
**DESETOGODIŠNJI (2021. – 2030.) PLAN
RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP ODS-a
s detaljnom razradom za početno trogodišnje
i jednogodišnje razdoblje**

Zagreb, siječanj 2021.

© 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
IZVRŠNI 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. Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu	26
2.2.6. Implementacija energetskih propisa EU u zakonodavni okvir RH	27
2.2.7. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje	30
2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	30
3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže	32
3.1. Opći i karakteristični podaci	33
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže.....	34
3.2.1. Pojne točke 110 kV	36
3.2.2. Pojne točke 35 kV	40
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona.....	45
3.2.4. Vodovi 35 kV	46
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	50
3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV	53
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci.....	57
3.2.8. Distribuirani izvori.....	60
4. Pogonske značajke distribucijskog sustava	64
4.1. Potrošnja i vršno opterećenje	65
4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje	65
4.1.2. Metodologija predviđanja opterećenja	67
4.1.3. Prognoza opterećenja u idućem desetogodišnjem razdoblju	70
4.2. Gubici u distribucijskoj mreži	71

4.2.1.	Ostvareni gubici	71
4.2.2.	Struktura gubitaka	72
4.2.3.	Ciljevi smanjenja gubitaka	73
4.3.	Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži	73
4.3.1.	Pokazatelji pouzdanosti	73
4.3.2.	Utvrđivanje i analiza SN izvoda s lošim pokazateljima pouzdanosti napajanja	75
5.	Planovi razvoja distribucijske mreže	77
5.1.	Proces planiranja i izrade planova razvoja	78
5.2.	Podloge za izradu planova razvoja	79
5.2.1.	Informatička podrška izradi planova	79
5.2.2.	Studije razvoja distribucijske mreže	80
5.2.3.	Unaprjeđenje procesa planiranja	81
6.	Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje	83
6.1.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV	88
6.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	91
6.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	91
6.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	92
6.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	93
6.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	94
6.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova	94
6.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova	95
6.2.5.	Planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže	95
6.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	97
6.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	97
6.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	99
6.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova	100
6.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova	101
6.3.5.	Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon	103
6.3.6.	Uvođenje napredne metodologije za ocjenu rizika na važnoj postojećoj imovini HEP ODS- a (AIM/CBRM)	106
6.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	108
6.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova	108
6.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	109
6.4.3.	Ulaganja u sanaciju naponskih prilika	111
6.4.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	112
6.5.	Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj	113
6.5.1.	Sustavi vođenja i automatizacija	113
6.5.2.	Mjerni uređaji i infrastruktura	116
6.5.3.	Nove tehnologije i tehnološki razvoj	122

6.5.4.	Ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže	124
6.6.	Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	125
6.6.1.	Osobna, teretna i radna vozila	125
6.6.2.	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	127
6.6.3.	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	130
6.6.4.	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	133
6.7.	Pilot projekt uvođenja naprednih mreža (sufinanciranje iz EU fondova)	135
6.8.	Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	139
6.9.	Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže	140
6.9.1.	Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a	140
6.9.2.	Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a	141
6.9.3.	Ostvarenje mjera iz četvrtog Nacionalnog energetskog plana energetske učinkovitosti	142
6.9.4.	Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.	143
6.9.5.	Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine	144
6.9.6.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci	147
7.	Financijsko planiranje	150
7.1.	Planska financijska izvješća	151
7.2.	Planirani izvori financiranja	153
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)	153
8.	Zaključak	154
9.	Literatura	157
10.	Prilozi	160
10.1.	Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže	162
10.2.	Pregled ulaganja u 110 kV objekte	166
10.2.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a	166
10.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio	171
10.3.	Ulaganja u 35(30) kV objekte	173
10.3.1.	Izgradnja novih TS 35/x kV	173
10.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	174
10.3.3.	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	175
10.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	176
10.4.	Pregled obilježja distribucijskih područja	177
1.	Elektra Zagreb	177
2.	Elektra Zabok	181
3.	Elektra Varaždin	183
4.	Elektra Čakovec	185

5.	Elektra Koprivnica	187
6.	Elektra Bjelovar	189
7.	Elektra Križ	191
8.	Elektroslavonija Osijek	193
9.	Elektra Vinkovci	197
10.	Elektra Slavonski Brod	199
11.	Elektroistra Pula	202
12.	Elektroprimorje Rijeka	206
13.	Elektrodalmacija Split	210
14.	Elektra Zadar	214
15.	Elektra Šibenik	217
16.	Elektrojug Dubrovnik	220
17.	Elektra Karlovac	223
18.	Elektra Sisak	226
19.	Elektrolika Gospić	229
20.	Elektra Virovitica	232
21.	Elektra Požega	234
10.5.	Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2021. – 2030.	236

POPIS TABLICA

Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci	34
Tablica 3.2 Stanje transformacije i broja polja u TS VN/SN i TS SN/SN HEP ODS-a.....	35
Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova.....	46
Tablica 3.4 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova	46
Tablica 3.5 Pregled duljine 35 kV kabelskih vodova prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	47
Tablica 3.6 Pregled 35 kV podzemskih kabelskih vodova prema vrsti izolacije	48
Tablica 3.7 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije.....	50
Tablica 3.8 Pregled TS SN/NN prema načinu izvedbe	50
Tablica 3.9 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV.....	50
Tablica 3.10 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru	51
Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama.....	52
Tablica 3.12 Pregled 10(20) kV vodova	53
Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV.....	54
Tablica 3.14 Struktura kabelskih vodova 10(20) kV po vrsti izolacije	55
Tablica 3.15 Pregled podzemskih kabelskih vodova 10 kV i 20 kV prema vrsti izolacije	56
Tablica 3.16 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka)	57
Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže	57
Tablica 3.18 Struktura niskonaponske kableske mreže prema izvedbi izolacije	59
Tablica 3.19 Struktura niskonaponskih priključaka	59
Tablica 3.20 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	61
Tablica 3.21 Broj priključenih izvora i priključna snaga u razdoblju od 2010. do kraja 2019. godine ...	62
Tablica 4.1 Prosječni godišnji porasti vršnog opterećenja distribucijskih područja u posljednjem desetogodišnjem razdoblju.....	66
Tablica 4.2 Prognoza porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja u planskom razdoblju (do 2030.).....	70
Tablica 5.1 Plan izrade studija razvoja distribucijske mreže	81
Tablica 6.1 Ulaganja u HEP ODS-a u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje.....	87
Tablica 6.2 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	90
Tablica 6.3 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju	91
Tablica 6.4 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	92
Tablica 6.5 Kategorije ulaganja u transformatorske stanice prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	93
Tablica 6.6 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	94

Tablica 6.7 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV	94
Tablica 6.8 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju	95
Tablica 6.9 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	95
Tablica 6.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	98
Tablica 6.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2021. – 2023., s naturalnim podacima	98
Tablica 6.12 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	99
Tablica 6.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2021. – 2023. s naturalnim podacima	100
Tablica 6.14 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	101
Tablica 6.15 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2021. – 2023. s naturalnim podacima	101
Tablica 6.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	102
Tablica 6.17 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2021. – 2023. s naturalnim podacima	102
Tablica 6.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	109
Tablica 6.19 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2021. – 2023. s naturalnim podacima	109
Tablica 6.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	110
Tablica 6.21 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2021. – 2023. s naturalnim podacima	110
Tablica 6.22 Preostala problematika sanacije naponskih prilika	111
Tablica 6.23 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju	112
Tablica 6.24 Pregled instaliranih SCADA sustava po upravljačkim centrima	113
Tablica 6.25 Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju	115
Tablica 6.26 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju	116
Tablica 6.27 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži	117
Tablica 6.28 Tehnički i kadrovski kapaciteti baždarnica HEP ODS-a prije i nakon planiranih ulaganja	121
Tablica 6.29 Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju	122
Tablica 6.30 Ulaganja u zamjenu brojila u razdoblju 2021. – 2023. s naturalnim podacima	122
Tablica 6.31. Plan potreba vozila	126
Tablica 6.32. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti	126
Tablica 6.33 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju	126
Tablica 6.34. Uredski, pogonski i skladišni prostori	127
Tablica 6.35. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine	128

Tablica 6.36 Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom u idućem desetogodišnjem razdoblju	130
Tablica 6.37 Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju	131
Tablica 6.38 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u idućem desetogodišnjem razdoblju	132
Tablica 6.39 Ulaganja u informatizaciju poslovnih procesa u idućem desetogodišnjem razdoblju	133
Tablica 6.40 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju	135
Tablica 6.41 Ulaganja u Pilot projekt uvođenja naprednih mreža (sufinanciranje iz EU fondova) u idućem desetogodišnjem razdoblju	138
Tablica 6.42 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2021. godini	139
Tablica 6.43 Okvirni nacionalni ciljevi energetske učinkovitosti	144
Tablica 6.44 Ciljevi INEK Plana 2021. – 2030. za 2030. godinu	145

POPIS SLIKA

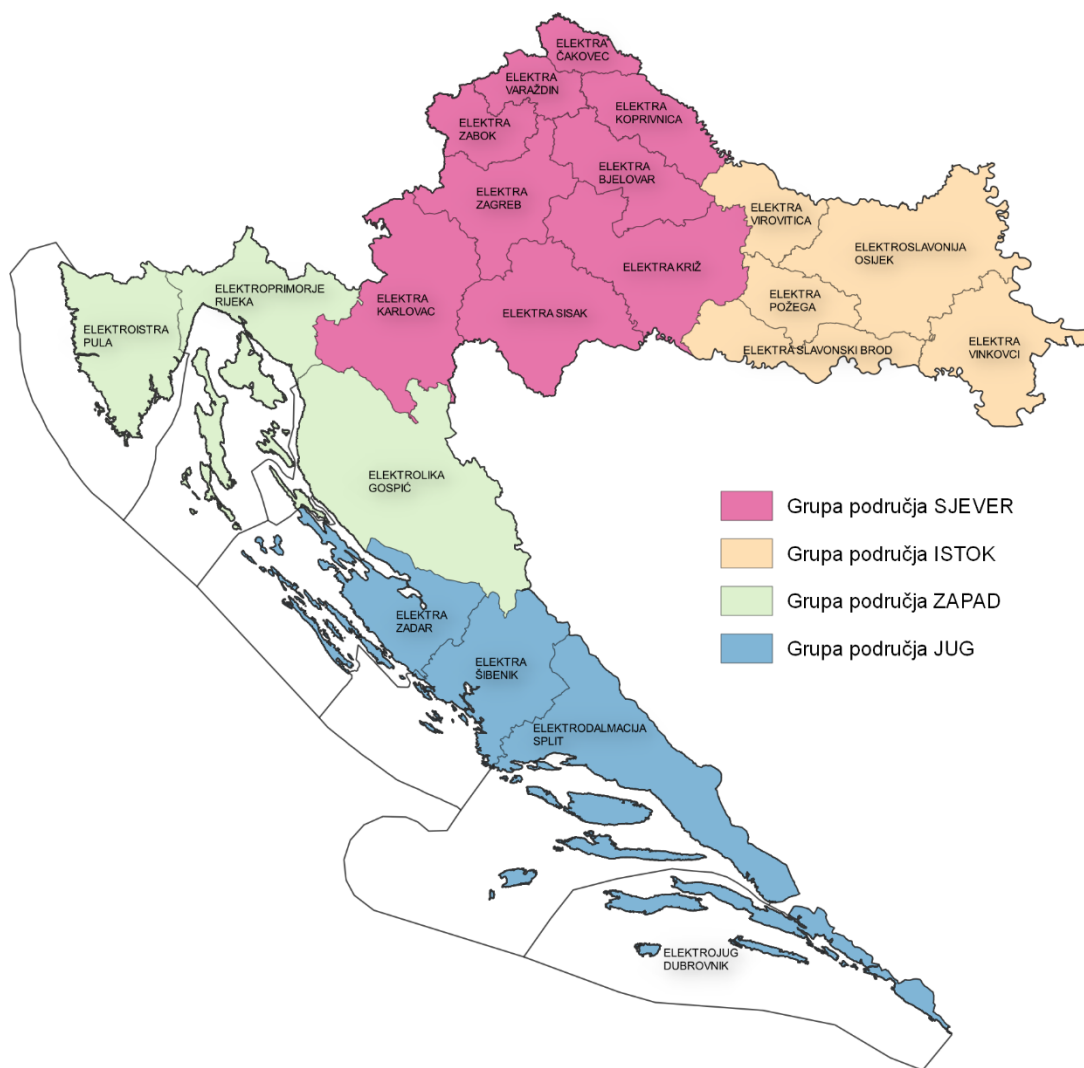
Slika 2.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva.....	21
Slika 2.2 Faze implementacije koncepta Napredne mreže	26
Slika 3.1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a.....	33
Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže	35
Slika 3.3 Raspodjela instaliranih snaga transformacija 110/x kV u TS 110/x kV	36
Slika 3.4 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu.....	37
Slika 3.5 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača	38
Slika 3.6 Raspodjela polja SN postrojenja TS 110 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon	39
Slika 3.7 Broj polja postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja	39
Slika 3.8 Broj transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi	40
Slika 3.9 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti.....	40
Slika 3.10 Raspodjela instaliranih snaga transformacija 35(30)/x kV u TS 35(30)/x kV i TS 110/x kV ..	41
Slika 3.11 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu	42
Slika 3.12 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača	42
Slika 3.13 Raspodjela polja SN postrojenja TS 35 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon	43
Slika 3.14 Broj polja SN postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja	44
Slika 3.15 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi	44
Slika 3.16 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema starosti	45
Slika 3.17 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima i materijalu vodiča	47
Slika 3.18 Udjeli duljine 35 kV kablskih vodova prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	48
Slika 3.19 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi	49
Slika 3.20 Prikaz 35 kV podmorskih kabela prema starosti i vrsti izolacije	49
Slika 3.21 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV	52
Slika 3.22 Raspodjela transformatora SN/NN po starosti	53
Slika 3.23 Pregled udjela nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema presjeku vodiča i vrsti stupova	54
Slika 3.24 Duljine kablskih vodova 10 kV i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)	56
Slika 3.25 Prikaz udjela podmorskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije	57
Slika 3.26 Pregled niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi i presjeku vodiča te vrsti nosivog elementa	58
Slika 3.27 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa	59
Slika 3.28 Priključna snaga elektrana priključenih na distribucijsku mrežu	61
Slika 3.29 Priključna snaga i broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima	62

Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2010. – 2019.	65
Slika 4.2 Omjer zimskog i ljetnog vršnog opterećenja u 2014. i 2019. godini	67
Slika 4.3 Primjer raspodjele opterećenja transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV Elektre Vinkovci po tipovima porasta opterećenja	69
Slika 4.4 Gubici električne energije u razdoblju 2010. – 2019.	71
Slika 4.5 Prosječan broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2010. – 2019.	74
Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2010. – 2019.	75
Slika 4.7 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2010. – 2019.	75
Slika 5.1 Proces planiranja razvoja i investicija	78
Slika 5.2 Informatička podrška procesu planiranja	79
Slika 6.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2021.-2023. i 2024.-2030. po vrstama ulaganja	85
Slika 6.2 Promjena rizika tijekom 25-godišnjeg razdoblja na razini dionica	96
Slika 6.3 Diskontirani amortizirani troškovi i ukupni rizici na razini dionice	97
Slika 6.4 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)	99
Slika 6.5 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)	100
Slika 6.6 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)	101
Slika 6.7 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)	102
Slika 6.8 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima	104
Slika 6.9 Ključni koraci metodologija AIM/CBRM	107
Slika 6.10 AIM/CBRM Metodologija – Struktura modela	108
Slika 6.11 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)	109
Slika 6.12 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)	110
Slika 6.13 Udio kategorija obračunskih mjernih mjesta	117
Slika 6.14 Raspodjela broja nekretnina prema starosti	127
Slika 6.15 Logotip Pilot projekta uvođenja naprednih mreža	135

IZVRŠNI SAŽETAK

Osnovne značajke

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



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

Tablica 1 u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u (stanje na dan 31. 12. 2019.).

Tablica 1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	6.754
Duljina distribucijske mreže	140.065 km
Broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	26.565
Instalirana snaga transformacije	22.965 MVA
Broj obračunskih mjernih mjesta	2.465.680
Broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	2.097
Instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	394 MW
Potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2019. godini	16.699 GWh
Gubici u 2019. godini	7,64 %

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

- 110 kV i više 142 TS
- 35 kV i 30 kV 301 TS
- 20 kV 6.877 TS
- 10 kV 19.247 TS.

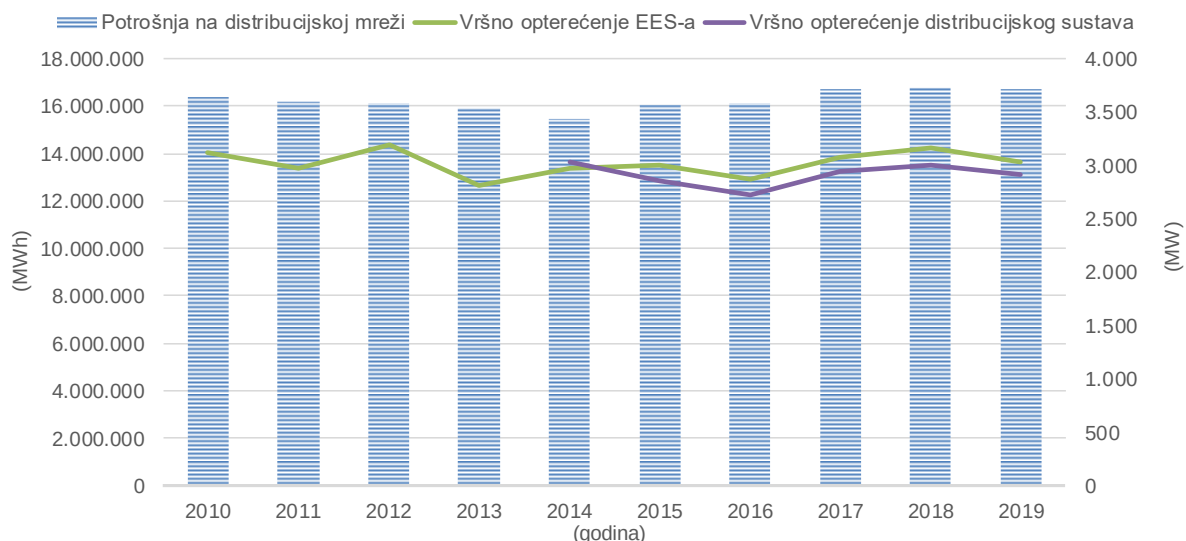
Duljina distribucijske mreže HEP ODS-a po naponskim razinama iznosi:

- 35 kV i 30 kV 4.519 km
- 20 kV 10.457 km
- 10 kV 27.168 km
- 0,4 kV (bez 0,4 kV priključaka) 62.083 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 (2010. – 2019.) te kretanje vršnog opterećenja distribucijskog sustava u drugoj polovini istog razdoblja.

Smanjenje potrošnje uzrokovano gospodarskom krizom nastupilo je u 2009. godini, pa su se u razdoblju koje je slijedilo stabilizirale oscilacije potrošnje električne energije i vršnog opterećenja EES-a. Od 2015. godine započeo je vrlo slab, no stabilan porast potrošnje električne energije. U 2019. godini zamijećen je vrlo mali pad potrošnje u odnosu na prethodnu, 2018. godinu.



Slika 2 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2010. – 2019.

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 2030. godine) izrađene su prognoze porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja HEP ODS-a, na osnovi 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 2030.)

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

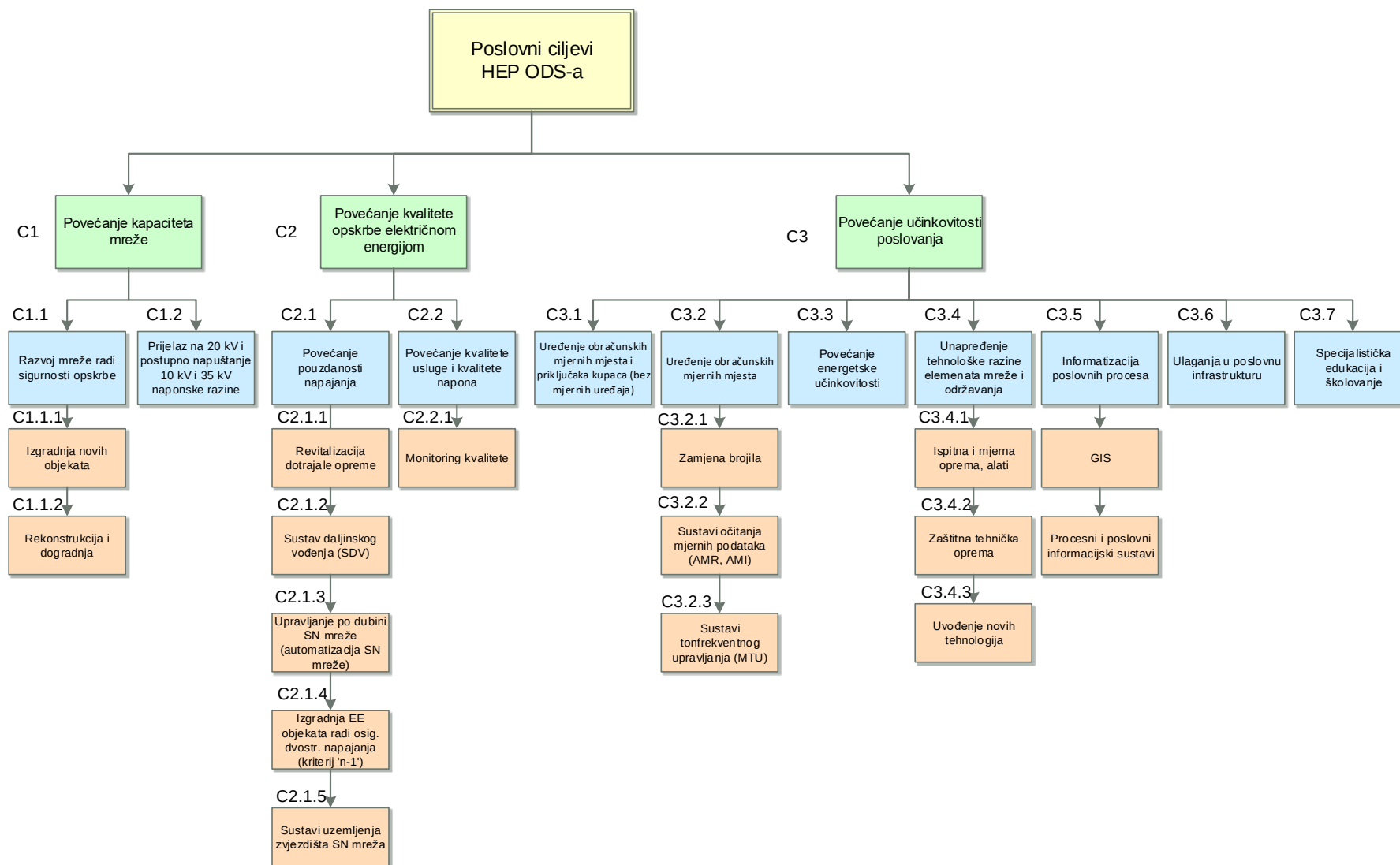
Poslovni ciljevi HEP ODS-a

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 tako nije moguće jednoznačno pridijeliti ulaganja ostvarenju pojedinog poslovnog cilja.

U idućim godinama može se očekivati jačanje značaja upravljanja imovinom, povećanja učinkovitosti poslovanja operativnim upravljanjem procesima, značajnije digitalizacije poslovanja te intenzivniji razvoj postojećih i novih usluga povezan s 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 3 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

Planirana ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2021. – 2030. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

Ovaj Desetogodišnji plan (2021. – 2030.) razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja te podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Pri tome su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju 2021. – 2030. godine prikazana su Tablicom 3.

U razdoblju 2021. – 2030. planirana su ulaganja na razini 8.019.571.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

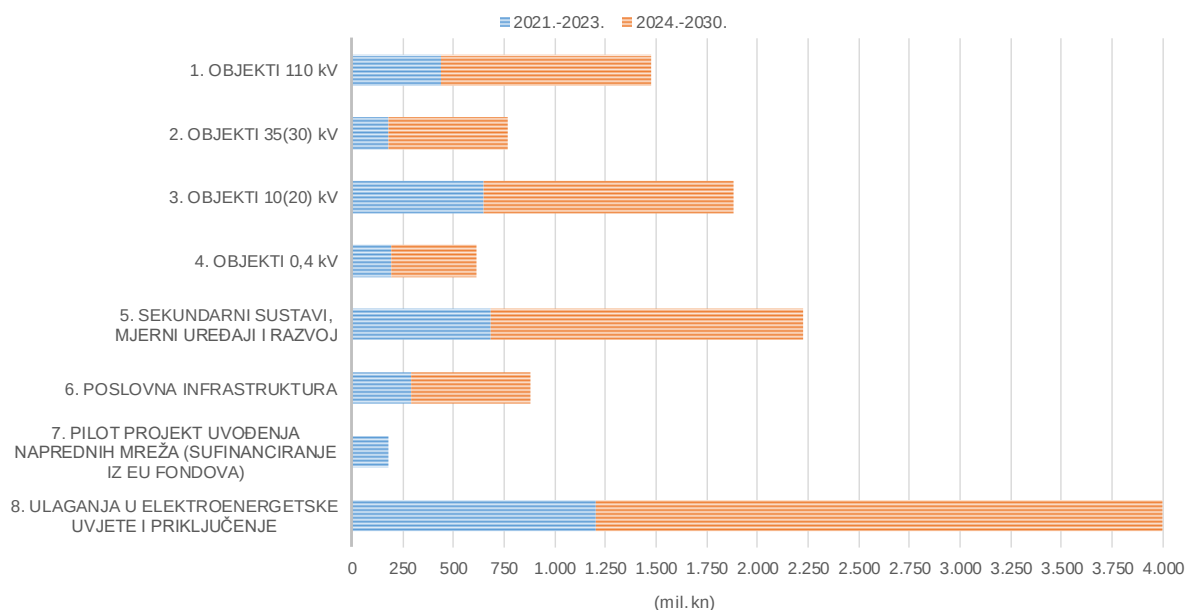
- 2021. – 2023. godina 2.606.321.000 kn, prosječno 868,8 mil. kn godišnje
- 2024. – 2030. godina 5.413.250.000 kn, prosječno 773,3 mil. kn godišnje.

