HEP OPERATOR DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA d.o.o.

DESETOGODIŠNJI (2020. – 2029.) PLAN RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP ODS-a

s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

Zagreb, siječanj 2020.

© 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 I
POPIS SLIKA IV
SAŽETAK VI
1. Uvod 15
2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja 18
2.1. Poslovni ciljevi 19
2.2. Utjecaj okruženja na planiranje razvoja distribucijske mreže 22
2.2.1. Utjecaj gospodarskih gibanja 22
2.2.2. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja 22
2.2.3. Utjecaj distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja 23
2.2.4. Utjecaj uvođenja koncepta Napredne mreže na planiranje razvoja distribucijske mreže 24
2.2.5. Implementacija energetskih propisa EU u zakonodavni okvir RH 26
2.2.6. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje 27
2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje 28
3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže 30
3.1. Opći i karakteristični podaci 31
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže 32
3.2.1. Pojne točke 110 kV 34
3.2.2. Pojne točke 35 kV 38
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona 43
3.2.4. Vodovi 35 kV 44
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN 48
3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV 51
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci 55
3.2.8. Distribuirani izvori 58
4. Pogonske značajke distribucijskog sustava 61
4.1. Potrošnja i vršno opterećenje 62
4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje 62
4.1.2. Metodologija predviđanja opterećenja 64
4.1.3. Prognoza opterećenja u idućem desetogodišnjem razdoblju 67
4.2. Gubici u distribucijskoj mreži 68
4.2.1. Ostvareni gubici 68
4.2.2. Struktura gubitaka 69

4.2.3. Ciljevi smanjenja gubitaka ... 70
4.3. Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži ... 70
4.3.1. Pokazatelji pouzdanosti ... 70
4.3.2. Utvrđivanje i analiza SN izvoda s lošim pokazateljima pouzdanosti napajanja ... 72
5. Planovi razvoja distribucijske mreže ... 74
5.1. Proces planiranja i izrade planova razvoja ... 75
5.2. Podloge za izradu planova razvoja ... 76
5.2.1. Informatička podrška izradi planova ... 76
5.2.2. Studije razvoja distribucijske mreže ... 77
5.2.3. Unaprjeđenje procesa planiranja ... 78
6. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje ... 80
6.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV ... 85
6.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom ... 88
6.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV ... 88
6.2. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV ... 89
6.2.1. Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV ... 90
6.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV ... 91
6.2.3. Izgradnja novih 35(30) kV vodova ... 91
6.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova ... 92
6.3. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV ... 92
6.3.1. Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV ... 93
6.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV ... 94
6.3.3. Izgradnja novih 10(20) kV vodova ... 95
6.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova ... 97
6.3.5. Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon ... 98
6.3.6. Uvođenje napredne metodologije za ocjenu rizika na važnoj postojećoj imovini HEP ODS-a (AIM/CBRM) ... 101
6.4. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV ... 103
6.4.1. Izgradnja novih 0,4 kV vodova ... 103
6.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV ... 104
6.4.3. Ulaganja u sanaciju naponskih prilika ... 106
6.4.4. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka ... 107
6.5. Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj ... 108
6.5.1. Sustavi vođenja i automatizacija ... 108
6.5.2. Mjerni uređaji i infrastruktura ... 111
6.5.3. Nove tehnologije i tehnološki razvoj ... 116
6.5.4. Ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže ... 118
6.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu ... 119
6.6.1. Osobna, teretna i radna vozila ... 119

6.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori ... 120
6.6.3. Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju ... 123
6.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi ... 126
6.7. Smart grid pilot projekti (sufinanciranje iz EU fondova) ... 128
6.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje ... 130
6.9. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže ... 132
6.9.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a ... 132
6.9.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a ... 132
6.9.3. Mjere iz Prijedloga četvrtog nacionalnog energetskog plana energetske učinkovitosti ... 133
6.9.4. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci ... 135
7. Financijsko planiranje ... 138
7.1. Planska financijska izvješća ... 139
7.2. Planirani izvori financiranja ... 141
7.3. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/2015) ... 141
8. Zaključak ... 142
9. Literatura ... 145
10. Prilozi ... 148
10.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže ... 150
10.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte ... 154
10.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a ... 154
10.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio ... 158
10.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte ... 160
10.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV ... 160
10.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV ... 160
10.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV ... 161
10.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV ... 161
10.4. Pregled obilježja distribucijskih područja ... 162
1. Elektra Zagreb ... 162
2. Elektra Zabok ... 166
3. Elektra Varaždin ... 168
4. Elektra Čakovec ... 170
5. Elektra Koprivnica ... 172
6. Elektra Bjelovar ... 174
7. Elektra Križ ... 176
8. Elektroslavonija Osijek ... 178
9. Elektra Vinkovci ... 182

10. Elektra Slavonski Brod 184
11. Elektroistra Pula 187
12. Elektroprimorje Rijeka 191
13. Elektrodalmacija Split 195
14. Elektra Zadar 199
15. Elektra Šibenik 202
16. Elektrojug Dubrovnik 205
17. Elektra Karlovac 208
18. Elektra Sisak 211
19. Elektrolika Gospić 214
20. Elektra Virovitica 217
21. Elektra Požega 219
10.5. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2020. – 2029. 221

POPIS TABLICA

Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci 32
Tablica 3.2 Stanje transformacije i broja polja u TS VN/SN i TS SN/SN HEP ODS-a 33
Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova 44
Tablica 3.4 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova 44
Tablica 3.5 Pregled duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji) 45
Tablica 3.6 Pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti izolacije 46
Tablica 3.7 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije 48
Tablica 3.8 Pregled TS SN/NN prema načinu izvedbe 48
Tablica 3.9 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV 48
Tablica 3.10 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru 49
Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama 51
Tablica 3.12 Pregled 10(20) kV vodova 52
Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV 52
Tablica 3.14 Struktura kabela 10(20) kV po vrsti izolacije 53
Tablica 3.15 Pregled podmorskih kabela 10 kV i 20 kV prema vrsti izolacije 54
Tablica 3.16 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka) 55
Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže 56
Tablica 3.18 Struktura niskonaponske kabelske mreže prema izvedbi izolacije 57
Tablica 3.19 Struktura niskonaponskih priključaka 58
Tablica 3.20 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže) 58
Tablica 3.21 Izdane PEES, izrađeni EOTRP i priključeni izvori u razdoblju od 2009. do kraja 2018. godine 60
Tablica 4.1 Prosječni godišnji porasti vršnog opterećenja distribucijskih područja u posljednjem desetogodišnjem razdoblju 63
Tablica 4.2 Prognoza porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja u planskom razdoblju (do 2029.) 67
Tablica 5.1 Plan izrade studija razvoja distribucijske mreže 77
Tablica 6.1 Ulaganja u HEP ODS-a u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje 84
Tablica 6.2 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja 87
Tablica 6.3 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju 88
Tablica 6.4 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju 89
Tablica 6.5 Kategorije ulaganja u transformatorske stanice prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja 90

Tablica 6.6 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju 91

Tablica 6.7 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV 91

Tablica 6.8 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju 92

Tablica 6.9 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju 92

Tablica 6.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju 93

Tablica 6.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2020. – 2022., s naturalnim podacima 93

Tablica 6.12 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju 94

Tablica 6.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2020.-2022. s naturalnim podacima 95

Tablica 6.14 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju 96

Tablica 6.15 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2020. – 2022. s naturalnim podacima 96

Tablica 6.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju 97

Tablica 6.17 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2020. – 2022. s naturalnim podacima 97

Tablica 6.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju 104

Tablica 6.19 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2020. – 2022. s naturalnim podacima 104

Tablica 6.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju 105

Tablica 6.21 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2020. – 2022. s naturalnim podacima 105

Tablica 6.22 Preostala problematika sanacije naponskih prilika 106

Tablica 6.23 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju 108

Tablica 6.24 Pregled instaliranih SCADA sustava po upravljačkim centrima 108

Tablica 6.25 Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju 110

Tablica 6.26 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju 111

Tablica 6.27 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži 112

Tablica 6.28. Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju 115

Tablica 6.29 Ulaganja u zamjenu brojila u razdoblju 2020. – 2022. s naturalnim podacima 116

Tablica 6.30. Plan potreba transportnih sredstava 119

Tablica 6.31. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti 120

Tablica 6.32 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju 120

Tablica 6.33. Uredski, pogonski i skladišni prostori 121

Tablica 6.34. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine 122

Tablica 6.35 Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom u idućem desetogodišnjem razdoblju 123

Tablica 6.36 Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju 124

Tablica 6.37 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u idućem desetogodišnjem razdoblju 125

Tablica 6.38 Ulaganja u informatizaciju poslovnih procesa u idućem desetogodišnjem razdoblju 126

Tablica 6.39 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju 128

Tablica 6.40 Ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova) u idućem desetogodišnjem razdoblju 130

Tablica 6.41 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2020. godini 131

POPIS SLIKA

Slika 2.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva 21
Slika 2.2 Faze implementacije koncepta Napredne mreže 25
Slika 3.1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a 31
Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže 33
Slika 3.3 Raspodjela instaliranih snaga transformacija 110/x kV u TS 110/x kV 34
Slika 3.4 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu 35
Slika 3.5 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača 36
Slika 3.6 Raspodjela polja SN postrojenja TS 110 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon 37
Slika 3.7 Broj polja postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja 37
Slika 3.8 Broj transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi 38
Slika 3.9 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti 38
Slika 3.10 Raspodjela instaliranih snaga transformacija 35(30)/x kV u TS 35(30)/x kV i TS 110/x kV 39
Slika 3.11 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu 40
Slika 3.12 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača 40
Slika 3.13 Raspodjela polja SN postrojenja TS 35 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon 41
Slika 3.14 Broj polja SN postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja 42
Slika 3.15 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi 42
Slika 3.16 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema starosti 43
Slika 3.17 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima i materijalu vodiča 45
Slika 3.18 Udjeli duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji) 46
Slika 3.19 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi 47
Slika 3.20 Prikaz 35 kV podmorskih kabela prema starosti i vrsti izolacije 47
Slika 3.21 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV 50
Slika 3.22 Raspodjela transformatora SN/NN po starosti 51
Slika 3.23 Pregled udjela nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema presjeku vodiča i vrsti stupova 53
Slika 3.24 Duljine kabelskih vodova 10 i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije) 54
Slika 3.25 Prikaz udjela podmorskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije 55
Slika 3.26 Pregled niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi i presjeku vodiča te vrsti nosivog elementa 56
Slika 3.27 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa 57
Slika 3.28 Priključna snaga elektrana priključenih na distribucijsku mrežu 59
Slika 3.29 Priključna snaga i broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima 59

Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2009. – 2018. 62

Slika 4.2 Omjer zimskog i ljetnog vršnog opterećenja u 2013. i 2018. godini 64

Slika 4.3 Primjer raspodjele opterećenja transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV Elektre Vinkovci po tipovima porasta opterećenja 66

Slika 4.4 Gubici električne energije u razdoblju 2009. – 2018. 68

Slika 4.5 Prosječan broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2009. – 2018. 71

Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2009. – 2018. 72

Slika 4.7 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2009. – 2018. 72

Slika 5.1 Proces planiranja razvoja i investicija 75

Slika 5.2 Informatička podrška procesu planiranja 76

Slika 6.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2020.-2022. i 2023.-2029. po vrstama ulaganja 82

Slika 6.2 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.) 94

Slika 6.3 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.) 95

Slika 6.4 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.) 96

Slika 6.5 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.) 98

Slika 6.6 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima 99

Slika 6.7 Ključni koraci metodologija AIM/CBRM 102

Slika 6.8 AIM/CBRM Metodologija – Struktura modela 103

Slika 6.9 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.) 104

Slika 6.10 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.) 105

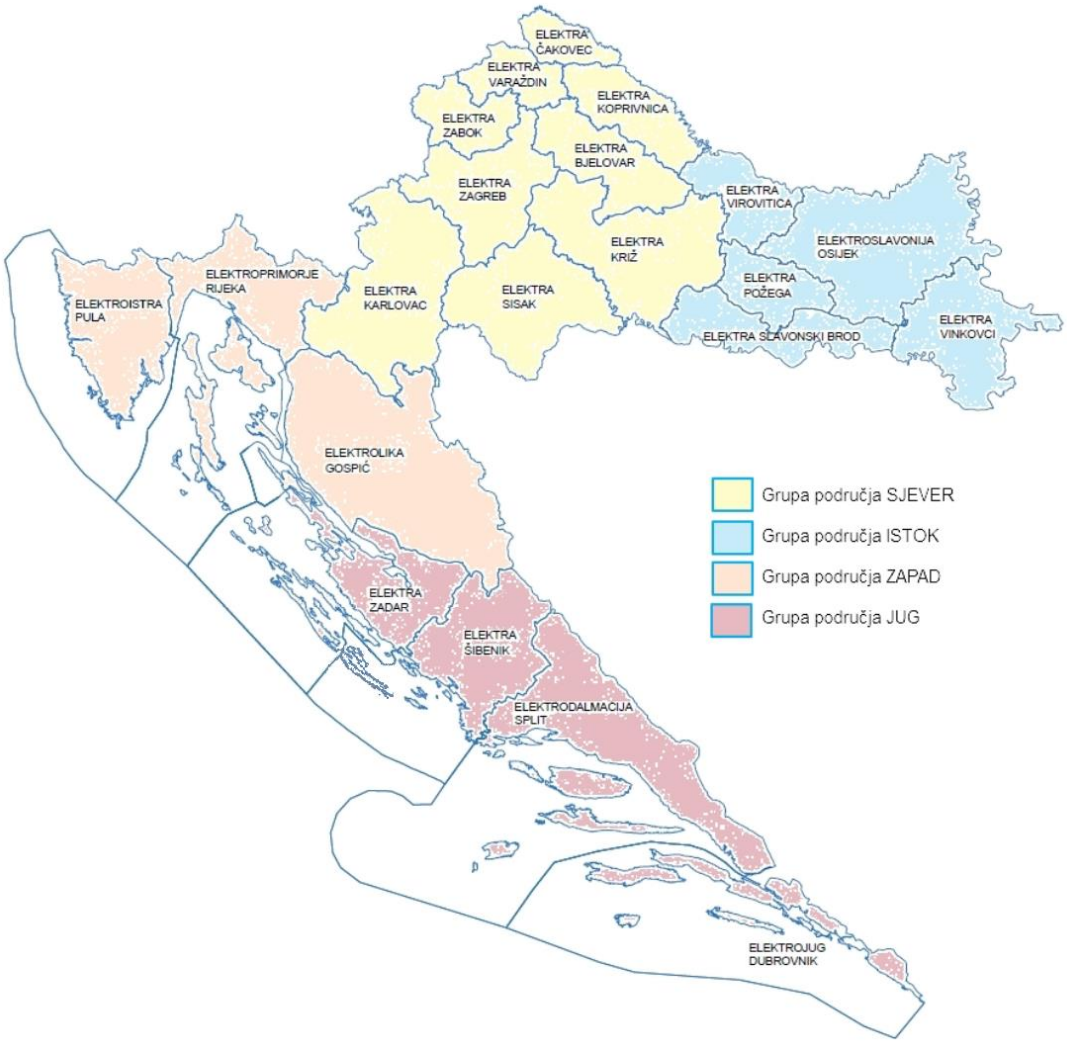
Slika 6.11 Udio kategorija obračunskih mjernih mjesta 113

Slika 6.12 Raspodjela broja nekretnina prema starosti 121

SAŽETAK

Osnovne značajke

HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o. (skraćeno HEP ODS) organiziran je kroz sjedište Društva i distribucijska područja. Nadležnost nad distribucijskom mrežom, koja uključuje naponske razine 35 kV, 30 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV, prostorno je podijeljena među 21 distribucijskim područjem (Slika 1), koja su potom organizirana u 129 terenskih jedinica. Uz navedeno formirane su i četiri grupe područja: Sjever, Istok, Zapad i Jug.



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

Tablica 1 u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u (stanje na dan 31. 12. 2018.).

Tablica 1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	6.476
Duljina distribucijske mreže	138.789 km
Broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	26.421
Instalirana snaga transformacije	22.658 MVA
Broj obračunskih mjernih mjesta	2.443.604
Broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	1.827
Instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	354 MW
Potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2018. godini	16.763 GWh
Gubici u 2018. godini	7,68%

Postojeće stanje distribucijske mreže

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

Ukupno 26.421 trafostanica u nadležnosti HEP ODS-a prema naponima više naponske razine raspodijeljeno je na:

- 110 kV i više 140 TS
- 35 kV i 30 kV 303 TS
- 20 kV 6.671 TS
- 10 kV 19.307 TS.

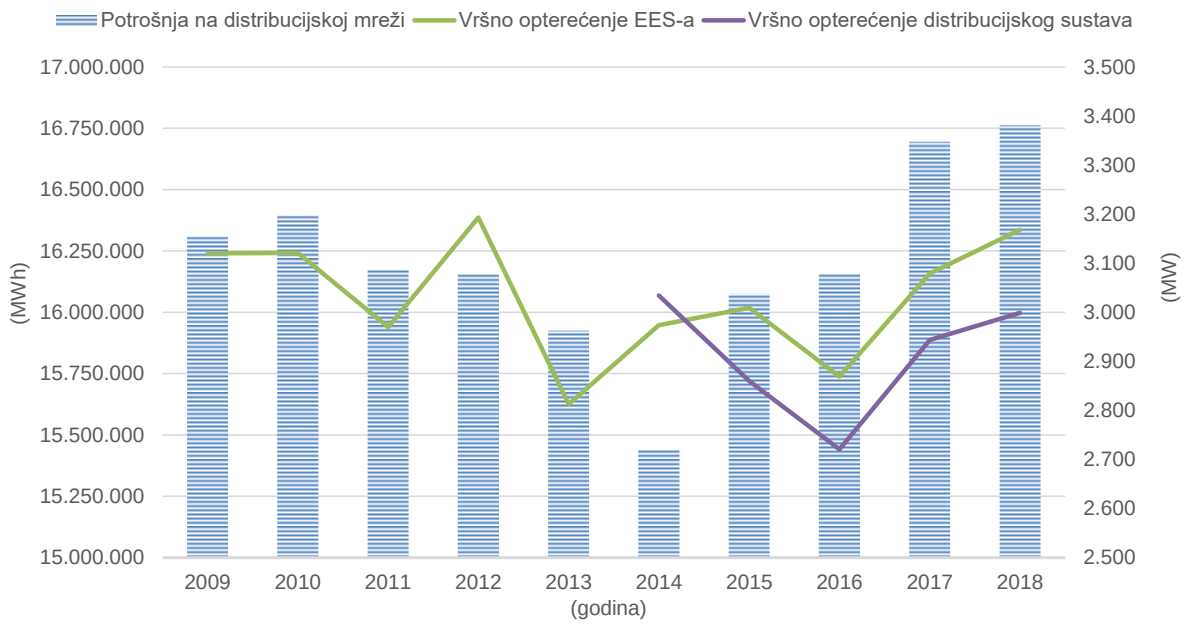
Duljina distribucijske mreže HEP ODS-a po naponskim razinama iznosi:

- 35 kV i 30 kV 4.488 km
- 20 kV 9.738 km
- 10 kV 27.505 km
- 0,4 kV (bez 0,4 kV priključaka) 61.586 km.

Pogonske značajke distribucijskog sustava – potrošnja i vršno opterećenje

Slika 2 prikazuje promjene godišnje potrošnje električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a i vršnog opterećenja EES-a u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2009. – 2018.) te kretanje vršnog opterećenja distribucijskog sustava u posljednjem petogodišnjem razdoblju.

Smanjenje potrošnje uzrokovano gospodarskom krizom nastupilo je u 2009. godini te su se u razdoblju koje je slijedilo stabilizirale oscilacije potrošnje električne energije i vršnog opterećenja EES-a, da bi od 2015. godine započeo stabilan rast potrošnje električne energije.



Slika 3 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2009. – 2018.

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 treba promatrati na manjim jedinicama, distribucijskim područjima ili opskrbnim područjima transformatorskih stanica.

Radi planiranja razvoja distribucijske mreže u ovom planskom razdoblju (do 2029. 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. Pri kategorizaciji 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 2029.)

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

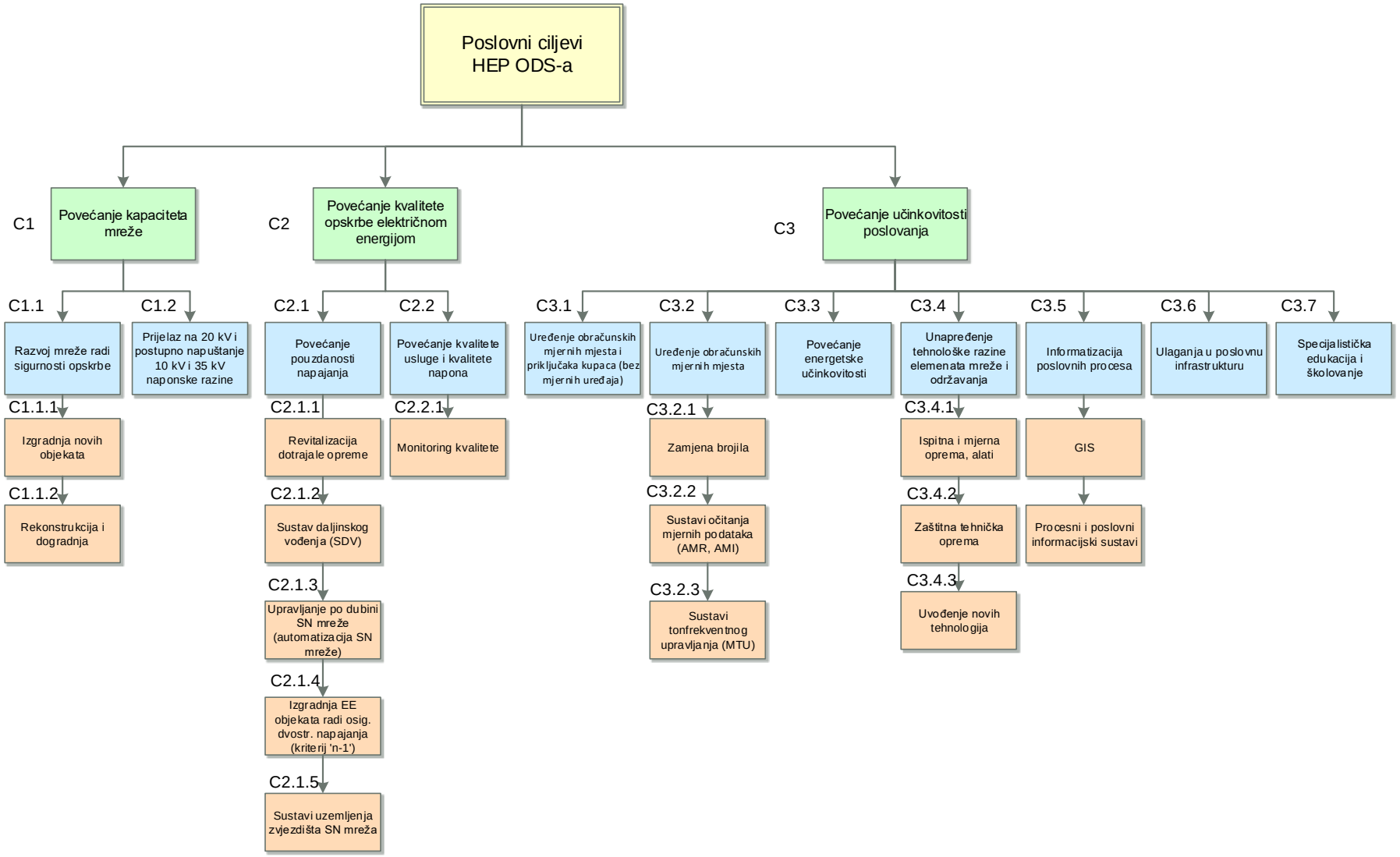
Poslovni ciljevi HEP ODS-a

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

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

U idućim godinama može se očekivati jačanje značaja upravljanja imovinom, povećanja učinkovitosti poslovanja operativnim upravljanjem procesima te intenzivniji razvoj postojećih i novih usluga povezan s naprednim mjerenjima i praćenjem kvalitete opskrbe električnom energijom. Također, u idućem 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 2020. – 2029. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

Ovaj Desetogodišnji plan (2020. – 2029.) 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 i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju 2020. – 2029. godine prikazana su Tablicom 3 u nastavku.

U razdoblju 2020. – 2029. planirana su ulaganja u razini 7.538.102.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

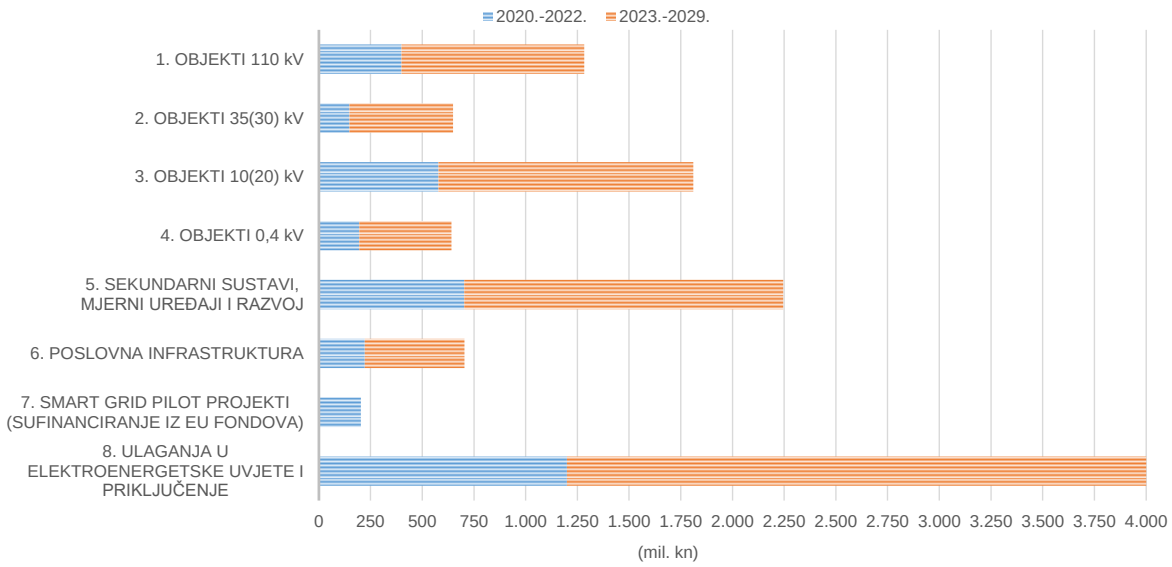
- 2020. – 2022. godina 2.449.180.000 kn, prosječno 816,4 mil. kn godišnje
- 2023. – 2029. godina 5.088.922.000 kn, prosječno 727,0 mil. kn godišnje.

Planirana desetogodišnja ulaganja strukturirana su na sljedeći način:

- ulaganja u energetske objekte 58 %
  - 110 kV i 35 kV objekti 26 %
  - 10 kV i 20 kV objekti 24 %
  - 0,4 kV objekti 9 %
- ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj 30 %
- ulaganja u poslovnu infrastrukturu 9 %
- ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova) 3 %.

U prvom dijelu promatranog desetogodišnjeg razdoblja ističu se 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 u tijeku su aktivnosti na ugovaranju nabave opreme i usluga podrške provedbi projekta.

Osim 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 iznimno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. S obzirom na trenutačno stanje i trendove, za cijelo iduće desetogodišnje razdoblje predviđena ulaganja su u razini 400 mil. kn godišnje.



Slika 5 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2020. – 2022. i 2023. – 2029. po vrstama ulaganja

Kao što prikazuje Slika 5, u idućem desetogodišnjem razdoblju težište će biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

- pouzdanost napajanja kroz mrežu, a ne transformaciju
- poboljšanje naponskih okolnosti 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)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. -2022.	Ulaganje 2023. - 2029.	Ulaganja u 10G 2020. - 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		**118.175.000**	**143.886.000**	**137.049.000**	**399.110.000**	**884.550.000**	**1.283.660.000**
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	44.000.000	72.120.000	80.000.000	196.120.000	347.500.000	543.620.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	74.175.000	71.766.000	57.049.000	202.990.000	537.050.000	740.040.000
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		**44.793.000**	**50.620.000**	**52.634.000**	**148.047.000**	**500.431.000**	**648.478.000**
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	0	1.000.000	2.500.000	3.500.000	31.500.000	35.000.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	28.481.000	32.355.000	28.596.000	89.432.000	203.000.000	292.432.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	1.995.000	3.825.000	0	5.820.000	58.312.000	64.132.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	14.317.000	13.440.000	21.538.000	49.295.000	207.619.000	256.914.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		**165.437.000**	**205.372.000**	**207.724.000**	**578.533.000**	**1.232.609.000**	**1.811.142.000**
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	13.916.000	18.765.000	18.469.000	51.150.000	144.431.000	195.581.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	51.596.000	62.496.000	62.491.000	176.583.000	380.780.000	557.363.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	48.608.000	50.023.000	50.720.000	149.351.000	346.690.000	496.041.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	51.317.000	74.088.000	76.044.000	201.449.000	360.708.000	562.157.000
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		**69.335.000**	**64.722.000**	**61.943.000**	**196.000.000**	**445.582.000**	**641.582.000**
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	13.789.000	13.520.000	11.947.000	39.256.000	92.558.000	131.814.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	32.483.000	27.681.000	26.283.000	86.447.000	188.299.000	274.746.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	23.063.000	23.521.000	23.713.000	70.297.000	164.725.000	235.022.000
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		**234.000.000**	**234.500.000**	**234.000.000**	**702.500.000**	**1.543.000.000**	**2.245.500.000**
	Sustavi vođenja i automatizacija	13.000.000	13.500.000	13.000.000	39.500.000	94.000.000	133.500.000
	Mjerni uređaji i infrastruktura	219.000.000	219.000.000	219.000.000	657.000.000	1.435.000.000	2.092.000.000
	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		**59.000.000**	**82.250.000**	**80.250.000**	**221.500.000**	**482.750.000**	**704.250.000**
	Osobna, teretna i radna vozila	15.000.000	27.500.000	27.500.000	70.000.000	210.000.000	280.000.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	28.000.000	34.000.000	34.000.000	96.000.000	168.000.000	264.000.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	13.000.000	11.750.000	11.750.000	36.500.000	78.750.000	115.250.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	3.000.000	9.000.000	7.000.000	19.000.000	26.000.000	45.000.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		**690.740.000**	**781.350.000**	**773.600.000**	**2.245.690.000**	**5.088.922.000**	**7.334.612.000**
7. SMART GRID PILOT PROJEKTI (SUFINANCIRANJE IZ EU FONDOVA)		**68.000.000**	**67.550.000**	**67.940.000**	**203.490.000**	**0**	**203.490.000**
	Napredna mjerna infrastruktura	20.000.000	30.000.000	29.975.000	79.975.000	0	79.975.000
	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	24.000.000	7.550.000	0	31.550.000	0	31.550.000
	Automatizacija distribucijske mreže	24.000.000	30.000.000	37.965.000	91.965.000	0	91.965.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		**758.740.000**	**848.900.000**	**841.540.000**	**2.449.180.000**	**5.088.922.000**	**7.538.102.000**
8. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE		**400.000.000**	**400.000.000**	**400.000.000**	**1.200.000.000**	**2.800.000.000**	**4.000.000.000**
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	2.901.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	25.630.000	400.000.000	400.000.000	1.200.000.000	2.800.000.000	4.000.000.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	177.323.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	194.146.000					
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		**1.158.740.000**	**1.248.900.000**	**1.241.540.000**	**3.649.180.000**	**7.888.922.000**	**11.538.102.000**

Zaključno

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

- utjecaj okruženja (demografska i gospodarska gibanja, 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
- aktualne poslovne ciljeve HEP ODS-a.

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja treba 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 ulaganja, svakako uključujući i pripremu te provođenje ugovaranja roba i usluga za realizaciju

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 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 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 [3] u kojoj je predviđeno nekoliko mogućih scenarija razvoja elektroenergetskog sektora. U tijeku je izrada Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu koja će dati novi pogled na očekivani razvoj elektroenergetskog sektora u planskom razdoblju 2020. – 2029.
- 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 izradio je 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]
- Desetogodišnji (2019. – -2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [12].

Na temelju članka 40. točke 17. ZoTEE [1,2] HERA je 13. lipnja 2019. godine HEP ODS-u dala prethodnu suglasnost na prijedlog Desetogodišnjeg (2019. – 2028.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [12]. Nakon ishođene prethodne suglasnosti, HEP ODS 12. srpnja 2019. službeno donosi i objavljuje Desetogodišnji (2019. – 2028.) plan.

Ovaj desetogodišnji (2020. – 2029.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja [13-38], podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Pri tomu su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Ovim Desetogodišnjim (2020. – 2029.) planom razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a, s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, opisani su:

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

Raniji Desetogodišnji planovi sadržavali su poglavlje Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže. Budući da su metodologija i kriteriji planiranja razvoja sada sadržani u javno dostupnim Mrežnim pravilima distribucijskog sustava [4], više se ne uvrštavaju u Desetogodišnji plan.

U prilozima su detaljnije prikazani:

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

2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja

2.1. Poslovni ciljevi 19
2.2. Utjecaj okruženja na planiranje razvoja distribucijske mreže 22
2.2.1. Utjecaj gospodarskih gibanja 22
2.2.2. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja 22
2.2.3. Utjecaj distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja 23
2.2.4. Utjecaj uvođenja koncepta Napredne mreže na planiranje razvoja distribucijske mreže 24
2.2.5. Implementacija energetskih propisa EU u zakonodavni okvir RH 26
2.2.6. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje 27
2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje 28

2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja

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

- energetskim zakonima (Zakon o energiji (NN 120/12, 14/14, 102/15, 68/18), Zakon o regulaciji energetskih djelatnosti (NN 120/12, 68/18), Zakon o tržištu električne energije (NN 22/13, NN 102/15, NN 68/18), Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (NN 100/15, 111/18) i Zakon o energetskoj učinkovitosti (NN 127/14, 116/18))
- ostalim pravilnicima i metodologijama (Mrežna pravila distribucijskog sustava (NN 74/18), Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu, Metodologija utvrđivanja naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu novih korisnika mreže i za povećanje priključne snage postojećih korisnika mreže (NN 51/17, 31/18), Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/15)) te Strategijom energetskog razvoja Republike Hrvatske (NN 130/09).

Osim obaveza iz energetskih zakona koje HEP ODS mora ispunjavati, na planove razvoja i ulaganja utječu i unutrašnji čimbenici, kao što su misija, vizija i ciljevi tvrtke, procesi restrukturiranja i dr. te širok skup čimbenika iz okruženja, među koje se ubrajaju gospodarske aktivnosti i demografska kretanja, izmjene zakonodavnog okvira u EU i njihova implementacija u hrvatsko zakonodavstvo te ostale izmjene nacionalnog zakonodavnog okvira koje izravno utječu na djelatnost HEP ODS-a.

2.1. 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 2.1.

Pri planiranju ulaganja važno je osigurati da svako ulaganje sudjeluje u ostvarenju usvojenih poslovnih ciljeva. Ovim pristupom, zajedno s primjenom usvojene metodologije i kriterija planiranja razvoja distribucijske mreže osigurava se:

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

U idućim godinama može se očekivati jačanje značaja upravljanja imovinom, povećanja učinkovitosti poslovanja operativnim upravljanjem procesima te intenzivniji razvoj postojećih i novih usluga povezan s naprednim mjerenjima i praćenjem kvalitete opskrbe električnom energijom. Također, u idućem razdoblju postoji mogućnost obveze operatora distribucijskog sustava u poticanju energetske učinkovitosti u krajnjoj potrošnji.

Aktualni poslovni ciljevi HEP ODS-a mogu se grupirati u tri osnovne cjeline:

- Povećanje kapaciteta mreže

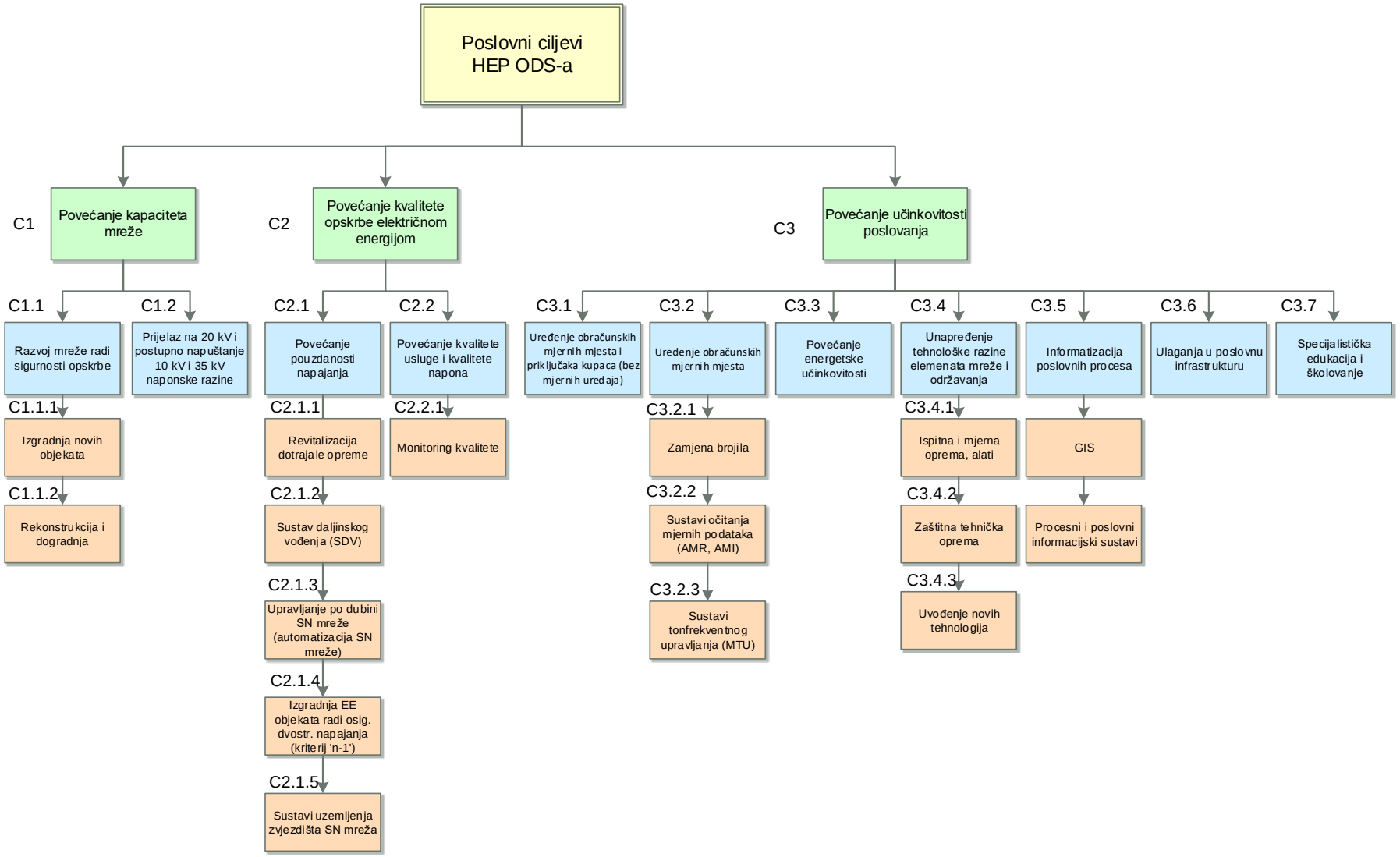
  Povećanje kapaciteta mreže planira se radi zadovoljenja porasta opterećenja i potrošnje. Prilikom ulaganja u povećanje kapaciteta treba uvažavati kriterije planiranja razvoja mreže te tehničke, ekonomske i regulatorne zahtjeve.

- Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom

  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.

- Povećanje učinkovitosti poslovanja

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



Slika 2.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

2.2. Utjecaj okruženja na planiranje razvoja distribucijske mreže

Okruženje u kojem se izrađuje desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže je iznimno složeno, i zbog složenosti poslovanja operatora distribucijskog sustava, sa svim zakonski definiranim dužnostima i odgovornostima i zbog uključenosti vanjskih institucija, tvrtki i velikog broja 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.

2.2.1. Utjecaj gospodarskih gibanja

Nakon duljeg razdoblja pada uzrokovanom gospodarskom krizom, u 2015. godini zabilježen je porast BDP-a od 1,6 % u odnosu na 2014. godinu, zatim porast od po 2,9 % u 2016. i 2017. te 2,6 % u 2018. godini.

Prema Vladinim Smjernicama ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2020. – 2022. [39] očekuje se rast bruto domaćeg proizvoda od 2,8 % u 2019., 2,5 % u 2020. te 2,4 % u 2021. i 2022. godini.

Prognozirani nastavak gospodarskog oporavka izravno će 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 dostatne prijenosne moći 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.

Pri izradi 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.

2.2.2. 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 [40] 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. 7. 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 [40], ODS je donio provedbeni plan zamjene najmanje 95 % postojećih brojila brojilima s daljinskim očitanjem.

Drugi skup obaveza, u vezi s uvođenjem 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 energetskoj regulatornoj agenciji.

- Agencija provodi analizu troška i dobiti.
- Ministar na temelju analize Agencije utvrđuje odlukom plan i program mjera za uvođenje naprednih mjernih uređaja za krajnje kupce.

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

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

- U razdoblju od ukupno 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 radi učinkovitosti (izbjegavanja dvostruke zamjene brojila na određenim OMM u kratkom vremenskom razdoblju) treba koordinirati aktivnosti redovne zamjene s uvođenjem daljinskog očitanja.
- Minimalni set funkcionalnosti naprednog mjernog sustava prema Preporuci Europske komisije 2012/148/EU ne odstupa značajno od uobičajenih funkcionalnosti brojila s daljinskim očitanjem pa zbog toga treba koordinirati opremanje OMM brojilima s daljinskim očitanjem (definirana obaveza) s uvođenjem naprednog mjerenja (za sada nedefinirano).

Navedene obaveze i rokovi izravno utječu na planove ulaganja i čine znatan udio potrebnih godišnjih ulaganja HEP ODS-a. Nova EU Direktiva o zajedničkim pravilima za tržište električne energije [41] zadaje bitno kraći vremenski rok za ispunjenje cilja uvođenja naprednih mjerenja. Uvođenje odrednica Direktive u hrvatsko zakonodavstvo može u idućem planskom razdoblju značajno utjecati na planove ulaganja HEP ODS-a.

2.2.3. Utjecaj distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja

Donošenjem niza podzakonskih propisa iz područja obnovljivih izvora tijekom 2007. godine stvoreni su preduvjeti za poticanje ulaganja 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 iduće izmjene i dopune s pripadajućim podzakonskim aktima zaključno s 2018. godinom.

Prema važećim zakonskim propisima, operator distribucijskog sustava dužan je osigurati preuzimanje ukupno proizvedene električne energije od povlaštenih proizvođača. U isto vrijeme, povlašteni proizvođači nemaju obavezu proizvodnje električne energije, ni količinom ni trajanjem. Upravo zbog toga, operator distribucijskog sustava za sada teško može iskoristiti prednosti distribuirane proizvodnje odgađanjem pojačanja i nadogradnjom 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, 111/18) nastoji se jasnije definirati distribuirani izvori s gledišta 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.

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 rezultirat 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.

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, da 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 elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja da bi se sagledali svi potrebni zahvati na stvaranju uvjeta u mreži i priključenju elektrane.

2.2.4. Utjecaj uvođenja koncepta Napredne mreže na planiranje razvoja distribucijske mreže

Intenzivno priključivanje distribuiranih izvora na distribucijsku mrežu, tradicionalne i nove zadaće operatora distribucijskog sustavate 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.

Nacrt Strateškog dokumenta implementacije europske mreže budućnosti (SDD dokument), koji je izradilo savjetodavno vijeće 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, da 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 2.2 Faze implementacije koncepta Napredne mreže

Radi postupne implementacije koncepta Napredne mreže u Republici Hrvatskoj (Slika 2.2), u HEP ODS-u provedeno je ili se provodi:

- analiza ključnih dokumenata i pilot projekata u EU
- intenzivirana ulaganja u revitalizaciju i zamjenu SCADA sustava
- povećana uključenost ključnih energetskih objekata u SCADA sustave
- ubrzana ulaganja u konsolidaciju i proširenje AMR sustava (više od 135.000 mjernih mjesta uključeno je u AMR sustav krajem 2018. godine)
- ispitivanje novih tehnologija kroz pilot projekte
- pilot projekti za ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže financiranih sredstvima EU, samostalno ili u suradnji sa znanstvenim institucijama.

Realizacija demonstracijskih pilot projekata iznimno je važna za kasniju punu implementaciju funkcionalnosti Napredne mreže. Za HEP ODS iznimno su 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.

2.2.5. Implementacija energetskih propisa EU u zakonodavni okvir RH

Razrada ciljeva energetske politike EU ostvaruje se donošenjem zajedničkih pravila za unutarnje tržište električne energije i plina, sadržanih u skupu direktiva i uredbi, općeprihvaćenog naziva „energetski paket“.

Republika Hrvatska, kao članica EU (i aktualna ugovorna strana Ugovora o Energetskoj zajednici), obvezna je prilagoditi nacionalno zakonodavstvo s odredbama direktiva Europske unije.

„Prvi energetski paket“ čine Direktiva o zajedničkim pravilima za tržište električne energije i Direktiva o zajedničkim pravilima za tržište prirodnog plina, donesene 1996. i 1998. godine. Ova pravila uređuju organizaciju energetskog sektora i uspostavljanje ravnoteže između tržišta i javne usluge.

Daljnja liberalizacija tržišta električne energije uređena je „Drugim energetskim paketom“ usvojenim 2003. godine, a obuhvaća četiri direktive i dvije uredbe. Poseban naglasak stavljen je na nacionalna regulatorna tijela, obvezu javne usluge i zaštitu potrošača, nadzor nad sigurnošću opskrbe, donošenje tehničkih pravila, postupke izgradnje novih proizvodnih kapaciteta, pristup treće strane energetskom sustavu, odvojeno vođenje i pristup poslovnim knjigama energetskih subjekata, otvaranje tržišta te mehanizme prekograničnog trgovanja energijom.

EU je 2009. godine usvojila tzv. „Treći paket“ energetskih propisa, koje čine dvije direktive i tri uredbe, 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. Zaključno s 2018. godinom, Republika Hrvatska provela je implementaciju odredbi „Trećeg energetskog paketa“ u nacionalno zakonodavstvo.

U studenome 2016. godine Europska komisija objavila je paket dokumenata Čista energija za svakog Europljanina, tzv. „Zimski paket“ (engl. Clean Energy For All Europeans) kojim predstavlja zakonodavne prijedloge i mjere usmjerene na tri temeljna cilja:

- davanje prednosti energetskoj učinkovitosti
- postizanje globalnog vodstva u području energije iz obnovljivih izvora
- osiguravanje pravičnog rješenja za potrošače.

Direktiva o zajedničkim pravilima za tržište električne energije

Nakon usvajanja „Zimskog paketa“, u lipnju 2019. godine donesena je nova Direktiva o zajedničkim pravilima za tržište električne energije [41]. Implementacijom u nacionalno zakonodavstvo pojedine odredbe nove Direktive mogu imati značajan utjecaj na izradu i donošenje planova razvoja distribucijskog sustava u budućnosti.

Direktiva nastavlja sa širenjem i jačanjem prava korisnika mreže, posebice u pogledu djelovanja aktivnih kupaca i energetskih zajednica građana, pri čemu države članice moraju takvim korisnicima mreže osigurati:

- pravo prodavanja električne energije koju sami proizvedu
- pravo sudjelovanja u programima fleksibilnosti i energetske učinkovitosti
- pravo na priključenje na mrežu aktivnim kupcima koji u svom vlasništu imaju postrojenje za skladištenje energije u razumnom roku nakon podnošenja zahtjeva ako su ispunjeni svi potrebni uvjeti kao što je odgovornost za uravnoteženje i odgovarajuće mjerenje.

Dodatno se pojašnjavaju uloga operatora distribucijskog sustava u vezi upotrebe usluga fleksibilnosti u distribucijskoj mreži:

- Regulatornim se okvirima osigurava da operatori distribucijskih sustava mogu nabavljati usluge od pružatelja distribuirane proizvodnje, upravljanja potrošnjom ili skladištenja energije te se

promovira upotreba mjera energetske učinkovitosti ako te usluge na troškovno učinkovit način smanjuju potrebu dogradnje ili zamjene elektroenergetskog kapaciteta i podupiru učinkovit i siguran rad distribucijskog sustava.
- Operatorima distribucijskih sustava odgovarajuće se nadoknađuju barem razumni troškovi povezani s nabavom takvih usluga, uključujući troškove potrebnih informacijskih i komunikacijskih tehnologija te troškove infrastrukture.
- Operatori distribucijskih sustava barem svake dvije godine objavljuju i regulatornom tijeku podnose plan razvoja mreže, u kojem su sagledane potrebne srednjoročne i dugoročne usluge fleksibilnosti te utvrđena ulaganja planirana u sljedećih pet do deset godina, s posebnim naglaskom na glavnoj infrastrukturi potrebnoj da bi se priključili novi proizvodni kapaciteti i nova opterećenja, među ostalim stanice za punjenje električnih vozila. Plan razvoja mreže obuhvaća i upotrebu upravljanja potrošnjom, energetsku učinkovitost, postrojenja za skladištenje energije ili druge resurse kojima se operator distribucijskog sustava služi kao alternativom proširenju sustava.
- Operatori distribucijskih sustava savjetuju se o planu razvoja mreže sa svim relevantnim korisnicima sustava i relevantnim operatorima prijenosnih sustava, objavljuju rezultate procesa savjetovanja zajedno s planom razvoja mreže i dostavljaju ih regulatornom tijelu. Regulatorno tijelo može zatražiti izmjenu planova.

Nadalje, u vezi s integracijom elektromobilnosti u elektroenergetsku mrežu, operatori distribucijskih sustava ne smiju imati u vlasništvu ni razvijati stanice za punjenje električnih vozila, voditi ih ni njima upravljati, osim ako operatori distribucijskih sustava imaju u vlasništvu privatne stanice za punjenje isključivo za vlastitu uporabu. Iznimka ove odredbe moguća je ako se na javnom natječaju trećoj strani nije dodijelilo predmetno pravo.

Također, operatori distribucijskih sustava ne smiju imati u vlasništvu ni razvijati postrojenja za skladištenje energije, voditi ih ni njima upravljati. Iznimno, ovo je dopušteno ako su takva postrojenja u potpunosti integrirane mrežne komponente i ako je regulatorno tijelo dalo svoje odobrenje ili ako su ispunjeni svi sljedeći uvjeti:

- Ako se na javnom natječaju trećoj strani nije dodijelilo predmetno pravo.
- Takva postrojenja potrebna su da bi operatori distribucijskih sustava mogli ispuniti svoje obveze u vezi s učinkovitim, pouzdanim i sigurnim radom distribucijskog sustava pri čemu postrojenja se ne koriste za kupovinu ili prodaju električne energije na tržištima električne energije.
- Regulatorno tijelo procijenilo je nužnost takvog odstupanja.

U Direktivi se nastavlja s naglašavanjem značaja uvođenja naprednih sustava mjerenja za aktivno sudjelovanje kupaca na tržištu električne energije. U skladu s procjenom troškova i koristi uvođenja naprednih mjernih uređaja priprema se vremenski raspored za razdoblje od najviše 10 godina za njihovo uvođenje. Ako je procjenom uvođenje naprednih sustava mjerenja ocijenjeno pozitivno, najmanje 80 % krajnjih kupaca mora biti opremljeno pametnim sustavima mjerenja ili u roku od sedam godina od dana njihove pozitivne procjene ili do 2024. godine u onim državama članicama koje su sa sustavnim uvođenjem pametnih sustava mjerenja započele prije 4. srpnja 2019.

2.2.6. 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 energetskih propisa.

Izgradnja elektrodistribucijske mreže podrazumijeva veći broj projekata koji podliježu zakonskom okviru za područje prostornog uređenja i gradnje. Ovisno o projektu, HEP ODS može imati zakonom uređene uloge sudionika u gradnji (npr. investitora, projektanta, izvoditelja) ili u gradnji sudjeluje kao javnopravno tijelo u postupku izdavanja građevinske dozvole, odnosno kao pravni subjekt u izdavanju

uvjeta priključenja na elektroenergetsku mrežu. HEP ODS ulaže veliki napor da bi se osigurala organizacija posla usklađena sa zakonskim okvirom i da bi u sustavu uvijek bio dovoljan broj stručnjaka za obavljanje zakonom propisanih obaveza.

Ključni zakoni koji uređuju područje gradnje su:

- Zakon o prostornom uređenju (NN 153/13, 65/17,114/18, 39/19)
- Zakon o gradnji (NN 153/13, 20/17, 39/19)
- Zakon o poslovima i djelatnostima prostornog uređenja i gradnje (NN 78/15, 118/18).

Značajan dio aktivnosti HEP ODS odnosi se na stvaranje preduvjeta za priključenje i priključenje korisnika mreže u području uređenom Pravilnikom o jednostavnim građevinama i radovima (NN 112/17, NN 34/18, NN 36/19).

Iz kompleta zakona o prostornom uređenju i gradnji proizlaze obaveze povezane s projektnom i imovinsko-pravnom pripremom izgradnje. Imovinsko-pravna priprema ima ključni utjecaj na produljenje pripreme izgradnje, pri čemu je vrlo složena imovinsko-pravna priprema izgradnje linijskih građevina (prolaze preko velikog broja zemljišnih čestica).

Zakonski se okvir redovito ažurira u skladu s razvojem i uređenjem djelatnosti ili zbog potrebe usklađenja s regulatornom praksom EU. U paralelnom se procesu unaprjeđuje informatička platforma (npr. proširenje primjene sustava eDozvole, razvijanje baza prostornih i katastarskih podataka i dr.). Procjenjuje se nastavak tih trendova.

Iako su promjene usmjerene pojednostavljenju i ubrzanju postupaka pripreme, u prvoj godini primjene obično izazovu nepovoljan učinak, tj. usporenje brojnih postupaka u HEP ODS-u. Predstavnici HEP ODS-a stoga aktivno sudjeluju u raspravama koje prethode primjeni novih zakona ili pravilnika, nastojeći predvidjeti učinke promjene i djelovati u cilju što bezbolnije tranzicije. Nadalje, prepoznajući svoju društvenu odgovornost HEP ODS pravodobno informira investitore o rizicima koji mogu proizaći iz opće složenosti zakonskih rješenja ili neuređenih zemljišnih knjiga.

2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje

Primarna svrha desetgodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže je utvrđivanje potrebnog opsega ulaganja radi uravnoteženog i učinkovitog razvoja distribucijske mreže, uz uvažavanje početnog stanja distribucijske mreže i okruženja, a u skladu sa zakonskim 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 2020. do 31. prosinca 2029. godine. Detaljna razrada planiranih ulaganja dana je za početno trogodišnje razdoblje (1. siječnja 2020. 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 s 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 31
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže 32
3.2.1. Pojne točke 110 kV 34
3.2.2. Pojne točke 35 kV 38
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona 43
3.2.4. Vodovi 35 kV 44
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN 48
3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV 51
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci 55
3.2.8. Distribuirani izvori 58

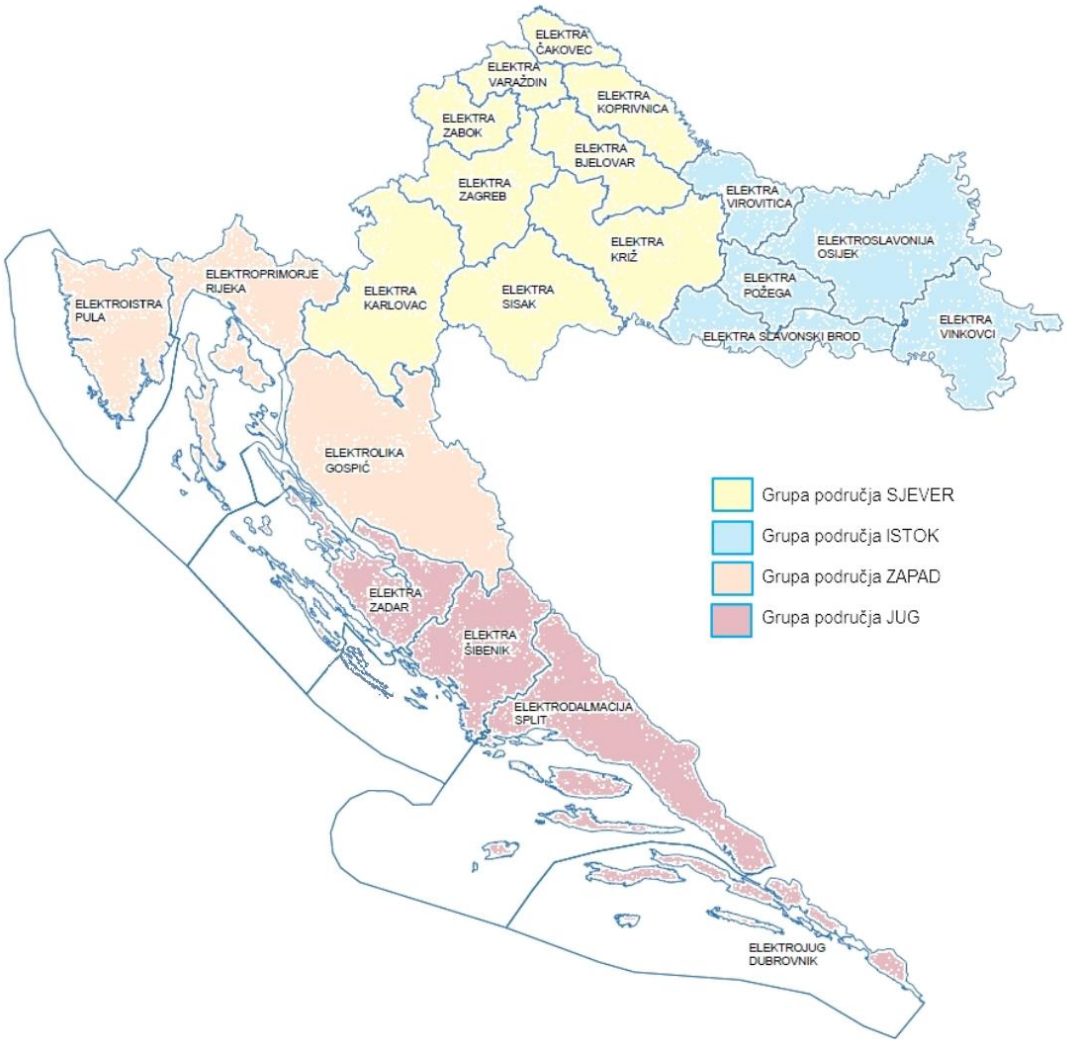
3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže

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 km^2 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. 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

Tablica u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u za 2018. godinu (stanje na dan 31. 12. 2018. godine).

Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	6.476
Duljina distribucijske mreže	138.789 km
Broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	26.421
Instalirana snaga transformacije	22.658 MVA
Broj obračunskih mjernih mjesta	2.443.604
Broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	1.827
Instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	354 MW
Potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2018. godini	16.763 GWh
Gubici u 2018. godini	7,68%

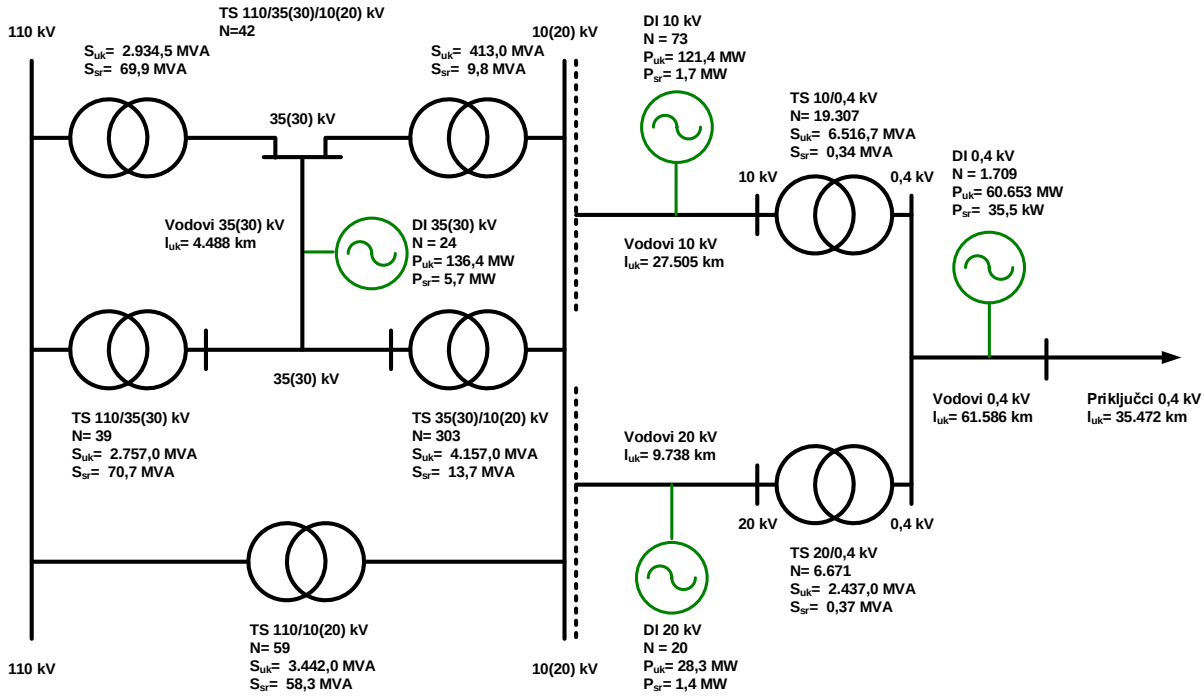
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže

Temeljne značajke distribucijske mreže HEP ODS-a, opisane u nastavku, odnose se na stanje 31. 12. 2018. godine. Podaci su utvrđeni na temelju ažuriranja i unosa podataka u aplikaciju HEP ODS – Planiranje razvoja tijekom prve polovice 2019. godine.[1] 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 energetski podaci i grafički prikazi 110 kV i 35 kV mreže svih distribucijskih područja dani su u Prilogu 10.4.

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.

[1] Podaci su tijekom izrade ovog Plana (lipanj – kolovoz 2019.) detaljnije analizirani i verificiranizbog 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 prije pet godina (Desetogodišnji (2015. – 2024.) i trogodišnji (2015. – 2017.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a, [8]) 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	39	2.757	517
TS 110/35(30)/10(20) kV	42	3.348	1.287
TS 110/10(20) kV	59	3.442	1.826
TS 35(30)/10(20) kV	303	4.157	6.014
Ukupno	**443**	**13.704**	**9.644**

Temeljni naturalni pokazatelji distribucijske mreže HEP ODS-a prikazani su Tablicom 3.2 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 303 transformatorskih stanica 35/10(20) kV s oko sto 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 Sobote u Sloveniji u studijskom radu [42]).

3.2.1. Pojne točke 110 kV

Ukupno 140 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.

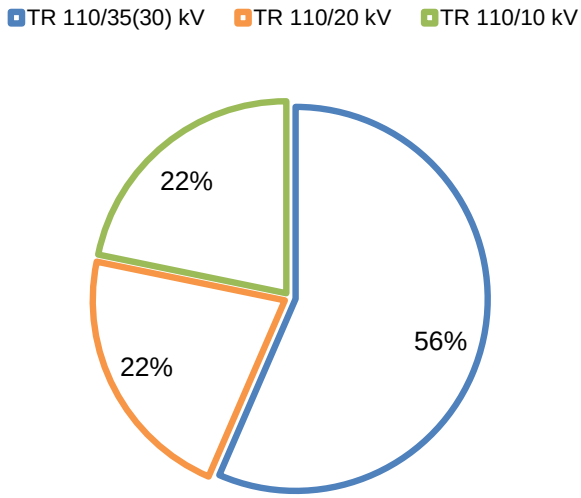
3.2.1.1. Izgradnja i razvoj pojnih točaka 110 kV

Izgradnja i razvoj pojnih točaka 110 kV usmjereni su ostvarenju strateškog cilja prijelaza na tronaponski sustav 110 kV – 20 kV – 0,4 kV. U skladu s time, planiraju se i grade transformatorske stanice s izravnom transformacijom i SN postrojenjem s najvišim trajno dozvoljenim pogonskim naponom 24 kV.

Pojne točke 110 kV su zajednički elektroenergetski objekti HEP ODS-a i HOPS-a pa je i dinamika pripreme i izgradnje određena sve višom razinom uređenosti međusobnih odnosa operatora. U proteklih 10 godina (2009. – 2018.) izgrađeno je i pušteno u pogon 11 transformatorskih stanica 110/10(20) kV. Pri čemu je u kontekstu dosljednog i odgovornog planiranja važno naglasiti da su 4 od navedenih TS 110/10(20) kV izgrađene na mjestu i u zamjenu za postojeću TS 35/10(20) kV. Dodatno, HEP ODS preuzeo je u punu nadležnost 3 TS 110/10(20) kV izgrađene za potrebe napajanja autoceste na dionici Split – Ploče (TS 110/10(20) kV Zagvozd, Vrgorac i Ploče). Tijekom 2018. nije bilo dovršenih novih transformatorskih stanica 110/10(20) kV. Na TS 110/10(20) kV Sesvete, koja je u distribucijskom dijelu projekta dovršena 2017., tijekom 2018. HOPS je dovršio aktivnosti na priključku i TS je početkom 2019. puštena u pokusni rad. Tijekom 2019. ubrzane su završne aktivnosti na izgradnji TS 110/10(20) kV Medulin koja je sredinom 2019. puštena u pokusni rad, odnosno bit će dovršena i u redovitom pogonu do kraja 2019.

3.2.1.2. Pokazatelji transformacije

U pojnim točkama 110 kV ugrađeno je nešto više od 9.100 MVA snage transformacije VN/SN. Na Slici 3.3 prikazan je udio transformatora 110/x kV u TS 110/x kV.



Slika 3.3 Raspodjela instaliranih snaga transformacija 110/x kV u TS 110/x 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 Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8], vidljiv je porast snage izravne transformacije s 40 % na oko 44 % udjela u transformaciji VN/SN.

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

- 70 % za TS instalirane snage transformacije do uključivo 40 MVA
- 80 % za TS instalirane snage od 40 MVA do uključivo 80 MVA
- visokih 95 % za TS instalirane snage iznad 80 MVA.

