI MIHOLJAC	35/10 kV	16.000	6.392,28	40%	
ČRNKOVC	35/10 kV	8.000	546,35	7%	

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

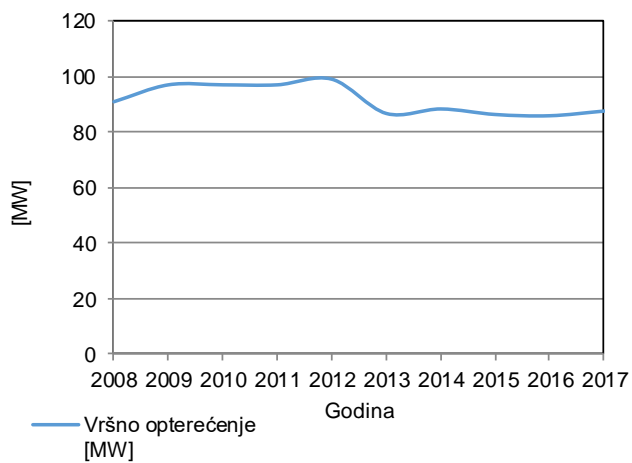


Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

9. Elektra Vinkovci

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	91,00	
2009	97,00	6,59%
2010	97,00	0,00%
2011	97,00	0,00%
2012	99,00	2,06%
2013	86,83	-12,29%
2014	88,43	1,84%
2015	86,46	-2,23%
2016	86,02	-0,51%
2017	87,69	1,94%

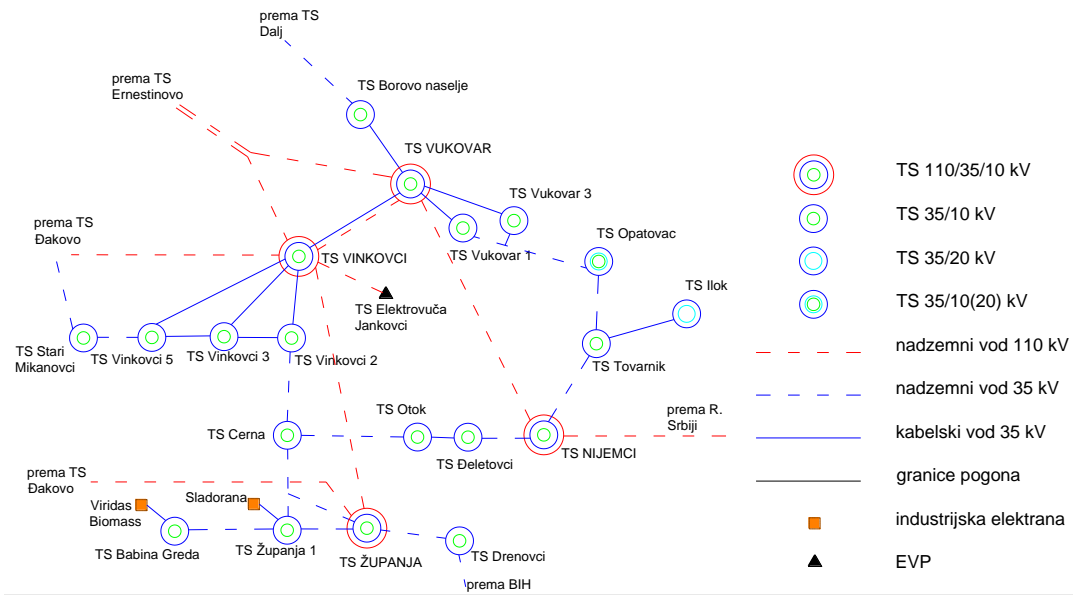


Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -3,64%

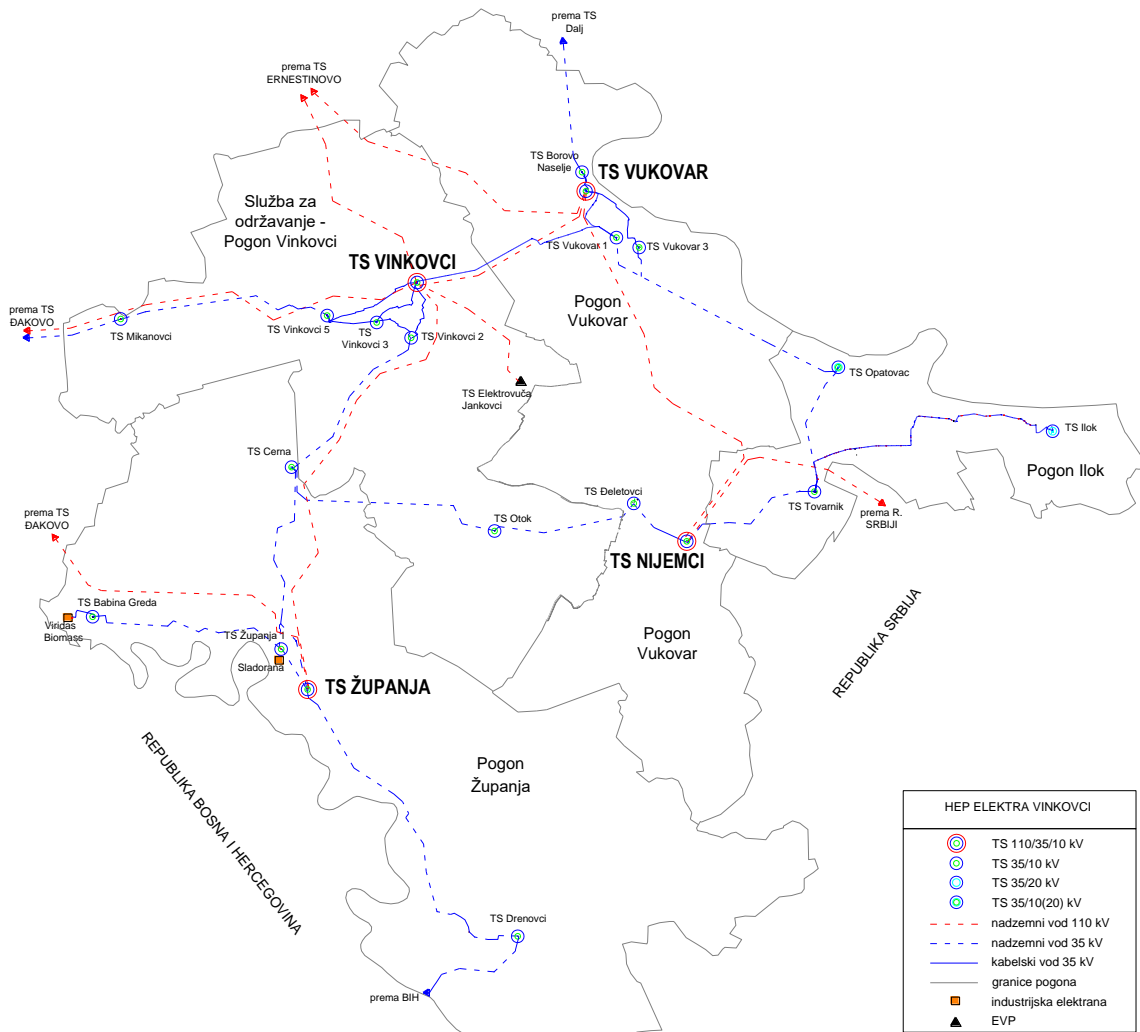
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
VINKOVCI 1	35/10 kV	16.000	10.200,00	64%	
	110/35 kV	80.000	32.020,00	40%	
VINKOVCI 2	35/10 kV	16.000	10.880,00	68%	
VINKOVCI 3	35/10 kV	16.000	11.410,00	71%	
VINKOVCI 5	35/10 kV	16.000	3.500,00	22%	
STARI MIKANOVC	35/10 kV	8.000	3.660,00	46%	
VUKOVAR 2	35/10 kV	16.000	7.590,00	47%	
	110/35 kV	80.000	19.010,00	24%	
VUKOVAR 1	35/10 kV	12.000	5.260,00	44%	
VUKOVAR 3	35/10 kV	12.000	3.780,00	32%	
BOROVO NASELJE	35/10 kV	16.000	4.440,00	28%	
ŽUPANJA 2	35/10 kV	16.000	8.100,00	51%	
	110/35 kV	80.000	21.440,00	27%	
ŽUPANJA 1	35/10 kV	16.000	6.900,00	43%	
DRENOVCI	35/10 kV	8.000	4.710,00	59%	
BABINA GREDA	35/10 kV	16.000	4.790,00	30%	
CERNA	35/10 kV	8.000	5.360,00	67%	
NIJEMCI	110/35 kV	40.000	14.900,00	37%	
	35/10 kV	8.000	3.356,00	42%	
	35/20 kV	8.000	2.130,00		
OTOK	35/10 kV	12.000	4.150,00	35%	
ILOK	35/20 kV	16.000	2.860,00	18%	
OPATOVAC	35/20 kV	4.000	2.360,00	59%	
	35/6,3 kV	2.500	0,00	0%	
	35/10 kV	4.000	450,00	11%	
TOVARNIK	35/10 kV	8.000	1.290,00	16%	

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

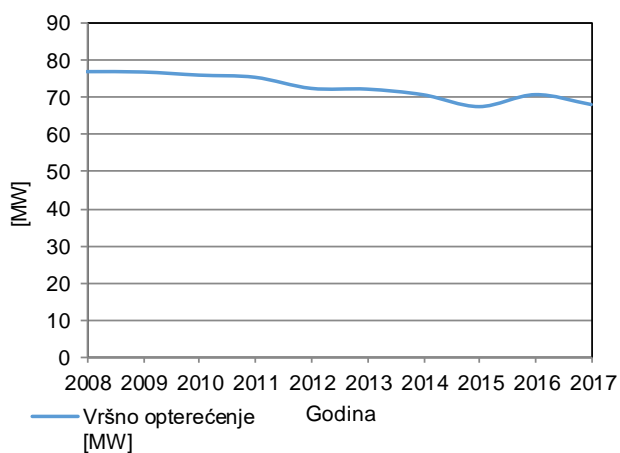


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

10. Elektra Slavonski Brod

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

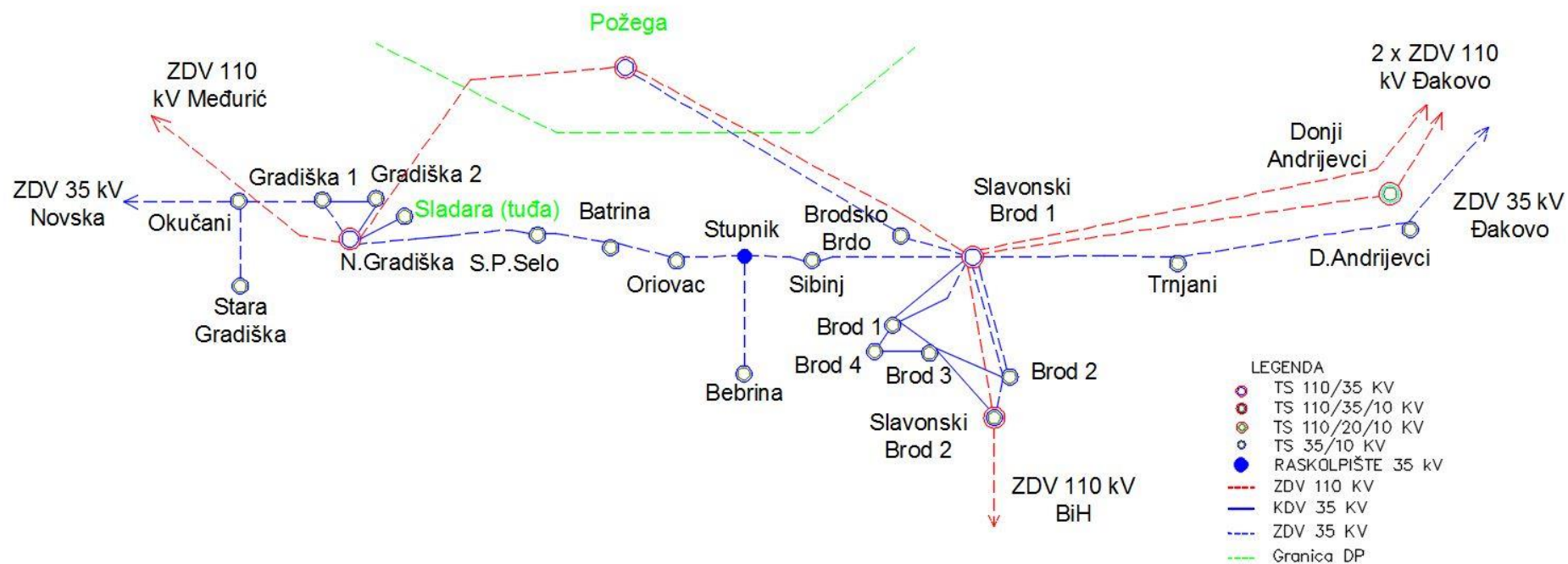
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	76,82	
2009	76,72	-0,13%
2010	75,88	-1,09%
2011	75,30	-0,76%
2012	72,32	-3,96%
2013	72,11	-0,29%
2014	70,60	-2,09%
2015	67,41	-4,52%
2016	70,63	4,78%
2017	67,97	-3,77%



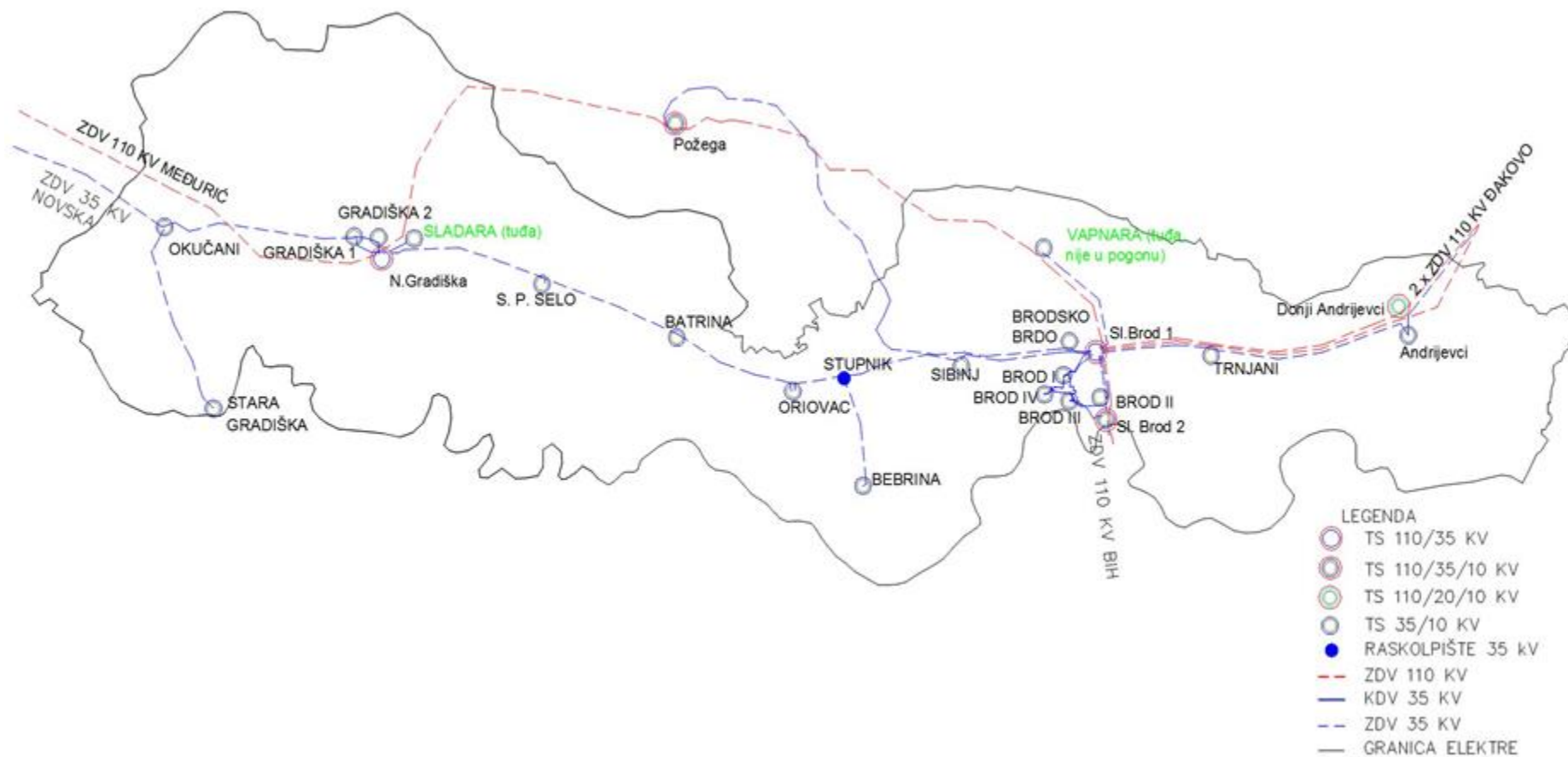
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -11,52%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
SLAVONSKI BROD 1 - PODVINJE	110/35 kV	80.000	40.290,00	50%	
TRNJANI	35/10 kV	8.000	4.570,00	57%	
BROD I	35/10 kV	32.000	7.160,00	22%	
BRODSKO BRDO	35/10 kV	12.000	6.410,00	53%	
SIBINJ	35/10 kV	5.000	3.090,00	62%	
BEBRINA	35/10 kV	6.500	2.390,00	37%	
ORIOVAC	35/10 kV	8.000	4.030,00	50%	
	110/35 kV	40.000	15.390,00	38%	
SLAVONSKI BROD 2-BJELIŠ	35/10 kV	16.000	10.480,00	66%	
BROD II	35/10 kV	16.000	7.740,00	48%	
BROD III	35/10 kV	16.000	5.670,00	35%	
	20/10 kV	8.000	4.480,00	56%	
DONJI ANDRIJEVCI	110/20 kV	40.000	8.160,00	20%	
NOVA GRADIŠKA	110/35 kV	60.000	31.640,00	53%	
BATRINA	35/10 kV	6.500	2.850,00	44%	
STARO PETROVO SELO	35/10 kV	6.500	4.200,00	65%	
NOVA GRADIŠKA I	35/10 kV	16.000	7.180,00	45%	
NOVA GRADIŠKA II	35/10 kV	8.000	4.770,00	60%	
OKUČANI	35/10 kV	5.000	2.150,00	43%	
STARA GRADIŠKA	35/10 kV	3.200	1.360,00	43%	2.000