Planirana desetogodišnja ulaganja strukturirana su na sljedeći način:

- | | |
|---|------|
| – ulaganja u energetske objekte | 59 % |
| - 110 kV i 35 kV objekti | 28 % |
| - 10 kV i 20 kV objekti | 23 % |
| - 0,4 kV objekti | 8 % |
| – ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj | 28 % |
| – ulaganja u poslovnu infrastrukturu | 11 % |
| – Pilot projekt uvođenja naprednih mreža (sufinanciranje iz EU fondova) | 2 %. |

U prvom dijelu promatranog desetogodišnjeg razdoblja ističu se ulaganja u daljnji razvoj koncepta napredne mreže kroz Pilot projekt uvođenja naprednih mreža, sufinanciran sredstvima EU fondova. Ugovor o sufinanciranju potpisan je u srpnju 2018. godine, a provedba projekta planira se od 2018. do 2023. godine. U vrijeme završetka izrade ovog Plana završavaju se postupci javne nabave opreme te se pripremaju prve isporuke opreme, energetske učinkovite transformatora. U okviru Projekta, sljedeća (2021.) godina bit će godina najintenzivnijih ulaganja i zahvata u distribucijskoj mreži HEP ODS-a.

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. Godina koja prethodi razmatranom planskom razdoblju (2020.) obilježena je pandemijom bolesti COVID-19. To će uvelike utjecati i na gospodarske aktivnosti i kretanja BDP-a na globalnoj razini u 2021. godini i kasnije, te posljedično tome, i na zahtjeve za priključenje. Prilikom izrade ovog Plana zadržana je razina ulaganja od 400 mil. kn godišnje, a u slučaju eventualnih potreba, plan će se usklađivati tijekom planskog razdoblja.



Slika 4 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2021.-2023. i 2024.-2030. 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 prihvrat distribuirane proizvodnje
- smanjenje gubitaka
- smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN.

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

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. -2023.	Ulaganje 2024. - 2030.	Ulaganja u 10G 2021. - 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		114.291.000	158.234.000	163.687.000	436.212.000	1.037.225.000	1.473.437.000
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	49.400.000	70.250.000	90.400.000	210.050.000	470.500.000	680.550.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	64.891.000	87.984.000	73.287.000	226.162.000	566.725.000	792.887.000
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		62.777.000	59.680.000	59.586.000	182.043.000	585.921.000	767.964.000
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	7.500.000	6.500.000	2.500.000	16.500.000	21.500.000	38.000.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	31.761.000	29.623.000	27.432.000	88.816.000	247.328.000	336.144.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	9.882.000	2.000.000	4.221.000	16.103.000	44.970.000	61.073.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	13.634.000	21.557.000	25.433.000	60.624.000	272.123.000	332.747.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		184.658.000	244.120.000	216.396.000	645.174.000	1.233.627.000	1.878.801.000
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	11.463.000	15.187.000	19.194.000	45.844.000	127.010.000	172.854.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	58.141.000	72.668.000	65.400.000	196.209.000	407.307.000	603.516.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	44.299.000	70.230.000	67.321.000	181.850.000	343.062.000	524.912.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	70.755.000	86.035.000	64.481.000	221.271.000	356.248.000	577.519.000
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		65.724.000	63.616.000	65.931.000	195.271.000	416.227.000	611.498.000
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	13.294.000	11.741.000	13.833.000	38.868.000	86.571.000	125.439.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	34.281.000	28.942.000	29.923.000	93.146.000	170.473.000	263.619.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	18.149.000	22.933.000	22.175.000	63.257.000	159.183.000	222.440.000
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		224.500.000	235.000.000	221.000.000	680.500.000	1.547.000.000	2.227.500.000
	Sustavi vođenja i automatizacija	13.500.000	14.000.000	14.000.000	41.500.000	98.000.000	139.500.000
	Mjerni uređaji i infrastruktura	209.000.000	219.000.000	205.000.000	633.000.000	1.435.000.000	2.068.000.000
	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		82.800.000	112.250.000	94.450.000	289.500.000	593.250.000	882.750.000
	Osobna, teretna i radna vozila	27.500.000	47.000.000	38.000.000	112.500.000	260.000.000	372.500.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	30.800.000	41.000.000	37.200.000	109.000.000	203.000.000	312.000.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	15.500.000	13.750.000	13.750.000	43.000.000	96.250.000	139.250.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	9.000.000	10.500.000	5.500.000	25.000.000	34.000.000	59.000.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		734.750.000	872.900.000	821.050.000	2.428.700.000	5.413.250.000	7.841.950.000
7. PILOT PROJEKT UVOĐENJA NAPREDNIH MREŽA (SUFINANCIRANJE IZ EU FONDOVA)		112.000.000	63.647.000	1.974.000	177.621.000	0	177.621.000
	Napredna mjerna infrastruktura	26.942.000	27.784.000	0	54.726.000	0	54.726.000
	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	20.930.000	0	0	20.930.000	0	20.930.000
	Automatizacija distribucijske mreže	64.128.000	35.863.000	1.974.000	101.965.000	0	101.965.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		846.750.000	936.547.000	823.024.000	2.606.321.000	5.413.250.000	8.019.571.000
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	2.179.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	21.010.000	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	171.417.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	205.394.000					
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		1.246.750.000	1.336.547.000	1.223.024.000	3.806.321.000	8.213.250.000	12.019.571.000

Zaključno

Desetogodišnji (2020 – 2029.) 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

moгу 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 ishodišne 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) [1,2,3] jasno je određena odgovornost i dužnost operatora distribucijskog sustava u dijelu planiranja razvoja distribucijske mreže:

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

Ključne odrednice za izradu višegodišnjih planova razvoja su Strategija energetskog razvoja [4] i Mrežna pravila [5]:

- Prema članku 5. Zakona o energiji [6], temeljni akt za utvrđivanje energetske politike i planiranja energetskog razvitka je Strategija energetskog razvitka. Hrvatski sabor je 28. veljače 2020. godine donio Strategiju energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [3] u kojoj je predviđeno nekoliko mogućih scenarija razvoja elektroenergetskog sektora.
- Mrežna pravila [5] distribucijskog sustava ključan su tehnički propis s gledišta pogona, vođenja, planiranja i korištenja distribucijske mreže.

Od stupanja na snagu Zakona o tržištu električne energije [1], HEP ODS redovito izrađuje i Hrvatskoj energetske regulatornoj agenciji dostavlja višegodišnje planske dokumente.

Na temelju članka 40. točke 17. ZoTEE [1,2,3] HERA je 9. lipnja 2020. godine HEP ODS-u dala prethodnu suglasnost na prijedlog Desetogodišnjeg (2020. – 2029.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [7]. Nakon ishodišne prethodne suglasnosti, HEP ODS 19. lipnja 2020. službeno donosi i objavljuje Desetogodišnji (2020. – 2029.) plan.

Ovaj Desetogodišnji (2021. – 2030.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja [8-33], podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Pri tome su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Ovim Desetogodišnjim (2021. – 2030.) 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.

U prilogima su detaljnije prikazani:

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



2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja

2.1. Poslovni ciljevi	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. Strategija energetskeg razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu	26
2.2.6. Implementacija energetskeg propisa EU u zakonodavni okvir RH	27
2.2.7. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje	30
2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	30

2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja

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

- energetske zakone (Zakon o energiji (NN 120/12, 14/14, 102/15, 68/18), Zakon o regulaciji energetskih djelatnosti (NN 120/12, 68/18), Zakon o tržištu električne energije (NN 22/13, 102/15, 68/18, 52/19), Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (NN 100/15, 111/18) i Zakon o energetske učinkovitosti (NN 127/14, 116/18, 25/20))
- ostalim pravilnicima i metodologijama (Mrežna pravila distribucijskog sustava (NN 74/18, 52/20), Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN 104/20), 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, 104/20), Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/15)) te Strategijom energetske razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu (NN 25/20).

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, značajnije digitalizacije poslovanja 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

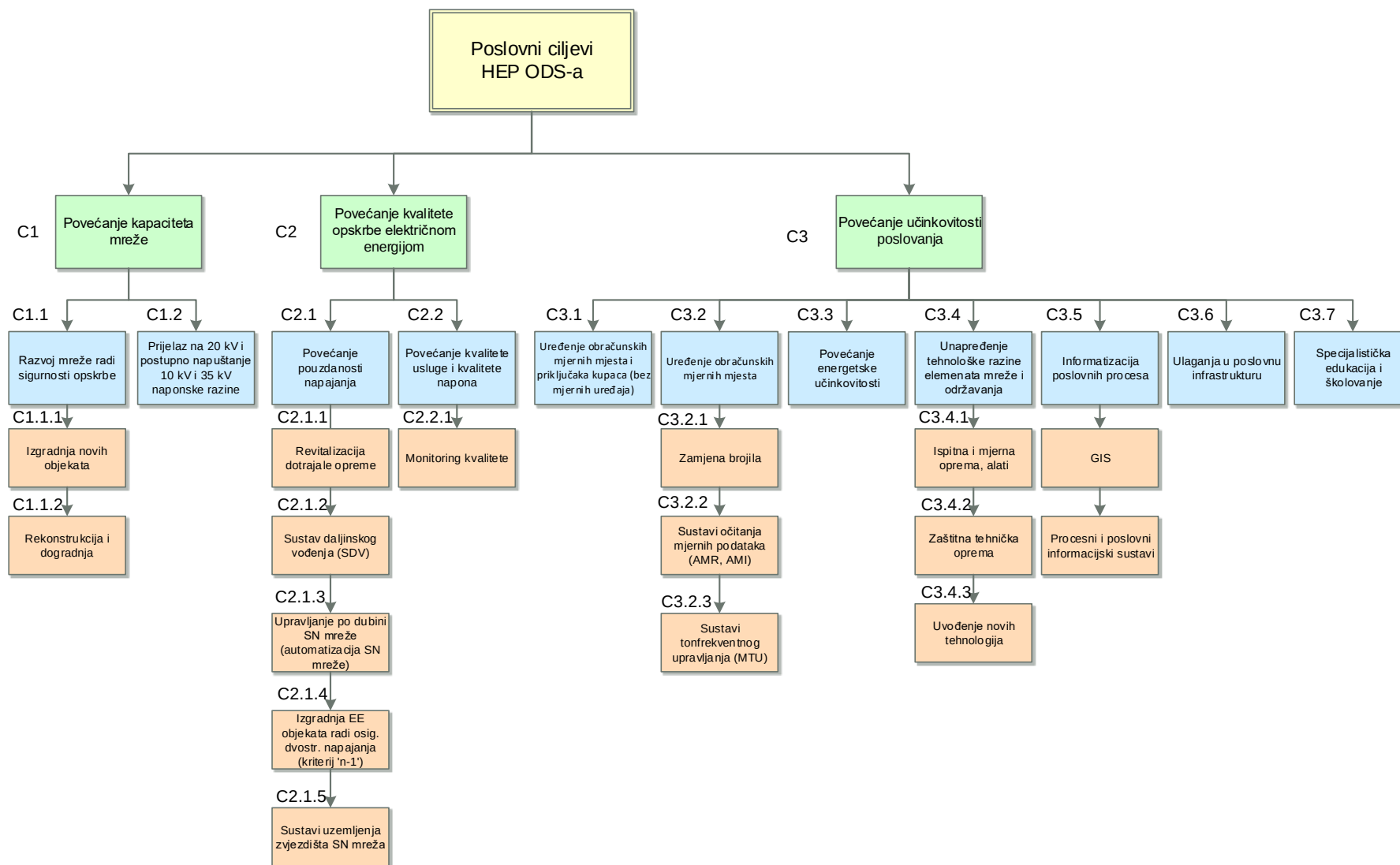
Povećanje kapaciteta mreže planira se radi zadovoljenja porasta opterećenja i potrošnje. Prilikom ulaganja u povećanje kapaciteta treba uvažavati kriterije planiranja razvoja mreže te tehničke, ekonomske i regulatorne zahtjeve.

- Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom

U skladu s [1,2,3], 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 šestogodišnje recesije, u 2015. godini započinje razdoblje gospodarskog oporavka popraćeno porastom BDP-a, da bi rast BDP-a u 2019. godini iznosio 2,9 %.

Vladinim Smjernicama ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2020. – 2022. [34] projiciran je rast bruto domaćeg proizvoda od 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.

Globalna zdravstvena kriza prouzročena pandemijom bolesti COVID-19 utjecala je na gospodarstvo većine zemalja, pa tako i na Republiku Hrvatsku. Države su morale poduzeti niz mjera ograničavanja kretanja ljudi i provođenja gospodarskih aktivnosti radi ublažavanja širenja pandemije, što je neminovno dovelo do pada ekonomskih aktivnosti.

Podaci pokazuju da je pandemija u velikoj mjeri utjecala na usporavanje hrvatskoga gospodarstva od sredine ožujka 2020. godine. Prema prvoj procjeni, tromjesečni BDP u drugom tromjesečju 2020. realno je manji za 15,1 % u odnosu na drugo tromjesečje 2019. godine. Procjenjuje se da će pad BDP-a na razini čitave 2020. godine ipak biti blaži od pada u drugom tromjesečju, no intenzitet oporavka gospodarskih aktivnosti u idućem razdoblju je neizvjestan, pa se mogu očekivati i značajnija odstupanja od službenih projekcija.

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 [35], od 1. listopada 2020. godine definiraju obvezu operatoru distribucijskog sustava da o svom trošku opremi:

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

Također, operator distribucijskog sustava dužan je kod nabave novih brojila, za opremanje OMM krajnjeg kupca s priključnom snagom do uključivo 22 kW, nabavljati samo napredna brojila [35].

Drugi skup obaveza, u vezi s uvođenjem naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje, definiran je Zakonom o energiji [6]:

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

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

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

- U razdoblju od ukupno 15 godina treba opremiti vrlo velik broj OMM brojilima s daljinskim očitavanjem, što je veliki financijski i organizacijski izazov za ODS.
- Potrebe za redovnom zamjenom brojila nisu linearne, pa radi učinkovitosti (izbjegavanja dvostruke zamjene brojila na određenim OMM u kratkom vremenskom razdoblju) treba koordinirati aktivnosti redovne zamjene s uvođenjem daljinskog očitavanja.
- Minimalni set funkcionalnosti naprednog mjernog sustava prema Preporuci Europske komisije 2012/148/EU ne odstupa značajno od uobičajenih funkcionalnosti brojila s daljinskim očitavanjem pa zbog toga treba koordinirati opremanje OMM brojilima s daljinskim očitavanjem (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 [36] 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 (dalje u tekstu: 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 postojeće opterećenje 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 iz tih razloga, za svaku značajniju elektranu koja se planira priključiti na distribucijsku mrežu, izrađuje se 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 sustava te 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.“

Na razini Europske unije od 2009. godine djeluje „Smart grids task force“ kao tijelo za potporu u području razvoja i izgradnje naprednih elektroenergetskih mreža. Rad je organiziran u pet stručnih skupina koje ujedno odražavaju i ključna područja interesa na području naprednih elektrodistribucijskih mreža:

1. standardi u području naprednih mreža
2. regulativne preporuke za zaštitu privatnosti podataka u području naprednih mreža
3. regulativne preporuke za područje izgradnje naprednih mreža
4. izgradnja infrastrukture naprednih mreža
5. primjena smjernica naprednih mreža u industriji

Procjene izrađene na razini EU, razvojne studije i iskustva elektroenergetskih tvrtki i industrije pokazali su da uvođenje naprednih tehničkih rješenja može povećati investicijske troškove i troškove održavanja elektroenergetskih mreža. Stoga, stvaranje naprednih mreža nije samo znanstveni i tehnički izazov, već ekonomsko, odnosno regulativno pitanje pa u konačnici i pitanje razvoja društva na široj razini.

U okviru 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.

U skladu s navedenim, za HEP ODS je planiranje uvođenja tehničkih rješenja prema konceptu Napredne mreže s jedne strane uvjetovano razinom do koje su preporuke Europske komisije uvrštene u zakonodavni okvir Republike Hrvatske, a s druge strane optimiranjem omjera troškova i koristi za sadašnje i buduće korisnike mreže. Praćenjem potreba korisnika mreže, HEP ODS se prilagođava trendovima i izazovima razvoja među kojima su za razvojne planove najznačajniji:

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



Slika 2.2 Faze implementacije koncepta Napredne mreže

Tijekom višegodišnje 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. Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu

Na temelju Zakona o energiji [6], Sabor Republike Hrvatske je početkom 2020. godine donio Strategiju energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. [4].

Strategija predstavlja širok spektar inicijativa energetske politike kojima će se ojačati sigurnost opskrbe energijom, postupno smanjiti gubici energije i povećavati energetska učinkovitost, smanjivati ovisnost o fosilnim gorivima, povećati domaća proizvodnja i korištenje obnovljivih izvora energije. Donošenju Strategije prethodila je javna rasprava, s analizom i obrazloženjem mogućih scenarija energetskog razvoja do 2030., provedena tijekom 2019. godine.

Među glavnim odrednicama razvoja energetskog sektora do 2030. godine, Strategija navodi kako će se operator distribucijskog sustava, radi pružanja sigurnosti opskrbe i nepristranog oslonca tržištu

električne energije, iz tradicionalne uloge operatora „pasivne“ mreže razviti u operatora koji aktivno koristi usluge fleksibilnosti proizvodnje, potrošnje i skladištenja električne energije te nabave pomoćnih usluga od korisnika mreže priključenih na distribucijski sustav. U distribucijskom sustavu uvest će se sustav naprednog mjerenja, mreža će se modernizirati i automatizirati te će se unaprijediti informacijsko-komunikacijski sustavi, što će korisnicima distribucijske mreže omogućiti sudjelovanje na tržištu električne energije (izravno ili posredstvom agregatora). Mreža će se prilagoditi za daljnje povećanje broja distribuiranih izvora energije, kupaca s vlastitom proizvodnjom i električnih vozila.

Vlada RH je krajem 2019. godine donijela Integrirani nacionalni energetske i klimatski plan za RH, kao provedbeni dokument Strategije energetskog razvoja, u kojima su smjernice detaljnije razrađene kroz mjere postizanja energetskih i klimatoloških ciljeva RH.

Trendovi razvoja elektrodistribucijske mreže, opisani u Strategiji i provedbenom planu, već dulje vrijeme su prepoznati, usvojeni i već niz godina uključeni u planiranje razvoja elektrodistribucijske mreže.

2.2.6. 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 uredbi. Poseban naglasak stavljen je na nacionalna regulativna 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 uredbi, kojima se detaljnije uređuju, između ostalog, 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). Dokumenti su formalno usvojeni sredinom 2019. i predstavljanju novelirani zakonodavni okvir usmjeren prema ostvarenju temeljnih ciljeva:

- povećanje energetske učinkovitosti
- povećanje udjela električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora
- smanjenje emisije stakleničkih plinova
- razvoj i zapošljavanje kroz postizanje globalnog vodstva u području proizvodnje i primjene energije iz obnovljivih izvora
- razvoj tržišta električne energije prema većem broju korisnika
- osnaživanje uloge korisnika mreže na tržištu električne energije.

Ciljevi energetske politike EU na području električne energije često se predstavljaju kao „4D“:

- Demokratizacija tržišta električne energije – stvaranje preduvjeta za sudjelovanje većeg broja korisnika mreže i specijaliziranih tvrtki na tržištu električne energije
- Digitalizacija poslovanja – upravljanje velikim količinama podataka s ciljem učinkovitijeg pogona mreže, rada otvorenog tržišta električne energije i primjene naprednih poslovnih modela na srednjonaponskim razinama
- Distribuirani izvori električne energije – izgradnja izvora, postrojenja i poslovnih modela koji će omogućiti integraciju većeg broja novih izvora električne energije
- Dekarbonizacija – smanjenje emisija CO₂ kroz primjenu čistih tehnologija i povećanje energetske učinkovitosti u zgradarstvu i transportu.

Zemlje članice obavezne su unutar dvije godine uskladiti lokalni zakonodavni okvir s paketom direktiva i uredbi. U nastavku su navedene direktive za koje se procjenjuje da će imati značajni utjecaj na buduće poslovne planove HEP ODS-a.

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 [36]. 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 vlasništvu 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:

- Regulativnim okvirima osigurava se 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 regulativnom tijelu 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, energetske 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 važnim korisnicima sustava i važnim operatorima prijenosnih sustava, objavljuju rezultate procesa savjetovanja zajedno s planom razvoja mreže i dostavljaju ih regulativnom tijelu. Regulativno 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 regulativno 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 ne koriste se za kupovinu ili prodaju električne energije na tržištima električne energije.
- Regulativno 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. godine.

Direktiva o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora

Direktivom o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora [37] je utvrđen okvir mjera kojima se planira ubrzati prijelaz EU na čiste izvore energije (vjetar, sunce, voda, plima i oseka, geotermalna energija, biomasa i biogoriva). Na temelju postignuća u razvoju tehnologija u području obnovljivih izvora energije, EU je revidirala ciljeve za 2030. s 20 % (2009.) i 27 % (2016.) i postavila novi cilj od 32 % udjela energije proizvedene u obnovljivim izvorima energije u ukupnoj potrošnji energije EU. Procjenjuje se da će na poslovanje HEP ODS-a najveći utjecaj imati mjere za područje kućanstava i električnih vozila. U području kućanstava mjere će podržavati i poticati lokalnu proizvodnju električne energije iz fotonaponskih krovnih sustava. U području prometa, među najznačajnijim ciljevima koji se planiraju postići ovom direktivom je postizanje 14 % udjela energije proizvedene iz obnovljivih izvora u ukupnoj potrošnji goriva u prometu, pri čemu se procjenjuje da će veliki dio tih 14 % činiti promet električnih vozila.

Direktiva o energetskej učinkovitosti

Direktivom o energetskej učinkovitosti [38] je utvrđen okvir mjera kojima se planira ostvariti koristi za okoliš, smanjiti emisiju stakleničkih plinova, poboljšati energetske sigurnost, sniziti troškove energije u kućanstvima i poduzećima i ublažiti energetske siromaštvo. Posredno, primjenom mjera, EU bi se približila ispunjenju krovnih ciljeva energetske politike te ostvarila tehnološki razvoj i povećanje broja radnih mjesta. Krovni ciljevi energetske politike EU do 2030. godine:

- smanjenje emisije stakleničkih plinova za najmanje 40 % razine emisije 1990. godine
- ostvarenje razine od 32 % energije iz obnovljivih izvora u ukupno potrošenoj energiji
- povećanje energetske učinkovitosti od 32,5 % u odnosu na projekcije za 2030. izrađene 2007. godine

- međusobno povezivanje najmanje 15 % elektroenergetskih sustava EU.

2.2.7. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje

Zakonom o tržištu električne energije [1,2,3] određena je, između ostalog, odgovornost HEP ODS-a za održavanje i izgradnju distribucijske mreže te izgradnju priključaka korisnika distribucijske mreže i stvaranja tehničkih uvjeta za priključenje korisnika prema uvjetima propisanim paketom energetske propisa.

Izgradnja 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, 98/19)
- Zakon o gradnji (NN 153/13, 20/17, 39/19, 125/19)
- Zakon o poslovima i djelatnostima prostornog uređenja i gradnje (NN 78/15, 118/18, 110/19)
- Zakon o komori arhitekata i komorama inženjera u graditeljstvu i prostornom uređenju (NN 78/15, 118/18, 110/19)
- Zakon o obavljanju geodetske djelatnosti (NN 25/18).

Značajan dio aktivnosti HEP ODS odnosi se na stvaranje preduvjeta za priključenje i priključenje korisnika mreže u području uređenom Pravilnik o jednostavnim i drugim građevinama i radovima (NN 112/17, NN 34/18, NN 36/19, 98/19, 31/20).

Iz kompleta zakona iz područja prostornog uređenja i gradnje proizlaze obaveze povezane s projektom 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.

2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje

Primarna svrha desetogodišnjeg 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 2021. do 31. prosinca 2030. godine. Detaljna razrada planiranih ulaganja dana je za početno trogodišnje razdoblje (1. siječnja 2021. do 31. prosinca 2023.). 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
- pojačane gospodarske aktivnosti na određenom području

moгу dovesti do pojave novih značajnih ulaganja, odnosno 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	33
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže	34
3.2.1. Pojne točke 110 kV	36
3.2.2. Pojne točke 35 kV	40
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona	45
3.2.4. Vodovi 35 kV	46
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	50
3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV	53
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci	57
3.2.8. Distribuirani izvori	60

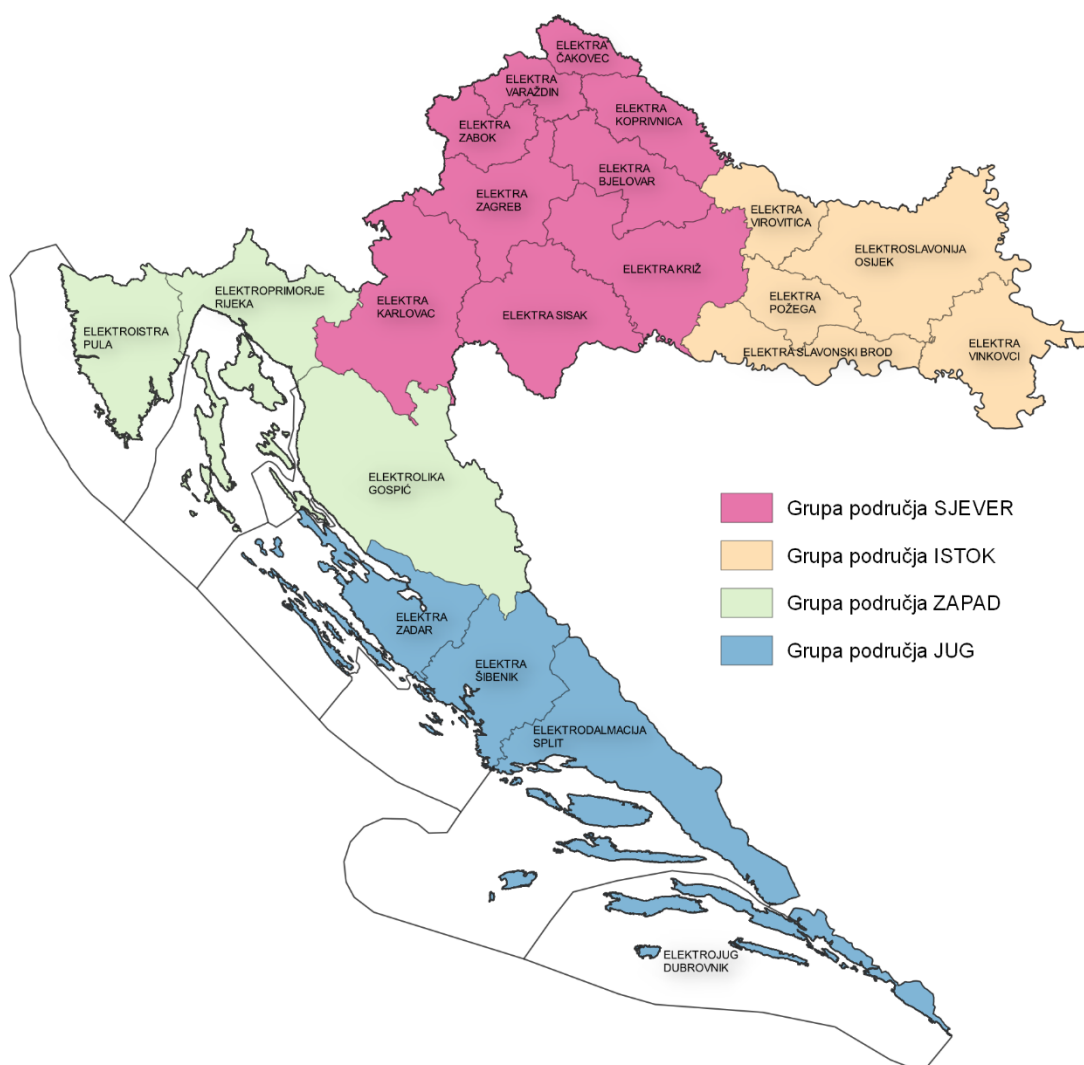
3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže

3.1. Opći i karakteristični podaci

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

- 56.594 km² površine
- 4.284.889 stanovnika (prema popisu iz 2011. godine)
- 555 jedinica lokalne samouprave ustrojenih u 20 županija, 127 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 2019. godinu (stanje na dan 31. 12. 2019. godine).

Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	6.754
Duljina distribucijske mreže	140.065 km
Broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	26.565
Instalirana snaga transformacije	22.965 MVA
Broj obračunskih mjernih mjesta	2.465.680
Broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	2.097
Instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	394 MW
Potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2019. godini	16.699 GWh
Gubici u 2019. godini	7,64 %

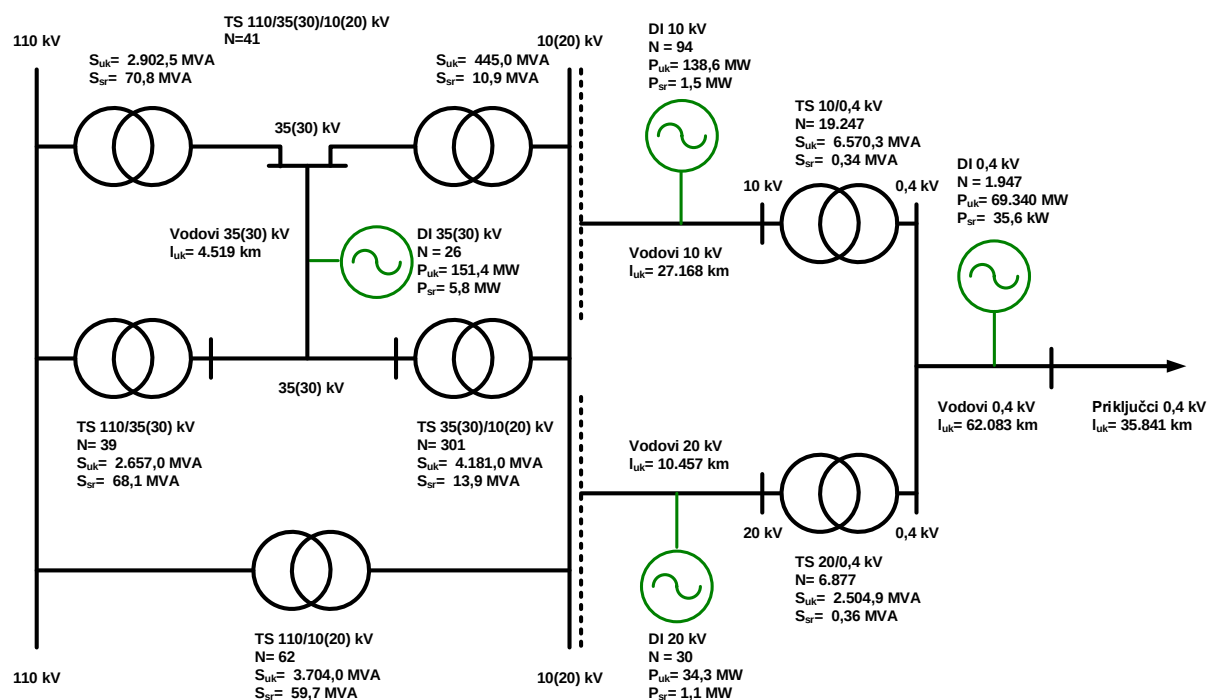
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže

Temeljne značajke distribucijske mreže HEP ODS-a odnose se na stanje 31.12.2019. godine. Podaci su utvrđeni na temelju ažuriranja i unosa podataka u aplikaciju HEP ODS – Planiranje razvoja tijekom prve polovine 2020. 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 energetske podaci i grafički prikazi 110 kV i 35 kV mreže svih distribucijskih područja dani su u Prilogu 10.4.

Slika 3.2 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 2020. g.) detaljnije analizirani i verificirani, radi čega mogu u manjoj mjeri odstupati od podataka ranije iskazanih u drugim izvorima.



Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapiulacijski shematski prikaz distribucijske mreže

Uz tablice i slike u nastavku ističe se komentar s obzirom na Desetogodišnji (2015. – 2024.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a) 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
1	2	3	4
TS 110/35(30) kV	39	2.657	516
TS 110/35(30)/10(20) kV	41	3.348	1.243
TS 110/10(20) kV	62	3.704	1.967
TS 35(30)/10(20) kV	301	4.181	5.992
Ukupno	443	13.890	9.718

Temeljni prirodni 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 postojeće 301 transformatorske stanice 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 [39]).

3.2.1. Pojne točke 110 kV

Ukupno 142 pojne točke 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.

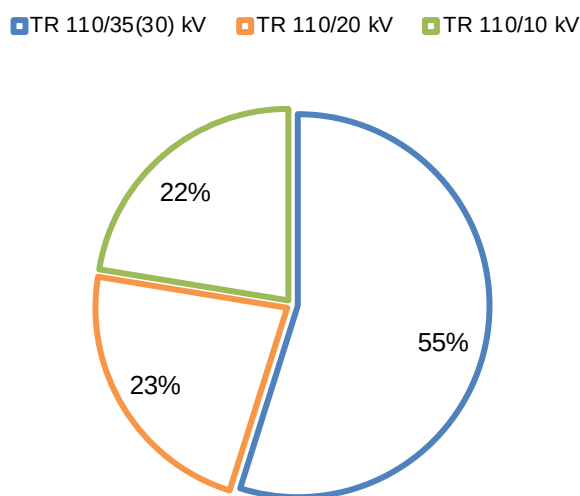
3.2.1.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 110 kV

Izgradnja i razvoj pojmih 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. Također, povećava se udio projekata rekonstrukcije pojmih točaka 110/x u kojima se jedan transformator 110/35 kV mijenja transformatorom 110/10(20) kV.

Pojne točke 110 kV zajednički su 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 (2010. – 2019.) izgrađeno je i pušteno u pogon 12 novih transformatorskih stanica 110/10(20) kV, pri čemu je u kontekstu dosljednog i odgovornog planiranja važno naglasiti da su četiri 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 tri TS 110/10(20) kV izgrađene za potrebe napajanja autoceste na dionici Split – Ploče (TS 110/10(20) kV Zagvozdo, Vrgorac i Ploče). Tijekom 2019. dovršena je nova TS 110/10(20) kV Medulin.

3.2.1.2. Pokazatelji transformacije

U pojnim točkama 110 kV ugrađeno je nešto više od 9.200 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. [40], vidljiv je porast snage izravne transformacije s 40 % na oko 45 % udjela u transformaciji VN/SN.

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

- 72 % za TS instalirane snage transformacije do uključivo 40 MVA
- 83 % za TS instalirane snage od 40 MVA do uključivo 80 MVA
- visokih 97 % za TS instalirane snage više od 80 MVA.

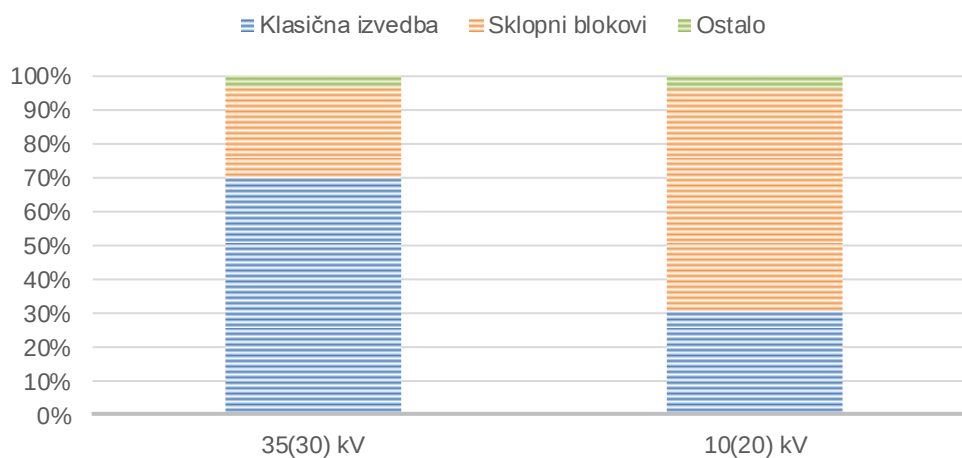
Navedeno je pokazatelj strategije izgradnje novih stanica za nazivne snage transformatora do 2x40 MVA. Time se ostvaruje određena zalihost kapaciteta, prvotno ugrađeni transformatori manje snage (20 MVA) prema potrebi se mijenjaju novim jedinicama veće snage (40 MVA ili iznimno 63 MVA za iznimno veliku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

Transformatorske stanice instalirane snage veće od 80 MVA rezultat su specifičnosti lokacije i konzuma (npr. u Zagrebu, 2x63 MVA ili 3x40 MVA). 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 deset transformacija koje prelaze navedenu vrijednost opterećenja u ovom trenutku, od kojih je dio trenutačno u rekonstrukciji.

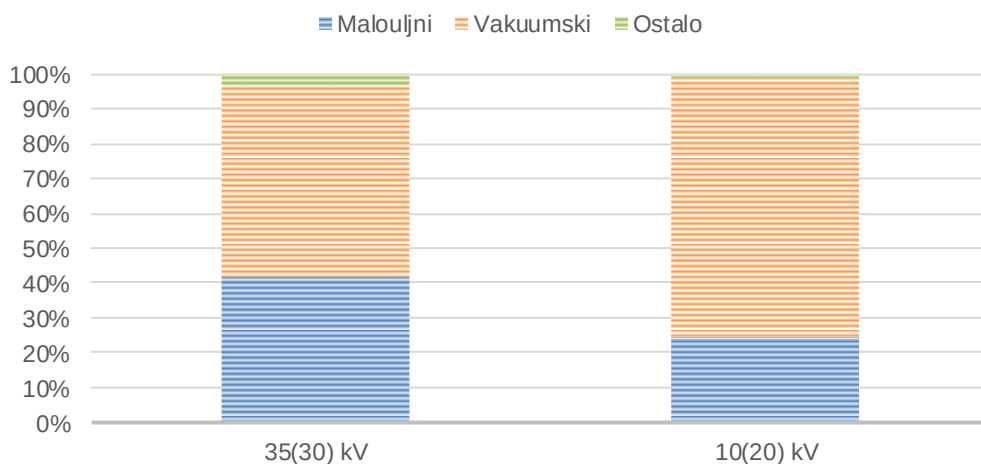
3.2.1.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

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. [40], povećanje udjela sklopni 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

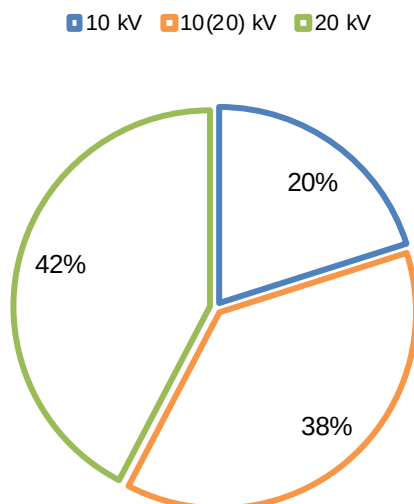
Slikom 3.5 prikazana je raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača. Znatno je povećan udio vakuumskih prekidača (u odnosu na smanjeni udio malouljnih prekidača), što je povezano s općenito boljim tehničkim značajkama u pogonu i jednostavnijim održavanjem. Zamjena malouljnih prekidača 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 81 %. Ovakvo stanje je dobro, a u planskom razdoblju namjerava se još poboljšati zamjenom primarno elektromehaničkih releja (8 %), 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 95 %. 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.

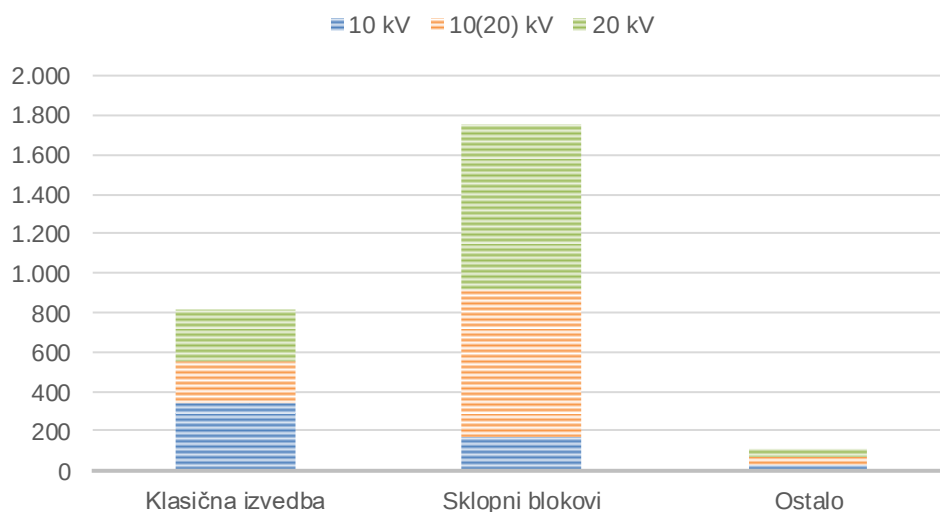
3.2.1.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

Od ukupno 142 pojne točke 110 kV, u njih 39 nije ugrađeno 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 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

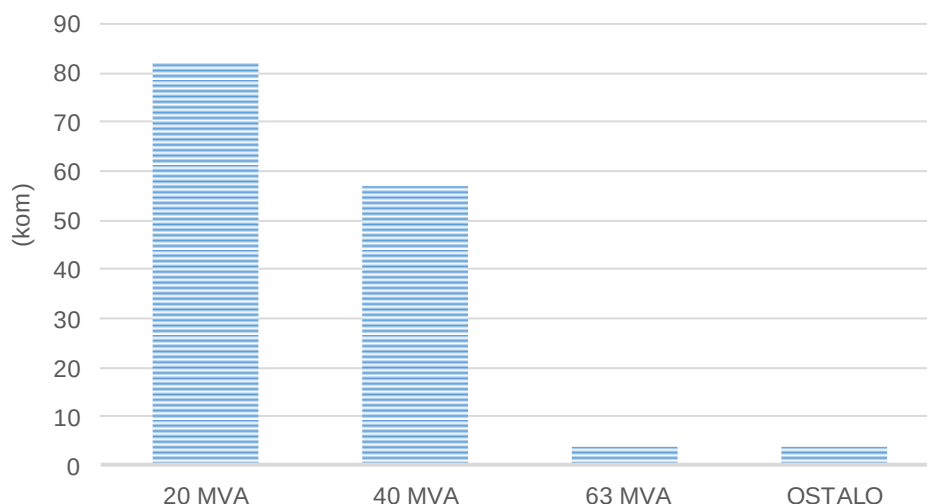
Slika 3.7 prikazuje značajan broj polja postrojenja pripremljenih za 20 kV napon. Kod postrojenja koja su izvedena sklopnim blokovima postotak pripremljenosti za 20 kV pogonski napon je oko 90 %.



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

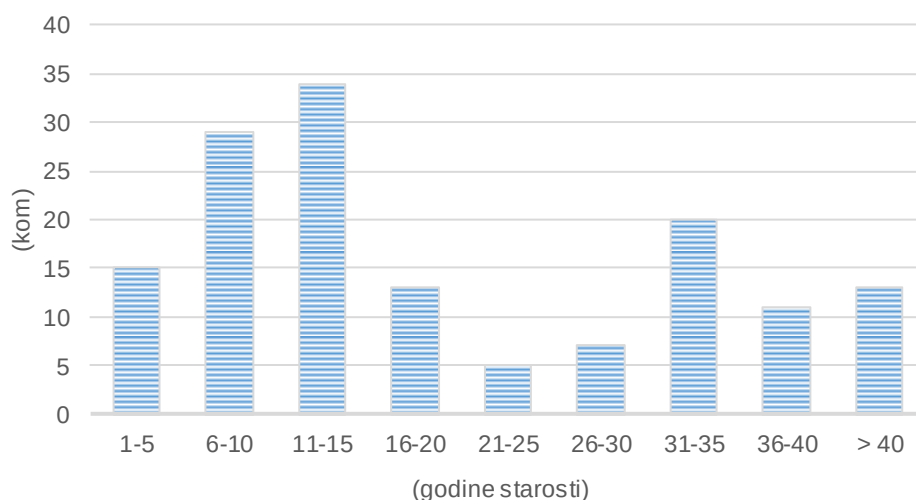
3.2.1.5. Transformatori VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a

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 4.282,5 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 prijeći 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 301 pojnom točkom 35(30) kV, od kojih je većina u isključivom vlasništvu HEP ODS-a.

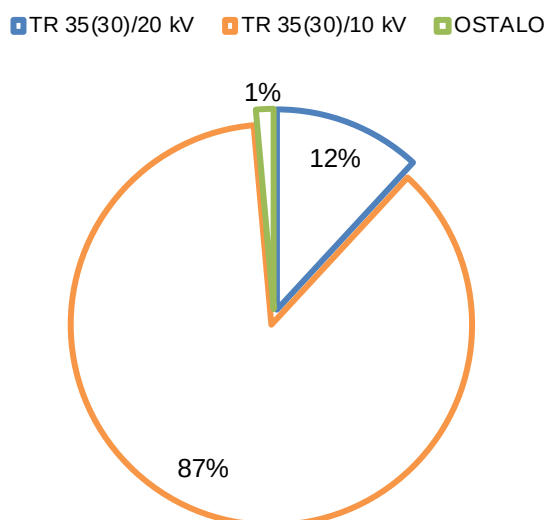
3.2.2.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 35 kV

U proteklom desetogodišnjem razdoblju (2010. – 2019.) izgrađeno je šest novih pojmih točaka TS 35/10(20) kV, od čega su dvije (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 šest postojećih dotrajalih pojmih točaka 35/10 kV cjelovito je rekonstruirano izgradnjom zamjenske TS 35/10(20) kV na istoj lokaciji, od čega su četiri zamjena za jednostavne TS u montažnim objektima iz osamdesetih godina 20. stoljeća (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 planira 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 oko 4.700 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

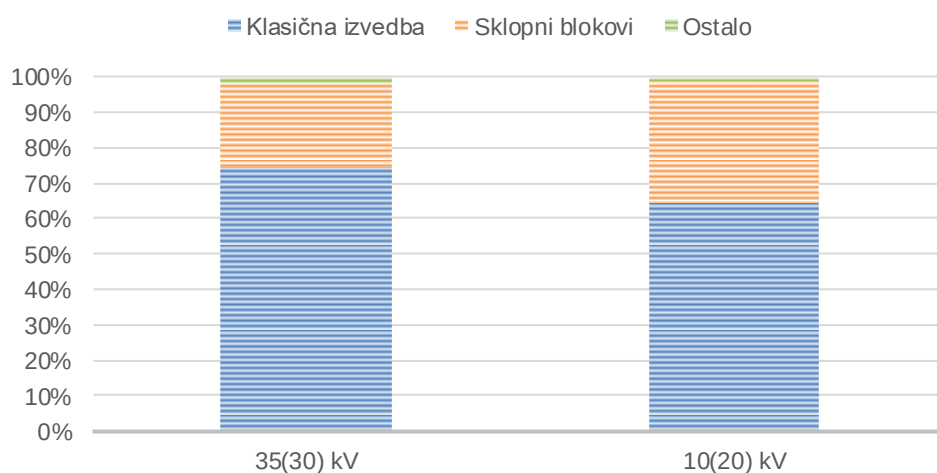
U vezi s iskorištenjem transformacije u stanicama, mogu se navesti isti zaključci kao i za pojne točke 110 kV, što je očekivano s obzirom na istu metodologiju i kriterije planiranja. Općenito je suma vršnih opterećenja oko 45 % instalirane snage. Može se primijetiti da tipizacija transformatorskih stanica 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 %) može se uočiti 18 transformacija koje prelaze navedenu vrijednost u 2019. godini.

3.2.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

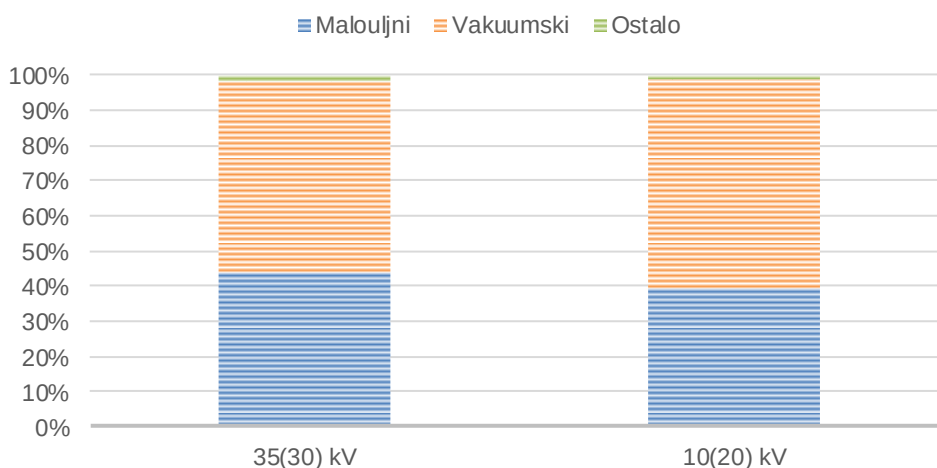
Pojne točke 35 kV u pravilu su građene u čvrstim (zidanim) objektima i čine 96 % izvedbe zgrade postrojenja. Preostalih 4 % odnosi se na limene kontejnere i tipske objekte „ESO“. Oko 76 % objekata je u dobrom građevinskom stanju, a preostali zahtijevaju revitalizaciju, najviše u smislu popravaka ili 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. [40].



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 pojmih točaka, bit će nužno ulagati u rekonstrukciju postojećih 35 kV postrojenja, što bi s gledišta isplativosti bilo nerazborito.

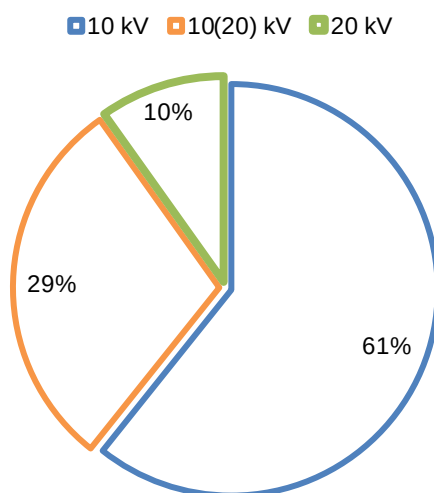
Zbog manjeg broja polja i nepostojanja potrebe za povećanjem velik dio rekonstrukcija realizira se zamjenom pojedinačne opreme zadržavajući postojeće građevinske izvedbe polja (munjerke).

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. [40], znatno je povećan udio numeričke relejne zaštite (s 64 % na 73 %) i SN postrojenja uvedenih u SDV (s 89 % na 97 %).

3.2.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

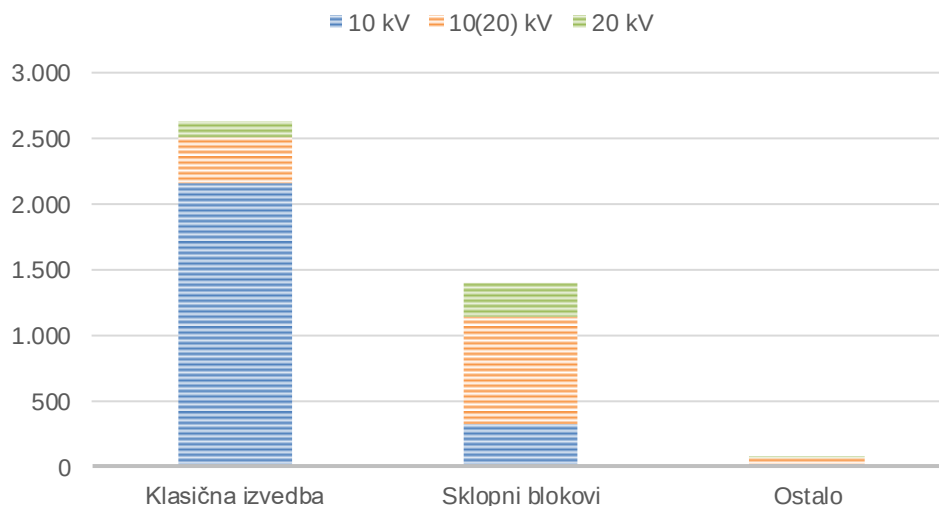
Na Slikama 3.13 i 3.14 prikazana je raspodjela pripremljenosti polja SN postrojenja za pogonski napon 20 kV, uzimajući u obzir pripremljenost primarne opreme bez analize uzemljenja neutralne točke.

Za razliku od 10(20) kV postrojenja u pojnim točkama 110 kV s velikim udjelom postrojenja pripremljenih za 20 kV, kod pojmih točaka 35 kV taj je udio znatno manji i iznosi oko 39 %. 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

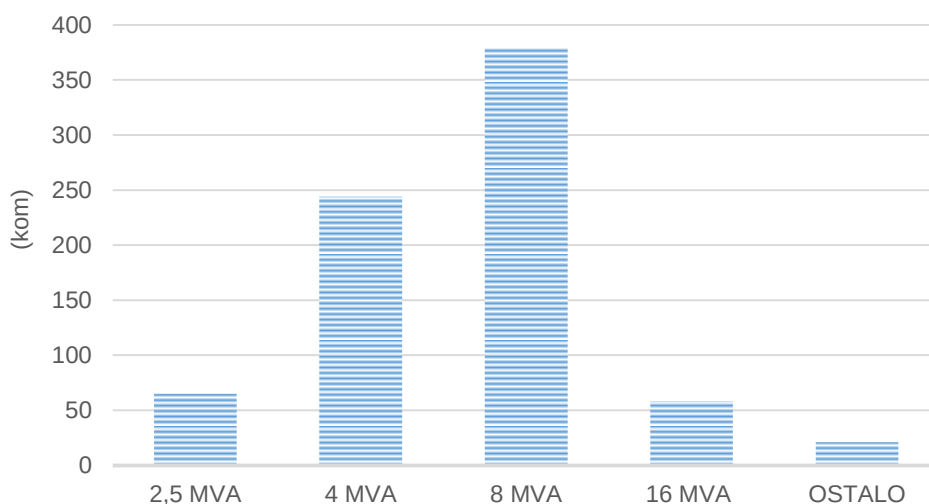
U načelu se, uvažavajući zahtjeve učinkovitog korištenja energije, rekonstrukcije pojmih točaka 35 kV u 35/20 kV ne potiču u svrhu prijelaza 10 kV mreže na 20 kV pogon, nego se, da bi se izbjegla dodatna transformacija 35/20 kV, planiraju rekonstrukcije u rasklopišta 20 kV uz napajanje iz obližnje 110 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 5.215 MVA. Najzastupljeniji su transformatori prijenosnog omjera 35/10,5 kV ili preklopivi 35/10,5(21) kV, a najzastupljenije snage 4 MVA i 8 MVA (zajedno oko 630 komada, odnosno 4.048 MVA). Preostali transformatori odnose se na snage 2,5 MVA, 16 MVA ili ostalo (Slika 3.15).