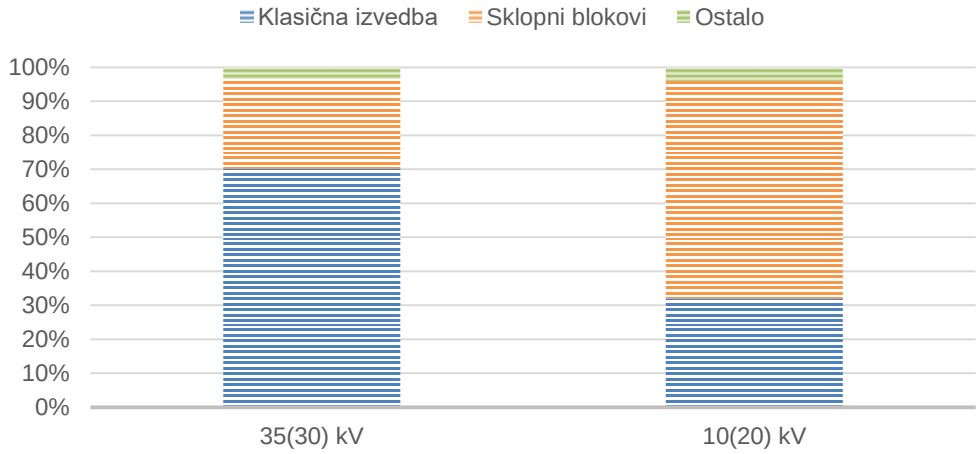
Navedeno je pokazatelj strategije izgradnje novih stanica za nazivne snage transformatora do 2x40 MVA. Time se ostvaruje određena zalihost kapaciteta, prvotno ugrađeni transformatori manje snage (20 MVA) se prema potrebi mijenjaju novim jedinicama veće snage (40 MVA ili iznimno 63 MVA za izuzetno visoku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

Transformatorske stanice instalirane snage veće od 80 MVA rezultat su specifičnosti lokacije i konzuma (npr. u Zagrebu, 2x63 MVA ili 3x40 MVA). K Svako daljnje povećanje kapaciteta u načelu ostvaruje se 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 18 transformacija koje prelaze navedenu vrijednost opterećenja u ovom trenutku, od kojih je dio trenutačno u rekonstrukciji.

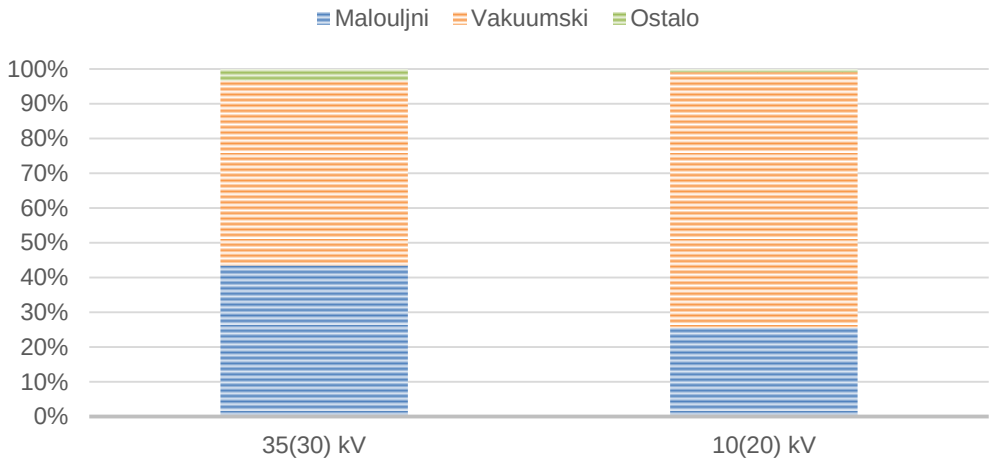
3.2.1.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

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



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

Slikom 3.4 prikazana je raspodjela izvedbe SN postrojenja prema tipu. U odnosu na Desetogodišnji plan 2015. – 2024. [8], povećanje udjela sklopnih blokova (u odnosu na smanjenje udjela ćelija u klasičnoj izvedbi s pojedinačnom opremom – munjerke) povezano je s brojnim pozitivnim iskustvima u održavanju i pogonu, uz značajno pojednostavljenje elektromontažnih radova u fazi ugradnje. U pravilu ugrađuje se primarna oprema izolacijske razine 24 kV.



Slika 3.5 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača

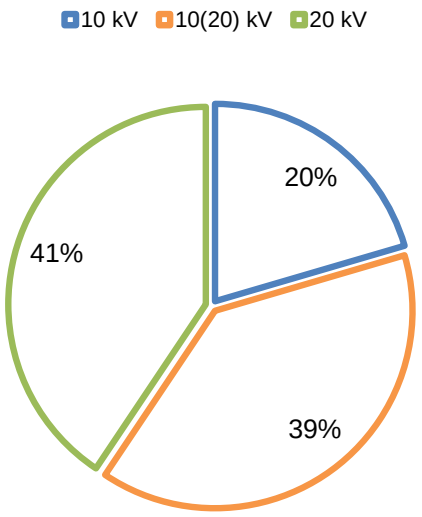
Slikom 3.5 prikazana je raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača. Znatno je povećan udio vakuumskih prekidača (u odnosu na smanjeni udio malouljnih prekidača), što je povezano s općenito boljim tehničkim značajkama u pogonu i jednostavnijim održavanjem. Zamjena malouljnih prekidača novima naprednije tehnologije izraženija je na postrojenjima 10(20) kV.

U proteklom razdoblju očit je trend povećanja udjela numeričke relejne zaštite u transformatorskim stanicama 110/x kV koji sada iznosi oko 80 %. Ovakvo stanje je dobro, a u razdoblju planiranja namjerava se još poboljšati zamjenom primarno elektromehaničkih releja (9 %), a potom i elektrostatičkih (11 %).

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 najvažnije zahvate ako će predmetne transformatorske stanice biti u pogonu idućih 10 godina.

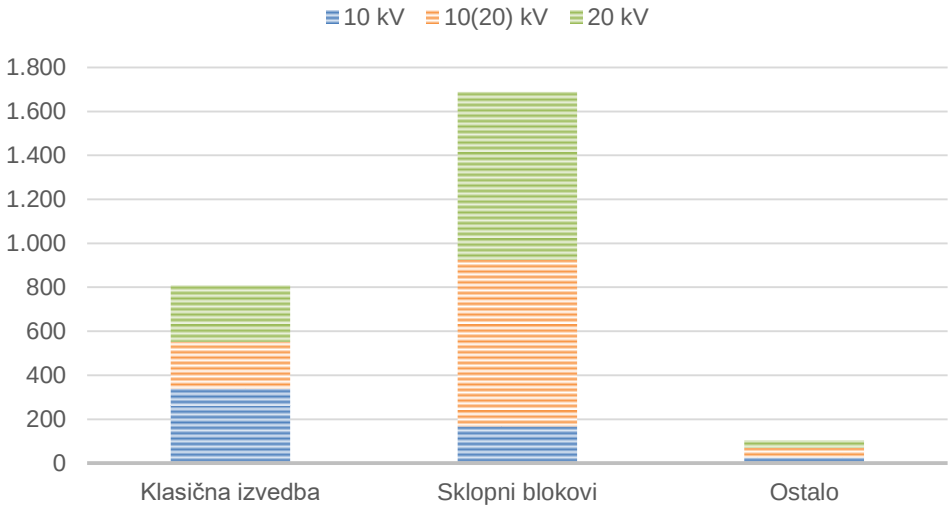
3.2.1.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

Od ukupno 140 pojnih točaka 110 kV, u njih 39 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 3.6 i 3.7 u nastavku 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 ostalog.



Slika 3.6 Raspodjela polja SN postrojenja TS 110 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon

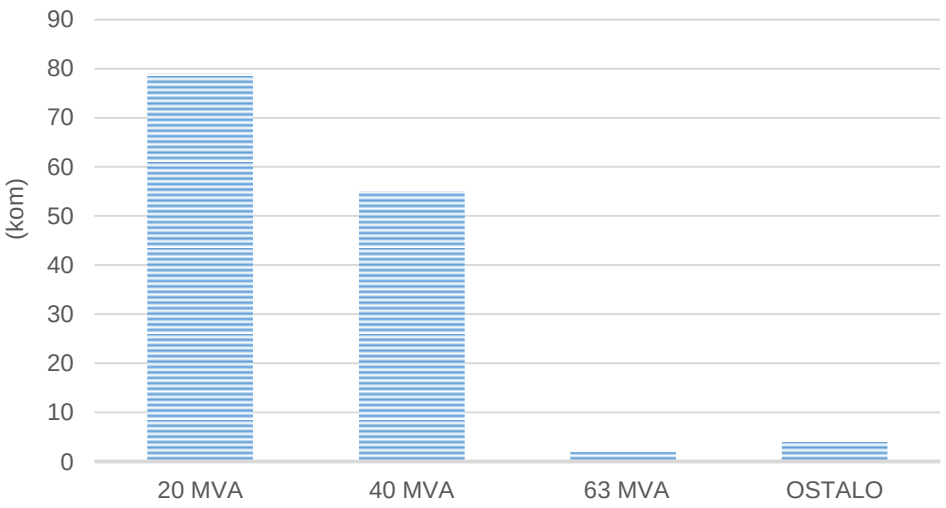
Slika 3.7 prikazuje značajan broj polja postrojenja pripremljenih za 20 kV napon. Kod postrojenja koja su izvedena sklopnim blokovima postotak pripremljenosti za 20 kV pogonski napon je oko 90 %.



Slika 3.7 Broj polja postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja

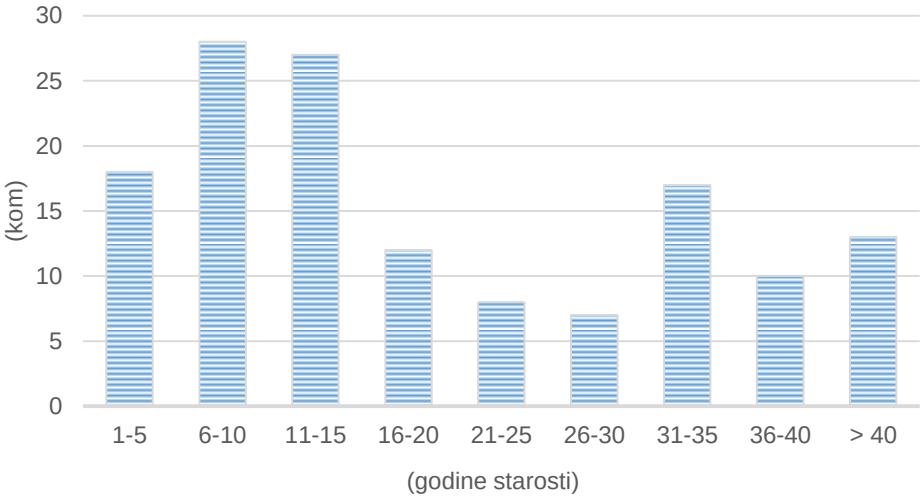
3.2.1.5. Transformatori VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a

Transformatori snage najvažniji su elementi sustava prijenosa i distribucije električne energije. U najvećoj mjeri dulje su vremensko razdoblje u pogonu u određenoj transformatorskoj stanici pa su stoga obrađeni u poglavlju povezanom sa stanicama. S obzirom na to da ipak predstavljaju značajnu pokretnu imovinu, obrađen je i dio transformatora koji nisu ugrađeni. Suma nazivnih snaga 140 transformatora omjera transformacije VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a je 4.016,5 MVA. Transformatori najviše naponske razine 110 kV gotovo u pravilu se odnose na transformaciju snage niže naponske razine 10 kV ili 20 kV, odnosno 10,5 kV ili 21 kV konstrukcijski.



Slika 3.8 Broj transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi

Pregledom raspodjele transformatora prema snazi (Slika 3.8) vidljivo je da je većina transformatora snage 20 MVA 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 zaključuje se da je trenutačno stanje transformatora u nadležnosti ODS-a vrlo povoljno s obzirom na vrlo mali udio starijih od granične vrijednosti (Slika 3.9). 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 3.9 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti

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 kV 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 303 pojnih točaka 35(30) kV, od čega je manji dio zajedničkih.

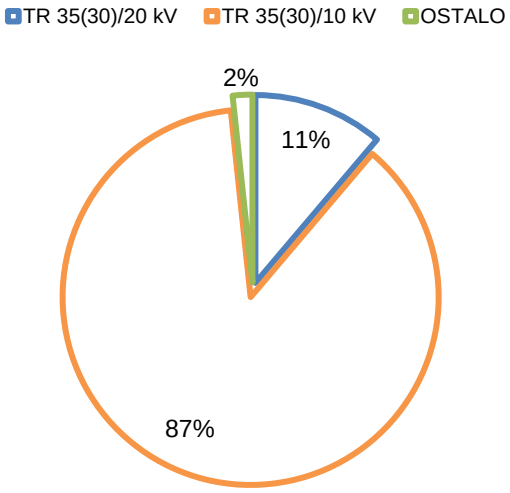
3.2.2.1. Izgradnja i razvoj pojnih točaka 35 kV

U proteklom desetogodišnjem razdoblju (2009. – 2018.) izgrađeno je 6 novih pojnih točaka TS 35/10(20) kV, od čega su 2 (TS 30/10(20) kV Podi i TS 35/10(20) kV Istok Čakovec) izgrađene kao prva faza budućih TS 110/10(20) kV. U istom razdoblju 6 postojećih dotrajalih pojnih točaka 35/10 kV je cjelovito rekonstruirano izgradnjom zamjenske TS 35/10(20) kV na istoj lokaciji, od čega su 4 zamjena za jednostavne TS u montažnim objektima iz osamdesetih godina (TS 35/10(20) kV Babina greda, Otok, Seline i Voćin).

Posljednjih je godina vidljivo ubrzanje trenda prijelaza na 20 kV i s tim povezano pretvaranje TS 35/10 kV u rasklopišta RS 20 kV (osobito na području Elektroistre). U skladu s navedenim u budućnosti se procjenjuje izgradnja vrlo malog broja novih TS 35/10(20) kV i pojačanje investicijskih aktivnosti u njihovu rekonstrukciju i revitalizaciju. Detalji planiranih aktivnosti obrazloženi su u nastavku planskog dokumenta.

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. Slika 3.10 prikazuje transformaciju 35(30)/x kV u TS 35(30)/x kV i TS 110/x kV.



Slika 3.10 Raspodjela instaliranih snaga transformacija 35(30)/x kV u TS 35(30)/x kV i TS 110/x kV

U vezi s iskorištenjem 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 45 % 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.

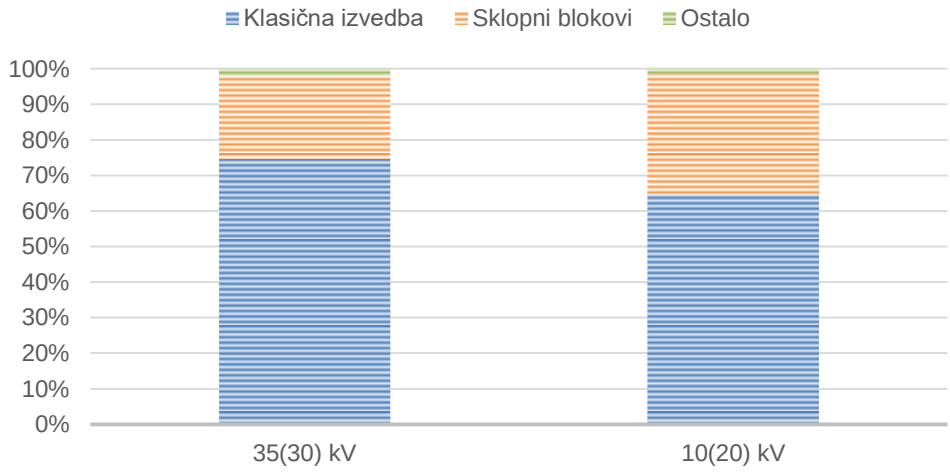
Analizirajući opterećenje transformacija po pojedinim transformatorskim stanicama i uvažavajući okvirne kriterije za povećanje kapaciteta transformacije prema relativnoj opterećenosti (80 %) mogu se uočiti 22 transformacije koje prelaze navedenu vrijednost u 2018. godini.

3.2.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

Pojne točke 35 kV u pravilu su građene u čvrstim (zidanim) objektima i čine 96 % izvedbe zgrade postrojenja. Preostalih 4 % odnosi se na limene kontejnere i tipske objekte „ESO“. Oko 75 % objekata

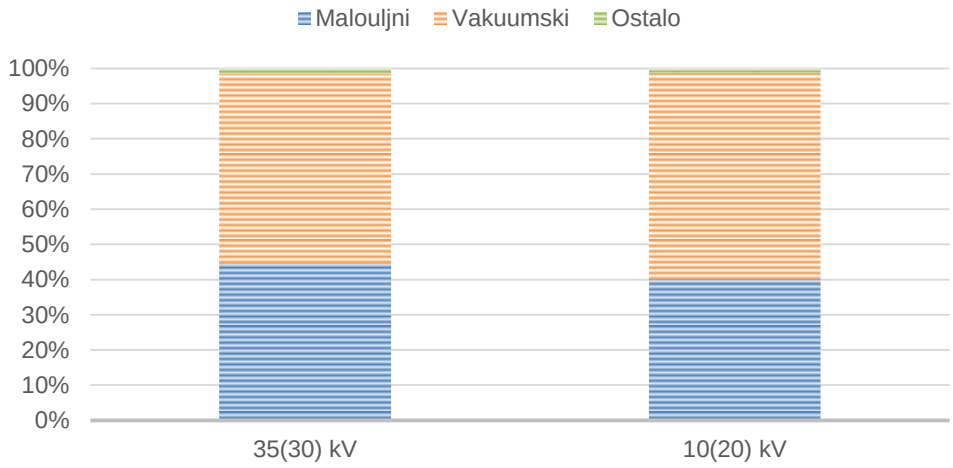
je u dobrom građevinskom stanju, a preostali zahtijevaju revitalizaciju, najviše u smislu popravaka ili zamjene krovišta, fasade ili stolarije.

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 3.11 i 3.12) primjetan je porast udjela postrojenja izvedenih sklopnim blokovima s ugrađenim vakuumskim prekidačima i numeričkim relejima zaštite u odnosu na stanje u odnosu na Desetogodišnji plan 2015. – 2024. [8].



Slika 3.11 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu

Na Slici 3.11 vidljiv je veći udio ugrađenih sklopnih blokova u postrojenjima 10(20) kV u odnosu na 35(30) kV postrojenja, kao što je na Slici 3.12 vidljiv veći udio vakuumskih prekidača, koji se smatraju novijom i boljom tehnologijom u odnosu na malouljne prekidače, u postrojenjima 10(20) kV.



Slika 3.12 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 posljedica je 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.

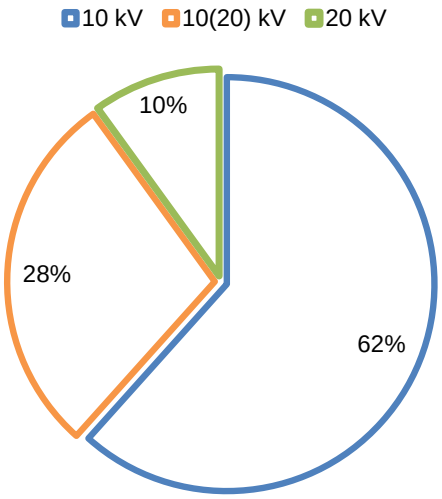
Zbog manjeg broja polja i nepostojanja potrebe za povećanjem velik dio rekonstrukcija realizira se zamjenom pojedinačne opreme zadržavajući postojeće građevinske izvedbe polja (munjerke).

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 Desetogodišnji plan 2015. – 2024. [8], znatno je povećan udio numeričke relejne zaštite (s 64 % na 72 %) i SN postrojenja uvedenih u SDV (s 89 % na 97 %).

3.2.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

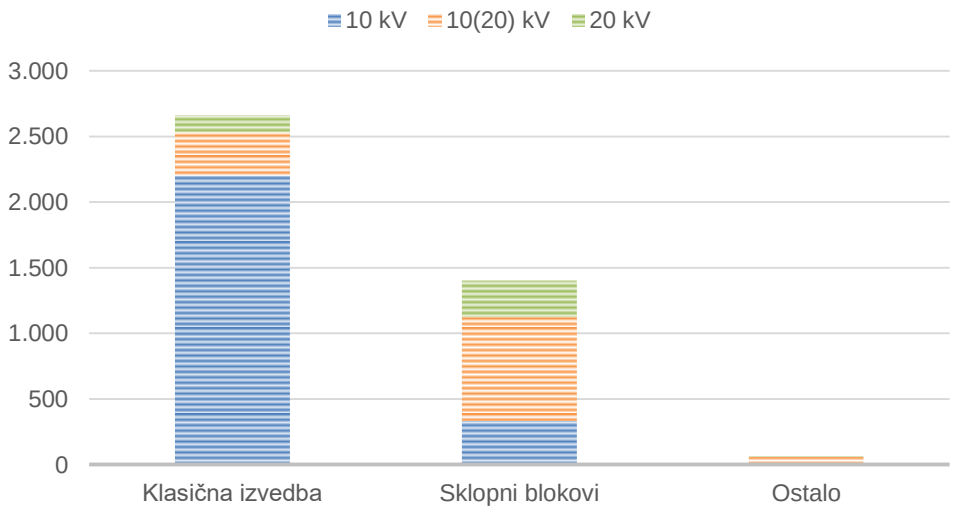
Na Slikama 3.13 i 3.14 prikazana je raspodjela pripremljenosti polja SN postrojenja za pogonski napon 20 kV, uzimajući u obzir pripremljenost primarne opreme bez analize uzemljenja neutralne točke.

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 38 %. U postrojenjima izvedenim sklopnim blokovima brojnija su postrojenja s najvišim naponom opreme koji omogućuje pogon na 20 kV.



Slika 3.13 Raspodjela polja SN postrojenja TS 35 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon

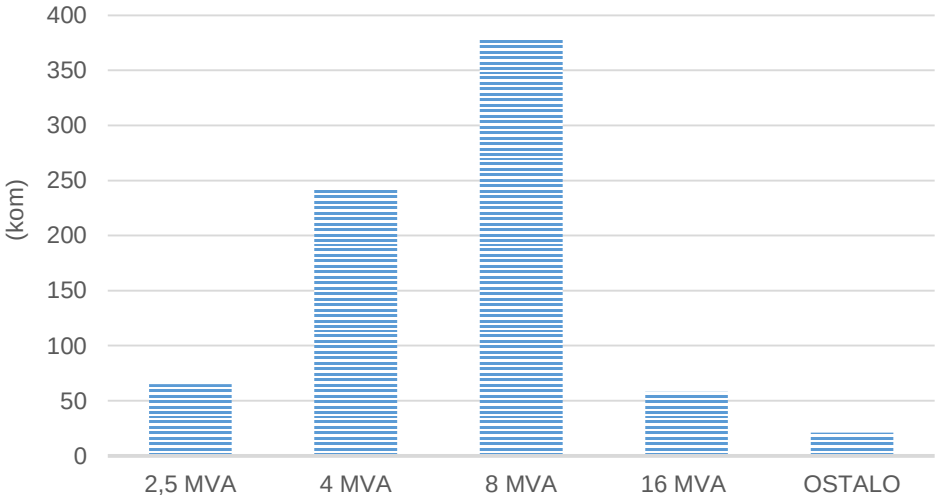
U načelu se, uvažavajući zahtjeve učinkovitog korištenja energije, rekonstrukcije pojnih točaka 35 kV u 35/20 kV ne potiču u svrhu prijelaza 10 kV mreže na 20 kV pogon, nego se, da bi se izbjegla dodatna transformacija 35/20 kV, planiraju rekonstrukcije u rasklopišta 20 kV uz napajanje iz obližnje 110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



Slika 3.14 Broj 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 5.203 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 620 komada, odnosno 4.010 MVA). Preostali transformatori odnose se na snage 2,5 MVA, 16 MVA ili ostalo (Slika 3.15).

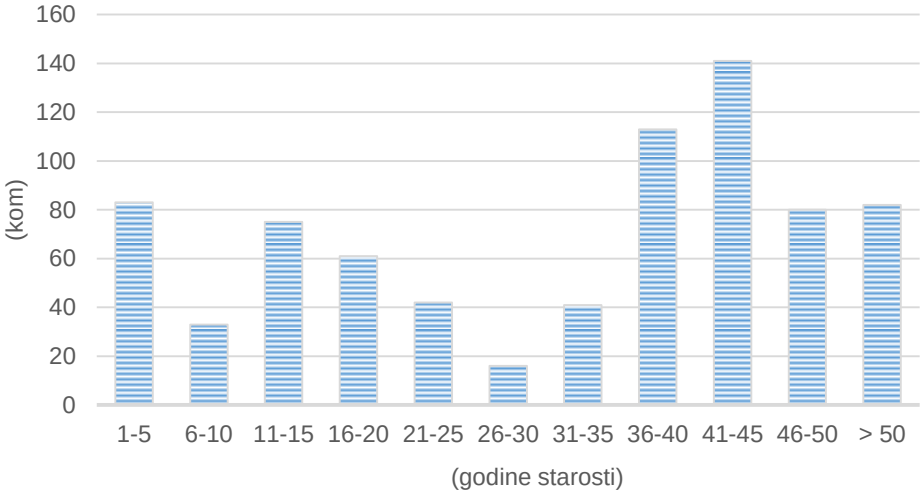


Slika 3.15 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi

Slika 3.16 prikazuje raspodjelu transformatora prema starosti iz koje je vidljiv značajan broj starih transformatora. Prosječna je starost transformatora više od 31 godine. Prema kriteriju zamjene transformatora na temelju starosti veće od 40 godina, u ovom trenutku graničnu vrijednost kriterija prelazi oko 40 %, a do kraja planskog razdoblja još dodatnih 20 %.

Osim veće sigurnosti pogona, zamjenom dotrajalih transformatora ostvaruje se velika korist smanjenjem tehničkih gubitaka. U načelu su gubici zbog opterećenja dvostruko manji kod novih transformatora, a gubici praznog hoda čak i do tri puta manji. Primjenjujući odredbe nove EU regulative o energetskoj 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 3.16 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema starosti

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 srednjonaponske 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 80 takvih postrojenja. Veći broj rasklopišta izgrađen je u Elektri Varaždin, Elektroprimorju Rijeka i Elektroistri Pula.

Više od 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 4.488 km, što je povećanje za 21 km u odnosu na stanje mreže opisano Desetogodišnjim planom 2015. – 2024. [8] (4.509 km). Promjene udjela duljina pojedinih izvedbi vodova su zbog zamjene nadzemnih vodova kabelima.

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 nadzemnih 66 %, što je 5 % manji udio duljine nadzemnih 35 kV vodova u odnosu na stanje mreže opisano Desetogodišnjim planom 2015. – 2024. [8]).

Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova

Naziv	Duljina (km)	Duljina (%)
Nadzemni vodovi 35 kV	2.981	66 %
Kabeli 35 kV	1.366	30 %
Podmorski kabeli 35 kV	142	3 %
Ukupno	**4.488**	**100 %**

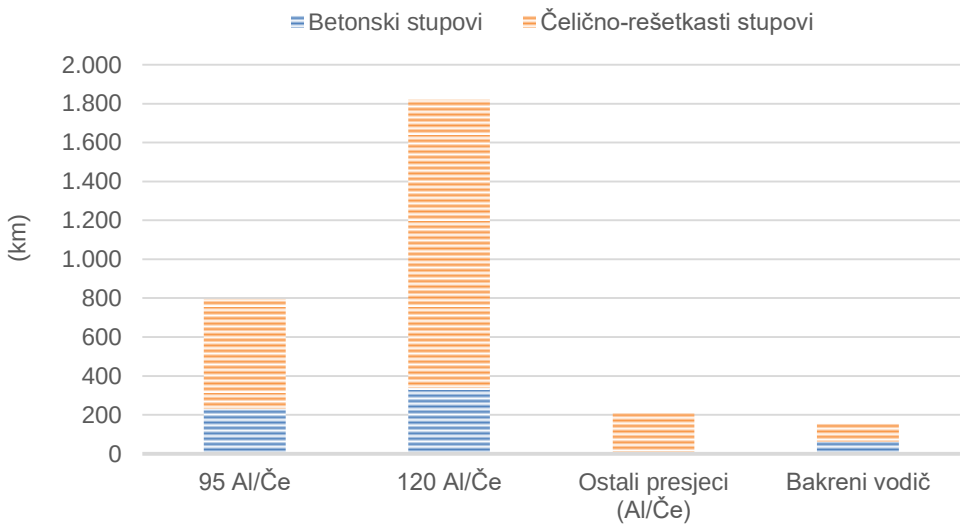
3.2.4.1. Nadzemni vodovi 35 kV

Zbog promjene pogonske naponske razine (prijelaza SN mreže na 20 kV) i zamjena nadzemnih vodova kabelima njihova ukupna duljina smanjila se u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8] za 207 km te sada iznosi 2.981 km. Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima vodiča, materijalu i vrsti stupa prikazana je u Tablici 3.4 te na Slici 3.17.

Tablica 3.4 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova

Vrsta stupa / Presjek vodiča	Duljina vodova (km)					
	120/20 mm² Al/Fe	95/15 mm² Al/Fe	Ostali presjeci (Al/Fe)	Bakreni vodič	Ukupno (km)	Ukupno (%)
Betonski stupovi	338	232	8	62	**639**	**21 %**
Čelično-rešetkasti stupovi	1.483	564	201	93	**2.342**	**79 %**
Ukupno (km)	**1.821**	**796**	**209**	**155**	**2.981**	**100 %**
Ukupno (%)	**61 %**	**27 %**	**7 %**	**5 %**	**100 %**	

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



Slika 3.17 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima i materijalu vodiča

Postupnim uvođenjem izravne transformacije 110/10(20) kV smanjit će se ukupna duljina 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.

Treba 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.

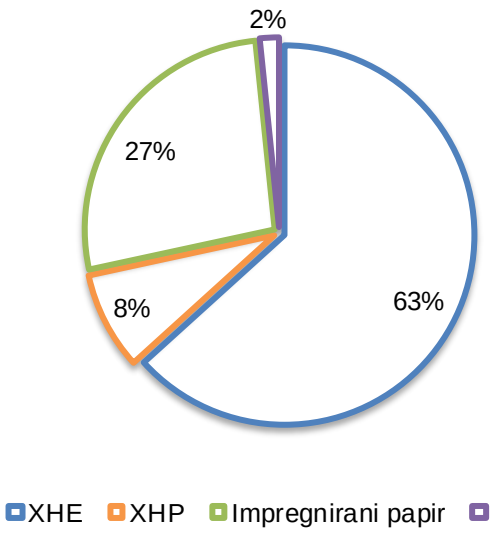
3.2.4.2. Kabeli 35 kV

Razvoj kabelske tehnologije doveo je do velikog broja različitih tipova podzemnih i podmorskih kabela. Tipizacija u ovom dijelu tehnologije uslijedila je nakon devedesetih godina prošlog stoljeća. U Tablici 3.5 i na Slici 3.18 iskazane su vrijednosti i udjeli duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji) kabela.

Tablica 3.5 Pregled duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)

Vrsta izolacije	Duljina (km)	Duljina (%)
Umreženi polietilen i izvedba plašta od polietilena (XHE)	864	63 %
Umreženi polietilen i izvedba plašta od PVC-a (XHP)	114	8 %
Impregnirani papir	366	27 %
Ostali	22	2%
Ukupno	**1.366**	**100 %**

Udio duljine kabela s papirnom izolacijom (IPZO i sl.) je 27 %, što je za oko 6 % manje u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8] gdje su uračunani i podmorski kabeli. Najzastupljeniji su kabeli s izolacijom od umreženog polietilena i izvedbom plašta od polietilena (XHE kabeli), odnosno PVC-a (XHP kabeli). Budući da su 35 kV kabeli različite tehnološke izvedbe polagani u karakterističnim vremenskim razdobljima, postupno se smanjuje udio kabela s papirnom izolacijom, a povećava udio kabela s novijim vrstama izolacije.



Slika 3.18 Udjeli duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)

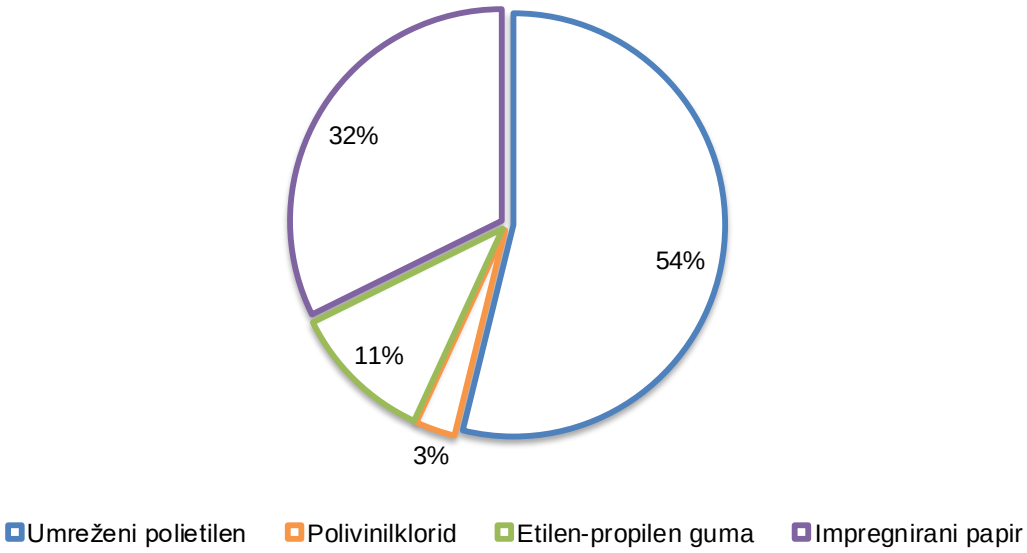
3.2.4.3. Podmorski kabeli 35 kV

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

Tablica 3.6 Pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti izolacije

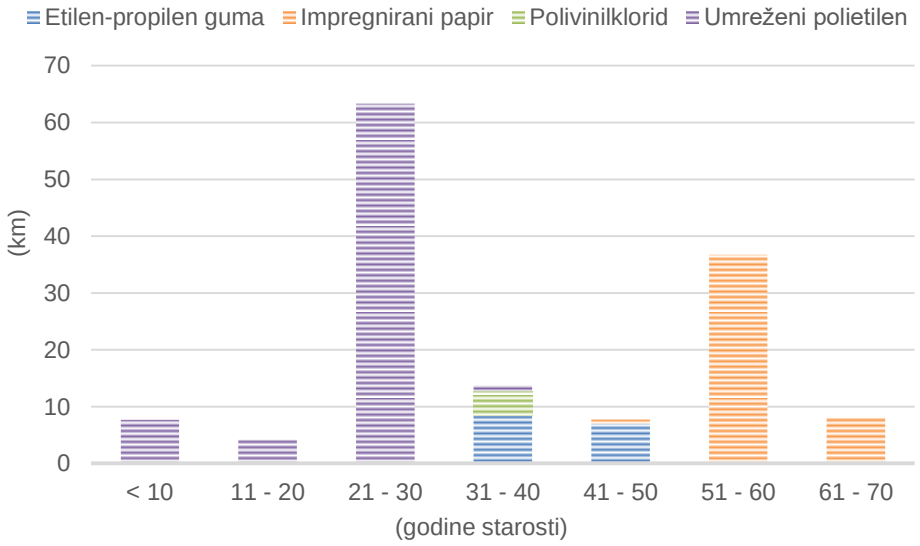
Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Duljina (%)
Umreženi polietilen (XHE, XHOE, FXCTV, FXBTV)	76	54 %
Polivinilklorid	4	3 %
Etilen-propilen guma	15	11 %
Impregnirani papir	46	32 %
Ukupno	**142**	**100 %**

U razdoblju od izrade Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8] ukupna duljina podmorskih kabela naponske razine 35 kV porasla je sa 134 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 3.19.



Slika 3.19 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi

Važno je primijetiti da je značajan dio 35 kV podmorskih kabela (52,67 km) stariji od 40 godina (Slika 3.20), pa će ih u nadolazećem razdoblju trebati intenzivnije mijenjati.



Slika 3.20 Prikaz 35 kV podmorskih kabela prema starosti i vrsti izolacije

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

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 28.996, s ukupnom instaliranom snagom 11.217 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 transformatorskih stanica SN/NN	25.978	3.018	28.996
Instalirana snaga transformacije SN/NN (MVA)	8.954	2.263	11.217

TS SN/NN mogu se 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 (kom)	Udio (%)
Kabelska transformatorska stanica	14.455	50 %
Stupna transformatorska stanica	11.083	38 %
Transformatorska stanica tipa „tornjić"	3.458	12 %
Ukupno	**28.996**	**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 (kom)	Udio (%)
TS 10/0,4 kV	12.163	42 %
TS 10(20)/0,42 kV	9.462	33 %
TS 20/0,42 kV	7.371	25 %
Ukupno	**28.996**	**100 %**

Udio transformatorskih stanica s ugrađenom opremom najvišeg napona 24 kV je oko 58 % (16.833) što predstavlja povećanje u odnosu na 53 %, odnosno 15.186 TS, kako je opisano u Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [8]. Ukupan broj TS u pogonu na 20 kV iznosi 7.371, 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.

Značajan udio kabelskih transformatorskih stanica ima ugrađenu opremu 24 kV, dok kod ostalih transformatorskih stanica udio opreme 24 kV značajno se mijenja ovisno o izvedbi. U izvedbi „tornjić“

dio stanica se rekonstruira opremom 24 kV (vrlo često 24 kV blokovima). Kod stupnih transformatorskih stanica najveći udio 24 kV opreme imaju TS na betonskom stupu, dok je udio 24 kV opreme gotovo zanemariv kod TS na drvenom stupu (tehničko rješenje koje se napušta).

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 pričuvu.

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

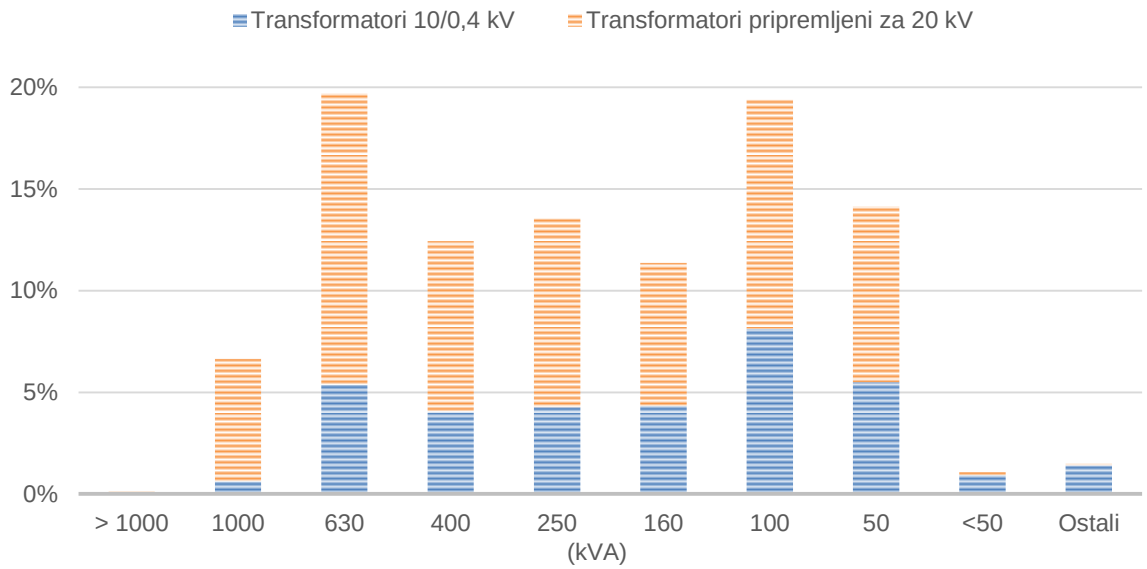
Tablica 3.10 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru

Snaga (kVA)	10/0,4 kV (kom)	10(20)/0,4 kV (kom)	20/0,4 kV (kom)	Ukupno (kom)	Ukupno (%)
> 1000	8	30	3	41	0 %
1000	184	1.643	147	1.974	6 %
630	1.594	3.572	689	5.855	20 %
400	1.203	1.892	600	3.695	12 %
250	1.269	2.135	622	4.026	14 %
160	1.289	1.696	388	3.373	11 %
100	2.414	2.790	561	5.765	20 %
50	1.632	2.071	501	4.204	14 %
<50	272	44	4	320	1 %
Ostali	418	24	1	443	2%
Ukupno (kom)	**10.283**	**15.897**	**3.516**	**29.696**	**100 %**
Ukupno (%)	**35 %**	**53 %**	**12 %**	**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 65 %. Nove transformatorske stanice grade se s preklopivim transformatorima 10(20)/0,4 kV, a zastupljenost im je 53 %.

U odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8] vidljiv je porast broja preklopivih transformatora 10(20)/0,4 kV za oko 3.800 komada i porast broja transformatora 20/0,4 kV za nešto manje od 300 komada.

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



Slika 3.21 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV

Na Slici 3.21 prikazana je raspodjela prema nazivnim snagama i pripremljenosti za 20 kV napon. U mreži HEP ODS-a podjednako su zastupljeni transformatori u rasponu snaga od 50 do 630 kVA dok su najzastupljeniji SN/NN transformatori 630 kVA i 100 kVA. Udio preklopivih transformatora i transformatora više naponske razine 20 kV je uglavnom prevladavajući, osim za vrlo male i nestandardne snage.

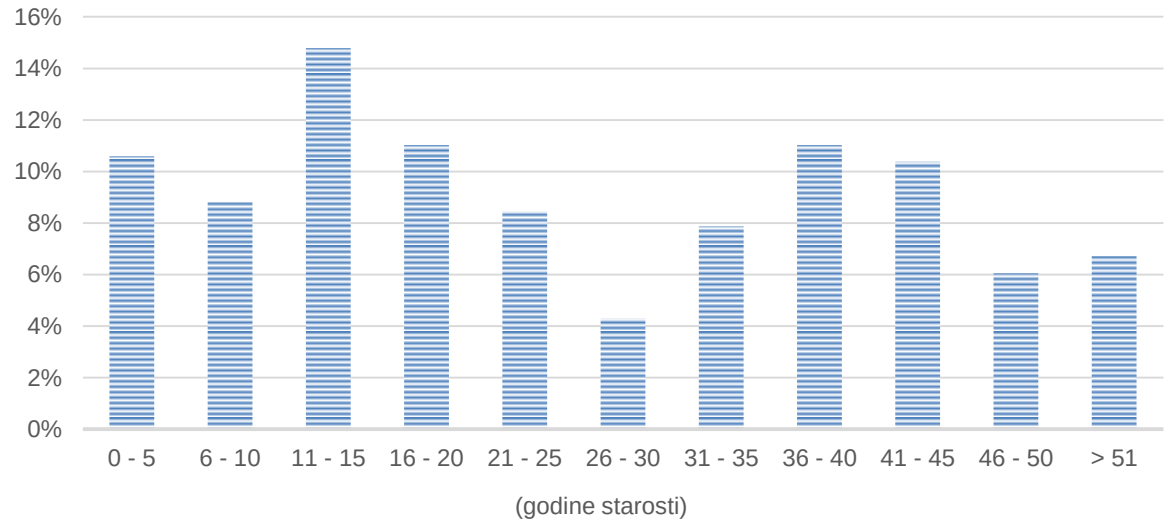
U Tablici 3.11 te na Slici 3.22 dan je pregled starosti transformatora SN/NN po petogodišnjim razdobljima[2].

[2] Analizom je obuhvaćeno 29.695 od 29.696 (99,9 %) transformatora za koje su raspoloživi podaci o starosti

Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama

Starost (god)	Broj TR (kom)	Udio (%)
0 – 5	3.144	11 %
6 – 10	2.619	9 %
11 – 15	4.390	15 %
16 – 20	3.276	11 %
21 – 25	2.509	8 %
26 – 30	1.272	4 %
31 – 35	2.337	8 %
36 – 40	3.273	11 %
41 – 45	3.083	10 %
46 – 50	1.795	6 %
> 51	1.997	7 %
Bez podatka	1	0 %
Ukupno	29.696	100 %

Posebnu pozornost treba dati transformatorima starijim od 40 godina (kriterij zamjene prema starosti) i onima koji će do isteka promatranog planskog razdoblja doseći starost od 40 godina. Ukupan udio takvih transformatora je oko 42 % svih transformatora HEP ODS-a (Slika 3.22).



Slika 3.22 Raspodjela transformatora SN/NN po starosti

3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV

Pregled 10(20) kV vodova po izvedbi, s podacima o duljini i udjelu pojedine izvedbe prikazan je u Tablici 3.12. Udio kabelskih vodova u ukupnoj duljini je 44 %, a udio nadzemnih 55 %, što je 4 % manji udio duljine nadzemnih 10(20) kV vodova u odnosu na Desetogodišnji plan 2015. – 2024. [8]. Razlog tome je i značajnije povećanje udjela duljine kabelskih vodova u ukupnoj duljini 10(20) kV mreže.

Tablica 3.12 Pregled 10(20) kV vodova

Naziv	Duljina (km)	Duljina (%)
Nadzemni vodovi 10(20) kV	20.490	55 %
Kabeli 10(20) kV	16.505	44 %
Podmorski kabeli 10(20) kV	237	1 %
Ukupno	**37.232**	**100 %**

3.2.6.1. Nadzemni vodovi 10 kV i 20 kV

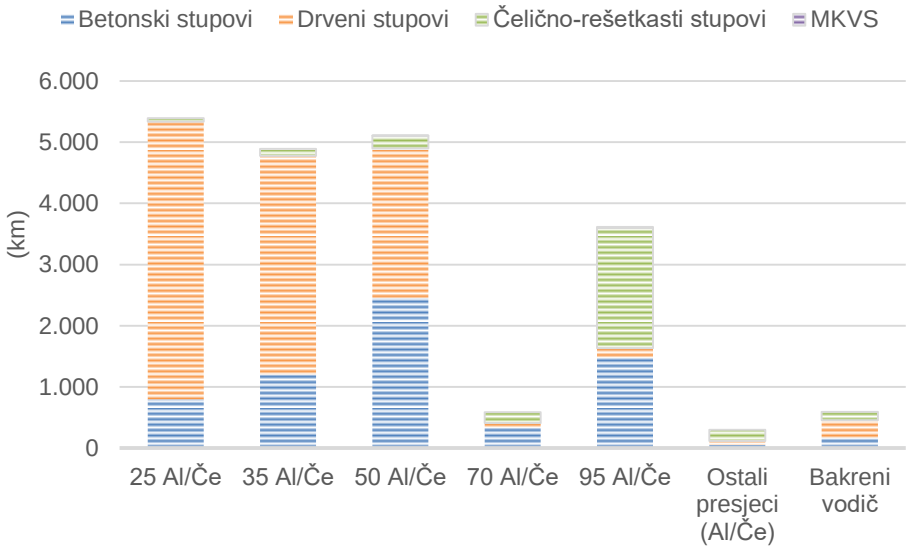
Struktura nadzemnih vodova po presjecima vodiča i izvedbi stupa prikazana je u Tablici 3.13.

Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV

Vrsta stupa / Presjek vodiča	Duljina vodova (km)								
	25/4 mm² Al/Fe	35/6 mm² Al/Fe	50/8 mm² Al/Fe	70/12 mm² Al/Fe	95/15 mm² Al/Fe	Ostali presjeci (Al/Fe)	Bakreni vodič	Ukupno (km)	Ukupno (%)
Betonski stupovi	796	1.205	2.453	336	1.474	52	169	**6.486**	**32 %**
Drveni stupovi	4.540	3.569	2.441	73	158	65	288	**11.134**	**54 %**
Čelično-rešetkasti stupovi	57	117	211	179	1.970	185	138	**2.857**	**14 %**
MKVS			3		11			**13**	**0 %**
Ukupno (km)	**5.393**	**4.891**	**5.108**	**587**	**3.612**	**302**	**596**	**20.490**	**100 %**
Ukupno (%)	**26 %**	**24 %**	**25 %**	**3 %**	**18 %**	**1 %**	**3 %**	**100 %**	

Usporedbom podataka iz Tablice 3.13 i podataka iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8] vidljivo je smanjenje udjela vodova presjeka 25/4 mm² i 35/6 mm² za 1.024 km (s tadašnjih 11.308 km na današnjih 10.284 km).

Nadalje, usporedbom s podacima iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8] vidi se porast udjela vodova presjeka 50/8 mm² za 298 km (s 4.810 na 5.108 km) i porast udjela vodova 95/15 mm² za 86 km (s 3.698 na 3.612 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 3.23 Pregled udjela nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema presjeku vodiča i vrsti stupova

Najveći udio nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV izveden je na drvenim stupovima (Slika 3.23). Usporedbom sa stanjem iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2028. [8] njihov udio je značajno smanjen, s 12.132 km na 11.134 km. U istom razdoblju povećana je duljina nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV na betonskim stupovima za 384 km, s 6.102 km na 6.486 km.

3.2.6.2. Kabeli 10 kV i 20 kV

Analizom podataka (Tablica 3.14) o duljinama kabela 10 kV, odnosno 20 kV, vidljiv je porast za oko 2.152 km u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8] što je i razumljivo jer se zbog smanjivanja cijene kabela, građevinskih radova i problema s koridorima nadzemnih vodova sve više grade kabelski vodovi.

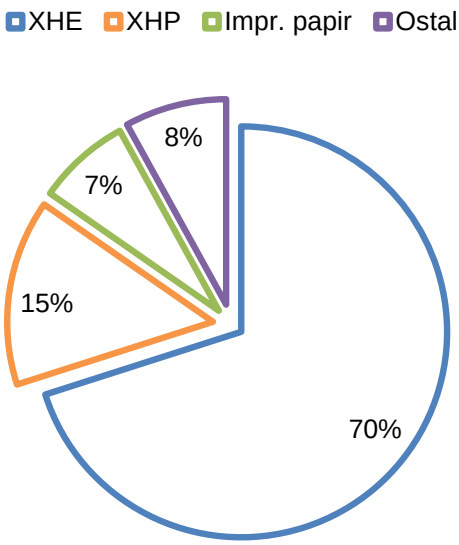
Zbog starosti, odnosno manjkavosti u tehnološkoj izvedbi (lošija izolacija i nedostatak sloja za sprječavanje prodiranja vode), veliki problem u pogonu predstavljaju kabeli tipa IPZO, IPO, PP, EHP i EpHP. S obzirom na to da je njihova zamjena povezana uglavnom s gradskim područjima gdje su masovne zamjene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

Iz Tablice 3.14 vidljiv je vrlo visoki udio kabela s izolacijom od umreženog polietilena od oko 85 %.

Tablica 3.14 Struktura kabela 10(20) kV po vrsti izolacije

Vrsta kabela	Duljina kabela (km)	Duljina kabela (%)
Univerzalni kabel	51	0 %
Umreženi polietilen (XHE i XHP)	13.977	85 %
Polivinilklorid	479	3 %
Etil - propilen	240	1 %
Termoplastični polietilen	551	3 %
Impregnirani papir	1.207	7%
Ukupno	**16.505**	**100 %**

Slika 3.24 u nastavku prikazuje raspodjelu duljine kabelskih vodova 10 kV i 20 kV prema tipu, tj. vrsti izolacije.



Slika 3.24 Duljine kabelskih vodova 10 i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)

Za prijelaz na 20 kV u najvećem dijelu spremni su 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 1.341 km (oko 9 % ukupnog udjela u kabelima u vrijeme Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8]) na 1.207 km (oko 7 % s obzirom na značajno povećanje ukupne duljine kabelske mreže izgradnjom u izvedbi s izolacijom od umreženog polietilena).

Problematika EHP kabela (izolacija od termoplastičnog polietilena) povezana je s naknadnom ekstrudacijom zaslona (izvedba zaslona izolacije), pa se također zbog smanjene pouzdanosti udio navedenih kabela smanjuje, s 576 (4 %) na 551 km (3 %).

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

3.2.6.3. Podmorski kabeli 10 kV i 20 kV

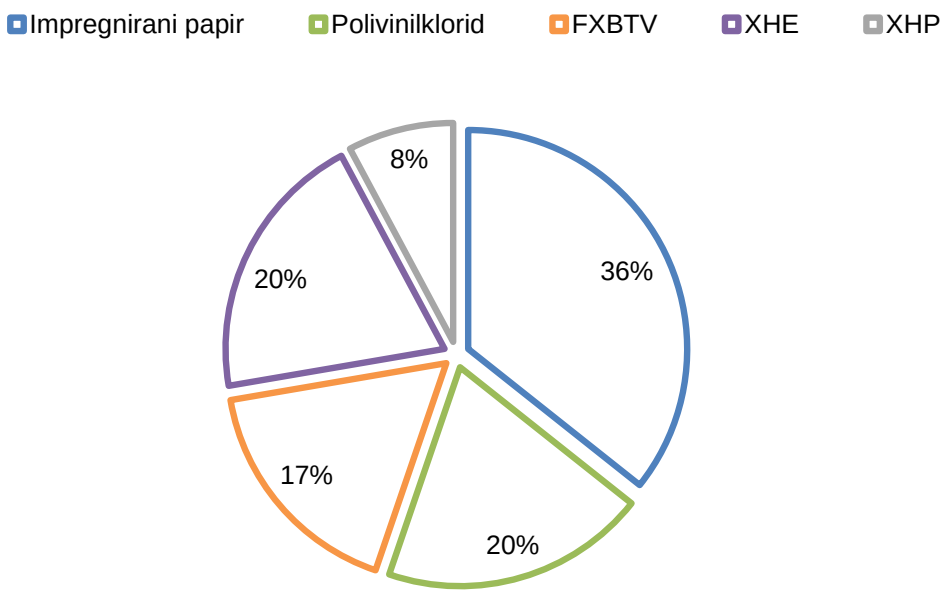
Ukupna duljina podmorskih kabela 10 kV i 20 kV iznosi oko 237 km (Tablica 3.15), dok je u vrijeme izrade Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8] duljina podmorskih kabela ovih naponskih razina iznosila 229 km.

Zbog sustavne zamjene kabela 2016. godine pokrenute su pripreme za zamjenu postojećih, odnosno izgradnju novih podmorskih kabela. U razdoblju do kraja 2018. zamijenjeno/izgrađeno je pet podmorskih kabela duljine 6,2 km.

Tablica 3.15 Pregled podmorskih kabela 10 kV i 20 kV prema vrsti izolacije

Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Udio (%)
Impregnirani papir	88	36 %
Polivinilklorid	48	20 %
Umreženi polietilen (XHE, XHP, FXBTV)	111	44 %
Ukupno	**237**	**100 %**

Prema Slici 3.25, 44 % podmorskih kabela 10(20) kV ima izolaciju od umreženog polietilena.



Slika 3.25 Prikaz udjela podmorskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije

3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci

Ukupna duljina niskonaponske mreže iznosi 61.583 km, u čemu nadzemna mreža sudjeluje s 44.140 km, a kabelska s 17.443 km (Tablica 3.16).

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

Tablica 3.16 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka)

Vrsta vodiča	Duljina (km)	Udio (%)
Samonosivi kabelski snop	30.315	49 %
Neizolirani vodič	13.825	22 %
Ukupno nadzemni vodovi	**44.140**	**72 %**
Kabeli	**17.443**	**28 %**
Ukupno	**61.583**	**100 %**

3.2.7.1. Nadzemna niskonaponska mreža

Najveći dio nadzemne NN mreže izveden je SKS-om presjeka 70 mm^2 (Tablica 3.17), uglavnom na betonskim stupovima te neizoliranim vodičima presjeka 35/6 mm^2 i 25/4 mm^2, uglavnom na drvenim stupovima.

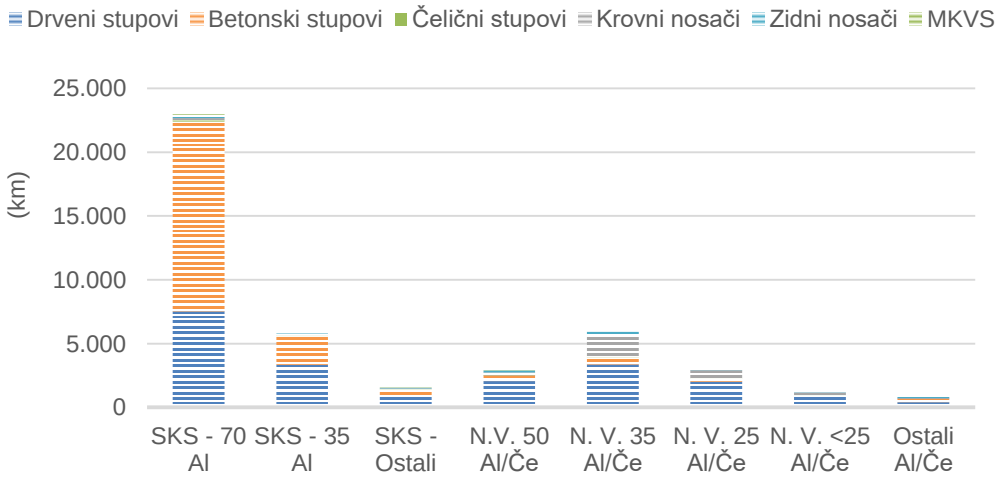
Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže

Vrsta / presjek	Duljina (km)										
	Ukupno SKS	SKS 70 mm² Al	SKS 35 mm² Al	SKS - Ostali	Ukupno neizolirani vodič	N.V. 50 mm² Al/Fe	N.V. 35 mm² Al/Fe	N.V. 25 mm² Al/Fe	N.V. <25 mm² Al/Fe	Ostali Al/Fe	Ukupno
Drveni stupovi	11.800	7.522	3.332	946	8.697	2.067	3.370	2.018	843	399	20.497
Betonski stupovi	17.610	14.886	2.269	454	1.519	442	545	209	61	262	19.129
Čelični stupovi	106	88	11	6	2	1	0	0	0	1	107
Krovni nosači	318	188	47	83	3.067	224	1.828	695	243	77	3.385
Zidni nosači	420	240	131	49	539	150	173	75	30	111	959
MKVS	62	62		0	1	1				0	63
Ukupno (km)	30.315	22.986	5.791	1.538	13.825	2.883	5.916	2.996	1.179	850	44.140
Udio (%)	65 %	52 %	13 %		29 %	7 %	13 %	7 %	3 %	2 %	97 %

Usporedbom sadašnjih podataka s onima iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8] vidljivo je:

- povećanje duljine mreže izvedene SKS-om 70 mm² s tadašnjih 21.219 km na 22.986 km
- povećanje duljine mreže izvedene SKS-om 35 mm² s tadašnjih 4.791 km na 5.791 km
- smanjenje duljine mreže izvedene vodičima 50/8 mm² Al/Fe s tadašnjih 3.867 km na 2.883 km
- smanjenje duljine mreže izvedene vodičima 35/6 mm² Al/Fe s tadašnjih 6.523 km na 5.916 km
- smanjenje duljine mreže izvedene vodičima 25/4 mm² Al/Fe s 3.822 km na 2.996 km
- smanenje duljine mreže izvedene vodičima presjeka manjeg od 25/4 mm² Al/Fe s 2.272 km na 1.179 km.

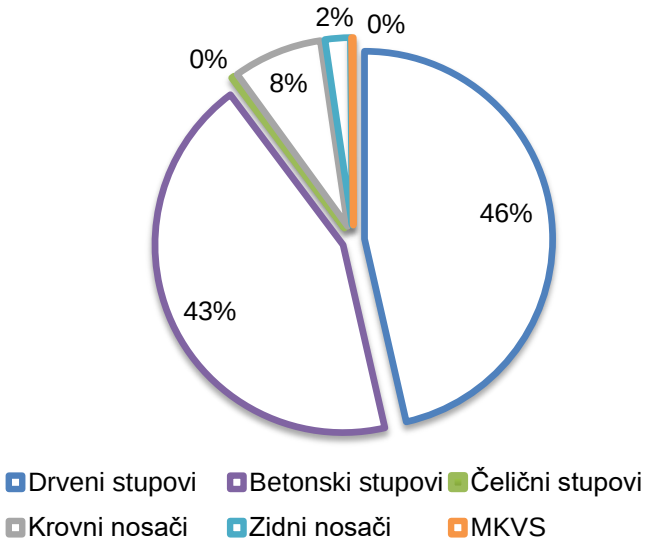
Do smanjenja duljine nadzemne mreže izvedene neizoliranim vodičem i istovremenog povećanja duljine nadzemne mreže izvedene SKS-om došlo je zbog sustavne zamjene neizoliranog vodiča SKS-om koja se provodi već dvadesetak godina. Zamjenu je posljednjih godina potakao i pad cijene kabela. Uz zamjenu neizoliranog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



Slika 3.26 Pregled niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi i presjeku vodiča te vrsti nosivog elementa

Sa Slike 3.26 je vidljivo da je nadzemna mreža u većini izvedena SKS-om presjeka 70 mm^2.

Najveći udio niskonaponske nadzemne mreže nalazi se na drvenim stupovima, u duljini od 20.497 km (46 %) te na betonskim stupovima, u duljini od 19.129 km (43 %), što je prikazano Slikom 3.27. Ako se usporede podaci iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [8], uočava se da je tada 23.771 km nadzemne niskonaponske mreže bilo na drvenim stupovima i da je 16.761 km nadzemne mreže bilo na betonskim stupovima.



Slika 3.27 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa

3.2.7.2. Niskonaponska kabelska mreža

U Tablici 3.18 iskazani su podaci o duljini niskonaponske kabelske mreže prema vrsti izolacije.

Tablica 3.18 Struktura niskonaponske kabelske mreže prema izvedbi izolacije

Vrsta izolacije	Duljina (km)	Udio (%)
Polivinilklorid	13.036	75 %
Umreženi polietilen	4.293	25 %
Impregnirani papir	114	1 %
Ukupno	**17.443**	**100%**

U odnosu na 15.759 km ukupne duljine niskonaponske kabelske mreže u Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [8], danas je taj iznos 17.443 km (više nego dvostruko povećanje). Ovo je razumljivo jer se zbog smanjenja cijene kabela, građevinskih radova i problema s koridorima i urbanističkim uvjetima izvedbe, rekonstrukcija postojećih i izgradnja novih NN mreža izvodi se podzemnim kabelima.

3.2.7.3. Niskonaponski priključci

Struktura niskonaponskih nadzemnih priključaka dana je u Tablici 3.19. Nadzemnih niskonaponskih priključaka najviše je izvedeno SKS-om (19.860 km) te 2.936 km neizoliranim vodičima. Ako se usporede kabelski i nadzemni niskonaponski priključci, najviše ima nadzemnih i to oko 64 % u ukupnom udjelu priključaka.

Tablica 3.19 Struktura niskonaponskih priključaka

Vrsta vodiča	Duljina (km)	Udio (%)
Neizolirani vodič	2.936	8 %
Samonosivi kabelski snop	19.860	56 %
Kabel	12.676	36 %
Ukupno	**35.472**	**100%**

Usporedi li se stanje u Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [8], duljina priključaka izvedenih neizoliranim vodičima se smanjila (s 3.694 km na današnjih 2.936 km). U isto vrijeme povećana je duljina priključaka izvedenih SKS-om (sa 17.707 km na 19.860 km). Očekivano, zbog povećanja duljine kabelske mreže, povećala se duljina kabelskih priključaka (s tadašnjih 11.615 km na 12.676 km).

3.2.8. Distribuirani izvori

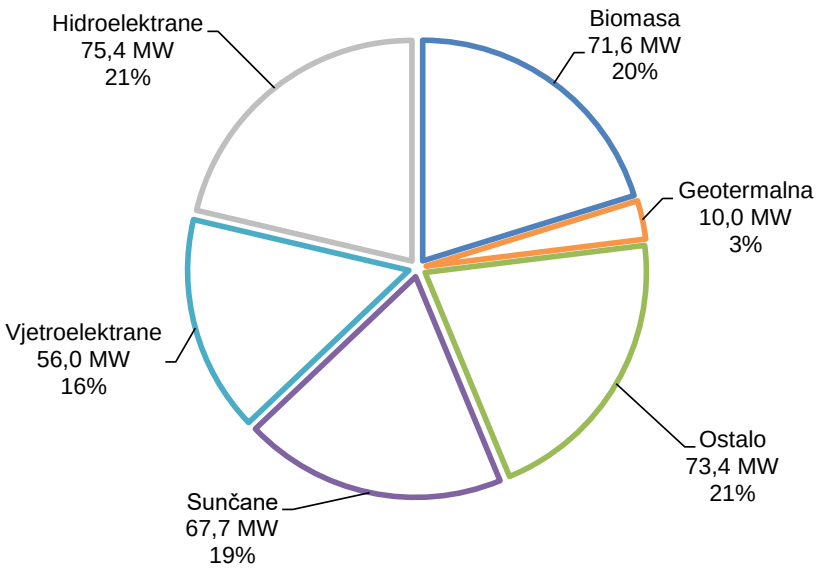
3.2.8.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a

U posljednjih nekoliko godina intenzivirano je priključenje elektrana na distribucijsku mrežu. Tablica 3.20 u nastavku prikazuje broj i snagu elektrana priključenih na mrežu HEP ODS-a (do 31. 12. 2018.) te prosječnu snagu po vrstama elektrana. Ovaj prikaz uključuje i elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. koje su priključene na distribucijsku mrežu.