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

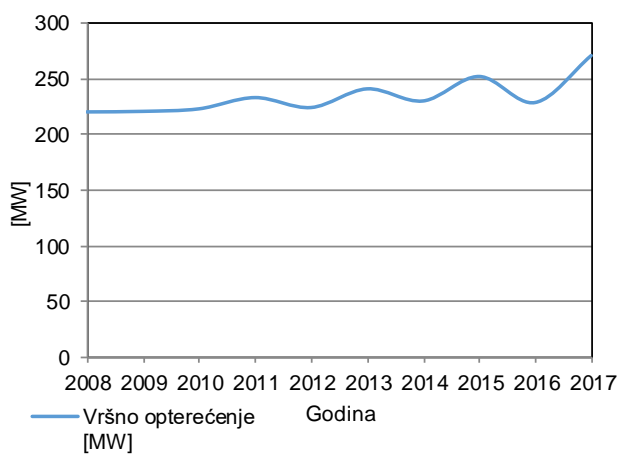


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

11. Elektroistra Pula

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

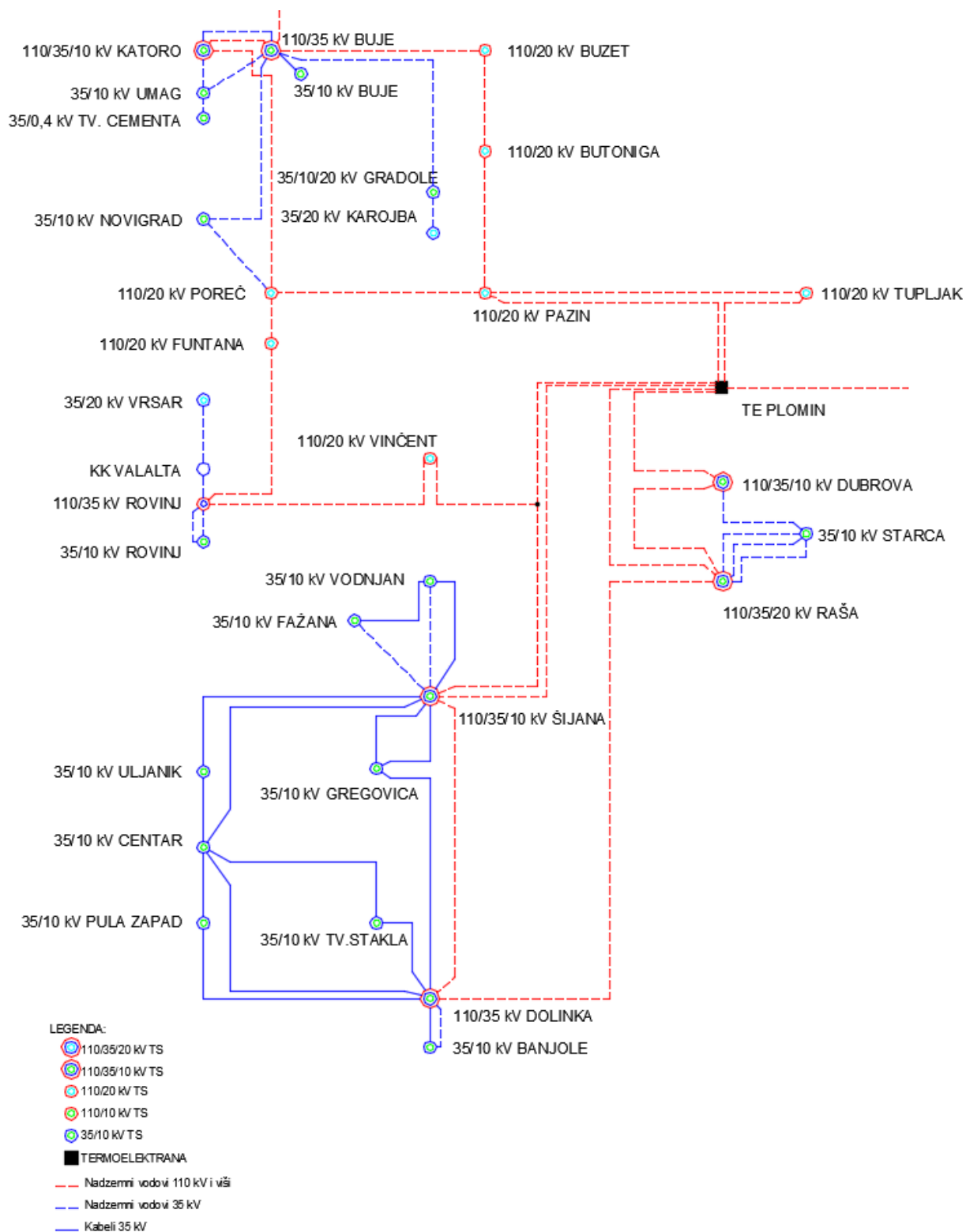
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	219,99	
2009	220,50	0,23%
2010	222,80	1,04%
2011	233,10	4,62%
2012	224,00	-3,90%
2013	241,10	7,63%
2014	230,00	-4,60%
2015	252,42	9,75%
2016	228,58	-9,44%
2017	271,54	18,79%



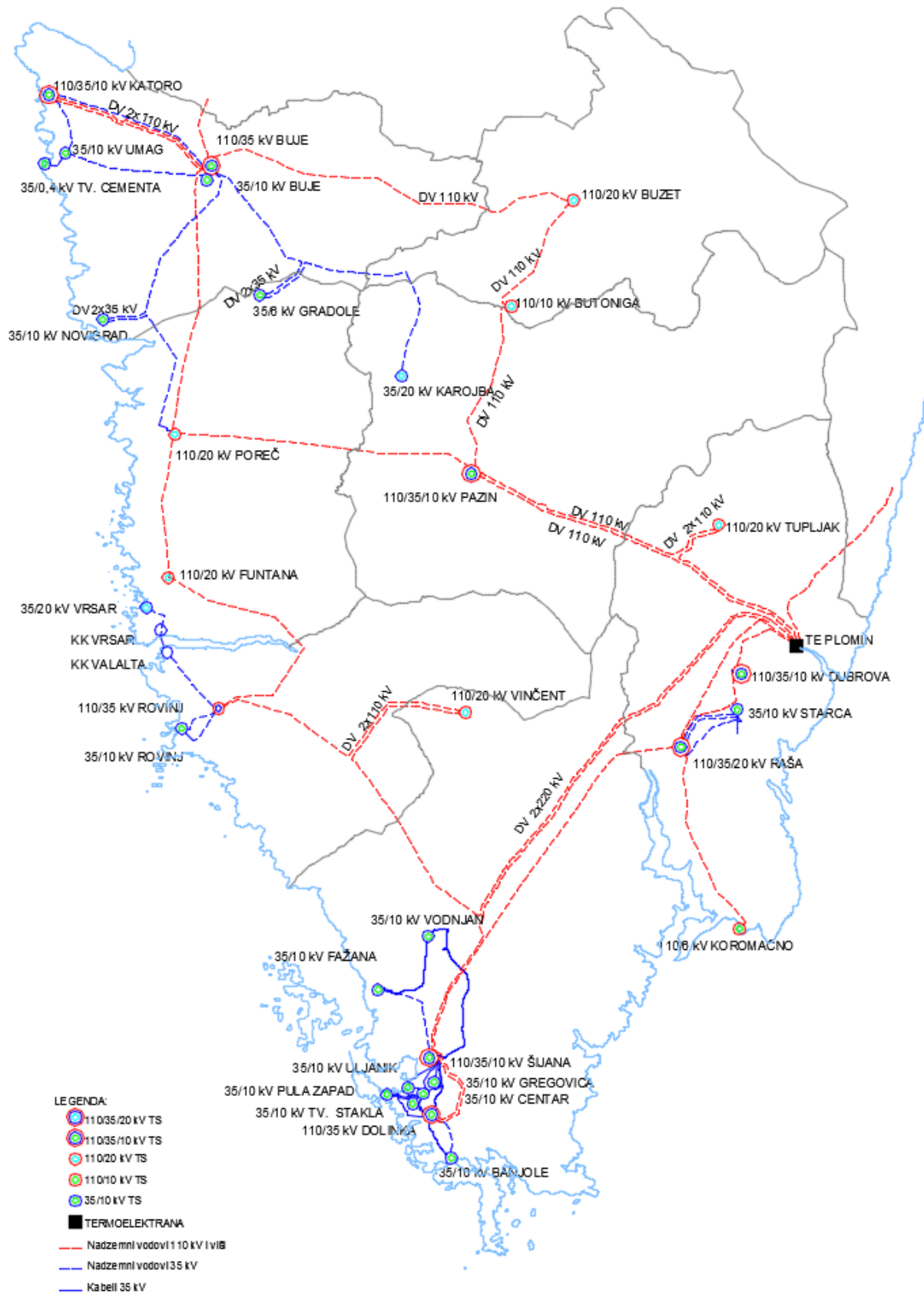
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 23,43%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
DOLINKA	110/35 kV	80.000	47.200,00	59%	
BANJOLE	35/10 kV	24.000	19.050,00	79%	
TVORNICA STAKLA	35/10 kV	6.500	2.692,00	41%	
PULA ZAPAD	35/10 kV	16.000	9.460,00	59%	
PULA CENTAR	35/10 kV	24.000	13.870,00	58%	
ŠIJANA	110/35 kV	80.000	53.420,00	67%	
GREGOVICA	35/10 kV	8.000	5.460,00	68%	
ULJANIK	35/10 kV	24.000	7.686,00	32%	
FAŽANA	35/10 kV	16.000	13.590,00	85%	
VODNJAN	35/10 kV	8.000	6.210,00	78%	
RAŠA	110/35 kV	40.000	21.680,00	54%	
	35/20 kV	4.000	0,00	0%	
	110/20 kV	20.000	12.510,00	63%	
	35/20 kV	4.000	0,00	0%	
	35/20 kV	8.000	5.399,00	67%	
STARCA	35/10 kV	8.000	5.000,00	63%	
TUPLJAK	110/20 kV	40.000	7.190,00	18%	
PAZIN	110/20 kV	40.000	15.260,00	38%	
TURNINA	110/35 kV	40.000	29.240,00	73%	
	110/35 kV	40.000	29.240,00	73%	
	35/10 kV	16.000	13.920,00	87%	
ROVINJ	35/10 kV	16.000	12.430,00	78%	
POREČ	35/20 kV	16.000	10.610,00	66%	
	110/20 kV	80.000	47.620,00	60%	
NOV IGRAD	35/10 kV	12.000	10.610,00	88%	
BUJE	110/35 kV	40.000	33.120,00	83%	
BUJE	35/10 kV	12.000	7.210,00	60%	
UMAG	35/10 kV	16.000	11.210,00	70%	
BUZET	110/20 kV	40.000	9.440,00	24%	
DUBROVA	110/35 kV	20.000	0,00	0%	
	35/10 kV	8.000	7.110,00	89%	
FUNTANA	110/20 kV	40.000	23.550,00	59%	
KATORO	110/10 kV	20.000	19.390,00	97%	
	110/35 kV	20.000	0,00	0%	
	35/10 kV	12.000	6.148,00	51%	
VINČENT	110/20 kV	40.000	9.400,00	24%	



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



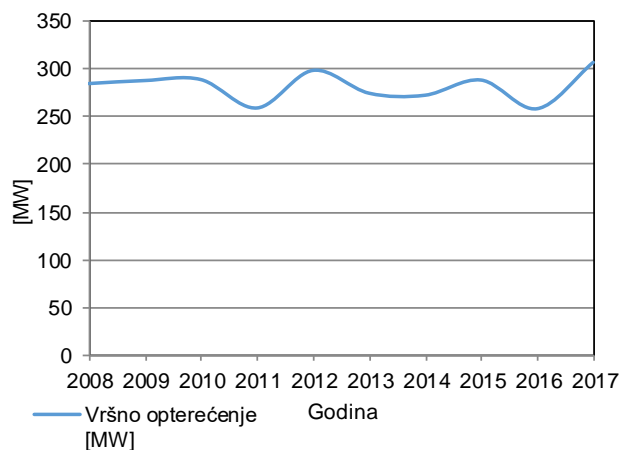
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

12. Elektroprimorje Rijeka

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	284,78	
2009	288,00	1,13%
2010	289,00	0,35%
2011	258,77	-10,46%
2012	298,81	15,47%
2013	274,50	-8,14%
2014	272,36	-0,78%
2015	288,50	5,93%
2016	258,00	-10,57%
2017	307,33	19,12%