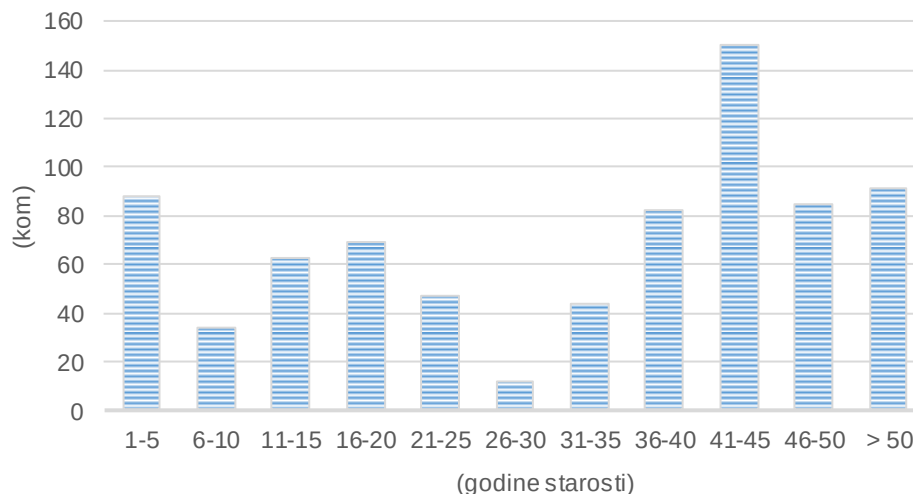


Slika 3.15 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi

Slika 3.16 prikazuje raspodjelu transformatora prema starosti iz koje je vidljiv značajan broj starih transformatora. Prosječna je starost transformatora više od 32 godine. Prema kriteriju zamjene transformatora na temelju starosti veće od 40 godina, u ovom trenutku graničnu vrijednost kriterija prelazi oko 43 %, a do kraja planskog razdoblja još dodatnih 16 %.

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 energetske učinkovitosti transformatora, koja je stupila na snagu, uštede u gubicima zbog zamjene transformatora bit će još izraženije.

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



Slika 3.16 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 naponski sustav 110–20–0,4 kV, 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 vodovima većih presjeka dovodi do rasklopišta odakle se dalje distribuira prema potrošačima i transformatorskim stanicama SN/NN.

U nadležnosti HEP ODS-a je 54 takvih postrojenja. Veći broj rasklopišta izgrađen je u Elektri Varaždin i Elektroistri Pula.

Oko 60 % rasklopišta 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 4.519 km, što je povećanje za 10 km u odnosu na stanje mreže opisano Desetogodišnjim planom 2015. – 2024. [40] (4.509 km). Promjene udjela duljina pojedinih izvedbi vodova nastaju 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 34 %, a nadzemnih 66 %, što je 5 % manji udio duljine nadzemnih 35 kV vodova u odnosu na stanje mreže opisano Desetogodišnjim planom 2015. – 2024. [40]).

Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova

Naziv	Duljina (km)	Duljina (%)
Nadzemni vodovi 35 kV	2.993	66 %
Kabelski vodovi 35 kV	1.384	31 %
Podmorski kabelski vodovi 35 kV	142	3 %
Ukupno	4.519	66 %

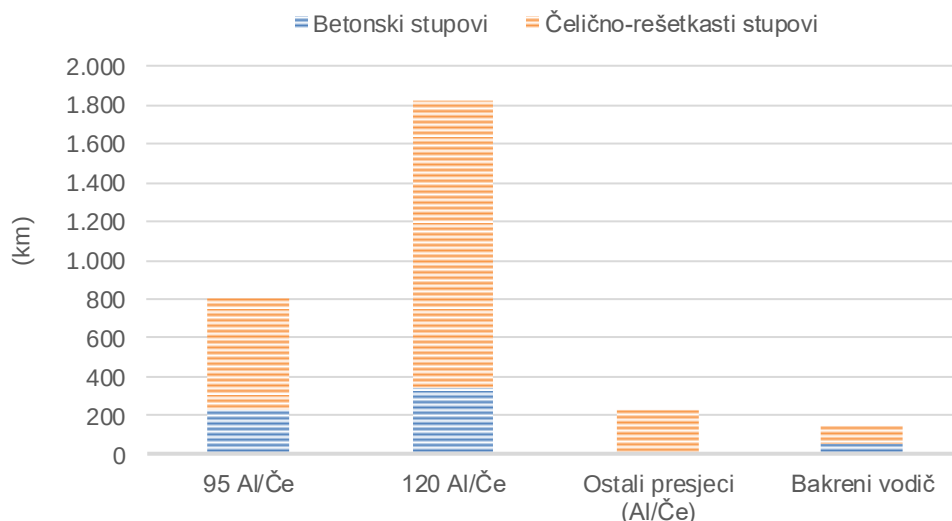
3.2.4.1. Nadzemni vodovi 35 kV

Zbog promjene pogonske naponske razine (prijelaza SN mreže na 20 kV) i zamjena nadzemnih vodova kabelskim vodovima, njihova ukupna duljina smanjila se u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [40] za 195 km te sada iznosi 2.993 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)					Ukupno (%)
	120/20 mm ² Al/Fe	95/15 mm ² Al/Fe	Ostali presjeci (Al/Fe)	Bakreni vodič	Ukupno (km)	
Betonski stupovi	338	232	8	57	635	21%
Čelično-rešetkasti stupovi	1.482	570	217	89	2.358	79%
Ukupno (km)	1.820	802	225	146	2.993	100%
Ukupno (%)	61%	27%	8%	5%	100%	

Većina vodova izgrađena je na čelično-rešetkastim stupovima (79 %), vodičima presjeka 120/20 mm² Al/Fe (61 %). U nekoliko distribucijskih područja izrazito su zastupljeni vodovi na betonskim stupovima (udio 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.

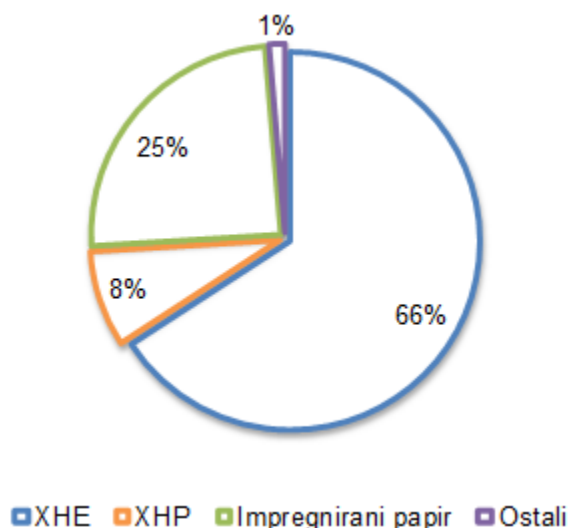
3.2.4.2. Kabelski vodovi 35 kV

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

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

Vrsta izolacije	Duljina (km)	Duljina (%)
Umreženi polietilen i izvedba plašta od polietilena (XHE)	911	66%
Umreženi polietilen i izvedba plašta od PVC-a (XHP)	114	8%
Impregnirani papir	341	25%
Ostali	19	1%
Ukupno	1.384	100%

Udio duljine kableskih vodova s papirnom izolacijom (IPZO i sl.) je 25 %, što je za oko 8 % manje u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [40] 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 kablinskih vodova prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)

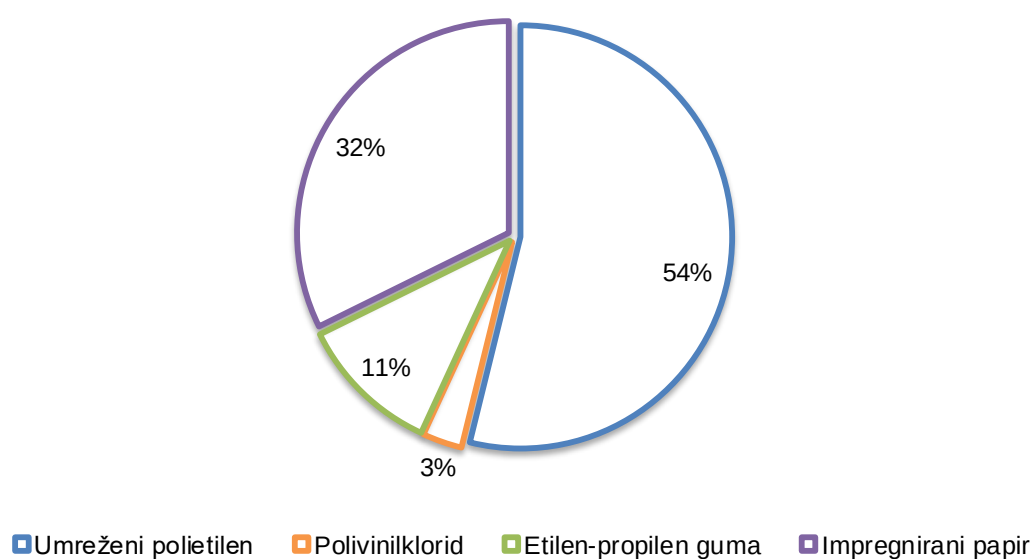
3.2.4.3. Podmorski kablanski vodovi 35 kV

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

Tablica 3.6 Pregled 35 kV podmorskih kablinskih vodova prema vrsti izolacije

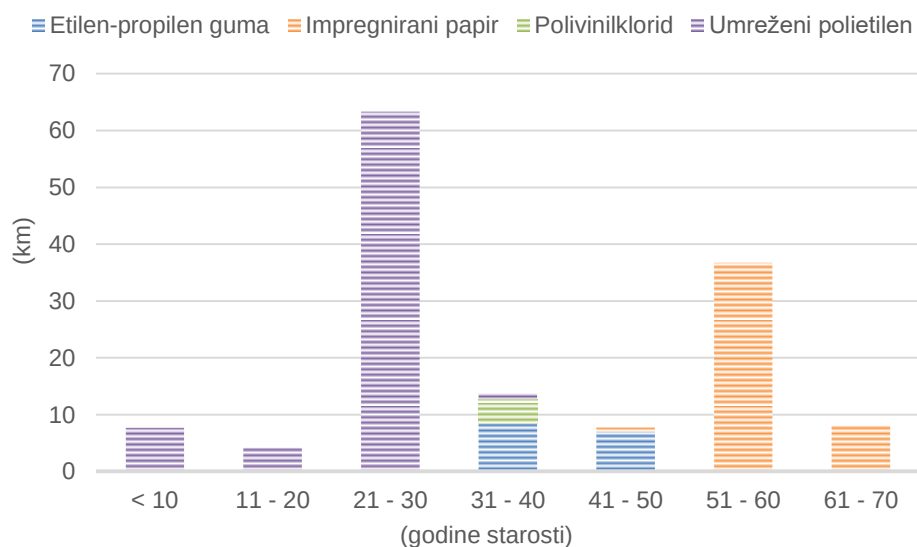
Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Duljina (%)
Umreženi polietilen (XHE, XHOE, FXCTV, FXBTV)	76	54 %
Polivinilklorid	4	3 %
Etilen-propilen guma	15	11 %
Impregnirani papir	46	32 %
Ukupno	142	100 %

U razdoblju od izrade Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [40] ukupna duljina podmorskih kablinskih vodova naponske razine 35 kV porasla je sa 134 km na 142 km. Mreža PKB 35 kV u proteklom razdoblju s nije se značajno povećala, već su se aktivnosti uglavnom odnosile na zamjenu postojećih PKB zbog starosti i dotrajalosti. Najveći udio u 35 kV podmorskim kablanskim vodovima imaju kabele 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 kabelskih vodova (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 29.101, s ukupnom instaliranom snagom 11.322 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 (kom)	26.124	2.977	29.101
Instalirana snaga transformacije SN/NN (MVA)	9.075	2.247	11.322

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

Tablica 3.8 Pregled TS SN/NN prema načinu izvedbe

Vrsta TS	Broj TS (kom)	Udio (%)
Kabelska transformatorska stanica	14.589	50%
Stupna transformatorska stanica	11.084	38%
Transformatorska stanica tipa „tornjić“	3.428	12%
Ukupno	29.101	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	11.897	41%
TS 10(20)/0,42 kV	9.610	33%
TS 20/0,42 kV	7.594	26%
Ukupno	29.101	100%

Udio transformatorskih stanica s ugrađenom opremom najvišeg napona 24 kV je oko 59 % (17.204) što predstavlja povećanje u odnosu na 53 %, odnosno 15.186 TS, kako je opisano u Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [40]. Ukupan broj TS u pogonu na 20 kV iznosi 7.594, odnosno 26 %.

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.

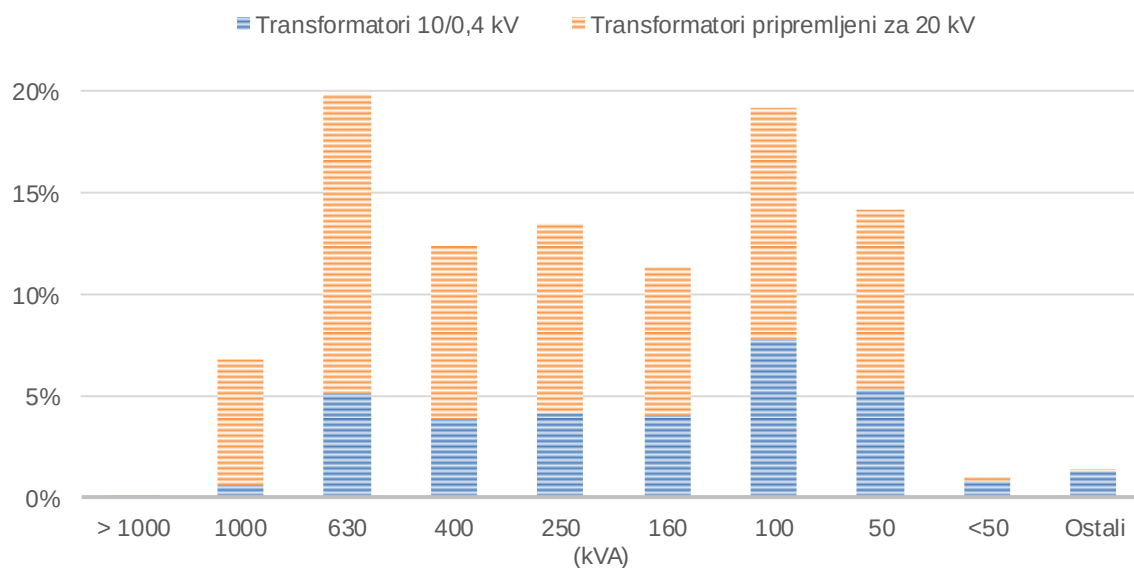
Tablica 3.10 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru

Snaga (kVA)	10/0,4 kV (kom)	10(20)/0,4 kV (kom)	20/0,4 kV (kom)	Ukupno (kom)	Ukupno (%)
> 1000	8	33	3	43	0%
1000	182	1.701	168	2.051	7%
630	1.538	3.723	716	5.977	20%
400	1.164	1.960	619	3.743	12%
250	1.237	2.194	643	4.074	14%
160	1.235	1.766	407	3.408	11%
100	2.335	2.878	576	5.789	19%
50	1.609	2.141	524	4.274	14%
<50	255	46	5	306	1%
Ostali	399	24	1	424	2%
Ukupno (kom)	9.961	16.466	3.662	30.089	100%
Ukupno (%)	33%	55%	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 67 %. Nove transformatorske stanice grade se s preklopivim transformatorima 10(20)/0,4 kV, a zastupljenost im je 55 %.

U odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [40] vidljiv je porast broja preklopivih transformatora 10(20)/0,4 kV za oko 4.400 komada i porast broja transformatora 20/0,4 kV za nešto više od 400 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

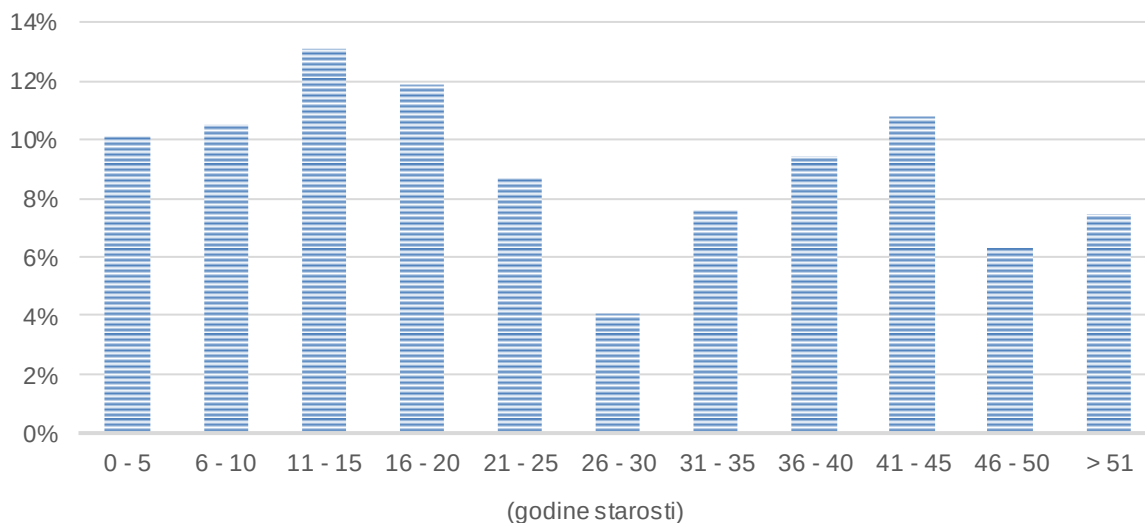
Na Slici 3.21 prikazana je raspodjela prema nazivnim snagama i pripremljenosti za 20 kV napon. U mreži HEP ODS-a podjednako su zastupljeni transformatori u rasponu snaga od 50 kVA do 630 kVA dok su najzastupljeniji SN/NN transformatori 630 kVA i 100 kVA. Udio preklopivih transformatora i transformatora 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.

Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama

Starost (god)	Broj TR (kom)	Udio (%)
0 – 5	3.036	10%
6 – 10	3.174	11%
11 – 15	3.948	13%
16 – 20	3.580	12%
21 – 25	2.616	9%
26 – 30	1.229	4%
31 – 35	2.276	8%
36 – 40	2.837	9%
41 – 45	3.237	11%
46 – 50	1.905	6%
> 51	2.251	7%
Bez podatka	0	0%
Ukupno	30.089	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 46 %, a udio nadzemnih 54 %, što je 5 % manji udio duljine nadzemnih 10(20) kV vodova u odnosu na Desetogodišnji plan 2015. – 2024. [40]. 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	20.423	54%
Kabelski vodovi 10(20) kV	16.950	45%
Podmorski kabelski vodovi 10(20) kV	252	1%
Ukupno	37.624	100%

3.2.6.1. Nadzemni vodovi 10 kV i 20 kV

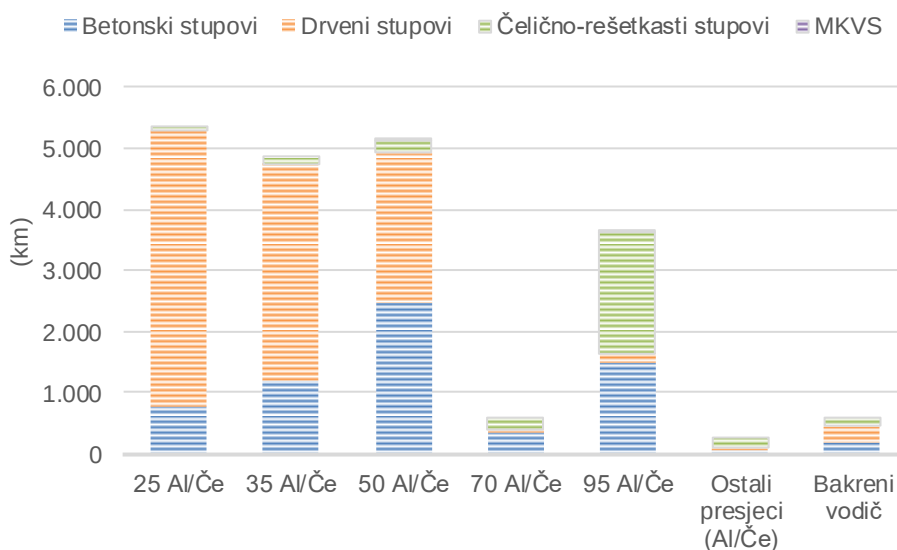
Struktura nadzemnih vodova po presjecima vodiča i izvedbi stupa prikazana je u Tablici 3.13.

Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV

Vrsta stupa / Presjek vodiča	Duljina vodova (km)							Ukupno (km)	Ukupno (%)
	25/4 mm ² Al/Fe	35/6 mm ² Al/Fe	50/8 mm ² Al/Fe	70/12 mm ² Al/Fe	95/15 mm ² Al/Fe	Ostali presjeci (Al/Fe)	Bakreni vodič		
Betonski stupovi	781	1.206	2.467	338	1.487	48	169	6.496	31,8%
Drveni stupovi	4.516	3.541	2.460	70	164	36	279	11.067	54,2%
Čelično-rešetkasti stupovi	63	116	205	179	1.964	182	138	2.846	13,9%
MKVS			3		11			13	0,1%
Ukupno (km)	5.360	4.863	5.135	587	3.625	267	586	20.423	100,0%
Ukupno (%)	26,2%	23,8%	25,1%	2,9%	17,7%	1,3%	2,9%	100,0%	

Usporedbom podataka iz Tablice 3.13 i podataka iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [40] vidljivo je smanjenje udjela vodova presjeka 25/4 mm² i 35/6 mm² za 1.085 km (s tadašnjih 11.308 km na današnjih 10.223 km).

Nadalje, usporedbom s podacima iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [40] vidi se porast udjela vodova presjeka 50/8 mm² za 325 km (s 4.810 na 5.135 km) i porast udjela vodova 95/15 mm² za 232 km (s 3.393 na 3.625 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. [40] njihov udio je značajno smanjen, s 12.132 km na 11.067 km. U istom razdoblju povećana je duljina nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV na betonskim stupovima za 394 km, s 6.102 km na 6.496 km.

3.2.6.2. Kabelski vodovi 10 kV i 20 kV

Analizom podataka (Tablica 3.14) o duljinama kabelskih vodova 10 kV, odnosno 20 kV, vidljiv je porast za oko 2.597 km u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [40] što je i razumljivo jer se zbog smanjivanja cijene kabela i problema s koridorima nadzemnih vodova sve više grade kabelski vodovi.

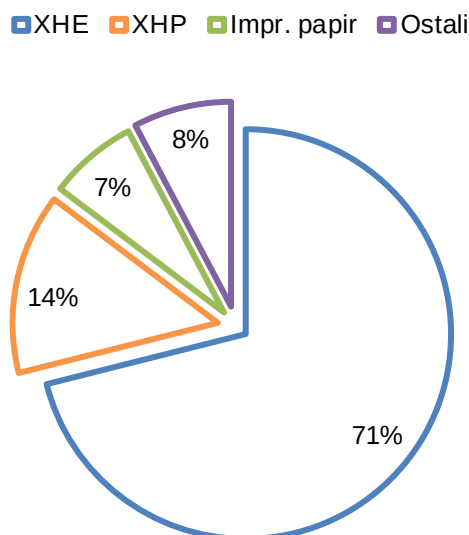
Zbog starosti, odnosno manjkavosti u tehnološkoj izvedbi (lošija izolacija i nedostatak sloja za sprječavanje prodiranja vode), veliki problem u pogonu predstavljaju kabeli tipa IPZO, IPO, PP, EHP i EpHP. S obzirom na to da je njihova zamjena povezana uglavnom s gradskim područjima gdje su masovne zamjene 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 kabelskih vodova 10(20) kV po vrsti izolacije

Vrsta kabela	Duljina (km)	Udio (%)
Univerzalni kabel	52	0 %
Umreženi polietilen (XHE i XHP)	14.460	85 %
Polivinilklorid	467	3 %
Etil - propilen	243	1 %
Termoplastični polietilen	546	3 %
Impregnirani papir	1.182	7%
Ukupno	16.950	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 kV 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. [40]) na 1.182 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 546 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 kabelski vodovi 10 kV i 20 kV

Ukupna duljina podmorskih kabelskih vodova 10 kV i 20 kV iznosi oko 252 km (Tablica 3.15), dok je u vrijeme izrade Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [40] duljina podmorskih kabelskih vodova ovih naponskih razina iznosila 229 km.

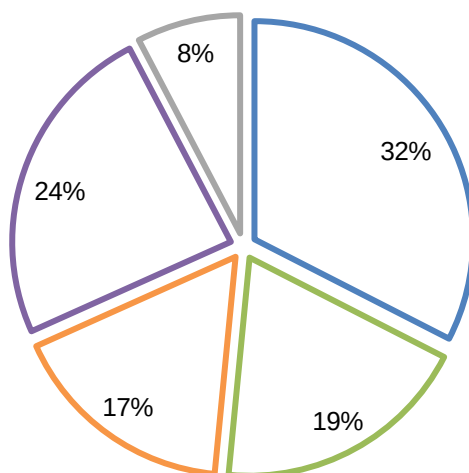
Radi sustavne zamjene kabela 2016. godine pokrenute su pripreme za zamjenu postojećih, odnosno izgradnju novih podmorskih kabelskih vodova. U razdoblju do kraja 2019. zamijenjeno/izgrađeno je jedanaest podmorskih kabelskih vodova duljine 24 km.

Tablica 3.15 Pregled podmorskih kabelskih vodova 10 kV i 20 kV prema vrsti izolacije

Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Udio (%)
Impregnirani papir	82	32 %
Polivinilklorid	48	19 %
Umreženi polietilen (XHE, XHP, FXBTV)	122	48 %
Ukupno	252	100 %

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

■ Impregnirani papir ■ Polivinilklorid ■ FXBTV ■ XHE ■ XHP



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 62.083 km, u čemu nadzemna mreža sudjeluje s 44.208 km, a kabela s 17.875 km (Tablica 3.16).