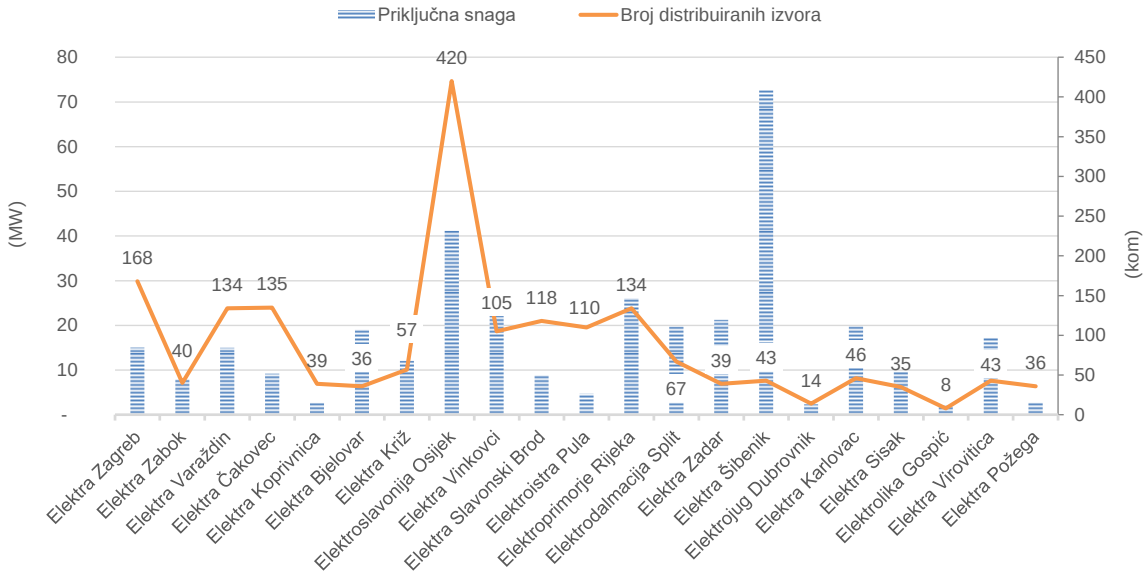
Tablica 3.20 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)

Vrsta elektrane	NN		SN		Ukupno		Prosječna priključna snaga elektrane (kW)
	Broj	Priključna snaga (kW)	Broj	Priključna snaga (kW)	Broj	Priključna snaga (kW)	
Sunčane	1.675	52.083	26	15.596	1.701	67.680	40
Vjetroelektrane	0	0	6	55.950	6	55.950	9.325
Biomasa	8	3.344	24	68.210	32	71.554	2.236
Hidroelektrane	17	2.936	19	72.482	36	75.418	2.095
Geotermalna	0	0	1	10.000	1	10.000	10.000
Ostalo	9	2.290	42	71.092	51	73.382	1.439
Ukupno	**1.709**	**60.653**	**118**	**293.330**	**1.827**	**353.984**	**194**

Ukupna snaga priključenih 1.827 distribuiranih izvora iznosi 354 MW. Sunčane elektrane priključene na niskonaponsku mrežu brojem (93 %) su najzastupljeniji tip izvora na mreži HEP ODS-a, dok priključnom snagom sudjeluju sa samo 19 % od ukupno priključenih izvora na niskonaponsku i srednjonaponsku mrežu. Slike 3.28 i 3.29 u nastavku prikazuju razdiobu vrsta elektrana priključenih na distribucijsku mrežu HEP ODS-a po broju, priključnoj snazi i distribucijskim područjima.



Slika 3.28 Priključna snaga elektrana priključenih na distribucijsku mrežu



Slika 3.29 Priključna snaga i broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima

Kretanje broja priključenih izvora u razdoblju od 2009. do 2018. godine prikazano je u Tablici 3.21.

Tablica 3.21 Izdane PEES, izrađeni EOTRP i priključeni izvori u razdoblju od 2009. do kraja 2018. godine

Godina	Priključeni izvori	
	Broj	Priključna snaga (kW)
2009.	3	11.600
2010.	6	11.975
2011.	15	16.877
2012.	86	9.545
2013.	558	33.200
2014.	565	24.933
2015.	251	37.931
2016.	90	30.009
2017.	88	22.300
2018.	142	69.872
Ukupno	**1.804**	**268.242**

3.2.8.2. 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 2018. godine iznosi 1.054,78 GWh, što je oko 7 % ukupne potrošnje električne energije kupaca na distribucijskoj mreži u 2018. godini.

Najveći udio proizvodnje na distribucijskoj mreži čini proizvodnja hidroelektrana (25 %) i ostalih tipova elektrana (31 %), uglavnom bioplinskih postrojenja te elektrana na biomasu (27 %) i vjetroelektrana (9 %). U mreži HEP ODS-a brojem najzastupljenije sunčane elektrane u godišnjoj proizvodnji distribuiranih izvora sudjeluju sa 7 %.

4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

4.1. Potrošnja i vršno opterećenje 62
4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje 62
4.1.2. Metodologija predviđanja opterećenja 64
4.1.3. Prognoza opterećenja u idućem desetogodišnjem razdoblju 67
4.2. Gubici u distribucijskoj mreži 68
4.2.1. Ostvareni gubici 68
4.2.2. Struktura gubitaka 69
4.2.3. Ciljevi smanjenja gubitaka 70
4.3. Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži 70
4.3.1. Pokazatelji pouzdanosti 70
4.3.2. Utvrđivanje i analiza SN izvoda s lošim pokazateljima pouzdanosti napajanja 72

4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

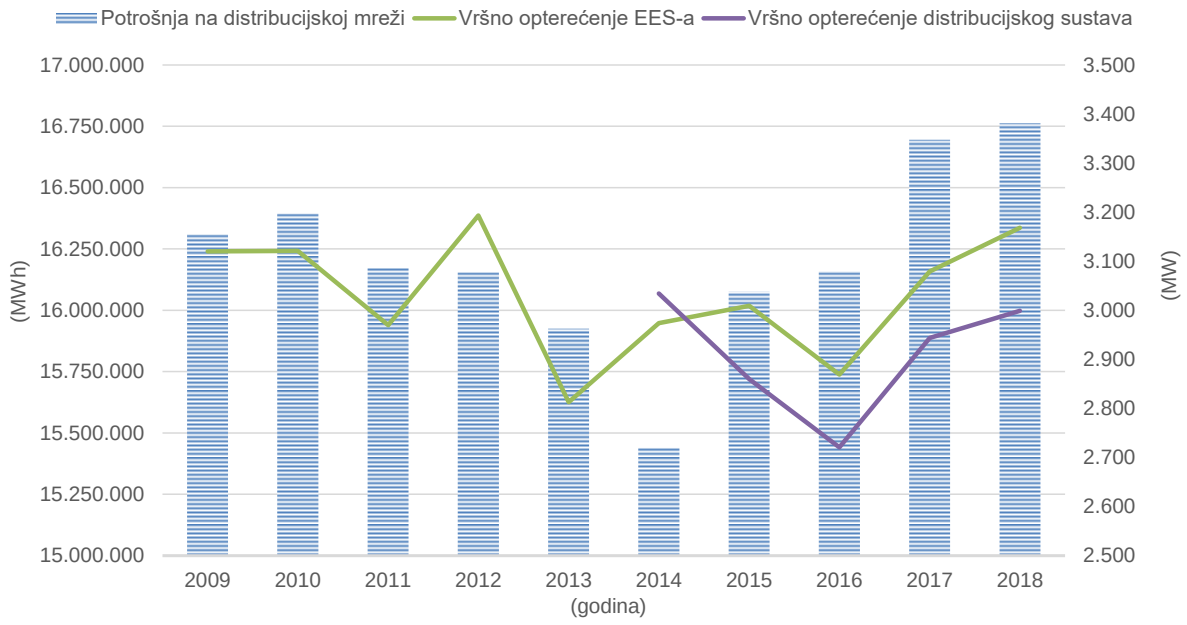
4.1. Potrošnja i vršno opterećenje

4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje

Hrvatski elektroenergetski sustav (EES) električnom energijom opskrbljuje kupce na distribucijskoj i prijenosnoj mreži. U 2018. godini vršno opterećenje hrvatskog EES-a iznosilo je 3.168 MW, a potrošnja na distribucijskoj mreži 16.763 GWh.

Slika 4.1 prikazuje promjene godišnje potrošnje električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a i vršnog opterećenja EES-a u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2009. – 2018.) te kretanje vršnog opterećenja distribucijskog sustava u zadnjem petogodišnjem razdoblju.

Smanjenje potrošnje uzrokovano gospodarskom krizom nastupilo je u 2009. godini te su se u razdoblju koje je slijedilo stabilizirale oscilacije potrošnje električne energije i vršnog opterećenja EES-a. Od 2015. godine započeo je stabilan rast potrošnje električne energije.



Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2009. – 2018.

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 treba promatrati na manjim jedinicama, distribucijskim područjima ili opskrbnim područjima transformatorskih stanica.

Promjene vršnog opterećenja među distribucijskim područjima HEP ODS-a u posljednjem desetogodišnjem razdoblju mijenjaju se 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
Stagnacija	Elektra Požega
	Elektra Sisak
	Elektra Vinkovci
	Elektra Virovitica
	Elektroslavonija Osijek
	Elektra Križ
	Elektra Bjelovar
	Elektra Slavonski Brod
	Elektra Zagreb*
	Elektra Zabok*
	Elektrodalmacija Split
	Elektra Karlovac
Niski porast	Elektroprimorje Rijeka
	Elektra Varaždin
	Elektra Koprivnica
Umjereni porast	Elektra Čakovec
Visoki porast	Elektroistra Pula
	Elektra Šibenik
	Elektra Zadar
	Elektrojug Dubrovnik
	Elektrolika Gospić

*Iako vršno opterećenje Elektre Zagreb i Elektre Zabok u prethodnom desetogodišnjem razdoblju stagnira, u posljednjih pet godina zabilježen je trend stabilnog rasta.

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.

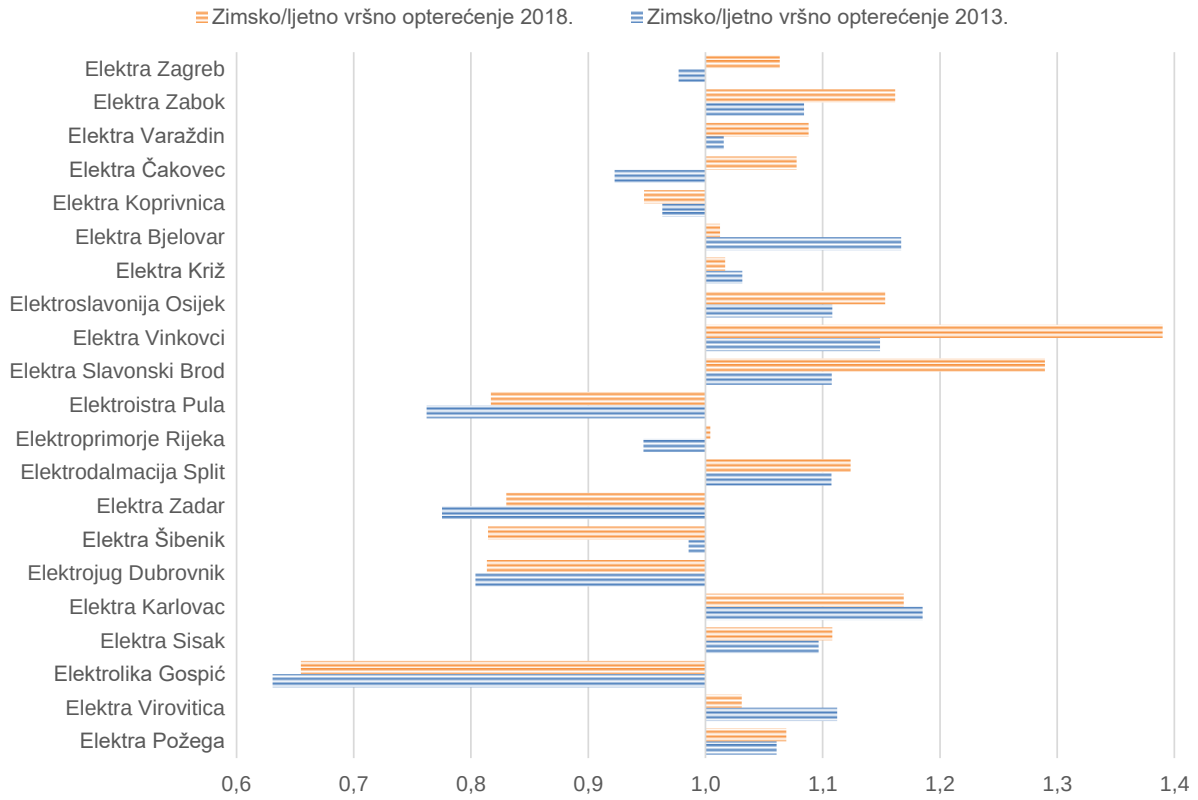
Razlika između ljetnog i zimskog maksimuma ovisi o više faktora:

- 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 (plinofikacija).

Slika 4.2 u nastavku prikazuje omjer zimskog i ljetnog vršnog opterećenja distribucijskih područja u 2013. i 2018. godini.

Tradicionalno se vršno opterećenje događalo u zimskom razdoblju. Porast korištenja klimatizacijskih uređaja i u primorskim i u kontinentalnim područjima te porast turističke potrošnje rezultira ljetnim vršnim opterećenja koja su sve bliža, a ponegdje i veća od zimskih. U 2018. godini u šest distribucijskih područja vršno opterećenje zabilježeno je u ljetnoj sezoni, dok je u 2013. godini čak devet distribucijskih područja bilježilo ljetno vršno opterećenje. Zbog karaktera potrošnje, razlog ovomu leži u klimatskim obilježjima pojedine godine.

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



Slika 4.2 Omjer zimskog i ljetnog vršnog opterećenja u 2013. i 2018. 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 treba poznavati opterećenja i porast opterećenja [43]. Pri planiranju, odnosno prognoziranju opterećenja sagledavaju se povijesni podaci u korelaciji s utjecajem različitih vremenskih uvjeta i geografskog položaja te gospodarskih kretanja.

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

- trendovi u građevinarstvu
- razvoj energetski intenzivne industrije

- porast broja stanovnika
- kretanje BDP-a
- korištenje energetski 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).

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 ni 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) [24].

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

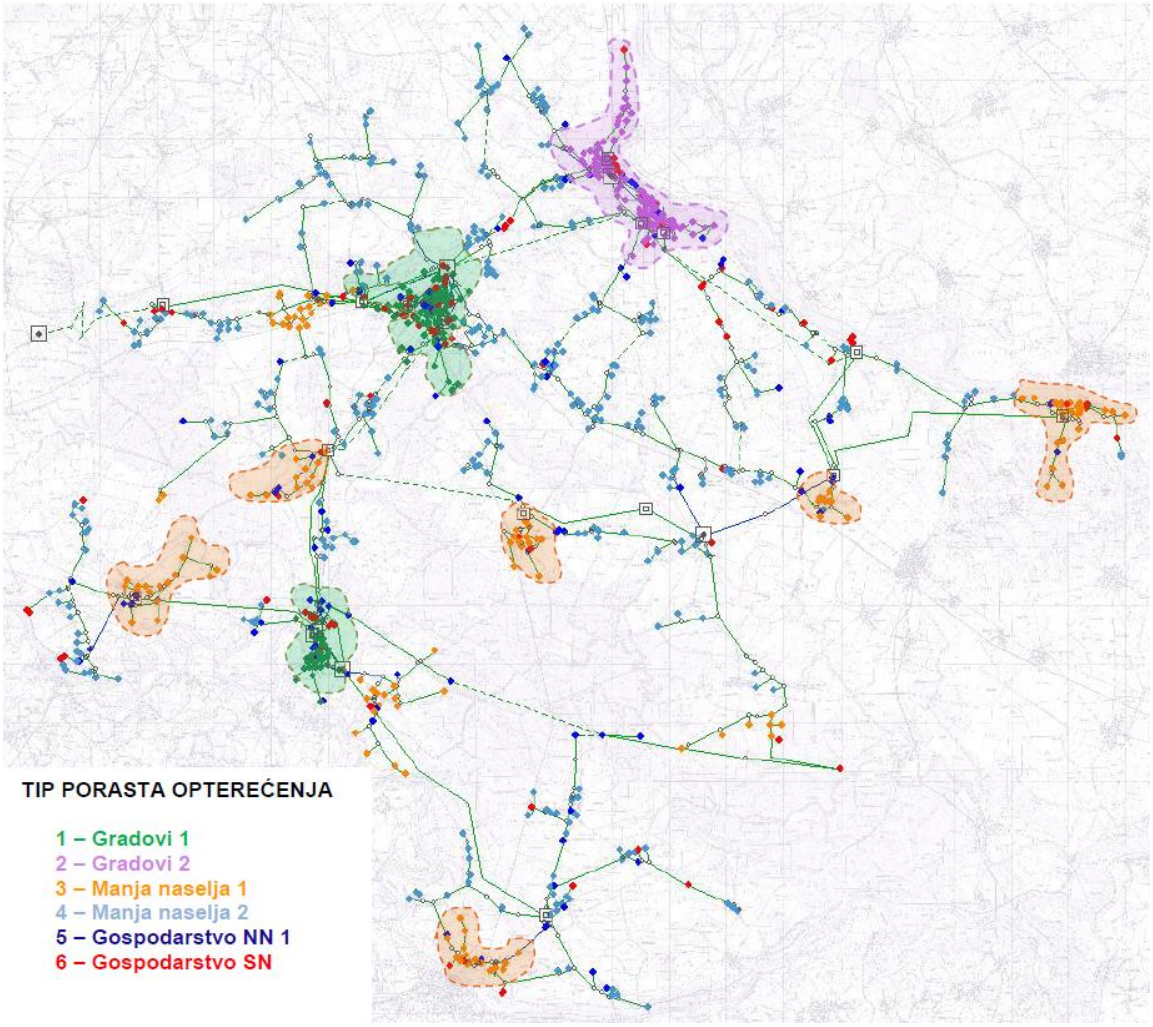
Pri modeliranju scenarija porasta opterećenja tijekom sljedećih 10 godina, mala područja, odnosno transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV se dijele u skupine (tipove porasta opterećenja) ovisno o prevladavajućoj vrsti potrošnje električne energije priključenih kupaca, geografskoj lokaciji i očekivanoj dinamici porasta opterećenja. Prema pretežitom karakteru potrošnje po transformatorskim područjima, tipovi porasta opterećenja mogu se modelirati na sljedeći način [19, 24]:

- 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 4.3 daje primjer raspodjele postojećih transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV po tipovima porasta opterećenja za Elektru Vinkovci [24].

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 uzimaju se u obzir 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.

U tijeku je izrada studije "Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske" koja će na temelju višegodišnjih podataka odrediti funkcijsku ovisnost potrošnje električne energije i opterećenja o bruto domaćem proizvodu i srednjim mjesečnim temperaturama, s ciljem prognoziranja budućih energetskih potreba (više u Poglavlju 5.2.3.). Rezultati studije koristit će se za potrebe prognoziranja potrošnje i opterećenja u budućim razradama.

4.1.3. Prognoza opterećenja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Radi planiranja razvoja distribucijske mreže u ovom planskom razdoblju (do 2029. 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 [13-38] – 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. Pri kategorizaciji 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 2029.)

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

Da 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.

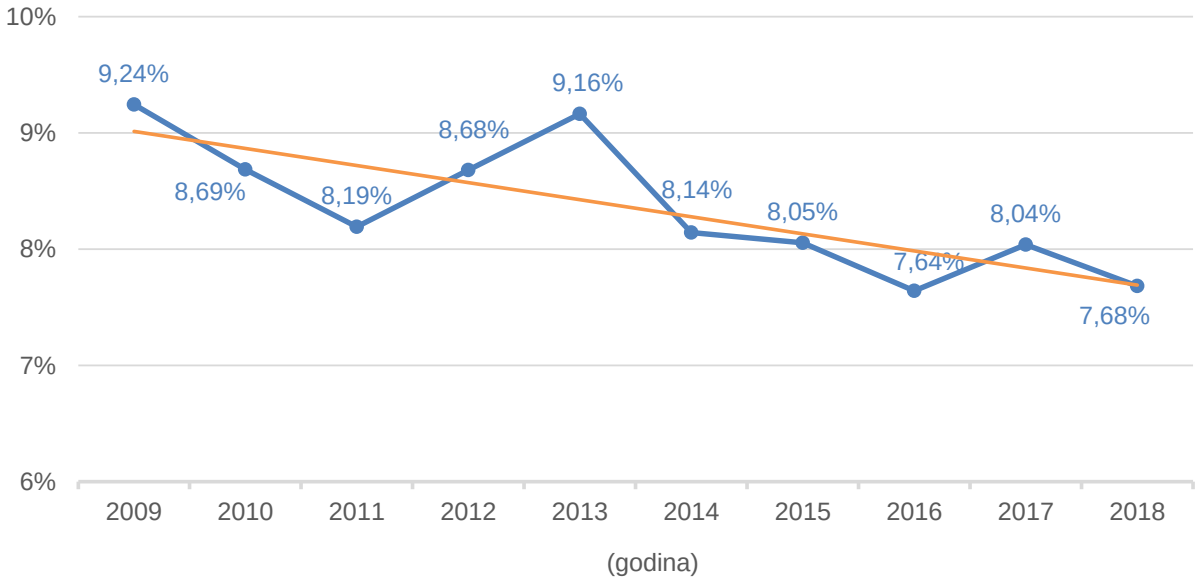
4.2. Gubici u distribucijskoj mreži

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



Slika 4.4 Gubici električne energije u razdoblju 2009. – 2018.

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 očitanjima. Pri kraju razdoblja oscilacije su znatno smanjene što olakšava procjenu stvarnog trenda promjene gubitaka u distribucijskoj mreži.

U promatranom razdoblju izražen je trend smanjenja gubitaka, do 7,68 % u 2018. 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 dijele se na dvije ključne grupe:

- Tehnički gubici, koji su posljedica pogonskog stanja distribucijske mreže i tehničkih značajki elemenata mreže, a odnose se na gubitke magnetiziranja jezgri velikog broja transformatora te na toplinske gubitke na vodovima i transformatorima.
- Netehnički gubici električne energije posljedica su neizmjerene i neobračunate energije koju su potrošili kupci električne energije.

Neki od najčešćih uzroka povećanih tehničkih gubitaka 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 očitanje 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“ [44]. 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 mjestu ili blizu mjesta priključenja elektrane postoji potrošnja koja se vremenski podudara s proizvodnjom (smanjuju se tokovi snaga kroz mrežu).
- Gubici se ukupno povećavaju ako na mjestu ili blizu mjesta priključenja elektrane ne postoji potrošnja ili se potrošnja vremenski ne podudara s proizvodnjom (povećavaju se tokovi snaga kroz mrežu).
- Nema utjecaja na gubitke jer je ukupni utjecaj kombinacija dva prethodno navedena.

4.2.2.2. Neovlaštena potrošnja električne energije

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

Radi otkrivanja neovlaštene potrošnje električne energije i nepravilnosti na priključcima i mjernoj 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 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“ [44], u idućem razdoblju planira se sustavno baviti smanjenjem prvenstveno netehničkih gubitaka električne energije.

S tim su ciljem izrađene 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 očitanja
- provjera ispravnosti mjerenja
- zamjena starih i predimenzioniranih transformatora prikladnijim jedinicama iz pogonske pričuve
- optimiranje uklopnog stanja mreže, isključivanje elemenata mreže u praznom hodu i sl.

4.3. Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži

4.3.1. Pokazatelji pouzdanosti

Pokazatelji pouzdanosti napajanja računaju se na temelju podataka iz elektroničke evidencije, s pomoću aplikacije DISPO (Distribucijska Pouzdanost) koja je u HEP ODS-u u primjeni od 2006. godine. Aplikacija omogućuje statističku obradu ručno upisanih planiranih i neplaniranih dugih zastoja komponenata mreže (trajanje više od tri minute).

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

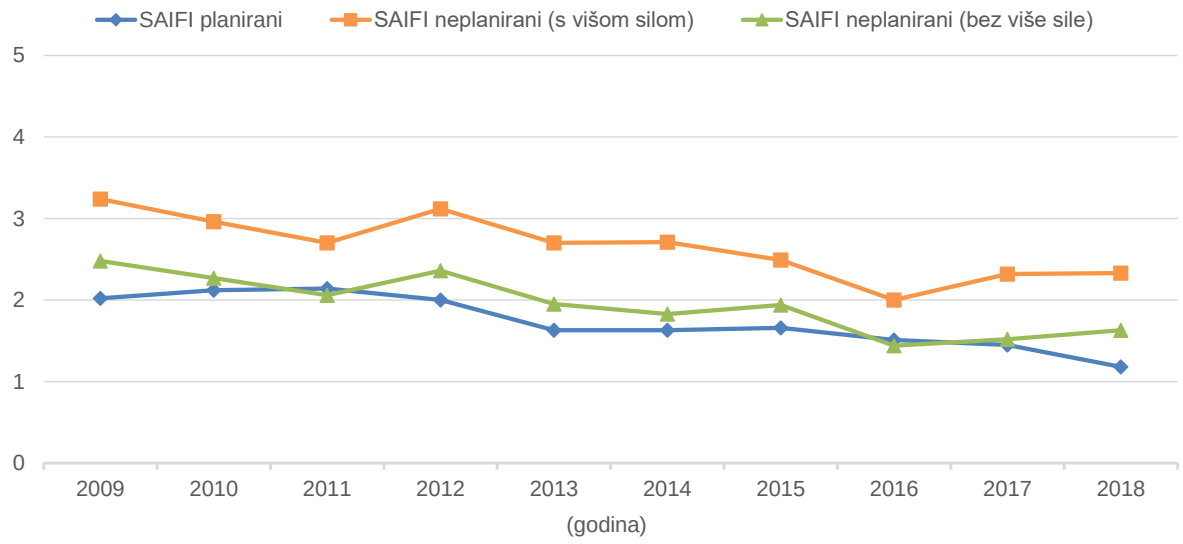
- Planirane prekide – zbog planiranih radova u mreži i na postrojenjima HEP ODS-a ili planiranih radova u mreži i na postrojenjima drugog operatora sustava i/ili treće strane moguće je donekle utjecati na njih unaprjeđenjem organizacije rada ili osiguranjem dvostranog napajanja.
- Prisilne prekide, bez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

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

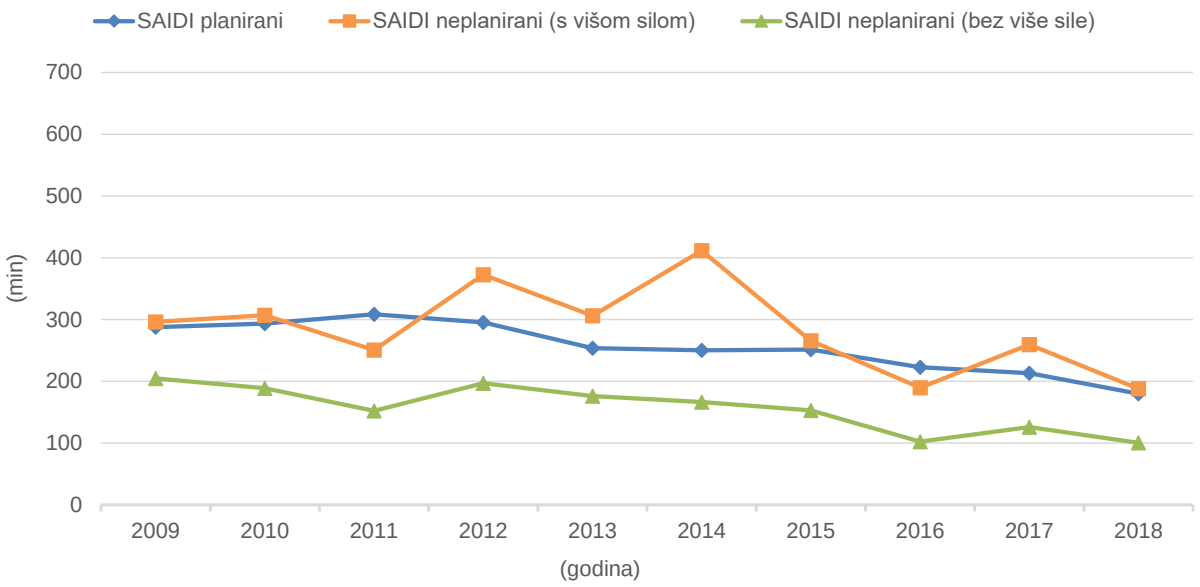
Za prikaz stanja pouzdanosti napajanja najznačajniji su pokazatelji:

- prosječan 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).

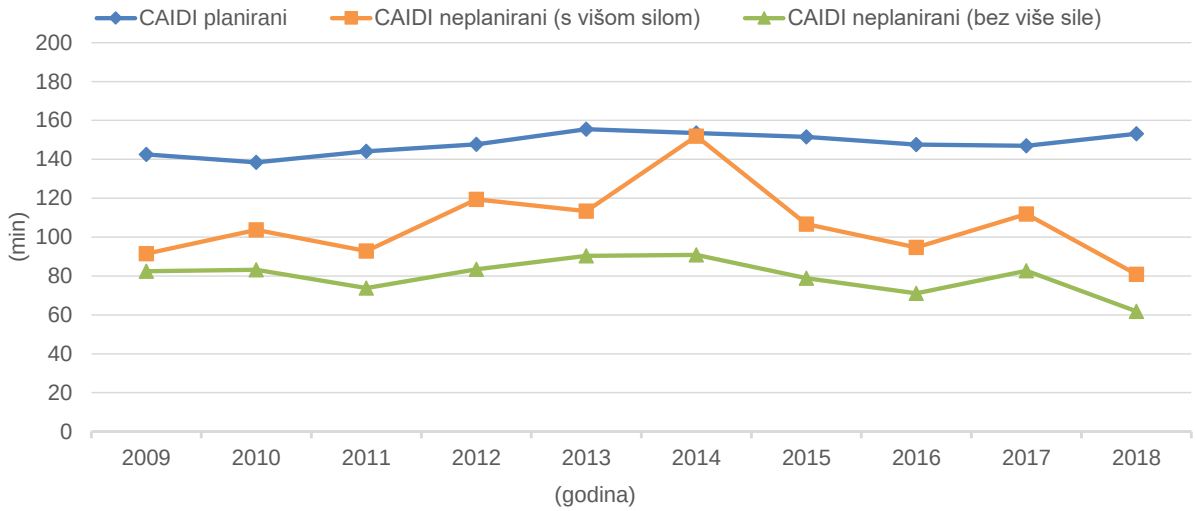
Slike 4.5, 4.6 i 4.7 u nastavku prikazuju kretanje pokazatelja SAIFI, SAIDI i CAIDI na razini HEP ODS-a u posljednjem desetogodišnjem razdoblju. Od početne 2009. godine, vrijednosti sva tri pokazatelja imaju trend pada, što je u skladu s postavljenim poslovnim ciljevima povećanja kvalitete opskrbe električnom energijom i povećanja učinkovitosti poslovanja. Veća iznimka dogodila se 2014. godine kada je značajno povećano trajanje prisilnih prekida uzrokovanih višom silom (SAIDI) zbog ekstremnih vremenskih uvjeta u Gorskom kotaru.



Slika 4.5 Prosječan broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2009. – 2018.



Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2009. – 2018.



Slika 4.7 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2009. – 2018.

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 kabelskih 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 stalan kritički pogled na način vođenja podataka o pouzdanosti pogona mreže, analizu

mreže i utvrđivanje dijelova mreže s lošim pokazateljima te utvrđivanje inačica mogućih radnji za poboljšanje pouzdanosti i odabir one optimalne.

Inicijalna analiza stanja pouzdanosti napajanja svih SN izvoda, okvirno njih 3.800, u distribucijskoj mreži HEP ODS-a provedena je 2017. godine. Izvor podataka za analizu je aplikacija DISPO s 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 i ukupna vrijednost minuta*kupaca za svaki SN izvod zasebno i to za višegodišnje, 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 i time osigurati ispravno prioritiziranje aktivnosti koje će se planirati kroz održavanje i/ili investicije.

Budući da su koristi ovakve analize očigledne, nastavlja se njena provedba i praćenje rezultata. No, prije uvođenja sustavnih i detaljnijih analiza treba usuglasiti metodologiju praćenja i tretiranja rezultata, posebice načina rangiranja SN izvoda s lošijim pokazateljima u slučaju značajnijih razlika pokazatelja tijekom godina.

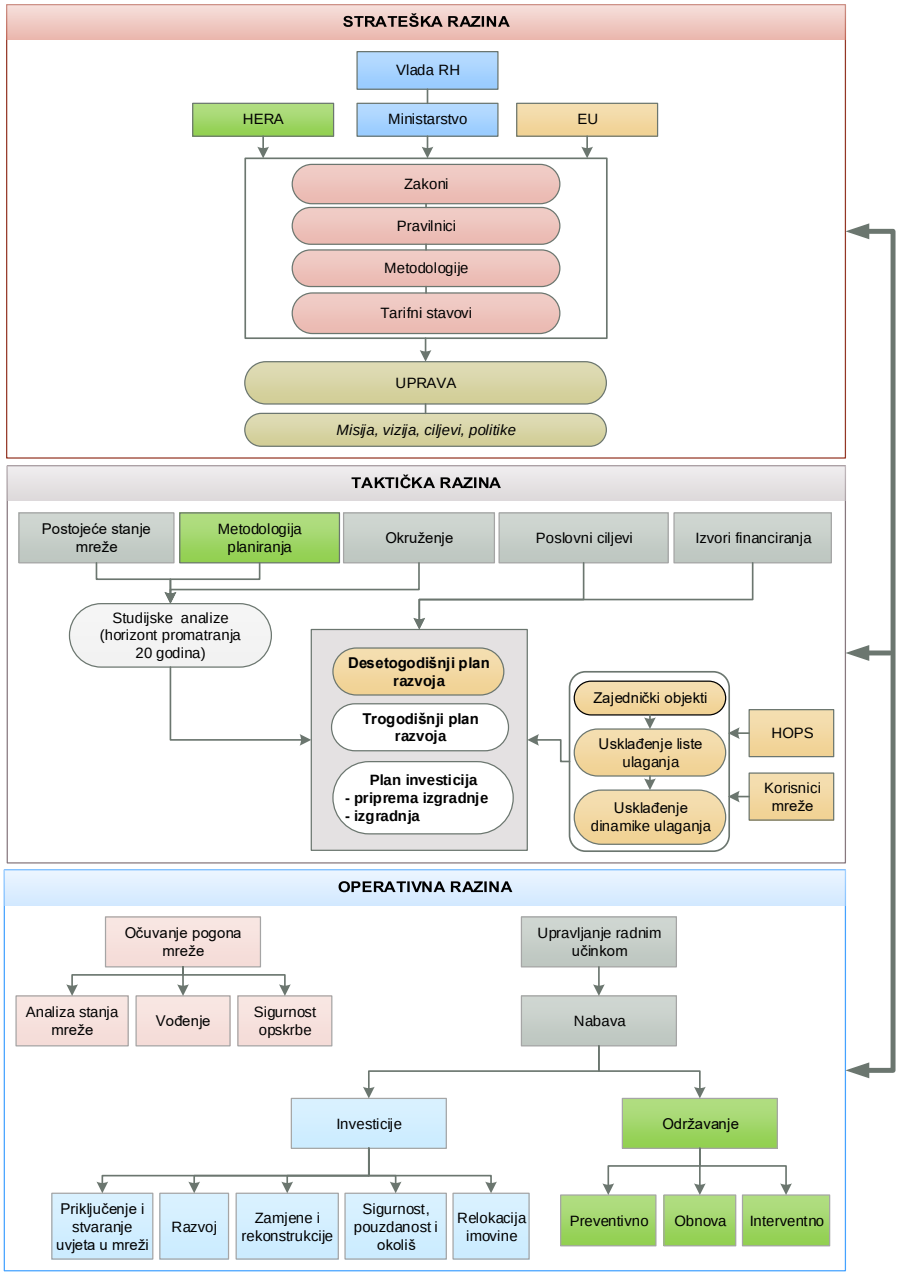
5. Planovi razvoja distribucijske mreže

5.1. Proces planiranja i izrade planova razvoja 75
5.2. Podloge za izradu planova razvoja 76
5.2.1. Informatička podrška izradi planova 76
5.2.2. Studije razvoja distribucijske mreže 77
5.2.3. Unaprjeđenje procesa planiranja 78

5. Planovi razvoja distribucijske mreže

5.1. Proces planiranja i izrade planova razvoja

Složenost okruženja u kojem se izrađuju planovi razvoja i investicija u HEP ODS-u prikazana je Slikom 5.1. Na strateškoj razini, djelatnost ODS-a, a time i budući razvoj distribucijske mreže, uređena je i regulirana zakonima i pravilnicima te strategijom i ciljevima tvrtke. U pripremnoj fazi, planiranje razvoja mora odražavati postojeće stanje mreže i događanja u okruženju, uvažavati poslovne ciljeve i metodologiju planiranja i u isto vrijeme biti koordinirano s aktivnostima korisnika i drugog operatora mreže.



Slika 5.1 Proces planiranja razvoja i investicija

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

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

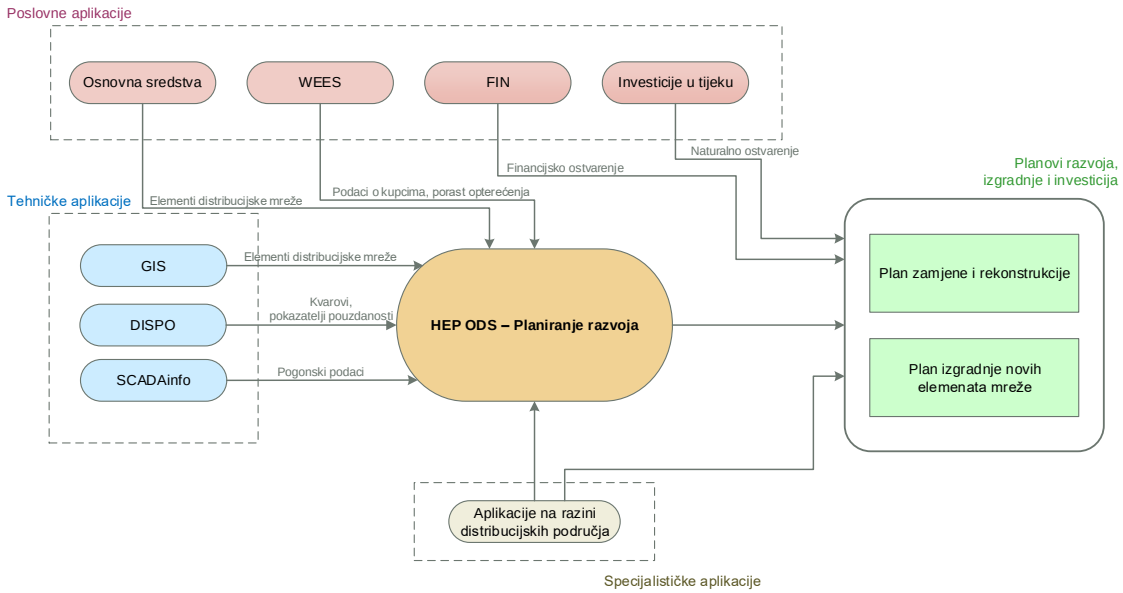
5.2. Podloge za izradu planova razvoja

Izrada planova razvoja za složenu djelatnost operatora distribucijskog sustava zahtjeva obradu i sažimanje ogromne količine ulaznih podataka.

Temeljne podloge za izradu planova su podaci o stanju mreže, korisnicima mreže i pogonu te izrađene studije razvoja mreže i drugi studijski radovi.

5.2.1. Informatička podrška izradi planova

Slika 5.2 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 (priključenje i povećanje priključne snage kupaca, financijsko i naturalno ostvarenje ulaganja) i raznih specijalističkih aplikacija.



Slika 5.2 Informatička podrška procesu planiranja

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

Da bi se pojednostavnio proces te smanjilo ukupno vrijeme potrebno za pripremu i obradu podataka, a istovremeno povećala i njihova točnost, tijekom 2014. godine pristupilo se 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 su podoga za unos u HEP ODS – Planiranje razvoja ili se na osnovi 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 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 među važnim aplikacijama (DISPO, GIS, SCADA, Billing, Planiranje razvoja). Navedenim iskorakom omogućila bi se veća učinkovitost u planiranju i brže donošenje kvalitetnih poslovnih odluka.

5.2.2. Studije razvoja distribucijske mreže

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

U skladu s metodologijom predviđanja opterećenja (Poglavlje 4.2) u studijama razvoja mreže predviđa se kretanje vršnog optrećenja u razdoblju narednih 20 godina, a zatim se, primjenom kriterija i metodologije planiranja razvoja mreže, planira razvoj mreže tijekom čitavog promatranog razdoblja. 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. 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, s pomoću precizno definiranih:

- Obrasca studijskog zadatka
- popisa ulaznih podataka za izradu studije razvoja mreže
- modela za određivanje planske vrijednosti studije
- terminskog plana izrade studije
- ostupka pregleda, revizije i recenzije studija.

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

Do izrade ovog Plana, završene su 22 studije razvoja distribucijske mreže. Dinamiku izrade studija po grupama prikazana je u Tablici 5.1.

Tablica 5.1 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					2016. – 2018.	
6	Split (2. dio), Križ, Rijeka (2. dio), Sisak						2019. – 2020.

5.2.3. Unaprjeđenje procesa planiranja

Organizacijske promjene nakon završetka procesa restrukturiranja 2017. godine i jačanje funkcije upravljanja imovinom u idućem će razdoblju biti dodatni izazov za učinkovito planiranje i izradu planova razvoja. Da bi se i u okruženju očekivanih promjena nastavilo unaprjeđenje procesa planiranja, HEP ODS provodi detaljnije studijske razrade:

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 energetskih oblika, posebno prirodnog plina i obnovljivih izvora energije. Osnova za predviđanje potrošnje električne energije je baza podataka o postojećem stanju općenito energetskih potreba, koja prikazana u prostoru predstavlja tzv. energetski 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 te hijerarhijskog modela za određivanje prioriteta ulaganja

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

Unatoč strateškom opredjeljenju i ubrzanom uvođenju izravne transformacije (110 kV-10(20) kV umjesto 110 kV-35 kV-10(20) kV), transformatorske stanice prijenosnog omjera 35/10(20) kV još uvijek opskrbljuju 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 s 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.

c) Pristup planiranju automatizacije distribucijske mreže

Tijekom 2018. godine pripremane su podloge za izradu studije „Razvoj automatizacije srednjonaponske mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula“, koja će na primjeru

distribucijske mreže jednog distribucijskog područja (Elektroistra Pula) razraditi napredni pristup i dati preporuke za planiranje automatizacije mreže radi postizanja najboljih učinaka ulaganja.

Studija ima zadaću obraditi razvoj automatizacije distribucijske mreže: analizirati stanja automatizacije mreže, proces restauracije napajanja nakon prekida, izraditi scenarije razvoja automatizacije. Također, studija će obraditi tehno-ekonomsku analizu scenarija razvoja automatizacije mreže te evaluirati buduću ulogu HEP ODS-a. Primijenjene metode, zaključci i smjernice bit će primjenjive za čitavu distribucijsku mrežu HEP ODS-a.

d) Optimiranje metodologije i kriterija za ocjenu perspektive prijelaza SN mreže na 20 kV pogonski napon

Studija „Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV“ izrađena je 2009. godine. Metodologija obrađena i definirana u studiji predstavljala je dobar temelj za ocjenu perspektive ulaganja u završnu fazu prijelaza SN mreže na 20 kV pogonski napon i od tad je korištena u svim studijama dugoročnog razvoja SN mreže po DP-ima ili njihovim manjim smislenim cjelinama.

Višegodišnjim korištenjem navedene metodologije i ocjenom takvih ulaganja u oko dvadeset studijskih dokumenatate na temelju informacija prikupljenih iz realizacije projekata prijelaza SN mreže na 20 kV, uočena je potreba za unaprjeđenjem metodologije da bi se njome moglo dodatno optimirati donošenje odluka o ulaganjima u završnu fazu prijelaza SN mreže na 20 kV.

Svrha ove studije je:

- Analizirati postojeću metodologiju i stručnu literaturu na temu ocjene perspektive ulaganja u prijelaze SN mreže na 20 kV.
- Analizirati, ocijeniti te doraditi postojeće kriterije za kategorizaciju prioriteta ulaganja u prijelaz na 20 kV.
- Analizirati, ocijeniti i prema ocjeni predložiti uvođenje novih kriterija za dopunu metodologije.
- Obraditi potencijalne metodološke iskorake.
- Definirati nužne ulazne podatke.
- Prijedlog nove metodologije testirati na primjeru s realnim podacima.

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

6.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV 85
6.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom 88
6.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV 88
6.2. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV 89
6.2.1. Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV 90
6.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV 91
6.2.3. Izgradnja novih 35(30) kV vodova 91
6.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova 92
6.3. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV 92
6.3.1. Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV 93
6.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV 94
6.3.3. Izgradnja novih 10(20) kV vodova 95
6.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova 97
6.3.5. Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon 98
6.3.6. Uvođenje napredne metodologije za ocjenu rizika na važnoj postojećoj imovini HEP ODS-a (AIM/CBRM) 101
6.4. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV 103
6.4.1. Izgradnja novih 0,4 kV vodova 103
6.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV 104

6.4.3. Ulaganja u sanaciju naponskih prilika 106
6.4.4. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka 107
6.5. Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj 108
6.5.1. Sustavi vođenja i automatizacija 108
6.5.2. Mjerni uređaji i infrastruktura 111
6.5.3. Nove tehnologije i tehnološki razvoj 116
6.5.4. Ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže 118
6.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu 119
6.6.1. Osobna, teretna i radna vozila 119
6.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori 120
6.6.3. Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju 123
6.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi 126
6.7. Smart grid pilot projekti (sufinanciranje iz EU fondova) 128
6.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje 130
6.9. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže 132
6.9.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a 132
6.9.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEP ODS-a 132
6.9.3. Mjere iz Prijedloga četvrtog nacionalnog energetskog plana energetske učinkovitosti 133
6.9.4. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci 135

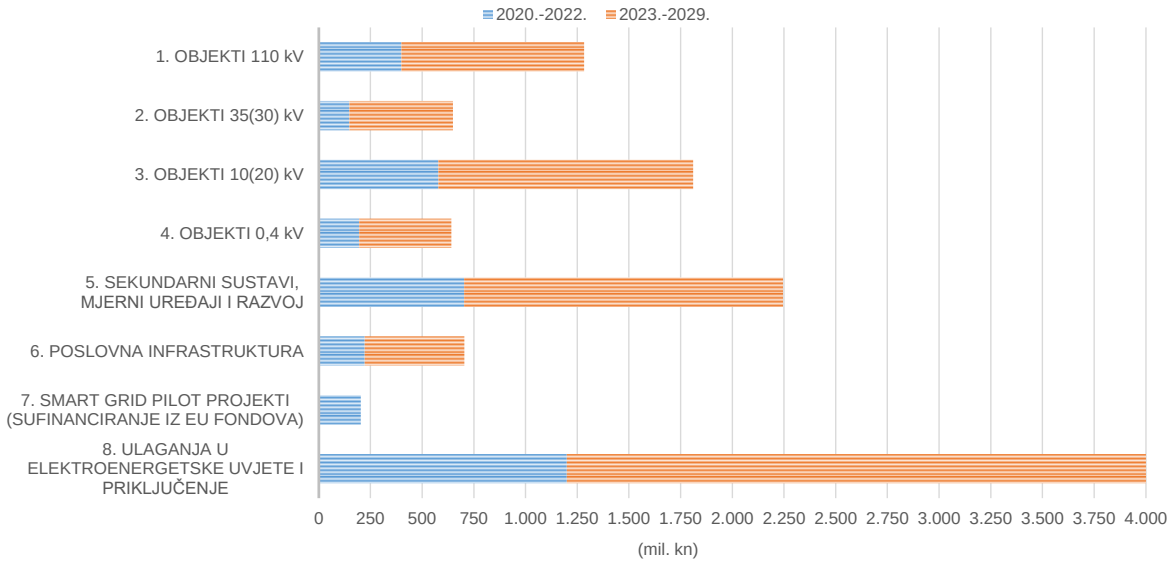
6. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

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 trenutačnog stanja distribucijske mreže, a u skladu s prihvaćenim kriterijima i metodologijom planiranja razvoja te aktualnim poslovnim ciljevima HEP ODS-a, izrađen je desetogodišnji (2020. – 2029.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u planskom razdoblju 2020. – 2029. godine prikazana su Tablicom 7.1 u nastavku.

U idućem desetogodišnjem razdoblju planirana su ukupna ulaganja vrijednosti 7.539.102.000 kn sa strukturom:

- ulaganja u energetske objekte 58 %
  - 110 kV i 35 kV objekti 26 %
  - 10 kV i 20 kV objekti 24 %
  - 0,4 kV objekti 9 %
- ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj 30 %
- ulaganja u poslovnu infrastrukturu 9 %
- ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova) 3 %.

Osim navedenih ulaganja, u idućem desetogodišnjem razdoblju planirana su ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u razini od 400 mil. kn godišnje.



Slika 6.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2020.-2022. i 2023.-2029. po vrstama ulaganja

Kao što prikazuje Slika 6.1, u idućem desetogodišnjem razdoblju, težište će biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

- pouzdanost napajanja kroz mrežu, a ne transformaciju
- poboljšanje naponskih okolnosti 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.

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

Tablica 6.1 Ulaganja u HEP ODS-a u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. -2022.	Ulaganje 2023. - 2029.	Ulaganja u 10G 2020. - 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		**118.175.000**	**143.886.000**	**137.049.000**	**399.110.000**	**884.550.000**	**1.283.660.000**
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	44.000.000	72.120.000	80.000.000	196.120.000	347.500.000	543.620.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	74.175.000	71.766.000	57.049.000	202.990.000	537.050.000	740.040.000
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		**44.793.000**	**50.620.000**	**52.634.000**	**148.047.000**	**500.431.000**	**648.478.000**
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	0	1.000.000	2.500.000	3.500.000	31.500.000	35.000.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	28.481.000	32.355.000	28.596.000	89.432.000	203.000.000	292.432.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	1.995.000	3.825.000	0	5.820.000	58.312.000	64.132.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	14.317.000	13.440.000	21.538.000	49.295.000	207.619.000	256.914.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		**165.437.000**	**205.372.000**	**207.724.000**	**578.533.000**	**1.232.609.000**	**1.811.142.000**
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	13.916.000	18.765.000	18.469.000	51.150.000	144.431.000	195.581.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	51.596.000	62.496.000	62.491.000	176.583.000	380.780.000	557.363.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	48.608.000	50.023.000	50.720.000	149.351.000	346.690.000	496.041.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	51.317.000	74.088.000	76.044.000	201.449.000	360.708.000	562.157.000
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		**69.335.000**	**64.722.000**	**61.943.000**	**196.000.000**	**445.582.000**	**641.582.000**
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	13.789.000	13.520.000	11.947.000	39.256.000	92.558.000	131.814.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	32.483.000	27.681.000	26.283.000	86.447.000	188.299.000	274.746.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	23.063.000	23.521.000	23.713.000	70.297.000	164.725.000	235.022.000
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		**234.000.000**	**234.500.000**	**234.000.000**	**702.500.000**	**1.543.000.000**	**2.245.500.000**
	Sustavi vođenja i automatizacija	13.000.000	13.500.000	13.000.000	39.500.000	94.000.000	133.500.000
	Mjerni uređaji i infrastruktura	219.000.000	219.000.000	219.000.000	657.000.000	1.435.000.000	2.092.000.000
	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		**59.000.000**	**82.250.000**	**80.250.000**	**221.500.000**	**482.750.000**	**704.250.000**
	Osobna, teretna i radna vozila	15.000.000	27.500.000	27.500.000	70.000.000	210.000.000	280.000.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	28.000.000	34.000.000	34.000.000	96.000.000	168.000.000	264.000.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	13.000.000	11.750.000	11.750.000	36.500.000	78.750.000	115.250.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	3.000.000	9.000.000	7.000.000	19.000.000	26.000.000	45.000.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		**690.740.000**	**781.350.000**	**773.600.000**	**2.245.690.000**	**5.088.922.000**	**7.334.612.000**
7. SMART GRID PILOT PROJEKTI (SUFINANCIRANJE IZ EU FONDOVA)		**68.000.000**	**67.550.000**	**67.940.000**	**203.490.000**	**0**	**203.490.000**
	Napredna mjerna infrastruktura	20.000.000	30.000.000	29.975.000	79.975.000	0	79.975.000
	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	24.000.000	7.550.000	0	31.550.000	0	31.550.000
	Automatizacija distribucijske mreže	24.000.000	30.000.000	37.965.000	91.965.000	0	91.965.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		**758.740.000**	**848.900.000**	**841.540.000**	**2.449.180.000**	**5.088.922.000**	**7.538.102.000**
8. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE		**400.000.000**	**400.000.000**	**400.000.000**	**1.200.000.000**	**2.800.000.000**	**4.000.000.000**
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	2.901.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	25.630.000	400.000.000	400.000.000	1.200.000.000	2.800.000.000	4.000.000.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	177.323.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	194.146.000					
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		**1.158.740.000**	**1.248.900.000**	**1.241.540.000**	**3.649.180.000**	**7.888.922.000**	**11.538.102.000**

6.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV

Ključni energetski čvorovi SN mreže su pojne točke 10(20) kV mreže. Pojnim točkama smatraju se transformatorske stanice (TS 110/10(20) kV, TS 110/35 kV, TS 35/10(20) kV) i značajnija rasklopišta (RS 35 kV, RS 10(20) kV). Osnovni pregled postojećeg stanja elektroenergetskih objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3.

Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV odnose se na revitalizacije podsustava, rekonstrukcije i izgradnju novih elektroenergetskih objekata. Osnovni pregled ulaganja predstavljen je u Tablici 6.1. Ulaganja su usmjerena ostvarenju poslovnih ciljeva (predstavljeni u Poglavlju 2.1)

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). Nakon utvrđivanja potrebe za investicijom, u cilju kategorizacije investicije, utvrđivanja povezanosti s drugim ulaganjima te dodjele prioriteta ulaganju, analiziraju se sljedeće okolnosti:

- ocjena stanja pogona (npr. vršno opterećenje, trajanje vršnog opterećenja, broj, trajanje, uzrok i karakter zastoja, perspektiva priključenja distribuiranih izvora, odnosno povećanih zahtjeva na distribucijsku mrežu)
- karakteristike konzuma napajanog područja (količina isporučene električna energije, kategorije kupaca, osjetljivost na prekide, nužna razina kvalitete napona, demografske perspektive, ekonomski i gospodarski razvojni potencijal regije)
- ocjena stanja elektroenergetskih objekta, postojećih pojnih točaka u blizini i napajane mreže
- smjernice razvoja (stanje bliskih pojnih točaka, dinamika prijelaza na 20 kV).

Uvrštenju ulaganja u trogodišnji plan razvoja prethodi izrada i revidiranje projektne dokumentacije te opća priprema i organizacija projekta. Cilj pripremnih aktivnosti je u godišnji plan uvrstiti ulaganja spremna za pokretanje radova ili spremna za pokretanje javne nabave za opremu i radove. Unutar trogodišnjeg plana dovršava se detaljna projektna dokumentacija (glavni projekt), dovršava se imovinsko-pravna priprema, izrađuje se vremenski i financijski plan realizacije s podjelom tehničkih i 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 pripremne aktivnosti za rekonstrukcije postojećih pojnih točaka, a najdulje traje priprema izgradnje potpuno nove pojne točke na novoj lokaciji.

U postupku izrade trogodišnjih i godišnjih planova analizira se povezanost više investicijskih projekata koji se usklađuju u dinamici ostvarenja i financiranja. U tom smislu, pristup izgradnji ili značajnijoj rekonstrukciji pojne točke 110/x kV uvijek se razmatra s obzirom na prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon, a u neposrednoj realizaciji rekonstrukcije teži se raditi s minimalnim prekidima isporuke, optimalnim korištenjem raspoloživih potencijala za izvođenje i nadzor, provedbom radova u 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.

U razdoblju 2020. – 2029. na planiranje će utjecati sljedeće pogonske i poslovne okolnosti (opisano u Poglavlju 2.):

- prosječno nizak 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 TR-om 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, povezano s pojačanim aktivnostima prijelaza mreže na 20 kV
- povećanje udjela mreže s pogonom na 20 kV naponu i povećanje udjela kabelskih SN mreža
- daljnje produljenje i povećanje složenosti postupka pripreme i izgradnje novih objekata TS 110/10(20) kV u vezi s postupkom argumentacije/opravdanja izgradnje nove TS 110/10(20) kV, troškom izgradnje, usuglašavanjem stajališta mrežnih operatora, revizijom projekata, problemimae u izgrađenosti 110 kV mreže i izgradnji novih priključaka na 110 kV mrežu, zakonskom regulativom
- 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 tehničkim značajkama objekta i složenosti planiranog zahvata. Kategorije ulaganja u transformatorske stanice VN/SN (pojne točke SN mreže) iskazane su u Tablici 6.2. u nastavku. Izgradnje i rekonstrukcije elektroenergetskog objekta pojne točke u pravilu su složena višegodišnja ulaganja koja se ostvaruju višegodišnjim ugovorima. Budući da je riječ o projektima od većeg značaja za elektrodistribucijsku mrežu i o značajnijim financijskim iznosima, upotrebljava se i naziv kapitalna ulaganja.

Izgradnje ili rekonstrukcije pojnih točaka TS 110/x kV pripremaju se kao zajednički projekt mrežnih operatora i moraju zadovoljiti okvir određen načelima razgraničenja djelatnosti u HEP grupi (2013.), ugovorom o međusobnim odnosima u HEP Grupi (2014.) i Mrežnim pravilima [4]. Usuglašavanje stajališta operatora i tehničkih rješenja na sučelju prijenosne i distribucijske mreže produljuje dinamiku pripreme i ostvarenja investicijskog projekta.

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 opskrbe korisnika mreže, stoga se dinamika ostvarenja planira uvažavajući razdoblje vršnog opterećenja, mogućnosti susjednih pojnih točaka, mogućnosti interventnih stručnih službi i općenito kraće rokove ukupnog ostvarenja.

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

Revitalizacija, kao kategorija ulaganja, odnosi se na tehničko unaprjeđenje dijela opreme postojećih postrojenja i podsustava (zamjena malouljnih prekidača vakuumskima, 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 ishođenja lokacijske i/ili građevinske dozvole.

Tablica 6.2 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja

Kategorija ulaganja	Investicijski zahvati
Izgradnja TS 110/10(20)kV	Gradska, GIS 110 kV, 2x 40(63) MVA
	Gradska, GIS 110 kV, 2x 20(40) MVA
	Prigradska, ZIP 110 kV, 2x 20(40) MVA
	Pojednostavljena, ZIP/HIS 110 kV, 1x20 MVA
Revitalizacije i rekonstrukcija TS 110/10(20) kV	Revitalizacija 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 sljedeće 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 nabavu TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i zamjenu postrojenja 35 kV s postrojenjem 10(20) kV)
	Zamjena TR 110/35 kV transformatorom TR 110/10(20) kV - var. B, (uključuje nabavu TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i ugradnju postrojenja 10(20) kV u novom objektu)
	Građevinska sanacija

U okviru kategorija ulaganja, kod planiranja specifičnog zahvata treba uvažiti preporuke proizašle iz iskustva u pripremi i ostvarenju sličnih zahvata:

- 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 izravne transformacije, raditi ugradnjom do dvije jedinice snage 40 MVA, a nakon toga izgradnjom nove pojne točke (iznimka su specifični slučajevi velikih gradova).
- S 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 rekonstrukciju i revitalizaciju postrojenja korištenjem novih tehnologija: sklopni blokovi, vakuumski prekidači, numerički releji.
- Planirati dinamiku zamjene dotrajalih transformatora uvažavajući stvarno stanje i pouzdanost pogona transformatora (kriterij starosti više od 40 godina).
- Pravodobno planirati povećanje kapaciteta za visoko opterećene transformatorske stanice.
- Planirati ugradnju podsustava za uzemljenje neutralne točke (UNT) u pojnim točkama SN mreže koja prelazi na 20 kV pogonski napon.

- Planirati uvođenje preostalih SN postrojenja u SDV (6 %).

Ulaganjima u pojne točke 110/x kV ostvaruje se jedan od preduvjeta za prijelaz SN mreže na pogonski napon 20 kV, odnosno preduvjet za napuštanje dijela elektroenergetskih objekata i postrojenja 35(30) kV mreže. Utjecaj izravne transformacije na elektroenergetske objekte 35 kV naponske razine prikazan je u Prilogu 10.1.

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

Izgradnja nove TS 110/10(20) kV je u pravilu višegodišnji projekt, organizacijski složen i financijski zahtjevan. Planovi izgradnje novih zajedničkih TS 110/10(20) kV usklađuju se s Operatorom prijenosnog sustava tijekom redovitih aktivnosti na pripremi višegodišnjih planova ulaganja. Usklađena lista zajedničkih objekata za plan 2020. – 2029. nalazi se u Prilogu 10.2.1. pri čemu HEP ODS iskazuje iznos ulaganja u dio elektroenergetskih objekata koji pripada elektrodistribucijskoj mreži

Tradicionalni poslovni model elektrodistribucije se mijenja. Osnovna uloga osiguranja pouzdane i sigurne isporuke električne energije postaje sve zahtjevnija zbog povećanja udjela distribuiranih izvora energije u SN mreži, povećava se udio tehničkih elemenata prema konceptima naprednih mreža, sve izraženija je potreba smanjenja gubitaka i povećanja energetske učinkovitosti, razvoja novih usluga i dr. Zbog navedenog, ali i zbog razvojnih procesa u poslovnom, ekonomskom i regulatornom okruženju elektrodistribucijske djelatnosti, teško je prognozirati dinamiku investicijskih aktivnosti daleko u budućnost. Popis objekata planirane izgradnje stoga podrazumijeva određenu nesigurnost u drugoj polovini planskog desetogodišnjeg razdoblja. Dodatno, čak i kada je potreba za izgradnjom nove pojne točke prepoznata na temelju najavljenih aktivnosti trenutačno uspješnog gospodarskog subjekta (korisnika mreže), suočeni smo s vrlo grubom ocjenom njegovih potreba u dolazećem planskom razdoblju.

Tablica 6.3 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. -2022.	2023. - 2029.	Ukupno 10G 2020. - 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	44.000.000	72.120.000	80.000.000	196.120.000	347.500.000	543.620.000

6.1.2. 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. Investicijski zahvati će se pripremati i provoditi prema unaprijeđenim projektnim modelima s već izvedenih zahvata prema kategorijama ulaganja u revitalizacije i rekonstrukcije opisane u Tablici 6.2. Pregled ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazan je u Tablici 6.4, a detaljniji u Prilogu 10.2.2. Predmetnim ulaganjima postiže se:

- poboljšanje sigurnosti pogona za područja s visokim opterećenjem i/ili porastom opterećenja (ugradnjom izravne transformacije u TS 110/35 kV, pojačanjem transformacije)
- povećanje pouzdanosti i poboljšanje učinkovitosti vođenja sustava (npr. zamjenom malouljnih prekidača vakuumskim prekidačima, ugradnjom sklopnih blokova, revitalizacijom sekundarnih podsustava i uvođenjem u SDV)
- stvaranje preduvjeta za prijelaz na 20 kV uz dodatni povoljni učinak smanjenja gubitaka.

Tablica 6.4 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. -2022.	2023. - 2029.	Ukupno 10G 2020. - 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x	74.175.000	71.766.000	57.049.000	202.990.000	537.050.000	740.040.000

6.2. 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), a za čiji su pouzdani pogon važni pouzdani vodovi 35 kV naponske razine dostatne prijenosne moći. Osnovni pregled stanja objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3.

Strateške smjernice razvoja predviđaju daljnji tehnički razvoj ovih pojnih točaka radi povećanja 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 povezano smanjenje gubitaka). U prijelaznom razdoblju prelaska na 20 kV za elektrodistribucijske mreže u niskourbanim ili ruralnim područjima, u ovim su pojnim točkama priključeni distribuirani i obnovljivi izvori energije. Stoga TS 35/10(20) kV postaju važna energetska i informacijska čvorišta.

U okviru kategorija ulaganja, kod planiranja specifičnog zahvata treba uvažiti preporuke za ulaganja u pojne točke najviše naponske razine 35 kV proizašle iz iskustva u pripremi i ostvarenju sličnih zahvata:

- Pojačanje transformacije SN/SN planirati ugradnjom do dvije jedinice 8 MVA, a ako se procjenjuje daljnji snažan porast opterećenja – planirati izgradnju nove pojne točke 110 kV s izravnom transformacijom. Uglavnom se ne preporučuje planirati povećanje kapaciteta transformacije na 2x16 MVA, osim u iznimnim slučajevima.
- S obzirom na dugačak životni vijek zidanih objekata, izgradnju novih SN postrojenja planirati u pojednostavljenim optimiranim zidanim zgradama sa smanjenim neenergetskim prostorom, a dotrajala postrojenja revitalizirati i/ili dograditi u postojećim zgradama.
- Planirati rekonstrukciju i revitalizaciju 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.
- Pravodobno planirati povećanje kapaciteta za visokooptерećene TS.
- Planirati ugradnju podsustava za uzemljenje neutralne točke (UNT) u pojnim točkama SN mreže koja prelazi na 20 kV pogonski napon.
- Planirati uvođenje preostalih SN postrojenja u SDV (3 %), uz uvjet uporabe postrojenja u idućem srednjoročnom razdoblju te analizu mogućnosti izgradnje ekonomski prihvatljive optičke komunikacijske veze.

Temeljne smjernice razvoja i ulaganja u vodove 35(30) kV u idućem razdoblju su:

- izgradnja novih vodova 35 kV primarno u svrhu osiguranja pričuvnog napajanja za radijalno napojene pojne točke najviše naponske razine 35 kV ili u iznimnim slučajevima prilikom izgradnje nove pojne točke najviše naponske razine 35 kV

- izgradnja kabelskih vodova 35 kV, s obzirom na cjenovnu konkurentnost, u odnosu na izgradnju nadzemnih vodova na čelično-rešetkastim stupovima
- pri izgradnji novih nadzemnih 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.

Ključne kategorije ulaganja u transformatorske stanice najviše naponske razine 35(30) kV (Tablica 6.5) su izgradnja, rekonstrukcija, zamjena i revitalizacija. Izgradnja obuhvaća aktivnosti na ostvarenju nove pojne točke 35/10(20) kV.

Tablica 6.5 Kategorije ulaganja u transformatorske stanice prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja

Kategorija ulaganja	Investicijski zahvat
Izgradnja TS 35/10(20) kV	Gradska (složenija) TS, veća građevina, 2x 8(16) MVA, značajan 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 opskrbe 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 je riječ 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 pojedinačnim sklopnim aparatima u otvorenoj izvedbi s modernim sklopnim blokovima) ili zamjenu energetskih transformatora.

Revitalizacija, kao kategorija ulaganja, odnosi se na tehničko unaprjeđenje dijela opreme postojećih postrojenja i podsustava (zamjena malouljnih 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 ishođenja lokacijske i/ili građevinske dozvole. Ostvarenje je uglavnom u vremenskom okviru jednogodišnjeg plana ulaganja.

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

U skladu s već opisanim smjernicama i načelima planiranja, glavni opseg investicijskih aktivnosti usmjerava se prema postojećim pojnim točkama 35/10(20) kV. U planskom razdoblju do 2029. planirana je izgradnja do četiri nove TS 35/10(20) kV.