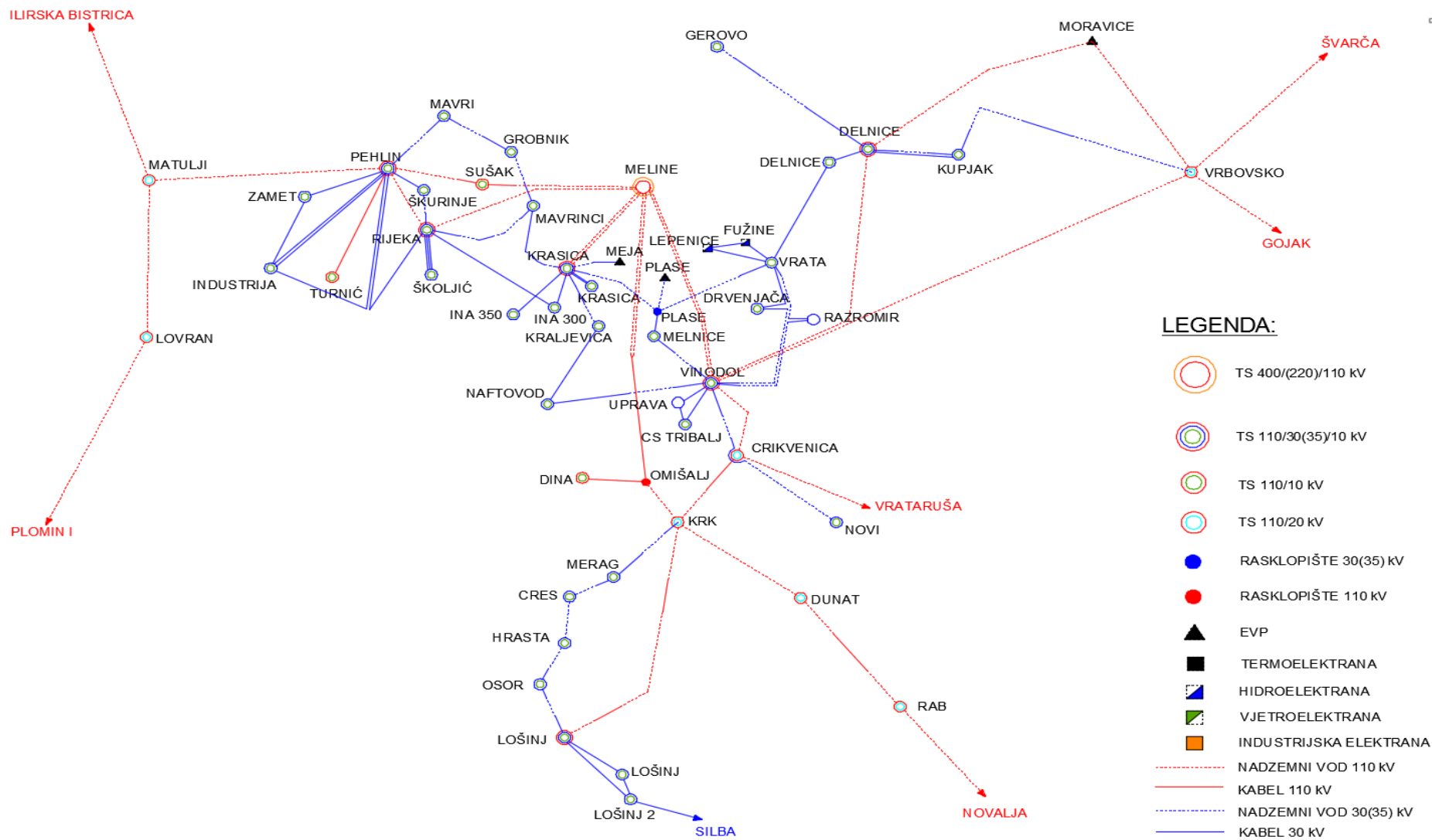
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 7,92%



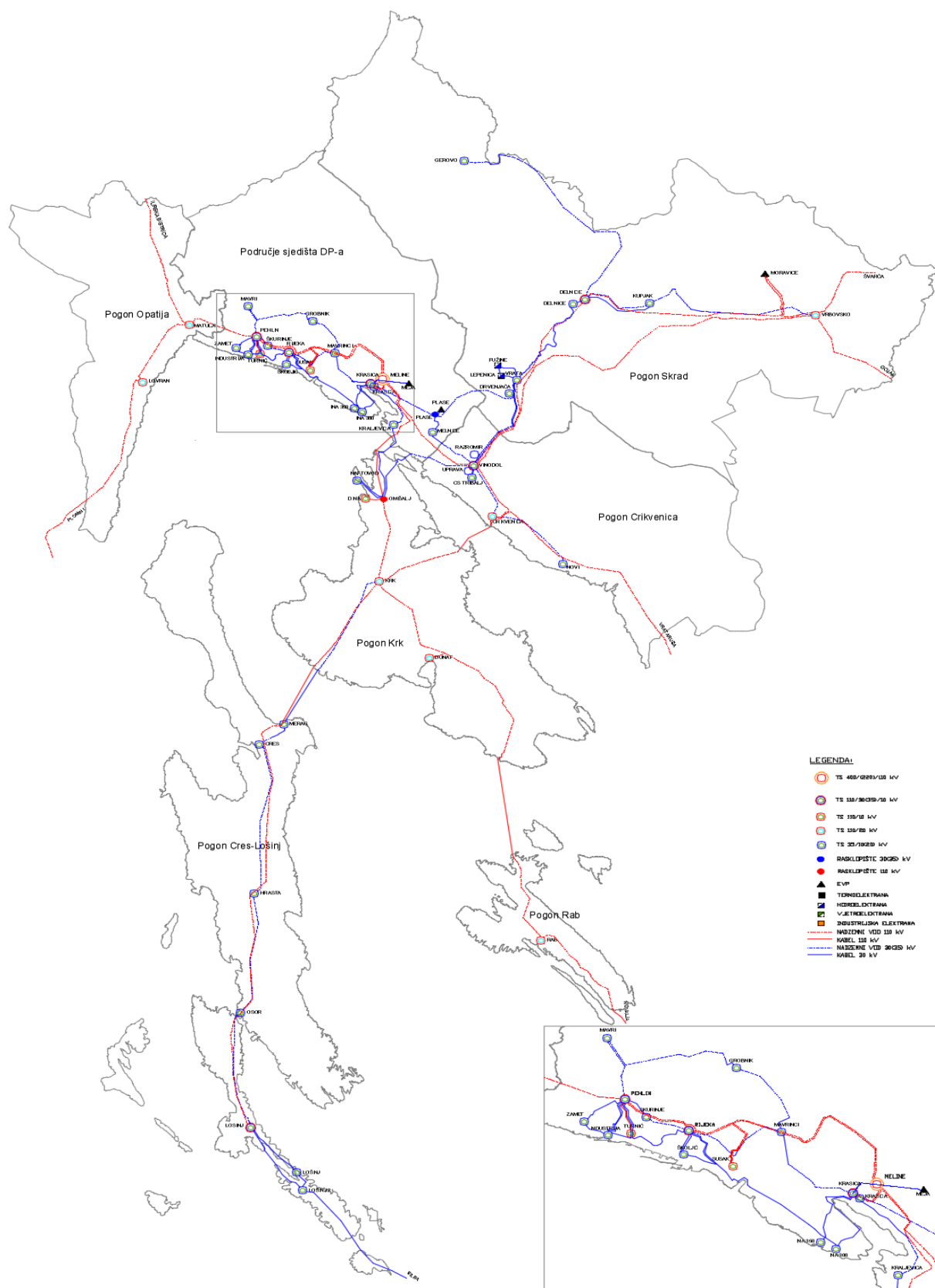
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
LOŠINJ	110/35 kV	40.000	21.940,00	55%	
LOŠINJ	35/10 kV	8.000	4.280,00	54%	
LOŠINJ 2	35/20 kV	16.000	10.210,00	64%	
OSOR	35/10 kV	4.000	2.640,00	66%	
HRASTA	35/20 kV	12.000	2.720,00	23%	
DELNICE	110/35 kV	40.000	23.720,00	59%	
DELNICE	35/20 kV	8.000	3.970,00	50%	
VRATA	35/20 kV	16.000	6.310,00	39%	
KUPJAK	35/20 kV	16.000	6.770,00	42%	
GEROVO	35/20 kV	4.000	3.230,00	81%	
PEHLIN	110/35 kV	120.000	42.420,00	35%	
INDUSTRIJA	35/10 kV	32.000	5.960,00	19%	
ZAMET	35/10 kV	16.000	12.130,00	76%	
MAVRI	35/20 kV	24.000	13.890,00	58%	1.200
	110/35 kV	71.500	39.850,00	56%	
RIJEKA	35/10 kV	40.000	0,00	0%	
ŠKURINJSKA DRAGA	35/10 kV	16.000	14.480,00	91%	
ŠKOLJIĆ	35/10 kV	32.000	22.680,00	71%	
KRASICA	110/35 kV	120.000	38.300,00	32%	
MAVRINCI	35/10 kV	16.000	8.920,00	56%	
GROBNIK	35/20 kV	16.000	14.390,00	90%	
	20/10 kV	2.500	0,00	0%	
KRASICA	35/10 kV	16.000	4.310,00	27%	
	20/10 kV	1.600	0,00	0%	
KRALJEVICA	35/10 kV	12.000	4.800,00	40%	
VINODOL	110/35 kV	40.000	20.640,00	52%	
NOVI	35/20 kV	16.000	11.690,00	73%	
CRIKVENICA	110/20 kV	40.000	35.590,00	89%	
DUNAT	110/20 kV	40.000	23.020,00	58%	
	110/20 kV	40.000	34.460,00	86%	
KRK	35/20 kV	24.000	11.980,00	50%	
CRES	35/10 kV	16.000	5.080,00	32%	
LOVRAN	110/20 kV	40.000	15.210,00	38%	
MATULJI	110/20 kV	80.000	31.350,00	39%	
RAB	110/20 kV	40.000	21.910,00	55%	
SUŠAK	110/20 kV	80.000	32.170,00	40%	
VRBOVSKO	110/20 kV	40.000	6.430,00	16%	1.900
TURNIĆ	110/10 kV	80.000	39.140,00	49%	

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

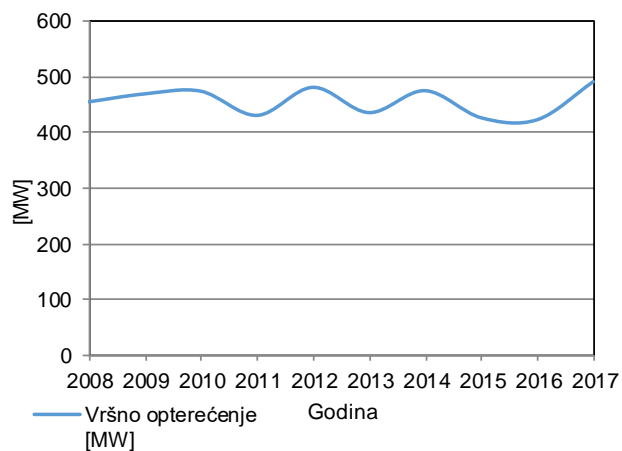


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

13. Elektrodalmacija Split

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	455,00	
2009	469,50	3,19%
2010	474,30	1,02%
2011	430,20	-9,30%
2012	481,40	11,90%
2013	435,29	-9,58%
2014	475,30	9,19%
2015	425,90	-10,39%
2016	422,27	-0,85%
2017	491,60	16,42%



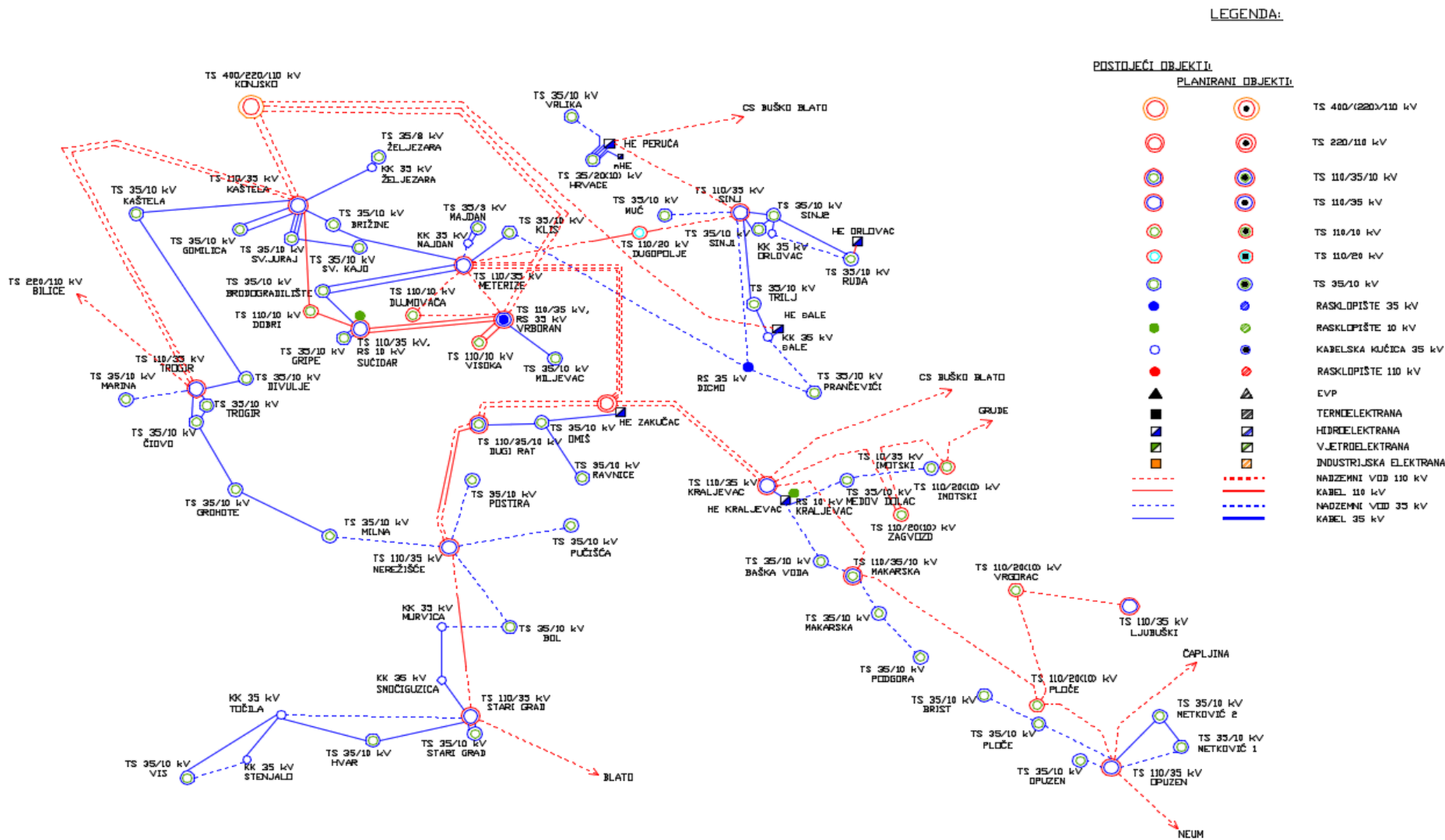
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 8,04%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

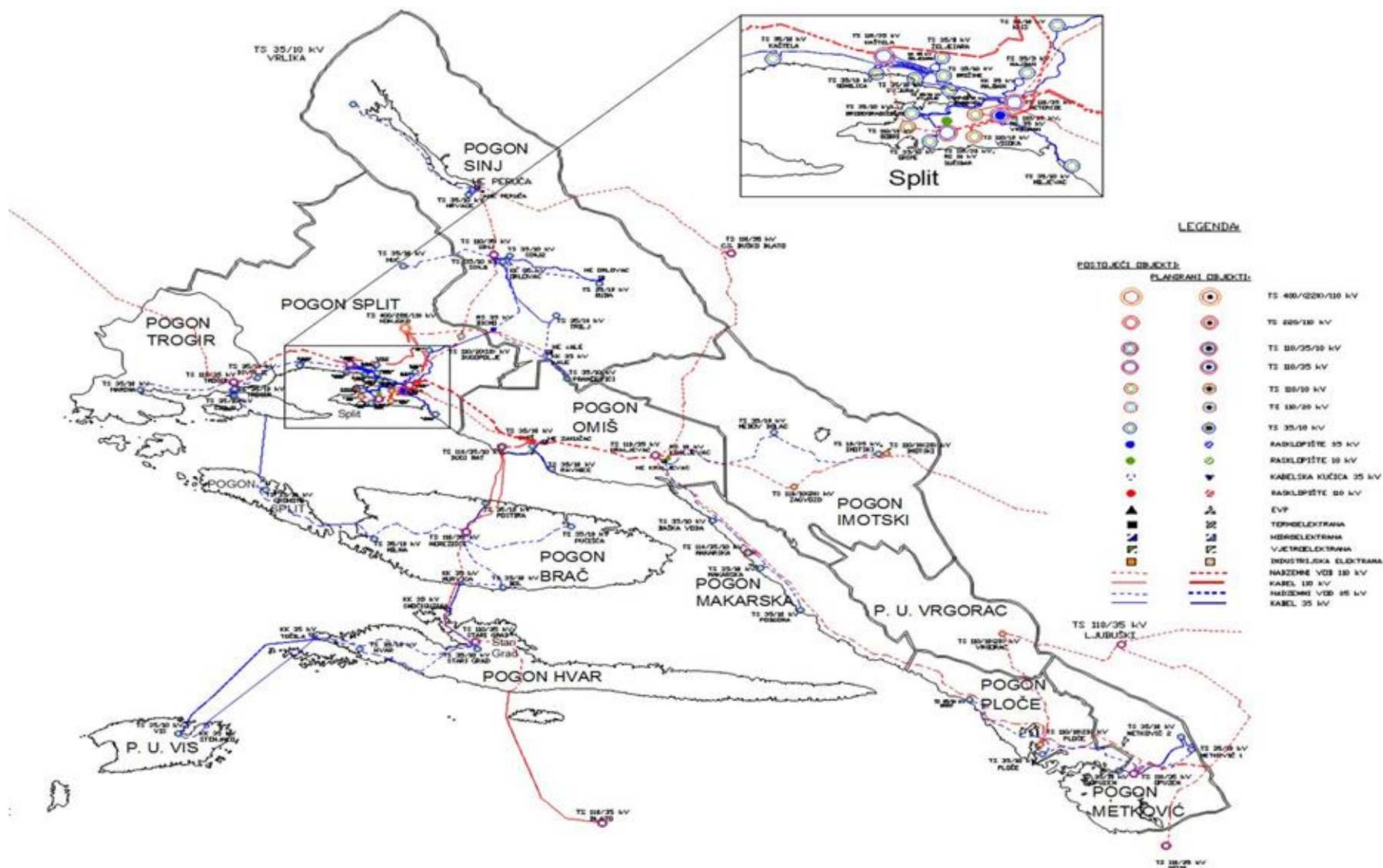
NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
SUĆIDAR	110/35 kV	126.000	36.900,00	29%	
	110/10 kV	42.000	36.900,00	88%	
GRIFE	35/10 kV	16.000	12.700,00	79%	
BRODOGRADILIŠTE	35/10 kV	48.000	18.100,00	38%	
MAKARSKA	110/35 kV	76.000	38.300,00	50%	
	35/10 kV	8.000	4.000,00	50%	
	110/10 kV	20.000	19.500,00	98%	
MAKARSKA	35/10 kV	16.000	15.200,00	95%	
BAŠKA VODA	35/10 kV	24.000	13.890,00	58%	
PODGORA	35/10 kV	32.000	14.960,00	47%	
NEREŽIŠĆA	110/35 kV	40.000	33.100,00	83%	
BOL	35/10 kV	8.000	7.820,00	98%	
MILNA	35/10 kV	8.000	5.780,00	72%	
POSTIRA	35/10 kV	16.000	12.320,00	77%	
PUČIŠĆA	35/10 kV	12.000	2.100,00	18%	
KAŠTELA	110/35 kV	189.000	67.500,00	36%	
KAŠTELA	35/10 kV	16.000	15.440,00	97%	
BRŽINE	35/10 kV	16.000	6.440,00	40%	
GOMILICA	35/10 kV	32.000	16.600,00	52%	