Udio kabela 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	30.743	50%
Neizolirani vodič	13.465	22%
Ukupno nadzemni vodovi	44.208	71%
Kabelski vodovi	17.875	29%
Ukupno	62.083	100%

3.2.7.1. Nadzemna niskonaponska mreža

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

Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže

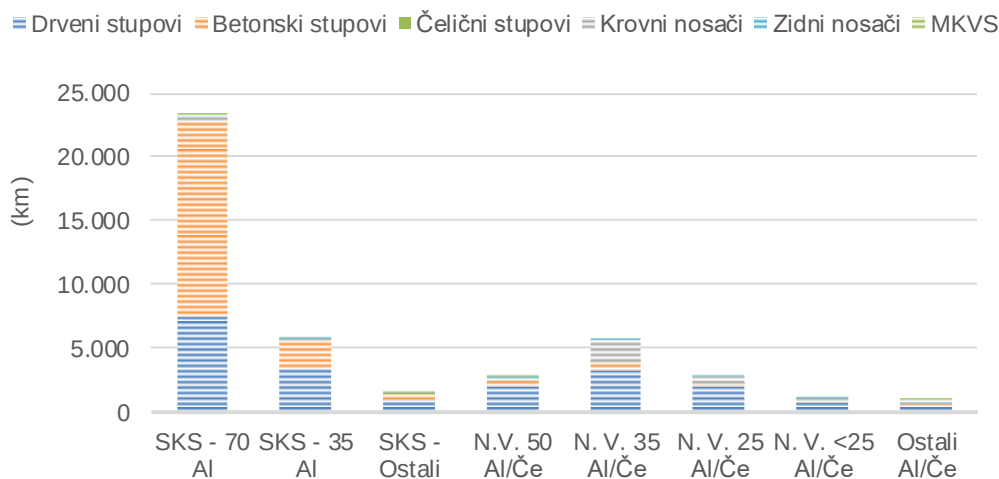
Vrsta / presjek	Duljina (km)										Ukupno
	Ukupno SKS	SKS 70 mm ² Al	SKS 35 mm ² Al	SKS - Ostali	Ukupno neizolirani vodič	N.V. 50 mm ² Al/Fe	N.V. 35 mm ² Al/Fe	N.V. 25 mm ² Al/Fe	N.V. <25 mm ² Al/Fe	Ostali Al/Fe	

Drveni stupovi	11.812	7.511	3.339	962	8.390	2.011	3.259	1.943	795	382	20.202
Betonski stupovi	18.010	15.256	2.281	473	1.500	430	544	204	60	262	19.510
Čelični stupovi	106	88	11	6	1	1	0	0	0	1	107
Krovni nosači	333	191	58	84	3.037	223	1.820	686	231	77	3.371
Zidni nosači	420	240	132	49	535	149	171	74	30	110	955
MKVS	62	62		0	1	1				0	63
Ukupno (km)	30.743	23.348	5.821	1.574	13.465	2.815	5.794	2.908	1.116	832	44.208
Udio (%)	70%	53%	13%	4%	30%	6%	13%	7%	3%	2%	100%

Usporedbom sadašnjih podataka s onima iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [40] vidljivo je:

- povećanje duljine mreže izvedene SKS-om 70 mm² s tadašnjih 21.219 km na 23.348 km
- povećanje duljine mreže izvedene SKS-om 35 mm² s tadašnjih 4.791 km na 5.821 km
- smanjenje duljine mreže izvedene vodičima 50/8 mm² Al/Fe s tadašnjih 3.867 km na 2.815 km
- smanjenje duljine mreže izvedene vodičima 35/6 mm² Al/Fe s tadašnjih 6.523 km na 5.794 km
- smanjenje duljine mreže izvedene vodičima 25/4 mm² Al/Fe s 3.822 km na 2.908 km
- smanjenje duljine mreže izvedene vodičima presjeka manjeg od 25/4 mm² Al/Fe s 2.272 km na 1.116 km.

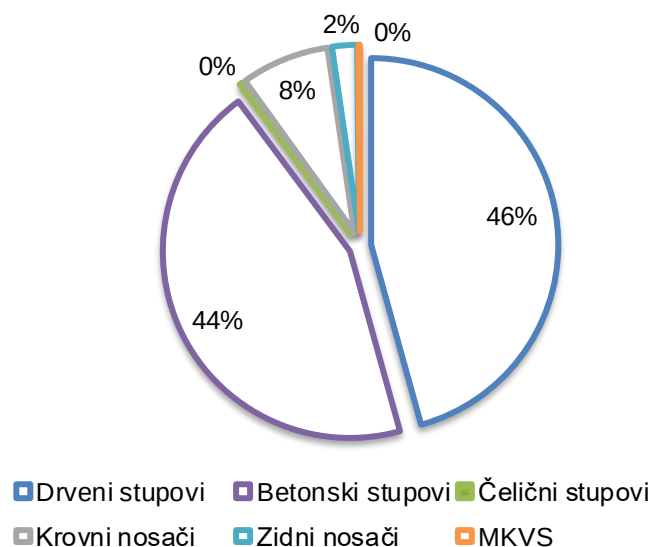
Do smanjenja duljine nadzemne mreže izvedene neizoliranim vodičem i istovremenog povećanja duljine nadzemne mreže izvedene SKS-om došlo je zbog sustavne zamjene neizoliranog vodiča SKS-om koja se provodi već dvadesetak godina. Zamjenu je posljednjih godina potakao i pad cijene kabela. Uz zamjenu neizoliranog 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 mm².

Najveći udio niskonaponske nadzemne mreže nalazi se na drvenim stupovima, u duljini od 20.202 km (46 %) te na betonskim stupovima, u duljini od 19.510 km (44 %), što je prikazano Slikom 3.27. Ako se usporede podaci iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [40], 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	13.109	73%
Umreženi polietilen	4.651	26%
Impregnirani papir	114	1%
Ukupno	17.874	100%

U odnosu na 15.759 km ukupne duljine niskonaponske kabelske mreže u Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [40], danas je taj iznos 17.874 km. 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 (20.048 km) te 2.823 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	2.823	8%
Samonosivi kabelski snop	20.048	56%
Kabel	12.969	36%
Ukupno	35.841	100%

Usporedi li se stanje u Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [40], duljina priključaka izvedenih neizoliranim vodičima se smanjila (s 3.694 km na današnjih 2.823 km). U isto vrijeme povećana je duljina priključaka izvedenih SKS-om (sa 17.707 km na 20.048 km). Očekivano, zbog povećanja duljine kabelske mreže, povećala se duljina kabelskih priključaka (s tadašnjih 11.615 km na 12.969 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. 2019.) te prosječnu snagu po vrstama elektrana. Ovaj prikaz uključuje i elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. koje su priključene na distribucijsku mrežu.

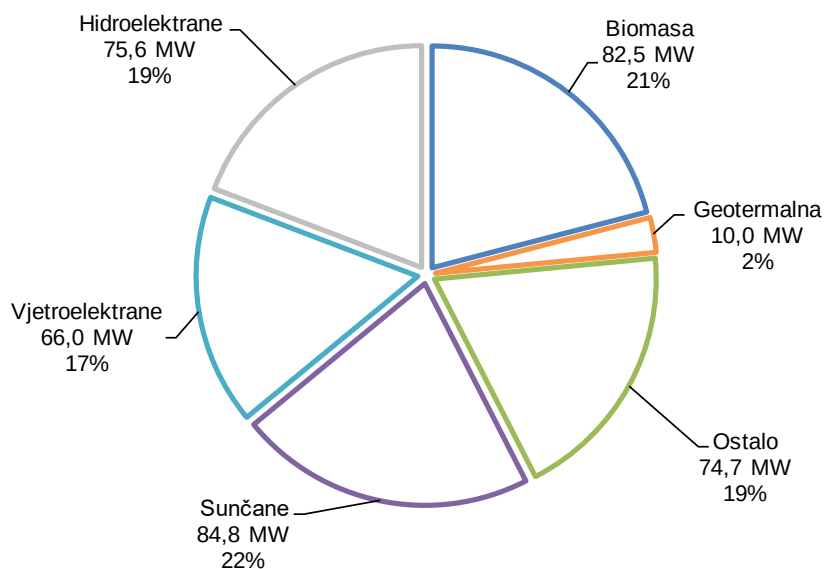
Tablica 3.20 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)

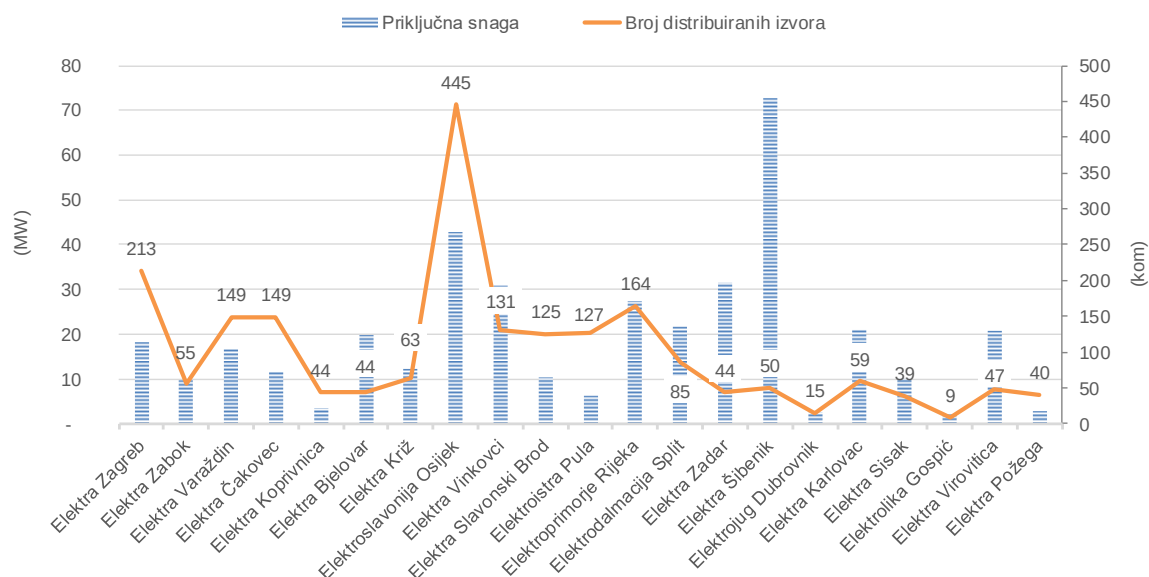
Vrsta elektrane	NN		SN		Ukupno		Prosječna priključna snaga elektrane (kW)
	Broj	Priključna snaga (kW)	Broj	Priključna snaga (kW)	Broj	Priključna snaga (kW)	
Sunčane	1.910	59.650	51	25.188	1.961	84.838	43
Vjetroelektrane	0	0	7	65.950	7	65.950	9.421
Biomasa	10	4.344	28	78.140	38	82.474	2.170
Hidroelektrane	18	3.066	19	72.557	37	75.623	2.044
Geotermalna	0	0	1	10.000	1	10.000	10.000
Ostalo	9	2.290	44	72.392	53	74.682	1.409
Ukupno	1.947	69.340	150	324.227	2.097	393.567	188

Tijekom 2019. godine nastavio se trend porasta priključenja elektrana na mrežu, posebno malih sunčanih elektrana za koje je pojednostavljena procedura priključenja, a koje se grade kao jednostavne građevine. Među njima najveći je broj kupaca s vlastitom proizvodnjom, koji viškove proizvedene električne energije isporučuju u mrežu. Također, primjetno je povećanje broja priključenja većih elektrana na SN.

Ukupna snaga priključenih 2.097 distribuiranih izvora iznosi 394 MW. Sunčane elektrane priključene na niskonaponsku mrežu brojem (94 %) su najzastupljeniji tip izvora na mreži HEP ODS-a, dok priključnom snagom sudjeluju sa samo 22 % od ukupno priključenih izvora na niskonaponsku i sredjonaponsku mrežu. Slike 3.28 i 3.29 prikazuju razdiobu vrsta elektrana priključenih na distribucijsku mrežu HEP ODS-a po broju, priključnoj snazi i distribucijskim područjima.

Zaključno sa 31. 12. 2019. godine na mreži HEP ODS-a bilo je priključeno ukupno 146 proizvođača u statusu korisnika postrojenja za samoopskrbu ukupne priključne snage 985 kW.

**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 proteklom desetogodišnjem razdoblju (2010. – 2019.) prikazano je u Tablici 3.21.

Tablica 3.21 Broj priključenih izvora i priključna snaga u razdoblju od 2010. do kraja 2019. godine

Godina	Priključeni izvori	
	Broj	Priključna snaga (kW)
do 2010.	26	97.341
2010.	6	11.975
2011.	15	16.877
2012.	86	9.545
2013.	558	33.200
2014.	565	24.933
2015.	251	37.931
2016.	90	30.009
2017.	88	22.300
2018.	142	69.872
2019.	270	39.584
Ukupno	2.097	393.567

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 2019. godine iznosi 1.347,53 GWh, što je oko 9 % ukupne potrošnje električne energije kupaca na distribucijskoj mreži u 2019. godini.

Najveći udio proizvodnje na distribucijskoj mreži čini proizvodnja hidroelektrana (20 %) i ostalih tipova elektrana (28 %), uglavnom bioplinskih postrojenja te elektrana na biomasu (32 %) i vjetroelektrana (9 %). U mreži HEP ODS-a brojem najzastupljenije sunčane elektrane u godišnjoj proizvodnji distribuiranih izvora sudjeluju sa 6 %.



4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

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

4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

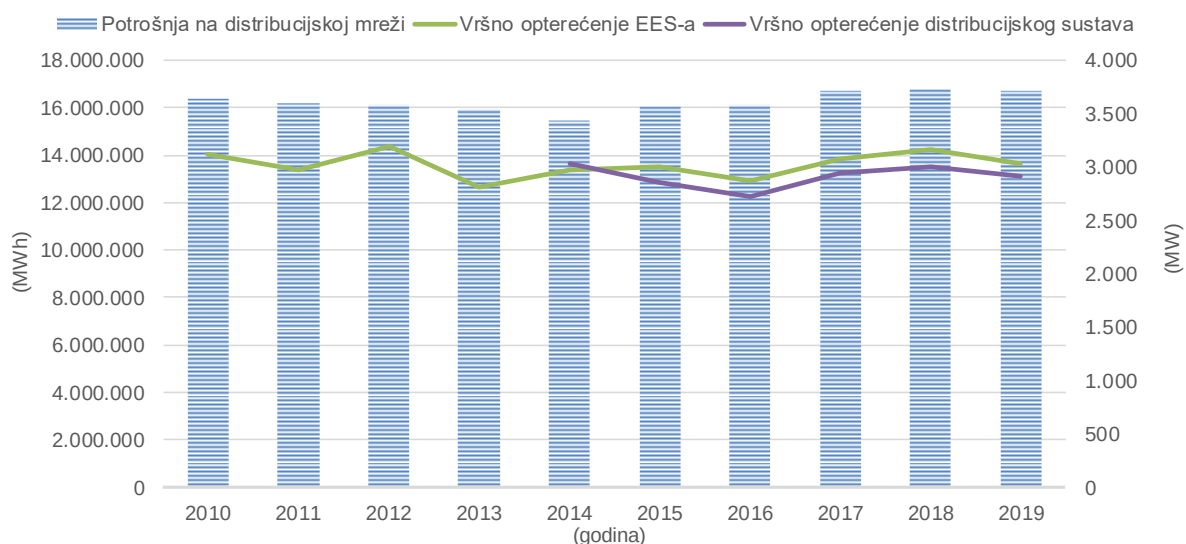
4.1. Potrošnja i vršno opterećenje

4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje

Hrvatski elektroenergetski sustav (EES) električnom energijom opskrbljuje kupce na distribucijskoj i prijenosnoj mreži. U 2019. godini vršno opterećenje hrvatskog EES-a iznosilo je 3.038 MW, a potrošnja na distribucijskoj mreži 16.699 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 (2010. – 2019.) te kretanje vršnog opterećenja distribucijskog sustava u drugoj polovini istog razdoblja..

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 vrlo slab, no stabilan porast potrošnje električne energije. U 2019. godini zamijećen je vrlo mali pad potrošnje u odnosu na prethodnu, 2018. godinu.



Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2010. – 2019.

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
	Elektroslavonija Osijek
	Elektra Virovitica
	Elektra Bjelovar
	Elektra Križ
	Elektra Zagreb
	Elektra Slavonski Brod
	Elektra Karlovac
	Elektrodalmacija Split
Niski porast	Elektra Zabok
	Elektra Varaždin
	Elektroprimorje Rijeka
Umjereni porast	Elektra Koprivnica
	Elektra Čakovec
Visoki porast	Elektra Šibenik
	Elektroistra Pula
	Elektra Zadar
	Elektrojug Dubrovnik
	Elektrolika Gospić

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

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

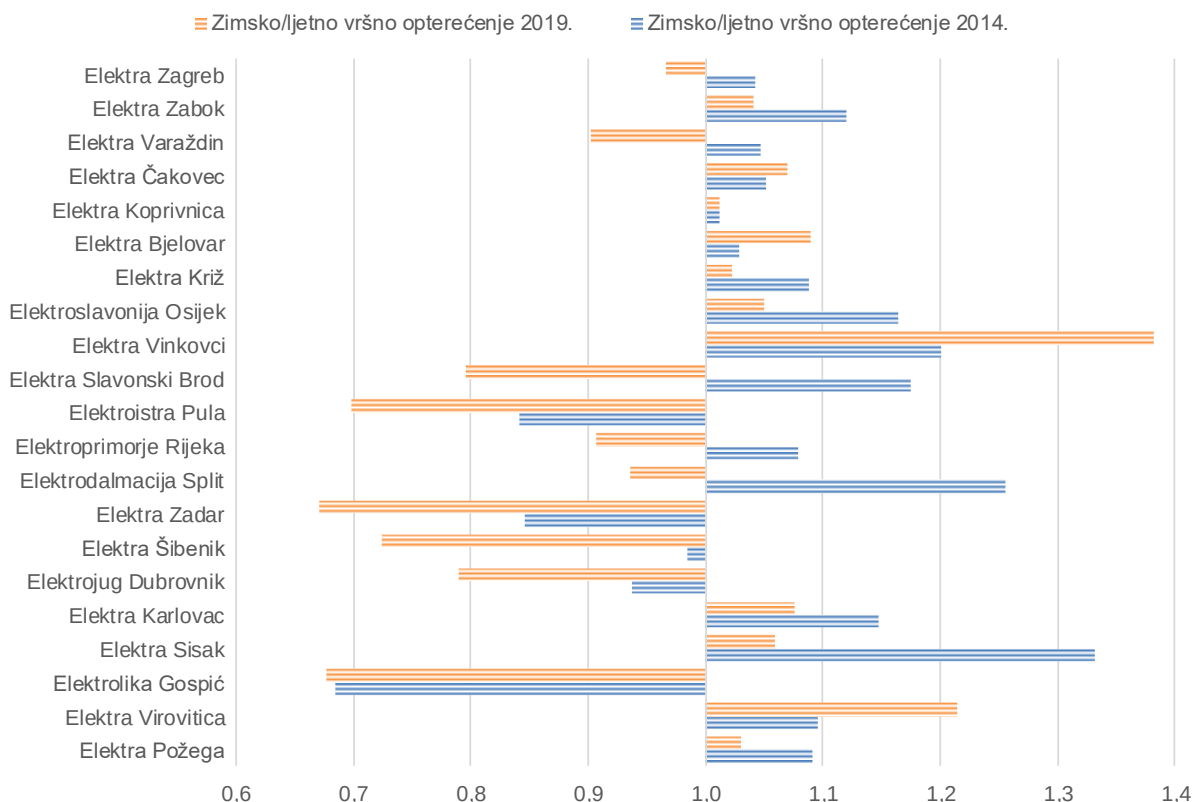
Razlika između ljetnog i zimskog maksimuma ovisi o više čimbenika:

- promjene životnog standarda građana
- turistička sezona u priobalnim distribucijskim područjima
- ljetne temperature (sve češće korištenje klimatizacijskih uređaja kod svih skupina potrošača: kućanstva, turistički objekti, trgovački objekti, ustanove...)
- 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 2014. i 2019. godini.

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 2019. godini u čak deset distribucijskih područja vršno opterećenje zabilježeno je u ljetnoj sezoni, dok je pet godina ranije, u 2014. godini tek pet distribucijskih područja bilježilo ljetno vršno opterećenje. Zbog karaktera potrošnje, razlog ovome 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 2014. i 2019. 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 [41]. 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 energetske intenzivne industrije
- porast broja stanovnika
- kretanje BDP-a
- korištenje energetske sve učinkovitijih električnih uređaja

- poticanje kupaca na uštede u potrošnji kroz mjere energetske učinkovitosti
- cijena električne energije itd.

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

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) [19].

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

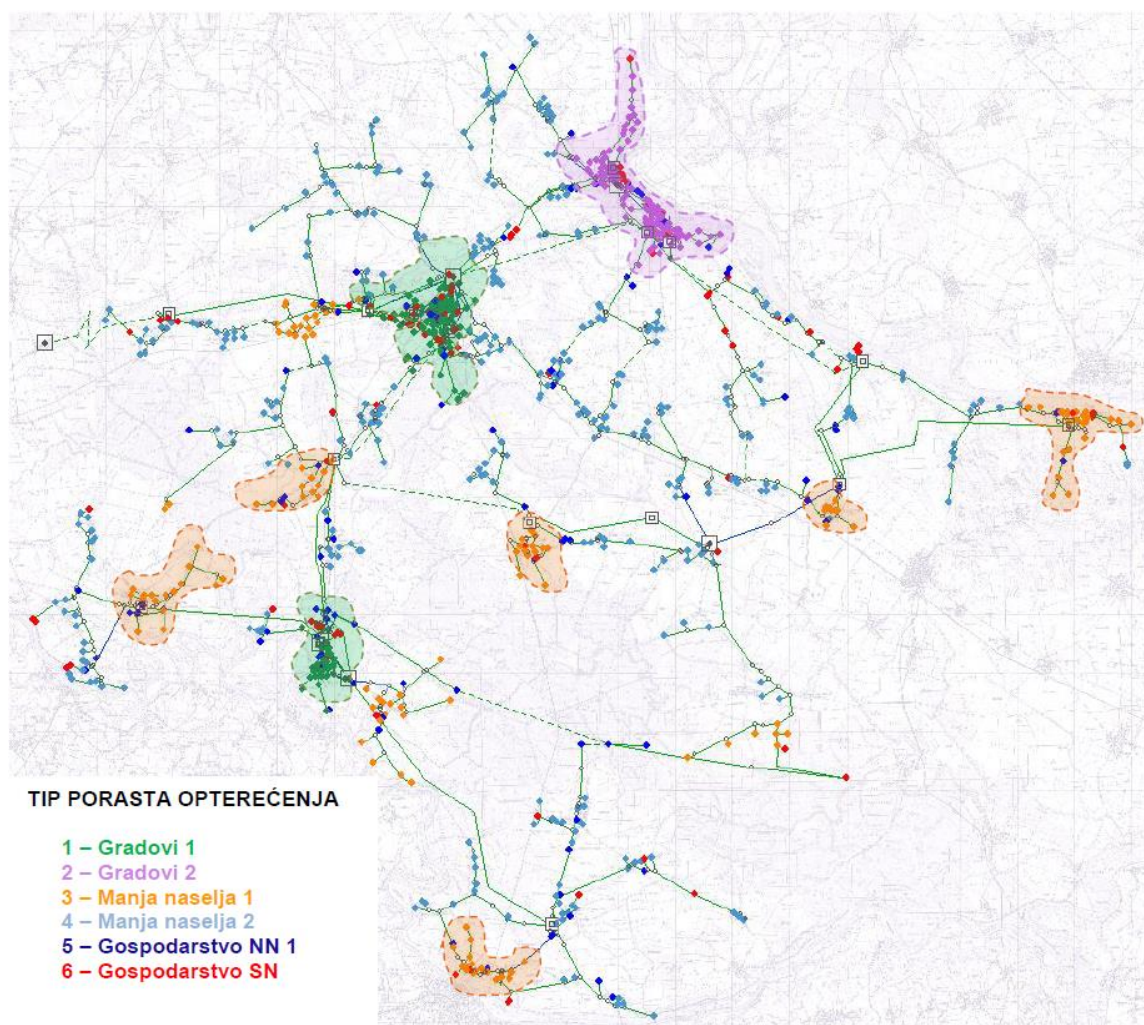
Pri modeliranju scenarija porasta opterećenja tijekom sljedećih 10 godina, mala područja, odnosno transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV se dijele u skupine (tipove porasta opterećenja) ovisno o prevladavajućoj vrsti potrošnje električne energije priključenih kupaca, geografskoj lokaciji i očekivanoj dinamici porasta opterećenja. Prema pretežitom karakteru potrošnje po transformatorskim područjima, tipovi porasta opterećenja mogu se modelirati na sljedeći način [14, 19]:

- 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 [19].

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 energetske 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 osnovi:

- Rezultata studija dugoročnog razvoja distribucijske mreže izrađenih za većinu distribucijskih područja [8-33] – 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, 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 2030.)

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

U vrijeme izrade ovog Plana poznati su tek preliminarni rezultati studije "Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske". Do izrade Desetogodišnjeg plana (2022. – 2031.) studija će biti završena pa će se njeni rezultati primijeniti za prognozu opterećenja za razdoblje 2022. – 2031. godine.