Tablica 6.6 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023.– 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 35/10(20) kV	0	1.000.000	2.500.000	**3.500.000**	31.500.000	**35.000.000**

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

Opseg, prioritet i dinamiku ulaganja u TS 35(30)/10(20) kV određuju: rizik pouzdanosti pogona (dotrajala oprema, širenje kabelske 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 pojnih 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 tako 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 10.1. 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 u nastavku prikazuje planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 6.7 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. -2022.	2023. - 2029.	Ukupno 10G 2020. - 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	28.481.000	32.355.000	28.596.000	**89.432.000**	203.000.000	**292.432.000**

6.2.3. 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 novih 35 kV vodova prikazan je Tablicom 6.8., dok se detaljniji podaci o ulaganjima nalaze u Prilogu 10.3.3.

Tablica 6.8 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	1.995.000	3.825.000	0	**5.820.000**	58.312.000	**64.132.000**

Od značajnijih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je izgradnja jedne dionice KB 35 kV te jedna dionica DV 35 kV ukupne duljine oko 11,6 km te vrijednosti ulaganja od 4,1 mil. kn, što zajedno s manjim ulaganjima u početnom trogodišnjem razdoblju iznosi 5,8 mil. kn. U razdoblju od 2023. do 2029. godine planirana je izgradnja oko 62 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 58,3 mil. kn.

Duljina novih vodova koji se planiraju izgraditi čini oko 1,6 % ukupne duljine 35 kV vodova (DV, KB i PKB).

6.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova

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

Pregled ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 35 kV vodova prikazan je Tablicom 6.9., dok se detaljniji podaci o ulaganjima u rekonstrukciju i revitalizaciju nalaze u Prilogu 10.3.4.

Tablica 6.9 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcija i revitalizacija DV/KB 35 kV	14.317.000	13.440.000	21.538.000	**49.295.000**	207.619.000	**256.914.000**

Od značajnijih ulaganja, u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je rekonstrukcija četiri dionice DV 35 kV i šest dionica KB 35 kV ukupne duljine 134 km u vrijednosti 38,5 mil. kn. U početnom trogodišnjem razdoblju planirana su i manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova ukupne vrijednosti 10,7 mil. kn, što ukupno čini 49,2 mil. kn. U razdoblju od 2023. do 2029. godine planirana su značajnija pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 226 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 186,7 mil. kn te manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 48 km vodova ukupne vrijednosti 20,9 mil. kn, što ukupno čini 207,6 mil. kn.

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

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

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

- Prioritetno planirati ulaganje u prijelaz na 20 kV mreža čije su pojne točke izgrađene ili rekonstruirane s 20 kV opremom.

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

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

Broj i instalirana snaga TS 10(20)/0,4 kV uvjetovani su gustoćom opterećenja, pri čemu se u TS 10(20)/0,4 kV ne predviđa pričuva u transformaciji. Na područjima 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 6.10 prikazuje planirana ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju, a Tablica 6.11 daje detaljniji pregled ulaganja za početno trogodišnje razdoblje.

Tablica 6.10 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)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
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	13.916.000	18.765.000	18.469.000	**51.150.000**	144.431.000	**195.581.000**

Tablica 6.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2020. – 2022., s naturalnim podacima

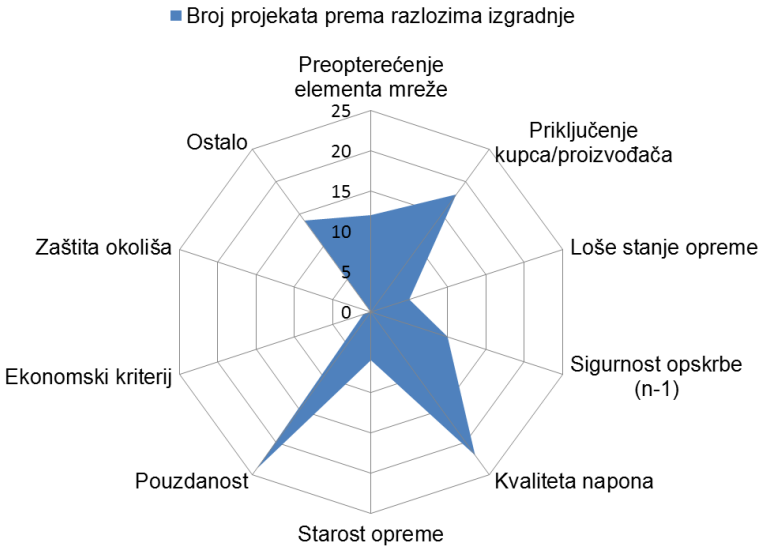
Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2020.		2021.		2022.		Ukupno	
	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj
Kabelska TS	12.413.850	40	15.967.000	54	15.250.000	55	**43.630.850**	**157**
Stupna TS	1.502.150	10	1.591.000	12	2.036.000	16	**5.129.150**	**42**
Rasklopište	0	0	1.207.000	3	1.183.000	3	**2.390.000**	**6**
Ukupno	**13.916.000***	**50**	**18.765.000**	**69**	**18.469.000**	**74**	**51.150.000**	**205**

* Povećani iznos specifičnih vrijednosti ulaganja u 2020. g. posljedica je povećanog udjela izgradnje transformatorskih stanica veće instalirane snage.

Slika 6.2 prikazuje razdiobu planiranih količina TS 10(20)/0,4 kV u ovisnosti o razlozima izgradnje. Najveći udio novih TS gradi se radi:

- pouzdanosti
- povećanja kvalitete napona

- priključenja novih kupaca
- preopterećenja elemenata mreže
- sigurnosti opskrbe (kriterij n-1).



Slika 6.2 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.)

6.3.2. 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 6.12 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)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
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	51.596.000	62.496.000	62.491.000	**176.583.000**	380.780.000	**557.363.000**

U početnom trogodišnjem razdoblju planirano je uložiti 176,6 milijuna kuna, razdioba ulaganja po godinama prikazana je Tablicom 6.13.

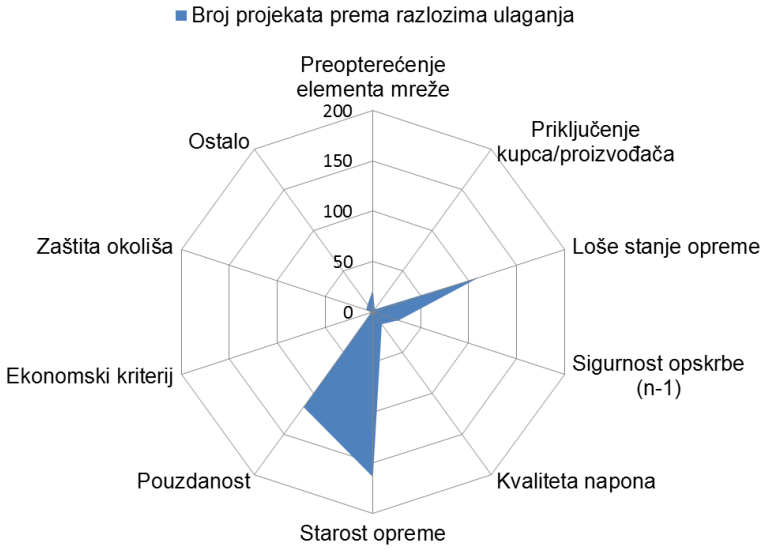
Tablica 6.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2020.-2022. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2020.		2021.		2022.		Ukupno	
	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj
Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	51.596.000*	563	62.496.000	750	62.491.000	725	**176.583.000**	**2038**

* Povećani iznos specifičnih vrijednosti ulaganja u 2020. je zbog većeg broja rekonstrukcija i revitalizacija transformatorskih stanica većih instaliranih snaga i većih rasklopišta

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 6.3 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 starost opreme, pouzdanost i loše stanje opreme.



Slika 6.3 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.)

6.3.3. Izgradnja novih 10(20) kV vodova

Ulaganja u izgradnju novih SN vodova napona 10(20) kV su od iznimnog značaja jer ovi vodovi, zbog 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 6.14 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	48.608.000	50.023.000	50.720.000	**149.351.000**	346.689.900	**496.040.900**

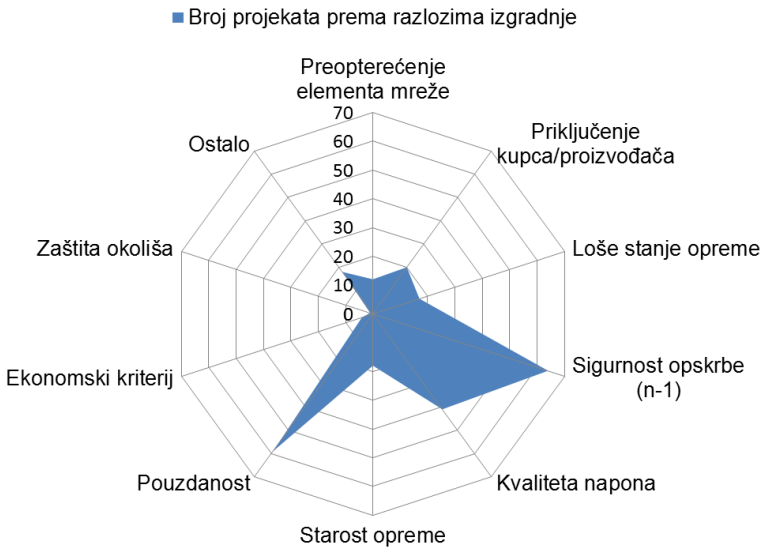
Tablica 6.15 u nastavku daje detaljniji pregled ulaganja za početno trogodišnje razdoblje.

Tablica 6.15 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2020. – 2022. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2020.		2021.		2022.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Nadzemni vodovi	1.931.920	7	2.616.000	13	3.521.000	18	**8.068.920**	**37,8**
Podzemni kabeli	46.676.080	131	47.407.000	131	47.199.000	145	**141.282.080**	**435,5**
Podmorski kabeli	0	0	0	0	0	0	**0**	**0**
Ukupno	**48.608.000**	**138**	**50.023.000**	**144**	**50.720.000**	**163**	149.351.000	**473,3**

*Razlika specifičnih vrijednosti ulaganja po godinama nastaje zbog različitih tipova vodova i načina polaganja .

Na Slici 6.4 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 6.4 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.)

6.3.4. 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 mm^2 ili 95/15 mm^2) da 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 6.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

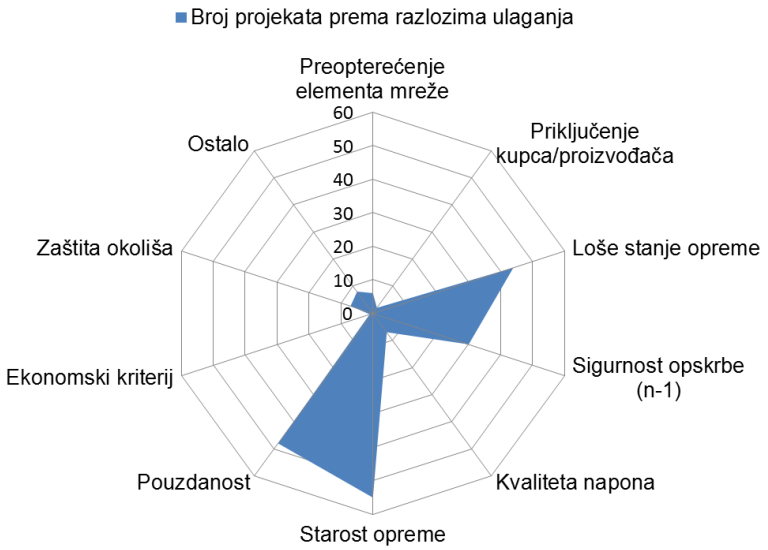
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	51.317.000	74.088.000	76.044.000	**201.449.000**	360.708.000	**584.841.900**

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova u početnom trogodišnjem razdoblju dana su u Tablici 6.17.

Tablica 6.17 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2020. – 2022. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2020.		2021.		2022.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	51.317.000	266	74.088.000*	320	76.044.000	470	**201.449.000**	**1056**

* Povećani iznos specifičnih vrijednosti ulaganja u 2021. je zbog većeg broja dionica podmorskih kabela za zamjenu i većeg udjela revitalizacija nadzemnih vodova u 2022.



Slika 6.5 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.)

Slika 6.5 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 pouzdanosti, čime dolazi do povećanja pokazatelja pouzdanosti SAIFI i SAIDI.

6.3.5. 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 šezdesetih godina prošloga stoljeća. Dobiveni rezultati studija ukazivali su na brojne pogodnosti:

- smanjenje broja transformacija
- smanjenje gubitaka električne energije i snage
- manja zauzetost prostora (manje lokacija za postrojenja i trasa za vodove)
- olakšano održavanje postrojenja i vodova.

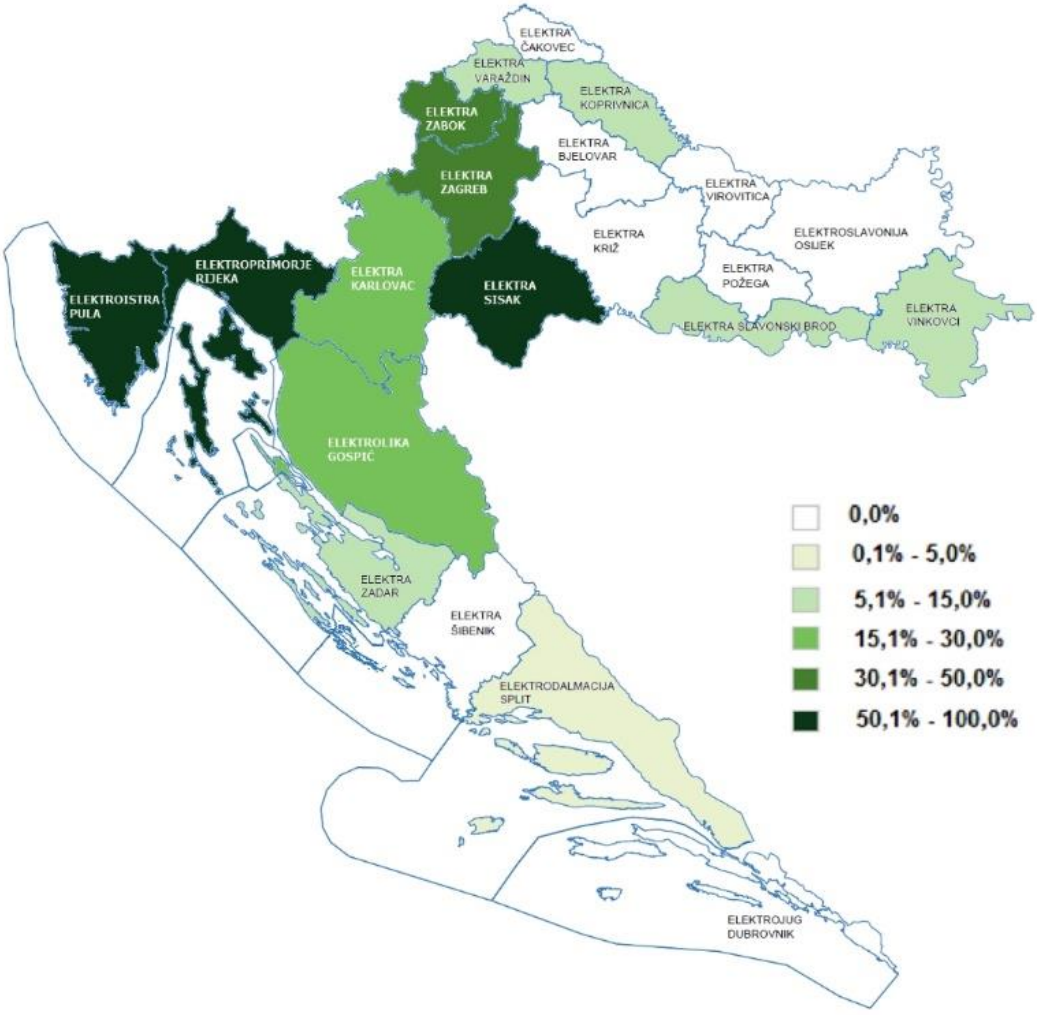
Kratkoročno, prijelaz dijelova 10 kV distribucijske mreže na 20 kV pogonski napon dovodi do sanacije naponskih okolnosti u srednjonaponskoj mreži, čime se bez veće izgradnje dvostruko povećavaju prijenosni kapaciteti i četverostruko smanjuju gubici snage i padovi napona. Ovime prijelaz na 20 kV postaje 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.

Tvrtke za distribuciju električne energije u Hrvatskoj početkom osamdesetih donose stratešku odluku o ugradnji srednjonaponskih postrojenja nazivnog napona 20 kV i izgradnji vodova (nadzemnih i kabelskih) za napon 20 kV bez obzira na neposredni pogon pod naponom 10 kV. Grade se nove pojne točke s izravnom transformacijom i pogonskim naponom na strani niženaponske razine ovisnim o pripremljenosti i pogonu SN mreže u okruženju.

Stanje pogona SN mreže na 20 kV po distribucijskim područjima na dan 31. 12. 2018. godine vrlo je raznoliko (Slika 6.6). S velikim udjelima mreže u pogonu na 20 kV izdvajaju se:

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

U trenutku izrade ovog dokumenta plana Elektra Sisak je nakon gotovo četrdeset godina kontinuiranih aktivnosti i ulaganja iz različitih programa, a najviše iz ulaganja primarno u svrhu pripreme mreže za pogono na 20 kV, 29. rujna 2019. godine u potpunosti ukinula 10 kV naponsku razinu i prešla na 20 kV. Prijelazom na 20 kV napon posljednje od ukupno 1050 transformatorskih stanica i posljednjih kilometara od ukupno 1661 km srednjonaponske mreže Elektra Sisak postala je prvo distribucijsko područje koje je u potpunosti prešlo na 20 kV pogonski napon.



Slika 6.6 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima

U studijskom radu Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV [46] korištena je i detaljno opisana metoda analitičkog hijerarhijskog postupka. Na temelju navedene studije u daljnjim studijskim

radovima srednjoročnog razvoja SN mreže distribucijskih područja (ili njihovih manjih dijelova) korištena je AHP metoda kao temelj za obradu perspektive ulaganja prijelaza SN mreže na 20 kV za područje mreže obrađeno studijom.

Kriteriji na temelju kojih se kategorizira prioritet ulaganja u prijelaz na 20 kV su:

- pokazatelji stanja mreže i postrojenja na nekom području:
  - pripremljenost (izgrađenost mreže i postrojenja za pogonski napon 20 kV)
  - iskorištenost (opterećenost elemenata mreže u odnosu na maksimalni kapacitet)
  - trend porasta opterećenja i potrošnje električne energije
  - kvaliteta isporuke električne energije (pokazatelji stalnosti isporuke, iznos i kvaliteta napona, zadovoljstvo korisnika i sl.)
- vrijednost ulaganja potrebnog za prijelaz SN mreže područja na 20 kV
- ostali sekundarni pokazatelji (iskustva s pogonom mreže na 20 kV i postojanje mreže 20 kV u okruženju, mogućnost sufinanciranja i etapnog prijelaza i sl.).

U idućem desetogodišnjem razdoblju, uvažavajući strateške odrednice HEP ODS-a, trenutačno stanje mreže i postrojenja, iskustva i mogućnosti radnika, druge obaveze u skladu s važećim propisima, planira se za aktivnosti prijelaza SN mreže na 20 kV uložiti sredstava u vrijednosti kojom bi se mogao ostvariti pogon na 20 kV naponu za dodatnih oko 6.300 TS SN/NN i oko 12.300 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 radi prelaska SN mreže na 20 kV.

Vrijednost ulaganja predviđenih ovim programom za razdoblje od 2020. do 2022. 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 prvenstveno na aktivnosti zamjene i rekonstrukcije postrojenja distribucijske mreže, aktivnosti revitalizacije te iznimno izgradnje novih objekata/elemenata mreže radi provedbe završne aktivnosti prijelaza SN mreže na 20 kV.

Pozitivne učinke ovih ulaganja treba zbog svoje kompleksnosti, te u pravilu višegodišnjeg karaktera, promatrati tijekom duljeg vremenskog razdoblja. Nužno je imati na umu da se ulaganjima realizira priprema mreže za naponsku razinu 20 kV, a da je sam 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 2019. 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 2019. i povoljne vremenske i druge preduvjete, planirano je ostvariti pogon na 20 kV za još oko 800 TS SN/NN i oko 900 km SN mreže.

6.3.6. Uvođenje napredne metodologije za ocjenu rizika na važnoj postojećoj imovini HEP ODS-a (AIM/CBRM)

Distribucijska djelatnost je visoko kapitalna djelatnost koju karakteriziraju:

- složena struktura i veliki broj elektroenergetskih objekata rasprostranjenih na cijelom teritoriju države
- interakcija s velikim brojem dionika
- složeni poslovni procesi.

S povećanjem zahtjeva za troškovno sve učinkovitijim radom operatora distribucijskog sustava raste i značaj upravljanja imovinom. Optimiranje imovine važno je jer izravno utječe na učinkovitost poslovanja tvrtke.

Za pravodobno donošenje ispravnih odluka velikog broja izravnih i neizravnih dionika s različitim pravima i obvezama važno je uspostaviti sustav koji može dati jasnu sliku o rizicima koje postojeće stanje imovine predstavlja za poslovanje. Jedna od većih promjena u sklopu restrukturiranja HEP ODS-a u 2017. godini bila je i organizacijska prilagodba u smjeru implementacije koncepta upravljanja imovinom.

Procjene rizika i definiranje prioriteta

Kao glavni alati pri donošenju odluka o zahvatima u postojeću imovinu odabrane su dvije metodologije:

- C-I (engl. Condition-Importance) metodologija koja se uspješno primjenjuje u Elektroprimorju Rijeka, kao jednostavniji alat i rješenje za prvo trogodišnje razdoblje
- AIM/CBRM[3] metodologija, koju je razvila tvrtka EA Technology iz Ujedinjenog Kraljevstva. Koristi se kao obvezni alat u svim operatorima mreže u UK, kao službena metodologija za ocjenu rizika i definiranje prioriteta u zahvatima na postojećoj imovini.

Ovom metodologijom (AIM/CBRM) omogućuje se vrednovanje rizika elemenata distribucijske mreže s pomoću modela koji se izrađuje na temelju podataka o imovini, a uključuje korake:

- procjena zdravlja imovine i stope starenja
- određivanje vjerojatnosti kvara/posljedica kvara
- procjena financijskog rizika
- procjena budućeg stanja, ovisno o različitim inačicama zahvata.

Na temelju kvantifikacije rizika jednostavnije se određuje prioritet i veličina planiranih zahvata u pojedinu kategoriju imovine (Slika 6.7).

[3] Engl. Asset Investment Management - Upravljanje ulaganjima u imovinu
Engl. Condition Based Risk Management - Upravljanje imovinom na temelju procjene rizika stanja imovine

Slika 6.7 Ključni koraci metodologija AIM/CBRM

U okviru projekta implementacije AIM/CBRM metodologije bilo je planirano izraditi model za dvije ključne kategorije imovine:

- srednjonaponske kabelske vodove napona 10(20) kV (uključujući i podmorske kabele)
- transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV

koristeći podatke iz dva distribucijska područja, Elektroprimorje Rijeka i Elektra Koprivnica.

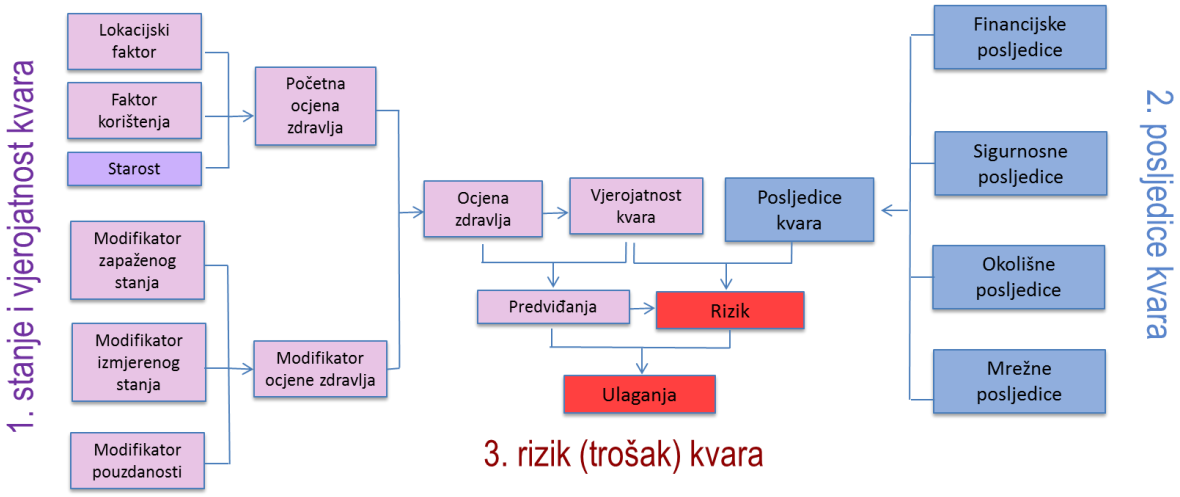
Projekt je bio posebice važan u povećanju značaja provedbe održavanja u sklopu kojeg se prikupljaju podaci za spomenuti model, odnosno za budući cjeloviti sustav upravljanja imovinom HEP ODS-a. Projekt je organiziran u šest faza:

1. Početak projekta, definiranje plana projekta i prezentacija metodologije
2. Izrada modela za TS SN/NN i SN kabelske vodove
3. Priprema obrazaca za unos, prikupljanje i organizaciju podataka
4. Modeliranje i izračun pokazatelja te analiza preliminarnih rezultata
5. Dorada, ugađanje modela
6. Prezentacija konačnih rezultata i primjena na planiranje.

Metodologija AIM/CBRM uspješno je primijenjena u distribucijskim područjima Elektroprimorje Rijeka i Elektra Koprivnica, na dvije sastavnice imovine (mreže): SN kabelski vodovi (više od 3.000 dionica) i transformatorske stanice SN/NN (više od 3.000 TS 10(20)/0,4 kV).

Preliminarni rezultati projekta, koji su predstavljeni u sjedištu HEP ODS-a sredinom veljače 2019. godine, uz predstavnike menadžmenta HEP ODS-a, tvrtki EA Technology iz Ujedinjenog kraljevstva i EI Hrvoje Požar te projektnog tima, rezultat su velikog truda svih članova projekta te podrške menadžmenta. Tijekom triju radionica i više od 15 internih sastanaka uspješno je, uz korištenje svih potencijala HEP grupe (kao što su Nastavno-obrazovni centar u Velikoj, pomoć Sektora za informatičke tehnologije i drugi), harmoniziran tim i realiziran veliki dio projektnih aktivnosti.

Struktura s tri glavne komponente modela: vjerojatnost rizičnog događaja, posljedice i rizik prikazane su na Slici 6.8.



Slika 6.8 AIM/CBRM Metodologija – Struktura modela

Radom na projektu i analizom rezultata izrađenih modela prikupljenje su ključne informacije te prepoznate naredne aktivnosti/projekti koje je nužno provesti u svrhu:

- jednostavnije i brže pripreme podataka za analizu rizika na imovini
- osiguranje ujednačenih, kvalitetnih i pouzdanih ulaznih podataka
- proširenja korištenja postojećih modela na imovinu u drugim distribucijskim područjima
- proširenja broja modela za ocjenu rizika i na drugoj važnoj imovini.

Navedene aktivnosti prepoznate su kao vrlo važan i sveobuhvatan višegodišnji projekt da bi se na razini cijele imovine znatno podigla razina upravljanja imovinom i učinkovito ostvarili postavljeni poslovni ciljevi te ispunile obaveze prema korisnicima mreže.

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

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

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

6.4.1. Izgradnja novih 0,4 kV vodova

Izgradnja niskonaponske mreže planira se u skladu sa širenjem naselja te uz interpolaciju novih transformatorskih stanica. Kao značajan dio ulaganja u mrežu provodit će se i sanacije naponskih prilika te zamjene nepouzdanih 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 6.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. –2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	13.789.000	13.520.000	11.947.000	**39.256.000**	92.558.000	**131.814.000**

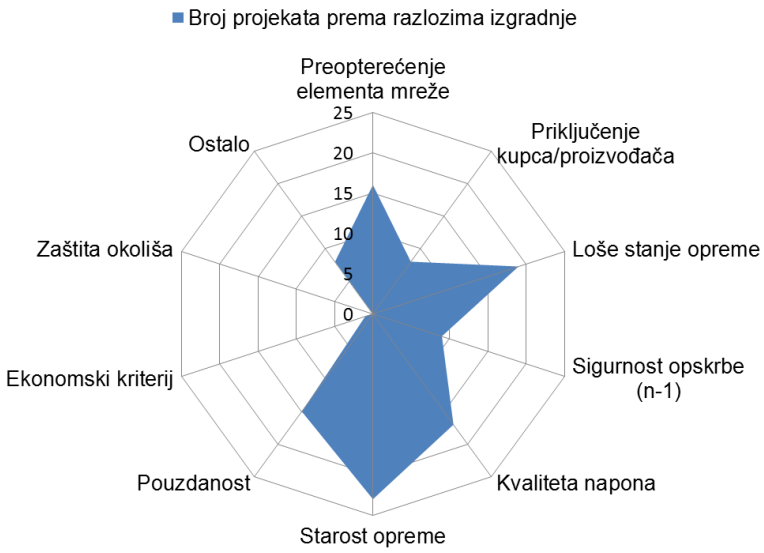
U Tablici 6.19 dan je planirani opseg ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV naponske razine u idućem trogodišnjem razdoblju.

Tablica 6.19 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2020. – 2022. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2020.		2021.		2022.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Izgradnja novih vodova 0,4 kV	13.789.000*	69	13.520.000	93	11.947.000	85	**39.256.000**	**247**

* Povećani iznos specifičnih vrijednosti ulaganja u 2020. je zbog većeg opsega ulaganja u izgradnju kabelske mreže u zamjenu za postojeću nadzemnu mrežu.

Na Slici 6.9 dan je grafički prikaz razdiobe broja planiranih ulaganja prema razlozima izgradnje nove niskonaponske mreže. Iz slike je vidljivo da se nova niskonaponska mreže pretežito gradi zbog starosti, poboljšanja kvalitete napona, pouzdanosti, lošeg stanja opreme te preopterećenja mreže.



Slika 6.9 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.)

6.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV

Rekonstrukcije NN mreže poglavito se odnose na zamjene vodiča malih presjeka SKS-om presjeka 70 mm^2. Riječ je 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 6.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

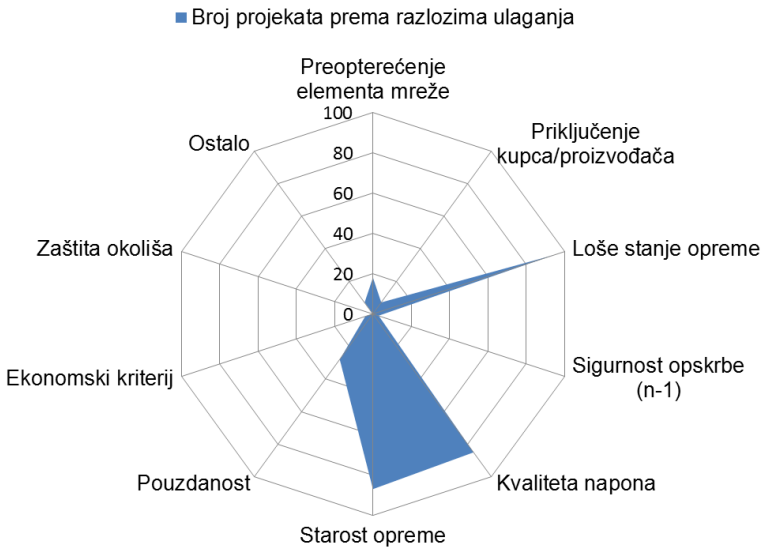
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	32.483.000	27.681.000	26.283.000	**86.447.000**	188.299.000	**274.746.000**

Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u početnom trogodišnjem razdoblju detaljnije su prikazana Tablicom 6.21.

Tablica 6.21 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2020. – 2022. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2020.		2021.		2022.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	32.483.000	154	27.681.000	130	26.283.000	133	**86.447.000**	**417**

Na Slici 6.10 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 6.10 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2020. – 2022.)

6.4.3. 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. Nakon 2013. godine, zbog različite potrebe za ulaganjima u sanaciju naponskih prilika po distribucijskim područjima te činjenice da se u pojedinim distribucijskim područjima ona u potpunosti rješila, ulaganja su se nastavila pretežito kroz program ulaganja u SN i NN objekte u cilju povećanja kapaciteta mreže, sanacije naponskih prilika i povećanja sigurnosti opskrbe te manjim dijelom u sklopu programa ulaganja u revitalizaciju dotrajale opreme.

Sanacija postojeće mreže niskog napona za dio distribucijskih područja, poput Elektre Zabok, još uvijek predstavlja veliki financijski problem, dok su primjerice Elektra Čakovec, Elektroistra Pula, Elektra Virovitica i Elektra Požega riješila problematiku naponskih prilika u svojoj distribucijskoj mreži. U slučaju ponovne pojave novih područja s lošim naponskim prilikama, one će se riješiti u redovitom poslovnom procesu.

Ukupna preostala problematika SNP-a po distirbucijskim područjima prikazana je tablicom u nastavku.

Tablica 6.22 Preostala problematika sanacije naponskih prilika

Distribucijsko područje	Broj trafopodručja	Udio TS SN/NN	Broj NN izvoda	Duljina NN izvoda (m)	Broj kupaca	Trošak zahvata (mil. kn)
Elektra Zagreb	43	1,2%	57	30.845	2.404	6,2
Elektra Zabok	187	20,9%	245	462.254	8.403	112,1
Elektra Varaždin	11	1,3%	11	29.520	431	7,2
Elektra Čakovec						0,0
Elektra Koprivnica	11	1,6%	16	13.149	352	2,6
Elektra Bjelovar	20	2,6%	21	23.748	675	5,6
Elektra Križ	55	4,2%	68	89.957	2.292	22,8
Elektroslavonija Osijek	11	0,7%	16	12.905	464	2,5
Elektra Vinkovci	46	5,5%	53	44.325	1.834	10,6
Elektra Slavonski Brod	21	2,9%	22	20.541	823	3,1
Elektroistra Pula						0,0
Elektroprimorje Rijeka	24	1,3%	25	25.647	756	13,5
Elektrodalmacija Split	88	3,3%	98	103.970	7.614	46,7
Elektra Zadar	30	2,6%	37	23.370	1.986	5,4
Elektra Šibenik	18	1,8%	20	12.900	1.194	6,9
Elektrojug Dubrovnik	17	3,8%	18	15.070	952	8,1
Elektra Karlovac	79	5,3%	99	181.507	2.646	28,2
Elektra Sisak	62	6,3%	93	201.715	1.875	37,0
Elektrolika Gospić	30	2,9%	36	60.120	752	11,6
Elektra Virovitica						0,0
Elektra Požega						0,0
UKUPNO	753	3,0 %	935	1.351.543	35.453	330,1

Stalnom brigom i praćenjem naponskih prilika na obračunskim mjernim mjestima korisnika prepoznaju se nova područja s lošim naponskim prilikama te se na temelju toga nadopunjuje lista potrebnih ulaganja. Tako je u 2019. godini problematika naponskih prilika proširena s 60 novih trafopodručja, odnosno 80 niskonaposkih izvoda.

Prosječnim godišnjim ulaganjima od okvirno 30 mil. kn obuhvati se okvirno:

- 120 trafopodručja
- 140 niskonaponskih izvoda
- 150 km niskonaponske mreže.

Osim investicijskih ulaganja, na razinu problematike sanacije naponskih prilika utječu i redovite aktivnosti na održavanju, zahvati u mreži radi priključenja novih korisnika i povećanja snage postojećih te promjene opterećenja na zahvaćenim izvodimazbog primjena mjera energetske učinkovitosti i demografskih promjena.

6.4.4. 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, HEP ODS provodi kontrole priključaka i obračunskih mjernih mjesta radi prikupljanja tehničkih podataka o njihovom stanju i izvedbi.

Obračunsko mjerno mjesto (OMM) je mjesto na kojem se mjere parametri električne energije radi obračuna, ali koje je ujedno i mjesto predaje/preuzimanja i granica nadležnosti operatora i korisnika mreže [40].

U skladu s [1,2], oprema, objekti i postrojenja koja su dio distribucijske mreže, uključujući i priključke te mjernu opremu na OMM-ima, su u nadležnosti operatora distribucijskog sustava. Navedeno znači da je operator distribucijskog sustava odgovoran za ispravnost i pouzdanost sve opreme do uključivo OMM-a, bez obzira na vlasništvo. Zbog toga HEP ODS kontinuirano radi na usklađenju priključaka s važećim propisima.

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

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

Sanacija priključaka i obračunskih mjernih mjesta višegodišnji je program koji je započet 2014. godine u svim distribucijskim područjima (2013. godine bilo je obuhvaćeno 18 distribucijskih područja). U razdoblju od 2013. godine do kraja 2018. godine obuhvaćeno je okvirno 58.000 OMM pri čemu je tijekom godina uloženo okvirno 112 mil. kn.

Program se planira provoditi u skladu s rokovima iz Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, u obimu koji to budu zahtijevale stvarne potrebe po pojedinim distribucijskim područjima. Tablica 6.23 u nastavku daje pregled planiranih ulaganja u idućem trogodišnjem, odnosno desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 6.23 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. -2022.	2023. - 2029.	Ukupno 10G 2020. - 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	22.925.000	22.435.000	22.627.000	**67.987.000**	164.725.000	**235.404.000**

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

6.5. Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj

6.5.1. Sustavi vođenja i automatizacija

6.5.1.1. Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže

Nakon reorganizacije HEP ODS-a u 2017. godini organizacijski model funkcije 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 dovršena je 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 dovršena je 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 6.24 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**

Radi 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 gledišta ulaganja u razvoj i izgradnju distribucijske mreže, kao jedan od važnijih zadataka 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 idućem razdoblju treba nastaviti ulaganja u sustave vođenja i predvidjeti odgovarajuće razvojne aktivnosti radi stvaranja tehnološki suvremenih sustava koji će moći odgovoriti na izazove koje će pred njih stavljati novonastalo okruženje. Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže obuhvaćaju:

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

U skladu s novom organizacijom funkcije vođenja u obliku 1(4)/21, prema kojem se funkcije upravljanja mrežom odvijaju na razini 21 distribucijskog upravljačkog centra (DUC), a funkcije vođenja, posebno s naglaskom na nove zadaće i ulogu ODS-a na tržištu električne energije, na razini 4 distribucijska dispečerska centra (DDC), u 2018. godini pokrenute su aktivnosti na prvoj fazi integraciji distribucijskih upravljačkih centara u nadležne distribucijske dispečerske centre, koja će trajati do 2022. godine.

Integracija će se provoditi kontinuirano u 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 treba uspostaviti središnji procesno informacijski sustav radi 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 energetskim 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.

Radi 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 da bi sustavi omogućavali temeljne funkcije nadzora i upravljanja elektroenergetskim postrojenjima radi 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 upravljačkih sustava naprednim ADMS funkcionalnostima. Preduvjet za implementaciju naprednih DMS funkcionalnosti je suvremeni centralni upravljački sustav te optimalan stupanj automatizacije mreže. Ulaganje u napredne 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. Priprema studija i tehničke dokumentacije započela je u 2015. godini, a projektne akivnosti trebaju biti završene u 2021. godini. Cilj projekta je poboljšanje kvaliteta napona (i u prijenosnim sustavima 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 aktivnosti ne sufinancira 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 2020. – 2029. procjenjuju se na oko 58 mil. kn, kao što je i prikazano Tablicom 6.25.

Tablica 6.25 Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Sustavi vođenja distribucijske mreže	7.000.000	7.000.000	6.000.000	**20.000.000**	38.000.000	**58.000.000**

6.5.1.2. 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 vođenih SN sklopnih blokova u kabelskoj mreži, odnosno transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV, tako 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 ili kabelskog voda (distribucijske mreže) čime se smanjuje nepovoljni učinak zastoja, odnosno isključuje samo nužan broj korisnika mreže.

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

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

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

Sustavno ulaganje u automatizaciju SN mreže započelo je u 2013. godini, od kada se odabir broja daljinski vođenih rastavnih sklopki te daljinski vođenih SN 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 vođene rastavne naprave u nadzemnoj mreži i 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 pridonijele ukupnom povećanju stupnja automatizacije mreže HEP ODS-a. Također, tijekom 2017., 2018. i 2019. u pojedinim točkama nadzemnih srednjonaponskih mreža implementirani su i vakuumski prekidači (engl. recloser). U idućem razdoblju planiraju se intenzivirati aktivnosti na uvođenju većeg broja SF_6 rastavnih sklopki te vakuumskih prekidača za srednjonaponske nadzemne mreže. Dinamika ulaganja u automatizaciju SN mreže u idućem razdoblju bit će usklađena s aktivnostima na Smart grid pilot projektima (više u poglavlju 6.7.) koji se provode u pet distribucijskih područja (Elektra Zagreb, Elektroslavonija Osijek, Elektrodalmacija Split, Elektra Zadar i Elektrojug Dubrovnik). S obzirom na to da će se velik dio točaka u mreži u sljedećem trogodišnjem razdoblju opremati kroz pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova), redovan plan automatizacije bit će biti stoga nešto niži od uobičajenog, da bi se ukupno gledajući mogao zadržati optimalan rast broja automatiziranih točaka u mreži.

U idućim godinama planira se koordinirati i pratiti implementaciju navedene opreme u pogonu radi analize tehničkih i financijskih učinaka primjene novih tehnologija da 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 6.26 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Automatizacija i upravljanje po dubini mreže	6.000.000	6.500.000	7.000.000	**19.500.000**	56.000.000	**75.500.000**

6.5.2. 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 koji 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 u skladu sa Zakonom o mjeriteljstvu, pravilnicima o mjeriteljskim zahtjevima za pojedine vrste mjerne opreme, Mrežnim pravilima distribucijskog sustava i tehničkim uvjetima za obračunska mjerna mjesta.

Postojeće stanje

Kao što je prikazano Tablicom 6.27, 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 (Slika 6.11).

Kategorija NN kućanstvo – crveni odnosi se na sve krajnje kupce kategorije kućanstvo priključne snage veće od 20 kW. Sva obračunska mjerna mjesta priključne snage od 20 do 30 kW opremaju se brojilima s daljinskim očitavanjem na kojima se obračunava vršna snaga, a u skladu s odredbama članka 119. Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom. Iznimka su krajnji kupci čija OMM imaju odobrenu snagu po EES između 20 kW i 30 kW, a opredijelili su se za ostanak u tarifnim modelima NN bijeli ili NN plavi, čime se najveća 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 od 20 kW, pripada 6,9 % obračunskih mjernih mjesta. Obračunska mjerna mjesta ove kategorije opremaju se brojilima za mjerenje radne i jalove energije (kombi brojila).

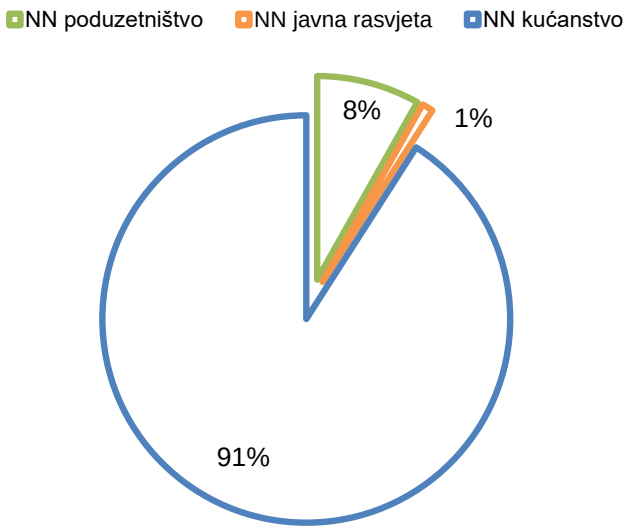
Ukupno oko 0,84 % obračunskih mjernih mjesta odnosi se na najsloženija mjerna mjesta na visokom i srednjem naponu te na niskom naponu priključne snage iznad 20 kW. Oko 0,89 % obračunskih mjernih mjesta odnosi se na kategoriju javna rasvjeta. Iako broj obračunskih mjernih mjesta kupaca na visokom i srednjem naponu te na niskom naponu priključne snage iznad 20 kW iznose samo 0,84 % od ukupnog broja obračunskih mjernih mjesta, na njima se registrira 49 % ukupne potrošnje električne energije.

Kod kupaca kategorije kućanstvo, udio jednofaznih brojila je 51 %, a trofaznih 49 %. Kod kupaca kategorije poduzetništvo priključne snage do 20 kW udio jednofaznih brojila je 30 %, a trofaznih 70 %.

Za promjenu tarifa upotrebljavaju se uklopni satovi (UKS) i mrežno-tonfrekventno upravljani prijemnici (MTU) koji mogu biti zasebni uređaji ili sastavni dijelovi elektroničkih brojila.

Tablica 6.27 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži

Kategorija	Broj OMM
VN (110 kV)	4
SN (35 kV)	97
SN (10 kV, 20 kV)	2.266
Ukupno SN	2.363
UKUPNO VN i SN	**2.367**
NN poduzetništvo – plavi	43.049
NN poduzetništvo – bijeli	128.518
NN poduzetništvo – crveni	27.789
Ukupno NN poduzetništvo	**199.356**
Ukupno NN javna rasvjeta	21.730
NN kućanstvo – plavi	724.841
NN kućanstvo – bijeli	1.491.021
NN kućanstvo – crveni	1.339
NN kućanstvo – crni	2.994
Ukupno NN kućanstvo	2.220.195
UKUPNO NN	**2.441.281**
SVEUKUPNO	**2.443.648**



Slika 6.11 Udio kategorija obračunskih mjernih mjesta

U vrijeme izrade ovog Plana u sustav daljinskog očitanja brojila HEP ODS-a uključeno je približno 10 % obračunskih mjernih mjesta, pri čemu:

- 97 % OMM krajnjih kupaca iz kategorije poduzetništvo s priključnom snagom > 20 kW
- 31 % OMM krajnjih kupaca iz kategorije poduzetništvo s priključnom snagom ≤ 20 kW
- 6 % OMM krajnjih kupaca iz kategorije kućanstvo.

Ovjeravanje mjerne opreme

Mjerila koja moraju imati valjanu ovjeru da bi se mogla upotrebljavati u distribucijskoj mreži i na osnovi čijeg mjerenja smiju se izdavati računi 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 povezan je s brojilima električne energije. U skladu s Pravilnikom o ovjernim razdobljima za pojedina zakonita mjerila i načinu njihove primjene i o umjernim razdobljima za etalone koji se upotrebljavaju za ovjeravanje zakonitih mjerila (NN 107/15), definirana su ovjerna razdoblja za brojila električne energije:

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

U pravilu se brojila ovjeravaju tako 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 iako zadovoljavaju mjeriteljske kriterije, ovjeravaju i ponovo ugrađuju u distribucijsku mrežu. Već u fazi zaprimanja brojila u skladište radi 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 Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [40] 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 očitanjem koja omogućuju mjerenje snage i jalove energije. Trenutačno je ostvareno oko 95 % ovo obaveze, a završetak je planiran u 2020. godini.
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 očitanjem 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 očitanjem.
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 očitanjem 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 očitanje: GPRS/LTE i PLC.

Osim rokova navedenih u Općim uvjetima tijekom provedbe projekta treba zadovoljiti i rokove zamjene brojila radi redovne ovjere u skladu sa 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 u skladu s 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) radi smanjenja troškova i povećanje prihoda ubrzavanjem poslovnih procesa očitanja, obračuna, izdavanja računa i dostavljanja podataka te smanjenje gubitaka energije.

Nabava informatičke opreme i opremanje sistem sala u nadležnosti operatora distribucijskog sustava radi povećanja stupnja zaštite računalnih sustava, aplikacija i podataka. Objedinjavanje infrastrukture sustava daljinskog i lokalnog očitanja, 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 različitim komunikacijskim kanalima.

Nabava opreme za modernizaciju baždarnica HEP ODS-a. Ovo ulaganje odnosi se 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 dosad imale ulogu ovlaštenog servisa za pripremu mjerila u postupku ovjeravanja.Međutim, s početkom ugradnje naprednih brojila i izgradnje napredne mjerne infrastrukture uloga se proširuje na ulogu laboratorija za ispitivanje i pripremu naprednih brojila.

Funkcionalnosti baždarnica treba uskladiti s promjenom tehnologije brojila električne energije. Nova, napredna brojila su digitalni mjerni uređaji koja osim mjernog dijela imaju i programski i komunikacijski dio.

Prostori baždarnica moraju u potpunosti zadovoljavati uvjete rada koji su navedeni u Uredbi o posebnim uvjetima koje moraju ispunjavati ovlaštena tijela za obavljanje poslova ovjeravanja zakonitih mjerila i/ili poslova pripreme zakonitih mjerila za ovjeravanje (NN 90/14).

Novim objektom Centra za napredno mjerenje unutar kojeg bi se nalazila i nova baždarnica Elektre Zagreb osigurali bi se potrebni kapaciteti za ovjeravanje naprednih elektroničkih brojila. Osim toga, osigurava se infrastruktura potrebna za uspješno provođenje projekta ugradnje naprednih brojila na sva obračunska mjerna mjesta, centralni sustav za nadzor provedbe projekta te rješavanje komunikacijskih i informatičkih problema. Objekt bi imao centralnu funkciju osiguranja zaštite sustava naprednog mjerenja od neovlaštenih upada (KMS – sustav upravljanja ključevima za kriptiranje) te kao jedna od sigurnih lokacija pohrane svih prikupljenih mjernih obračunskih i pogonskih podataka.

Aktivnosti povezane s ulogom laboratorija odnose se, između ostalog, i na:

- ulazne kontrole elektroničkih naprednih brojila s mogućnošću daljinskog očitavanja
- laboratorij za komunikacijski dio brojila i napredne mjerne infrastrukture
- laboratorij za računalni dio brojila i napredne mjerne infrastrukture
- pripremu i ispitivanje naprednih brojila i ostale napredne mjerne opreme.

U skladu s 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.

U skladu s područjima strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu (PSUM 01, 02, 03), definirane su razine potrebnih ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju, što je prikazano tablicom u nastavku.

Tablica 6.28. Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)

br.		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
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	190.000.000	195.000.000	200.000.000	**585.000.000**	1.330.000.000	**1.915.000.000**
2	PSUM 02. Zamjena brojila na obračunskim mjernim mjestima priključne snage veće od 20 kW	20.000.000	15.000.000	10.000.000	**45.000.000**	70.000.000	**115.000.000**
3	PSUM 03. Ulaganja u unaprjeđenje procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima	9.000.000	9.000.000	9.000.000	**27.000.000**	35.000.000	**62.000.000**
	Ukupno	**219.000.000**	**219.000.000**	**219.000.000**	**657.000.000**	**1.435.000.000**	**2.092.000.000**

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

Tablica 6.29 Ulaganja u zamjenu brojila u razdoblju 2020. – 2022. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2020.		2021.		2022.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
PSUM 01.	190.000.000	216.000	195.000.000	234.000	200.000.000	252.000	**585.000.000**	**702.000**
PSUM 02.	20.000.000	9.800	15.000.000	7.500	10.000.000	5.000	**45.000.000**	**22.300**
Ukupno	**210.000.000**	**225.800**	**210.000.000**	**241.500**	**210.000.000**	**257.000**	**630.000.000**	**724.300**

6.5.3. Nove tehnologije i tehnološki razvoj

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

- Pratiti razvoj novih tehnologija i tome prilagođavati izvedbe tehničkih rješenja.
- Prilikom analize mogućnosti primjene novih tehnologija uz tehničke, sagledati i financijske učinke primjene.
- Kontinuirano pratiti stanje postojeće opreme te u slučaju dotrajalosti opreme predlagati modernija tehnološka rješenja.
- O provedenim tehnološkim radnjama upoznati što širi krug stručnjaka u HEP ODS-u.
- Izraditi studiju, elaborat, projekt ili uputu za primjenu novih tehnoloških rješenja ovisno o značaju predmetnog tehničkog rješenja za poslovne aktivnosti.

S obzirom na sve veće zahtjeve korisnika mreže i sve veću osjetljivost na kvalitetu električne energije te nove propise kojima će se regulirati odgovornost za osiguranje standardne razine kvalitete

električne energije, nužno je sustavno planiranje radi optimalnog ulaganja u tehnološki razvoj mreže, a zbog povećavanja pouzdanosti napajanja i kvalitete napona.

U skladu s navedenim, u idućem razdoblju planiraju se intenzivirati aktivnosti na uvođenju novih tehnologija, kao iznimno važnog poslovnog cilja HEP ODS-a. Uvođenje suvremenih tehnoloških rješenja u izravnoj je vezi i s:

- povećanjem pouzdanosti napajanja i kvalitete napona
- razvojem naprednih 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 [47] („države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža primjerice kroz ostvarenje koncepta naprednih mreža“) iz trećeg energetskog 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 jer dugoročno donosi značajne pozitivne financijske rezultate.

Uvođenje novih tehnologija je dinamički proces koji zahtijeva postupno uvođenje tehnologija ovisno o stupnju dinamičkog razvoja.

U protekle četiri 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. Slijedom preispitivanja tehnologija, od 2017. godine u HEP ODS-u su energetski učinkoviti transformatori prihvaćeni kao standard za primjenu u svim transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV. Tijekom 2018. i 2019. godine u nadzemnim srednjonaponskim mrežama pojedinih distribucijskih područja implementirana je tehnologija vakuumskih prekidača. Nadalje, u pojedinim točkama niskonaponske mreže implementirani su naponski stabilizatori i regulatori napona radi poboljšanja naponskih prilika.

Uvažavajući trenutačno 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 iostvarivanju 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.

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

U idućem desetogodišnjem razdoblju u nove tehnologije i razvoj planira se uložiti ukupno 20 mil. kn, ravnomjerno raspodijeljeno na 2 mil. kn godišnje.

6.5.4. Ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže

Kako je inicijalno opisano u poglavlju 2.2.4. Utjecaj uvođenja koncepta Napredne mreže na planiranje razvoja distribucijske mreže, brojne su aktivnosti pa samim time i vrste ulaganja u osiguranje preduvjeta za ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže. Takva ulaganja mogu se iskazati kategorijama opisanim u nastavku.

Ulaganja u razvoj i optimiranje konvencionalne mreže

Ulaganja se odnose na razvoj konvencionalne distribucijske mreže uporabom novih tehnologija opreme i materijala kojima se prije svega ostvaruje veća energetska učinkovitost elemenata mreže i povećana prijenosna moć.

Posebno se mogu izdvojiti ulaganja koja se ostvaruju kroz Smart grid pilot projekte mjerom Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže u okviru koje se planiraju ulaganja u ugradnju većeg broja energetski učinkovitih transformatora, a detaljnije su opisana u Poglavlju 6.7.

Osim navedenog, u manjem opsegu kroz ulaganja u nove tehnologije i tehnološki razvoj, ispituje se primjenjivost i prikladnost novih tehničkih rješenja radi ocjene mogućnosti kasnije šire primjene u distribucijskoj mreži. Tipizacijom ovakvih rješenjaona postaju standardna rješenja s velikim opsegom ulaganja na godišnjoj razini.

Ulaganja u napredna mjerenja

Ulaganjima u napredna mjerenja ostvaruju se preduvjeti za brojne funkcionalnosti napredne mreže, primarno kao podrška razvoju brojnih novih tržišnih usluga, a svakako i u pogledu povećane raspoloživosti pouzdanih podataka za planiranje razvoja distribucijske mreže.

Najveći opseg ulaganja ostvaruje se ulaganjima u mjerne uređaje i infrastrukturu (detaljno opisno u Poglavlju 6.5.2.), a isto tako znatno sredstva planirana su i u sklopu Smart grid pilot projekata mjerom Napredna mjerna infrastruktura (Poglavlje 6.7.).

Najveći dio ovih ulaganja odnosi se na nabavu i ugradnju brojila s mogućnošću daljinskog očitanja (primarno PLC komunikacija) i drugim funkcionalnostima naprednih brojila te ostalu prateću opremu i sustav za očitanje i korištenje mjernih podataka.

Ulaganja u automatizaciju distribucijske mreže

Automatizacija distribucijske mreže ostvaruje se prvenstveno povećanjem broja točaka po dubini srednjonaponske mreže koje su daljinski vođene (daljinski vođene rastavne naprave ili prekidači na nadzemnih vodovima ili transformatorskim stanicama SN/NN) ili pružaju pouzdane informacije o pogonu mreže odnosno o zastojima na mreži (npr. indikatori kvarova). U daljnjem razvoju naglasak će se staviti na napredno, odnosno automatizirano upravljanje takvim uređajima u mreži radi učinkovitijeg upravljanja mrežom u pogonu ili bržeg lociranja i otklanjanja kvara.

Planirana ulaganja iskazana su u sklopu ulaganja u sustave vođenja i automatizaciju (Poglavlje 6.5.1.) i ulaganja Smart grid pilot projekata kroz mjeru Automatizacija srednjonaponske mreže (Poglavlje 6.7.).

Ulaganja u napredno vođenje pogona

Ulaganja u napredno vođenje pogona planira se kroz ulaganja u sustave vođenja i automatizaciju (Poglavlje 6.5.1.) te ulaganjima u komunikacijsku infrastrukturu (Poglavlje 6.6.3.). Obuhvat se odnosi na modernizaciju dispečerskih centara i pripadajuću komunikacijsku infrastrukturu kojom se osigurava brza i sigurna razmjena informacija.

U početnom trogodišnjem razdoblju promatranja ovog plana ukupna razina ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti napredne mreže je oko 900 mil. kn, odnosno oko 300 mil. kn godišnje.

6.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu

6.6.1. Osobna, teretna i radna vozila

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

- osobna vozila
- laka teretna vozila
- teška teretna vozila
- priključna vozila
- radni strojevi.

Vozila su kategorizirana po vrstama u katalogu standardiziranih vozila HEP grupe. Za svaku vrstu vozila utvrđen su kriteriji zamjene koji se očituju u starosti vozila i prijeđenoj kilometraži. Navedeni kriteriji definirani su na temelju pretpostavki da se povećanjem starosti i kilometraže, u odnosu na nova vozila, povećavaju troškovi održavanja i potrošnja goriva.

Trenutačno stanje voznog parka obilježeno je velikom prosječnom starošću pojedinih kategorija vozila, što je posebno izraženo u kategoriji teških teretnih vozila, a nešto manje u kategoriji lakih teretnih vozila. Nabavom većeg broja osobnih vozila tijekom 2015. i 2016. godine stanje voznog parka, kategorije osobna vozila, značajno je poboljšano. Nužno je i dalje provoditi zamjenu vozila iz ove kategorije i to ona koja u godini zadovoljavaju kriterije zamjene.

U desetogodišnjem razdoblju planirana je zamjena većine vozila koji zadovoljavaju kriterije zamjene. Prema kriteriju starosti planira se zamjena osobnih vozila starijih od 10 godina, lakih teretnih vozila starijih od 12 godina i teških teretnih vozila starijih od 15 godina. Dodatni kriterij zamjene vozila je stanje vozila i prijeđena kilometraža.

Vozila iz kategorije radni strojevi će se upotrebljavati do isteka životnog vijeka i ne planira se njihova daljnja nabava.

Plan potreba vozila izrađen je na temelju broja zaposlenih i Plana optimizacije, standardizacije i obnove voznog parka HEP grupe. Optimalne količine vozila po kategorijama revidirane su u 2017. godini u skladu s Odlukom o optimizaciji broja vozila i prikazane su u Tablici 6.30.

Tablica 6.30. 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 6.37). Za svaku kategoriju vozila određena je prosječna cijena na osnovu prosječnih tržišnih cijena i cijena postignutih na prethodnim natječajima, a određena je u katalogu standardiziranih vozila HEP grupe.

Tablica u nastavku prikazuje godišnji plan zamjene vozila, uz pretpostavku linearne raspodjele potrebnih ulaganja tijekom desetogodišnjeg razdoblja.

Tablica 6.31. 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**

Da 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 idućih 10 godina u nabavu vozila treba je ulagati okvirno 30 mil. kn godišnje.

Planirana ulaganja tijekom idućeg desetogodišnjeg razdoblja prikazana su Tablicom 6.32.

Tablica 6.32 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. -2022.	2023. - 2029.	Ukupno 10G 2019. - 2028.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Osobna, teretna i radna vozila	15.000.000	27.500.000	27.500.000	**70.000.000**	210.000.000	**280.000.000**

Nabavom novih vozila troškovi održavanja i troškovi goriva će se smanjivati. Osim navedenog, planira se uvođenje sustavnog gospodarenja voznim parkom, uključujući uspostavu sustava za praćenje kretanja vozila što će dodatno pridonijeti optimizaciji troškova.

6.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori

6.6.2.1. Poslovno-pogonske zgrade i nekretnine

Obavljanje djelatnosti distribucije električne energije obilježava velika zemljopisna rasprostranjenost jer kupcima treba osigurati primjerenu razinu javne usluge kroz aktivnosti priključenja kupaca i otklanjanja kvarova u okviru djelatnosti operatora distribucijskog sustava. Za obavljanje tih djelatnosti potrebni su odgovarajući pogonski, poslovni i skladišni prostori.

Kao rezultat procesa restrukturiranja u HEP ODS-u optimiran je dio prostora koji se koristi u poslovne i pogonske svrhe radi učinkovitijeg gospodarenja nekretninama, a bez negativnih utjecaja na odvijanje poslovnih procesa u Društvu.

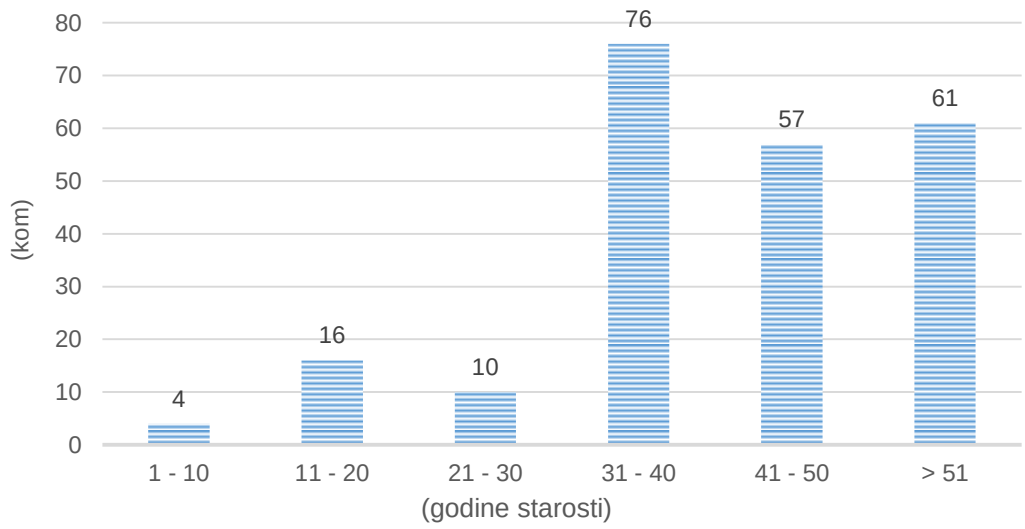
Postojeći (optimirani) broj lokacija s nekretninama, količinom prostora i njegovom strukturom prikazan je u tablici 6.33.

Tablica 6.33. Uredski, pogonski i skladišni prostori

Broj lokacija	Površina objekta (m^2)			Otvorena skladišta (m^2)	Ukupno (m^2)
	Uredski	Pogonski	Ukupno		
1	2	3	4=2+3	5	6=4+5
225	113.136	121.579	234.715	196.357	431.072

HEP ODS raspolaže s 225 lokacija na kojima se nalaze nekretnine koje se sastoje od uredskih prostora, pogonskih i skladišnih prostora.

Prikaz starosne strukture u 2019. godini prikazan je na Slici 6.12. Prosječna starost nekretnina prema godinama izgradnje u HEP ODS-u je izrazito visoka i iznosi 43 godine.



Slika 6.12 Raspodjela broja nekretnina prema starosti

Stanje postojećih nekretnina povezano je s dinamikom razvoja elektroenergetskog sustava, što znači da u uvjetima intenzivnog razvoja mreže treba više ulagati i u nekretnine, čime se poboljšava starosna struktura postojećih nekretnina i osigurava primjereno stanje postojećih prostora. U skladu s navedenim u idućem planskom razdoblju treba osigurati dodatna financijska sredstva zbog povećanih potreba za ulaganjem u obnovu postojećih, ali i izgradnju novih objekata. Navedeno bi se osiguralo ulaganjima razvrstanim u iduće kategorije:

- novi objekti – novi poslovni i pogonski prostori koji nisu vezani za postojeće objekte
- rekonstrukcija – dogradnja, nadogradnja, povećanje poslovnog i pogonskog prostora na postojećim objektima, uklanjanje vanjskog dijela građevine
- zamjena opreme – zamjena elektro-opreme (električne instalacije, video nadzori) i 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 (pričuvni dijelovi i materijal, gospodarenje otpadom) i unutarnje uređenje objekata.

Procjenjuje se da će u desetogodišnjem razdoblju trebati sanirati ili urediti oko 80 % poslovnog i pogonskog prostora, pri čemu je procijenjena vrijednost radova 8.000 kn/m^2 za poslovne i pogonske objekte te 750 kn/m^2 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 6.34.

Tablica 6.34. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – - 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganje u nekretnine	20.000.000	30.000.000	30.000.000	**85.000.000**	140.000.000	**225.000.000**

Iz tablice je vidljivo povećanje financijskih ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju u kojem se planira investirati ukupno 225 mil. kn u postojeće i nove objekte. Time bi se osigurali bitni zahtjevi za građevinu:

- mehanička otpornost i stabilnost
- zaštita od požara
- higijena, zdravlje i zaštita okoliša
- sigurnost u uporabi građevine
- zaštita od buke
- ušteda energije i toplinska zaštita.

Uvažavajući stanje nekretnina i proces restrukturiranja HEP ODS-a treba nastaviti optimirati količinu prostora koji se koristi u poslovne i pogonske svrhe. U idućem desetogodišnjem razdoblju treba ulagati u saniranje i prilagodbu postojećih prostora te povećanje energetske učinkovitosti u skladu s mjerodavnom regulativom i obvezama koje iz nje proizlaze.

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

6.6.2.2. Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom

Opredjeljenje HEP ODS-a za sustavno smanjivanje negativnih utjecaja na okoliš i prirodu te davanje prednosti rješenjima koja doprinose povećanju energetske učinkovitosti implementirano je u Politiku upravljanja okolišem i energijom kojom se tvrtka obvezala osigurati potrebne resurse za provedbu i uspješno funkcioniranje sustava upravljanja okolišem prema normi ISO 14001 te sustava upravljanja energijom prema normi ISO 50001.