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRSNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
SINJ	110/35 kV	80.000	33.300,00	42%	
MUĆ	35/10 kV	8.000	2.600,00	33%	
SINJ 1	35/10 kV	16.000	10.300,00	64%	
SINJ 2	35/10 kV	16.000	11.100,00	69%	
PRANČEVIĆI	35/10 kV	8.000	2.300,00	29%	
RUDA	35/10 kV	8.000	2.900,00	36%	
TRILJ	35/10 kV	8.000	6.200,00	78%	
VRLIKA	35/10 kV	2.500	1.700,00	68%	
TROGIR	110/35 kV	80.000	51.400,00	64%	
GROHOTE	35/10 kV	8.000	3.810,00	48%	
ČIOVO	35/10 kV	32.000	18.020,00	56%	
DIVULJE	35/10 kV	16.000	4.900,00	31%	
MARINA	35/10 kV	8.000	6.840,00	86%	
TROGIR	35/10 kV	16.000	15.370,00	96%	
STARI GRAD	110/35 kV	40.000	30.000,00	75%	
STARI GRAD	35/10 kV	32.000	12.900,00	40%	
HVAR	35/10 kV	16.000	11.580,00	72%	
VIS	35/10 kV	8.000	5.850,00	73%	
VRBORAN	110/35 kV	40.000	15.500,00	39%	
MILJEVAC	35/10 kV	16.000	15.200,00	95%	
METERIZE	110/35 kV	80.000	23.400,00	29%	
KLIS	35/10 kV	16.000	6.600,00	41%	
KRALJEVAC	110/35 kV	20.000	11.900,00	60%	
KRALJEVAC	35/10 kV	8.000	6.070,00	76%	
MEDOV DOLAC	35/10 kV	8.000	2.800,00	35%	
	110/10 kV	20.000	8.000,00	40%	
DUGI RAT	110/35 kV	20.000	8.000,00	40%	
OMIŠ	35/10 kV	16.000	10.820,00	68%	
RAVNICE	35/10 kV	12.000	6.920,00	58%	
OPUZEN	110/35 kV	71.500	22.600,00	32%	
METKOVIĆ 1	35/10 kV	16.000	8.000,00	50%	
METKOVIĆ 2	35/10 kV	8.000	5.600,00	70%	
OPUZEN	35/10 kV	8.000	5.040,00	63%	
BRIST	35/10 kV	16.000	8.230,00	51%	
VРАНЈАК	35/10 kV	16.000	0,00	0%	
IMOTSKI	110/10 kV	40.000	19.400,00	49%	
IMOTSKI	35/10 kV	16.000	0,00	0%	
DOBRI	110/10 kV	80.000	47.100,00	59%	
DUGOPOLJE	110/20 kV	40.000	8.700,00	22%	
DUJMOVAČA	110/10 kV	80.000	40.400,00	51%	
PLOČE	110/20 kV	40.000	8.600,00	22%	
VISOKA	110/10 kV	80.000	75.200,00	94%	
VRGORAC	110/10 kV	40.000	6.400,00	16%	
ZAGVOZD	110/10 kV	40.000	4.700,00	12%	
ZAKUČAC	110/35 kV	40.000	17.700,00	44%	



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

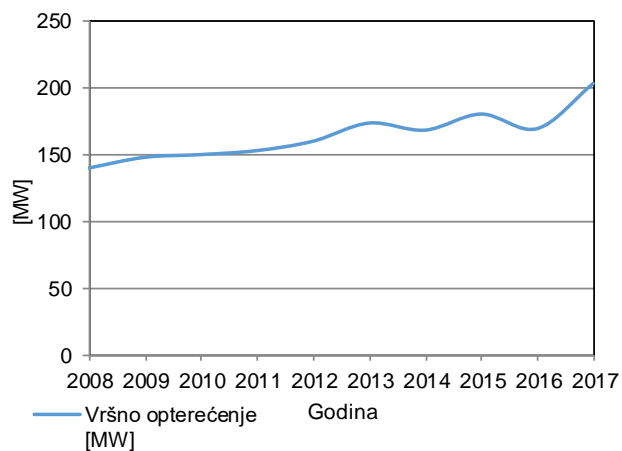


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

14. Elektra Zadar

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	140,00	
2009	148,00	5,71%
2010	150,00	1,35%
2011	153,00	2,00%
2012	160,00	4,58%
2013	173,60	8,50%
2014	168,29	-3,06%
2015	180,32	7,15%
2016	169,45	-6,03%
2017	203,16	19,89%

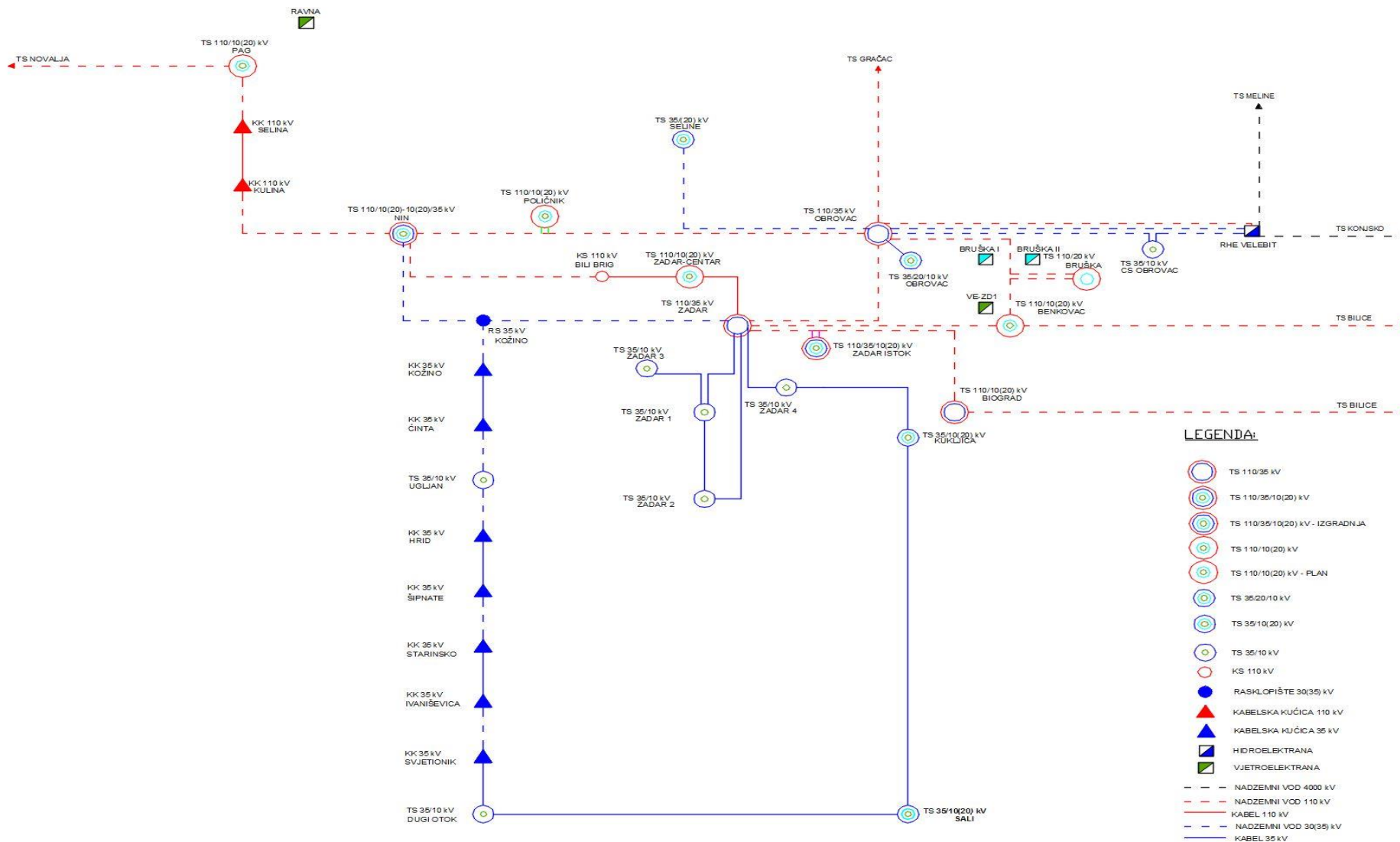


Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 45,11%

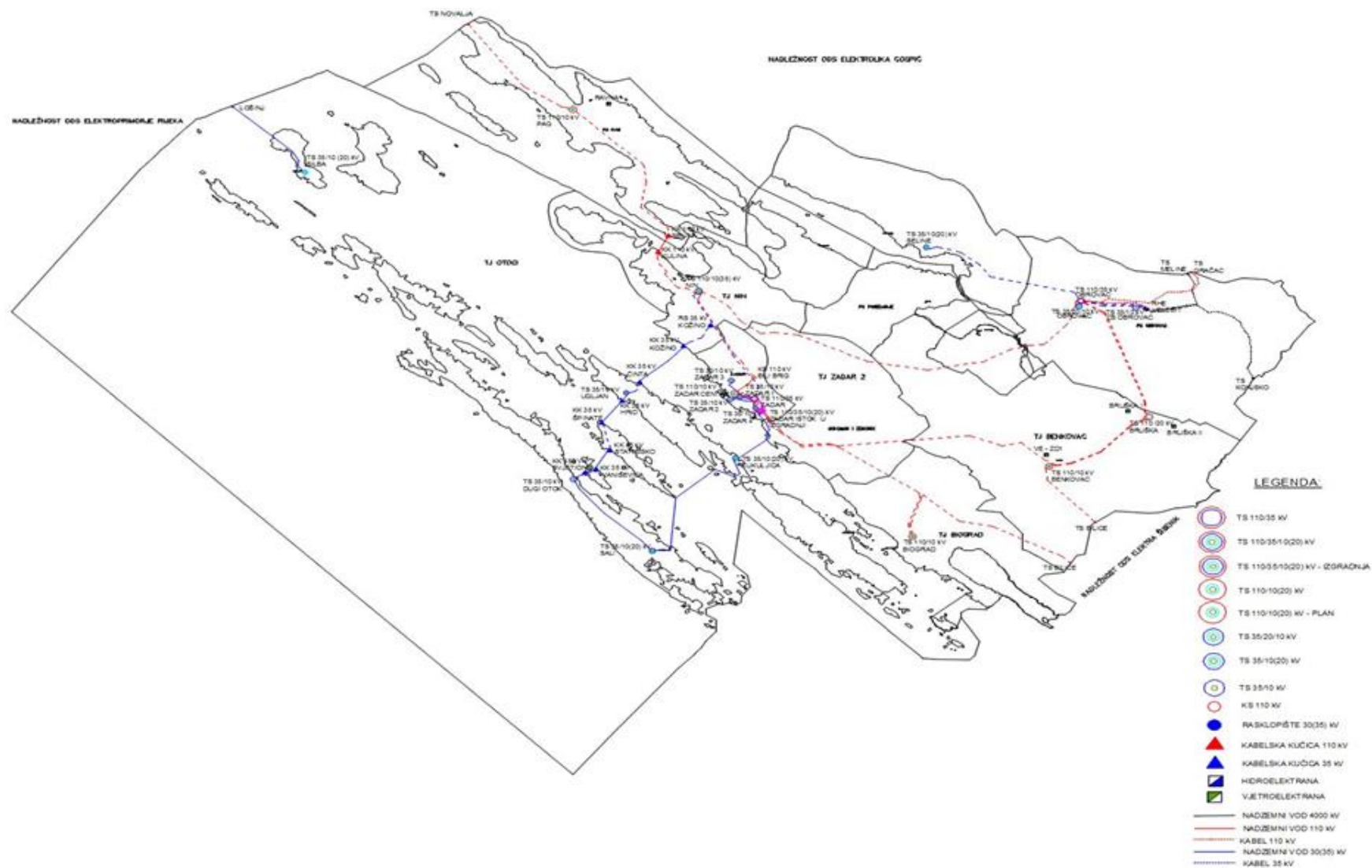
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
ZADAR 1	110/35 kV	103.000	55.420,00	54%	
ZADAR 1	35/10 kV	24.000	11.806,00	49%	
ZADAR 2	35/10 kV	16.000	3.985,00	25%	
ZADAR 3	35/10 kV	24.000	10.065,00	42%	
ZADAR 4	35/10 kV	32.000	17.156,00	54%	
UGLJAN	35/10 kV	8.000	2.419,00	30%	
DUGI OTOK	35/10 kV	4.000	2.343,00	59%	
KUKLJICA	35/10 kV	12.000	4.761,00	40%	
SALI	35/10 kV	16.000	1.391,00	9%	
SILBA	35/10 kV	8.000	2.380,00	30%	
OBROVAC	110/35 kV	40.000	18.240,00	46%	
OBROVAC	35/10 kV	16.000	3.375,00	21%	
SELINE	35/10 kV	16.000	10.845,00	68%	
BENKOVAC	110/10 kV	40.000	12.520,00	31%	
BIOGRAD	110/10 kV	40.000	27.850,00	70%	
NIN	110/10 kV	40.000	37.420,00	94%	
PAG	110/10 kV	36.000	11.290,00	31%	
ZADAR CENTAR	110/10 kV	80.000	63.230,00	79%	