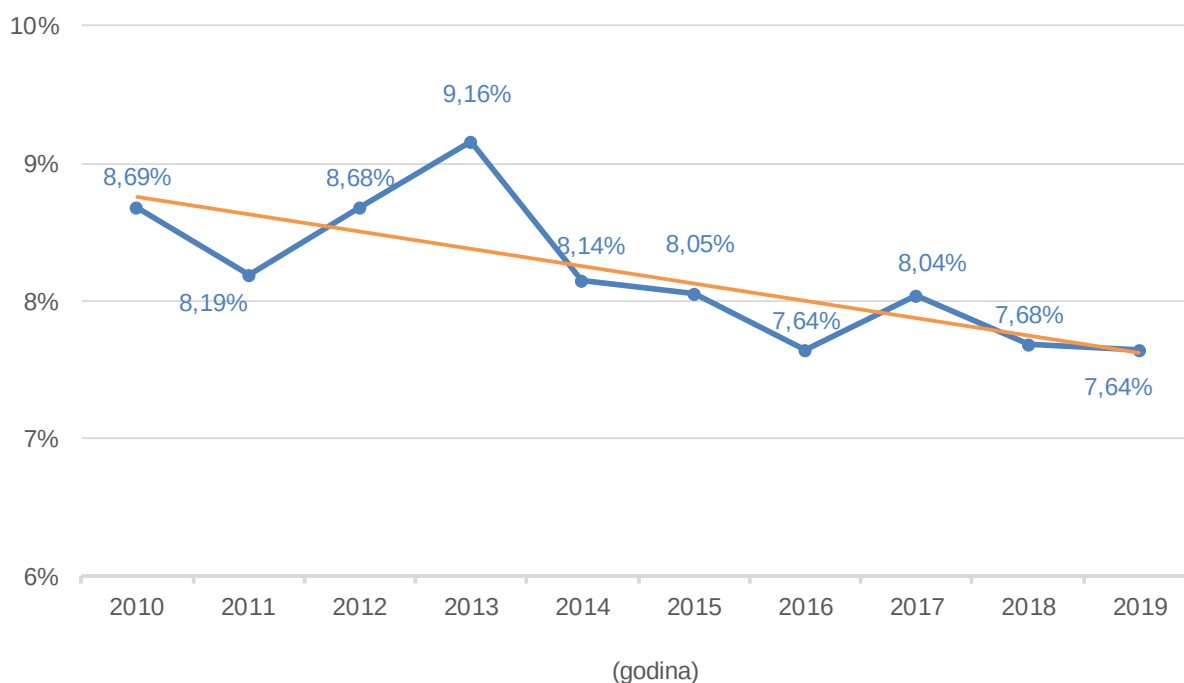
4.2. Gubici u distribucijskoj mreži

4.2.1. Ostvareni gubici

Zakonom o tržištu električne energije [1,2,3] 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 2010. – 2019.

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. U drugom dijelu razmatranog razdoblja oscilacije su znatno smanjene što olakšava procjenu stvarnog trenda promjene gubitaka u distribucijskoj mreži.

U promatranom razdoblju izražen je trend smanjenja gubitaka, do 7,64 % u 2019. 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:

- 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:

- neovlaštena potrošnja električne energije
- otežana kontrola priključaka i OMM
- otežano očitavanje brojila zbog nemogućnosti pristupa OMM-u
- neusklađenosti i neispravnosti mjerne opreme.

Udio tehničkih i netehničkih gubitaka električne energije u iznosu ukupnih gubitaka gotovo je nemoguće egzaktno odrediti.

U 2016. godini završena je studija „Stručna i znanstvena potpora u izradi metodologije za planiranje gubitaka električne energije i metodologije za izračun ostvarenja gubitaka te procjene tehničkih gubitaka i neovlašteno preuzete električne energije“ [42]. Kao rezultat istraživanja dobiven je omjer tehničkih i netehničkih gubitaka u mreži HEP ODS-a od približno 51:49 %, što se znatno razlikuje od uvriježenog stajališta o omjeru od 70:30 %. Na temelju rezultata studije, koji ukazuju na značajno veći udio netehničkih gubitaka no što je ranije procijenjeno, pojačat će se aktivnosti i ulaganja na smanjenju netehničkih gubitaka.

4.2.2.1. Utjecaj distribuirane proizvodnje na gubitke električne energije

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

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

- Gubici se ukupno smanjuju ako na 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 mornoj opremi, u HEP ODS-u provodi se kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta. Osim ove kontrole, provode se i ciljane kontrole neovlaštene potrošnje na temelju zaprimljenih prijava građana i radnika.

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“ [42], 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 koje predstavljaju svojevrsni katalog mjera za ostvarenje cilja smanjenja netehničkih gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži. Smjernicama se utvrđuje cilj minimalnog smanjenja od jedan postotni bod netehničkih gubitaka u sljedeće 4 godine.

Iako je u proteklom razdoblju ostvareno značajno smanjenje gubitaka električne energije na razini HEP ODS-a, u pojedinim dijelovima distribucijske mreže postoje realne mogućnosti daljnjeg smanjenja gubitaka.

Prioritet se i dalje daje provedbi mjera koje ne iziskuju veće investicijske aktivnosti, a mogu doprinijeti smanjenju gubitaka, kao npr.:

- kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta i neovlaštene potrošnje električne energije
- provedba tehničkih validacija mjernih podataka u sustavu daljinskog očitavanja
- provjera ispravnosti mjerenja
- zamjena starih i predimenzioniranih transformatora prikladnijim jedinicama iz pogonske 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.

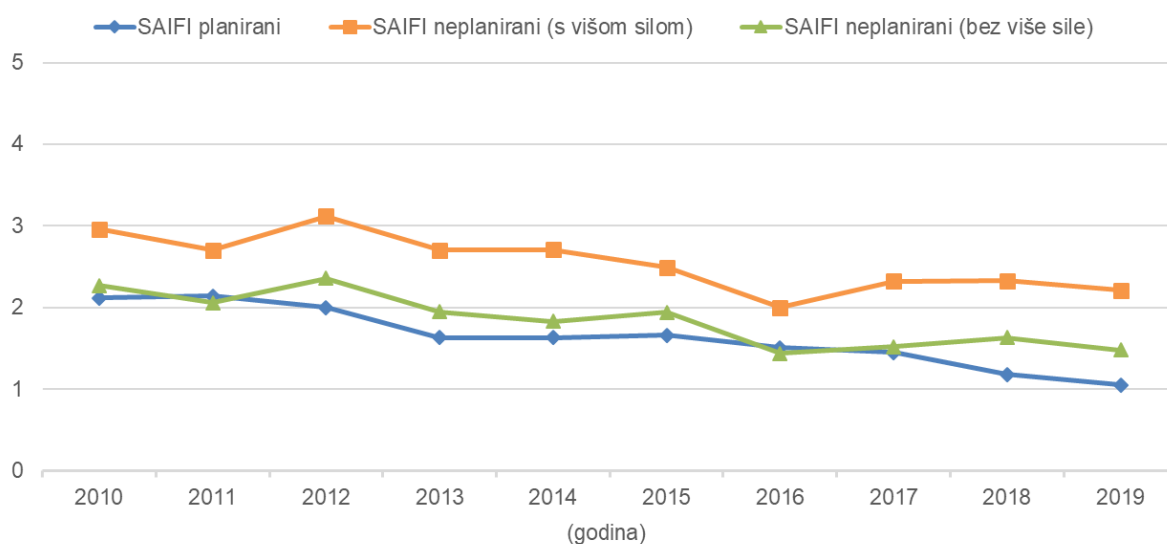
- Prisilne prekide, bez utjecaja više sile – nastali zbog kvarova u mreži HEP ODS-a ili u mreži drugog operatora sustava i ostalih kvarova u mreži ili na postrojenjima korisnika, moguće je donekle utjecati na njih.
- Prisilne prekide nastale zbog djelovanja više sile – nije moguće utjecati na njih.

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

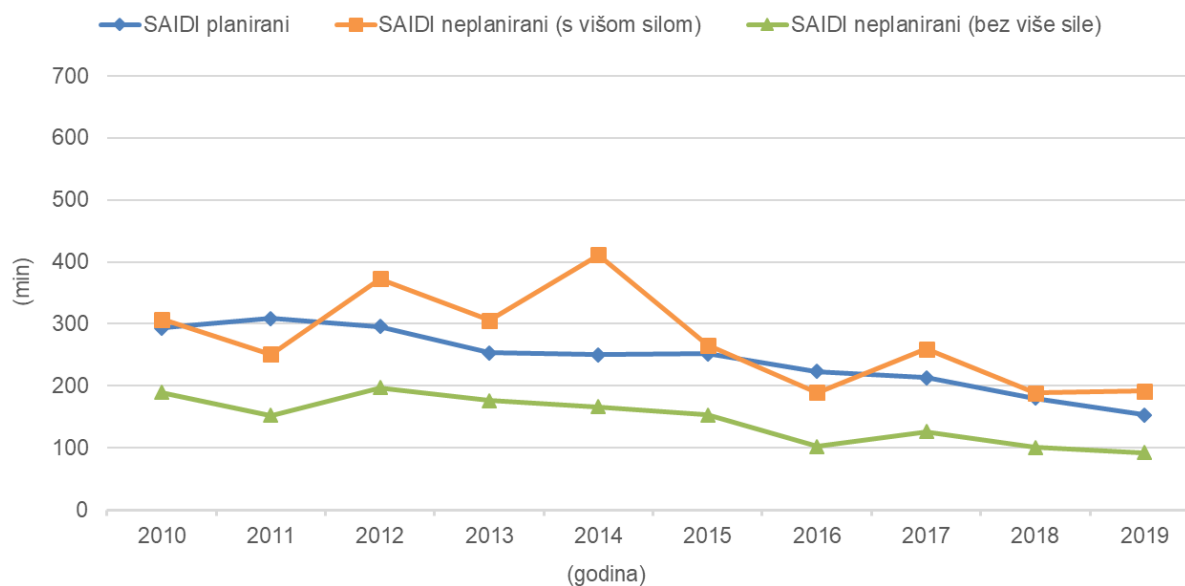
Za prikaz stanja pouzdanosti napajanja najznačajniji su pokazatelji:

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

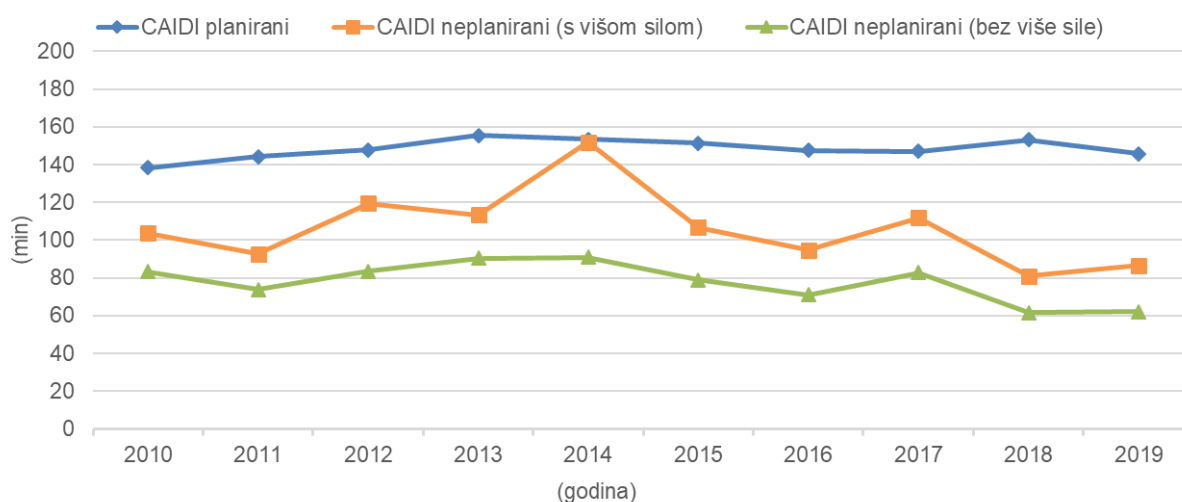
Slike 4.5, 4.6 i 4.7 prikazuju kretanje pokazatelja SAIFI, SAIDI i CAIDI na razini HEP ODS-a u posljednjem desetogodišnjem razdoblju. Od početne 2009. godine, vrijednosti sva tri pokazatelja imaju trend pada, što je u skladu s postavljenim poslovnim ciljevima povećanja kvalitete opskrbe električnom energijom i povećanja učinkovitosti poslovanja. Veća iznimka dogodila se u 2014. godini, 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 2010. – 2019.



Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2010. – 2019.



Slika 4.7 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2010. – 2019.

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

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

Pokazatelji pouzdanosti (SAIDI, SAIFI) uvijek su bili među najvažnijim pokazateljima stanja distribucijske mreže koji su se koristili kod planiranja izgradnje i obnove distribucijske mreže. Definiranjem općih i zajamčenih standarda pouzdanosti napajanja kabelaških i nadzemnih srednjonaponskih izvoda u sklopu Uvjeta kvalitete opskrbe električnom energijom [43] 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 varijanti 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 te time osigurati ispravno prioritziranje aktivnosti koje će se planirati kroz održavanje i/ili investicije.

Budući da su koristi ovakve analize očigledne, u nadolazećem razdoblju treba usuglasiti metodologiju praćenja i tretiranja rezultata, posebice načina rangiranja SN izvoda s lošijim pokazateljima u slučaju značajnijih razlika pokazatelja tijekom godina.



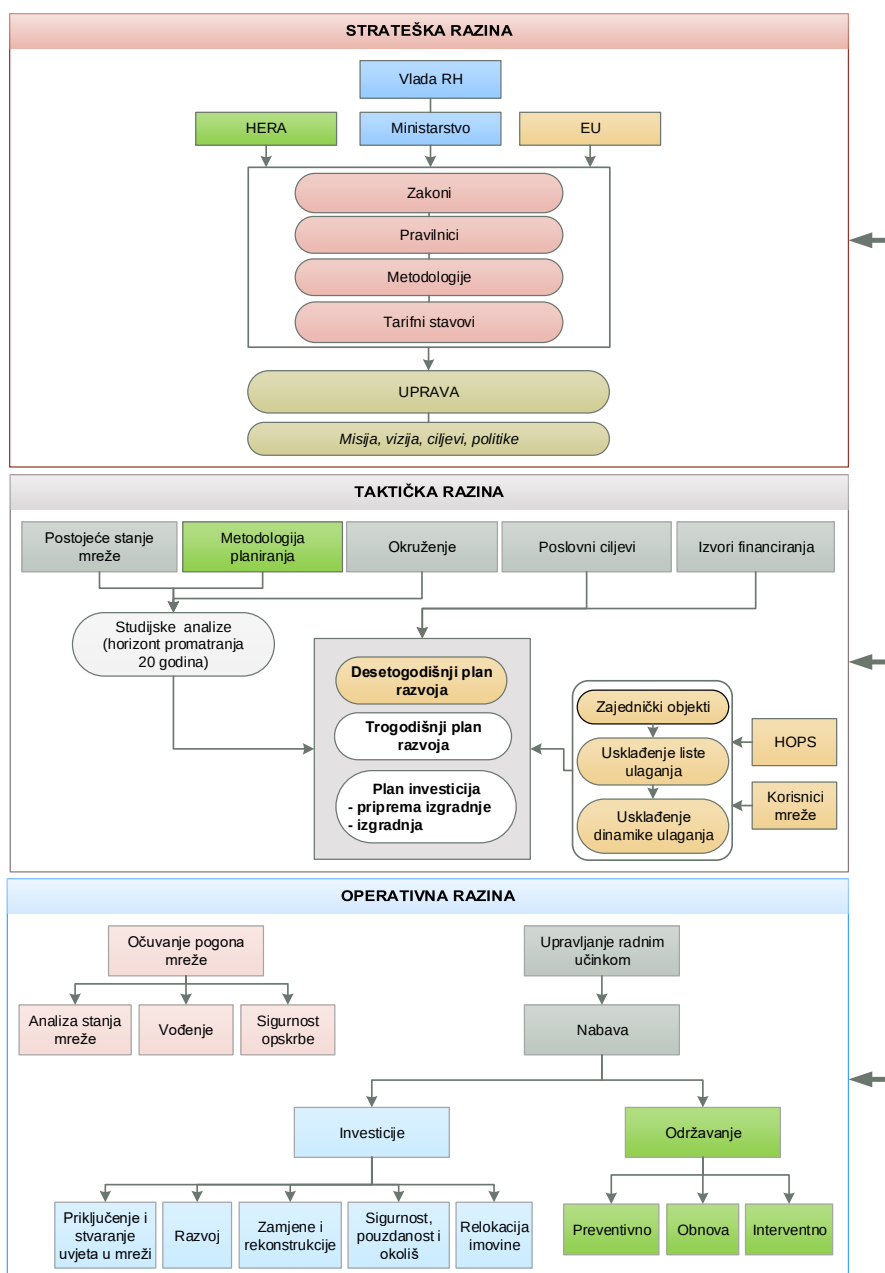
5. Planovi razvoja distribucijske mreže

5.1.	Proces planiranja i izrade planova razvoja	78
5.2.	Podloge za izradu planova razvoja.....	79
5.2.1.	Informatička podrška izradi planova	79
5.2.2.	Studije razvoja distribucijske mreže.....	80
5.2.3.	Unaprjeđenje procesa planiranja	81

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 pripreмноj 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.

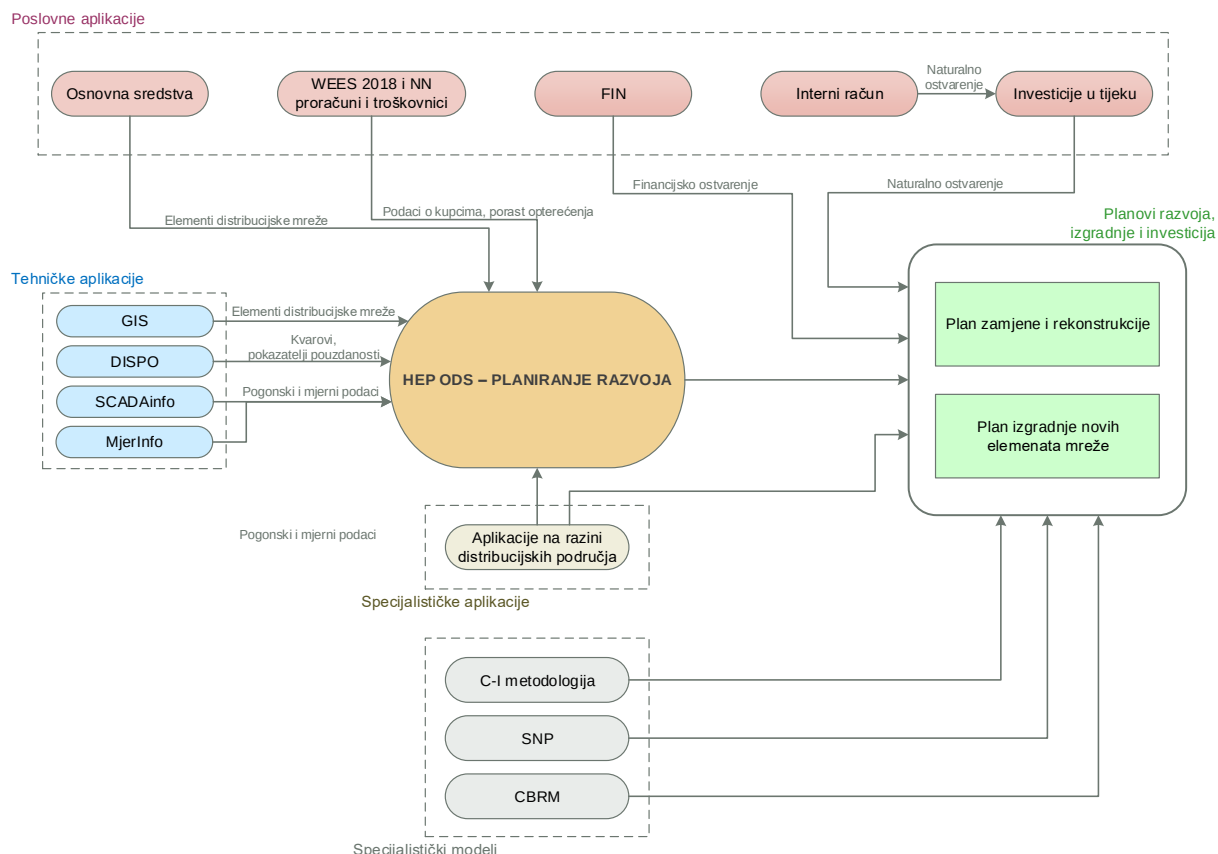
5.2. Podloge za izradu planova razvoja

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 (priklučenje i povećanje priključne snage kupaca, financijsko i prirodno 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.

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

U idućem razdoblju jedan od važnih poslovnih ciljeva je integracija postojećih aplikacija i razvoj sučelja i drugih funkcionalnosti kojima bi se omogućio jednostavan i brz pristup podacima među važnim aplikacijama (DISPO, GIS, SCADA, 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 opterećenja u razdoblju idućih 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
- postupka 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. – 2021.

Završetkom izrade šeste grupe studija u 2021. godini bit će okončan prvi ciklus izrade studija razvoja mreže, čime će dugoročni razvoj čitave distribucijske mreže Hrvatske biti ujednačeno sagledan.

Prije pokretanja drugog ciklusa izrade studija razvoja mreže treba:

- Prilagoditi i unaprijediti nužan sadržaj studija, terminski plan i postupak ugovaranja te pregleda, revizije i recenzije studija, na osnovi iskustava stečenih izradom 26 studijskih radova tijekom više od deset godina.
- Studijskim zadatkom obuhvatiti primjenu razvijenih metodologija i ostalih pripremljenih unaprjeđenja planiranja:
 - napredna metodologija i model upravljanja imovinom temeljen na procjeni stanja i ulozi sastavnica distribucijske mreže (engl. condition based risk management, CBRM), pomoću koje se na temelju kvantifikacije rizika jednostavnije određuje prioritet i veličina planiranih zahvata u pojedinu kategoriju imovine
 - metodologija planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV temeljena na tehničkim i ekonomskim kriterijima i hijerarhijski model za određivanje prioriteta ulaganja
 - napredni pristup i preporuke za planiranje automatizacije mreže radi postizanja najboljih učinaka ulaganja
 - kratkoročni i dugoročni trendovi potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže dobiveni ujednačenom metodologijom za cijelo područje distribucijske mreže HEP ODS-a
 - optimirana metodologija i kriteriji za ocjenu perspektive prijelaza SN mreže na 20 kV pogonski napon.

5.2.3. Unaprjeđenje procesa planiranja

Izazovi s kojima su suočeni moderni operatori distribucijskog sustava te potreba jačanja funkcije upravljanja imovinom u idućem će razdoblju biti dodatni izazov za učinkovito planiranje i izradu planova razvoja. Da bi se i u okruženju očekivanih promjena nastavilo unaprjeđenje procesa planiranja, HEP ODS 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 trendove potrošnje električne energije ujednačenom metodologijom za cijelo područje distribucijske mreže HEP ODS-a:

- kratkoročno predviđanje potrošnje i opterećenja na mjesečnoj razini za razdoblje od pet godina za pet karakterističnih temperaturnih scenarija, zemljopisne razlučivosti do razine distribucijskih područja, po sektorima potrošnje
- dugoročno predviđanje potrošnje i opterećenja za razdoblje 20 godina s prikazom po petogodištima, zemljopisne razlučivosti do razine općine i grada, po sektorima potrošnje.

U vrijeme dovršetka ovog Plana, studija je u završnoj fazi recenzije pa će se rezultati moći primijeniti tek u idućem Planu, a posebice u idućem ciklusu izrade studija razvoja mreže.

- b) 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 dokumenata te 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.

U trenutku dovršetka ovog Plana, izrada studije je u završnoj fazi dovršetka radne verzije pred recenziju te će se moći koristiti tek u idućim razdobljima, a prije svega kao dorađena detaljna analiza u sklopu novog ciklusa izrade studija razvoja distribucijskih područja.

Nakon završetka navedenih studijskih radova, pokrenut će se novi ciklus detaljnih razrada s ciljem daljnjeg unaprjeđenja procesa planiranja i upravljanja imovinom.



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	88
6.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	91
6.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	91
6.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	92
6.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	93
6.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	94
6.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova	94
6.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova	95
6.2.5.	Planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže	95
6.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	97
6.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	97
6.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	99
6.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova	100
6.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova	101
6.3.5.	Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon	103
6.3.6.	Uvođenje napredne metodologije za ocjenu rizika na važnoj postojećoj imovini HEP ODS-a (AIM/CBRM)	106
6.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	108
6.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova	108

6.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	109
6.4.3.	Ulaganja u sanaciju naponskih prilika.....	111
6.4.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	112
6.5.	Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj.....	113
6.5.1.	Sustavi vođenja i automatizacija.....	113
6.5.2.	Mjerni uređaji i infrastruktura.....	116
6.5.3.	Nove tehnologije i tehnološki razvoj.....	122
6.5.4.	Ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže	124
6.6.	Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	125
6.6.1.	Osobna, teretna i radna vozila	125
6.6.2.	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	127
6.6.3.	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	130
6.6.4.	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	133
6.7.	Pilot projekt uvođenja naprednih mreža (sufinanciranje iz EU fondova)	135
6.8.	Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	139
6.9.	Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže.....	140
6.9.1.	Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a	140
6.9.2.	Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a	141
6.9.3.	Ostvarenje mjera iz četvrtog Nacionalnog energetskog plana energetske učinkovitosti	142
6.9.4.	Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.	143
6.9.5.	Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine	144
6.9.6.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci	147

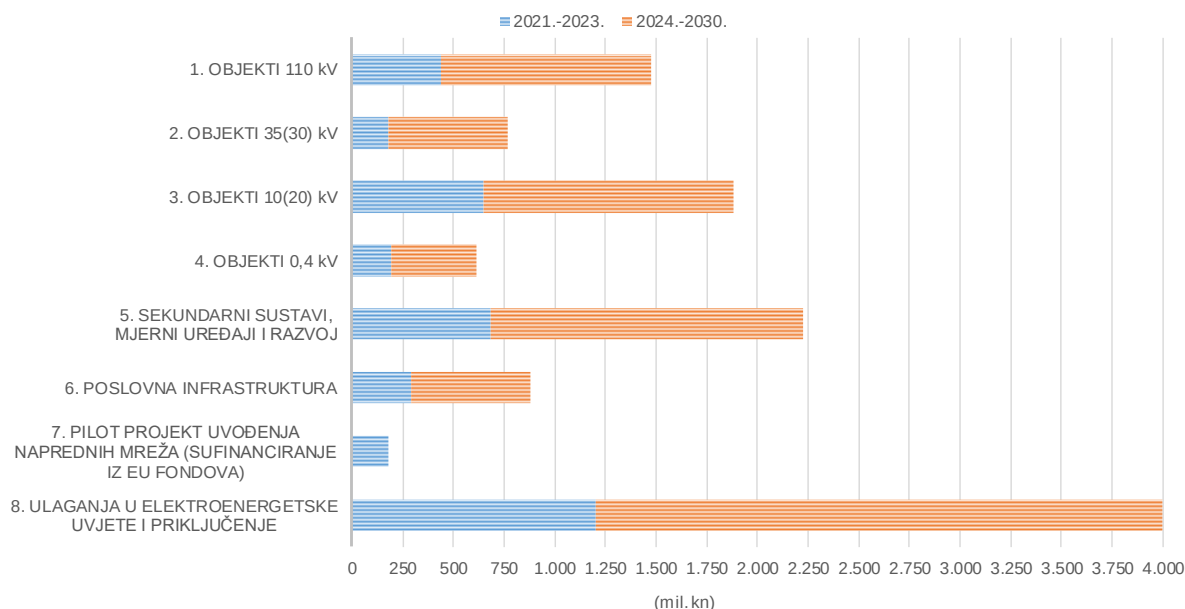
6. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

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 trenutnog stanja distribucijske mreže, a u skladu s prihvaćenim kriterijima i metodologijom planiranja razvoja te aktualnim poslovnim ciljevima HEP ODS-a, izrađen je desetogodišnji (2021. – 2030.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u planskom razdoblju 2021. – 2030. godine prikazana su Tablicom 6.1 u nastavku.