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

Krajem 2018. godine na razini svih organizacijskih jedinica HEP ODS-a uspješno je certificiran sustav upravljanja energijom prema normi ISO 50001 koji je u određenom dijelu komplementaran sa

sustavom upravljanja okolišem. Radi osiguravanja resursa za ispunjenje ciljeva učinkovitog upravljanja energijom Kategorija 3 ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom posvećena je projektima koji za cilj imaju povećanje energetske učinkovitosti.

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

Kategorija 1 **Uređenja skladišta transformatora (pogonske pričuve i transformatora predviđenih za rashod)**: asfaltiranje podloge s ugradnjom separatora, ograđivanje prostora, nabava tankvana, ogradnih i pregradnih zidića i slično

Kategorija 2 **Uređenja privremenih mjesta prikupljanja i skladištenja opasnog i neopasnog otpada:** asfaltiranje podloge, ograđivanje i natkrivanje prostora za skladištenje otpada, nabava spremnika, tankvana i ostale opreme namijenjene sigurnom skladištenju otpada u skladu sa zakonskim zahtjevima i slično

Kategorija 3 **Povećanje energetske učinkovitosti:** projekti usmjereni smanjenju potrošnje energije i povećanju energetske učinkovitosti

Kategorija 4 **Nadzor nad aspektima okoliša (emisije u tlo, vodu i zrak) i priprema projektne dokumentacije za investicijske projekte SUO za kategorije 1, 2 i 4.**

Razrada ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana je u Tablici 6.35 u nastavku. U idućem trogodišnjem razdoblju na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom planira se uložiti 16 mil. kn sa sljedećom okvirnom raspodjelom ulaganja prema opisanim kategorijama:

- Kategorija 1 15 %
- Kategorija 2 8 %
- Kategorija 3 62 %
- Kategorija 4 15 %.

Za preostalih sedam godina ovog desetogodišnjeg razdoblja (2023. – 2029. g.) predviđena je dinamika ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom od prosječno 4 milijuna kuna godišnje.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. -2022.	2023.-2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem i energijom	8.000.000	4.000.000	4.000.000	**16.000.000**	28.000.000	**44.000.000**

U idućem razdoblju te u skladu s rezultatima istraživanja i praćenja stradavanja ptica unutar Natura 2000 područja radi provedbe mjera zaštite strogo zaštićenih vrsta ptica od elektrokucije 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.

6.6.3. Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju

6.6.3.1. Komunikacijska infrastruktura

Komunikacijski sustav HEP ODS-a predstavlja ključnu komponentu u obavljanju djelatnosti distribucije električne energije i 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 očitanja, 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 odgovarajućeg nadzora, mjerenja (senzorika, distribuirana napredna *realtime* logika) i općenito uvida u stanje buduće napredne mreže. Dakle, karakteristika naprednih mreža bit će korištenje kombinacije centralizirane i distribuirane logike, nadzora i upravljanja što zahtijeva pouzdan, fleksibilan i dostatan komunikacijski sustav.

Osim navedenog, komunikacijskim sustavima mora se omogućiti sigurna razmjena informacija među svim zainteresiranim stranama na tržištu električne energije.

U HEP ODS-u primjenjuju se napredne komunikacijske tehnologije i infrastruktura za potrebe procesnog i poslovnog sustava. Koncepcija komunikacijskog sustava ogleda se u uporabi svjetlovodne infrastrukture, širokopojasne infrastrukture manjeg kapaciteta, mobilne širokopojasne infrastrukture, radio infrastrukture.

Komunikacijski sustav HEP ODS-a treba 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 i komutacijski sustav HEP Grupe. Za potrebe procesnih sustava koristi se kombinacija telekomunikacijskog sustava HEP Grupe i vlastitih komunikacijskih podsustava (radijski sustavi (analogni i digitalni govorni i podatkovni radijski sustav, WiFi, GPRS, 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 uporabu postojećih i novih komunikacijskih infrastruktura uz primjenu najmodernijih naprednih komunikacijskih tehnologija korištenjem visokih sigurnosnih standarada. Povećanje raspoloživosti komunikacijskog sustava ostvaruje se dodatnim ulaganjima u sustave besprekidnih napajanja komunikacijske opreme.

U idućem razdoblju ulagat će se u:

- komunikacijsku infrastrukturu
- komunikacijske tehnologije
- sustave napajanja TK opreme
- sigurnost komunikacijskog sustava.

Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u razdoblju 2020. – 2029. procjenjuju se na 36 mil. kn (Tablica 6.36).

Tablica 6.36 Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Komunikacijska infrastruktura	3.500.000	4.000.000	4.000.000	**11.500.000**	24.500.000	**36.000.000**

U 2018. godini završena je 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 osigurana je 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. Intenzivnijim korištenjem govorne i podatkovne komunikacije za potrebe daljinskog nadzora i upravljanja elektroenergetskim postrojenjima, sustav će se kontinuirano nadograđivati.

U skladu s novom organizacijom funkcije vođenja elektroenergetskog sustava, u tijeku su aktivnosti na odabiru optimalnog tehničkog rješenja radijskog sustava za potrebe govorne i podatkovne komunikacije radi vođenja i upravljanja mrežom. Nakon odabira optimalne tehnologije uslijedit će njezina realizacija u idućim godinama.

U idućim godinama kontinuirano će se ulagati u komunikacijsku infrastrukturu za potrebe prijenosa podataka kao nužan preduvjet za povećanje stupnja automatizacije SN mreže HEP ODS-a.

6.6.3.2. Uredska informatička oprema

U okviru nabave uredske informatičke opreme treba sustavno planirati i nabavljati računala, monitore, prijenosna računala, pisače, skenere, projektore, plotere, tablete i ostalu opremu, u što nije uključena serverska i mrežna oprema.

Nakon reorganizacije HEP ODS-a 2017. godine te značajnog smanjenja broja radnika (okvirno 1.300), u informatičkom sustavu HEP ODS-a upotrebljava se oko 5.000 računala prosječne starosti oko 6,5 godina i oko 15.000 komada ostale informatičke opreme (pisači, skeneri, monitori, tableti…). Od ukupne količine, okvirno 7.400 komada informatičke opreme starosti je manje od 5 godina.

Budući da je razdoblje amortizacije većine informatičke opreme 5 godina, u planu je uspostava redovne zamjene računala svakih 5 godina, odnosno nakon isteka životnog vijeka. Na taj način bi se smanjilo kolanje opreme među korisnicima i, u konačnici, poboljšala učinkovitost rada Službe za informatiku. Također, ostvarenjem ovog plana bitno bi se ubrzali poslovni procesi i uvelike bi se 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 i operativnog sustava na računalima i HEP LAN mreže. Stoga je nužno redovito ulagati u informatičku opremu.

Tablica 6.37 u nastavku prikazuje planirana ulaganja u uredsku informatičku opremu, bez serverske i mrežne opreme, za iduće desetogodišnje razdoblje. Procjena iznosa sredstava za zamjenu opreme temeljena je na cijenama postignutim u postupcima javne nabave u prethodnom razdoblju.

Tablica 6.37 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. -* 2022.	2023 – - 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Informatička oprema	6.500.000	6.500.000.	6.500.000	19.500.000	45.500.000	65.000.000

6.6.3.3. Informatizacija poslovnih procesa

Informatizacija poslovnih procesa objedinjava ulaganja u:

- Microsoft licence (operativni sustavi, Office, serverske licence…)
- licence za ostale programske pakete (Smallworld GIS, Oracle, AutoDESK, Adobe, NEPLAN…)

- nabavu uređaja za snimanje NN mreže
- implemetaciju sustava za upravljanje imovinom (engl. asset management)
- ostala ulaganja u unaprjeđenje poslovnih procesa.

Tablica 6.38 prikazuje planirana ulaganja u idućem 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. Planiranje ulaganja u licence i programsku podršku te implementaciju sustava za upravljanje imovinom za razdoblje 2023. – 2029. iznimno je zahtjevno jer ovisi o organizacijskoj strukturi u HEP grupi i njenim promjenama koje mogu uvelike utjecati na planirane potrebe, pa je u idućem razdoblju moguće veće ulaganje s obzirom na sustave koji se planiraju implementirati.

Tablica 6.38 Ulaganja u informatizaciju poslovnih procesa u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – -2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – - 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Unaprjeđenje i informatizacija poslovnih procesa	3.000.000	1.250.000	1.250.000	5.500.000	8.750.000	14.500.000

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 centralno su mjesto za prikupljanje prostorno-tehničkih podataka o elektroenergetskim sustavima HEP ODS-a i na njih se 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.

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

Kroz organizaciju i pripremu rada u HEP ODS analiziraju se i utvrđuju rizici te se osiguravaju preduvjeti da se poslovi provode na siguran način, odnosno da postrojenja, mreža i instalacije nisu opasni za pogon, uporabu ni za okoliš. Radne zadatke obavljaju obučeni, stručni i za rad opremljeni radnici. U tom smislu planira se nabava:

a) alata: pojedinačni kompleti monterskih alata za niski napon, za rad na nadzemnim vodovima, za rad pod naponom, alati za montažu kabelskih završetaka, spojnica, 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: indikatoranapona (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 nakon trogodišnjeg plana mogu biti revidirani s obzirom na razvoj poslovnih procesa u organizaciji timova, razvoj djelatnosti i tehnološki razvoj opreme.

Moderni zahtjevi mrežne djelatnosti u području vođenja, održavanja, planiranja i izgradnje SN i NN mreža uvjetuju potrebu za učinkovitom dijagnostikom (preduvjet za preventivnu aktivnost) te brzim

utvrđivanjem uzroka i lokacije kvara (preduvjet za skraćenje trajanja 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, tj. mjerna vozila.

Složeni višefunkcijski ispitni i mjerni uređaji za ispitivanje relejne zaštite i druge sekundarne opreme temelje se na modernoj numeričkoj tehnologiji, poslužuju se računalom i omogućuju bilježenje i pregledni prikaz velikog broja podataka o stanju i radu uređaja relejne zaštite i vođenja. Predstavljaju nezamjenjivi svakodnevni alat timova za relejnu zaštitu u nadležnim službama i odjelima. Velika većina ispitivanja relejne zaštite odnosi se na preventivna-revizijska ispitivanja koja 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.
2. 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 području procjenjuje se 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 u nabavu manjeg broja novih uređaja, popunu i obnovu opreme. Dugoročna strategija ulaganja u višefunkcijske ispitne i mjerne uređaje ovisi i o reorganizaciji timova radi 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 te ispitivanje prije puštanja u pogon novopoloženih kabela. Značaj mjernih vozila povećava se s povećanjem udjela kabelske mreže, ali i sa zahtjevima za skraćenjem vremena lociranja i popravka kvara u kabelskoj SN mreži. Vozni park mjernih vozila se redovito obnavlja. U određivanju prioriteta za zamjenu uzima se u obzir dotrajalost postojeće opreme, smjernice razvoja SN mreže, projekcije prijelaza na 20 kV, projekcije gustoće, porasta i karaktera opterećenja, povećane mogućnosti moderne opreme i dr. U planskom razdoblju nastavit će se zamjena dotrajalih kompleta opreme za VN mjerenje i ispitivanje. U tijeku je priprema i analiza stanja, a procjena je da će zamjena prve skupine mjernih vozila biti pokrenuta tijekom 2020. godine.

Tablica 6.39 u nastavku prikazuje planiranu strukturu ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem razdoblju.

Tablica 6.39 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
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	6.000.000	4.000.000	**10.000.000**	5.000.000	**15.000.000**
	Ukupno	**3.000.000**	**9.000.000**	**7.000.000**	**19.000.000**	**26.000.000**	**45.000.000**

6.7. Smart grid pilot projekti (sufinanciranje iz EU fondova)

Na temelju izrađene Studije izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, uključujući analizu troškova i koristi [48], HEP ODS je pripremio projektno-tehničku dokumentaciju za prijavu projektnog prijedloga na natječaj Ministarstva za zaštitu okoliša i energetike te proveo postupak prijave Pilot projekata uvođenja naprednih mreža za sufinanciranje iz Fondova EU (EKF, OPKK). Postupak prijave dovršen je potpisom ugovora o sufinanciranju u srpnju 2018. godine.

Ciljevi projekta

Ciljevi ulaganja u pilot projekte usklađeni su sa ciljanim pokazateljima ostvarenja OPKK, Operativne osi 4d: „Razvoj i provedba pametnih sustava distribucije koji djeluju pri niskim i srednjim razinama napona“, specifični cilj 4d1: „Pilot projekti naprednih mreža“.

Kvantitativni ciljevi projekta su:

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

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

Funkcionalna područja ulaganja

Za ulaganja u okviru provedbe Pilot projekata odabrana su tri funkcionalna područja naprednih elektrodistribucijskih mreža, detaljnije opisana u nastavku.

1) Napredna mjerna infrastruktura

Primjena napredne mjerne infrastrukture, odnosno naprednih brojila kod krajnjih kupaca i sumarnih brojila u TS SN/NN, posebno je značajna za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije jer

će omogućiti izračun gubitaka te lociranje područja s povećanim gubicima na niskonaponskoj i srednjonaponskoj razini.

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

Osim povećanja učinkovitosti distribucije električne energije smanjenjem tehničkih i netehničkih gubitaka, primjena napredne mjerne infrastrukture omogućit će prikupljanje podataka o broju kupaca obuhvaćenih prekidom te stvarnim trajanjem prekida, na temelju kojih se mogu preciznije izračunati pokazatelji pouzdanosti napajanja, a time i pridonijeti povećanju pouzdanosti napajanja.

U okviru ove cjeline planira se:

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

2) Automatizacija srednjonaponske mreže

Primjenom tehničkih rješenja automatizacije i upravljanja po dubini srednjonaponske mreže moguće je povećati pouzdanost napajanja te efikasnost vođenja mreže. Upotreba DURN-ova u nadzemnoj mreži i daljinski vođenih sklopnih blokova u kabelskoj mreži, odnosno TS 10(20)/0,4 kV, omogućuje bržu detekciju i lociranje kvara te bržu izolaciju mjesta kvara, što rezultira smanjenjem trajanja prekida napajanja i smanjenjem količine neisporučene električne energije. Primjenom navedenih rješenja moguće je učinkovitije ograničiti nepovoljan učinak planiranih prekida isključenjem samo dijela korisnika mreže. Smanjenju trajanja prekida pridonosi i uporaba prekidača s APU, koji eliminiraju prolazne kvarove. U skladu s ovim Desetogodišnjem planom razvoja distribucijske mreže, procjenjuje se da se primjenom suvremenih tehnologija može postići smanjenje vremena ispada vodova od 25 – 30 % u odnosu na prethodno stanje. Iz navedenog slijedi da primjena tehničkih rješenja automatizacije i upravljanja po dubini srednjonaponske mreže pridonosi ispunjenju ciljanih pokazatelja cilja Povećanje pouzdanosti napajanja, u pogledu smanjenja broja i trajanja neplaniranih prekida.

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

U okviru ove cjeline planira se:

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

3) Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže

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

U 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.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Ugovor o sufinanciranju sklopljen je u srpnju 2018. godine, čime je formalno započela provedba projekta. Završetak se planira u 2023. godini.

Tablica u nastavku prikazuje predviđenu dinamiku ulaganja po funkcionalnim područjima u okviru promatranog planskog razdoblja.

Iskazane vrijednosti predstavljaju investicijske troškove HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu projekta, uključuju i troškove ugradnje koji, u skladu s troškovnikom projekta i sklopljenim Ugovorom, ne podliježu sufinanciranju, a ne uključuju dio troškova koji nemaju investicijskih karakter.

Tablica 6.40 Ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova) u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2020.	2021.	2022.	Ukupno 2020. – 2022.	2023. – 2029.	Ukupno 10G 2020. – 2029.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Napredna mjerna infrastruktura	20.000.000	30.000.000	29.975.000	**79.975.000**	0	**79.975.000**
2	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	24.000.000	7.550.000	0	**31.550.000**	0	**31.550.000**
3	Automatizacija distribucijske mreže	24.000.000	30.000.000	37.965.000	**91.965.000**	0	**91.965.000**
	Ukupno	**68.000.000**	**67.550.000**	**67.940.000**	**203.490.000**	**0**	**203.490.000**

6.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje

U skladu s podzakonskim propisima, cijena priključenja na području grada Zagreba 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 2020. godini procijenjena su na 400 mil. kn, a posebno uzimajući u obzir povećan opseg potreba za priključenjima i povećanu realizaciju ulaganja u 2018. i 2019. Očekivana struktura ulaganja po naponskim razinama u 2020. godini prikazana je u Tablici 6.41. Posebno se mogu istaknuti ulaganja u niskonaponsku (44 %) i 10(20) kV mrežu (49 %) koja zajedno čine 93 % planiranih ulaganja.

Tablica 6.41 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2020. godini

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja u 2020. godini (kn)
1	2	3
1	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	2.901.000
2	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	25.630.000
3	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	177.323.000
4	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	194.146.000
	Ukupno	**400.000.000**

Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama. Stoga je iznimno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. S obzirom na trenutačno stanje i trendove, za cijelo iduće desetogodišnje razdoblje predviđena ulaganja su u razini 400 mil. kn godišnje.

Uz razinu godišnjih ulaganja od 350 do 400 mil. kn prosječno se izgradi:

- DV 10(20) kV
  - izgradnja novih vodova 5 km
  - rekonstrukcije i revitalizacije vodova 2 km
- KB 10(20) kV
  - izgradnja novih vodova 210 km
  - rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10 km
- transformatorske stanice 10(20)/0.4 kV
  - izgradnja novih transformatorskih stanica 165 TS
  - rekonstrukcije i revitalizacije transformatorskih stanica 30 TS
- nadzemna niskonaponska mreža
  - izgradnja novih vodova 250 km
  - rekonstrukcije i revitalizacije vodova 70 km
- niskonaponska kabelska mreža
  - izgradnja novih vodova 600 km
  - rekonstrukcije i revitalizacije vodova 15 km.

Ulaganjima iz naknade za priključenje u idućem razdoblju (točni rokovi realizacije su definirani ugovorima o priključenju pa tako može obuhvaćati nekoliko planskih godina počevši od 2019. godine) obuhvaćeno je i 19 većih predmeta (iznos ugovora veći od 2,0 mil. kn) koji se smatraju izvjesnim za realizaciju (potpisan ugovor i napravljena uplata čime se potvrđuje ozbiljnost namjere investitora). Navedena ulaganja odnose se na priključenja na 10(20) kV i 35 kV naponu te na izgradnju ili rekonstrukciju objekata najviše naponske razine 10(20) kV, 35 kV ili 110 kV u ukupnom iznosu oko 50 mil. kn. Realizacijom navedenih zahtjeva osigurava se priključenje na mrežu i korištenje mreže za dodatnih oko 35 MW potrošnje i oko 30 MW proizvodnje.

6.9. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže

6.9.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a

Aktualni poslovni ciljevi HEP ODS-a za razdoblje 2020. – 2029., detaljnije opisani u 2. 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 (obuhvaćeno poslovnim ciljem C 3.3.). Smanjenjem tehničkih gubitaka izravno se smanjuju troškovi poslovanja i povećava energetska učinkovitost[4] distribucijske mreže, dok se mjerama za smanjenje netehničkih 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 [49] (dalje u tekstu Direktiva o energetskoj učinkovitosti) u zakonodavstvo Republike Hrvatske te donošenjem Zakona o energetskoj učinkovitosti [50] (NN 127/14), uređeno je područje učinkovitog korištenja energije.

U poglavlju 4.2 detaljno su iskazani podaci o:

- ostvarenim gubicima u razdoblju 2009. – 2018. godine
- strukturi gubitaka
- ciljevima smanjenja gubitaka.

U nastavku sažeto su opisani i obrazloženi:

- zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEP ODS-a
- četvrti nacionalni akcijski plan energetske učinkovotosti (NAPEU) 2017. – 2019.
- mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci.

6.9.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a

Zakonom o energetskoj učinkovitosti [50], osim ostalog, propisane su i obveze operatora distribucijskog sustava u području energetske učinkovitosti, donošenju i provedbi mjera kojima se

[4] 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 „*effectivness*“ pa bolji poznavatelji engleskog već uočavaju gore spomenutu razliku**. „***Efficiency*“ podrazumijeva ostvariti određenu aktivnost na „pravi“ način, a *„effectivness“* učiniti pravu stvar.

povećava energetska učinkovitost, ali i stvaranje preduvjeta da bi korisnici mreže učinkovitije koristili električnu energiju.

Člancima 17. i 18. Zakona o energetskoj učinkovitosti [50] propisane su dužnosti operatora prijenosnog sustava, operatora distribucijskog sustava i operatora tržišta energije.

Zakon o tržištu električne energije [1] te donesene izmjenama i dopune, osim ostalog, propisuju odgovornosti, odnosno obaveze operatora distribucijskog sustava u pogledu primjena mjera energetske učinkovitosti, gubitaka u mreži i donošenja planova razvoja distribucijske mreže. Zakon [1] osobito naglašava da je dužnost operatora distribucijskog sustava osiguravanje energije za pokriće gubitaka u distribucijskoj mreži u skladu s razvidnim, nepristranim i tržišnim načelima te briga o gubicima u mreži.

Operator distribucijskog sustava dužan je svake godine provesti analizu gubitaka i do 31. ožujka dostaviti HERA-i godišnje izvješće o praćenju gubitaka u distribucijskoj mreži i godišnjoj analizi gubitaka i o planiranju gubitaka radi nabave za prethodnu godinu. U slučaju zahtjeva HERA-e operator je obvezan 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, Zakon o tržištu električne energije [1] 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 pri planiranju razvoja treba uzeti u obzir mjere energetske učinkovitosti, upravljanja potrošnjom i distribuiranu proizvodnju, što može odgoditi potrebu za pojačanjem distribucijske mreže.

6.9.3. 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 pratiti i analizirati gubitke električne energije u svojim organizacijskim jedinicama, na temelju čega će se provoditi aktivnosti radi smanjenja gubitaka električne energije. U nastavku su sažeto iskazani 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.

Detaljnom analizom gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži utvrđuju se uzroci povećanih gubitaka i određuju prioriteti provedbe aktivnosti radi 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. Aktivnosti smanjenja tehničkih gubitaka u pravilu zahtijevanju 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 najviše 7,75 % (±0,25 %) od ostvarene nabave u distribucijskoj mreži u toj godini.

Važno je napomenuti da su u 2018. godini ostvareni postavljeni ciljevi smanjenja gubitaka. Godišnji gubici električne energije u distribucijskoj mreži u 2018. godini iznosili su 1.288 GWh što čini 7,68 % od ukupno 16.763 GWh nabavljene električne energije.

U 2018. godini nastavljena je provedba operativnih mjera koje ne iziskuju veće investicijske aktivnosti, a mogu pridonijeti smanjenju gubitaka, kao npr.:

- kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta te neovlaštene potrošnje električne energije
- provedba tehničkih validacija mjernih podataka u sustavu daljinskog očitanja
- 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:

- niskonaponske nadzemne i kabelske mreže 445 km
- srednjonaponskih vodova (DV i KB 10(20) kV) 201 km
- TS 10(20)/0,4 kV 164 TS

Izgrađeno je približno:

- niskonaponske nadzemne i kabelske mreže 877 km
- srednjonaponskih vodova (DV i KB 10(20) kV) 430 km
- TS 10(20)/0,4 kV 199 TS

Provedene investicijske aktivnosti pridonijele 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 očitanja
- 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.

Izradom plana i ostvarenjem 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 2019. godinu iznose 30 GWh, 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 2018., 2019. i 2020. godinu te ostvarenje ulaganja planiranih desetogodišnjim planom razvoja distribucijske mreže.

6.9.4. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci

6.9.4.1. 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 očitanja brojila
  - analiza tehničkih rješenja priključka distribuiranih izvora i njihovog utjecaja na gubitke
  - analiza realizacija pilot projekata u kojima se primjenjuju nova tehnička rješenja radi smanjenja tehničkih gubitaka poput upravljanja potrošnjom, zamjene postojećih vodiča nadzemnih vodova vodičima istog presjeka, ali s manjim specifičnim otporom.
- Mjere kojima se postiže učinkovitiji pogon distribucijske mreže – 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.

6.9.4.2. Uspostava sustava upravljanja energijom u skladu s međunarodnom normom HRN EN ISO 50001:2012

HEP ODS je krajem poslovne 2015. godine započeo s procesom uspostave sustava upravljanja energijom u skladu s međunarodnom normom 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 sa zakonskim zahtjevima i najboljim praksama u upravljanju energijom.

Temeljno opredjeljenje HEP ODS-a u upravljanju energijom je postizanje poboljšanja energetskih svojstava, odnosno mjerljivih rezultata povezanih s energetskom učinkovitošću, korištenjem i potrošnjom energije.

HEP ODS usmjeren je na odgovorno korištenje energije i opredijeljen je za trajno praćenje i poboljšavanje energetskih svojstava na svim svojim objektima, opremi i postrojenjima distribucijske mreže i u svim poslovnim procesima.

Na temelju utjecaja djelatnosti na energetsku učinkovitost, HEP ODS opredijelio se 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 energetskoj učinkovitosti te kontinuirano osposobljavanje i informiranje zaposlenika 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
- energetski cilj u smjeru smanjenja troškova energije, kao ishod i postignuće poboljšanja upravljanja energijom sustavnim gospodarenjem i upravljanjem 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 2018. i 2019. godini HEP ODS nastavio je s procesom uspostave sustava upravljanja energijom (SUEn) u skladu s međunarodnom normom ISO 50001. Uspostavljen je plan mjerenja značajnih potrošnji energije na 148 lokacija, na kojima je proveden i detaljan energetski pregled.

Na temelju izrađenih energetskih pregleda planira se u 2020. godini pokrenuti desetak zahvata na poslovnim i energetskim objektima u vrijednosti 6 mil. kn kojima se planiraju energetske uštete do 0,8 GWh godišnje.

U skladu s utvrđenim akcijskim planom certifikacijski postupak i uspostava sustava upravljanja energijom (SUEn) u skladu s međunarodnom normom ISO 50001 uspješno je završen 21. veljače 2019.

6.9.4.3. Procjena očekivanih učinaka

Od navedenih mjera kojima se povećava učinkovitost distribucijske mreže najznačajnije mjere predviđene planom razvoja 2020. – 2029. su:

- ulaganja u TS 110/10(20) kV radi uvođenja izravne transformacije (zamjena transformacije 110/35 kV transformacijom 110/10 kV i posebice 110/20 kV uz ukidanje dijela TS odnosno transformacije 35/10(20) kV)
- ulaganja u rekonstrukcije SN vodove i TS SN/NN u sklopu 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. 7. 2018. sklopio ugovor s Ministarstvom zaštite okoliša i energetike te Fondom za zaštitu okoliša i energetsku 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.) i sadrži tri mjere, odnosno tri funkcionalna područja: područje napredne mjerne infrastrukture, područje razvoja i optimizacije konvencionalne mreže te područje automatizacije distribucijske mreže. Projekt je detaljnije opisan u poglavlju 6.7.

- 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 2020. – 2029. godine procjenjuje se na 292,8 do 463,8 GWh. Od toga u prve tri godine (razdoblje 2020. – 2022.) od 8,8 do 13,9 GWh prosječno godišnje. Mjereno prema prosječnoj godišnjoj potrošnji u razdoblju 2016. – 2018. od 16.539 GWh, prosječno godišnje smanjenje tehničkih gubitaka u razdoblju 2020. – 2022. 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 zbog ovih mjera ne znači da će na kraju desetogodišnjeg razdoblja ukupni tehnički gubici biti manji za navedene vrijednosti. Tehnički gubici mogu biti manji, ali i veći, ovisno kolika će biti odstupanja pretpostavljenih veličina (npr. ako stope porasta potrošnje budu veće, i apsolutni iznos gubitaka bit će veći).

7. Financijsko planiranje

7.1. Planska financijska izvješća 139
7.2. Planirani izvori financiranja 141
7.3. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/2015) 141

7. Financijsko planiranje

Za analizu ekonomskog utjecaja planiranih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju (2020. – 2022.) Desetogodišnjeg (2020. – 2029.) plana razvoja distribucijske mreže na cijene naknade za mrežu distribucije u skladu s Metodologijom za određivanje tarifnih stavki za distribuciju električne energije, izrađena su planska financijska izvješća po godinama (2020. – 2022.) 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 2020. do 2022. godine.

7.1. Planska financijska izvješća

Planska financijska izvješća obuhvaćaju Račun dobiti i gubitka, Bilancu i Izvještaj o novčanom tijeku po godinama za razdoblje od 2020. do 2022. godine. Navedena izvješća izrađena su na temelju sljedećih općih propisa, pretpostavki i dokumenata:

- Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 102/15)
- Zakona o energiji (NN 120/12, 14/14, 102/15)
- Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/15)
- Odluke Hrvatske energetske regulatorne agencije o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca 2018. godine (NN 112/18)
- Pravila organiziranja tržišta električne energije (NN 121/15)
- Prijedloga Plana poslovanja HEP – Operatora distribucijskog sustava d.o.o. za 2020. godinu, izrađenog na temelju prijedloga ukupnog financijskog okvira, koji nije potvrdila Uprava vladajućeg Društva HEP-a d.d.
- važećih tarifnih stavki za distribuciju električne energije
- Procjene ostvarenja prihoda i rashoda za tekuću godinu, odnosno na temelju ostvarenja za razdoblje siječanj – lipanj 2019. godine i procjene ostvarenja za razdoblje rujan – prosinac 2019. godine
- Ugovora o sudjelovanju na tržištu električne energije za člana bilančne grupe
- važećih 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. lipnja 2019. godine
- procjene financijskih izvješća za tekuću regulacijsku 2019. godinu
- analize ostvarenja prethodnih razdoblja
- procjene utjecaja makroekonomskog okruženja
- ostalih vanjskih utjecaja za buduće razdoblje
- odobrenog Desetogodišnjeg (2019. – 2028.) 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 2020. do 2022. 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 od 13. prosinca 2018. godine (NN 112/18).
- Primijenjen je novi MSFI 16. Nakon početnog priznavanja, imovina s pravom uporabe bit će amortizirana (primjenom linearne metode) tijekom razdoblja ugovora o najmu. S druge strane, za svako razdoblje neophodno je i obračunati kamatu (koja je bila diskontirana prilikom početnog priznavanja). Troškovi kamata će se smanjivati tijekom razdoblja u skladu s otplatom rata najma.
- Ostali prihodi uključuju prihod od investicija u vlastitoj režiji.
- Ostali poslovni prihodi uključuju prihod od ukidanja rezerviranja, prihode od opomena kupcima, zateznih kamata, prihod od usluga unutar HEP grupe, prihod od usluga trećim licima i obavljenih usluga strankama, prihodi od zakupnina i najmova, prihodi na temelju naplaćenih javnobilježničkih naknada, sudskih troškova, prihod od vlastite potrošnja i restorana.
- Trošak gubitaka na mreži distribucije je planiram na temelju procijenjene cijene iz financijskog okvira za 2020. godinu (u skladu s planiranom elektroenergetskom bilancom) te procijenjenih količina prodane električne energije na mreži distribucije i procijenjene cijene iz petogodišnjeg plana HEP ODS-a.
- Trošak plaća i ostalih naknada osoblja za 2020. godinu planiran je na temelju važećeg Kolektivnog ugovora u HEP Grupi te planiranog broja zaposlenika (broj zaposlenih na dan 30. 6. 2019., očekivani broj odlazaka u mirovinu te nova zapošljavanja odobrena Planom zapošljavanja Uprave HEP.a d.d.).
- Trošak održavanja je planiran na razini planiranih sredstava za 2019. godinu.
- Planirani opći troškovi poslovanja i direktni troškovi djelatnosti (troškovi mjernog mjesta i troškovi prodajne funkcije) za 2020. godinu zadani su financijskim okvirom koji je odobrila Uprava HEP-a d.d., dok su za 2021. i 2022. godinu planirani na temelju financijskog okvira petogodišnjeg plana HEP ODS-a.
- HEP d.d. je rezervirao sredstva od 74,9 mil. kn u planu 2020. godine, koja se ne nalaze u planu HEP ODS, ali je moguće povećanje planskih sredstava iz tih rezervacija prema potrebi (troškovi mjernog mjesta, troškovi održavanja, dodatna sredstva za potrebe unaprjeđenja komunikacije HEP ODS-a sa kupcima, troškovi zaštitne odjeće, troškovi zaštite, najamnine, rasvjeta i grijanje, zdravstvene usluge radnika).
- Financijski rashodi izračunati su na temelju planiranog rasporeda otplate postojećih dugoročnih kredita i obveznica s kamatama koji je utvrdila riznica vladajućeg društva HEP-a d.d.

B. Planska bilanca za razdoblje od 2020. do 2022. godine izrađena je na temelju sljedećih pretpostavki:

- Primijenjen je novi MSFI 16. Na temelju novog modela najmoprimac priznaje imovinu s pravom uporabe te obveze s naslova budućih plaćanja najma. Imovina s pravom uporabe i obveze priznaju se primjenom diskontiranog iznosa budućih novčanih plaćanja. Na ovaj način uvećava se ukupna Bilanca poduzeća (s naslova imovine s pravom uporabe u Aktivi te dugoročne i kratkoročne obveze sa naslova plaćanja budućih najmova u Pasivi).
- Procijenjene promjene dugotrajne materijalne imovine i ostale stavke bilance koje se vezuju za te promjene izračunate su na temelju planiranih iznosa investicija od 2020. do 2022. 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.

7.2. Planirani izvori financiranja

U početnom trogodišnjem razdoblju (2020. – 2022.) Desetogodišnjeg (2020. – 2029.) 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
- reinvestirana dobit, na temelju Odluka Skupštine HEP ODS-a o raspodjeli dobiti za 2012. i 2013. godinu, u skladu s tada važećim Zakonu o porezu na dobit – Ovi izvori planirani su na temelju najbolje procjene završetka i stavljanja u uporabu objekata koji su utvrđeni za ovaj izvor financiranja
- bespovratno dodijeljena sredstva EU fondova.

7.3. 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 ogleda se 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 trenutačne okolnosti na tržištu kapitala i kreditnog rejtinga HEP-a d.d. i Republike Hrvatske. Pri izračunu razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda, primijenjen je prosječni ponderirani trošak kapitala od 4,03 % (Odobren Odlukom HERA-e o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca 2018. godine (NN 112/18)).

8. Zaključak

8. Zaključak

Ovaj Desetogodišnji plan (2020. – 2029.) razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja te podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Pri tome su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2020. – 2029. 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 2020. – 2029. planirana su ulaganja u razini 7.538.102.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2020. – 2022. godina 2.449.180.000 kn, prosječno 816,4 mil. kn godišnje
- 2023. – 2029. godina 5.088.922.000 kn, prosječno 727,0 mil. kn godišnje.

U početnom trogodišnjem razdoblju (2020. – 2029.) planirana ulaganja vrijednosti 2.449.180.000 kn raspodijeljena su:

- 2020. godina 758.740.000 kn
- 2021. godina 848.900.000 kn
- 2022. godina 841.540.000 kn.

Posebnost ovog plana u odnosu na prethodne planove su znatna ulaganja u mjerne uređaje i mjernu infrastrukturu prosječne godinšnje razine ulaganja od oko 200 mil. kn.

Glavnina razlike ulaganja u prve tri godine desetogodišnjeg razdoblja uzrokovana je pojačanom planiranom dinamikom realizacije u godinama 2021. i 2022. za:

- kapitalna ulaganja u objekte najviše naponske razine 110 kV
- Ulaganja u objekte najviše naponske razine 10(20) kV u dijelu ulaganja u prijelaz SN mreže na 20 kV, zamjene podmorskih kabela i ulaganja u skladu s programom Vukovar
- ulaganja u poslovnu infrastrukturu u dijelu ulaganja u transportna sredstva i nekretnine.

U prvom dijelu promatranog desetogodišnjeg razdoblja ističu se 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 u tijeku su aktivnosti na ugovaranju nabave opreme i usluga podrške provedbi projekta.

Osim 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 iznimno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. S obzirom na trenutačno stanje i trendove, za cijelo iduće desetogodišnje razdoblje predviđena ulaganja su na razini 400 mil. kn godišnje.

U idućem desetogodišnjem razdoblju, pogotovo uzevši u obzir ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje te Smart grid pilot projekte, težište će, osim znatnih ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu, biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

- pouzdanost napajanja kroz mrežu, a ne transformaciju
- poboljšanje naponskih okolnosti prijelazom SN mreže na 20 kV
- spremnost mreže za prihvat distribuirane proizvodnje
- smanjenje gubitaka
- smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN
- oslobađanje koridora 35 kV vodova.

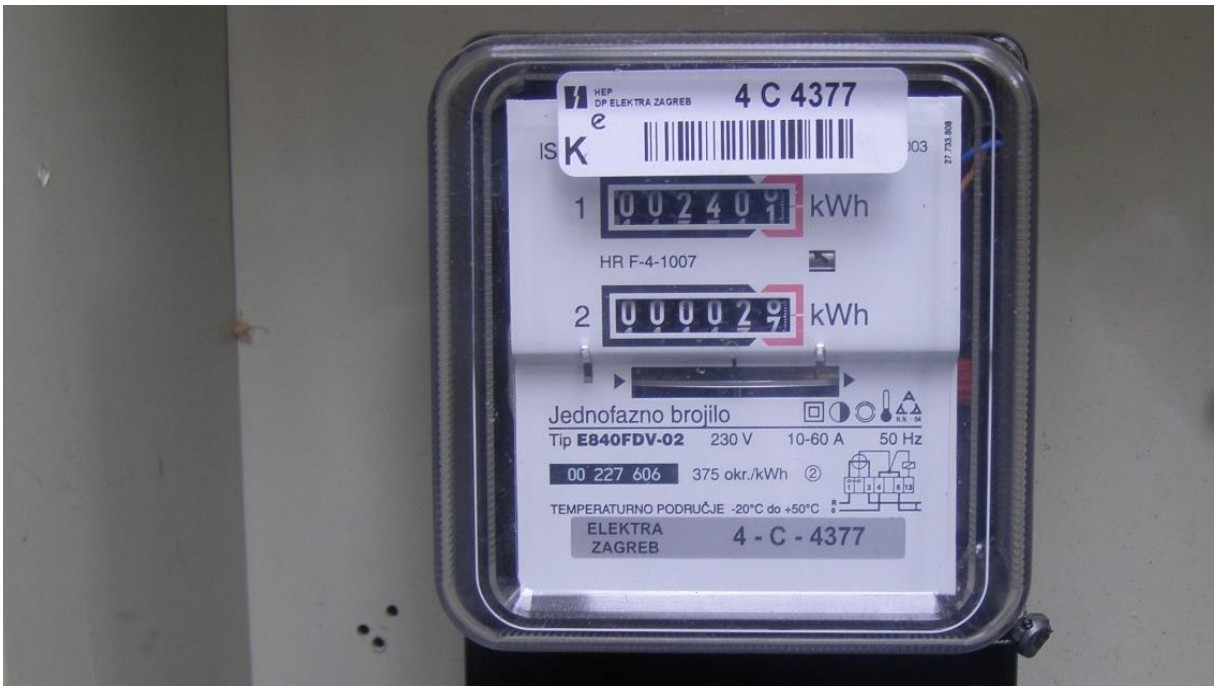
Ulaganjima u SDV, automatizaciju mreže i nove tehnologije modernizira se mreža i povećava učinkovitost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati normalno funkcioniranje operatora distribucijskog sustava.

Ulaganjima obuhvaćenim ovim Desetogodišnjim planom osigurava se dugoročna održivost i stabilnost distribucijskog sustava.

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja treba naglasiti da:

- složenost okruženja i planskog razdoblja, 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 ulaganja, svakako uključujući i pripremu te provođenje ugovaranja roba i usluga za realizaciju

mogu utjecati na uspješnu realizaciju planiranih ulaganja.



9. Literatura

9. 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 energetskog 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] Desetogodišnji (2019.-2028.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS, 2019.
[13] 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.
[14] Razvoj distribucijske mreže pogona Samobor i pogona Zaprešić Elektre Zagreb u razdoblju 2011.-2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
[15] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb, pogoni Sveta Klara i Velika Gorica za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
[16] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb na užem području grada Zagreba za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2016.
[17] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zabok u razdoblju 2014.-2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
[18] Razvoj distribucijske mreže Elektre Varaždin za razdoblje narednih 20 godina, Energetski institut Hrvoje Požar, 2018.
[19] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Čakovec, Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
[20] Razvoj distribucijske mreže Elektre Koprivnica u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2012.
[21] Razvoj distribucijske mreže Elektre Bjelovar u razdoblju 2013-2033. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
[22] 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.
[23] Razvoja distribucijske mreže Elektroslavonije Osijek za razdoblje narednih 20 godine (2017.-2037.), Fakultet elektrotehnike i računarstva i Institut za elektroprivredu d.d., 2018.
[24] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Vinkovci, Energetski institut Hrvoje Požar, 2013.
[25] Razvoj distribucijske mreže Elektre Slavonski Brod za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2014.
[26] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektroistra Pula, Energetski institut Hrvoje Požar, 2014.
[27] 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.
[28] Razvoj distribucijske mreže Elektroprimorja Rijeka, pogona Skrad, Crikvenica, Krk, Rab i Cres-Lošinj, za razdoblje narednih 20 godina, Energetski institut Hrvoje Požar, 2018.
[29] Razvoj elektroenergetskog sustava područja Omiš – Makarska – Ploče, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2009.

[30] 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.
[31] Razvoj distribucijske mreže Elektra Zadar za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, 2014.
[32] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Šibenik, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2010.
[33] Razvoj distribucijske mreže Elektrojug Dubrovnik u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2013.
[34] 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.
[35] Razvoj VN i SN mreže Elektre Sisak u vremenu 2007.-2027., Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
[36] 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.
[37] Razvoj distribucijske mreže Elektre Virovitica u razdoblju od 2014 do 2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
[38] Studija razvoja SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Požega, Energetski institut Hrvoje Požar, 2011.
[39] Smjernice ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2020.-2022., dostupno na http://www.vlada.hr
[40] Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, Narodne novine 85/15, 2015.
[41] Direktiva 2019/944 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i izmjeni Direktive 2012/72/EU
[42] Uvođenje napona 20 kV u distribucijsku mrežu Hrvatske s posebnim osvrtom na sanaciju ratom oštećenih postrojenja, Institut za elektroprivredu i energetiku, 1993.
[43] Planiranje razdjelnih mreža, H. Nagel, 1999.
[44] 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.
[45] Uvjeti kvalitete opskrbe električnom energijom, Narodne novine 37/2017, 2017.
[46] Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV, Energetski institut Hrvoje Požar, 2009.
[47] 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
[48] Studija izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, Ernst & Young, 2016.
[49] Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. o energetskoj učinkovitosti, izmjeni direktiva 2009/125/EZ i 2010/30/EU i stavljanju izvan snage direktiva 2004/8/EZ i 2006/32/EZ
[50] Zakon o energetskoj učinkovitosti, Narodne novine 127/14, 2014.

10. Prilozi

10.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže 150
10.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte 154
10.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a 154
10.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio 158
10.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte 160
10.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV 160
10.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV 160
10.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV 161
10.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV 161
10.4. Pregled obilježja distribucijskih područja 162
1. Elektra Zagreb 162
2. Elektra Zabok 166
3. Elektra Varaždin 168
4. Elektra Čakovec 170
5. Elektra Koprivnica 172
6. Elektra Bjelovar 174
7. Elektra Križ 176
8. Elektroslavonija Osijek 178
9. Elektra Vinkovci 182
10. Elektra Slavonski Brod 184

11. Elektroistra Pula 187
12. Elektroprimorje Rijeka 191
13. Elektrodalmacija Split 195
14. Elektra Zadar 199
15. Elektra Šibenik 202
16. Elektrojug Dubrovnik 205
17. Elektra Karlovac 208
18. Elektra Sisak 211
19. Elektrolika Gospić 214
20. Elektra Virovitica 217
21. Elektra Požega 219
10.5. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2020. – 2029. 221

10.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže

Prijelaz distribucijske mreže na izravnu transformaciju 110/10(20) kV utvrđen je kao strateška smjernica razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a. Proces transformacije distribucijske mreže utječe na tehničke značajke pojnih točaka i njihovu ulogu 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 upisane su u popise:

A: nove pojne točke izravne transformacije u prethodnom desetogodišnjem razdoblju 2009. – 2018.

B: nove pojne točke izravne transformacije u planu u idućem razdoblju 2020. – 2029.

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 2009. – 2018. godine

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
1.	TS 110/20 kV VRBOVSKO	2010.	Dovršetak rekonstrukcije
1.1.	TS 35/10(20) kV VRBOVSKO		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
2.	TS 110/20/10 kV ĐAKOVO 3	2010.	Dovršetak nove izgradnje
2.1.	TS 35/10 kV ĐAKOVO 1		Rasterećenje
3.	TS 110/30/10(20) kV DUGO SELO	2010. 2018.	Zamjena TR 110/30 kV TR-om 110/10(20) kV
4.	TS 110/10(20) kV TURNIĆ	2011.	Dovršetak rekonstrukcije
4.1.	TS 35/10 kV TURNIĆ		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
4.2.	TS 35/10 kV CENTAR		Isključena iz pogona
5.	TS 110/20 kV NOVALJA	2011.	Zamjena TR 110/35 kV i TR 35/10 kV TR-om 110/20 kV
6.	TS 110/20 kV FUNTANA	2012.	Dovršetak nove izgradnje
6.1.	TS 35/10 kV POREČ 1		Rekonstrukcija u RS 20 kV
6.2.	TS 35/10 kV POREČ 2		Rekonstrukcija u RS 20 kV
6.3.	TS 35/10 kV VRSAR		Rekonstrukcija u RS 20 kV
7.	TS 110/10(20) kV DUGOPOLJE	2012.	Dovršetak nove izgradnje
7.1.	TS 35/10 kV KLIS		Rasterećenje
8.	TS 110/20/10 kV KNEGINEC	2013.	Dovršetak rekonstrukcije
8.1.	TS 35/10 kV KNEGINEC		Rekonstrukcija u TS 110/20/10 kV
9.	TS 110/10(20) kV VRGORAC	2013.	Dovršetak rekonstrukcije
9.1.	TS 35/10 kV VRGORAC		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
10.	TS 110/10(20) kV KUTINA	2014.	Dovršetak nove izgradnje
10.1.	TS 35/10(20) kV KUTINA		Rasterećenje

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
11.	TS 110/35/10(20) kV NAŠICE	2014.	Zamjena jednog TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
12.	TS 110/10(20) kV PLOČE	2014.	Dovršetak nove izgradnje
12.1.	TS 35/10 kV VRANJAK		Isključena iz pogona
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 TR-om 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 TR-om 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 TR-om 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 TR-om 110/20 kV
20.1.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 1		Rasterećenje
20.2.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 2		Rekonstrukcija u RS 20 kV
21.	TS 110/20 kV ROVINJ	2018.	Zamjena TR 110/35 kV TR-om 110/20 kV
21.1.	TS 35/10 kV ROVINJ		Rekonstrukcija u RS 20 kV

B. Nove pojne točke izravne transformacije u planu 2020. – 2029.

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
1.	TS 110/10(20) kV ZAMET	2021.	Dovršetak nove izgradnje
1.1.	TS 35/10 kV ZAMET		Isključenje iz pogona
1.2.	TS 35/10 kV INDUSTRIJA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
2.	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE	2021.	Dovršetak rekonstrukcije
2.1.	TS 30/10 kV TRNJE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
2.2.	TS 30/10 kV VRBIK		Rasterećenje
3.	TS 110/10(20)-30(35)/10(20) kV PRIMOŠTEN	2022.	Dovršetak rekonstrukcije
3.1.	TS 30/10 kV VODOLEŽ		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
4.	TS 110/10(20)-35/10(20) kV ZADAR ISTOK	2021.	Dovršetak nove izgradnje
4.1.	TS 35/10 kV ZADAR 4		Rasterećenje
5.	TS 110/30(20)-30/10(20) kV KAPELA	2022.	Dovršetak nove izgradnje
5.1.	TS 35/10(20) kV TISNO		Rasterećenje
6.	TS 110/10(20) kV TTTS	2022.	Dovršetak nove izgradnje
6.1.	TS 35/10 kV MILJEVAC		Isključenje iz pogona
7.	TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE	2022.	Dovršetak rekonstrukcije
7.1.	TS 35/10 kV ZAMOŠĆE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
7.2.	TS 35/10(20) kV KORČULA		Rasterećenje
8.	TS 110/10(20) kV POLIČNIK	2023.	Dovršetak nove izgradnje
8.1.	TS 35/10 kV ZADAR 1		Rasterećenje
8.2.	TS 35/10(20) kV SELINE		Rasterećenje
9.	TS 110/10(20) kV VODICE	2024.	Dovršetak nove izgradnje
9.1.	TS 30/10(20) kV VODICE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
10.	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR	2025.	Dovršetak nove izgradnje
10.1.	TS 30/10 kV DUBRAVA		Rasterećenje
10.2.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Isključenje iz pogona
11.	TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2	2026.	Dovršetak rekonstrukcije
11.1.	TS 35/10 kV KAŠTELA		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
12.	TS 110/10(20) kV RAŽINE	2026.	Dovršetak nove izgradnje
12.1.	TS 30/10 kV ŠIBENIK 3		Rasterećenje
13.	TS 110/10(20)-30/10(20) kV PODI	2027.	Dovršetak rekonstrukcije
13.1.	TS 30/10(20) kV PODI		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
14.	TS 110/20 kV SISAK 2	2027.	Dovršetak rekonstrukcije
14.1.	TS 35/20 kV SISAK 2		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
15.	TS 110/20 kV MAVRINCI	2027.	Dovršetak nove izgradnje
15.1.	TS 35/10 kV MAVRINCI		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
16.	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA	2027.	Dovršetak nove izgradnje
16.1.	TS 30/10 kV KRŠNJAVOGA		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
17.	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE	2029.	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	2030.	Dovršetak nove izgradnje
18.1.	TS 35/10 kV PODGORA		Rasterećenje
18.2.	TS 35/10 kV BRIST		Rasterećenje
19.	TS 110/10(20) kV LAPAD	2032.	Dovršetak rekonstrukcije
19.1.	TS 35/10(20) kV LAPAD		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
20.	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD	2032.	Dovršetak rekonstrukcije
20.1.	TS 35/10 kV NOVIGRAD		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
21.	TS 110/35/10(20) kV BLATO n/K	2020.	Ugradnja TR2 110/10(20) kV
21.1.	TS 35/10 kV BLATO		Rekonstrukcija u RS 20 kV
22.	TS 110/10(20) kV SUČIDAR	2023.	Zamjena TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
22.1.	TS 35/10 kV GRIPE		Isključenje iz pogona
23.	TS 110/30/10(20) kV EL-TO	2020.	Ugradnja TR3 110/10(20) kV
23.1.	TS 30/10 kV SELSKA		Rasterećenje
24.	TS 110/35/10(20) kV STON	2023.	Zamjena jednog TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
24.1.	TS 35/10(20) kV STON		Rasterećenje
25.	TS 110/35/10(20) kV PRELOG	2023.	Zamjena jednog TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
25.1.	TS 35/10 kV DONJI KRALJEVEC		Rekonstrukcija u RS 20 kV
26.	TS 110/10(20) kV KUTINA	2023.	Zamjena jednog TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
26.1.	TS 35/10 kV KUTINA		Rasterećenje
27.	TS 110/35/10(20) kV OTOČAC	2023.	Zamjena jednog TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
27.1.	TS 35/10 kV OTOČAC		Rasterećenje

10.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte

10.2.1. 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 31.12.2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Ukupno ulaganje 2020. - 2022. (kn)	Planirano ulaganje 2023. -2029. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2020. - 2029. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2029.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2020 - 2029																		
1.	**ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE**																	
1.1.	**IZGRADNJA NOVIH TS 110/X - ZAJEDNIČKI OBJEKTI ODS-HOPS**					**634.700.000**	**73.080.000**	**44.000.000**	**72.120.000**	**80.000.000**	**196.120.000**	**347.500.000**	**543.620.000**	**47.000.000**				
1.	110		TS 110/10(20) kV ZAMET - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2020	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja u zapadnom dijelu grada Rijeka, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže. Dovršena pojna točka će biti energetsko uporište za završne aktivnosti prijelaza na 20 kV na području grada Rijeka.											
	110		TS 110/10(20) kV ZAMET - DIO HOPS	2015	2020													
	110/10(20)	4012	TS 110/10(20) kV ZAMET - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2021										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40(63)
	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),	
2.	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - PRIKLJUČAK 11	2018	2024 (2020)	Postojeća TS 30/10 kV Trnje se rekonstruira u transformatorsku stanicu 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja u širem centru grada Zagreba, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja poslovnih objekata, objekata dijela Ministarstava RH i drugih korisnika mreže.											
	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - DIO HOPS	2018	2021													
	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2021										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40(63)
	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),	
3.	110		TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - PRIKLJUČAK 11	2019	2022	Postojeća TS 30/10 kV Primošten - Vodolež se rekonstruira u transformatorsku stanicu 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja na širem području Primoštena i Rogoznice i zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti napajanja korisnika mreže.											
	110		TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DIO HOPS	2019	2022													
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30(35)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2022										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona, Starost opreme	1.FAZA: 8+16, 2.FAZA: 2x 20(40)
	10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30(35)/10(20) kV PRIMOŠTEN - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2023										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
4.	110		TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - PRIKLJUČAK 110 kV	2020	2020	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja u istočnom dijelu grada Zadra, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja industrijskih i poslovnih korisnika mreže (luka Gaženica) te zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja zadarskih otoka.											
	110		TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - DIO HOPS	2016	2020													
	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZADAR ISTOK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2021										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40 +16
	10(20)	4014	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZADAR ISTOK - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2023										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Ukupno ulaganje 2020. - 2022. (kn)	Planirano ulaganje 2023. -2029. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2020. - 2029. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2029.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
5	110		TS 110/30(20) kV KAPELA - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2021	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/30(20) - 30/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja za korisnike mreže na širem području Pirovca i Murtera u priobalju te Stankovaca u šibenskom zaleđu, dodatno transformatorska stanica pruža ispomoć napajanju šireg područja Vodica.												
	110		TS 110/30(20) kV KAPELA - DIO HOPS	2017	2021													
	110/30(20)/10(2	4015	TS 110/30(20) - 30(10)/20 kV KAPELA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2022										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x 40 + 2x 16
	10(20)	4015	TS 110/30(20) - 30/10(20) kV KAPELA - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2023										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	
6.	110		TS 110/10(20) kV TTTS - PRIKLJUČAK 110 kV	2019	2021	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u istočnom dijelu grada Splita i prigradskim naseljima.												
	110		TS 110/10(20) kV TTTS - DIO HOPS	2020	2021													
	110/10(20)	4013	TS 110/10(20)kV TTTS - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2022										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priključenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 20(40)
	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV TTTS - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2023										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
7.	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - PRIKLJUČAK 110 kV	2021	2021	Postojeća TS 35/10 kV Zamošće se rekonstruira u transformatorsku stanicu TS 110/10(20) - 35/10(20) kV zbog porasta opterećenja na širem području Orebića i Korčule, ali i zbog potrebe osiguranja napajanja objekata pelješkog mosta, objekata brze ceste i prilaznih cesta na Pelješcu. Ostvarenjem pojne točke izravne transformacije poboljšava se pouzdanost i sigurnost napajanja za korisnike mreže na širem području Orebić - Korčula												
	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - DIO HOPS	2018	2021													
	110/10(20)	4016	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZAMOŠĆE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2022										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x 20(40) + 16
	10(20)	4016	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZAMOŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2023										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
8.	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2022	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja na području Poličnika i šireg područja između Poličnika i Benkovca u zadarskom zaleđu. Ostvarenjem pojne točke izravne transformacije poboljšava se pouzdanost i sigurnost napajanja za korisnike mreže na području zadarskog zaleđa.												
	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - HOPS	2016	2022													
	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2021	2023										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priključenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 20(40)
	10(20)	4014	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2024										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
9.	110		TS 110/10(20) kV VODICE - PRIKLJUČAK 110 kV	2021	2023	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Vodica.												
	110		TS 110/10(20) kV VODICE - DIO HOPS	2021	2023													
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) kV VODICE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2021	2024										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	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),	

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Ukupno ulaganje 2020. - 2022. (kn)	Planirano ulaganje 2023. -2029. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2020. - 2029. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2029.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
10.	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - PRIKLJUČAK 110 kV	2022	2025	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u istočnom dijelu grada Zagreba.												
	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),	2x 40(63)
	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),	
11.	110		TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2 - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2025	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Kaštela.												
	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	2023	2026										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2 - KB 10(20) kV RASPLET	2024	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
12.	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2025	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u gradu Šibeniku,												
	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	2023	2026										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - KB 10(20) kV RASPLET	2024	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
13.	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2025	U postojeću TS 30/10(20) kV se dograđuje 110 kV postrojenja i izravna transformacije 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području grada Šibenika.												
	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - DIO HOPS	2023	2025													
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30/10(20) kV PODI (II ETAPA) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2025	2027										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30/10(20) kV PODI (II ETAPA)- KB 10(20) kV RASPLET	2025	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
14.	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 - PRIKLJUČAK 110 kV	2025	2026	Postojeća TS 35/20 kV se rekonstruira u TS 110/20 kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području grada Siska.												
	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 - DIO HOPS	2024	2026													
	110/20	4018	TS 110/20 kV SISAK 2 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2025	2027										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	20	4018	TS 110/20 kV SISAK 2 - KB 20 kV RASPLET	2025	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
15.	110		TS 110/20 kV MAVRINCI - PRIKLJUČAK 110 kV	2027	2027	Postojeća TS 35/20 kV se rekonstruira u TS 110/20 kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području grada Bakra.												
	110		TS 110/20 kV MAVRINCI - DIO HOPS	2025	2027													
	110/20	4012	TS 110/20 kV MAVRINCI - DISTRIBUCIJSKI DIO	2025	2027										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	3x 20(40)
	20	4012	TS 110/20 kV MAVRINCI - KB 20 kV RASPLET	2026	2028										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Ukupno ulaganje 2020. - 2022. (kn)	Planirano ulaganje 2023. -2029. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2020. - 2029. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2029.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
16.	110		TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - PRIKLJUČAK 110 kV	2027	2028	Postojeća TS 30/10 kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u centru grada Zagreba.												
	110		TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - DIO HOPS	2026	2028													
	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2025	2027										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2X 40(63)
	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - KB 10(20) kV RASPLET	2026	2028										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
17.	110		TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - PRIKLJUČAK 1	2026	2028	Postojeća TS 35/10(20) kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području sjevernog Međimurja. Dovršena pojna točka će biti energetsko uporište za aktivnosti prijelaza na 20 kV na širem području Međimurja.												
	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	2027	2029										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2028	2030										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
18	110		TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVIJERA - PRIKLJUČAK 1	2026	2028	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Makarske.												
	110		TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVIJERA - DIO HOPS	2026	2028													
	110/10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVIJERA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2027	2030										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVIJERA - KB 10(20) kV RASPLET	2028	2031										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
19.	110		TS 110/10(20) kV LAPAD - PRIKLJUČAK 110 kV	2029	2032	Postojeća TS 35/10(20) kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području grada Dubrovnika.												
	110		TS 110/10(20) kV LAPAD - DIO HOPS	2029	2032													
	110/10(20)	4016	TS 110/10(20) kV LAPAD - DISTRIBUCIJSKI DIO	2029	2032										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40
	10(20)	4016	TS 110/10(20) kV LAPAD - KB 10(20) kV RASPLET	2030	2033										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
20.	110		TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - PRIKLJUČAK 110 kV	2029	2032	Postojeća TS 35/10kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Novigrada.												
	110		TS 110/10(20) kV NOVIGRAD- DIO HOPS	2029	2032													
	110/10(20)	4011	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - DISTRIBUCIJSKI DIO	2029	2032										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	10(20)	4011	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - KB 10(20) kV RASPLET	2030	2033										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

10.2.2. 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 31.12.2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Ukupno ulaganje 2020. - 2022. (kn)	Planirano ulaganje 2023. -2029. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2020. - 2029. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2029.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2020 - 2029																		
1.	**ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE**																	
1.2.	**TS 110/X - REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE, DISTRIBUCIJSKI DIO**					**814.940.000**	**74.900.000**	**74.175.000**	**71.766.000**	**57.049.000**	**202.990.000**	**537.050.000**	**740.040.000**					
1	110/35/10(20)	4016	TS 110/35/10(20) kV BLATO - REKONSTRUKCIJA	2012	2020	Postojeća TS 110/35 kV se rekonstruira u TS 110/35/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Vele Luke i Blata na Korčuli.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 20(40) + 8
2	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV BELI MANASTIR - REKONSTRUKCIJA	2016	2021	Postojeća TS 110/35/10 kV se rekonstruira u TS 110/35/20/10(20) kV zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Baranje. Rekonstrukcijom se stvaraju preduvjeti za prijelaz područja Baranje na 20 kV.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20 + 3x 8
3	110/10(20)	4013	TS 110/35/10(20) kV SUČIDAR - REKONSTRUKCIJA U 110/10(20) kV	2016	2023	Postojeća TS 110/35/10 kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, ali i zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u centru grada Splita. Rekonstrukcijom se stvaraju preduvjeti na napuštanje 35 kV napona u širem centru grada Splita.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	3x 40
4	110/10(20)	4001	TS 110/10(20)kV EL-TO - REKONSTRUKCIJA	2016	2020	Postojeća TS 110/30/10 kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, ali i zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika u širem centru Zagreba. Rekonstrukcijom se stvaraju preduvjeti za nastavak prijelaza mreže zapadnog dijela grada Zagreba na 20 kV									TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	3x 40
5	110/35/10(20)	4013	TS 110/35/10(20) kV MAKARSKA - REKONSTRUKCIJA	2016	2021	Postojeća TS 110/35/10 kV se rekonstruira u TS 110/35/10(20) kV s dogradnjom izravne transformacije zbog porasta opterećenja i zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Makarske.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 20(40) + 40 + 16
6	110/20	4012	TS 110/20 kV RAB - REKONSTRUKCIJA	2017	2020	Postojeća TS 110/20 kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja i zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na otoku Rabu.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20(40)
7	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV BIOGRAD - REKONSTRUKCIJA	2018	2020	Postojeća TS 110/10(20) kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Biograda									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 20(40)
8	110/35	4013	TS 110/35 kV SINJ - REKONSTRUKCIJA	2017	2021	Postojeća TS 110/35 kV se rekonstruira zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Sinja.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 40
9	110/35/10(20)	4004	TS 110/35/10(20) kV PRELOG - REKONSTRUKCIJA	2019	2023	Postojeća TS 110/10(20) kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja i zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava. Rekonstrukcijom je obuhvaćena i ugradnja izravne transformacije umjesto jednog od TR 110/35 kV. Rekonstrukcijom će se povećati pouzdanost i sigurnost napajanja korisnika mreže na širem području Preloga i Čakovca i stvoriti preduvjeti za prijelaz područja Preloga na 20 kV.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	20(40) + 40 + 16
10	110/10(20)	4008	TS 110/10(20) kV OSIJEK 3 - REKONSTRUKCIJA	2019	2021	Postojeća TS 110/10(20) kV se rekonstruira zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u Osijeku. Rekonstrukcijom se stvaraju preduvjeti za nastavak prijelaza mreže grada Osijeka na 20 kV.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	3x 40
11	110/20	4012	TS 110/20 kV CRIKVENICA - POJAČANJE TRANSFORMACIJE	2019	2020	U postojećoj TS 110/20 kV se zbog porasta opterećenja pojačava snaga transformacije, odnosno povećava pouzdanost i sigurnost napajanja korisnika mreže na širem području Crikvenice.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	40 + 20(40)
12	110/35/10(20)	4016	TS 110/35/10(20) kV STON - REKONSTRUKCIJA	2019	2023	Postojeća TS 110/35/10(20) kV se rekonstruira zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u Stonu i na širem području Pelješca. Rekonstrukcijom se stvaraju preduvjeti za prijelaz dijela mreže poluotoka Pelješca na 20 kV.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
13	110/30	4001	TS 110/30 kV TE-TO - UGRADNJA MTU I TR 110/10(20) kV	2020	2024	Postojeća TS 110/30 kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja i dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Zagreba. Projektom je obuhvaćena ugradnja izravne transformacije i ugradnja postrojenja za MTU koje su uvjetovane razvojem elektrodistribucijske mreže 10(20) kV na području grada Zagreba.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 63 + 40

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Ukupno ulaganje 2020. - 2022. (kn)	Planirano ulaganje 2023. -2029. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2020. - 2029. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2029.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
14	110/10(20)	4007	TS 110/10(20) kV KUTINA - FAZA II	2020	2023	Postojeća jednostavna TS 110/10(20) kV se proširuje zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Kutine.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 20(40)
15	110/35/10(20)	4013	TS 110/35/10(20) kV TROGIR - REKONSTRUKCIJA	2020	2022	Postojeća TS 110/35/10(20) kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Trogira.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 63 / 21
16	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV OSIJEK 2- REKONSTRUKCIJA	2021	2023	Postojeća TS 110/35/10 kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja i dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Osijeka.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 40 + 2x 8
17	110/10(20)	4013	TS 110/10(20) kV VISOKA - REKONSTRUKCIJA	2021	2023	Postojeća TS 110/10 kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja i dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Splita.									TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	3x 40
18	110/35/10(20)	4019	TS 110/35/10(20) kV OTOČAC - REKONSTRUKCIJA	2021	2023	Postojeća TS 110/35/10 kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja i dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Otočca. Rekonstrukcijom se stvaraju preduvjeti za nastavak prijelaza područja Otočca i Senja na 20 kV.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20 + 2x 4
19	110/20	4002	TS 110/20 kV KRAPINA - REKONSTRUKCIJA UNT 20 kV	2022	2023	U postojećoj TS 110/20 kV je zbog razvoja KB mreže i zbog prijelaza na 20 kV potrebno zamijeniti postrojenje za uzemljenje neutralne točke 20 kV mreže.									TS	Rekonstrukcija	Tehnički zahtjevi pogona	2x 20
20	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV NAŠICE - REKONSTRUKCIJA	2022	2024	Postojeća TS 110/35/10 kV se rekonstruira zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Našica.									TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	2x 40 + 2x 8
21	110/35/10(20)	4011	TS 110/35/10(20) kV DOLINKA - REKONSTRUKCIJA	2022	2025	Postojeća TS 110/35/10 kV se rekonstruira zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Pule.									TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	2x 40
22	110/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/10(20) kV IZA 3G	2023	2029	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 110/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2023. - 2029.									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	
23	110/35, 110/35/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/35 kV IZA 3G	2023	2029	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 110/35/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2023. - 2029.									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	
24	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2020	2029	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 110/x kV, planirane zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2023. - 2029.									TS	Revitalizacija	Starost opreme	
25	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 110/X - PROJEKTNA PRIPREMA	2020	2029	Ulaganja u izradu projektne dokumentacije idejnih, glavnih i izvedbenih projekata u pripremi rekonstrukcija i revitalizacija TS 110/x									Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