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

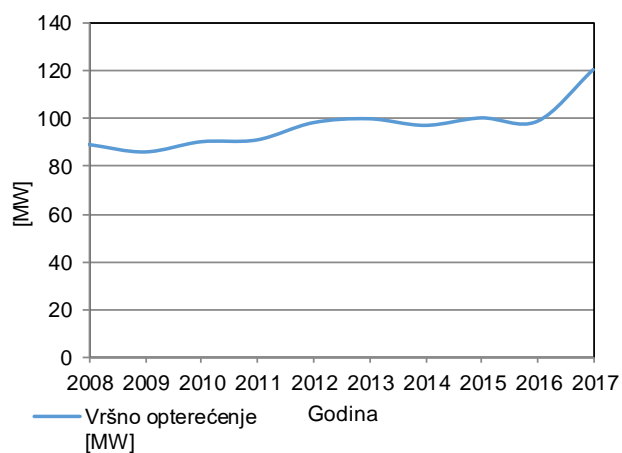


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

15. Elektra Šibenik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

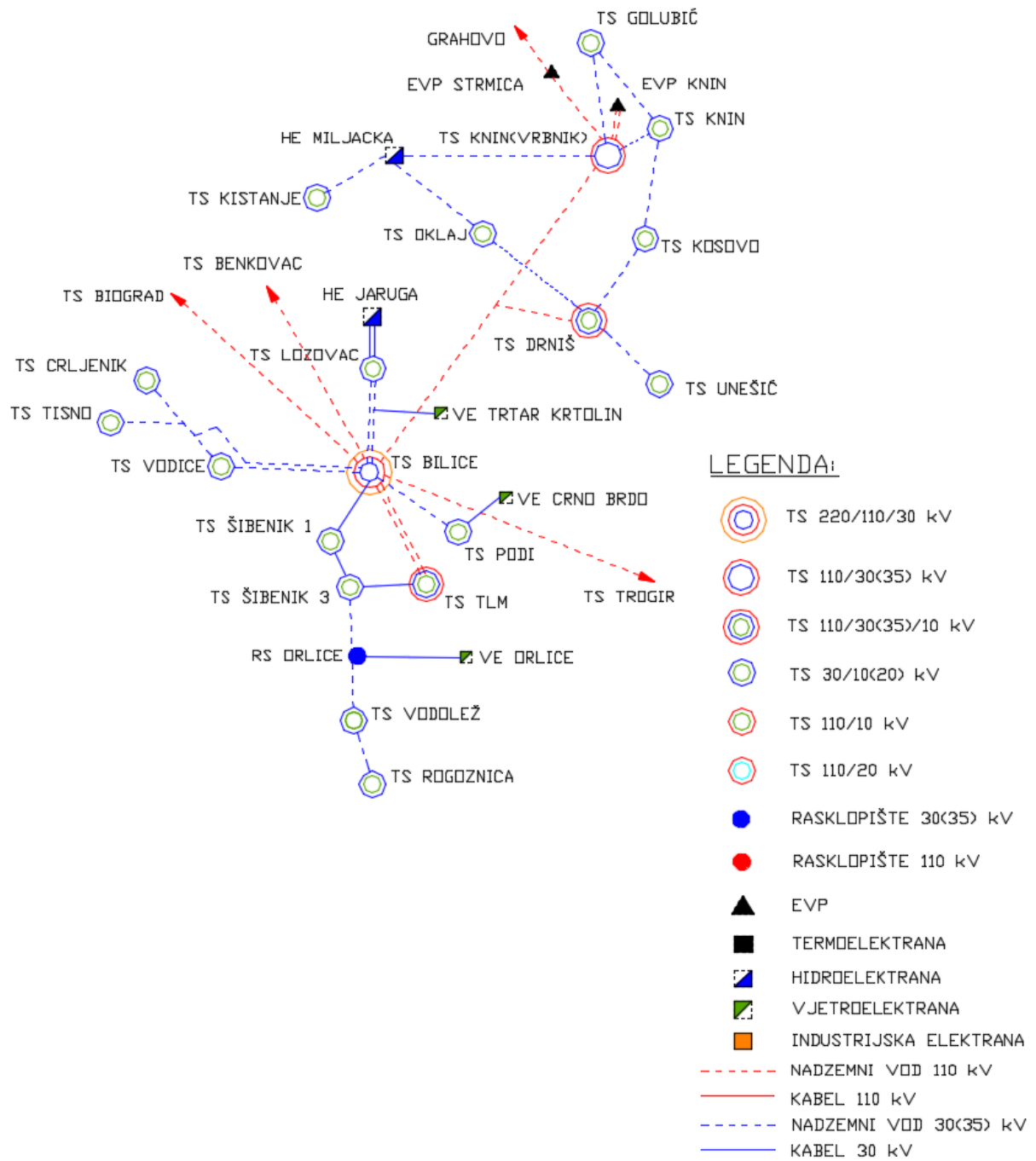
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	89,40	
2009	86,30	-3,47%
2010	90,55	4,92%
2011	91,31	0,84%
2012	98,50	7,87%
2013	100,15	1,68%
2014	97,39	-2,76%
2015	100,50	3,19%
2016	99,06	-1,43%
2017	120,64	21,78%



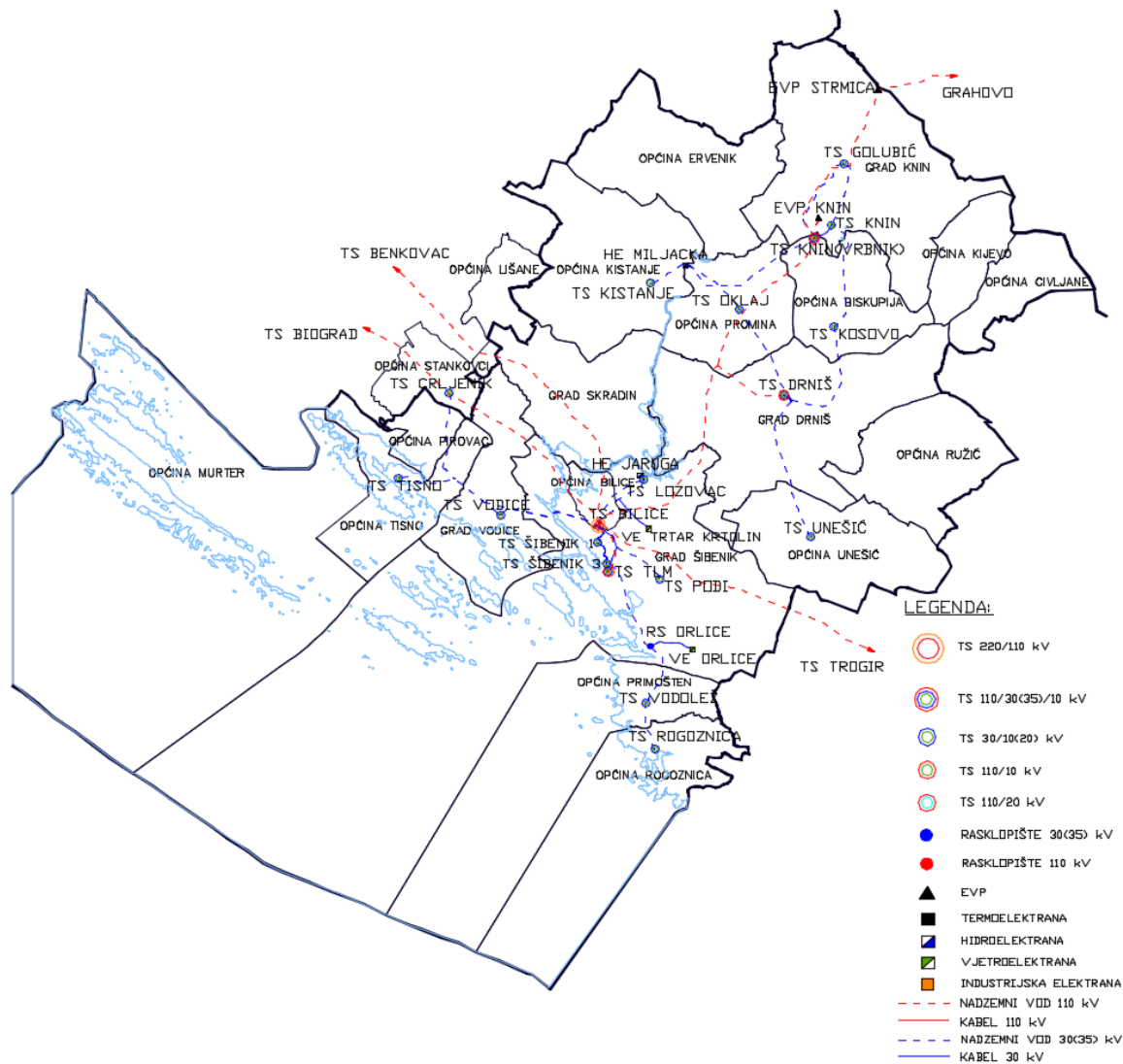
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 34,94%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
BILICE	110/30 kV	166.000	97.300,00	59%	
TISNO	30/10 kV	24.000	14.900,00	62%	
STANKOVCI	30/10 kV	6.860	2.700,00	39%	
VODICE	30/10 kV	32.000	23.900,00	75%	
ŠIBENIK 1	30/10 kV	24.000	19.400,00	81%	
ŠIBENIK 3	30/10 kV	32.000	21.000,00	66%	
PRIMOŠTEN	30/10 kV	11.430	7.200,00	63%	
ROGOZNICA	30/10 kV	12.000	8.000,00	67%	
LOZOVAC	30/10 kV	8.000	5.600,00	70%	
PODI	30/10 kV	16.000	5.400,00	34%	
DRNIŠ	35/10 kV	8.000	5.810,00	73%	
	110/35 kV	16.000	1.500,00	9%	
	110/10 kV	20.000	7.900,00	40%	
UNEŠIĆ	35/10 kV	6.500	1.300,00	20%	
OKLAJ	35/10 kV	6.500	500,00	8%	
KNIN	110/35 kV	60.000	18.000,00	30%	
KNIN	35/10 kV	32.000	9.900,00	31%	
KISTANJE	35/10 kV	8.000	1.600,00	20%	
GOLUBIĆ	35/10 kV	6.500	1.100,00	17%	
KOSOVO	35/10 kV	5.000	1.500,00	30%	
HE MILJACKA	35/10 kV	2.500	2.000,00	80%	



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

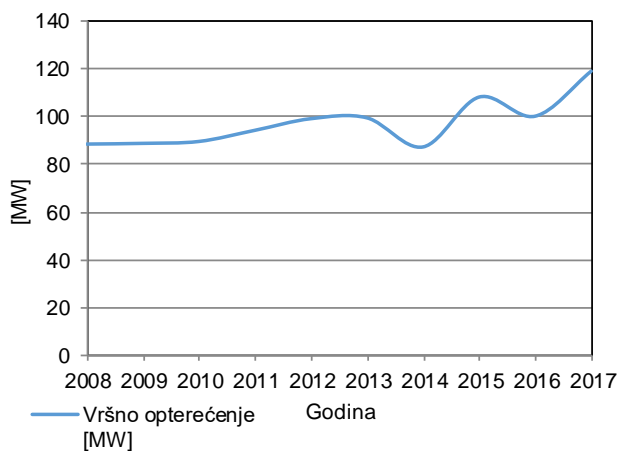


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

16. Elektrojug Dubrovnik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	88,20	
2009	88,50	0,34%
2010	89,30	0,90%
2011	94,00	5,26%
2012	98,90	5,21%
2013	99,23	0,33%
2014	87,00	-12,32%
2015	108,00	24,14%
2016	99,94	-7,46%
2017	118,90	18,97%

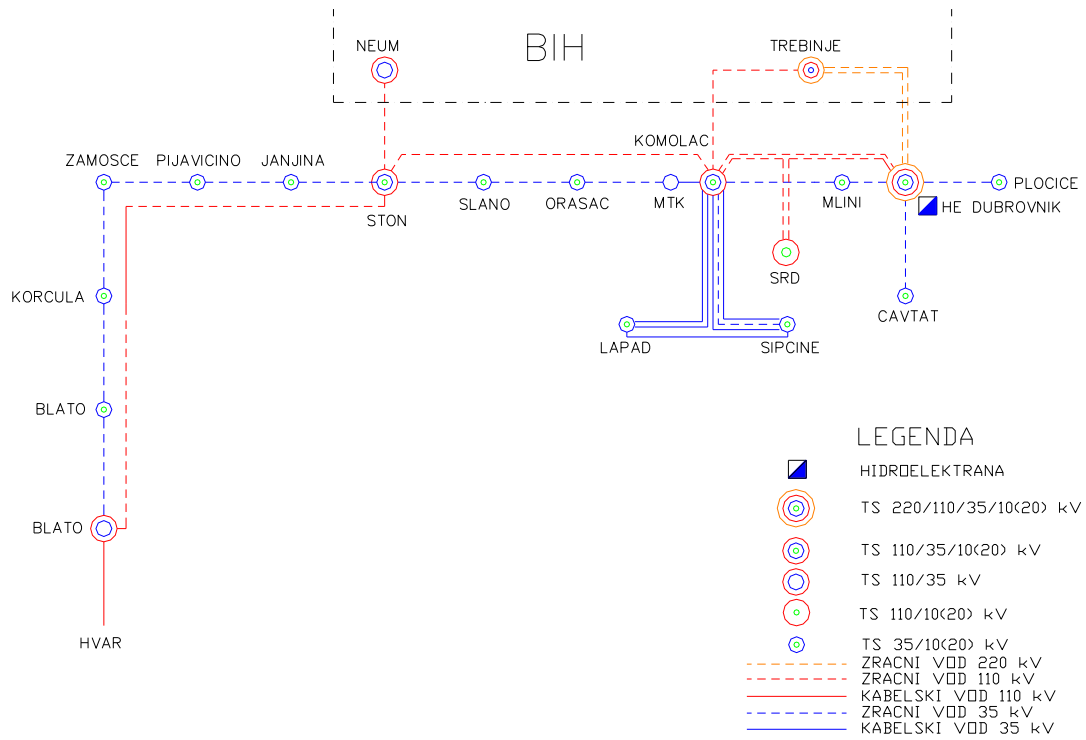


Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 34,81%

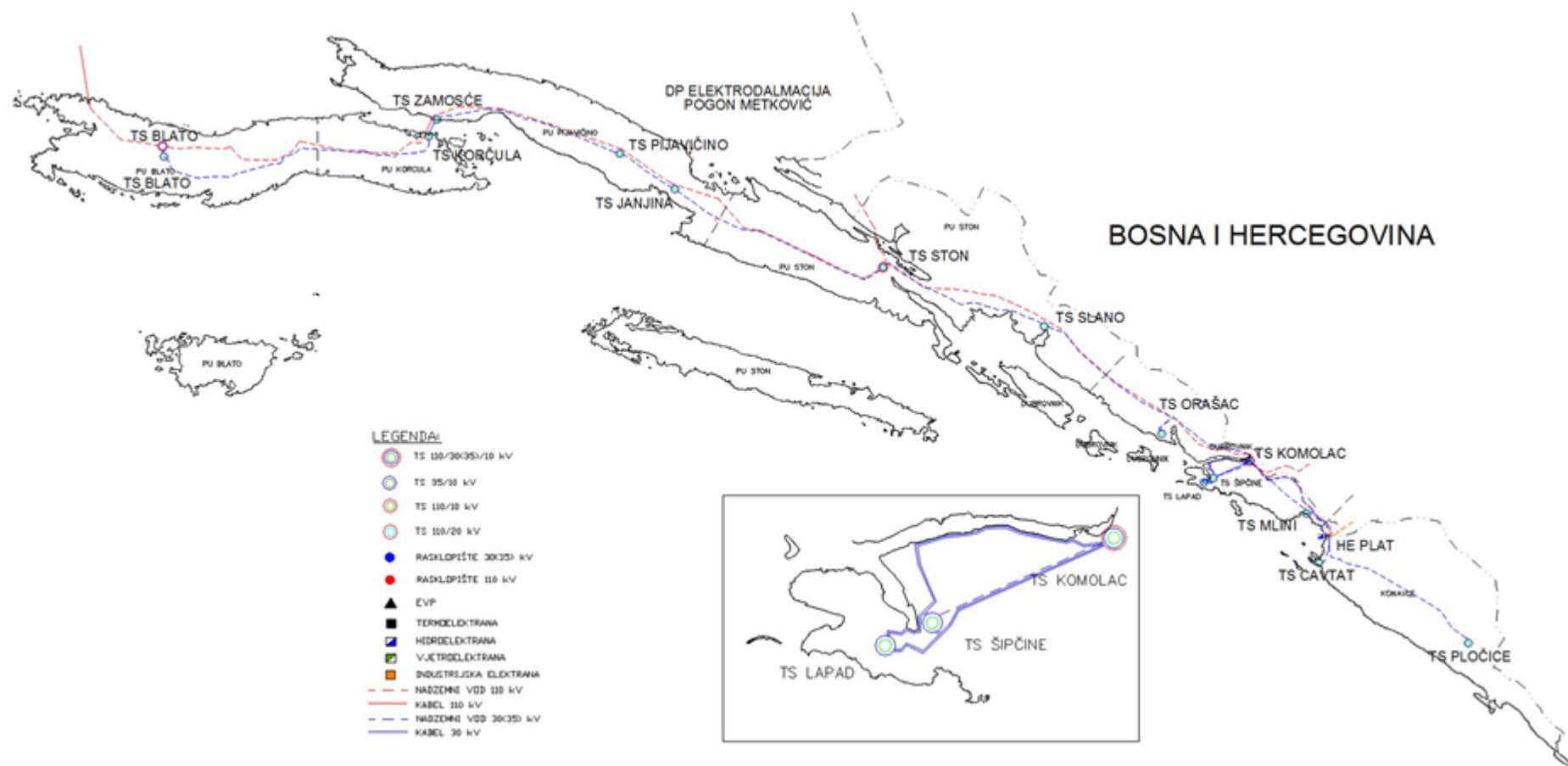
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
BLATO	110/35 kV	40.000	19.000,00	48%	
BLATO	35/10 kV	12.000	8.600,00	72%	
KORČULA	35/10 kV	12.000	10.000,00	83%	
STON	110/35 kV	40.000	17.400,00	44%	
	35/10 kV	8.000	3.500,00	44%	
ZAMOŠĆE	35/10 kV	12.000	8.900,00	74%	
JANJINA	35/10 kV	8.000	3.000,00	38%	
PUJAVIĆINO	35/10 kV	6.500	2.400,00	37%	
KOMOLAC	110/35 kV	126.000	48.000,00	38%	
	35/10 kV	16.000	9.200,00	58%	
SLANO	35/10 kV	5.000	4.000,00	80%	
ORAŠAC	35/10 kV	8.000	6.230,00	78%	
LAPAD	35/10 kV	32.000	14.100,00	44%	
ŠIPOČINE	35/10 kV	32.000	13.700,00	43%	
	35/10 kV	16.000	2.300,00	14%	
	110/10 kV	20.000	4.500,00	23%	
PLAT	110/35 kV	20.000	2.300,00	12%	
	35/10 kV	12.000	9.000,00	75%	
CAVTAT	35/10 kV	16.000	8.100,00	51%	
PLOČICE	35/10 kV	6.500	3.100,00	48%	