U idućem desetogodišnjem razdoblju planirana su ukupna ulaganja vrijednosti 8.019.571.000 kn sa strukturom:

- | | |
|---|------|
| – ulaganja u energetske objekte | 59 % |
| – 110 kV i 35 kV objekti | 28 % |
| – 10 kV i 20 kV objekti | 23 % |
| – 0,4 kV objekti | 8 % |
| – ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj | 28 % |
| – ulaganja u poslovnu infrastrukturu | 11 % |
| – Pilot projekt uvođenja naprednih mreža (sufinanciranje iz EU fondova) | 2 %. |

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 2021.-2023. i 2024.-2030. 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 prihvatanje 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 6.1.

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)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. -2023.	Ulaganje 2024. - 2030.	Ulaganja u 10G 2021. - 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		114.291.000	158.234.000	163.687.000	436.212.000	1.037.225.000	1.473.437.000
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	49.400.000	70.250.000	90.400.000	210.050.000	470.500.000	680.550.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	64.891.000	87.984.000	73.287.000	226.162.000	566.725.000	792.887.000
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		62.777.000	59.680.000	59.586.000	182.043.000	585.921.000	767.964.000
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	7.500.000	6.500.000	2.500.000	16.500.000	21.500.000	38.000.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	31.761.000	29.623.000	27.432.000	88.816.000	247.328.000	336.144.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	9.882.000	2.000.000	4.221.000	16.103.000	44.970.000	61.073.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	13.634.000	21.557.000	25.433.000	60.624.000	272.123.000	332.747.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		184.658.000	244.120.000	216.396.000	645.174.000	1.233.627.000	1.878.801.000
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	11.463.000	15.187.000	19.194.000	45.844.000	127.010.000	172.854.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	58.141.000	72.668.000	65.400.000	196.209.000	407.307.000	603.516.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	44.299.000	70.230.000	67.321.000	181.850.000	343.062.000	524.912.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	70.755.000	86.035.000	64.481.000	221.271.000	356.248.000	577.519.000
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		65.724.000	63.616.000	65.931.000	195.271.000	416.227.000	611.498.000
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	13.294.000	11.741.000	13.833.000	38.868.000	86.571.000	125.439.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	34.281.000	28.942.000	29.923.000	93.146.000	170.473.000	263.619.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	18.149.000	22.933.000	22.175.000	63.257.000	159.183.000	222.440.000
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		224.500.000	235.000.000	221.000.000	680.500.000	1.547.000.000	2.227.500.000
	Sustavi vođenja i automatizacija	13.500.000	14.000.000	14.000.000	41.500.000	98.000.000	139.500.000
	Mjerni uređaji i infrastruktura	209.000.000	219.000.000	205.000.000	633.000.000	1.435.000.000	2.068.000.000
	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		82.800.000	112.250.000	94.450.000	289.500.000	593.250.000	882.750.000
	Osobna, teretna i radna vozila	27.500.000	47.000.000	38.000.000	112.500.000	260.000.000	372.500.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	30.800.000	41.000.000	37.200.000	109.000.000	203.000.000	312.000.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	15.500.000	13.750.000	13.750.000	43.000.000	96.250.000	139.250.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	9.000.000	10.500.000	5.500.000	25.000.000	34.000.000	59.000.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		734.750.000	872.900.000	821.050.000	2.428.700.000	5.413.250.000	7.841.950.000
7. PILOT PROJEKT UVOĐENJA NAPREDNIH MREŽA (SUFINANCIRANJE IZ EU FONDOVA)		112.000.000	63.647.000	1.974.000	177.621.000	0	177.621.000
	Napredna mjerna infrastruktura	26.942.000	27.784.000	0	54.726.000	0	54.726.000
	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	20.930.000	0	0	20.930.000	0	20.930.000
	Automatizacija distribucijske mreže	64.128.000	35.863.000	1.974.000	101.965.000	0	101.965.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		846.750.000	936.547.000	823.024.000	2.606.321.000	5.413.250.000	8.019.571.000
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	2.179.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	21.010.000	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	171.417.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	205.394.000					
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		1.246.750.000	1.336.547.000	1.223.024.000	3.806.321.000	8.213.250.000	12.019.571.000

6.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV

Ključni energetske 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 (predstavljani u Poglavlju 2.1).

Izradi dugoročnih planova ulaganja u pojne točke prethodi studijska analiza dugoročnog razvoja sredjonaponske 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 napajnog područja (količina isporučene električne energije, kategorije kupaca, osjetljivost na prekide, nužna razina kvalitete napona, demografske perspektive, ekonomski i gospodarski razvojni potencijal regije)
- ocjena stanja elektroenergetskih objekata, susjednih pojmih točaka i napajane mreže
- smjernice razvoja (stanje i buduća uloga susjednih pojmih 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) i imovinsko-pravna priprema, izrađuje se vremenski i financijski plan realizacije s podjelom tehničkih i nabavnih cjelina te priprema dokumentacije za javnu nabavu opreme i usluga. Ukupna priprema složene kapitalne investicije traje između dvije i pet godina, pri čemu kraće traju pripreme aktivnosti za rekonstrukcije postojećih pojmih 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 provedbi rekonstrukcije teži se raditi s minimalnim prekidima isporuke, optimalnim korištenjem raspoloživih potencijala za izvođenje i nadzor te provedbom radova u optimalno doba godine. Pristup rekonstrukciji SN mreže razmatra i povezne SN vodove prema susjednim pojnim točkama i ugradnju rastavnih i/ili preklopnih uređaja na vodovima ili u distribucijskim transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV.

Iskustvo 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 2021. – 2030. 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 opravdanja izgradnje nove TS 110/10(20) kV, troškom izgradnje, usuglašavanjem stajališta mrežnih operatora, revizijom projekata, problemima u izgrađenosti 110 kV mreže i izgradnji novih priključaka na 110 kV mrežu te 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. 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 pojmih točaka TS 110/x kV pripremaju se kao zajednički projekt mrežnih operatora i moraju zadovoljiti okvir određen načelima razgraničenja djelatnosti u HEP grupi (2013.), ugovorom o međusobnim odnosima u HEP Grupi (2014.) i Mrežnim pravilima [5]. 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. Rekonstrukcije su dodatno opterećene i organizacijskim izazovom osiguranja opskrbe korisnika mreže. Stoga se dinamika ostvarenja planira uvažavajući razdoblje vršnog opterećenja, mogućnosti susjednih pojmih 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 maloljnih 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 nabavu 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:

- Pojne točke izravne transformacije 110/10(20) kV treba planirati na ili u blizini lokacija postojećih transformatorskih stanica, prije svega 110/35 kV ili 35/10 kV.
- Pravodobno planirati povećanje kapaciteta za visoko opterećene transformatorske stanice.
- Povećanje kapaciteta izravne transformacije 110/10(20) kV treba planirati do snage 2x40 MVA, a nakon toga se planira izgradnja nove pojne točke (iznimka mogu biti specifični slučajevi u najvećim hrvatskim gradovima).
- 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).
- 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.

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 prienosnog sustava tijekom redovitih aktivnosti na pripremi višegodišnjih planova ulaganja. Usklađena lista zajedničkih objekata za plan 2021. – 2030. 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 poslovnim, ekonomskom i regulativom okruženju elektrodistribucijske djelatnosti, teško je prognozirati dinamiku investicijskih aktivnosti daleko u budućnost. Dodatno, čak i kada je potreba za izgradnjom nove pojne točke prepoznata na temelju najavljenih aktivnosti trenutačno uspješnog gospodarskog subjekta (korisnika mreže), operator distribucijskog sustava suočen je s vrlo grubom ocjenom potreba u dolazećem planskom razdoblju. Stoga treba dodatno naglasiti da su novi elektroenergetski objekti 110/x planirani na osnovi podataka o razvoju opterećenja i mreže i usklađeni s HOPS d.o.o. Uvažavajući prethodno opisane okolnosti postoji mogućnost korekcije dinamike izgradnje ovisno o promjeni prioriteta u budućim planskim dokumentima.

Tablica u nastavku daje pregled ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem 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)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. - 2023.	2024. - 2030.	Ukupno 10G 2021. - 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	49.400.000	70.250.000	90.400.000	210.050.000	470.500.000	680.550.000

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 unaprijednim projektnim modelima već izvedenih zahvata u kategorijama ulaganja u revitalizacije i rekonstrukcije opisanim 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 maloulnih 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)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. - 2023.	2024. - 2030.	Ukupno 10G 2021. - 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x	64.891.000	87.984.000	73.287.000	226.162.000	566.725.000	792.887.000

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 pojmih točaka HEP ODS-a (gotovo 75 % svih pojmih točaka x/10(20) kV). Pouzdanost i sigurnost pogona transformatorske stanice 35(30)/x kV ovisi o pouzdanosti i prijenosnoj moći vodova 35 kV naponske razine. Osnovni pregled stanja objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3.

U skladu sa strateškim smjernicama razvoja, planiraju se ulaganja u cilju povećanja sigurnosti i pouzdanosti pogona (rekonstrukcija postrojenja, pojačanje transformacije), unaprjeđenja 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 niskourbanim ili ruralnim područjima, u transformatorskim stanicama TS 35(30)/x kV priključeni su brojni distribuirani izvori energije. Stoga TS 35/10(20) kV ostaju važna energetska i informacijska čvorišta.

U okviru ovih 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 treba planirati pravodobno, do snage 2x8 MVA. Ako se procjenjuje snažan porast opterećenja, treba 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.
- 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 kabelaških 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 dotrajalog 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 maloljnih prekidača vakuumskim, zamjena sekundarnih podsustava: relejne zaštite, mjerenja, vođenja, telekomunikacije, proizvodnje i razvoda pomoćnog napona ili dr.). Projektna i tehnička priprema zamjene i revitalizacije je kraća i jednostavnija, priprema započinje minimalno u godini koja prethodi godini planiranog početka realizacije i ne uključuje upravni postupak ishoda lokacijske i/ili građevinske dozvole. Ostvarenje je uglavnom u vremenskom okviru jednogodišnjeg plana ulaganja.

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

U skladu s već opisanim smjernicama i načelima planiranja, glavni opseg investicijskih aktivnosti usmjeren je rekonstrukciji postojećih pojnih točaka 35/10(20) kV. U okviru ulaganja iskazanih u Tablici 6.6, u planskom razdoblju do 2030. 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)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. - 2023.	2024. - 2030.	Ukupno 10G 2021. - 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 35/10(20) kV	7.500.000	6.500.000	2.500.000	16.500.000	21.500.000	38.000.000

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 pojmih točaka 110/10(20) kV ili 110/35/10(20) kV u blizini.

Povećanje udjela mreže u pogonu na 20 kV i povećanje udjela izravne transformacije (110/20 kV) odražava se na pristup rekonstrukciji i revitalizaciji TS 35(30)/10(20) kV. Iskustvo pokazuje da u području s većom gustoćom opterećenja, izgradnja TS 110/20 kV mijenja ulogu gradskih TS 35/10 kV tako da barem jedna do dvije postaju 20 kV rasklopišta, a jedna do dvije TS 35/10 kV gube ulogu u napajanju SN mreže. Popis objekata koji su u razdoblju 2010. – 2020. promijenili ulogu u mreži predstavljen je u Prilogu 10.1. Na isti način je predstavljena lista objekata koji će s vremenom promijeniti ulogu u SN mreži zbog planirane izgradnje novih pojmih točaka 110/10(20) kV.

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

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. - 2023.	2024. - 2030.	Ukupno 10G 2021. - 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	31.761.000	29.623.000	27.432.000	88.816.000	247.328.000	336.144.000

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)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	9.882.000	2.000.000	4.221.000	16.103.000	44.970.000	61.073.000

Od značajnijih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je izgradnja pet dionica KB 35 kV te jedna dionica DV 35 kV ukupne duljine oko 31,3 km te vrijednosti ulaganja od 13,5 mil. kn, što zajedno s manjim ulaganjima u početnom trogodišnjem razdoblju iznosi 16,1 mil. kn. U razdoblju od 2024. do 2030. godine planirana ulaganja su u vrijednosti 44,9 mil. kn.

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)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcija i revitalizacija DV/KB 35 kV	13.634.000	21.557.000	25.433.000	60.624.000	272.123.000	332.747.000

Od značajnijih ulaganja, u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je rekonstrukcija sedam dionica DV 35 kV i dvije dionice KB 35 kV ukupne duljine 92,6 km u vrijednosti 54,2 mil. kn. U početnom trogodišnjem razdoblju planirana su i manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova ukupne vrijednosti 6,4 mil. kn, što ukupno čini 60,6 mil. kn. U razdoblju od 2024. do 2030. godine planirana su značajnija pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 428 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 251,5 mil. kn te manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 35 km vodova ukupne vrijednosti 20,6 mil. kn, što ukupno čini 272,1 mil. kn.

6.2.5. Planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže

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.

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

Radi definiranja metodologije planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV temeljene na tehničkim i ekonomskim kriterijima te izrade hijerarhijskog modela za određivanje prioriteta ulaganja, u drugom

dijelu 2018. godine pokrenuta je izrada studije „Planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže“

Ispunjenjem zadanih ciljeva, studija je završena sredinom 2020. godine:

- 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.

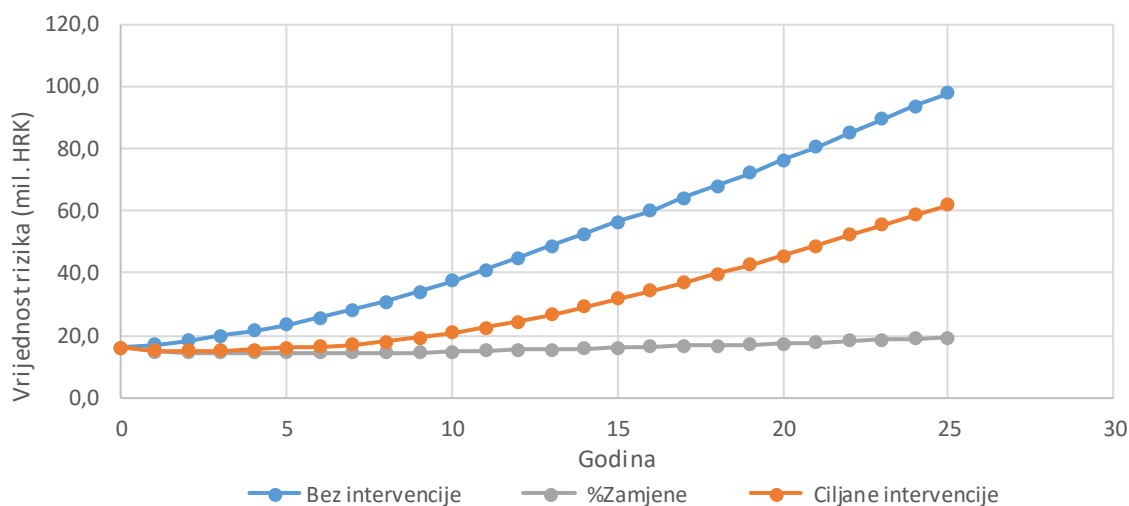
Studijom su definirani kriteriji bitni za utvrđivanje plana obnove dalekovoda i metoda određivanja prioriteta ulaganja, odnosno utvrđivanja kratkoročnog (trogodišnjeg) i dugoročnog (desetogodišnjeg) plana obnove dalekovoda 35(30) kV.

Rezultati studije

Studijom je dan pregled nadzemnih vodova 35 kV naponske razine s projekcijama stanja i rizika dalekovoda u budućem razdoblju. Također dane su i projekcije potrebnih ulaganja ako se stanje dalekovoda želi održati na jednakoj vrijednosti rizika.

Na Slici 6.2 dana je promjena rizika na DV 35 kV na razini dionice u tri scenarija ulaganja: bez intervencije, uz određeni postotak zamjene te uz ciljane intervencije.

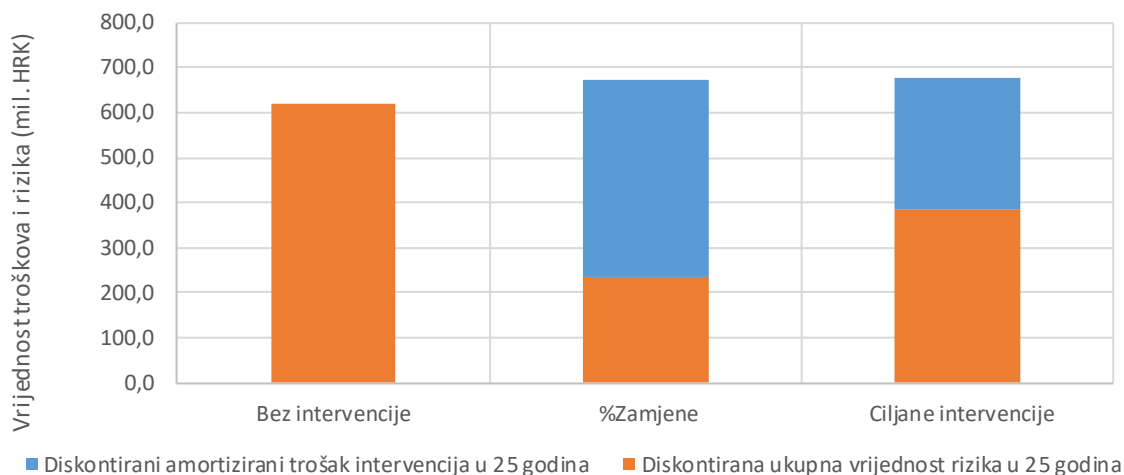
Kao što je vidljivo, u slučaju određenog udjela zamjene rizik je u čitavom razdoblju približno na jednakoj razini, a u slučaju ciljanih intervencija raste, no do godine 10 ne značajno u odnosu na slučaj postotnih zamjena.



Slika 6.2 Promjena rizika tijekom 25-godišnjeg razdoblja na razini dionica

Slika 6.3 prikazuje zbroj diskontiranih amortiziranih troškova i ukupnih rizika svake pojedinačne komponente dalekovoda, čime je zbroj tih dvaju parametara sveden na razinu dionice. U oba slučaja, postotnih zamjena i ciljanih intervencija, njihov zbroj je veći od rizika ako se ne bi ništa radilo, no razlika je relativno malena, pri čemu je ostvareno značajno smanjenje rizika, osobito u slučaju scenarija postotnih zamjena. Oba scenarija ulaganja imaju približno jednake ukupne troškove, a scenarij postotne zamjene ima bitno bolji omjer troškova ulaganja i rizika te bi se moglo zaključiti kako predstavlja

optimalni scenarij obnove DV 35(30) kV. No, treba uzeti u obzir da taj scenarij pretpostavlja potpuno neovisno optimiranje zamjena pojedinih elemenata dalekovoda na razini stupnog mjesta, odnosno nije uključeno integralno planiranje obnove vodiča i opreme na razini cijele dionice. Stoga scenarij postotne zamjene u stvari predstavlja teoretski potencijal smanjenja rizika, dok scenarij ciljanih intervencija predstavlja realno ostvarivo upravljanje rizikom, uz otvorenu mogućnost dodatnog optimiranja.



Slika 6.3 Diskontirani amortizirani troškovi i ukupni rizici na razini dionice

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 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

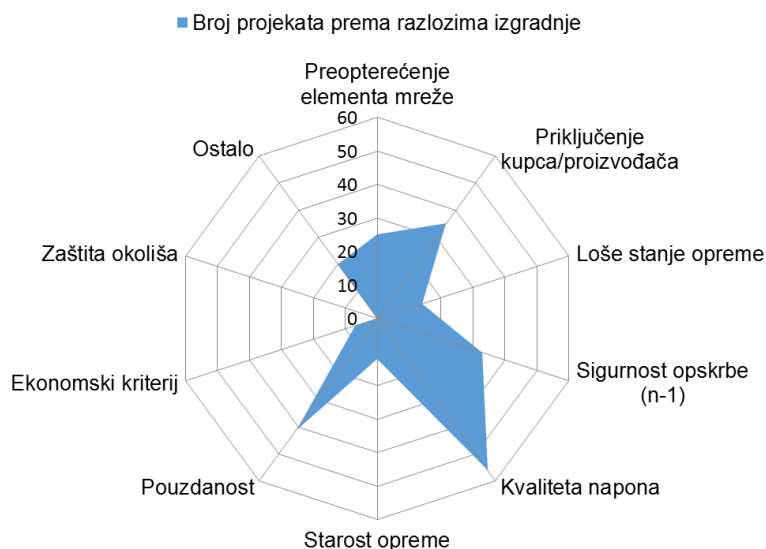
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	11.463.000	15.187.000	19.194.000	45.844.000	127.010.000	172.854.000

Tablica 6.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2021. – 2023., s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2021.		2022.		2023.		Ukupno	
	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj
Kabelska TS	10.300.000	37	12.861.000	43	17.649.000	59	40.810.000	129
Stupna TS	1.063.000	16	1.776.000	17	1.545.000	10	4.384.000	43
Rasklopište	100.000	1	550.000	2	0	0	650.000	3
Ukupno	11.463.000	54	15.187.000	62	19.194.000	69	45.844.000	175

Slika 6.4 prikazuje razdiobu planiranih količina TS 10(20)/0,4 kV u ovisnosti o razlozima izgradnje. Najveći udio novih TS gradi se radi:

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



Slika 6.4 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)

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 6.12.

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)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
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	58.141.000	72.668.000	65.400.000	196.209.000	407.307.000	603.516.000

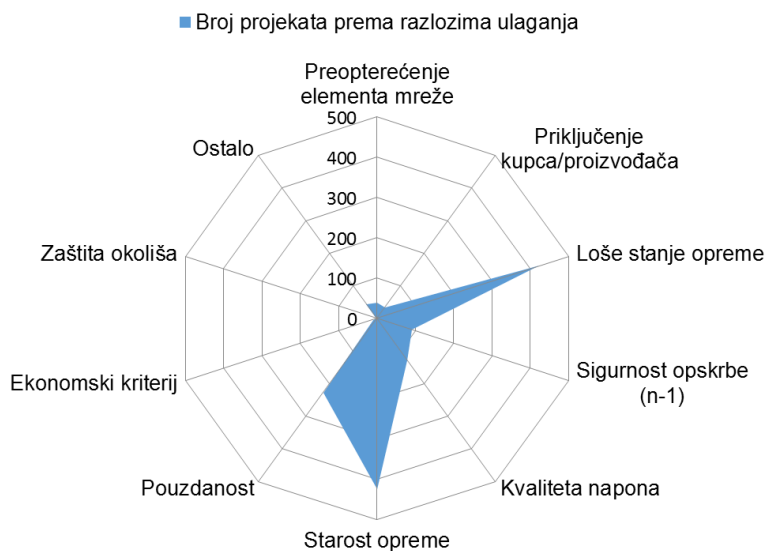
U početnom trogodišnjem razdoblju planirano je uložiti 196,2 milijuna kuna, razdioba ulaganja po godinama prikazana je Tablicom 6.13.

Tablica 6.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2021.-2023. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2021.		2022.		2023.		Ukupno	
	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj
Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	58.141.000	549	72.668.000	639	65.400.000	599	196.209.000	1787

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 6.5 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 6.5 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)**

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, radi sigurnosti i pouzdanosti napajanja, predstavljaju ključnu sastavnicu distribucijske mreže. Priključivanje sve većeg broja distribuiranih izvora na ove vodove dodatno povećava njihovu važnost.

Planirana ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom 6.14.

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

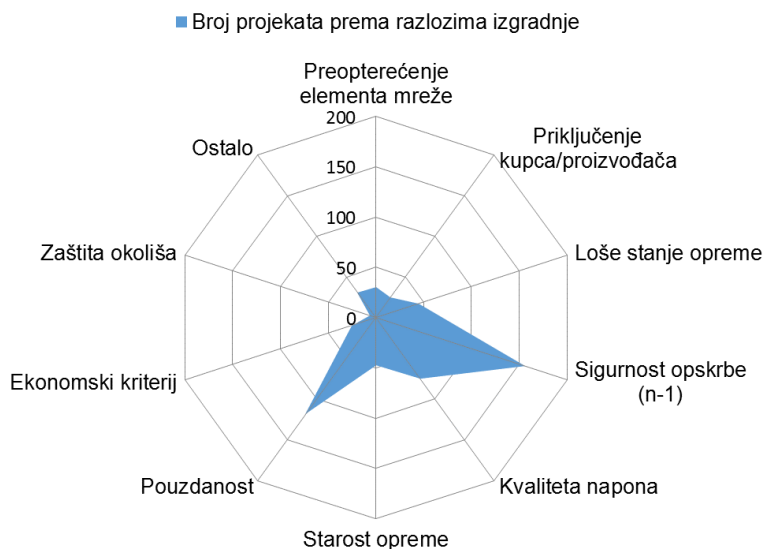
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	44.299.000	70.230.000	67.321.000	181.850.000	343.062.000	524.912.000

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 2021. – 2023. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2021.		2022.		2023.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Nadzemni vodovi	764.000	4	2.206.000	13	2.357.000	14	5.327.000	31
Podzemni kabeli	43.535.000	169	68.024.000	241	64.964.000	194	176.523.000	604
Podmorski kabeli	0	0	0	0	0	0	0	0
Ukupno	44.299.000	173	70.230.000	254	67.321.000	208	181.850.000	635

Na Slici 6.6 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 6.6 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)**

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 mm² ili

95/15 mm²) 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 6.16.

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

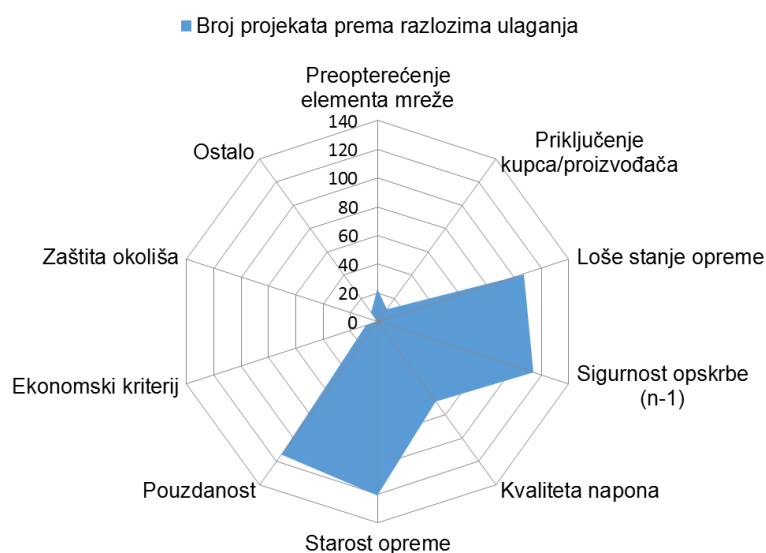
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	70.755.000	86.035.000	64.481.000	221.271.000	356.248.000	577.519.000

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 2021. – 2023. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2021.		2022.		2023.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	70.755.000	342	86.035.000*	445	64.481.000	363	221.271.000	1.150

* Do povećanog iznosa specifičnih vrijednosti ulaganja u 2021. i 2022. g. došlo je zbog većeg udjela revitalizacija nadzemnih vodova i njihovog kabliranja te većeg broja dionica podzemskih kabela za zamjenu u 2022. g.