10.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte

10.3.1. 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 31.12.2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020.	Planirana ulaganja u 2021.	Planirana ulaganja u 2022.	Ukupno ulaganje 2020. - 2022.	Planirano ulaganje 2023. -2029.	Ukupno ulaganje u 10G 2020. - 2029.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2029.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2020 - 2029.																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																	
2.1.	TS 35/X - NOVA IZGRADNJA					35.000.000	0	0	1.000.000	2.500.000	3.500.000	31.500.000	35.000.000	0				
1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV ČIOVO - ŽEDNO	2021	2024										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 8(16)
2	35/10(20)	4019	TS 35/10(20) kV SMILJAN	2021	2023										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 4(8)
3	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV LEĆEVICA	2022	2024										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 4(8)
4	35/10(20)	40XX	OSTALA ULAGANJA PREMA A1.1.3. IZA 3G (KAPITALNI),	2023	2029										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

10.3.2. 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 31.12.2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020.	Planirana ulaganja u 2021.	Planirana ulaganja u 2022.	Ukupno ulaganje 2020. - 2022.	Planirano ulaganje 2023. -2029.	Ukupno ulaganje u 10G 2020. - 2029.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2029.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2020 - 2029.																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																	
2.2.	TS 35/X - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE					308.342.000	15.910.000	28.481.000	32.355.000	28.596.000	89.432.000	203.000.000	292.432.000					
1	35/10(20)	4008	TS 35/10(20) kV BUDIMCI	2016	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4(8)
2	35/10(20)	4009	TS 35/10(20) kV MIKANOVCI	2018	2021										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4(8)
3	35/10(20)	4011	TS 35/10(20) kV GREGOVICA	2018	2021										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
4	35/10(20)	4017	TS 35/10(20) kV TUŠMER	2018	2021										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	2x8
5	35/10(20)	4010	TS 35/10(20) kV ORIOVAC	2019	2022										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4(8)
6	35/10(20)	4006	TS 35/10(20) kV BJELOVAR 2	2019	2022										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
7	35/10(20)	4002	TS 35/10(20) kV TUHELJ	2021	2022										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 16
8	35/10(20)	4009	TS 35/10(20) kV VUKOVAR 3	2021	2023										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
9	35//10(20)	4011	TS 35/10(20) kV PULA - CENTAR	2021	2023										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	3x 8
10	35//10(20)	4016	TS 35/10(20) kV SLANO	2021	2023										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4(8)
11	35/10(20)	40XX	KAPITALNA ULAGANJA U TS 35/10(20) IZA 3G	2023	2029										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	
12	35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2020	2029										TS	Revitalizacija	Starost opreme	
13	35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 35/10(20) kV - PROJEKTNA PRIPREMA	2020	2029										Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

10.3.3. 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 31.12.2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020.	Planirana ulaganja u 2021.	Planirana ulaganja u 2022.	Ukupno ulaganje 2020. - 2022.	Planirano ulaganje 2023. -2029.	Ukupno ulaganje u 10G 2020. - 2029.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2029.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2020 - 2029.																		
2.	**ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE**																	
2.3.	**DV/KB 35 kV - NOVA IZGRADNJA**					**65.132.000**	**1.000.000**	**1.995.000**	**3.825.000**	**0**	**5.820.000**	**58.312.000**	**64.132.000**	**0**				
1	35	4013	DV 35 kV TS 110/35 kV OPUZEN - TS 35/10 kV BRIST	2019	2020										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	2021										KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	10.000
3	35(30)	40XX	ULAGANJA U IZGRADNJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G PLANA	2023	2029										DV, KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
4	35	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2020	2029										DV, KB	Novi objekt		

10.3.4. 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 31.12.2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020.	Planirana ulaganja u 2021.	Planirana ulaganja u 2022.	Ukupno ulaganje 2020. - 2022.	Planirano ulaganje 2023. -2029.	Ukupno ulaganje u 10G 2020. - 2029.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2029.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2020 - 2029.																		
2.	**ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE**																	
2.4.	**DV/KB 35 kV - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE**					**265.154.000**	**8.240.000**	**14.317.000**	**13.440.000**	**21.538.000**	**49.295.000**	**207.619.000**	**256.914.000**	**0**				
1	35	4008	KB 35 kV TS 110/35/10 kV OSIJEK II - TS 35/10 kV CENTAR	2019	2021										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	4.850
2	35	4013	KB 35 kV TS 110/35 kV TROGIR - TS 35/10 kV MARINA	2019	2020										KB	Revitalizacija	Starost opreme	17.000
3	35	4014	KB 35 kV RS 35 kV KOŽINO - KK 35 kV KOŽINO	2019	2020										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	4.075
4	35	4015	DV 35 kV TS 220/110/30 kV BILICE - TS 30/10(20) kV VODICE	2019	2020										DV	Revitalizacija	Starost opreme	10.600
5	35	4012	DV 35 kV TS 35/10(20) kV CRES - TS 35/10(20) kV HRASTA - TS 35/10(20) kV OSOR - TS 110/35 kV LOŠINJ	2020	2022										DV	Revitalizacija		42.400
6	35	4009	KB 35 KV TS 110/35/10 kV VUKOVAR II - TS 35/10 kV VUKOVAR III	2021	2022										KB	Revitalizacija		7.500
7	35	4018	KB 35 kV OD TS 35/20 kV SISAK 2 DO TS 110/35 kV PRAČNO	2021	2021										KB	Revitalizacija		4.300
8	35	4003	DV 35 kV NEDELJANEC - NOVI MAROF 2	2022	2023										DV	Revitalizacija		13.500
9	35	4008	KB 35 kV TS 35/10 kV BULINAC - TS 35/10 kV V.GRĐEVAC	2022	2023										KB	Revitalizacija		10.300
10	35	4016	DV 35kV TS 220/110/35/10(20) kV PLAT - TS 35/10 kV PLOČICE	2022	2023										DV	Revitalizacija		19.730
11	35	40XX	PODMORSKI KABELI - 35 kV	2020	2029										PKB	Revitalizacija	Starost opreme	50.000
12	35(30)	40XX	ULAGANJA U REKONSTRUKCIJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G	2023	2029										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
13	35	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2020	2029										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
14	35	40XX	ULAGANJA U KB 35 kV - PROJEKTNA PRIPREMA	2020	2029										Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

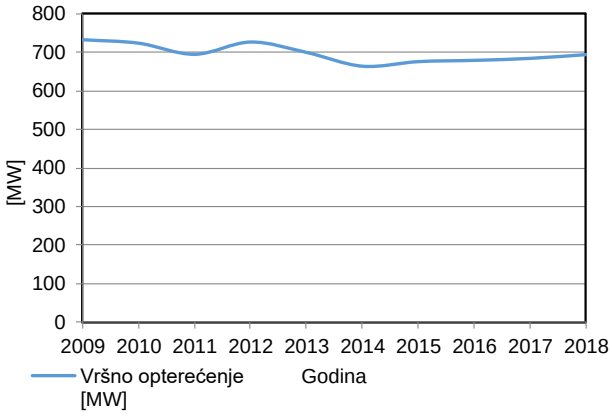
10.4. Pregled obilježja distribucijskih područja

1. Elektra Zagreb

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

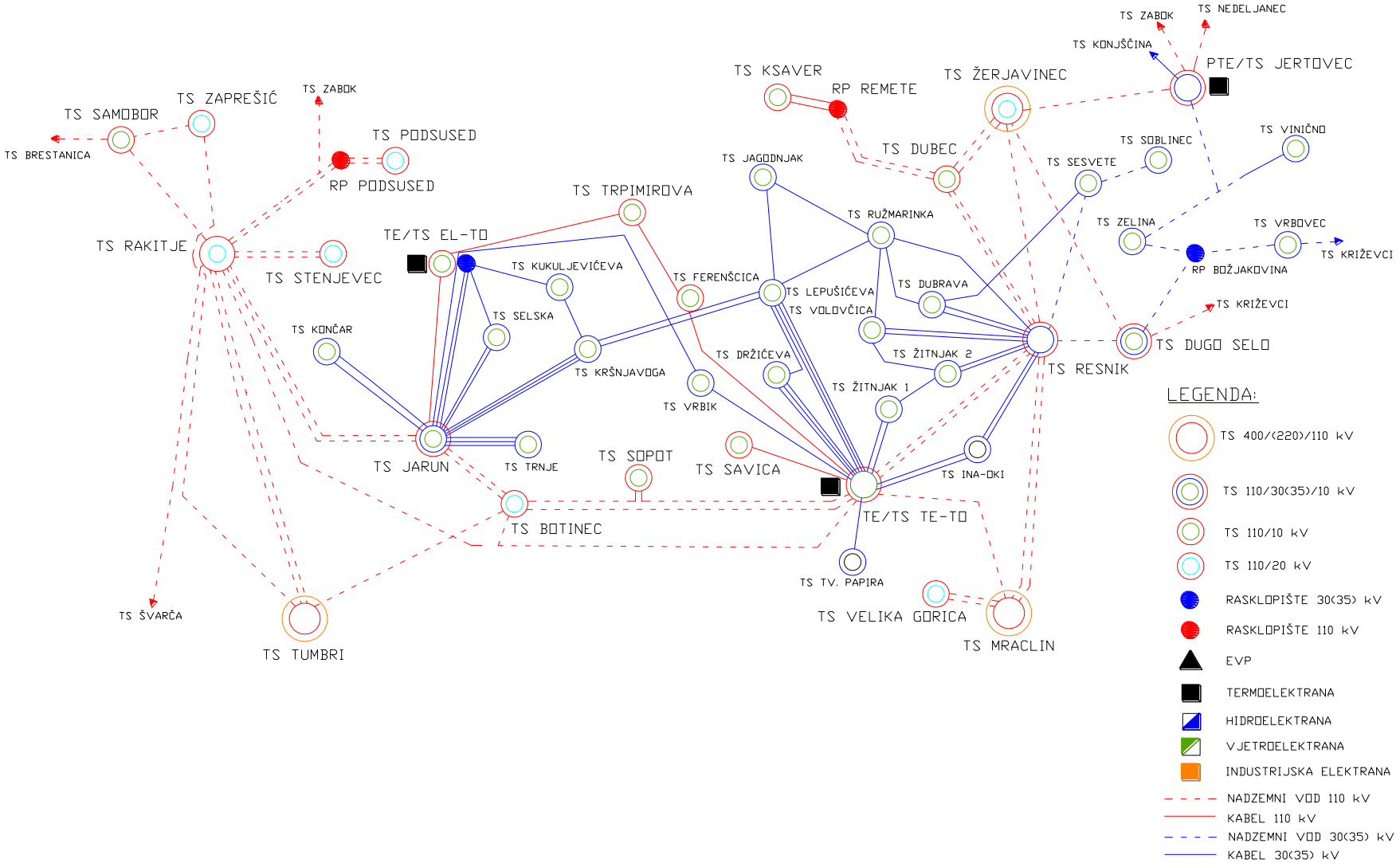
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	734,00	
2010	725,00	-1,23%
2011	696,00	-4,00%
2012	728,00	4,60%
2013	700,97	-3,71%
2014	665,00	-5,13%
2015	676,91	1,79%
2016	680,21	0,49%
2017	685,43	0,77%
2018	695,22	1,43%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -5,28%

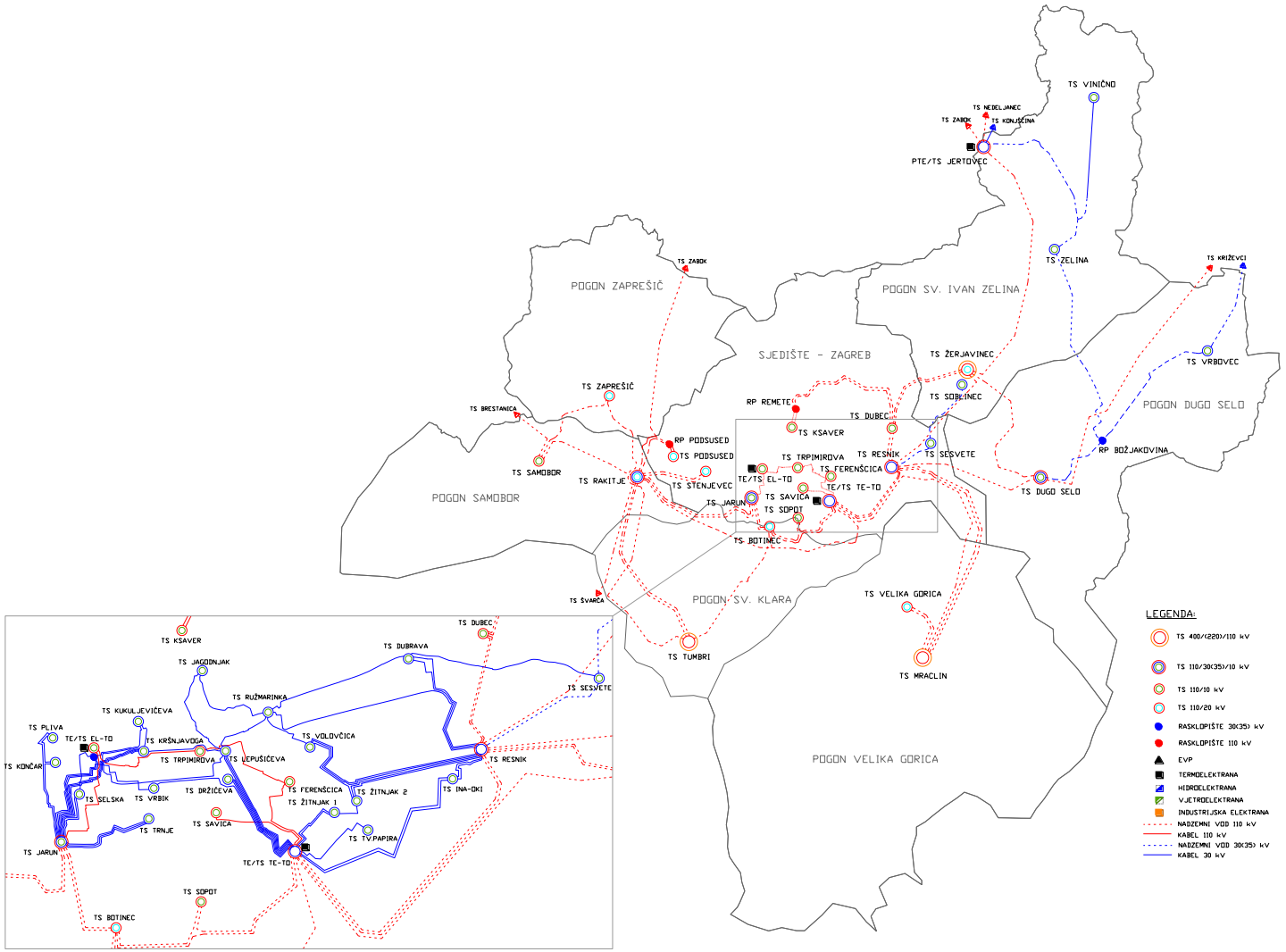


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
	110/30 kV	**126**	**54,03**	**43%**	
4TS 19 JARUN	**110/20 kV**	**40**	**37,75**	**94%**	
3TS 1 KRŠNJAVOGA	30/10 kV	32	19,01	59%	
3TS 7 KUKULJEVIĆEVA	30/10 kV	16	7,45	47%	
3TS 8 SELSKA	30/10 kV	32	17,98	56%	
3TS 15 TRNJE	30/10 kV	32	16,14	50%	
4TS 27 RAKITJE	**110/20 kV**	**40**	**19,11**	**48%**	
4TS 28 TE-TO	**110/30 kV**	**189**	**53,64**	**28%**	
3TS 2 LEPUŠIĆEVA	30/10 kV	32	12,70	40%	
3TS 4 VRBIK	30/10 kV	16	9,49	59%	
3TS 5 JAGODNJAK	30/10 kV	8	0,00	0%	
3TS 6 DRŽIĆEVA	30/10 kV	16	3,39	21%	
3TS 11 ŽITNJAK 1	30/10 kV	32	26,19	82%	
4TS 30 RESNIK	**110/30 kV**	**126**	**80,99**	**64%**	
3TS 3 RUŽMARINKA	30/10 kV	24	13,80	58%	
3TS 10 SESVETE	30/10 kV	16	13,55	85%	
3TS 12 ŽITNJAK 2	30/10 kV	24	18,29	76%	
3TS 14 DUBRAVA	30/10 kV	32	20,34	64%	
3TS 18 VOLOVČICA	30/10 kV	32	24,50	77%	
3TS 114 SOBLINEC	30/10 kV	16	5,00	31%	
	30/10 kV	**32**	**0,00**	**0%**	
	110/30 kV	**40**	**17,49**	**44%**	
4TS 116 DUGO SELO	**110/10 kV**	**80**	**23,76**	**30%**	**1,0**
3TS 119 VRBOVEC	30/10 kV	43	12,09	28%	
	20/10 kV	8	0,00	0%	
3TS 118 ZELINA	35/10 kV	21	6,95	34%	
3TS 120 VINIČNO	35/10 kV	7	2,30	33%	
4TS 101 ZAPREŠIĆ	**110/20 kV**	**80**	**44,70**	**56%**	
4TS 102 SAMOBOR	**110/20 kV**	**40**	**22,44**	**56%**	
4TS 13 SAVICA	**110/10 kV**	**80**	**28,95**	**36%**	
4TS 17 PODSUSED	**110/20 kV**	**80**	**41,89**	**52%**	**1,0**
4TS 21 STENJEVEC	**110/20 kV**	**80**	**54,85**	**69%**	
4TS 22 KSAVER	**110/10 kV**	**80**	**38,28**	**48%**	
4TS 23 BOTINEC	**110/20 kV**	**126**	**50,29**	**40%**	
4TS 24 DUBEC	**110/10 kV**	**80**	**53,46**	**67%**	**2,5**
4TS 25 TRPIMIROVA	**110/10 kV**	**80**	**43,65**	**55%**	
4TS 26 VELIKA GORICA	**110/20 kV**	**120**	**35,90**	**30%**	**1,0**
4TS 29 SOPOT	**110/10 kV**	**80**	**32,47**	**41%**	**3,0**
4TS 33 ŽERJAVINEC	**110/20 kV**	**40**	**6,59**	**16%**	
4TS 9 EL-TO	**110/10 kV**	**80**	**46,99**	**59%**	
4TS31 FERENŠČICA	**110/10 kV**	**80**	**19,01**	**24%**	



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



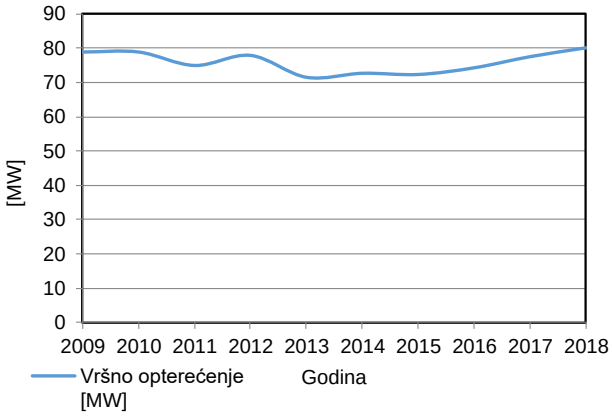
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

2. Elektra Zabok

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

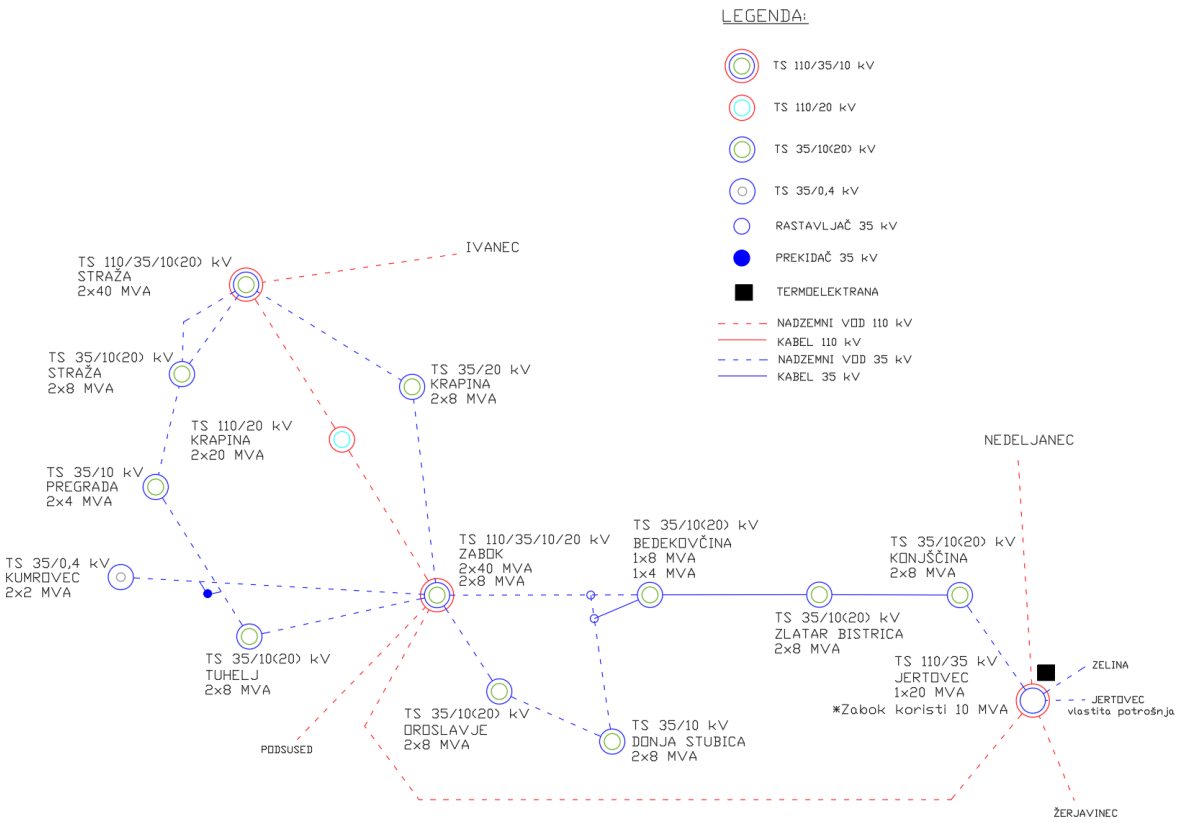
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	79,00	
2010	79,00	0,00%
2011	75,00	-5,06%
2012	78,00	4,00%
2013	71,48	-8,36%
2014	72,68	1,68%
2015	72,32	-0,50%
2016	74,31	2,75%
2017	77,63	4,47%
2018	80,25	3,37%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 1,58%

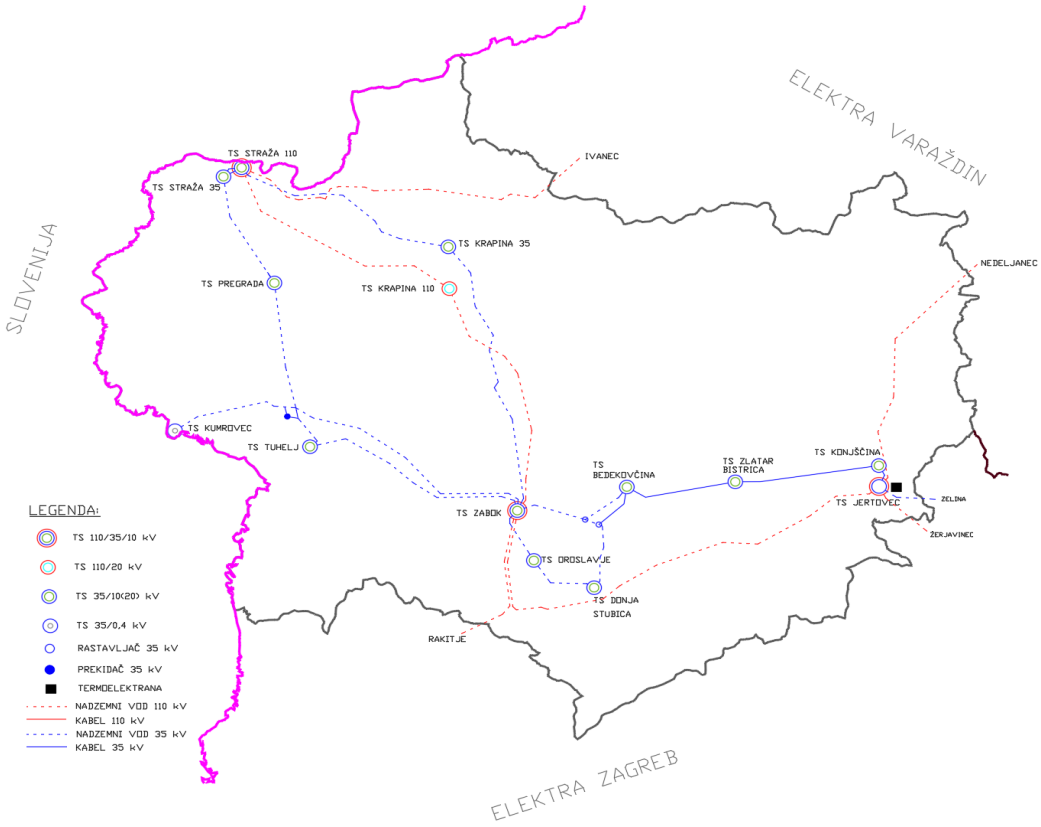


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
4TS 117 JERTOVEC	**110/35 kV**	**20**	**19,60**	**98%**	**1,0**
T14 KONJŠČINA	35/10 kV	16	4,81	30%	2,0
T20 ZLATAR BISTRICA	35/10 kV	16	7,35	46%	
	110/35 kV	**80**	**30,95**	**39%**	
	35/20 kV	**16**	**5,88**	**37%**	
T02 ZABOK	**110/10 kV**	**16**	**4,99**	**31%**	
T19 TUHELJ	35/10 kV	16	8,93	56%	
T16 OROSLAVJE	35/10 kV	16	7,48	47%	
T12 DONJA STUBICA	35/10 kV	16	5,83	36%	
T11 BEDEKOVČINA	35/10 kV	12	3,03	25%	
	110/35 kV	**80**	**14,80**	**19%**	
T01 STRAŽA	**110/10 kV**	**40**	**10,82**	**27%**	
T18 STRAŽA	35/10 kV	16	8,71	54%	
T15 KRAPINA	35/20 kV	16	3,51	22%	
T17 PREGRADA	35/10 kV	8	2,74	34%	
T03 KRAPINA	**110/20 kV**	**40**	**12,85**	**32%**	



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



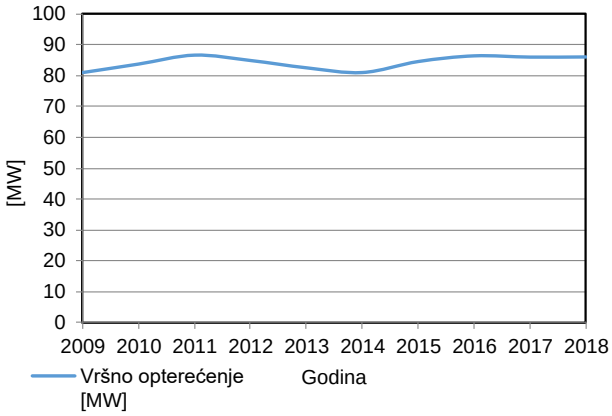
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

3. Elektra Varaždin

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

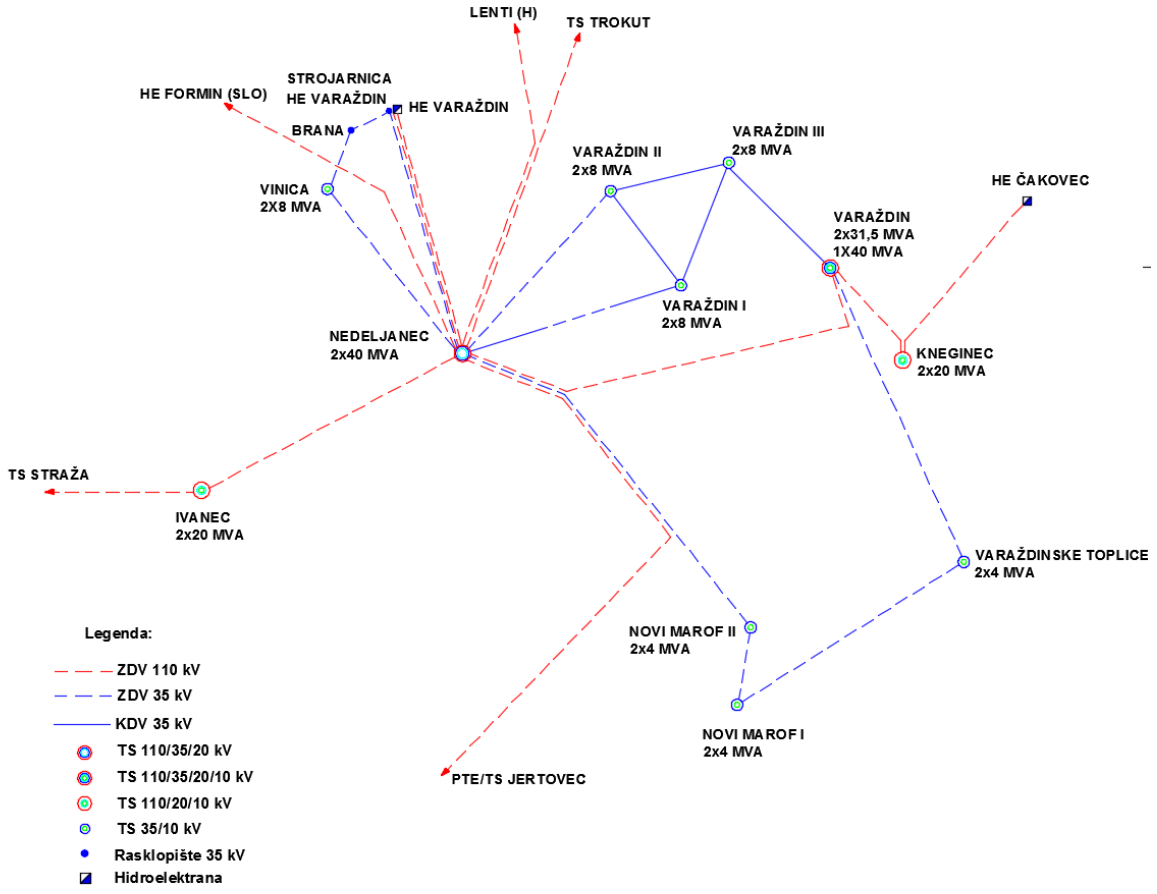
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	81,18	
2010	83,90	3,35%
2011	86,75	3,40%
2012	85,03	-1,98%
2013	82,70	-2,74%
2014	81,19	-1,83%
2015	84,71	4,34%
2016	86,52	2,14%
2017	86,12	-0,46%
2018	86,17	0,06%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 6,15%

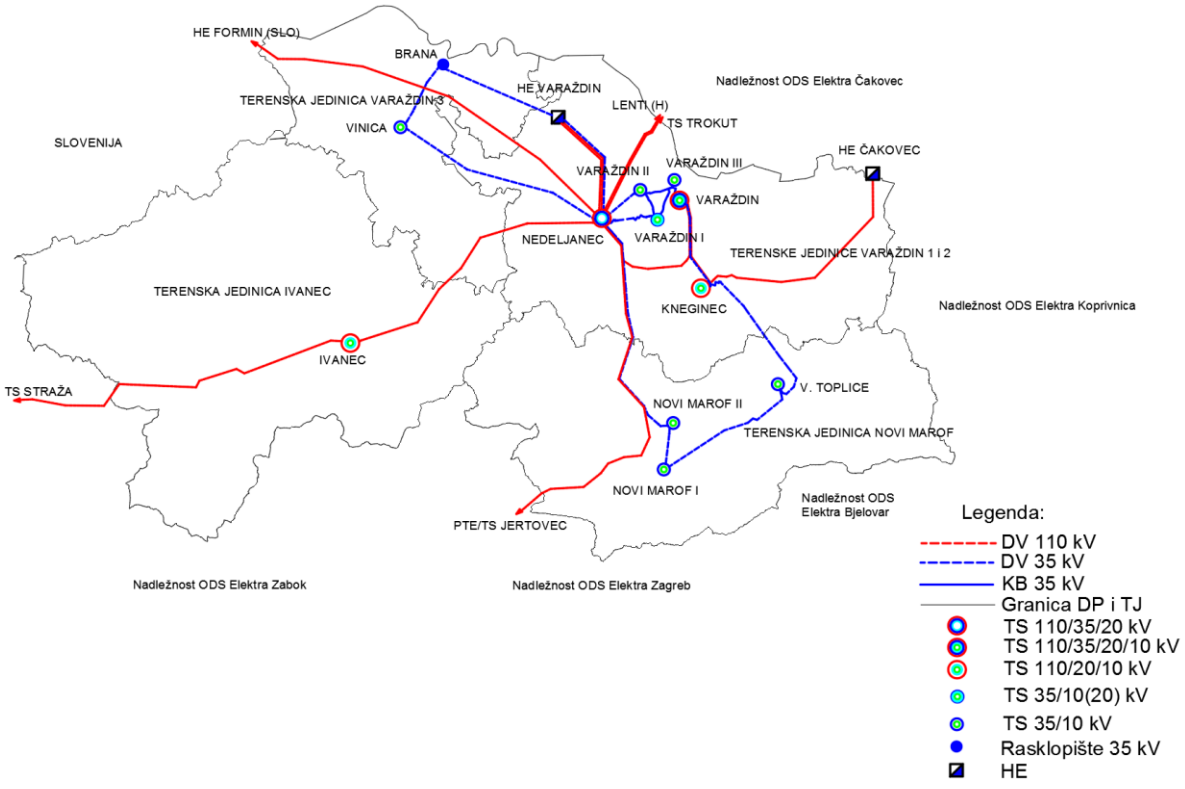


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
	110/35 kV	**32**	**25,36**	**81%**	
	110/20 kV	**40**	**7,27**	**18%**	
VARAŽDIN	**110/10 kV**	**32**	**25,61**	**81%**	**4,0**
VARAŽDIN 1	35/10 kV	16	3,77	24%	
VARAŽDIN 2	35/10 kV	16	13,19	82%	
VARAŽDIN 3	35/10 kV	16	3,49	22%	
VARAŽDINSKE TOPLICE	35/10 kV	8	2,93	37%	
	110/35 kV	**40**	**14,58**	**36%**	
	110/20 kV	**40**	**32,41**	**81%**	
NEDELJANEC	**35/20 kV**	**16**	**14,58**	**91%**	
NOVI MAROF 1	35/10 kV	8	5,04	63%	0,7
NOVI MAROF 2	35/10 kV	8	5,13	64%	
VINICA	35/10 kV	16	6,99	44%	
	20/10 kV	**8**	**5,42**	**68%**	
	110/10 kV	**20**	**9,19**	**46%**	
KNEGINEC	**110/20 kV**	**20**	**13,13**	**66%**	
	20/10 kV	**8**	**2,78**	**35%**	
	110/10 kV	**20**	**12,69**	**63%**	
IVANEC	**110/20 kV**	**20**	**12,65**	**63%**	**1,9**



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



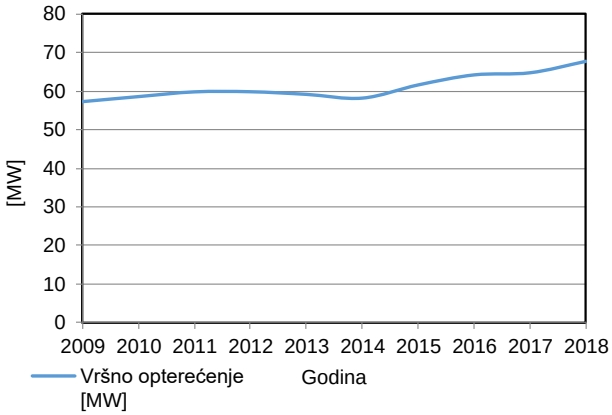
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

4. Elektra Čakovec

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

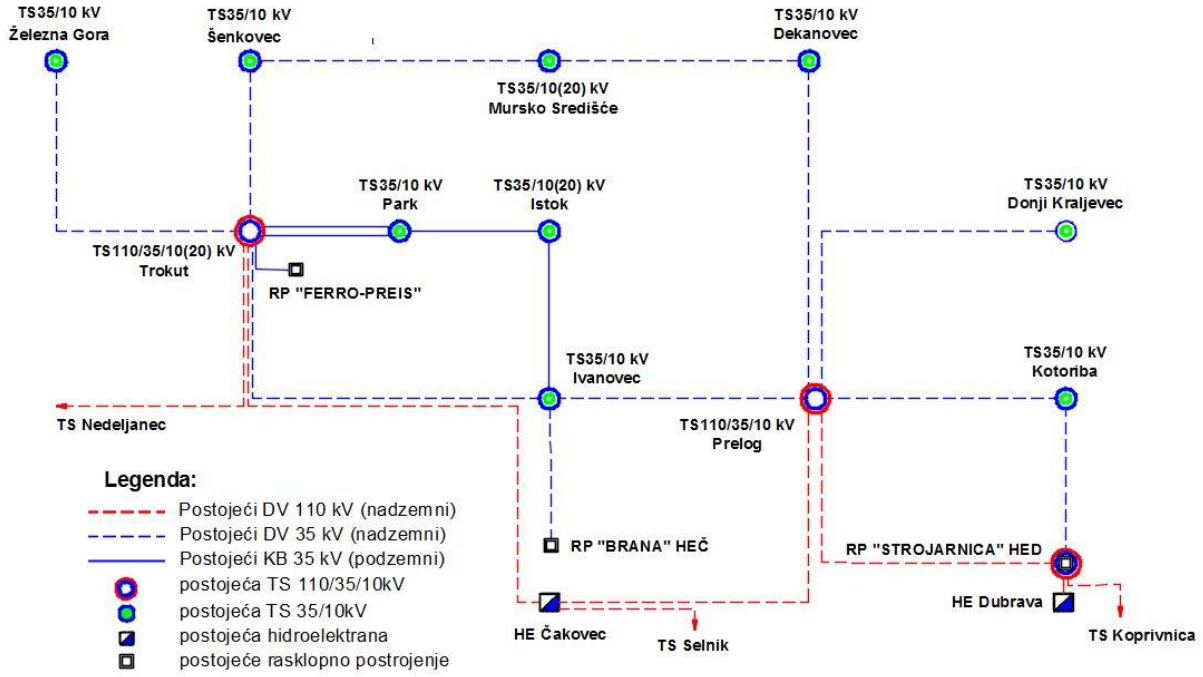
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	57,22	
2010	58,54	2,31%
2011	59,79	2,14%
2012	59,82	0,05%
2013	59,13	-1,15%
2014	58,14	-1,67%
2015	61,63	6,00%
2016	64,27	4,28%
2017	64,83	0,87%
2018	67,86	4,67%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 18,59%

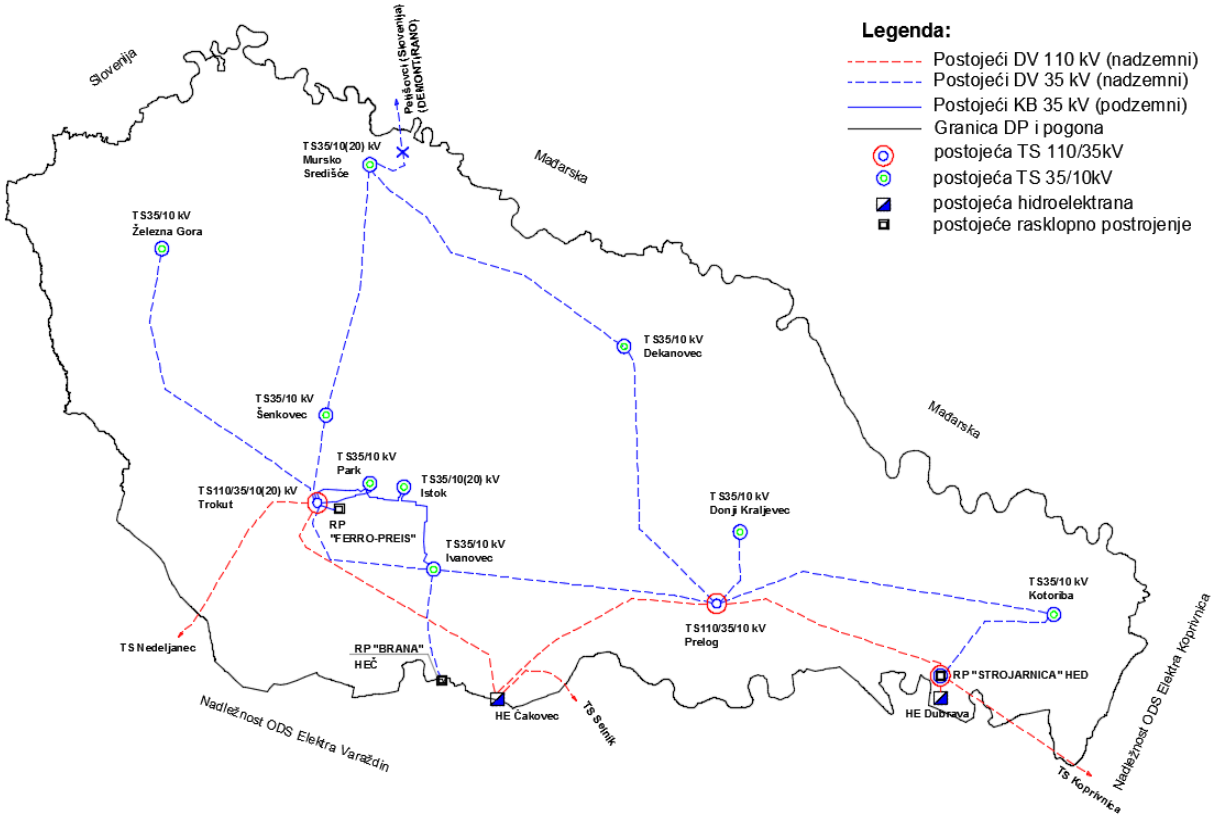


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
	110/35 kV	**80**	**47,94**	**60%**	
TROKUT ČAKOVEC (T01)	**35/10 kV**	**16**	**10,60**	**66%**	
PARK ČAKOVEC (T02)	35/10 kV	24	11,00	46%	
ISTOK ČAKOVEC (T11)	35/10 kV	16	10,70	67%	
IVANOVEC (T08)	35/10 kV	16	8,40	53%	
ŠENKOVEC (T05)	35/10 kV	16	5,70	36%	
MURSKO SREDIŠĆE (T03)	35/10 kV	16	6,00	38%	
ŽELEZNA GORA (T09)	35/10 kV	8	2,70	34%	
	35/10 kV	**16**	**10,30**	**64%**	
PRELOG (T04)	**110/35 kV**	**62**	**19,99**	**32%**	
DONJI KRALJEVEC (T10)	35/10 kV	8	3,40	43%	
DEKANOVEC (T06)	35/10 kV	8	4,90	61%	
KOTORIBA (T07)	35/10 kV	16	5,80	36%	1,0



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

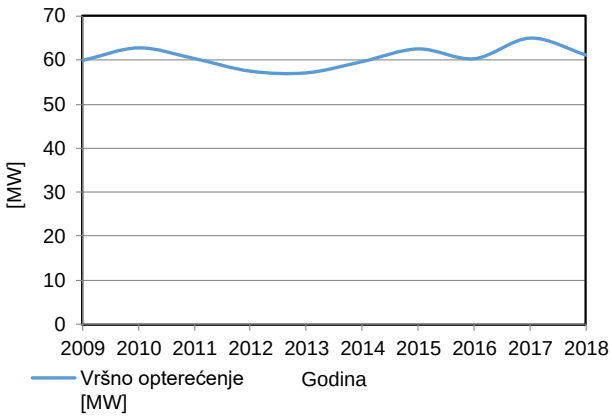


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

5. Elektra Koprivnica

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

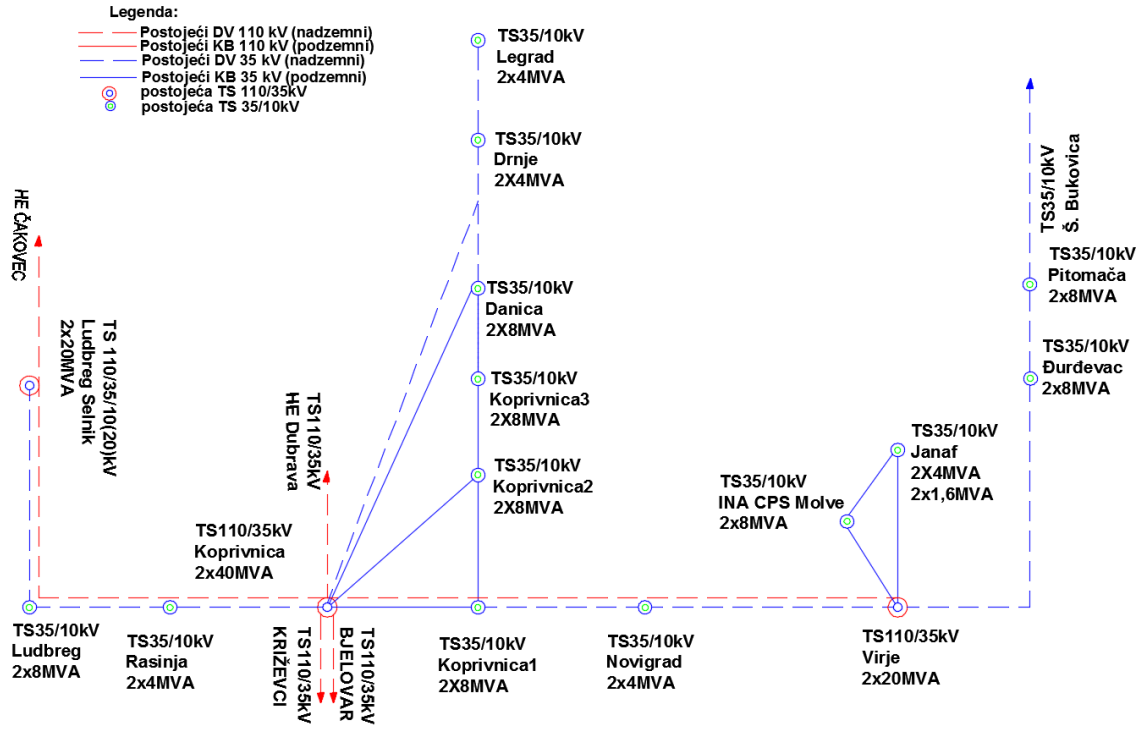
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	60,00	
2010	62,80	4,67%
2011	60,40	-3,82%
2012	57,60	-4,64%
2013	57,23	-0,64%
2014	59,75	4,40%
2015	62,57	4,72%
2016	60,38	-3,50%
2017	64,98	7,62%
2018	61,20	-5,82%



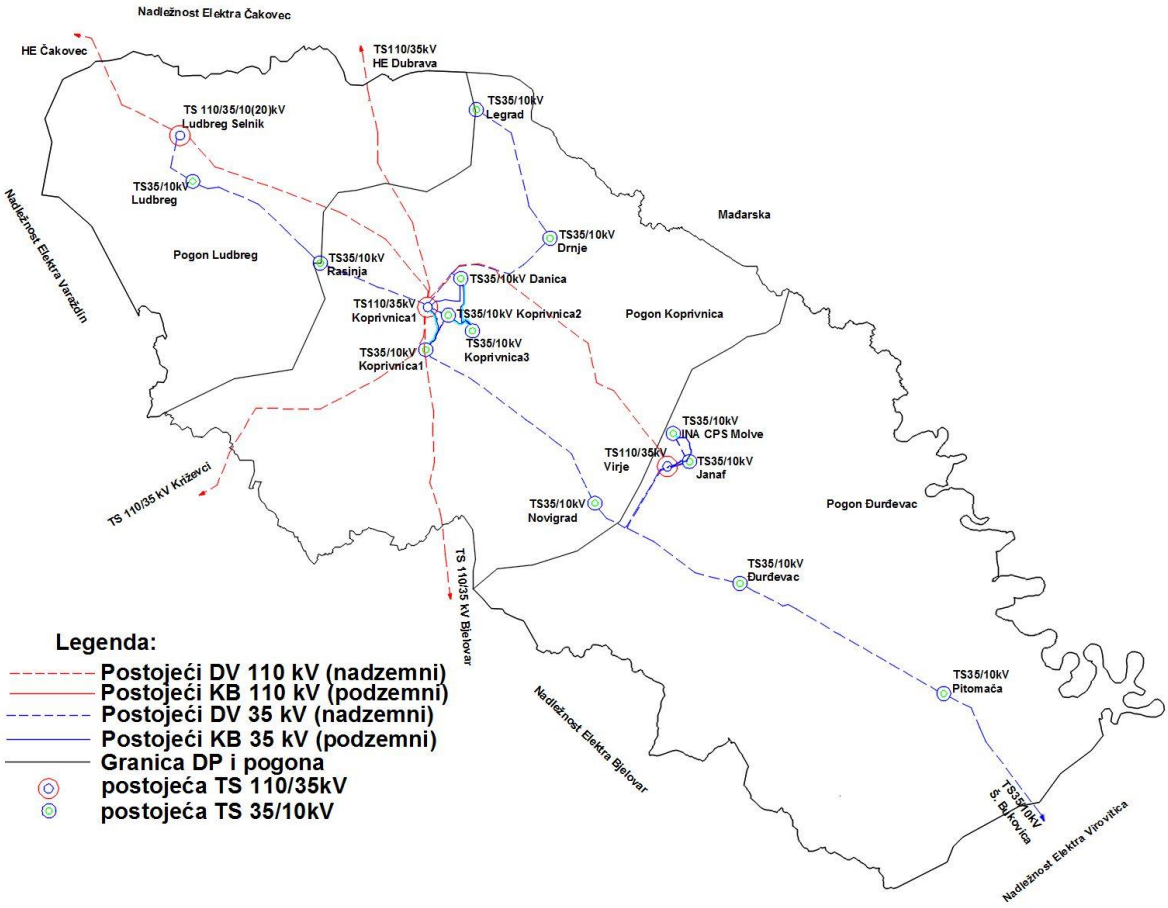
Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 2,00%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
KOPRIVNICA 110	**110/35 kV**	**80**	**31,77**	**40%**	
KOPRIVNICA 1	35/10 kV	16	6,62	41%	
KOPRIVNICA 2	35/10 kV	16	9,10	57%	
KOPRIVNICA 3	35/10 kV	16	7,83	49%	
DANICA	35/10 kV	16	9,32	58%	
DRNJE	35/10 kV	8	4,24	53%	
LEGRAD	35/10 kV	8	0,80	10%	
NOVIGRAD	35/10 kV	8	3,29	41%	
	110/35 kV	**40**	**17,50**	**44%**	
SELNIK	**35/20 kV**	**16**	**13,20**	**83%**	
LUDBREG	35/20 kV	16	7,48	47%	
RASINJA	35/10 kV	8	2,28	29%	
VIRJE	**110/35 kV**	**40**	**21,80**	**55%**	
ĐURĐEVAC	35/10 kV	16	7,53	47%	
JANAF	35/10 kV	8	3,53	44%	1,0
PITOMAČA	35/10 kV	16	5,81	36%	



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



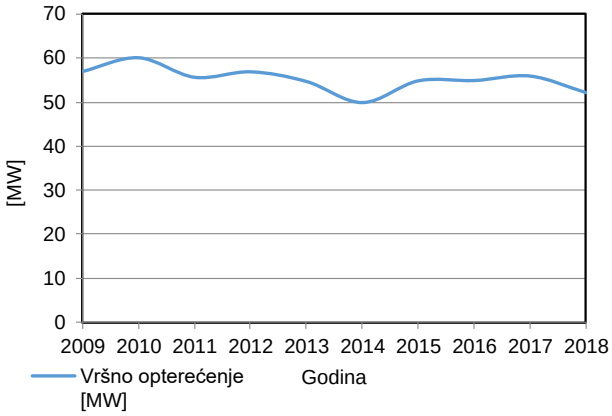
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

6. Elektra Bjelovar

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

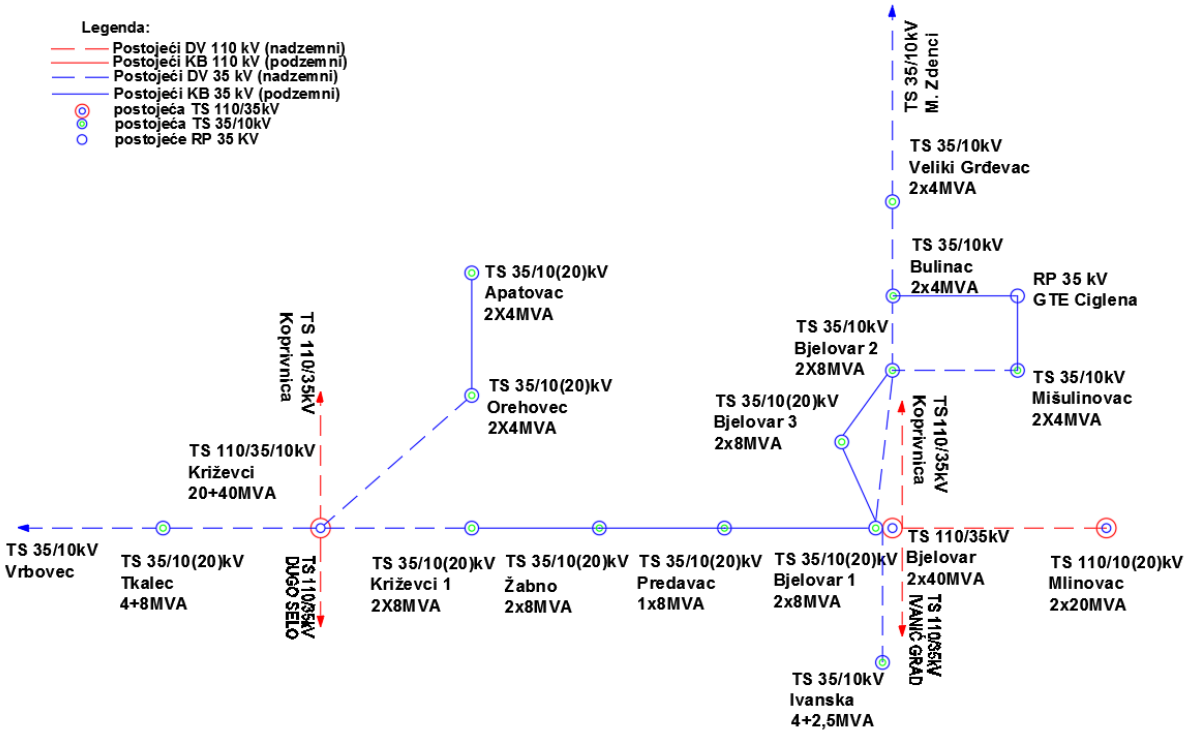
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	57,06	
2010	60,15	5,42%
2011	55,73	-7,35%
2012	56,97	2,23%
2013	54,79	-3,83%
2014	50,02	-8,71%
2015	54,94	9,84%
2016	55,00	0,11%
2017	56,01	1,84%
2018	52,27	-6,68%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -8,39%

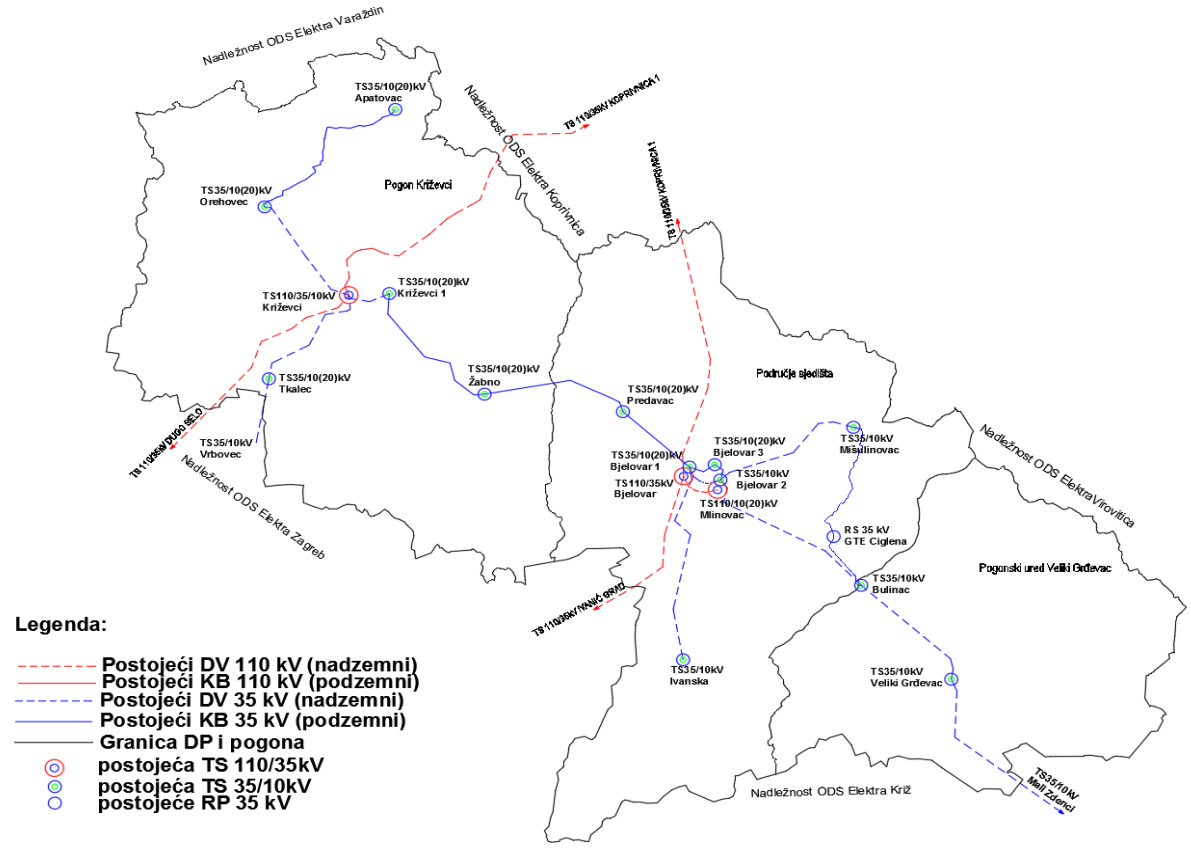


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
BJELOVAR 1	35/10 kV	16	8,84	55%	1,0
BJELOVAR 2	35/10 kV	16	12,19	76%	
BJELOVAR 3	35/10 kV	16	6,86	43%	
BULINAC	35/10 kV	8	3,00	37%	10,0
VELIKI GRĐEVAC	35/10 kV	8	1,55	19%	
PREDAVAC	35/10 kV	8	2,33	29%	1,0
IVANSKA	35/10 kV	7	1,31	20%	
MIŠULINOVAC	35/10 kV	8	2,12	27%	
	110/10 kV	**20**	**4,78**	**24%**	
KRIŽEVCI	**110/35 kV**	**60**	**15,89**	**26%**	**2,0**
KRIŽEVCI 1	35/10 kV	16	5,54	35%	
ŽABNO	35/10 kV	16	3,90	24%	
APATOVAC	35/10 kV	8	2,11	26%	
OREHOVEC	35/10 kV	8	2,42	30%	
TKALEC	35/10 kV	12	2,77	23%	
MLINOVAC	**110/10 kV**	**40**	**12,19**	**30%**	**1,0**



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



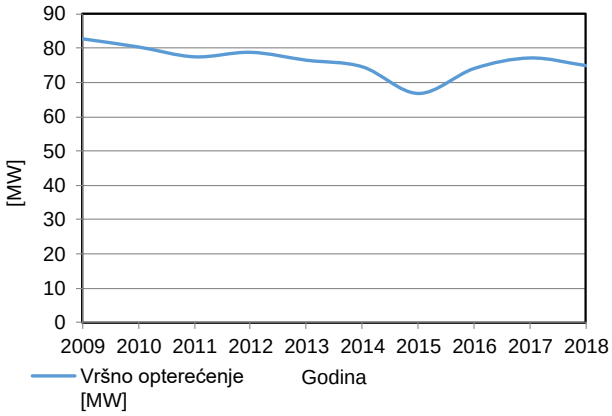
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

7. Elektra Križ

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

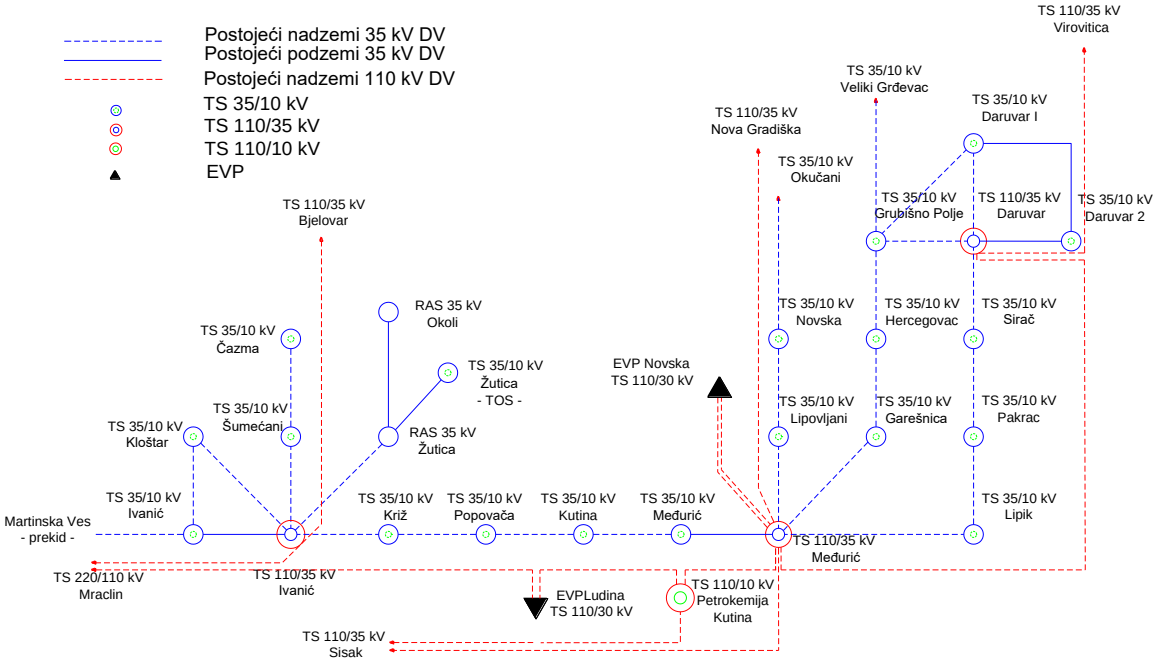
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	82,85	
2010	80,49	-2,85%
2011	77,63	-3,55%
2012	78,95	1,70%
2013	76,65	-2,91%
2014	74,73	-2,50%
2015	66,98	-10,37%
2016	74,25	10,85%
2017	77,30	4,11%
2018	75,08	-2,87%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -9,38%

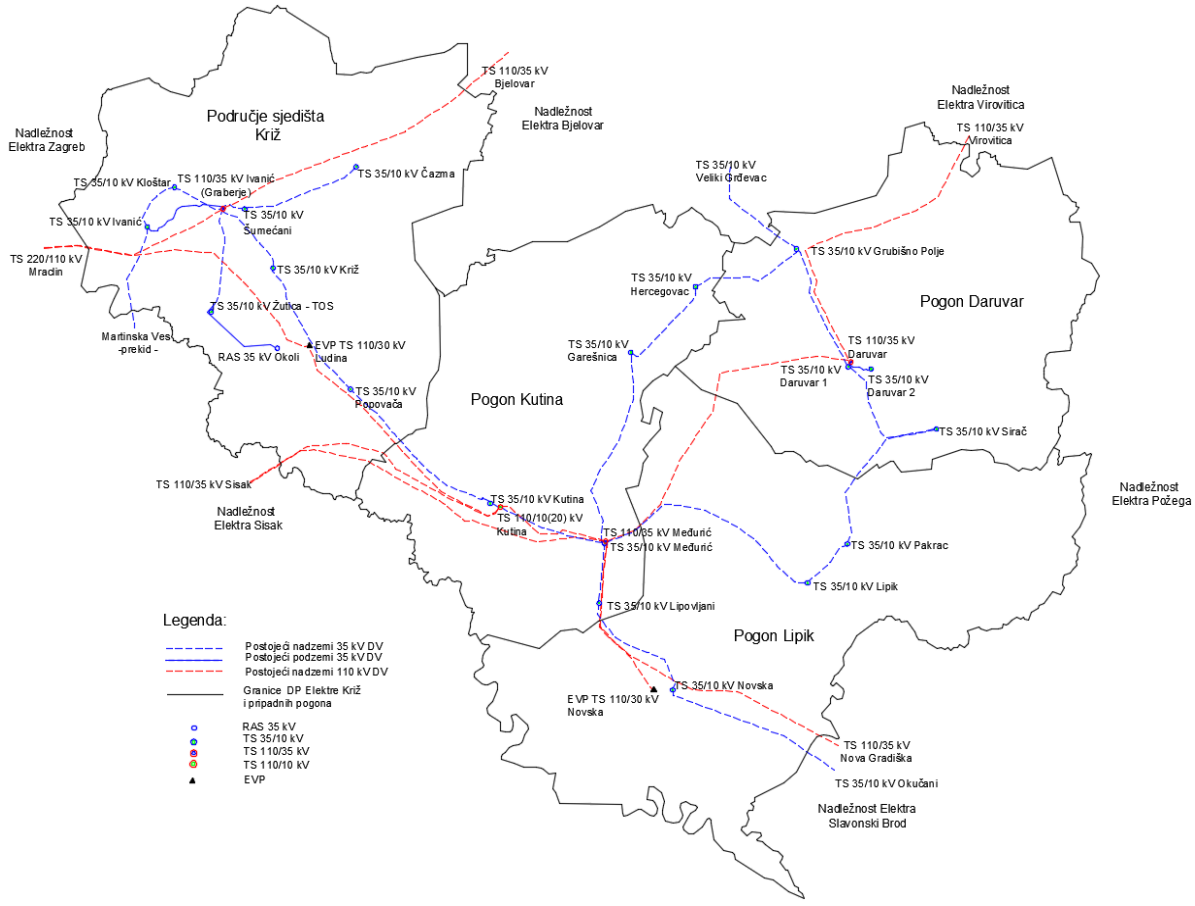


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
IVANIĆ	**110/35 kV**	**80**	**30,15**	**38%**	
IVANIĆ	35/10 kV	16	7,61	48%	1,0
KLOŠTAR	35/10 kV	16	7,20	45%	
ŠUMEĆANI	35/10 kV	8	3,08	39%	
KRIŽ	35/10 kV	16	4,73	30%	
ČAZMA	35/10 kV	16	4,53	28%	
POPOVAČA	35/10 kV	16	5,93	37%	
MEĐURIĆ	**110/35 kV**	**72**	**33,30**	**47%**	
KUTINA	35/10 kV	16	4,39	27%	
LIPOVLJANI	35/10 kV	8	3,61	45%	
NOVSKA	35/10 kV	16	7,33	46%	
MEĐURIĆ	35/10 kV	5	3,55	71%	1,0
GAREŠNICA	35/10 kV	16	4,92	31%	
PAKRAC	35/10 kV	8	2,95	37%	
LIPIK	35/10 kV	16	5,10	32%	
DARUVAR	**110/35 kV**	**40**	**15,51**	**39%**	**1,0**
DARUVAR 1	35/10 kV	8	5,23	65%	
DARUVAR 2	35/10 kV	24	3,03	13%	
HERCEGOVAC	35/10 kV	8	2,29	29%	
MALI ZDENCI	35/10 kV	8	3,22	40%	5,0
SIRAČ	35/10 kV	8	2,17	27%	
KUTINA	**110/10 kV**	**20**	**9,55**	**48%**	