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

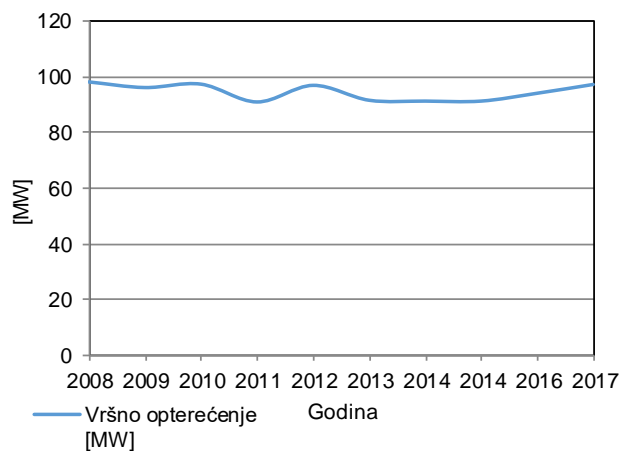


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

17. Elektra Karlovac

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

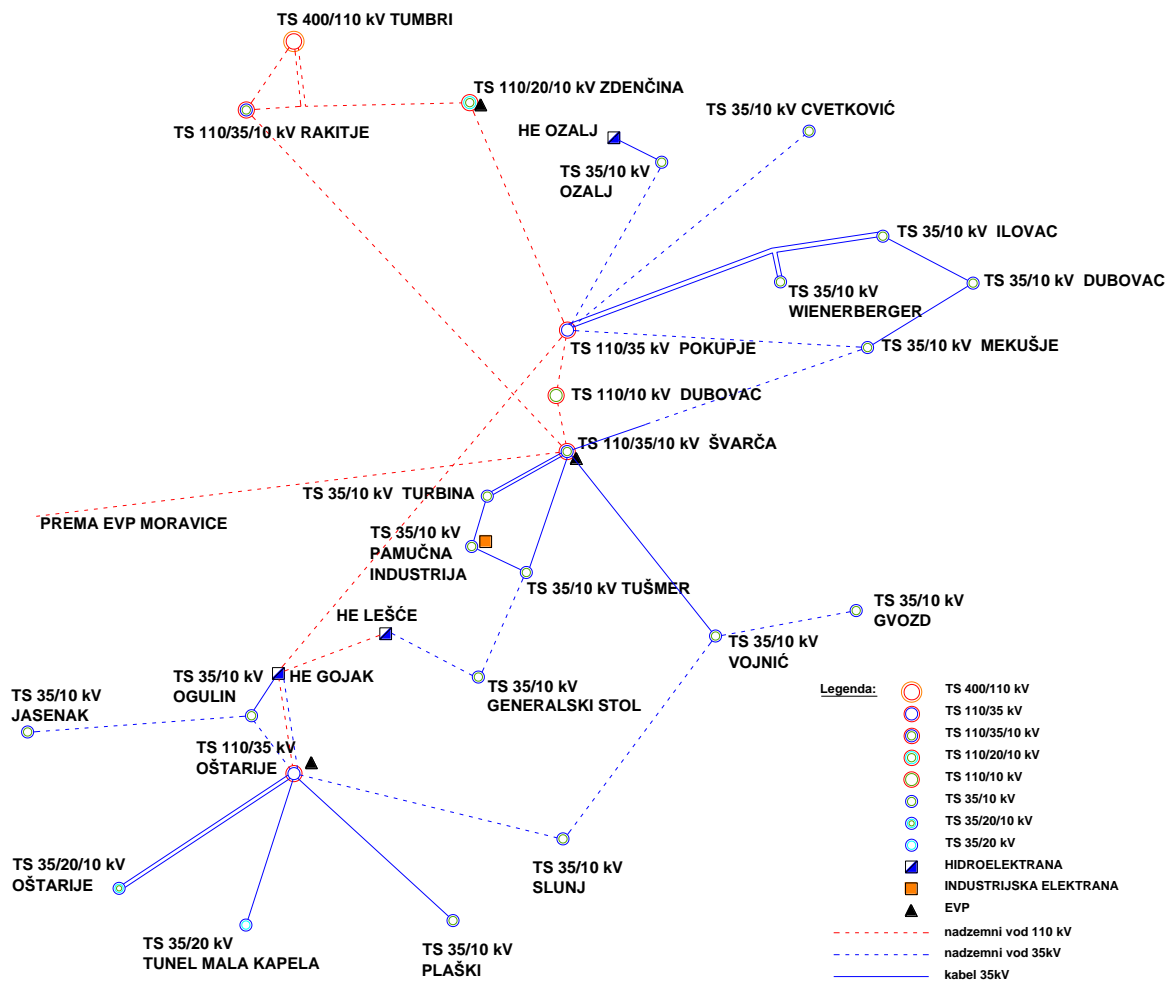
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	98,00	
2009	96,00	-2,04%
2010	97,21	1,26%
2011	90,90	-6,49%
2012	96,78	6,47%
2013	91,51	-5,45%
2014	91,21	-0,33%
2014	91,21	0,00%
2016	93,98	3,04%
2017	97,10	3,32%



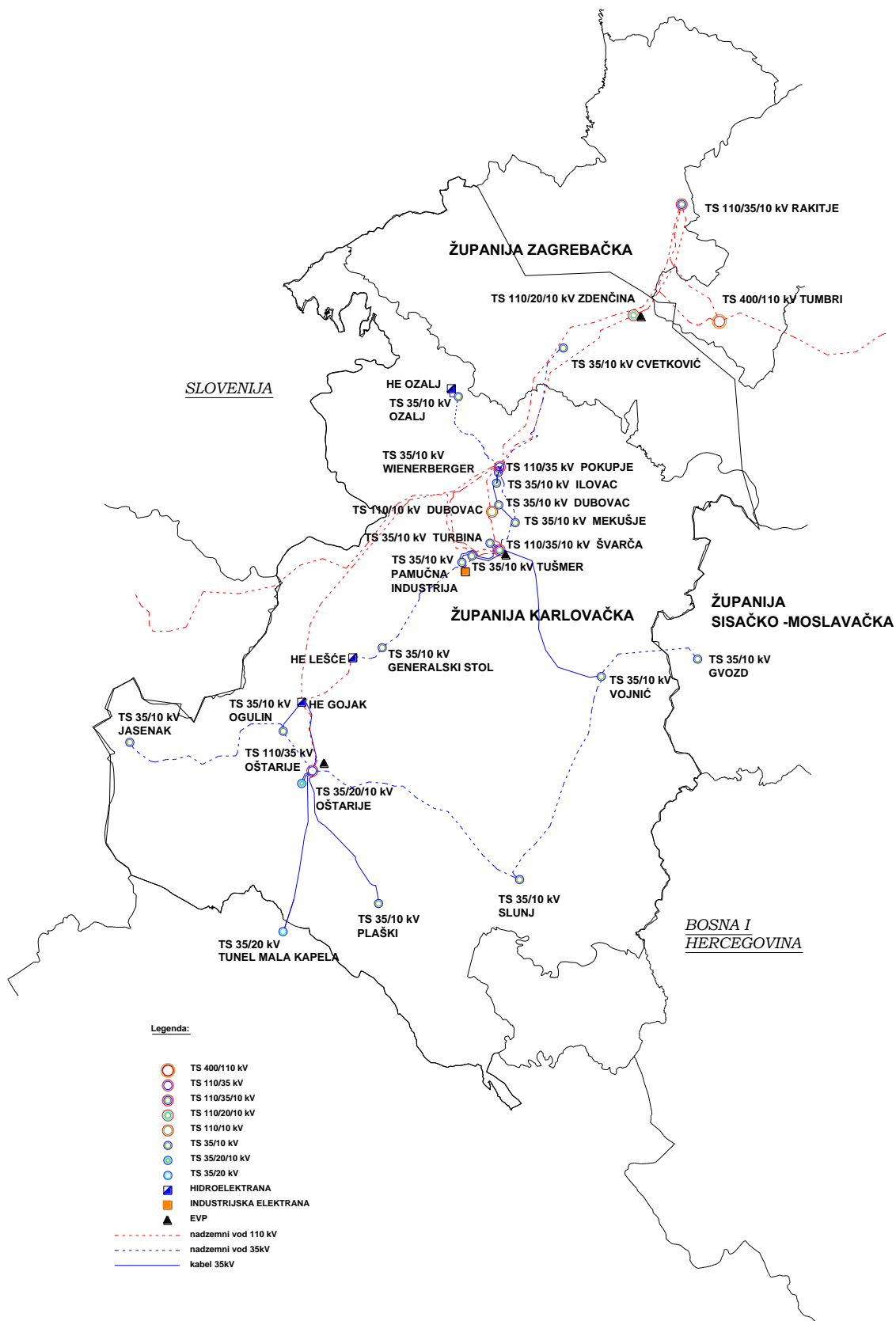
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -0,92%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
POKUPJE	110/35 kV	80.000	23.590,00	29%	
CVETKOVIĆ	35/20 kV	8.000	5.160,00	65%	
OZALJ	35/10 kV	16.000	5.970,00	37%	
ILOVAC	35/20 kV	8.000	7.150,00	89%	
	35/10 kV	16.000	5.810,00	36%	
DUBOVAC	35/10 kV	16.000	0,00	0%	
MEKUŠJE	35/10 kV	8.000	4.770,00	60%	
	35/20 kV	8.000	4.770,00	60%	
ŠVARČA	110/10 kV	22.000	10.110,00	46%	
	110/35 kV	40.000	15.240,00	38%	
TUŠMER	35/10 kV	8.000	8.040,00	101%	
GENERALSKI STOL	35/10 kV	8.000	2.150,00	27%	
TURBINA	35/10 kV	2.500	1.500,00	60%	
VOJNIĆ	35/10 kV	8.000	2.740,00	34%	
OŠTARJE	110/35 kV	40.000	16.850,00	42%	
OŠTARJE	35/10 kV	8.000	3.780,00	47%	
	35/20 kV	8.000	1.680,00	21%	
OGULIN	35/10 kV	16.000	7.470,00	47%	
JASENAK	35/10 kV	5.000	530,00	11%	
PLAŠKI	35/10 kV	5.000	1.350,00	27%	
SLUNJ	35/10 kV	8.000	3.110,00	39%	
ZDENČINA	110/20 kV	40.000	20.000,00	50%	
DUBOVAC	110/10 kV	80.000	19.080,00	24%	



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

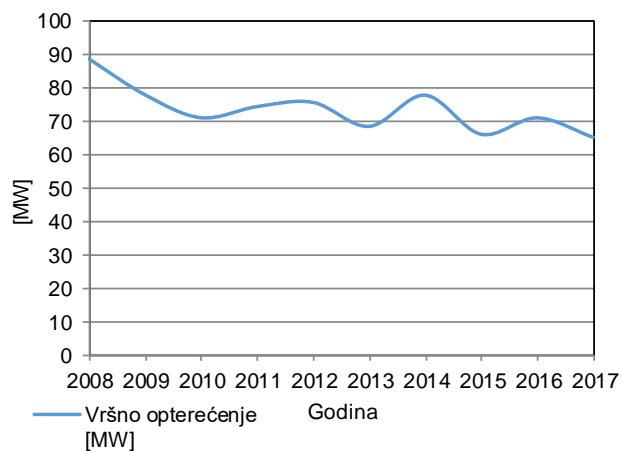


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

18. Elektra Sisak

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

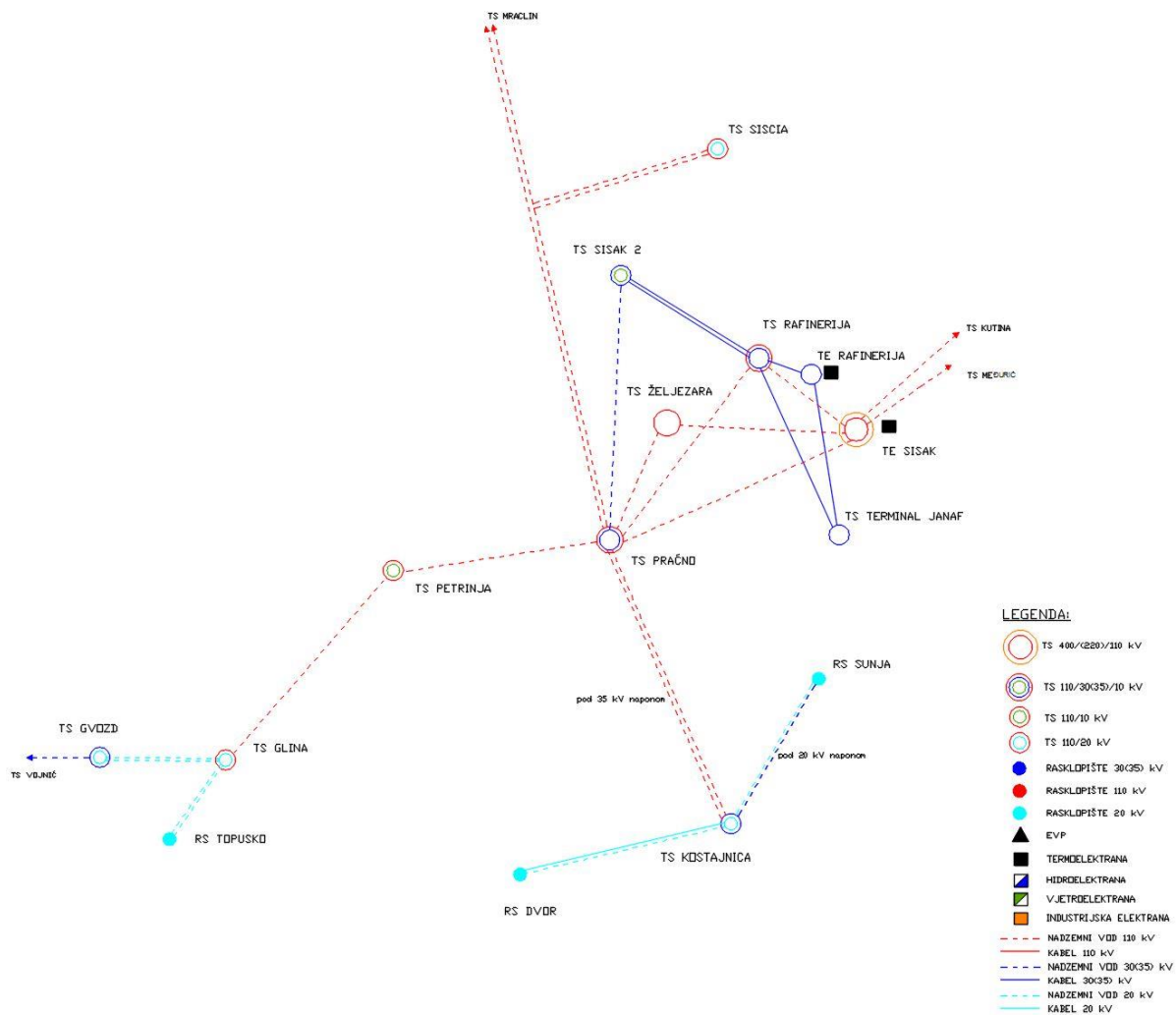
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	88,90	
2009	78,11	-12,14%
2010	71,18	-8,87%
2011	74,52	4,69%
2012	75,80	1,72%
2013	68,58	-9,53%
2014	77,97	13,69%
2015	66,20	-15,10%
2016	71,15	7,48%
2017	65,28	-8,25%