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



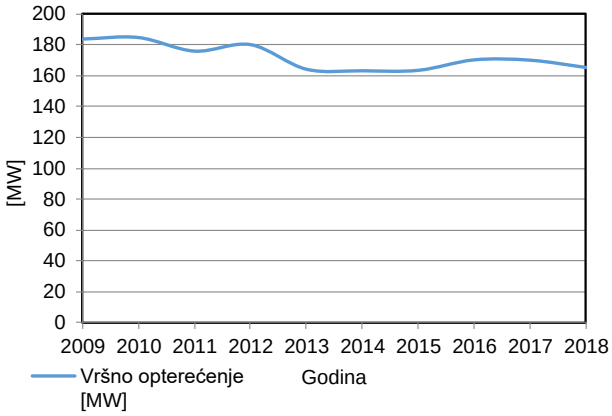
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

8. Elektroslavonija Osijek

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

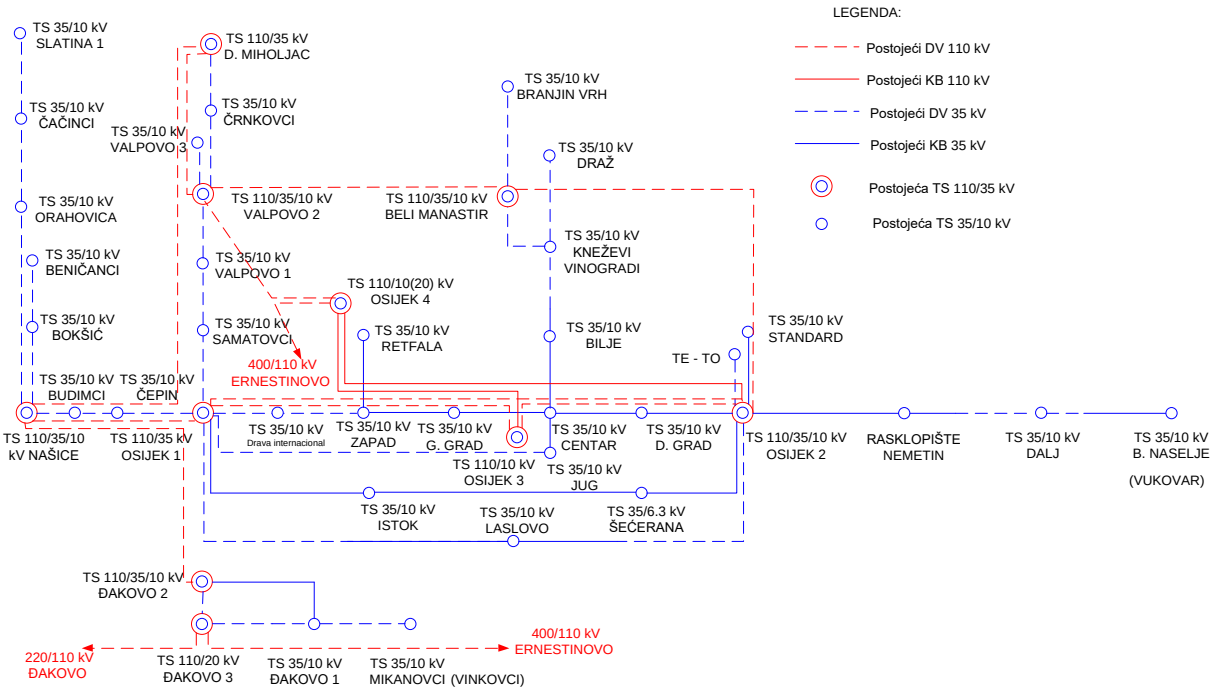
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	184,00	
2010	185,00	0,54%
2011	176,00	-4,86%
2012	180,30	2,44%
2013	164,00	-9,04%
2014	163,00	-0,61%
2015	163,29	0,18%
2016	170,23	4,25%
2017	170,00	-0,14%
2018	165,19	-2,83%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -10,22%

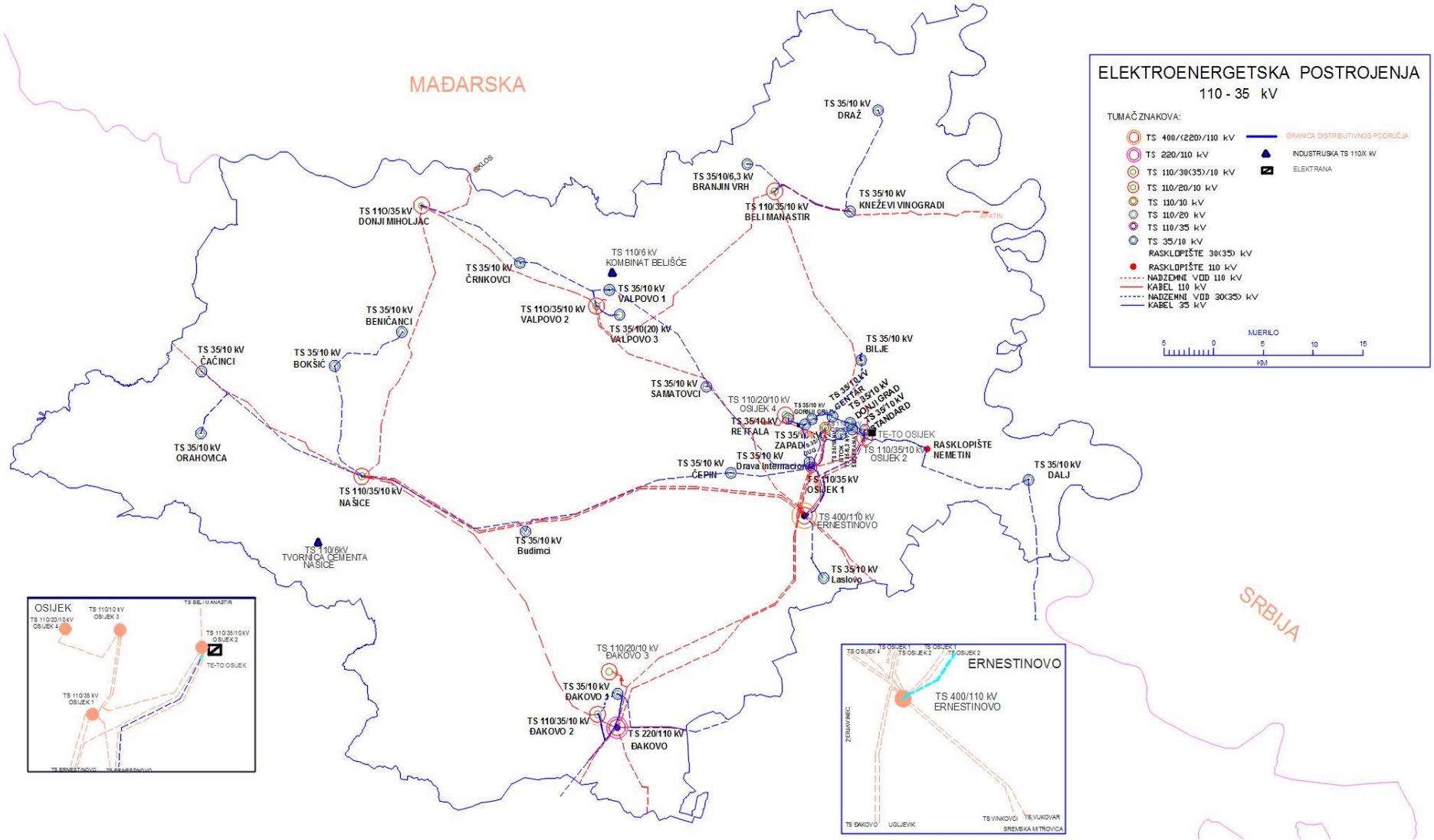


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
OSIJEK 1	**110/35 kV**	**80**	**22,50**	**28%**	**3,7**
GORNJI GRAD	35/10 kV	16	3,80	24%	
ZAPAD	35/10 kV	16	3,80	24%	
ISTOK	35/10 kV	16	3,70	23%	
CENTAR	35/10 kV	16	4,93	31%	
RETFALA	35/10 kV	16	3,10	19%	
ČEPIN	35/10 kV	16	6,43	40%	
BUDIMCI	35/10 kV	8	2,96	37%	
SAMATOVCI	35/10 kV	8	4,70	59%	
LASLOVO	35/10 kV	8	3,00	38%	
	110/35 kV	**80**	**26,45**	**33%**	
OSIJEK 2	**35/10 kV**	**16**	**7,50**	**47%**	**4,4**
STANDARD	35/10 kV	8	2,56	32%	
DONJI GRAD	35/10 kV	16	6,80	43%	
DALJ	35/10 kV	12	3,80	32%	
OSIJEK 3	**110/10 kV**	**120**	**24,07**	**20%**	
	110/20 kV	**20**	**3,40**	**17%**	
OSIJEK 4	**110/10 kV**	**20**	**11,80**	**59%**	
	35/10 kV	**16**	**4,80**	**30%**	
BELI MANASTIR	**110/35 kV**	**60**	**13,60**	**23%**	
BILJE	35/10 kV	16	5,60	35%	
KNEŽEVI VINOGRADI	35/10 kV	8	2,00	25%	
DRAŽ	35/10 kV	5	1,49	30%	
	35/6.3 kV	4	0,00	0%	
BRANJIN VRH	35/10 kV	8	1,91	24%	4,6
	110/35 kV	**62**	**12,33**	**20%**	
ĐAKOVO 2	**35/10 kV**	**16**	**5,80**	**36%**	**5,2**
ĐAKOVO 1	35/10 kV	12	5,25	44%	1,0
	110/20 kV	**20**	**6,26**	**31%**	
ĐAKOVO 3	**20/10 kV**	**8**	**2,90**	**36%**	**7,1**
	110/10 kV	**40**	**11,30**	**28%**	
	110/35 kV	**20**	**8,60**	**43%**	**2,5**
NAŠICE	**35/10 kV**	**16**	**0,00**	**0%**	
ORAHOVICA	35/10 kV	16	5,05	32%	
ČAČINCI	35/10 kV	8	2,10	26%	
	110/35 kV	**44**	**11,98**	**27%**	
VALPOVO 2	**35/10 kV**	**16**	**5,63**	**35%**	
VALPOVO 1	35/10 kV	16	4,15	26%	
DONJI MIHOLJAC	**110/35 kV**	**100**	**6,17**	**6%**	**0,5**
DONJI MIHOLJAC	35/10 kV	16	5,80	36%	2,0
ČRNKOVCI	35/10 kV	8	1,86	23%	



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



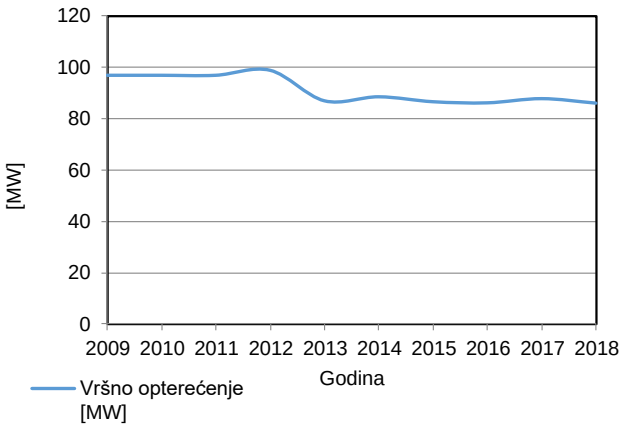
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

9. Elektra Vinkovci

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

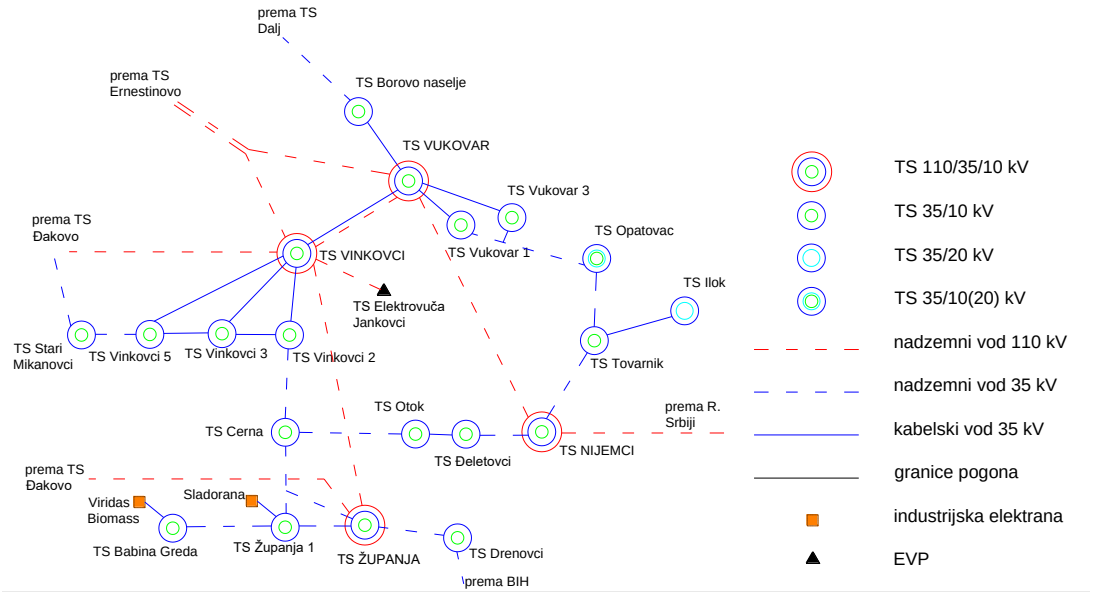
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	97,00	
2010	97,00	0,00%
2011	97,00	0,00%
2012	99,00	2,06%
2013	86,83	-12,29%
2014	88,43	1,84%
2015	86,46	-2,23%
2016	86,02	-0,51%
2017	87,69	1,94%
2018	85,90	-2,04%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -11,44%

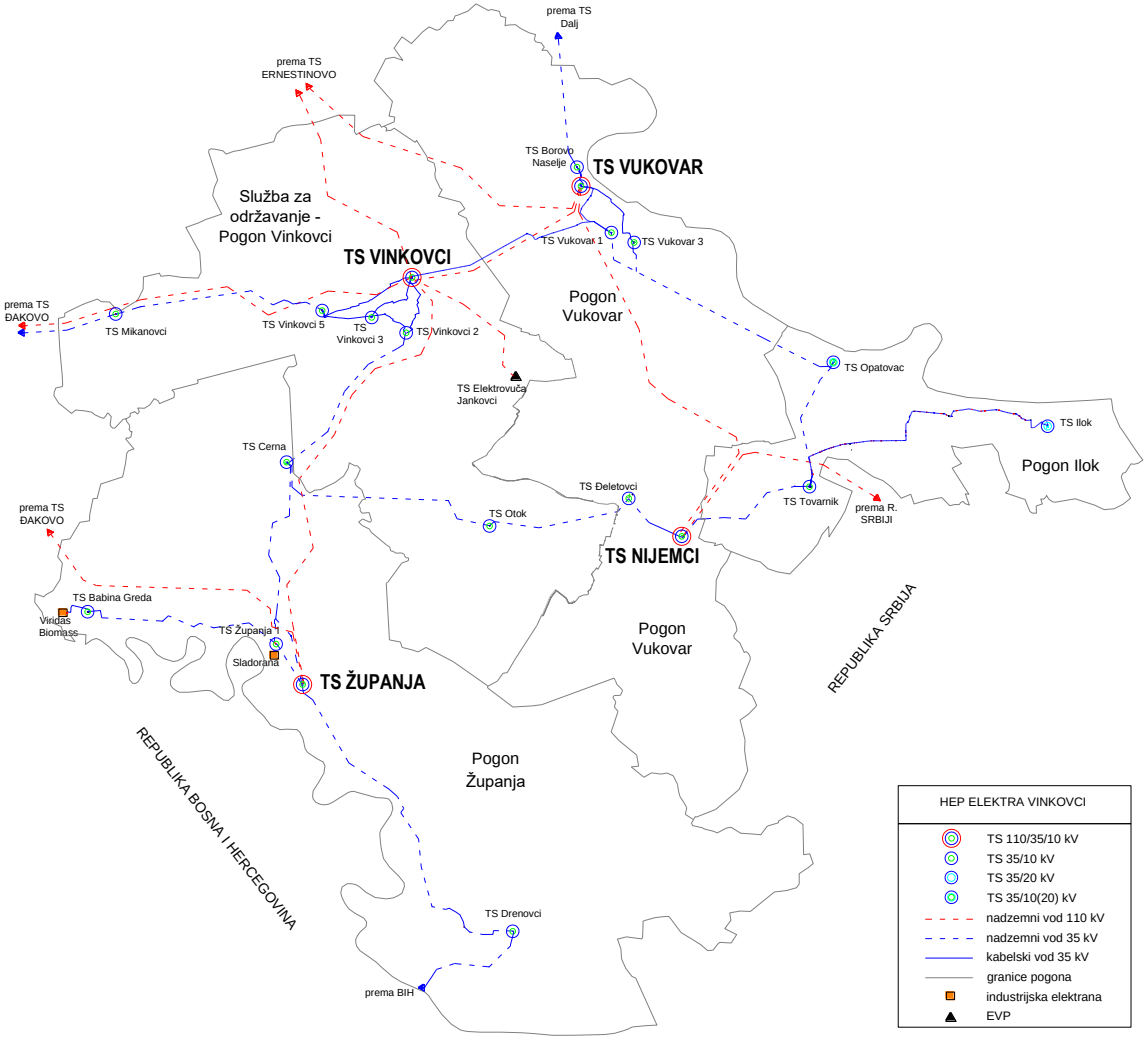


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
	35/10 kV	**16**	**11,83**	**74%**	
VINKOVCI 1	**110/35 kV**	**80**	**32,00**	**40%**	
VINKOVCI 2	35/10 kV	16	9,14	57%	
VINKOVCI 3	35/10 kV	16	13,02	81%	
VINKOVCI 5	35/10 kV	16	3,48	22%	
STARI MIKANOVCI	35/10 kV	8	2,19	27%	
	35/10 kV	**16**	**7,33**	**46%**	
VUKOVAR 2	**110/35 kV**	**80**	**18,50**	**23%**	
VUKOVAR 1	35/10 kV	12	5,69	47%	
VUKOVAR 3	35/10 kV	12	3,44	29%	
BOROVO NASELJE	35/10 kV	16	4,69	29%	
	35/10 kV	**16**	**5,28**	**33%**	
ŽUPANJA 2	**110/35 kV**	**80**	**20,10**	**25%**	
ŽUPANJA 1	35/10 kV	16	8,43	53%	
DRENOVCI	35/10 kV	8	4,82	60%	
BABINA GREDA	35/10 kV	16	5,00	31%	
CERNA	35/10 kV	8	5,19	65%	
	110/35 kV	**40**	**12,20**	**31%**	
	35/10 kV	**8**	**2,24**	**28%**	
NIJEMCI	**35/20 kV**	**8**	**5,10**	**64%**	
OTOK	35/10 kV	12	3,85	32%	
ILOK	35/20 kV	16	2,54	16%	
	35/20 kV	4	1,72	43%	
	35/6.3 kV	3	0,00	0%	
OPATOVAC	35/10 kV	4	0,37	9%	
TOVARNIK	35/10 kV	8	1,49	19%	



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



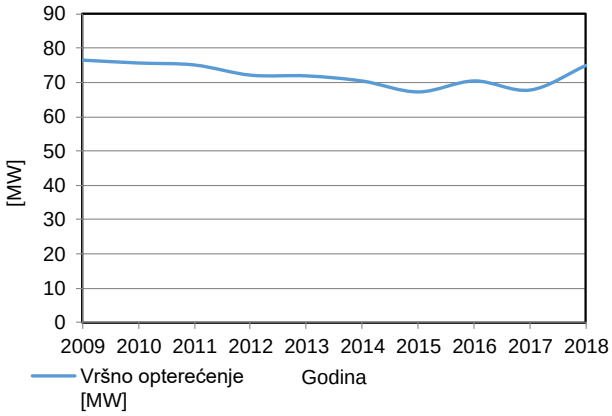
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

10. Elektra Slavonski Brod

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

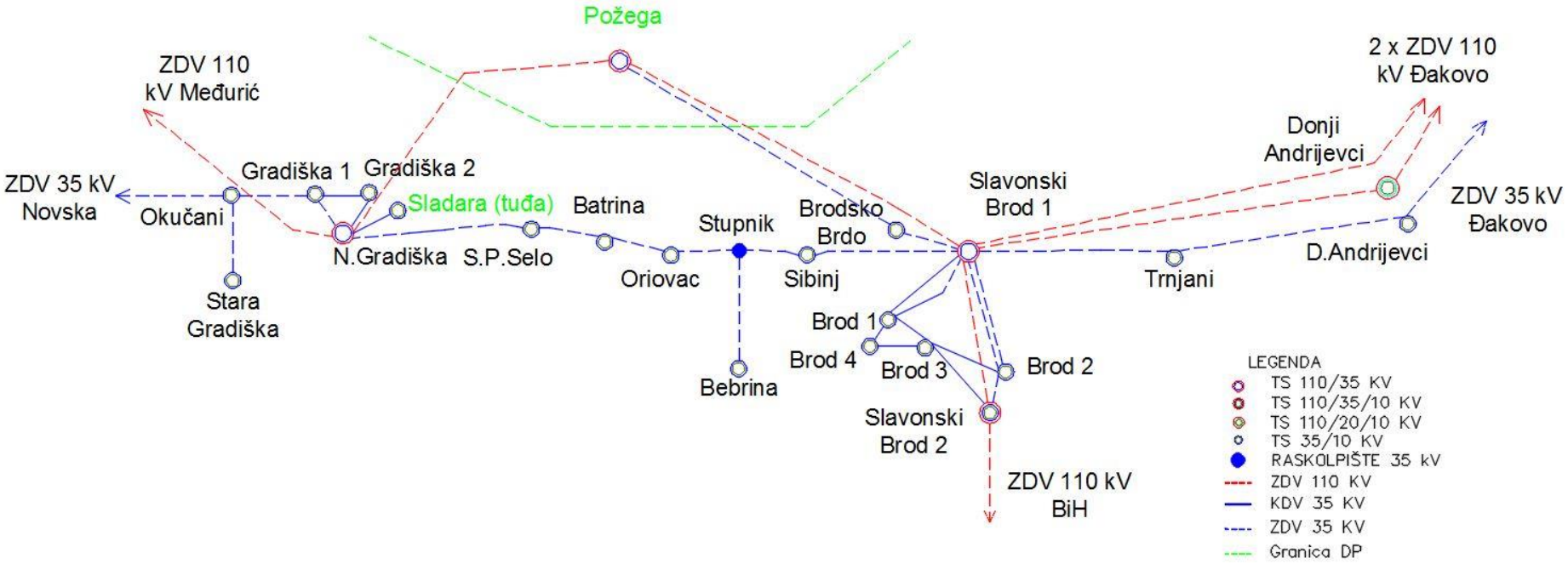
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	76,72	
2010	75,88	-1,09%
2011	75,30	-0,76%
2012	72,32	-3,96%
2013	72,11	-0,29%
2014	70,60	-2,09%
2015	67,41	-4,52%
2016	70,63	4,78%
2017	67,97	-3,77%
2018	75,19	10,62%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -1,99%

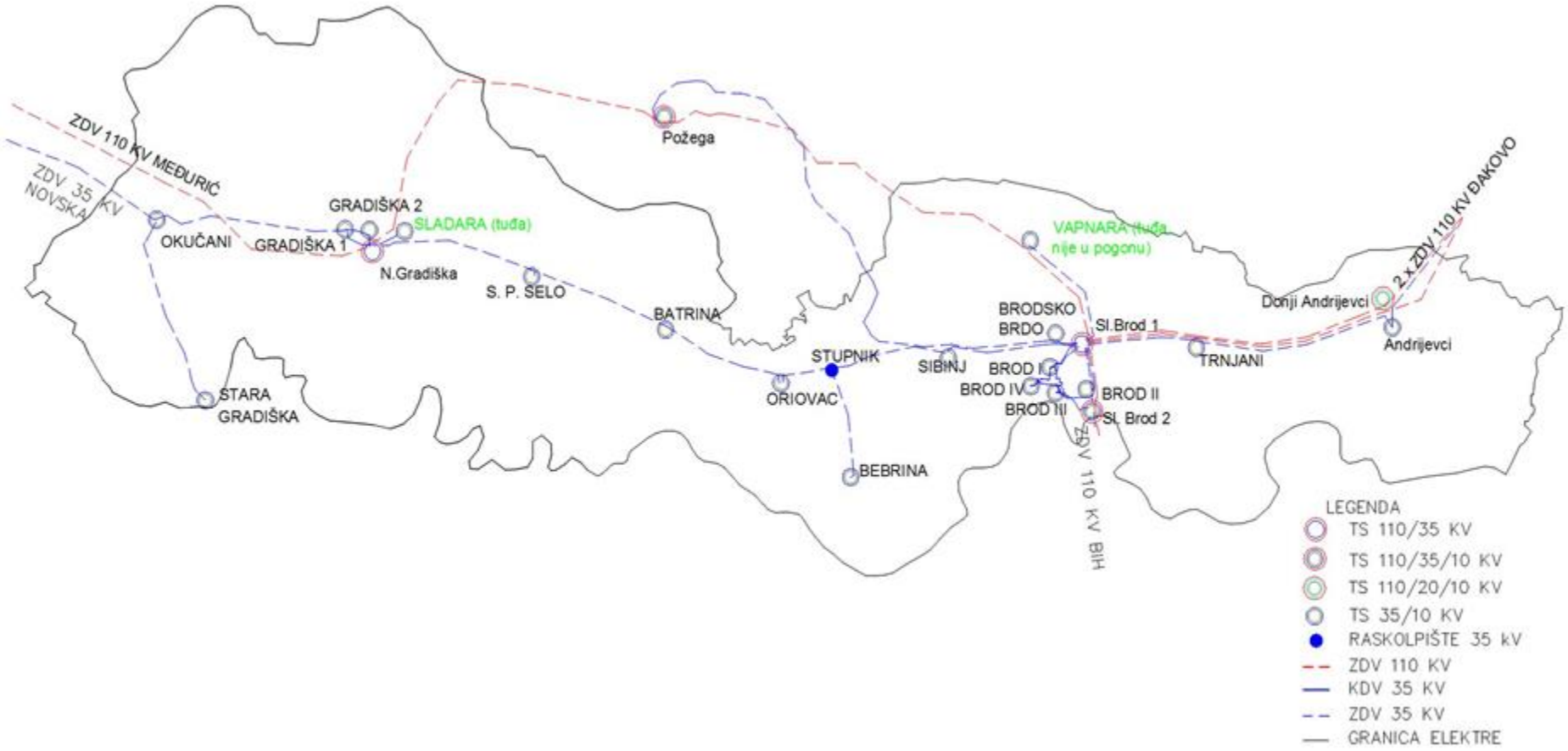


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
SLAVONSKI BROD 1 - PODVINJE	**110/35 kV**	**80**	**32,46**	**41%**	
	35/10 kV	4	4,05	101%	
TRNJANI	35/20 kV	8	2,54	32%	
BROD I	35/10 kV	32	16,56	52%	
BRODSKO BRDO	35/10 kV	12	4,97	41%	
SIBINJ	35/10 kV	5	3,08	62%	
BEBRINA	35/10 kV	7	3,10	48%	
ORIOVAC	35/10 kV	8	2,94	37%	
	110/35 kV	**40**	**13,61**	**34%**	
SLAVONSKI BROD 2-BJELIŠ	**35/10 kV**	**16**	**13,61**	**85%**	
BROD II	35/10 kV	16	7,41	46%	
BROD III	35/10 kV	16	5,84	37%	
BROD IV	35/10 kV	16	3,76	24%	
	20/10 kV	8	0,57	7%	
DONJI ANDRIJEVCI	**110/20 kV**	**40**	**6,94**	**17%**	
NOVA GRADIŠKA	**110/35 kV**	**60**	**31,99**	**53%**	
BATRINA	35/10 kV	7	2,89	44%	
STARO PETROVO SELO	35/10 kV	7	4,26	66%	
NOVA GRADIŠKA I	35/10 kV	16	8,70	54%	
NOVA GRADIŠKA II	35/10 kV	8	4,84	61%	
OKUČANI	35/10 kV	5	1,88	38%	
STARA GRADIŠKA	35/10 kV	3	2,01	63%	2,0



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



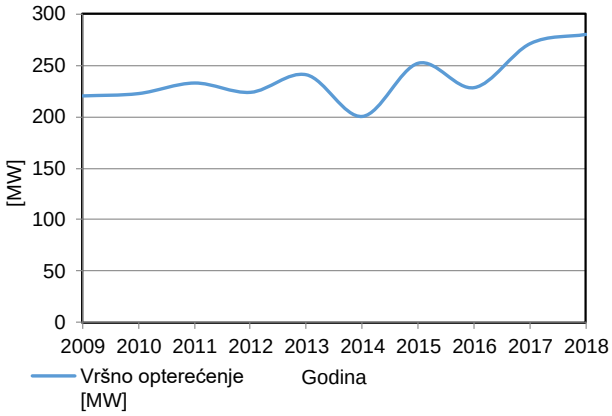
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

11. Elektroistra Pula

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

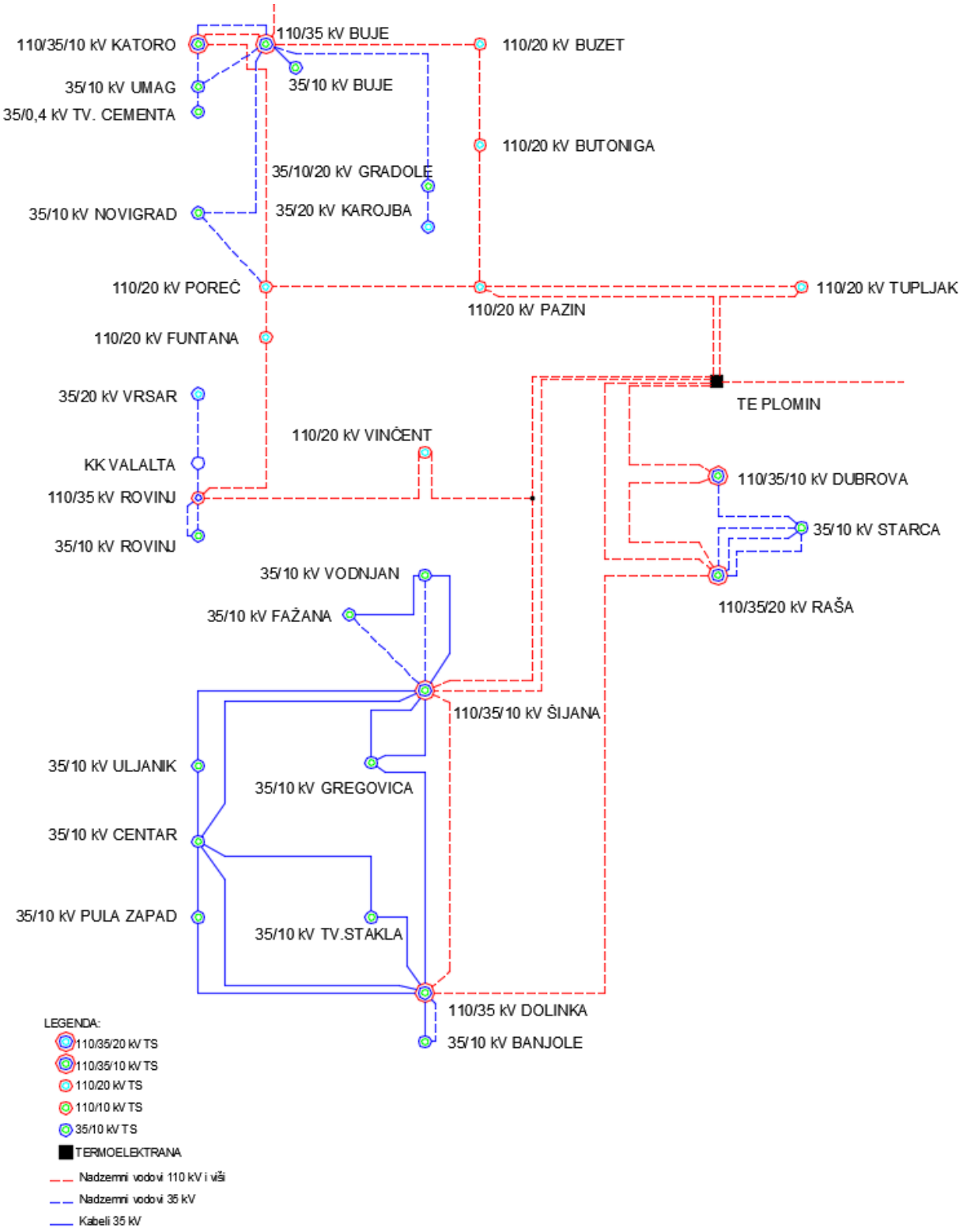
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	220,50	
2010	222,80	1,04%
2011	233,10	4,62%
2012	224,00	-3,90%
2013	241,10	7,63%
2014	200,50	-16,84%
2015	252,42	25,90%
2016	228,58	-9,44%
2017	271,54	18,79%
2018	280,52	3,31%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 27,22%

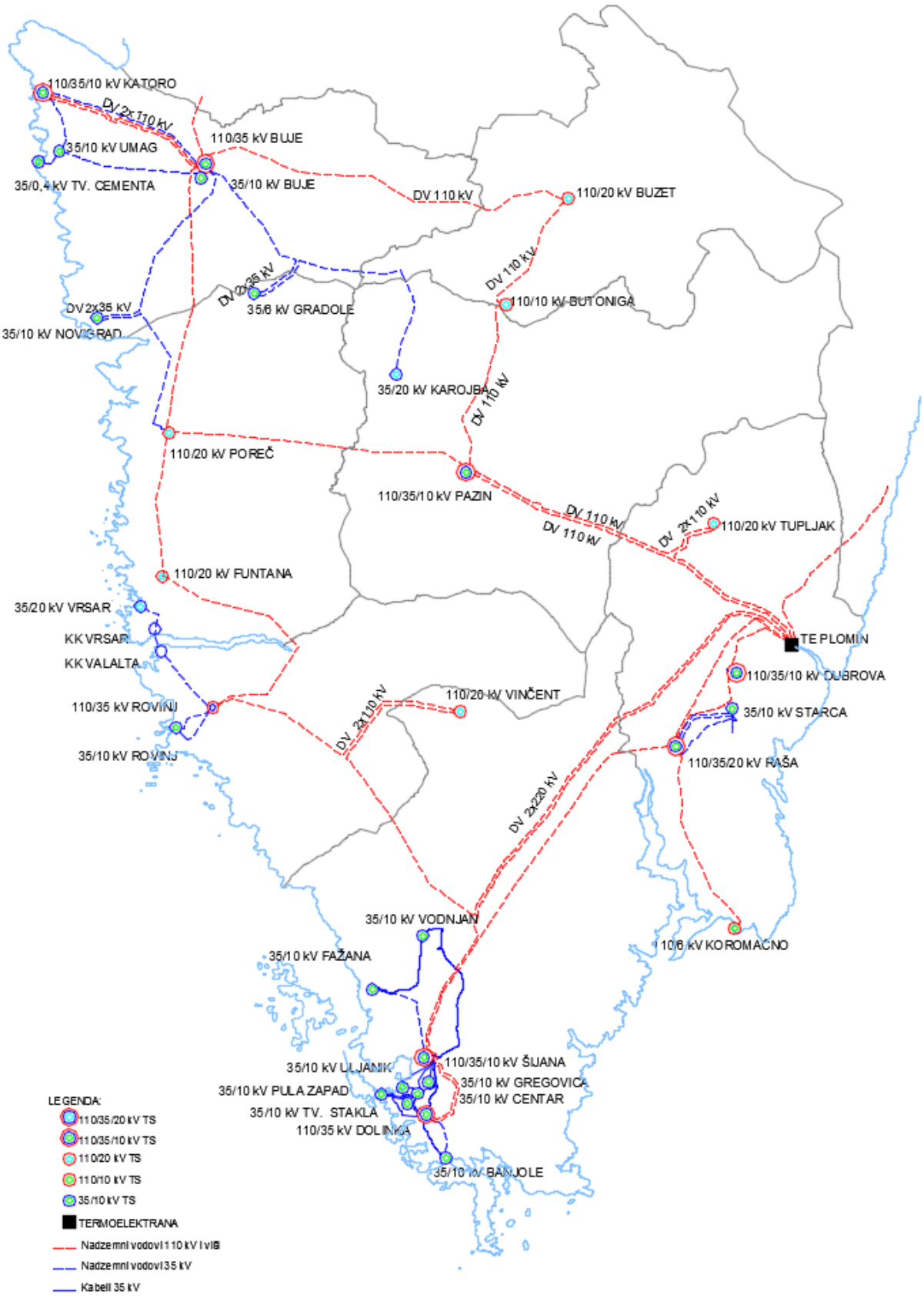


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
DOLINKA	**110/35 kV**	**80**	**52,29**	**65%**	
BANJOLE	35/10 kV	24	20,18	84%	
TVORNICA STAKLA	35/10 kV	7	2,69	41%	
PULA ZAPAD	35/10 kV	16	11,12	70%	
PULA CENTAR	35/10 kV	24	15,65	65%	
ŠIJANA	**110/35 kV**	**80**	**56,42**	**71%**	
GREGOVICA	35/10 kV	8	4,86	61%	
ULJANIK	35/10 kV	24	4,78	20%	
FAŽANA	35/10 kV	16	14,98	94%	
VODNJAN	35/10 kV	8	6,99	87%	
	110/35 kV	**40**	**22,67**	**57%**	
	35/20 kV	**4**	**0,00**	**0%**	
	110/20 kV	**20**	**14,13**	**71%**	
RAŠA	**35/20 kV**	**4**	**0,00**	**0%**	
	35/20 kV	8	5,74	72%	
STARCA	35/10 kV	8	5,14	64%	
TUPLJAK	**110/20 kV**	**40**	**7,16**	**18%**	
PAZIN	**110/20 kV**	**40**	**15,99**	**40%**	
	110/20 kV	**80**	**47,52**	**59%**	
TURNINA	**35/10 kV**	**16**	**0,00**	**0%**	
	35/20 kV	**16**	**0,00**	**0%**	
POREČ	**110/20 kV**	**80**	**50,62**	**63%**	
NOVIGRAD	35/10 kV	12	11,55	96%	
BUJE	**110/35 kV**	**40**	**34,13**	**85%**	
BUJE	35/10 kV	12	7,81	65%	
UMAG	35/10 kV	16	11,88	74%	
BUZET	**110/20 kV**	**40**	**9,58**	**24%**	
	110/35 kV	**20**	**0,00**	**0%**	
DUBROVA	**35/10 kV**	**8**	**7,55**	**94%**	
FUNTANA	**110/20 kV**	**40**	**25,49**	**64%**	
	110/10 kV	**20**	**18,54**	**93%**	
	110/35 kV	**20**	**0,00**	**0%**	
KATORO	**35/10 kV**	**8**	**6,39**	**80%**	
VINČENT	**110/20 kV**	**40**	**9,80**	**25%**	



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



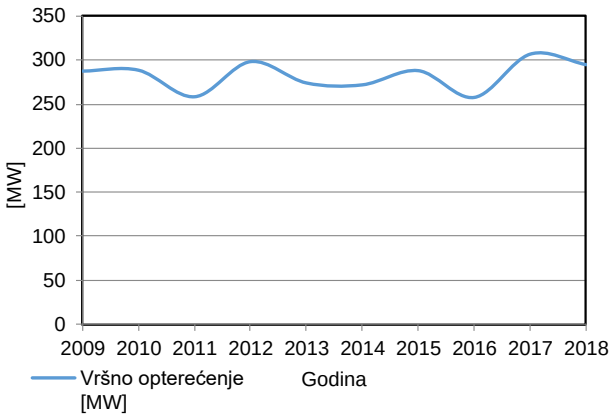
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

12. Elektroprimorje Rijeka

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

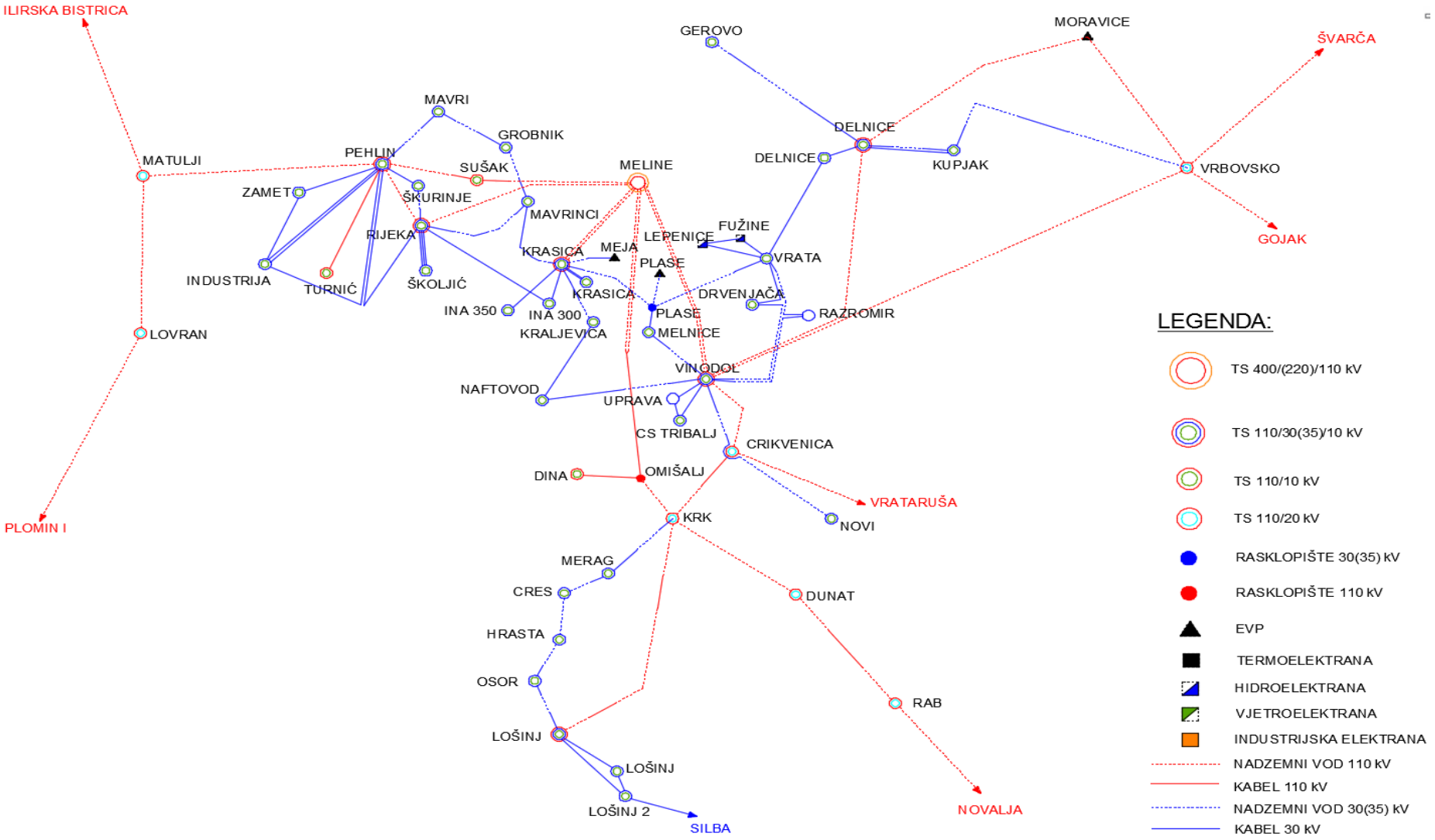
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	288,00	
2010	289,00	0,35%
2011	258,77	-10,46%
2012	298,81	15,47%
2013	274,50	-8,14%
2014	272,36	-0,78%
2015	288,50	5,93%
2016	258,00	-10,57%
2017	307,33	19,12%
2018	295,35	-3,90%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 2,55%

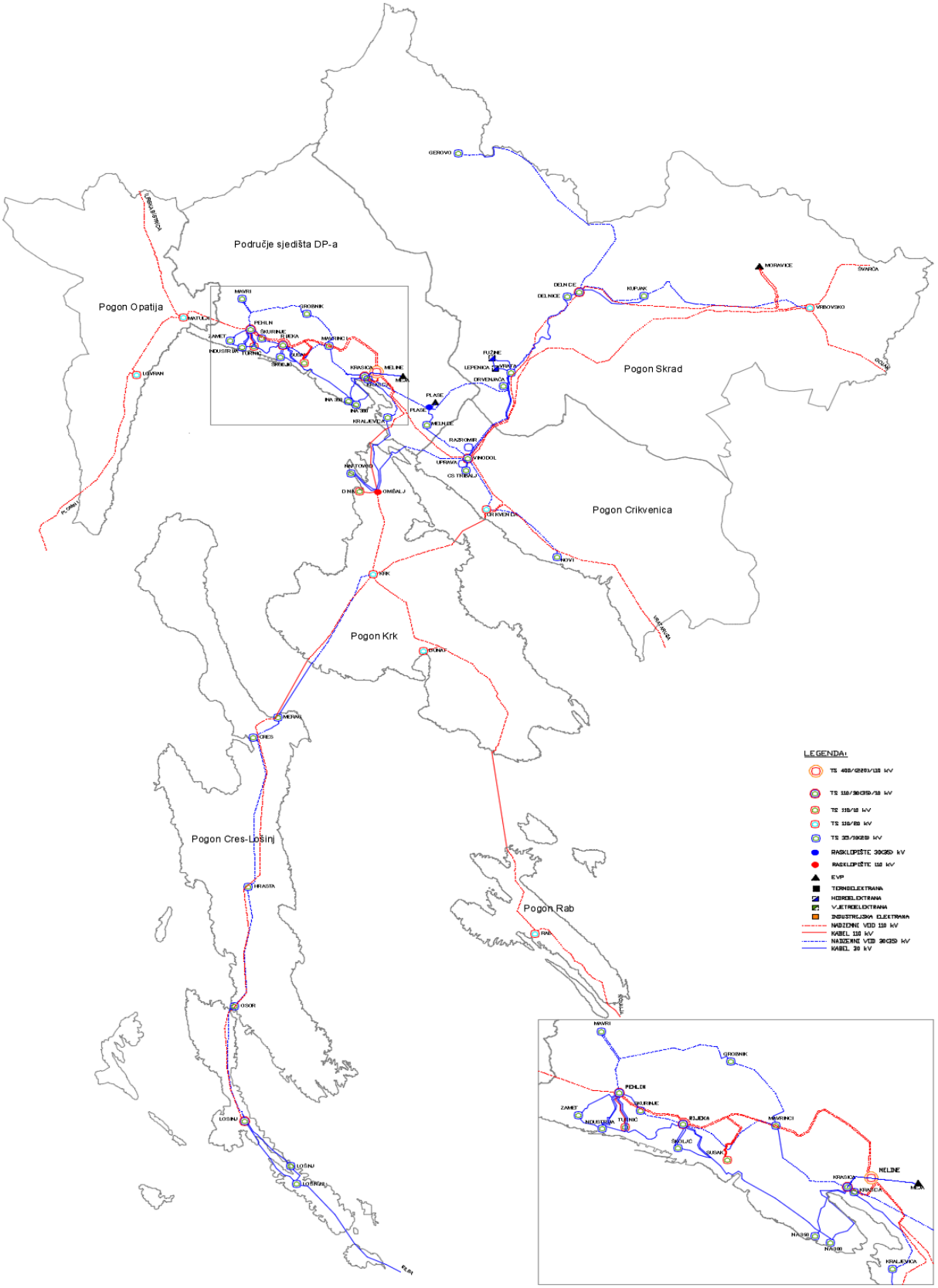


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
LOŠINJ	**110/35 kV**	**40**	**22,05**	**55%**	
LOŠINJ	35/20 kV	12	4,45	37%	
LOŠINJ 2	35/20 kV	16	10,21	64%	
OSOR	35/20 kV	4	2,73	68%	
HRASTA	35/20 kV	8	2,76	35%	
DELNICE	**110/35 kV**	**40**	**23,72**	**59%**	
DELNICE	35/20 kV	16	4,68	29%	
VRATA	35/20 kV	16	8,02	50%	
KUPJAK	35/20 kV	16	7,09	44%	
GEROVO	35/20 kV	8	3,92	49%	
PEHLIN	**110/35 kV**	**120**	**43,04**	**36%**	
INDUSTRIJA	35/10 kV	32	6,32	20%	
ZAMET	35/10 kV	16	12,40	78%	
MAVRI	35/20 kV	32	14,61	46%	1,2
	110/35 kV	**72**	**39,95**	**56%**	
RIJEKA	**110/10 kV**	**40**	**21,67**	**54%**	
ŠKURINJSKA DRAGA	35/10 kV	16	14,85	93%	
ŠKOLJIĆ	35/10 kV	32	22,78	71%	
KRASICA	**110/35 kV**	**120**	**32,28**	**27%**	
MAVRINCI	35/20 kV	16	9,33	58%	
GROBNIK	35/20 kV	16	14,82	93%	
	35/20 kV	16	4,56	29%	
KRASICA	35/10 kV	8	5,51	69%	
	20/10 kV	2	1,41	88%	
KRALJEVICA	35/20 kV	16	6,28	39%	
VINODOL	**110/35 kV**	**40**	**28,53**	**71%**	
NOVI	35/20 kV	16	11,64	73%	
CRIKVENICA	**110/20 kV**	**40**	**35,59**	**89%**	
DUNAT	**110/20 kV**	**40**	**23,02**	**58%**	
	110/20 kV	**60**	**34,46**	**57%**	
KRK	**35/20 kV**	**8**	**4,99**	**62%**	
CRES	35/20 kV	16	5,09	32%	
LOVRAN	**110/20 kV**	**40**	**15,21**	**38%**	
MATULJI	**110/20 kV**	**80**	**32,58**	**41%**	
RAB	**110/20 kV**	**40**	**21,91**	**55%**	
SUŠAK	**110/20 kV**	**80**	**33,21**	**42%**	
VRBOVSKO	**110/20 kV**	**40**	**6,43**	**16%**	**1,9**
TURNIĆ	**110/10 kV**	**80**	**42,76**	**53%**	



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

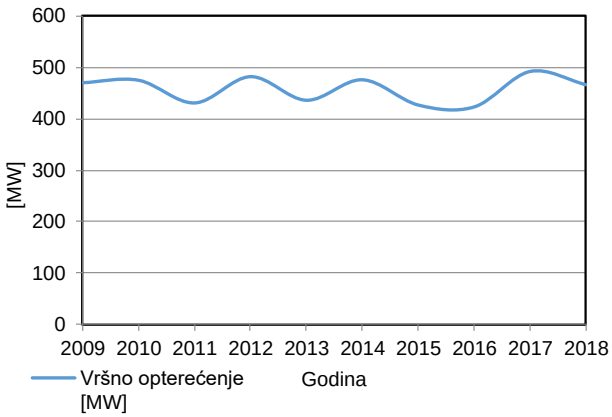


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

13. Elektrodalmacija Split

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	469,50	
2010	474,30	1,02%
2011	430,00	-9,34%
2012	481,40	11,95%
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%
2018	465,60	-5,29%

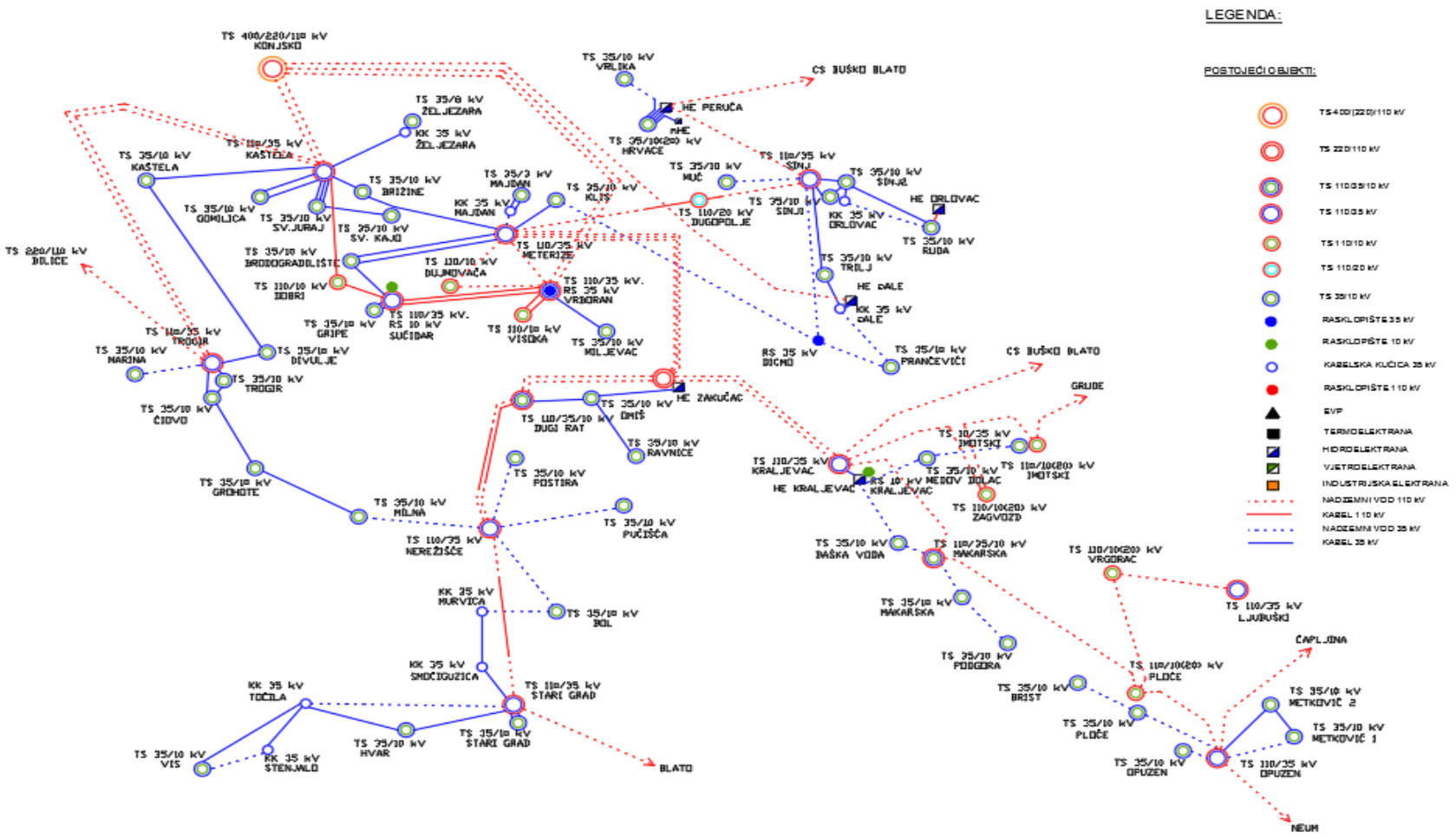


Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -0,83%

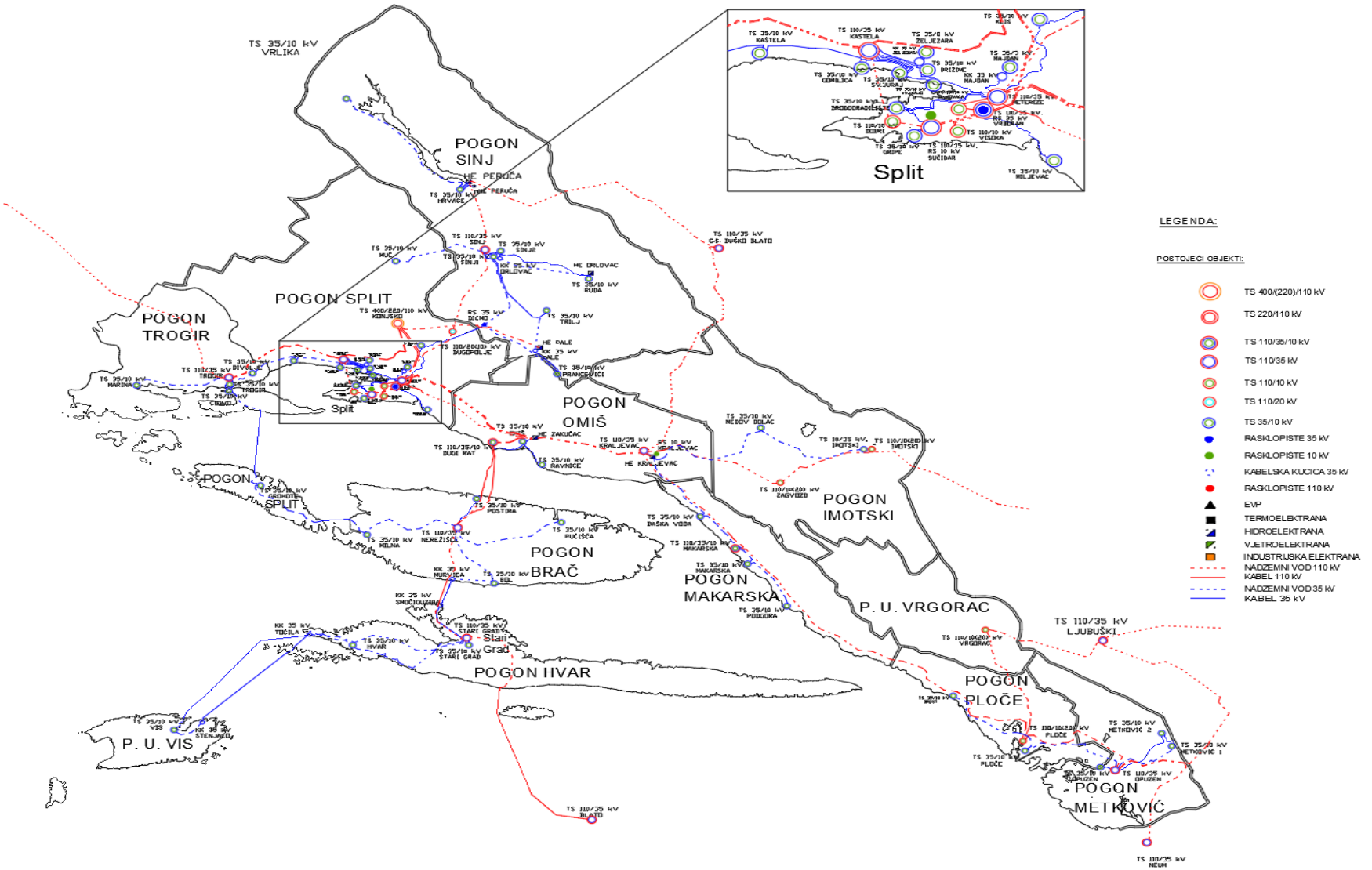
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
	110/35 kV	**126**	**20,67**	**16%**	
SUĆIDAR	**110/10 kV**	**40**	**35,72**	**89%**	
GRIPE	35/10 kV	16	11,60	73%	
BRODOGRADILIŠTE	35/10 kV	48	18,42	38%	
	110/35 kV	**76**	**38,70**	**51%**	
	35/10 kV	**16**	**12,40**	**78%**	
MAKARSKA	**110/10 kV**	**20**	**19,10**	**96%**	
MAKARSKA	35/10 kV	16	12,08	76%	
BAŠKA VODA	35/10 kV	32	13,65	43%	
PODGORA	35/10 kV	32	14,33	45%	
NEREŽIŠĆA	**110/35 kV**	**40**	**30,85**	**77%**	
BOL	35/10 kV	8	7,46	93%	
MILNA	35/10 kV	8	5,29	66%	
POSTIRA	35/10 kV	16	11,37	71%	
PUČIŠĆA	35/10 kV	12	4,61	38%	
KAŠTELA	**110/35 kV**	**189**	**45,66**	**24%**	
KAŠTELA	35/10 kV	16	17,44	109%	
BRIŽINE	35/10 kV	16	6,53	41%	
GOMILICA	35/10 kV	32	16,85	53%	

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
SINJ	**110/35 kV**	**80**	**30,30**	**38%**	
HRVACE	35/10	8	1,58	20%	
MUĆ	35/10 kV	8	2,88	36%	
SINJ 1	35/10 kV	16	9,16	57%	
SINJ 2	35/10 kV	16	11,07	69%	
PRANČEVIĆI	35/10 kV	8	2,52	32%	1,6
RUDA	35/10 kV	8	3,30	41%	
TRILJ	35/10 kV	8	6,06	76%	
VRLIKA	35/10 kV	3	1,94	78%	
TROGIR	**110/35 kV**	**80**	**46,99**	**59%**	
GROHOTE	35/10 kV	8	3,64	46%	
ČIOVO	35/10 kV	32	17,05	53%	
DIVULJE	35/10 kV	16	6,06	38%	
MARINA	35/10 kV	12	6,78	57%	
TROGIR	35/10 kV	16	14,27	89%	
STARI GRAD	**110/35 kV**	**40**	**28,82**	**72%**	
STARI GRAD	35/10 kV	32	12,51	39%	
HVAR	35/10 kV	16	11,47	72%	
VIS	35/10 kV	8	5,61	70%	
VRBORAN	**110/35 kV**	**40**	**15,09**	**38%**	
MILJEVAC	35/10 kV	16	15,25	95%	
METERIZE	**110/35 kV**	**80**	**18,82**	**24%**	
KLIS	35/10 kV	16	7,46	47%	
KRALJEVAC	**110/35 kV**	**20**	**11,39**	**57%**	
KRALJEVAC	35/10 kV	8	5,96	75%	10,0
MEDOV DOLAC	35/10 kV	8	2,84	36%	
	110/10 kV	**20**	**8,20**	**41%**	
DUGI RAT	**110/35 kV**	**40**	**10,60**	**27%**	
OMIŠ	35/10 kV	16	11,01	69%	
RAVNICE	35/10 kV	16	6,09	38%	
OPUZEN	**110/35 kV**	**72**	**21,62**	**30%**	
METKOVIĆ 1	35/10 kV	16	7,14	45%	
METKOVIĆ 2	35/10 kV	8	5,01	63%	
OPUZEN	35/10 kV	8	5,40	68%	
BRIST	35/10 kV	16	8,24	52%	
VRANJAK	35/10 kV	16	0,00	0%	
IMOTSKI	**110/10 kV**	**40**	**14,93**	**37%**	
IMOTSKI	35/10 kV	16	2,40	15%	
DOBRI	**110/10 kV**	**80**	**45,18**	**56%**	
DUGOPOLJE	**110/20 kV**	**40**	**8,66**	**22%**	
DUJMOVAČA	**110/10 kV**	**80**	**39,79**	**50%**	
PLOČE	**110/10 kV**	**40**	**7,79**	**19%**	
VISOKA	**110/10 kV**	**80**	**67,17**	**84%**	
VRGORAC	**110/10 kV**	**40**	**5,97**	**15%**	
ZAGVOZD	**110/10 kV**	**40**	**2,44**	**6%**	
ZAKUČAC	**110/35 kV**	**40**	**16,23**	**41%**	