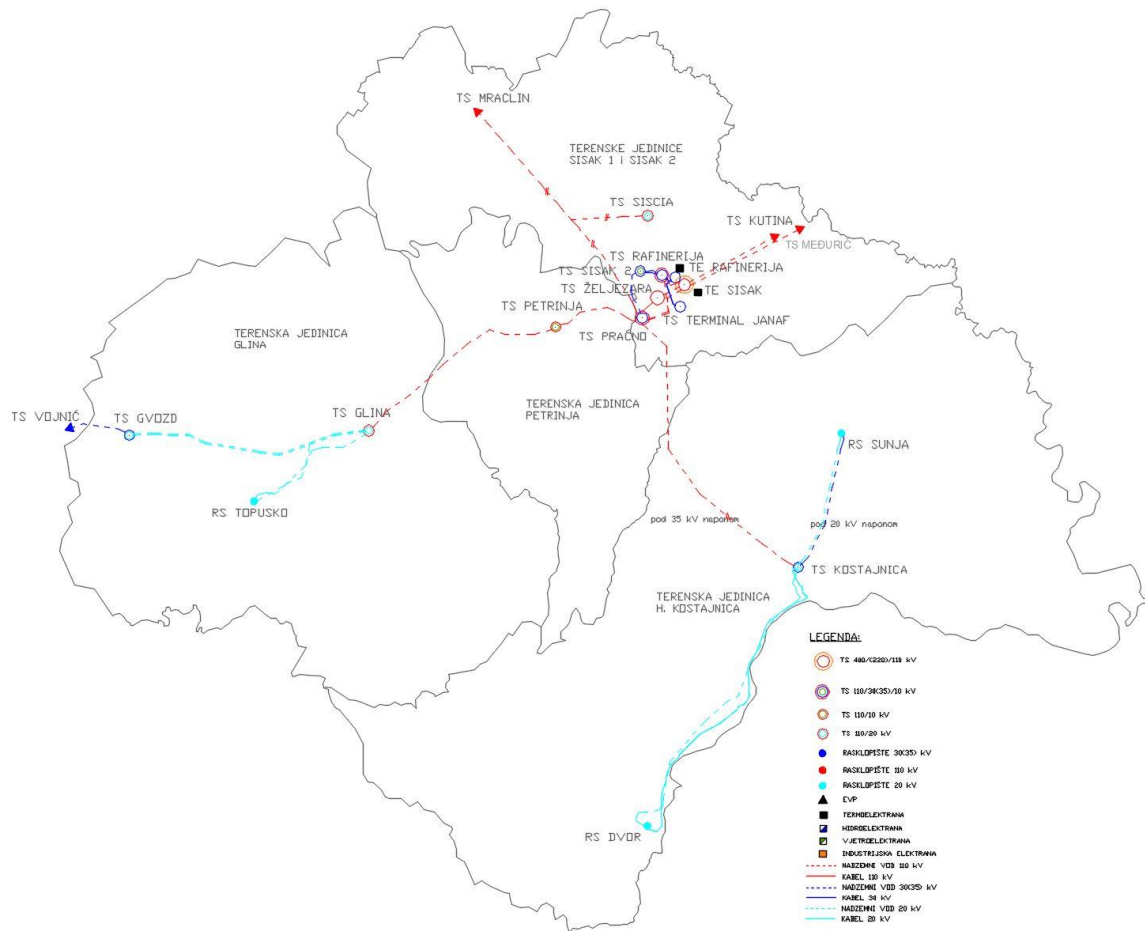
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -26,57%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
PRAČNO	110/35 kV	40.000	11.951,00	30%	
SISAK 2	35/10 kV	32.000	10.768,00	34%	
KOSTAJNICA	35/20 kV	16.000	7.164,00	45%	
SISCIA	110/20 kV	40.000	21.395,00	53%	
PETRINJA	110/10 kV	40.000	10.724,00	27%	
GLINA	110/20 kV	40.000	7.887,00	20%	4.600
GVOZD	35/10 kV	8.000	7.340,00	92%	
	20/10 kV	8.000	7.340,00	92%	
RAFINERIJA	110/35 kV	94.500	27.720,00	29%	



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

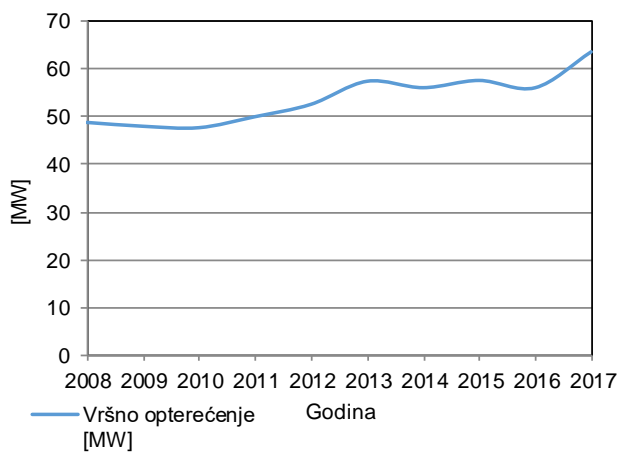


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

19. Elektrolika Gospić

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	48,70	
2009	47,90	-1,64%
2010	47,60	-0,63%
2011	49,90	4,83%
2012	52,50	5,21%
2013	57,33	9,20%
2014	55,98	-2,35%
2015	57,50	2,72%
2016	55,97	-2,66%
2017	63,50	13,45%

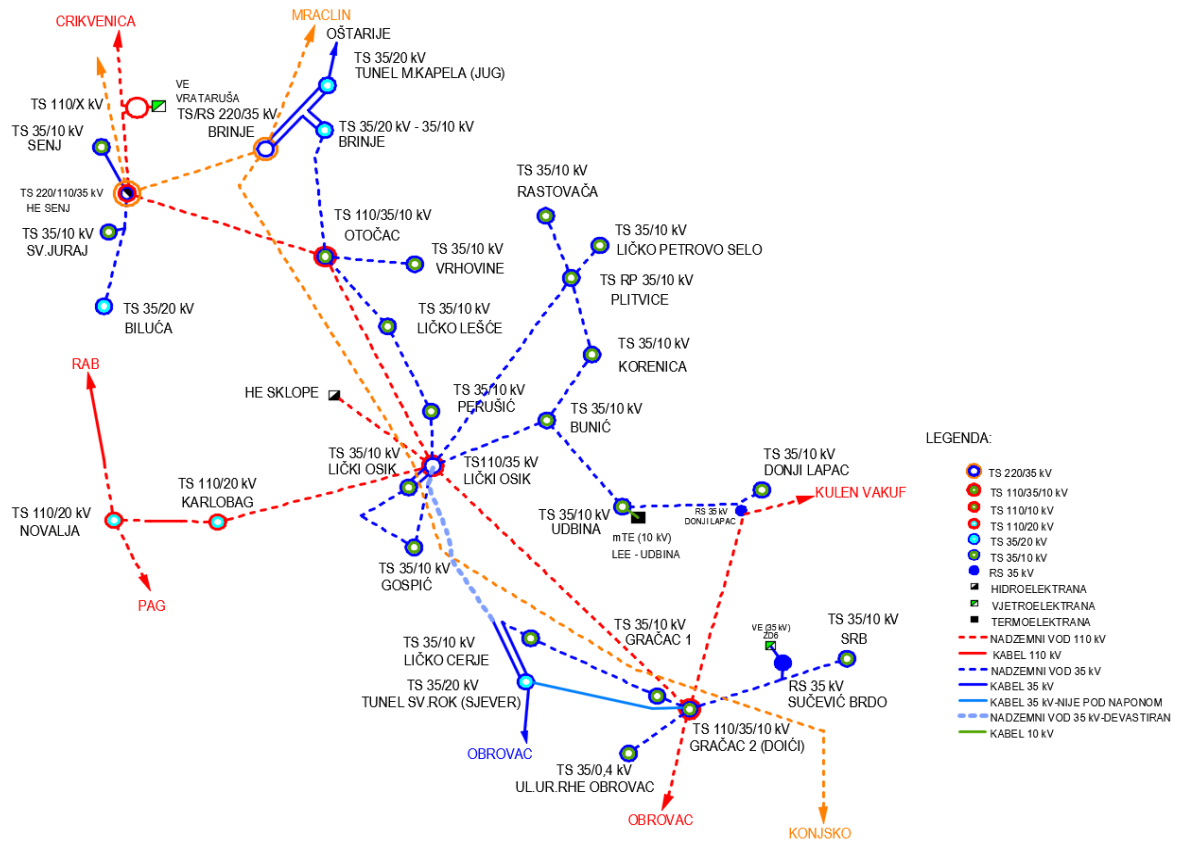


Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 30,39%

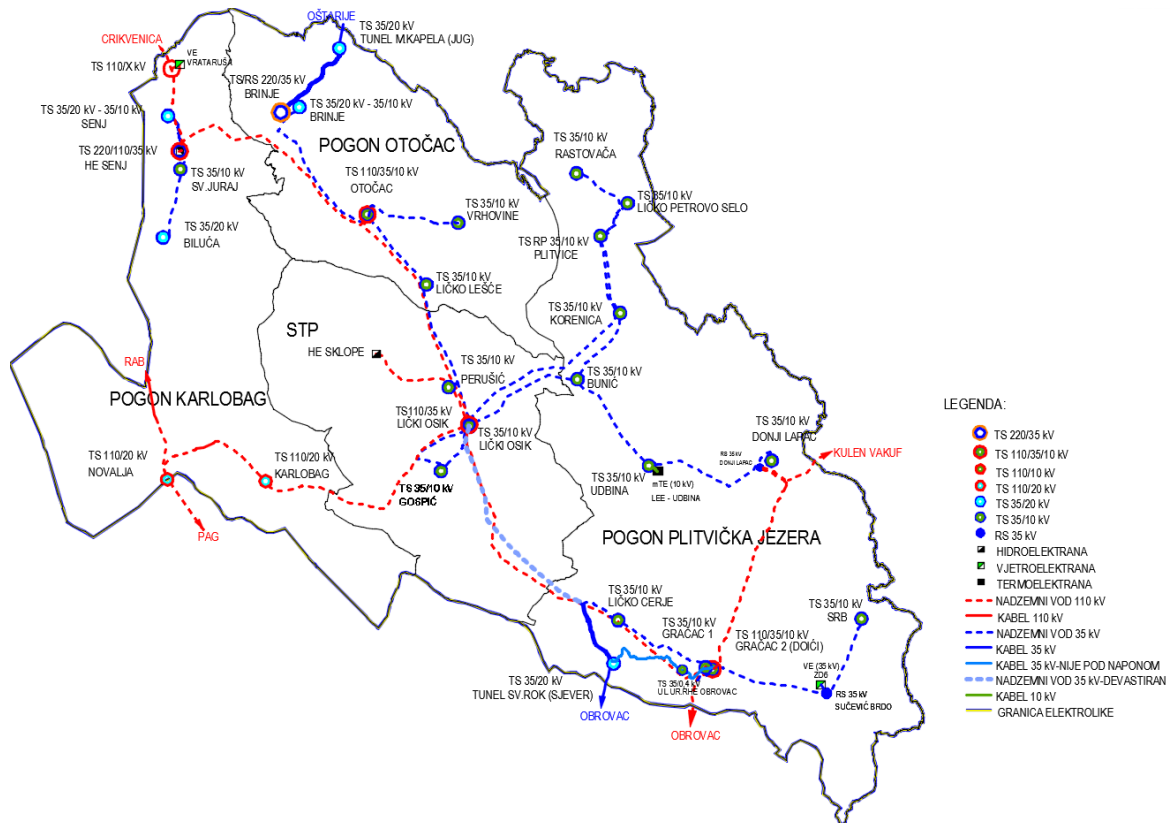
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
LIČKI OSIK	110/35 kV	40.000	24.684,00	62%	
GOSPIĆ	35/10 kV	16.000	11.961,00	75%	
LIČKI OSIK	35/10 kV	5.000	1.192,00	24%	
BUNIĆ	35/10 kV	2.500	293,00	12%	
KORENICA	35/10 kV	8.000	2.035,00	25%	1.000
UDBINA	35/10 kV	8.000	1.673,00	21%	
PLITVICE	35/10 kV	6.500	1.751,00	27%	
RASTOVAČA	35/10 kV	5.000	2.274,00	45%	
LIČKO PETROVO SELO	35/10 kV	5.000	937,00	19%	
DONJI LAPAC	35/10 kV	5.000	948,00	19%	
	35/10 kV	8.000	5.275,00	66%	
OTOČAC	110/35 kV	40.000	10.868,00	27%	
PERUŠIĆ	35/10 kV	5.000	2.545,00	51%	
LIČKO LEŠĆE	35/10 kV	5.000	773,00	15%	
VRHOVINE	35/10 kV	5.000	1.132,00	23%	
BRINJE	220/35 kV	20.000	1.137,00	6%	
	35/10 kV	8.000	2.380,00	30%	
BRINJE	35/20 kV	8.000	2.380,00	30%	
TUNEL MALA KAPELA	35/20 kV	16.000	914,00	6%	
HE SENJ	110/35 kV	20.000	8.094,00	40%	
	35/10 kV	4.000	1.746,00	44%	
SENJ	35/20 kV	4.000	3.474,00	87%	
SVETI JURAJ	35/10 kV	4.000	1.312,00	33%	
BILUČA	35/20 kV	4.000	1.454,00	36%	
	110/35 kV	40.000	7.675,00	19%	
GRAČAC 2 (DOIĆI)	35/10 kV	5.000	847,00	17%	
SRB	35/10 kV	4.100	435,00	11%	
GRAČAC 1	35/10 kV	2.500	881,00	35%	
LIČKO CERJE	35/10 kV	3.200	744,00	23%	
TUNEL SVETI ROK	35/20 kV	16.000	1.814,00	11%	
KARLOBAG	110/20 kV	20.000	3.147,00	16%	
NOVALJA	110/20 kV	40.000	25.584,00	64%	

Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

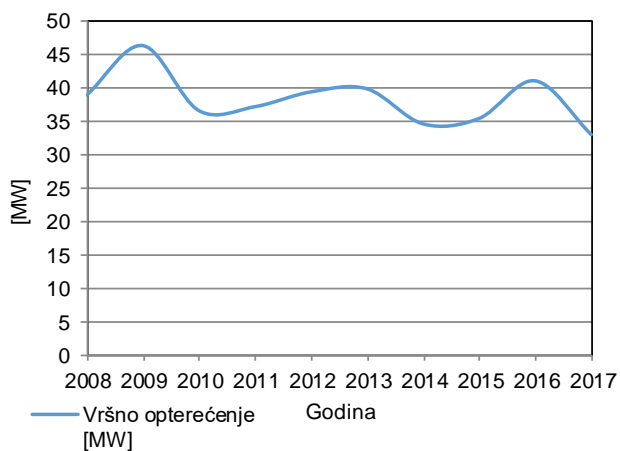


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

20. Elektra Virovitica

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

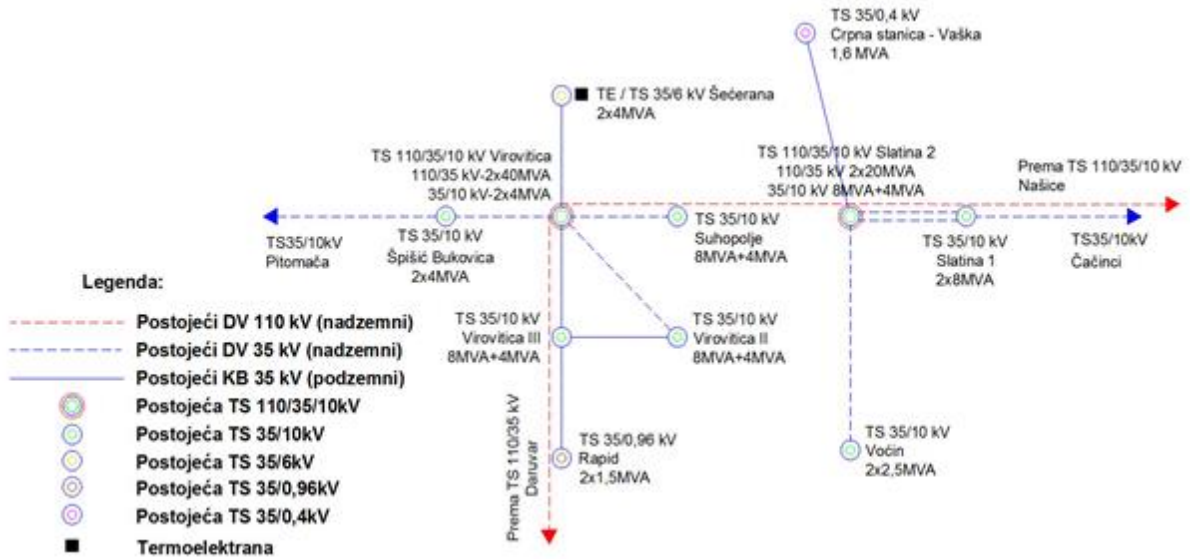
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	38,99	
2009	46,32	18,80%
2010	36,66	-20,85%
2011	37,25	1,61%
2012	39,45	5,91%
2013	39,90	1,14%
2014	34,69	-13,06%
2015	35,50	2,33%
2016	41,09	15,75%
2017	33,11	-19,42%



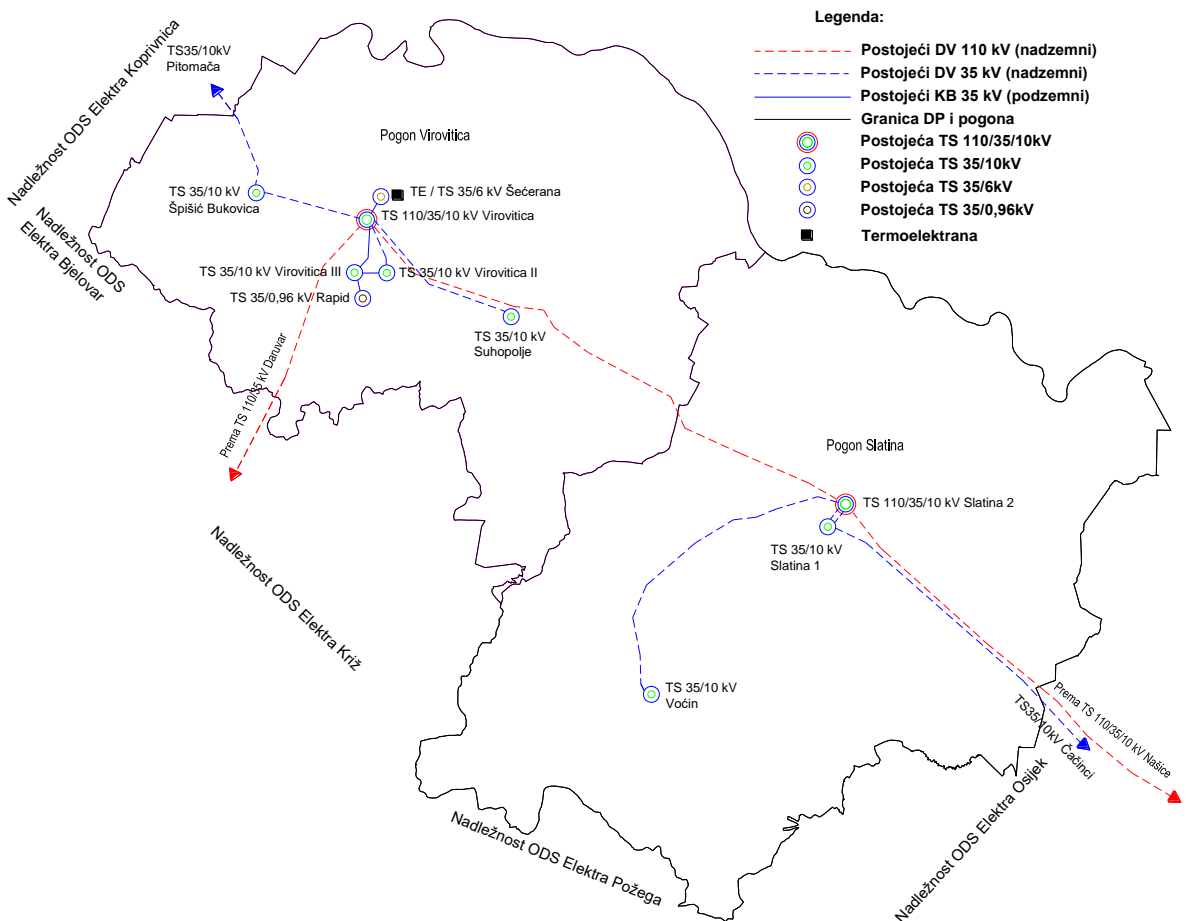
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -15,08%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
VIROVITICA I	110/35 kV	80.000	26.910,00	34%	
	35/10 kV	8.000	6.220,00	78%	
VIROVITICA II	35/10 kV	12.000	7.800,00	65%	
VIROVITICA III	35/10 kV	12.000	8.600,00	72%	
SUHOPOLJE	35/10 kV	12.000	3.850,00	32%	
ŠPIŠIĆ BUKOVICA	35/10 kV	8.000	12.780,00	160%	
SLATINA II	110/35 kV	60.000	23.670,00	39%	
	35/10 kV	12.000	6.830,00	57%	2.000
SLATINA I	35/10 kV	16.000	8.740,00	55%	
VOČIN	35/10 kV	5.000	2.000,00	40%	



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

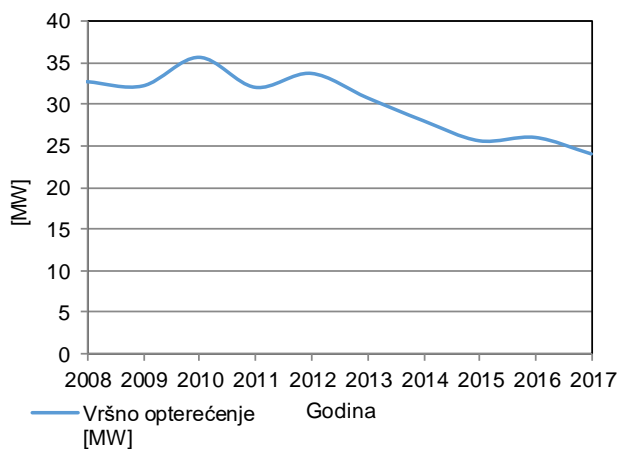


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

21. Elektra Požega

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2008.-2017.

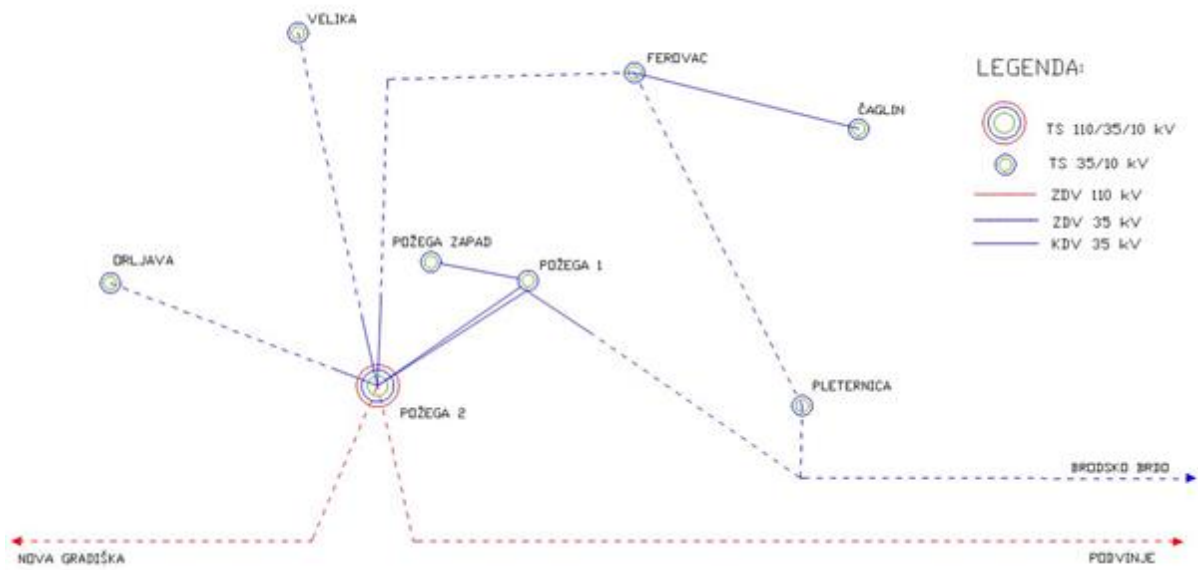
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2008	32,68	
2009	32,17	-1,56%
2010	35,62	10,72%
2011	32,00	-10,16%
2012	33,68	5,25%
2013	30,74	-8,73%
2014	27,97	-9,01%
2015	25,54	-8,69%
2016	25,94	1,57%
2017	23,95	-7,67%



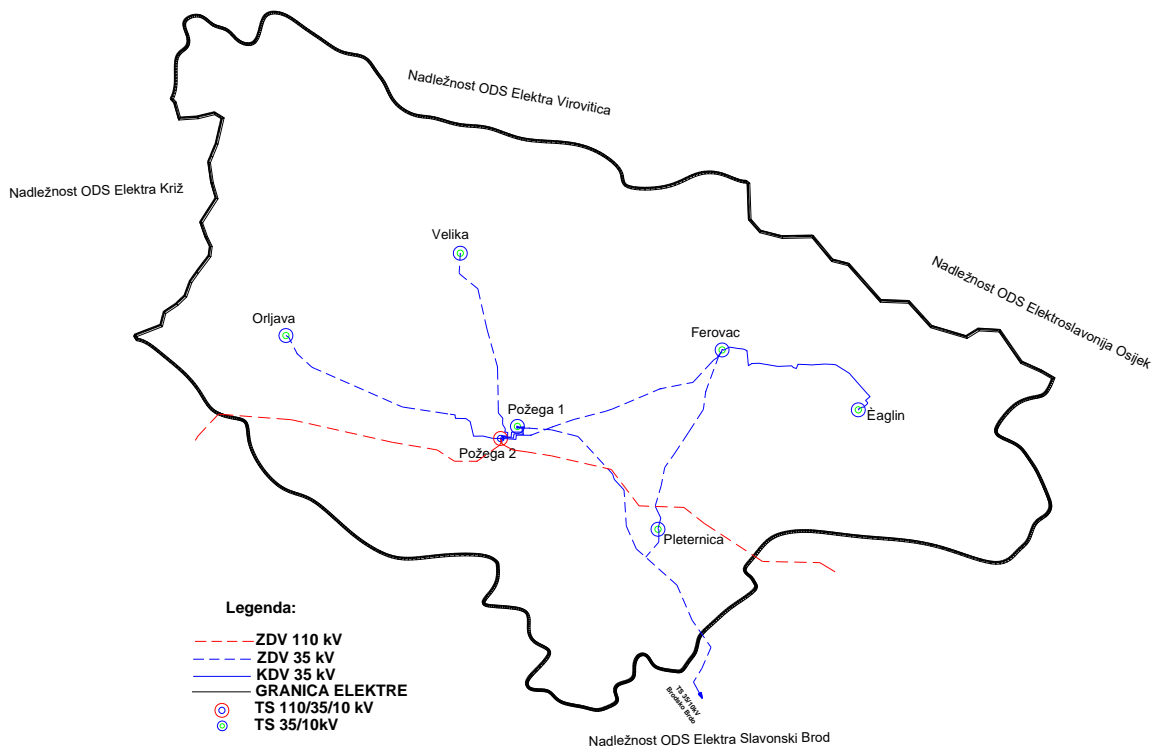
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -26,71%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2017. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2017. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
POŽEGA-2	110/35 kV	80.000	23.830,00	30%	
	35/10 kV	16.000	7.940,00	50%	
ČAGLIN	35/10 kV	5.000	985,00	20%	
FEROVAC	35/10 kV	8.000	3.178,00	40%	
ORLJAVA	35/10 kV	5.000	1.707,00	34%	
PLETERNICA	35/10 kV	8.000	3.976,00	50%	
POŽEGA-1	35/10 kV	16.000	7.940,00	50%	
VELIKA	35/10 kV	8.000	3.258,00	41%	



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. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2019.-2028.

 <p>SUI, SOUI: Anđelko Tunjić, dipl. ing. Mladen Vuksanić, dipl. ing. Tanja Marijanić, dipl. ing.</p>	 <p>HEP ODS, distribucijska područja: Službe za realizaciju investicijskih projekata i pristup mreži</p> <p>SUI, Odjeli za operativno upravljanje imovinom Sjever, Istok, Zapad i Jug</p> <p>SUI, OPM: Roko Ivković, dipl. ing.</p>	 <p>SUI, OPKU: Igor Đurić, dipl. ing. Tanja Marijanić, dipl. ing. Ivan Orišak, mag. ing. Tin Tomašić, mag. ing. Miroslav Pavelić, dipl. ing.</p>																														
 <p>SUI, SOUI: Anđelko Tunjić, dipl. ing. Mladen Vuksanić, dipl. ing. Igor Đurić, dipl. ing. Tanja Marijanić, dipl. ing. Ivan Orišak, mag. ing. Tin Tomašić, mag. ing. Miroslav Pavelić, dipl. ing. Mladen Nujić, ing.</p>	 <p>SUI, OPKU: Mladen Vuksanić, dipl. ing. Tanja Marijanić, dipl. ing.</p> <p>Elektra Zabok: Željko Cerovečki, dipl. ing.</p>	 <p>HEP d.d., SIKT: Mario Fistanić, dipl. ing. Irena Mihotić, dipl. ing.</p> <p>SUI, OPKU: Ivan Orišak, mag. ing. Tin Tomašić, mag. ing.</p>																														
<p>SUI, SKTA: Dinko Hrkec, dipl. ing. Vanja Tomašek, dipl. ing.</p> <p>SUI, OTN: Renato Čučić, dipl. ing.</p> <p>SVS, SPST: Goran Piškor, dipl. ing.</p> <p>SMPT, ORMS: Petar Rašić, dipl. ing.</p> <p>SI: Hrvoje Mandekić, dipl. ing.</p> <p>SZNR: Marta Malenica, mag. ekologije</p> <p>SEP, SR: Iva Dugandžić, dipl. oec.</p>	 <p>SUI, OPKU: Mladen Vuksanić, dipl. ing.</p> <p>SUI, SOUI: Anđelko Tunjić, dipl. ing.</p>	<p>KRATICE:</p> <table border="0"> <tbody> <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>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>ORMS</td> <td>Odjel za razvoj mjernog sustava</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>SZNR</td> <td>Služba za zaštitu na radu, zaštitu okoliša i zaštitu od požara</td> </tr> <tr> <td>SIKT</td> <td>Sektor za informacijsko-komunikacijske tehnologije</td> </tr> </tbody> </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	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	ORMS	Odjel za razvoj mjernog sustava	SEP	Sektor za ekonomske poslove	SR	Služba za računovodstvo	SI	Služba za informatiku	SZNR	Služba za zaštitu na radu, zaštitu okoliša i zaštitu od požara	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																															
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																															
ORMS	Odjel za razvoj mjernog sustava																															
SEP	Sektor za ekonomske poslove																															
SR	Služba za računovodstvo																															
SI	Služba za informatiku																															
SZNR	Služba za zaštitu na radu, zaštitu okoliša i zaštitu od požara																															
SIKT	Sektor za informacijsko-komunikacijske tehnologije																															