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

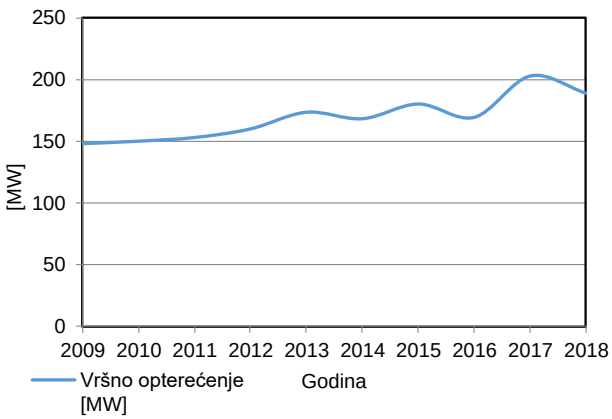


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

14. Elektra Zadar

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

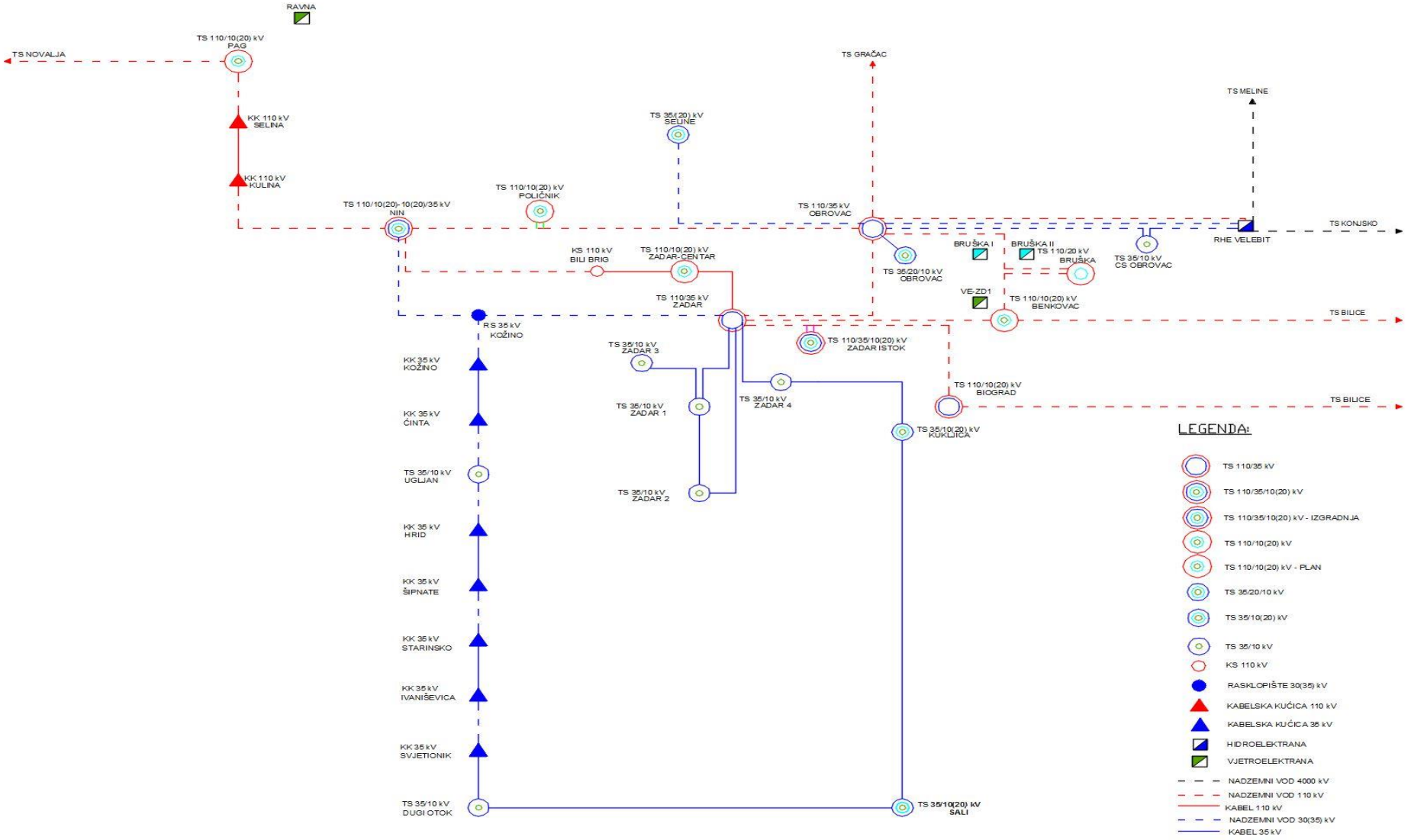
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	148,00	
2010	150,00	1,35%
2011	153,00	2,00%
2012	160,00	4,58%
2013	173,60	8,50%
2014	168,29	-3,06%
2015	180,32	7,15%
2016	169,45	-6,03%
2017	203,16	19,89%
2018	189,07	-6,94%



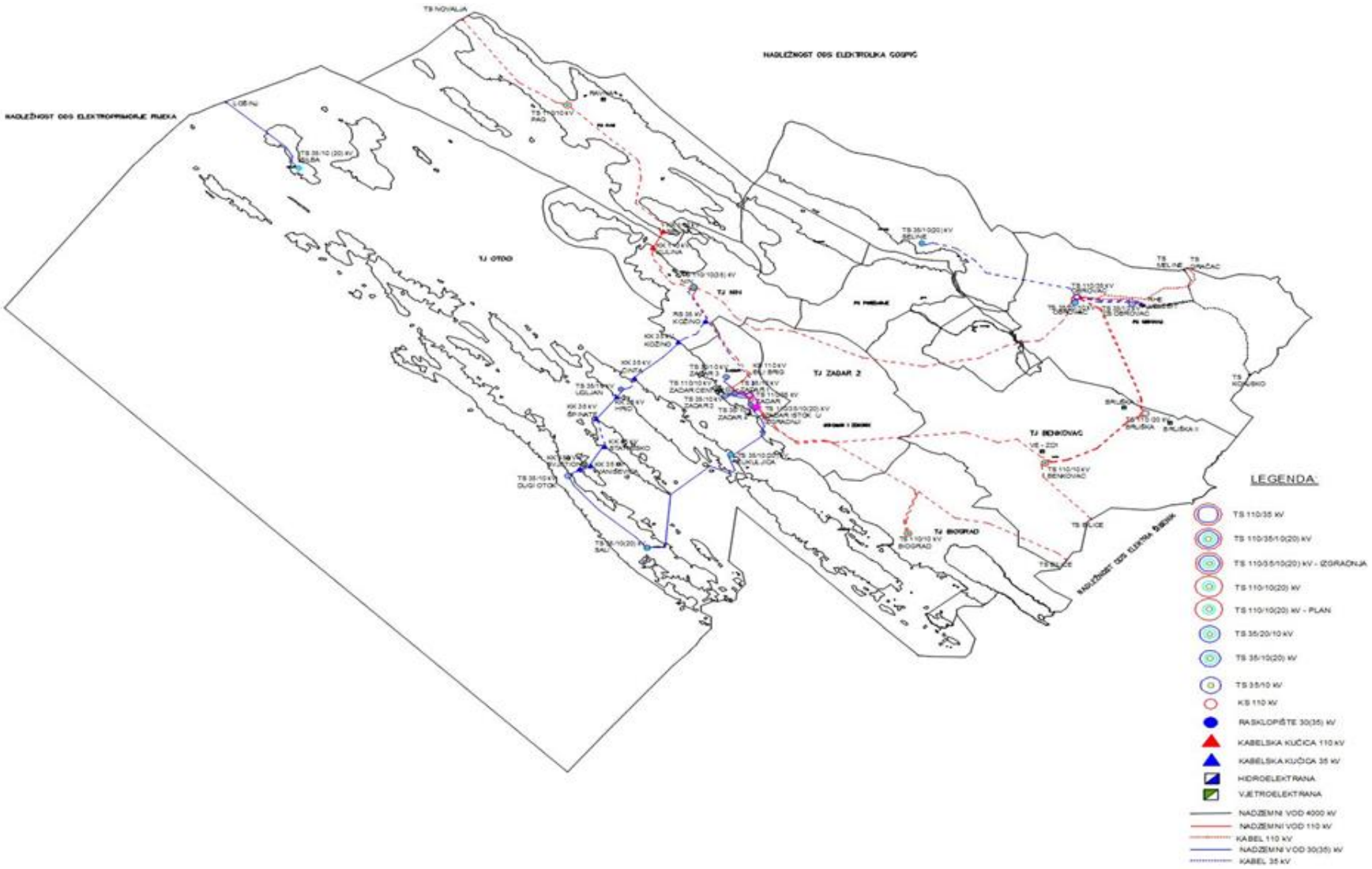
Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 27,75%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
ZADAR 1	**110/35 kV**	**103**	**41,15**	**40%**	
ZADAR 1	35/10 kV	24	7,00	29%	
ZADAR 2	35/10 kV	16	4,00	25%	
ZADAR 3	35/10 kV	24	10,70	45%	
ZADAR 4	35/10 kV	32	20,40	64%	
UGLJAN	35/10 kV	8	4,30	54%	
DUGI OTOK	35/10 kV	4	2,90	73%	
KUKLJICA	35/10 kV	12	3,60	30%	
SALI	35/10 kV	16	1,90	12%	
SILBA	35/10 kV	8	2,80	35%	
OBROVAC	**110/35 kV**	**40**	**16,87**	**42%**	
	35/10 kV	16	5,10	32%	
OBROVAC	20/10 kV	4	3,23	81%	
SELINE	35/10 kV	16	11,40	71%	
BENKOVAC	**110/10 kV**	**40**	**12,74**	**32%**	**4,9**
BIOGRAD	**110/10 kV**	**40**	**28,18**	**70%**	
	110/20 kV	**40**	**36,63**	**92%**	
NIN	**35/20 kV**	**8**	**6,17**	**77%**	
PAG	**110/10 kV**	**36**	**10,69**	**30%**	
ZADAR CENTAR	**110/10 kV**	**80**	**64,15**	**80%**	



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



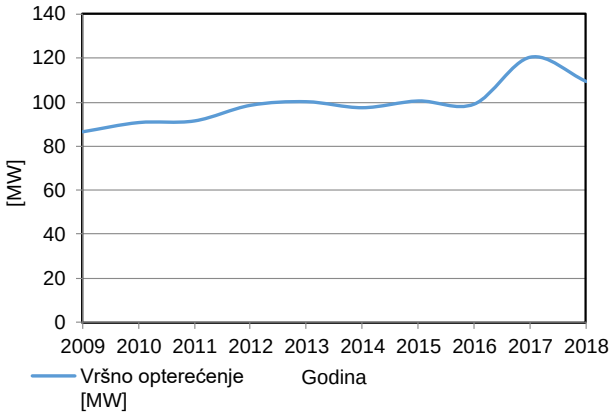
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

15. Elektra Šibenik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

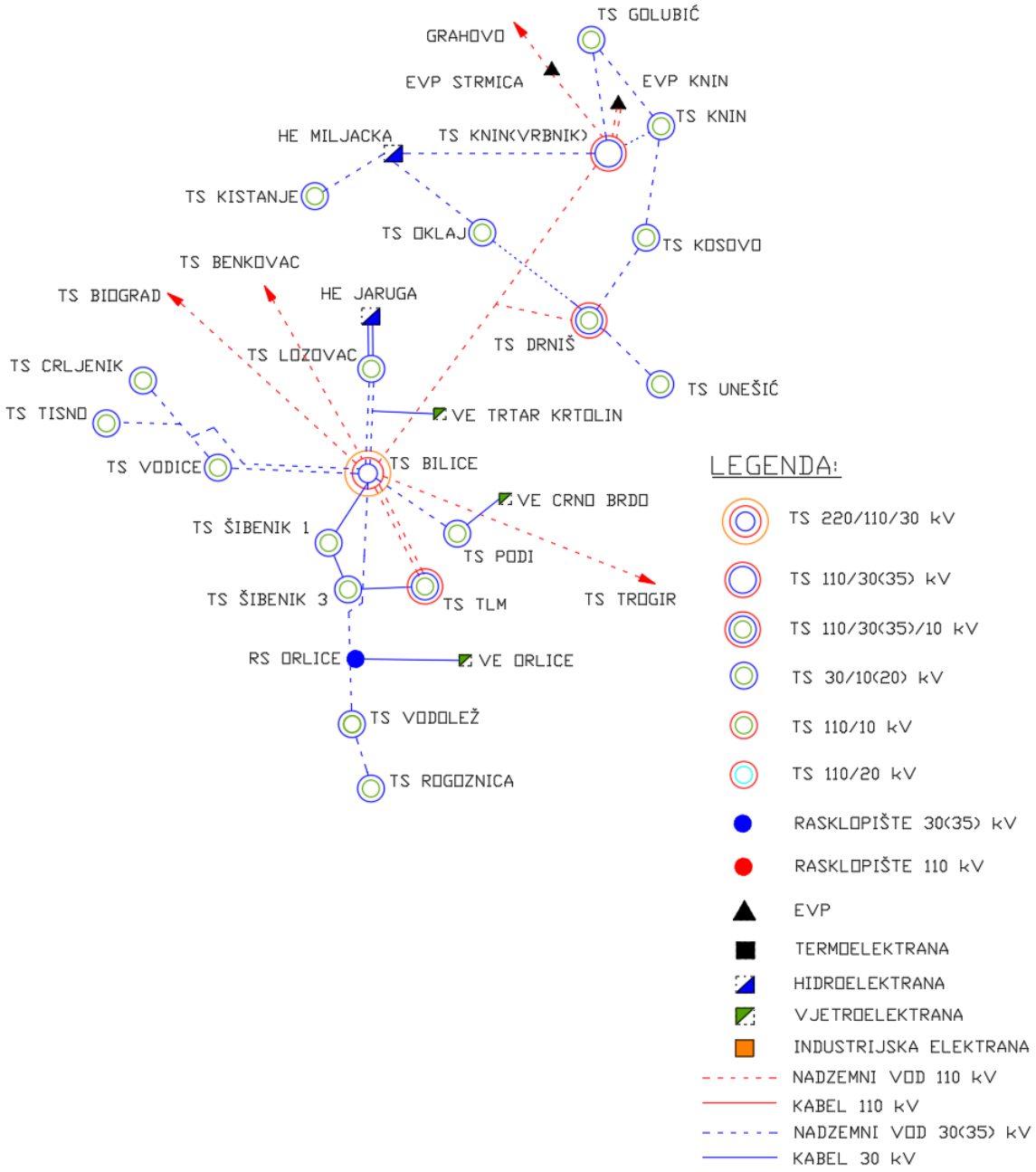
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	86,30	
2010	90,55	4,92%
2011	91,31	0,84%
2012	98,50	7,87%
2013	100,15	1,68%
2014	97,39	-2,76%
2015	100,50	3,19%
2016	99,06	-1,43%
2017	120,64	21,78%
2018	109,50	-9,23%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 26,88%

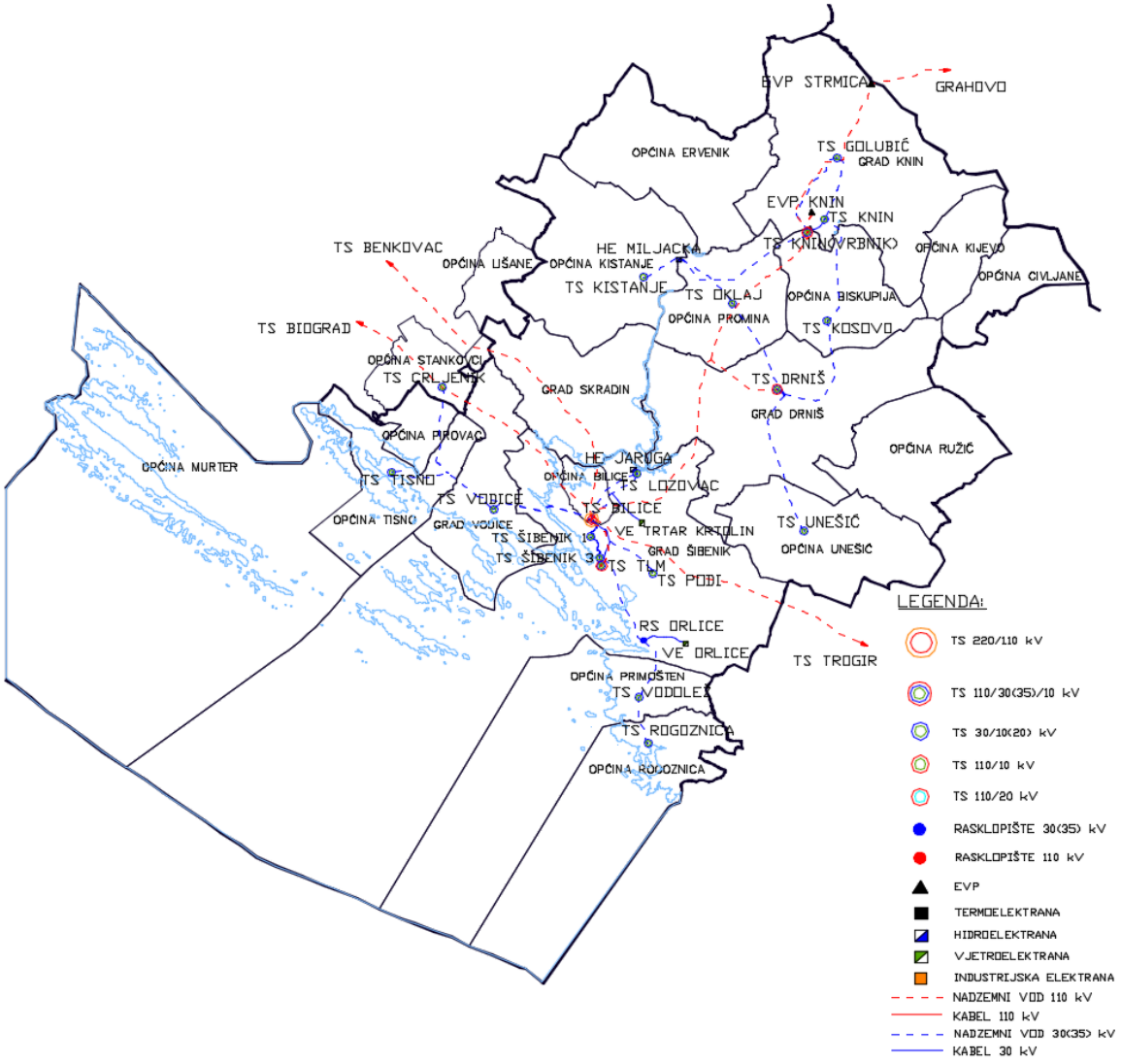


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
BILICE	**110/30 kV**	**166**	**98,80**	**60%**	
TISNO	30/10 kV	24	16,20	68%	
STANKOVCI	30/10 kV	7	3,80	55%	
VODICE	30/10 kV	32	22,70	71%	
ŠIBENIK 1	30/10 kV	24	19,70	82%	
ŠIBENIK 3	30/10 kV	32	22,00	69%	
PRIMOŠTEN	30/10 kV	11	6,90	60%	
ROGOZNICA	30/10 kV	12	8,00	67%	
LOZOVAC	30/10 kV	8	4,61	58%	
PODI	30/10 kV	16	7,90	49%	
	35/10 kV	**8**	**7,80**	**98%**	
	110/35 kV	**16**	**8,85**	**55%**	
DRNIŠ	**110/10 kV**	**20**	**6,97**	**35%**	
UNEŠIĆ	35/10 kV	7	1,10	17%	
OKLAJ	35/10 kV	7	1,60	25%	
KNIN	**110/35 kV**	**60**	**21,60**	**36%**	
KNIN	35/10 kV	32	10,00	31%	
KISTANJE	35/10 kV	8	1,74	22%	
GOLUBIĆ	35/10 kV	7	0,90	14%	
KOSOVO	35/10 kV	5	2,10	42%	
HE MILJACKA	35/10 kV	3	2,00	80%	



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

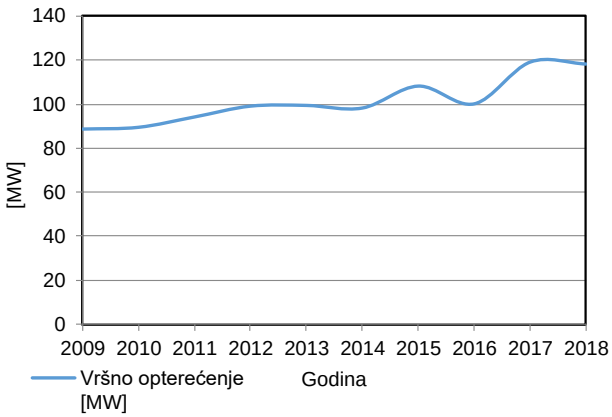


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

16. Elektrojug Dubrovnik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

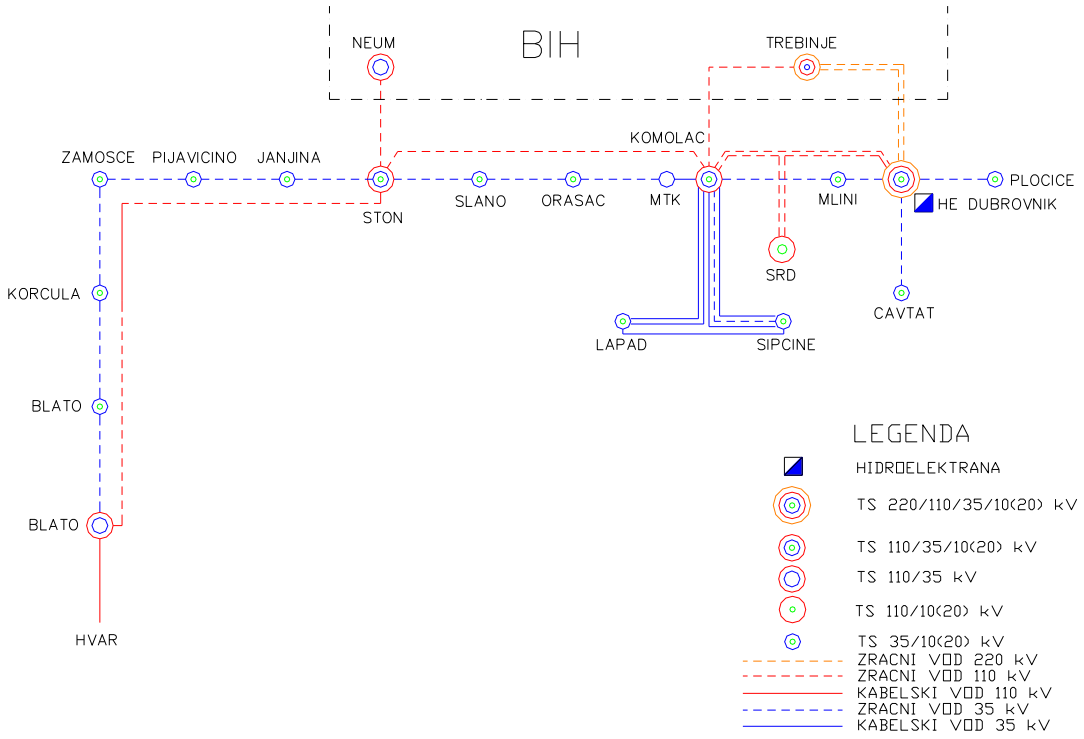
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	88,50	
2010	89,30	0,90%
2011	94,00	5,26%
2012	98,90	5,21%
2013	99,23	0,33%
2014	98,04	-1,20%
2015	108,00	10,16%
2016	99,94	-7,46%
2017	118,90	18,97%
2018	118,00	-0,76%



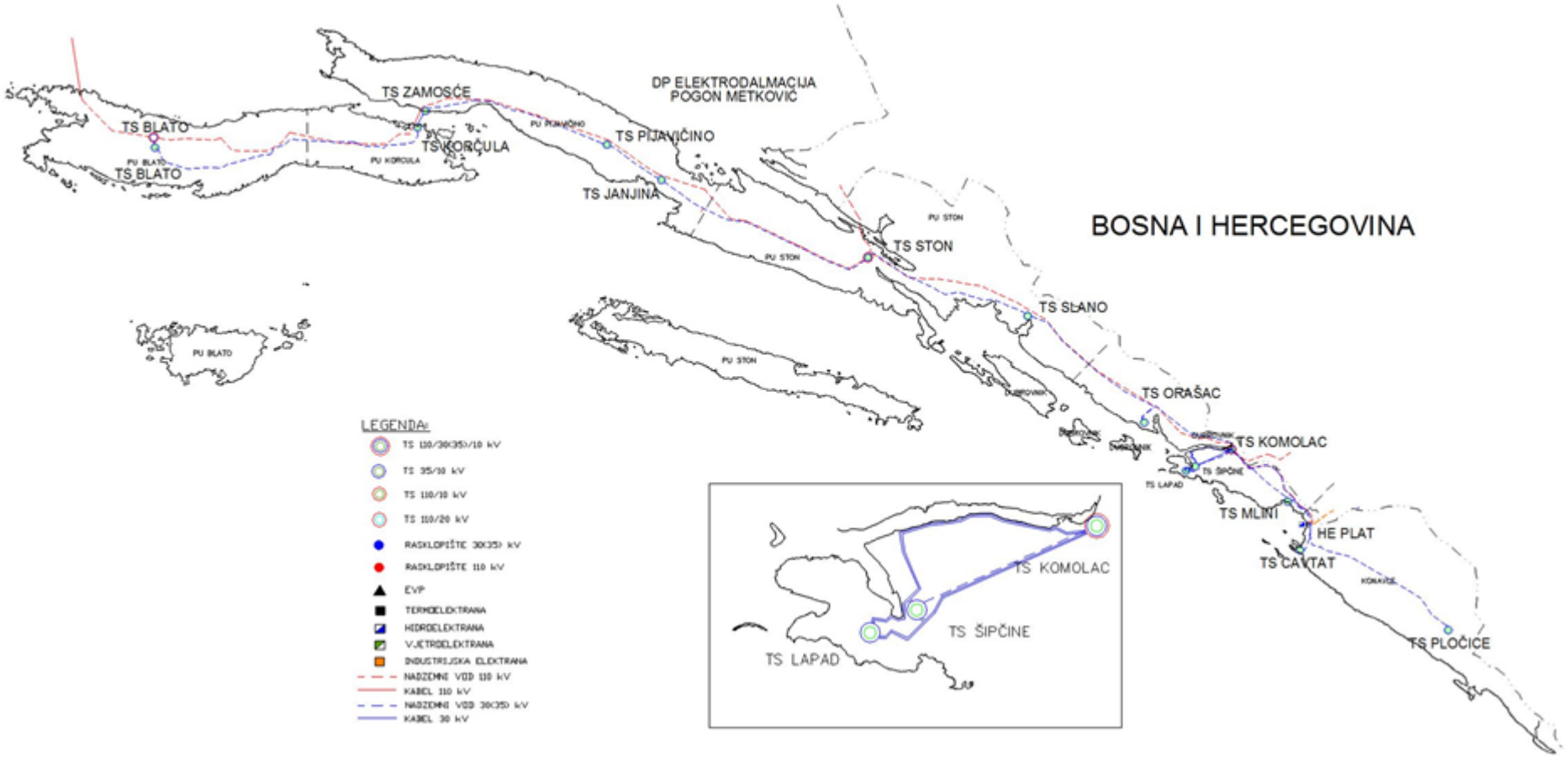
Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 33,33%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
BLATO	**110/35 kV**	**40**	**19,00**	**48%**	
BLATO	35/10 kV	12	9,10	76%	
KORČULA	35/10 kV	12	9,90	83%	
	110/35 kV	**40**	**24,00**	**60%**	
STON	**35/10 kV**	**8**	**3,41**	**43%**	
ZAMOŠĆE	35/10 kV	12	9,50	79%	
JANJINA	35/10 kV	8	3,90	49%	
PIJAVIČINO	35/10 kV	7	3,60	55%	
	110/35 kV	**126**	**36,00**	**29%**	
KOMOLAC	**35/10 kV**	**16**	**9,00**	**56%**	
SLANO	35/10 kV	5	3,90	78%	
ORAŠAC	35/10 kV	8	7,70	96%	
LAPAD	35/10 kV	32	16,90	53%	
ŠIPČINE	35/10 kV	32	6,50	20%	
	35/10 kV	**16**	**8,00**	**50%**	
	110/10 kV	**20**	**13,00**	**65%**	
PLAT	**110/35 kV**	**20**	**21,00**	**105%**	
MLINI	35/10 kV	12	7,90	66%	
CAVTAT	35/10 kV	16	9,34	58%	
PLOČICE	35/10 kV	7	2,60	40%	
SRĐ	**110/10 kV**	**80**	**22,16**	**28%**	



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

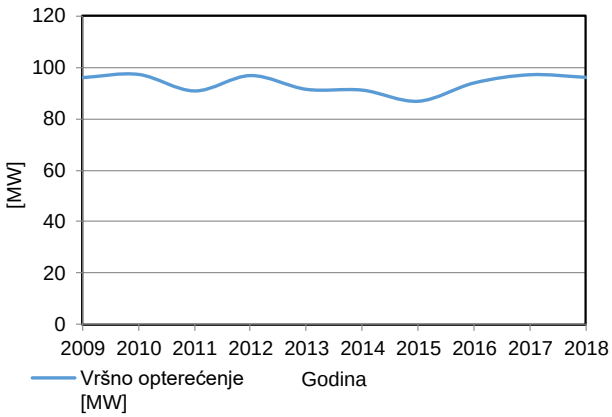


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

17. Elektra Karlovac

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

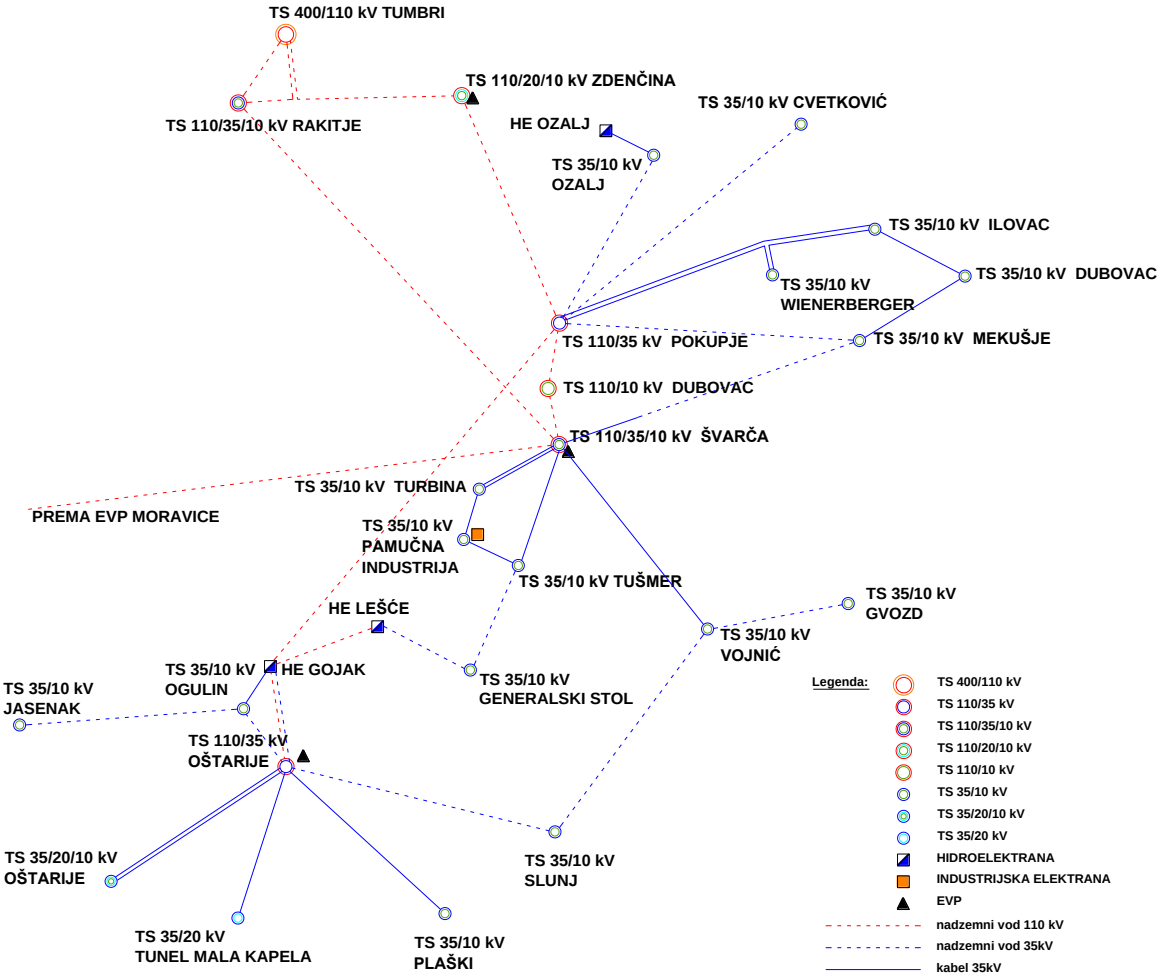
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	96,00	
2010	97,21	1,26%
2011	90,90	-6,49%
2012	96,78	6,47%
2013	91,51	-5,45%
2014	91,21	-0,33%
2015	86,97	-4,65%
2016	93,98	8,06%
2017	97,10	3,32%
2018	96,10	-1,03%



Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 0,10%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
POKUPJE	**110/35 kV**	**80**	**22,38**	**28%**	
CVETKOVIĆ	35/20 kV	8	5,55	69%	
OZALJ	35/10 kV	16	6,09	38%	
OZALJ 2	35/10 kV	8	5,28	66%	
	35/20 kV	8	5,80	73%	
ILOVAC	35/10 kV	16	5,86	37%	
DUBOVAC	35/10 kV	16	0,00	0%	
MEKUŠJE	35/10 kV	8	4,59	57%	
MEKUŠJE	35/20 kV	8	4,53	57%	
	110/10 kV	**22**	**10,22**	**46%**	
ŠVARČA	**110/35 kV**	**40**	**12,76**	**32%**	**1,0**
TUŠMER	35/10 kV	8	4,60	58%	
GENERALSKI STOL	35/10 kV	8	2,00	25%	
TURBINA	35/10 kV	12	2,83	25%	
VOJNIĆ	35/10 kV	8	2,87	36%	
OŠTARIJE	**110/35 kV**	**40**	**16,85**	**42%**	**4,9**
	35/10 kV	8	3,74	47%	
OŠTARIJE	35/20 kV	8	1,80	23%	
OGULIN	35/10 kV	16	7,19	45%	
JASENAK	35/10 kV	5	0,55	11%	
PLAŠKI	35/10 kV	5	1,55	31%	
SLUNJ	35/10 kV	8	3,51	44%	
ZDENČINA	**110/20 kV**	**40**	**23,63**	**59%**	
DUBOVAC	**110/10 kV**	**80**	**18,68**	**23%**	



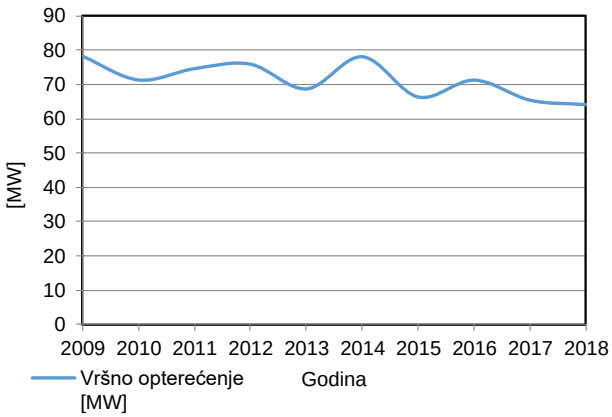
Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

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

18. Elektra Sisak

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

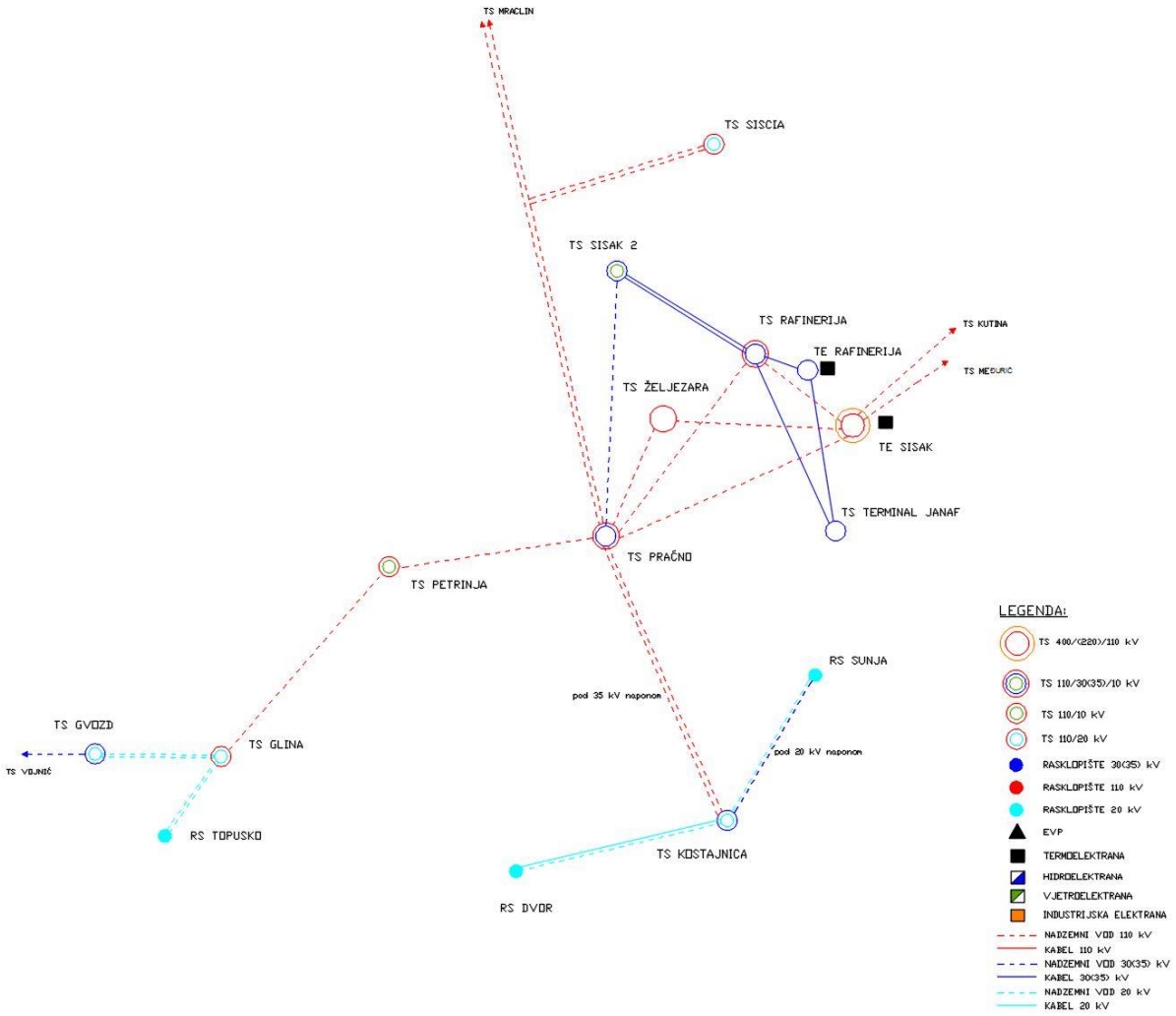
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	78,11	
2010	71,18	-8,87%
2011	74,52	4,69%
2012	75,80	1,72%
2013	68,58	-9,53%
2014	77,97	13,69%
2015	66,20	-15,10%
2016	71,15	7,48%
2017	65,28	-8,25%
2018	63,98	-1,99%



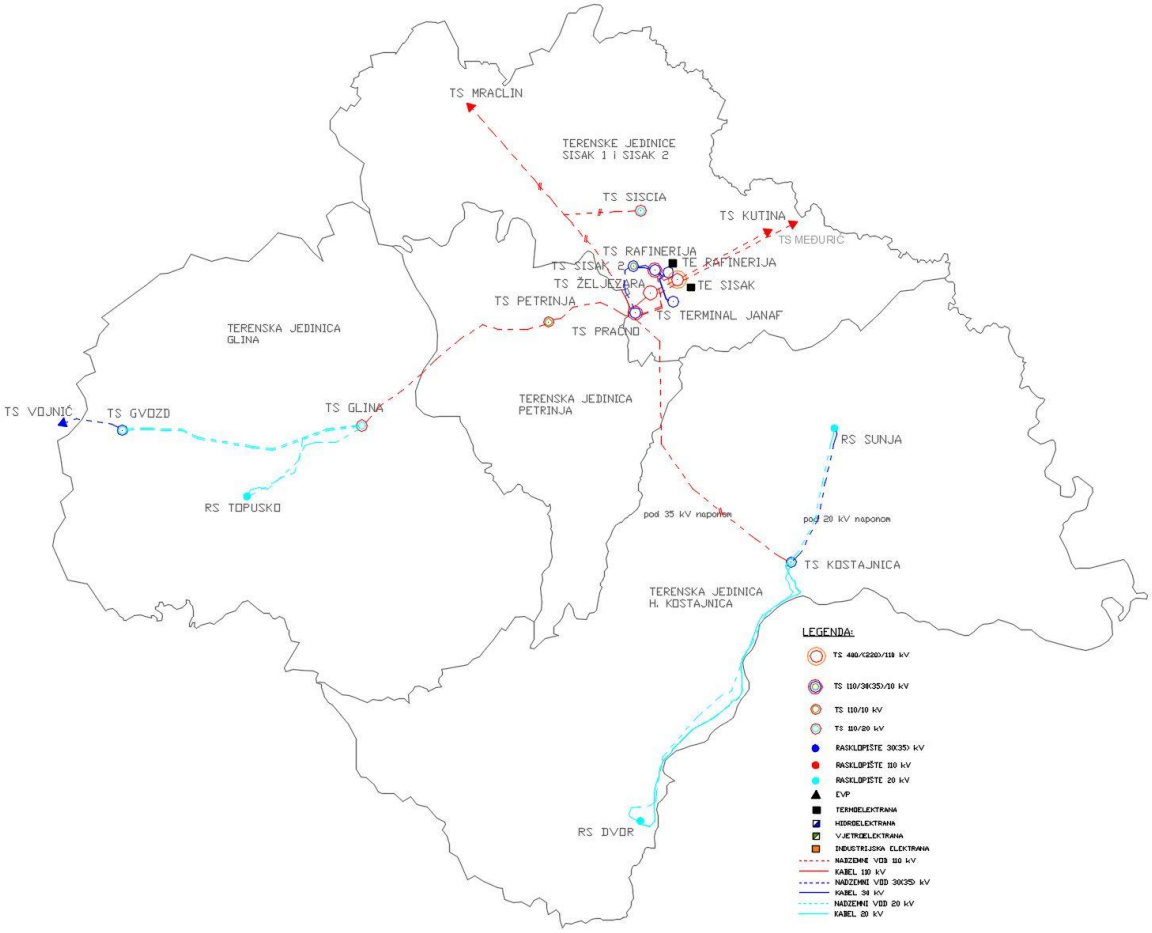
Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -18,09%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
PRAČNO	**110/35 kV**	**40**	**12,52**	**31%**	
SISAK 2	35/20 kV	32	9,03	28%	3,0
KOSTAJNICA	35/20 kV	16	7,23	45%	
SISCIA	**110/20 kV**	**40**	**22,73**	**57%**	
	110/10 kV	**20**	**10,94**	**55%**	
PETRINJA	**110/20 kV**	**20**	**5,07**	**25%**	
GLINA	**110/20 kV**	**40**	**6,85**	**17%**	**4,6**
GVOZD	35/20 kV	8	6,32	79%	
RAFINERIJA	**110/35 kV**	**95**	**29,03**	**31%**	



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



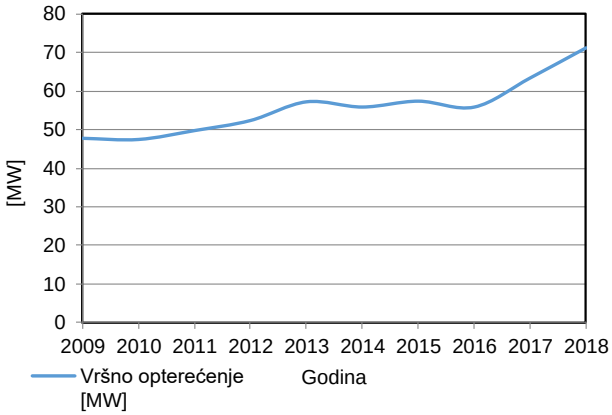
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

19. Elektrolika Gospić

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

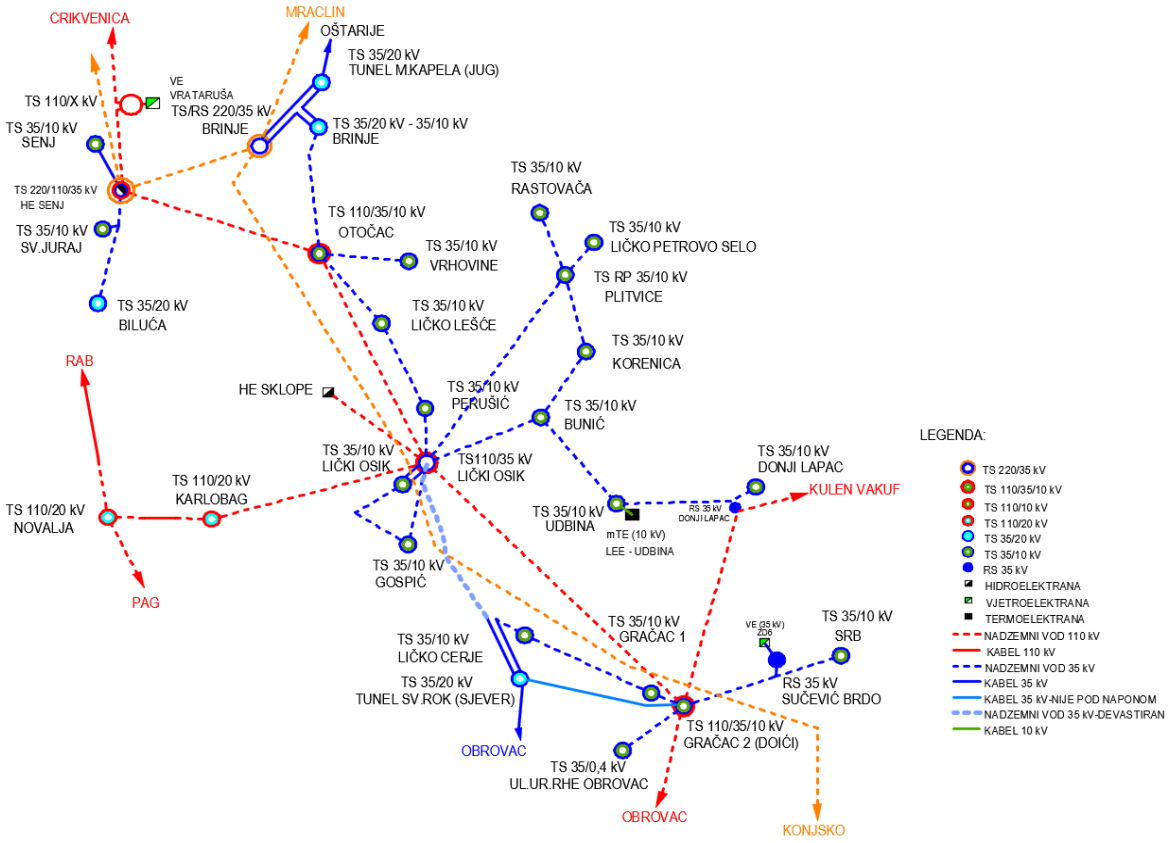
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	47,90	
2010	47,60	-0,63%
2011	49,90	4,83%
2012	52,50	5,21%
2013	57,33	9,20%
2014	55,98	-2,35%
2015	57,50	2,72%
2016	55,97	-2,66%
2017	63,50	13,45%
2018	71,29	12,27%

Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: 48,83%

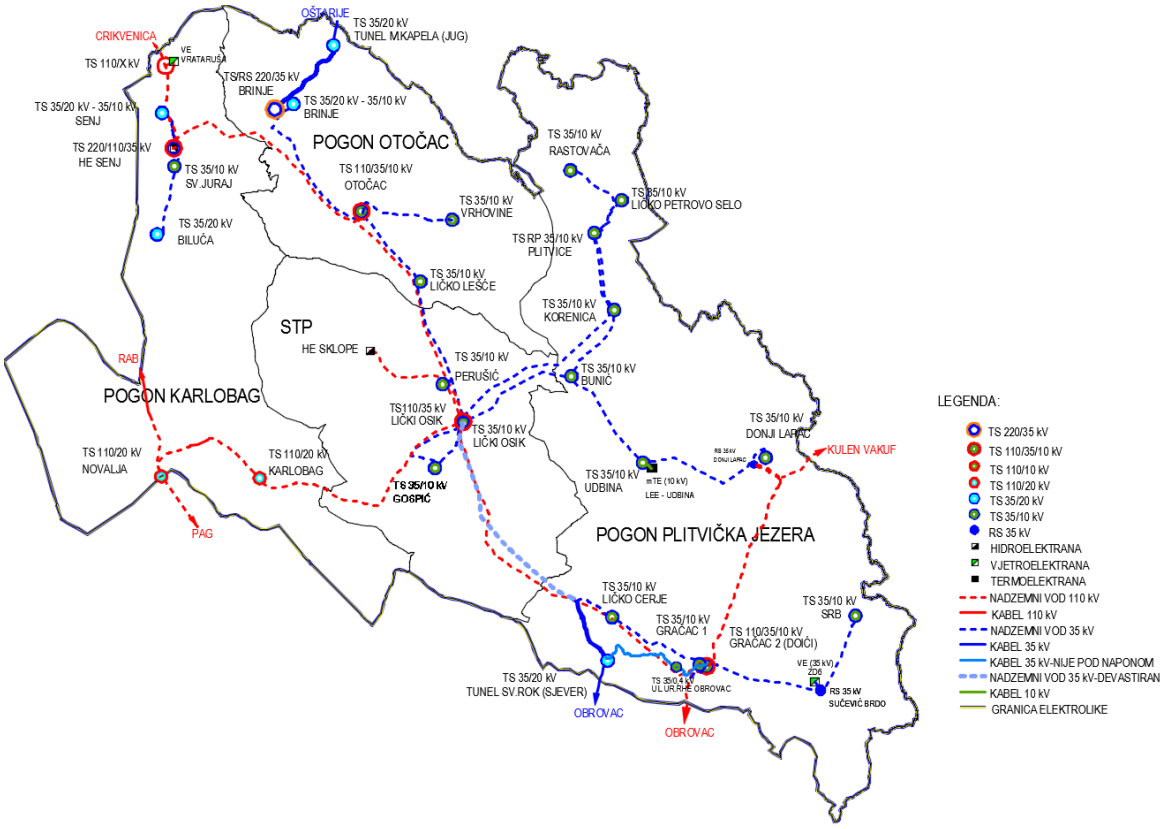


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
LIČKI OSIK	**110/35 kV**	**40**	**25,36**	**63%**	
GOSPIĆ	35/10 kV	16	9,75	61%	
LIČKI OSIK	35/10 kV	5	1,28	26%	
BUNIĆ	35/10 kV	3	0,24	10%	
KORENICA	35/10 kV	8	1,67	21%	1,0
UDBINA	35/10 kV	8	1,55	19%	
PLITVICE	35/10 kV	7	1,90	29%	
RASTOVAČA	35/10 kV	5	2,14	43%	
LIČKO PETROVO SELO	35/10 kV	5	0,90	18%	
DONJI LAPAC	35/10 kV	5	0,80	16%	
	35/10 kV	**8**	**5,08**	**64%**	
OTOČAC	**110/35 kV**	**40**	**8,44**	**21%**	
PERUŠIĆ	35/10 kV	5	3,00	60%	
LIČKO LEŠĆE	35/10 kV	5	1,18	24%	
VRHOVINE	35/10 kV	5	0,76	15%	
BRINJE	**220/35 kV**	**20**	**4,66**	**23%**	
	35/10 kV	8	1,58	20%	
BRINJE	35/20 kV	8	1,38	17%	
TUNEL MALA KAPELA	35/20 kV	16	1,34	8%	
HE SENJ	**110/35 kV**	**20**	**7,98**	**40%**	
	35/10 kV	4	1,58	40%	
SENJ	35/20 kV	4	3,20	80%	
SVETI JURAJ	35/10 kV	4	1,01	25%	
BILUĆA	35/20 kV	4	1,46	37%	
	110/35 kV	**40**	**4,11**	**10%**	
GRAČAC 2 (DOIĆI)	**35/10 kV**	**5**	**0,85**	**17%**	
SRB	35/10 kV	4	0,40	10%	
GRAČAC 1	35/10 kV	3	1,29	52%	
LIČKO CERJE	35/10 kV	3	0,79	25%	
TUNEL SVETI ROK	35/20 kV	16	1,44	9%	
KARLOBAG	**110/20 kV**	**20**	**2,81**	**14%**	
NOVALJA	**110/20 kV**	**40**	**24,50**	**61%**	



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

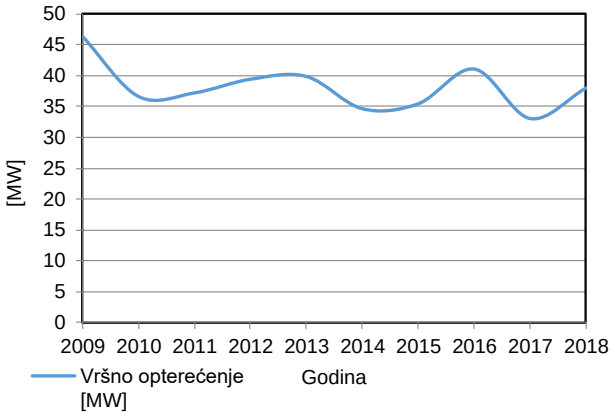


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

20. Elektra Virovitica

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

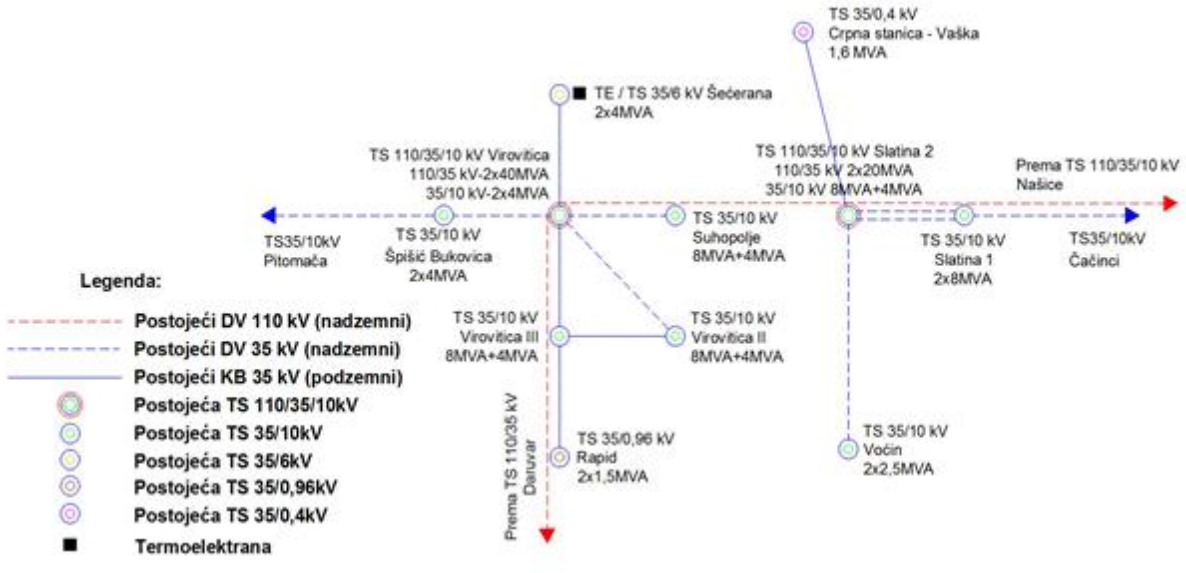
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	46,32	
2010	36,66	-20,85%
2011	37,25	1,61%
2012	39,45	5,91%
2013	39,90	1,14%
2014	34,69	-13,06%
2015	35,50	2,33%
2016	41,09	15,75%
2017	33,11	-19,42%
2018	38,04	14,89%



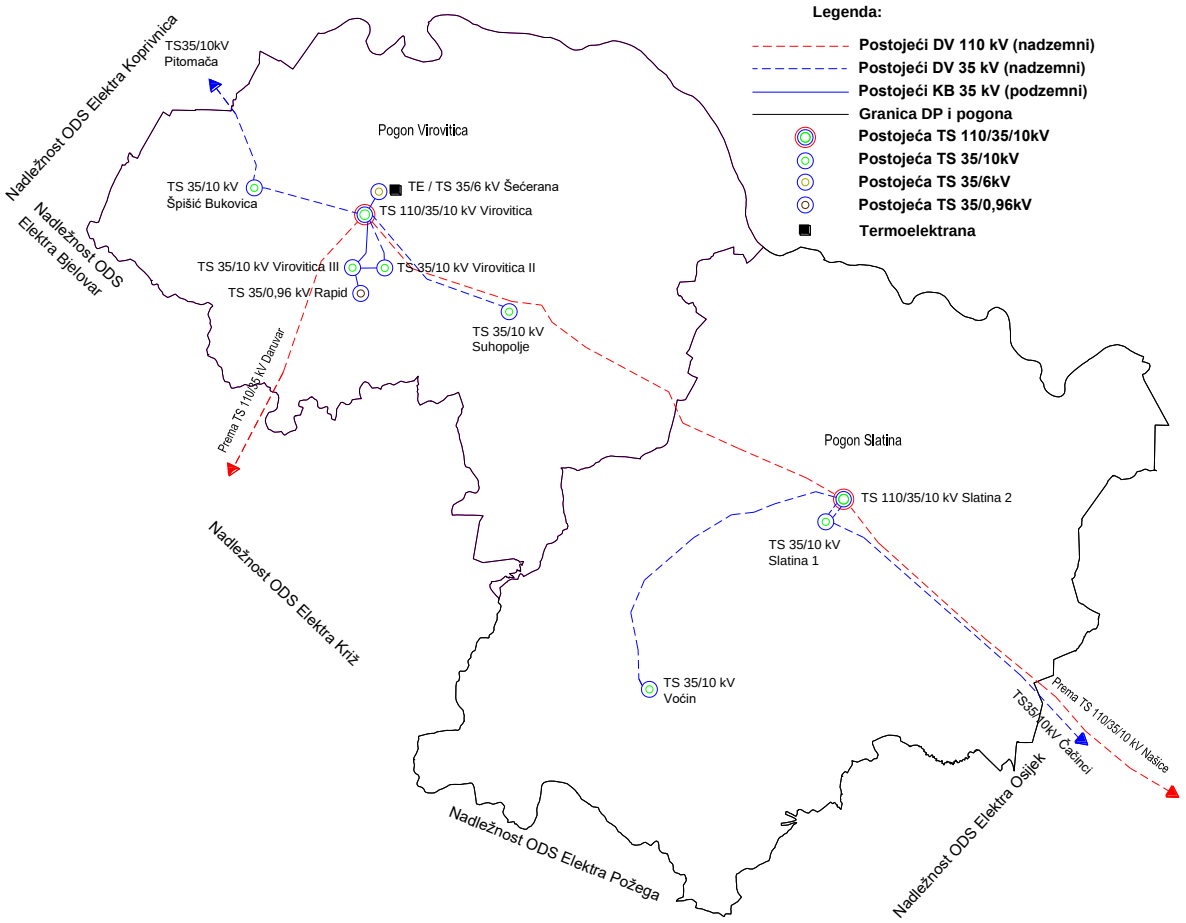
Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -17,88%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
	110/35 kV	**80**	**28,76**	**36%**	
VIROVITICA I	**35/10 kV**	**8**	**3,88**	**49%**	
VIROVITICA II	35/10 kV	12	7,45	62%	
VIROVITICA III	35/10 kV	12	6,39	53%	
SUHOPOLJE	35/10 kV	12	4,95	41%	
ŠPIŠIĆ BUKOVICA	35/10 kV	8	3,02	38%	
	110/35 kV	**60**	**13,89**	**23%**	
SLATINA II	**35/10 kV**	**12**	**6,65**	**55%**	**8,0**
SLATINA I	35/10 kV	16	7,72	48%	
VOĆIN	35/10 kV	5	1,81	36%	



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

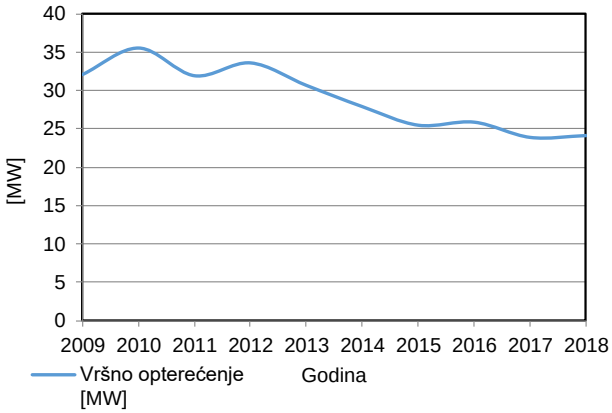


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

21. Elektra Požega

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2009. – 2018.

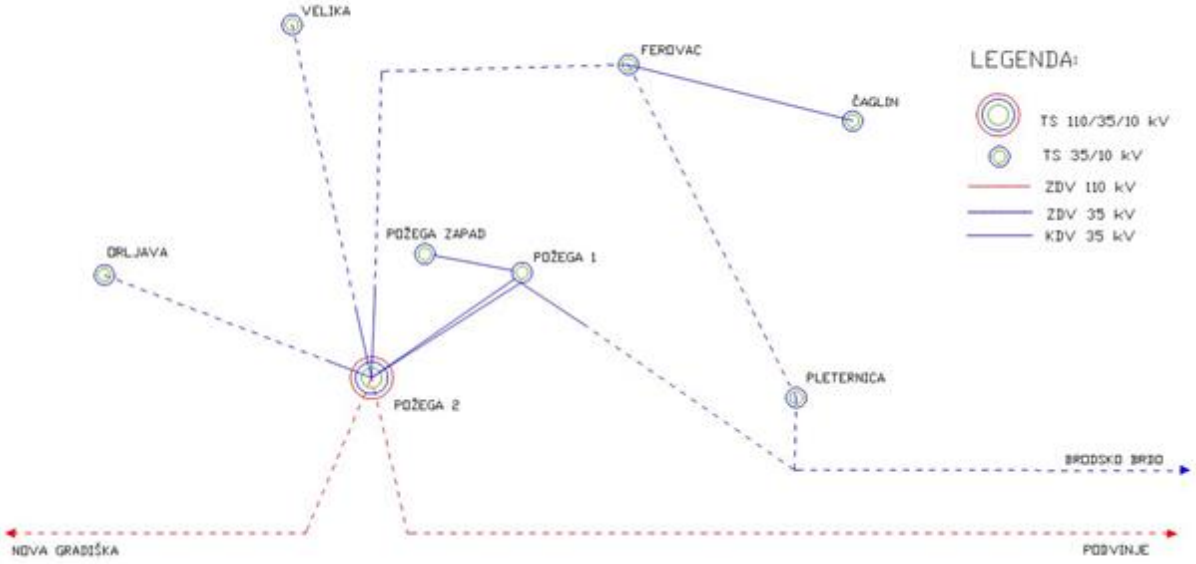
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2009	32,17	
2010	35,62	10,72%
2011	32,00	-10,16%
2012	33,68	5,25%
2013	30,74	-8,73%
2014	27,97	-9,01%
2015	25,54	-8,69%
2016	25,94	1,57%
2017	23,95	-7,67%
2018	24,19	1,00%



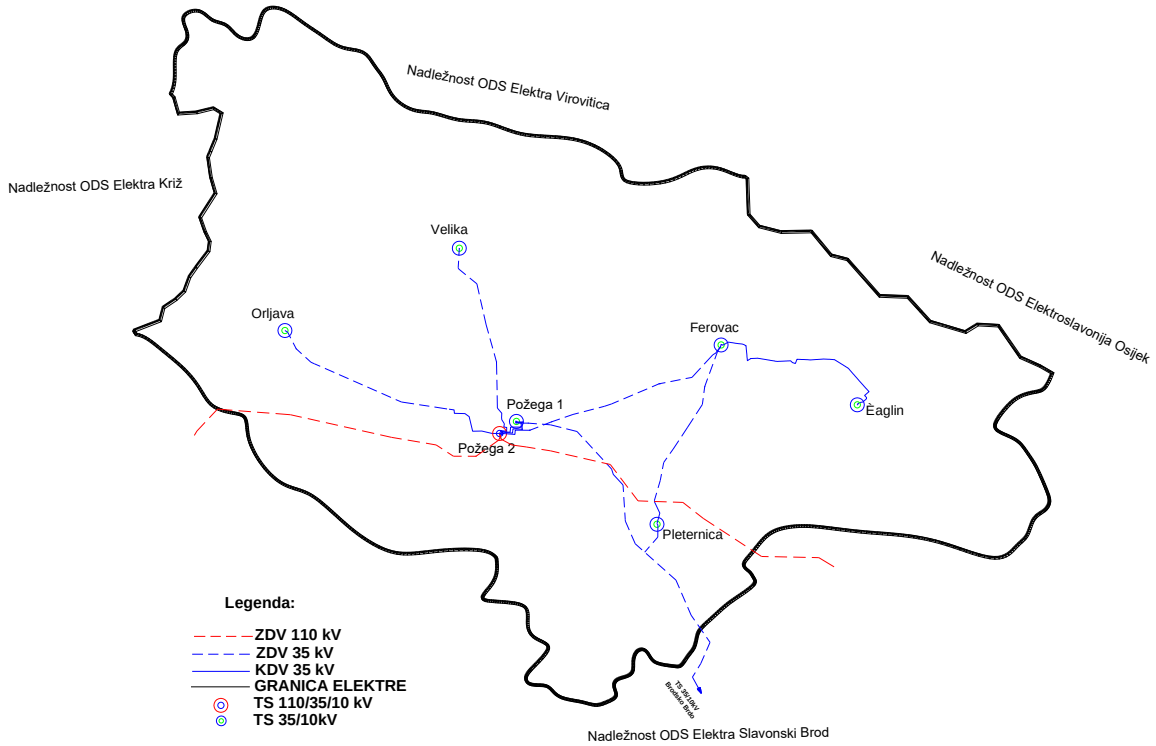
Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -24,81%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2018. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2018. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
	110/35 kV	**80**	**24,18**	**30%**	
POŽEGA-2	**35/10 kV**	**16**	**8,46**	**53%**	
ČAGLIN	35/10 kV	5	0,84	17%	
FEROVAC	35/10 kV	8	3,35	42%	
ORLJAVA	35/10 kV	5	2,22	44%	
PLETERNICA	35/10 kV	8	3,91	49%	
POŽEGA-1	35/10 kV	16	6,97	44%	
VELIKA	35/10 kV	8	3,59	45%	



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

10.5. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2020. – 2029.

SUI, SOUI:
Anđelko Tunjić
Mladen Vuksanić
Tanja Marijanić

HEP ODS, distribucijska područja:
Službe za realizaciju investicijskih projekata i pristup mreži

SUI, Odjeli za operativno upravljanje imovinom Sjever, Istok, Zapad i Jug

SUI, OPM:
Roko Ivković

SI:
Hrvoje Mandekić
Igor Filko

SUI, OPKU:
Igor Đurić
Tanja Marijanić
Ivan Orišak
Tin Tomašić
Miroslav Pavelić

SUI, SOUI:
Anđelko Tunjić
Mladen Vuksanić
Igor Đurić
Tanja Marijanić
Ivan Orišak
Tin Tomašić
Miroslav Pavelić
Mladen Nujić

SUI, SKTA:
Vanja Tomašek

SUI, OTN:
Renato Ćućić

SVS, SPST:
Goran Piškor

SMPT:
Danijela Žaja

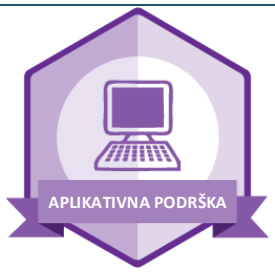
SZNR:
Marta Malenica

SEP, SR:
Iva Dugandžić

SUI, OPKU:
Mladen Vuksanić
Tanja Marijanić

SUI, Odjeli za operativno upravljanje imovinom Sjever:
Goran Vidmar

SUI, OPKU:
Mladen Vuksanić



HEP d.d., SIKT:
Mario Fistanić
Irena Mihotić

SUI, OPKU:
Ivan Orišak
Tin Tomašić

KRATICE:

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
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