Slika 6.7 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)

Slika 6.7 daje grafički prikaz razdiobe broja planiranih ulaganja prema razlozima zbog kojih se pristupa rekonstrukciji i revitalizaciji 10(20) kV vodova. 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 s ciljem bržeg ostvarenja pogona dijela SN mreže na 20 kV naponskoj razini.

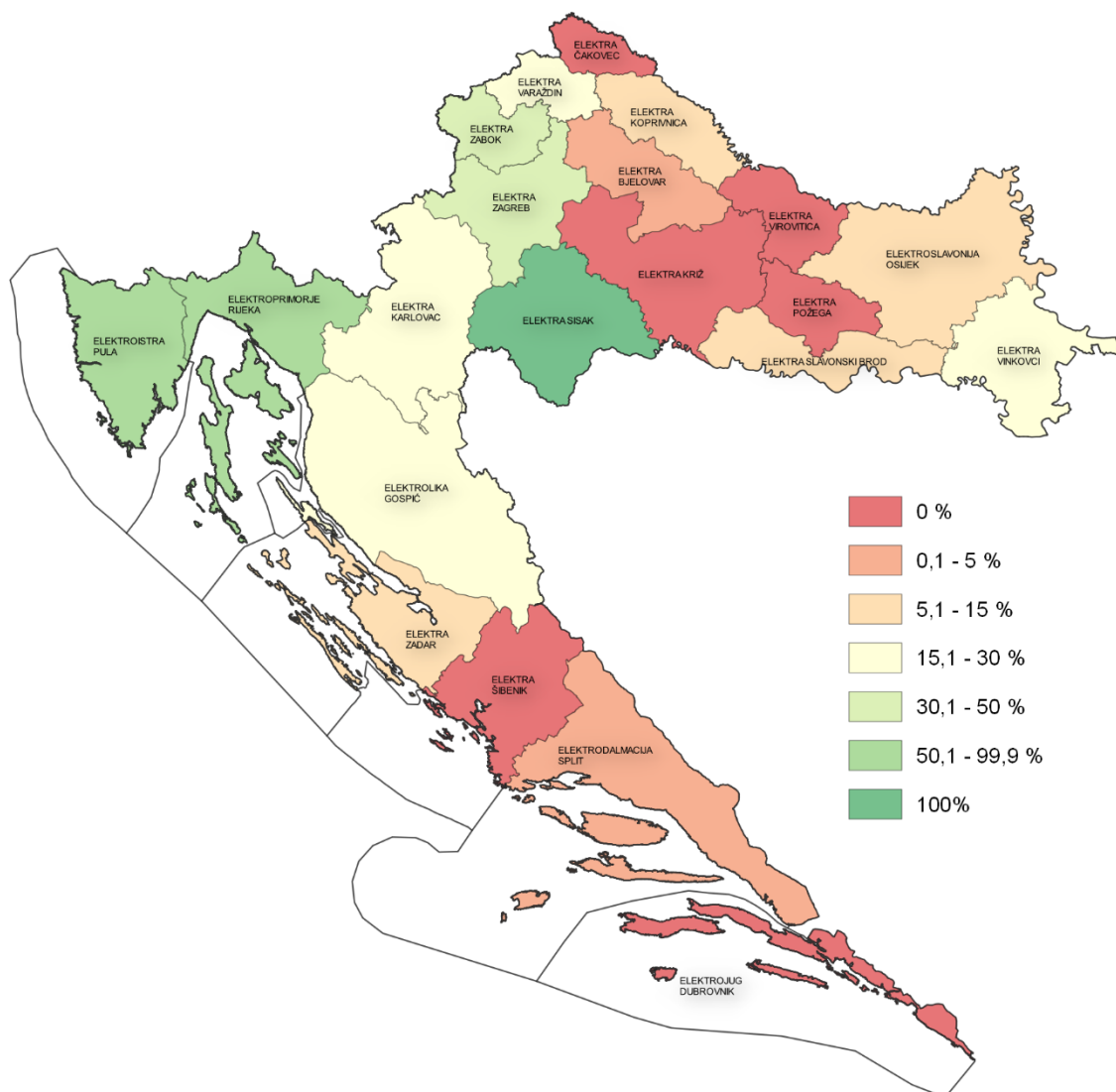
Prijelaz s postojećeg četveronaponskog distribucijskog sustava 110–35–10–0,4 kV na tronaponski 110–20–0,4 kV tema je brojnih razvojnih studija još od sredine šezdesetih godina prošloga stoljeća. Dobiveni rezultati studija ukazivali su na brojne pogodnosti:

- 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 kablskih) 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. 2019. godine vrlo je raznoliko (Slika 6.8).



Slika 6.8 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima

Prvo područje koje je u potpunosti uvelo pogon srednjonaponske mreže na 20 kV i napustilo naponsku razinu 10 kV je Elektra Sisak. Završne aktivnosti na prelasku odrađene su u rujnu 2019. godine, što je popraćeno izdavanjem prigodne brošure.

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

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

U studijskom radu Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV [44] 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:

- 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, trenutno 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 7.000 TS SN/NN i oko 8.500 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 2021. do 2023. 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 2020. u realizaciji je značajan broj višegodišnjih ulaganja u završnu fazu pripreme za prijelaz SN mreže na 20 kV s težištem ulaganja u Elektri Zagreb, Elektri Koprivnica, Elektri Bjelovar, Elektroistri Pula, Elektroprimorju Rijeka, Elektrodalmaciji Split te Elektri Zadar. Uz uspješnu realizaciju ulaganja do kraja 2020. i povoljne vremenske i druge preduvjete, planirano je ostvariti pogon na 20 kV za još oko 650 TS SN/NN i oko 900 km SN vodova.

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/CBRM² 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.

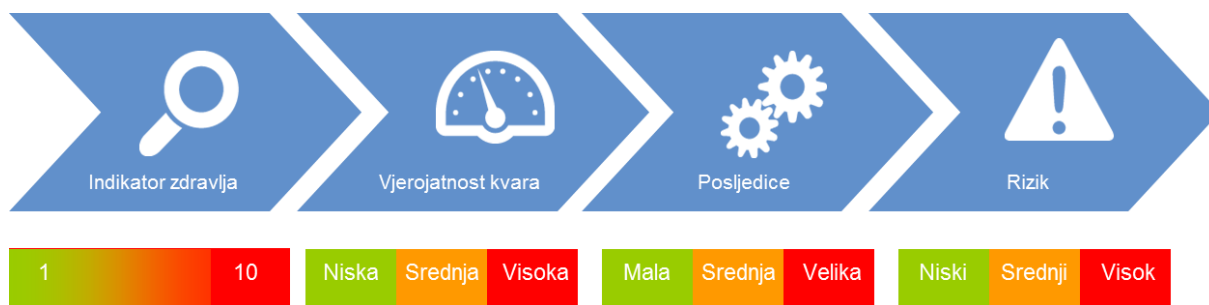
Ovom metodologijom (AIM/CBRM) omogućuje se vrednovanje rizika elemenata distribucijske mreže s pomoću modela koji se izrađuje na temelju podataka o imovini, a uključuje korake:

- 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 6.9).

² Engl. Asset Investment Management - Upravljanje ulaganjima u imovinu

Engl. Condition Based Risk Management - Upravljanje imovinom na temelju procjene rizika stanja imovine



Slika 6.9 Ključni koraci metodologija AIM/CBRM

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

- srednjonaponske kableske 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.

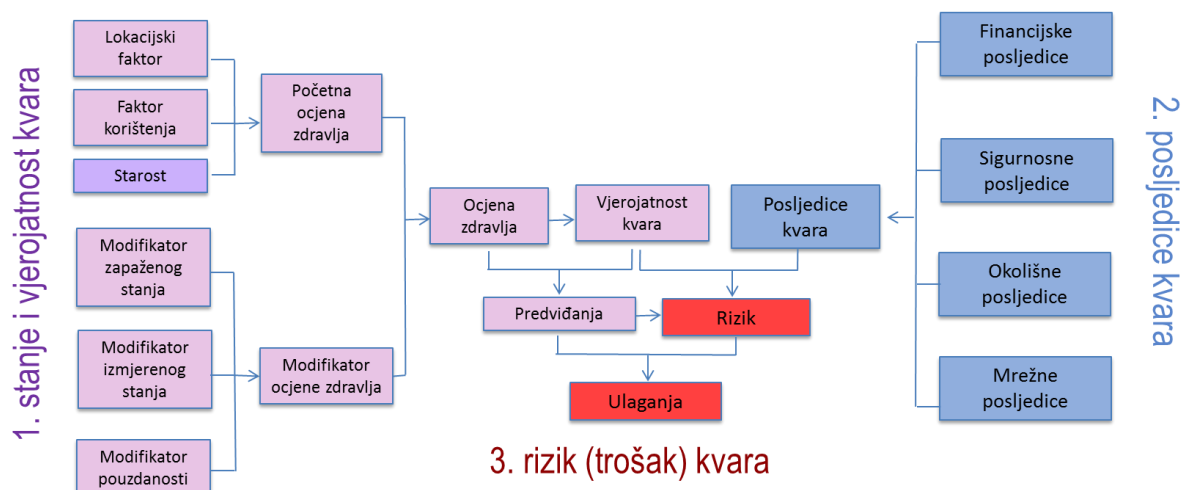
Projekt je bio posebice važan u povećanju značaja provedbe održavanja u sklopu kojeg se prikupljaju podaci za spomenuti model, odnosno za budući cjeloviti sustav upravljanja imovinom HEP ODS-a. Projekt je organiziran u šest faza:

1. Početak projekta, definiranje plana projekta i prezentacija metodologije
2. Izrada modela za TS SN/NN i SN kableske 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 kableski 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 6.10.



Slika 6.10 AIM/CBRM Metodologija – Struktura modela

Radom na projektu i analizom rezultata izrađenih modela prikupljenje su ključne informacije te prepoznate iduće 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:

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

6.4.1. Izgradnja novih 0,4 kV vodova

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

Planirana ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom 6.18.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	13.294.000	11.741.000	13.833.000	38.868.000	86.571.000	125.439.000

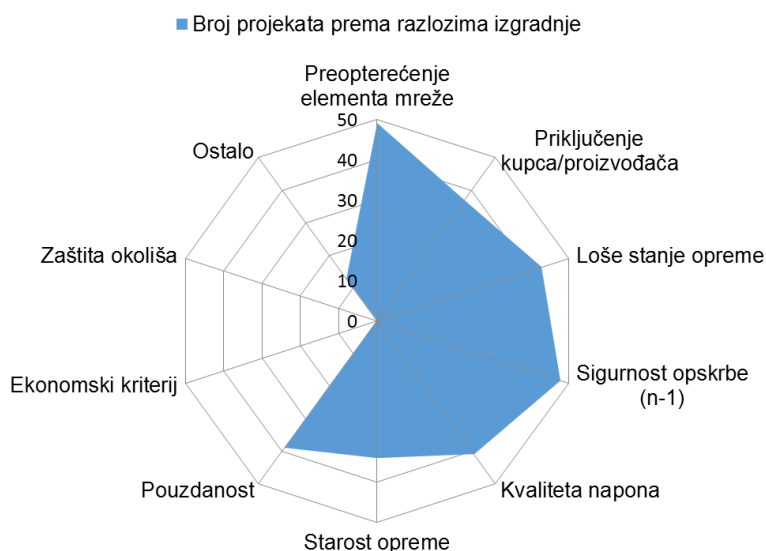
U Tablici 6.19 dan je planirani opseg ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV naponske razine u idućem desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 6.19 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2021. – 2023. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2021.		2022.		2023.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Izgradnja novih vodova 0,4 kV	13.294.000	107	11.741.000	84	13.833.000*	82	38.868.000	273

* Do povećanog iznosa specifičnih vrijednosti ulaganja u 2023. došlo je zbog većeg opsega ulaganja u izgradnju kabela mreže u zamjenu za postojeću nadzemnu mrežu.

Na Slici 6.11 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 preopterećenja mreže, lošeg stanja opreme i starosti, a radi sigurnosti opskrbe, pouzdanosti i poboljšanja kvalitete napona.

**Slika 6.11 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)**

6.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV

Rekonstrukcije NN mreže poglavito se odnose na zamjene vodiča malih presjeka SKS-om presjeka 70 mm². Riječ je o velikim investicijskim zahvatima i dugotrajnom procesu, a posebice na području

Slavonije i Baranje gdje je 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 6.20.

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

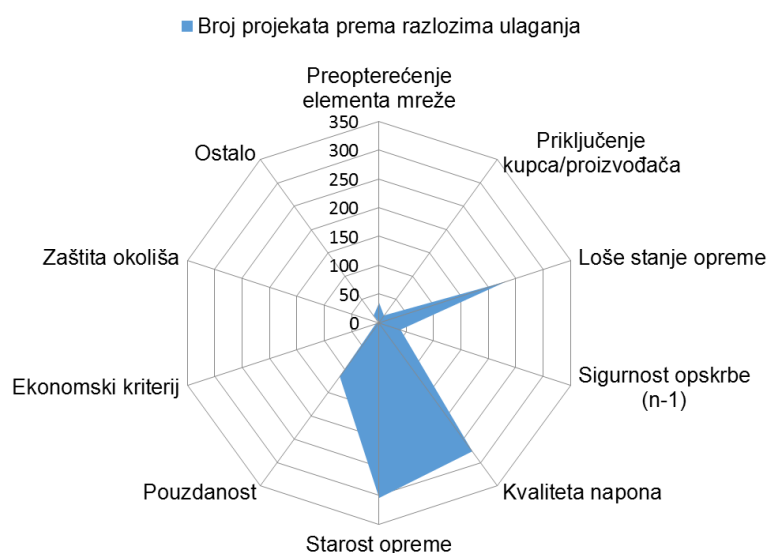
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	34.281.000	28.942.000	29.923.000	93.146.000	170.473.000	263.619.000

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 2021. – 2023. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2021.		2022.		2023.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	34.281.000	164	28.942.000	143	29.923.000	153	93.146.000	460

Na Slici 6.12 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 6.12 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2021. – 2023.)

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 riješila, ulaganja su se nastavila pretežito kroz program ulaganja u SN i NN objekte u cilju povećanja kapaciteta mreže, sanacije naponskih prilika i povećanja sigurnosti opskrbe te manjim dijelom u sklopu programa ulaganja u revitalizaciju dotrajale opreme.

Sanacija postojeće mreže niskog napona za dio distribucijskih područja, poput Elektre Zabok, još uvijek predstavlja veliki financijski problem, dok su primjerice Elektra Čakovec 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 distribucijskim područjima prikazana je tablicom 6.22.

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	49	1,4%	51	29.756	3.043	5,1
Elektra Zabok	94	10,5%	114	197.083	3.232	35,9
Elektra Varaždin	12	1,5%	12	31.390	470	7,2
Elektra Čakovec						0,0
Elektra Koprivnica	11	1,6%	17	17.379	324	3,5
Elektra Bjelovar	15	1,9%	18	24.854	594	4,8
Elektra Križ	51	3,5%	60	76.823	2.302	19,6
Elektroslavonija Osijek	45	2,4%	89	64.345	2.725	12,3
Elektra Vinkovci	44	5,3%	50	41.785	1.730	9,6
Elektra Slavonski Brod	14	1,7%	15	14.025	508	2,9
Elektroistra Pula	3	0,1%	3	2.740	74	1,8
Elektroprimorje Rijeka	39	2,0%	40	39.933	1.364	16,9
Elektrodalmacija Split	85	3,2%	95	101.510	7.430	45,6
Elektra Zadar	25	2,1%	37	22.040	1.739	6,1
Elektra Šibenik	15	1,6%	17	11.320	1.011	5,2
Elektrojug Dubrovnik	18	3,9%	18	15.970	908	14,0
Elektra Karlovac	67	4,5%	79	145.765	2.115	22,6
Elektra Sisak	58	5,9%	83	184.320	1.713	34,3
Elektrolika Gospić	12	1,1%	13	28.335	269	5,1
Elektra Virovitica	1	0,2%	1	2.400	30	0,6
Elektra Požega						0,0
UKUPNO	658	2,6 %	812	1.051.773	31.581	253,0

Stalnom brigom i praćenjem naponskih prilika na obračunskim mjernim mjestima korisnika prepoznaju se nova područja s lošim naponskim prilikama pa se na temelju toga nadopunjuje lista potrebnih ulaganja.

Prosječnim godišnjim 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 izvodima zbog 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.

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 [35].

U skladu s [1,2,3], 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 2019. godine obuhvaćeno je okvirno 65.000 OMM pri čemu je tijekom godina uloženo okvirno 133 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 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)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. - 2023.	2024. - 2030.	Ukupno 10G 2021. - 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	18.149.000	22.933.000	22.175.000	63.257.000	159.183.000	222.440.000

Procjenjuje se da se uz navedenu financijsku dinamiku na razini HEP ODS-a godišnje može urediti okvirno 8.000 priključaka i obračunskih mjernih mjesta, što ovisi o tome u kojoj mjeri su obuhvaćeni individualni objekti, a u kojoj mjeri stambene zgrade.

6.5. Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj

6.5.1. Sustavi vođenja i automatizacija

6.5.1.1. Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže

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

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

- 4 distribucijska dispečerska centra (DDC Sjever, DDC Jug, DDC Istok, DDC Zapad)
- 21 distribucijskog upravljačkog centra
- 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.

Posljednjih godina uložen je veliki napor u revitalizaciju procesnih informacijskih i komunikacijskih sustava, a tako i revitalizacije SCADA sustava u DDC i DUC.

Pregled sustava instaliranih po organizacijskim jedinicama 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

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

Također, važno je istaknuti da sustavi daljinskog upravljanja predstavljaju u načelu informacijske sustave, a karakteristika ovih sustava je aktivna dinamika u razvoju i sigurnosti. Stoga briga o ovim sustavima predstavlja kontinuirani proces. Isto tako, trend uvođenja naprednih funkcija u elektroenergetsku mrežu (po načelima Smart Grida) značajno utječe na procese razvoja, a time i 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 procesno-informacijskih sustava
- c) modernizacija sustava daljinskog vođenja u elektroenergetskim objektima
- d) digitalizaciju i platformizaciju procesa vođenja distribucijske mreže kroz razvoj usluga dodanih vrijednosti (napredne usluge sustava, napredno vođenje,...).

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 kroz više faza, a u konačnici je predviđena uspostava nacionalnog distribucijskog dispečerskog centra (NDDC).

Integracija procesno-informacijskih sustava, koja će omogućiti osmotrivost mreža grupa distribucijskih područja u DDC-ima, dodatno će povećati potencijal poboljšanja učinkovitosti i pouzdanosti napajanja te sigurnosti opskrbe električnom energijom.

S povećanjem zahtjeva prema HEP ODS-u za prikupljanje i razmjenu pogonskih informacija proizašlih iz opsega djelatnosti za koje je ODS odgovoran prema korisnicima mreže, drugim elektroenergetskim subjektima, regulatornoj agenciji, prema subjektima tržišne djelatnosti, ali i prema subjektima unutar HEP Grupe posebno se ističe uspostava centralnog procesnog integracijskog sučelja kao digitalne platforme. Navedenim će se omogućiti snažnija digitalizacija, kao preduvjet za izradu platforme za pružanje pomoćnih usluga sustavu i korištenju tehničke i tržišne fleksibilnosti u distribucijskom sustavu te daljnja digitalizacija poslovnih procesa i platformizacija u ODS-u. Digitalne platforme prije svega su nezaobilazna tema u svakoj analizi prilika koje donosi digitalno doba, a predstavljaju sučelja koja koriste mrežu za povezivanje različitih entiteta, kako bi se omogućila i olakšala digitalna interakcija između njih i na taj način omogućilo stvaranje usluga dodanih vrijednosti koje će biti ključni faktor u funkciji rješavanja sve složenijih poslovnih izazova za operatore distribucijskih sustava, danas i u budućnosti. Ovakav pristup omogućit će unaprjeđenje funkcija podrške vođenju, unaprjeđenje vođenja sustava, upravljanja prekidima, analize i optimiranja sustava i sl. Platformizacija i izgradnja procesno integracijskog sučelja, kao i razvoj usluga dodanih vrijednosti na osnovi potonjeg, provodit će se fazno, vodeći računa o optimalnoj utilizaciji.

Kontinuiranim uvođenjem sustava daljinskog vođenja u elektroenergetske objekte postignut je veliki stupanj uvedenosti u sustav daljinskog nadzora i upravljanja energetske postrojenjima naponskih razina TS 110/x kV i 35(30)/x kV. U nekim elektroenergetskim objektima sustavi daljinskog vođenja su zastarjeli što otežava njihovo održavanje i integraciju u moderne upravljačke sustave u distribucijskim upravljačkim centrima i distribucijskim dispečerskim centrima, a u konačnici nadzor i upravljanje elektroenergetskim postrojenjem, što je ključno za učinkovito vođenje distribucijskog sustava.

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

Projekt SINCRO.GRID

HEP ODS sudjeluje u implementaciji projekta SINCRO.GRID, zajedno s Hrvatskim operatorom prijenosnog sustava d.o.o. te operatorima prijenosnog i distribucijskog sustava iz Slovenije. Cilj projekta je poboljšanje kvaliteta napona (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 2021. – 2030. procjenjuju se na oko 62 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)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
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	42.000.000	62.000.000

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 primjenom 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, počevši s 2017. godinom, u pojedinim točkama nadzemnih srednjonaponskih mreža implementirani su i vakuumski prekidači (engl. recloser).

Studija GAP (eng. Grid Automation Planning) Elektroistra Pula

Tijekom 2018. godine pripremane su podloge, a tijekom cijele 2019. godine i početkom 2020. godine je rađena studija „Razvoj automatizacije srednjonaponske mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula“. Svrha studije je na primjeru distribucijske mreže Elektroistre Pula razraditi napredni pristup i dati preporuke za planiranje automatizacije mreže radi postizanja najboljih učinaka ulaganja.

Studijom je analizirano stanje automatizacije mreže, obrađeno više pristupa automatizaciji te je izrađen scenarij razvoja automatizacije. Veliki značaj studije, odnosno pripadajuće metodologije, je što omogućuje svođenjem cijele mreže na jedan referentni izvod brzo dovesti u vezu potrebe za automatizacijom kako bi se ostvarila željena razina pokazatelja pouzdanosti u mreži.

Primijenjene metode, zaključci i smjernice su uz manja pojednostavljenja primjenjive za čitavu distribucijsku mrežu HEP ODS-a, a što će biti korišteno u daljnjim programima automatizacije, prije svega u definiranju točaka u mreži za automatizaciju u sklopu Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, a potom i preostala takva ulaganja.

U idućem razdoblju planiraju se intenzivirati aktivnosti na uvođenju većeg broja SF₆ rastavnih sklopki te vakuumskih prekidača za srednjonaponske nadzemne mreže. Dinamika ulaganja u automatizaciju SN mreže u idućem razdoblju bit će usklađena s aktivnostima na Pilot projektu uvođenja naprednih mreža (više u poglavlju 6.7.) koji se provodi 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 opremiti kroz Pilot projekt (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 6.26 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)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Automatizacija i upravljanje po dubini mreže	6.500.000	7.000.000	8.000.000	21.500.000	56.000.000	77.500.000

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

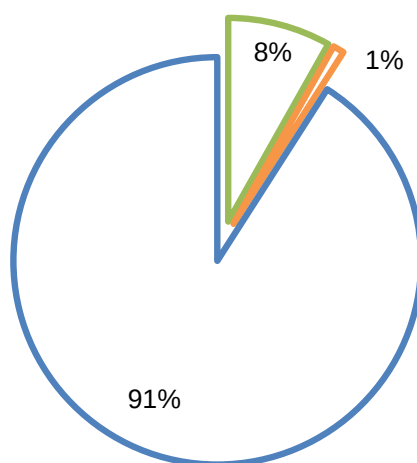
Kao što je prikazano Tablicom 6.27, ukupno je u distribucijskoj mreži oko 2,48 milijuna obračunskih mjernih mjesta (OMM). Kategorija NN kućanstvo – crveni se odnosi na sve krajnje korisnike kategorije

kućanstvo priključke snage veće od 20 kW. Velika većina obračunskih mjernih mjesta, njih oko 91 %, odnosi se na tehnički jednostavnija obračunska mjerna mjesta kupaca kategorije kućanstvo (Slika 6.13).

Tablica 6.27 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži

Kategorija	Broj OMM
VN (110 kV)	6
SN (35 kV)	104
SN (10 kV, 20 kV)	2.397
Ukupno SN	2.501
UKUPNO VN i SN	2.507
NN poduzetništvo (plavi)	41.229
NN poduzetništvo (bijeli)	127.667
NN poduzetništvo (crveni)	31.413
Ukupno NN poduzetništvo	200.309
Ukupno NN javna rasvjeta	21.982
NN kućanstvo (plavi)	715.158
NN kućanstvo (bijeli)	1.536.687
NN kućanstvo (crveni)	2.203
NN kućanstvo (crni)	2.963
Ukupno NN kućanstvo	2.257.011
UKUPNO NN	2.479.302
SVEUKUPNO	2.481.809

■ NN poduzetništvo ■ NN javna rasvjeta ■ NN kućanstvo



Slika 6.13 Udio kategorija obračunskih mjernih mjesta

U skladu s odredbama Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN 85/15) koja 1. listopada 2020. godine stupaju van snage, sva obračunska mjerna mjesta priključke snage veće od 20 kW opremljena su brojilima s daljinskim očitanjem.

Prilikom opremanja predmetnih mjernih mjesta, postojala su izuzeća u vidu krajnjih korisnika čija OMM imaju odobrenu snagu po EES između 20 kW i 30 kW, no opredijelili su se za ostanak u tarifnim modelima NN bijeli ili NN plavi, čime se maksimalna dopuštena snaga koja se smije angažirati iz mreže ograničava na 20 kW sklopnim uređajem u brojilu ili ograničavalima strujnog opterećenja (limitatori).

Krajnjim korisnicima kategorije poduzetništvo na niskom naponu, priključne snage manje ili jednake 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 0,68 % obračunskih mjernih mjesta odnosi se na najsloženija mjerna mjesta na visokom i srednjem naponu (neizravna izvedba mjerenja) te na niskom naponu (poluizravna izvedba mjerenja) priključne snage iznad 20 kW, dok udio svih OMM priključne snage veće od 20 kW iznosi oko 1,79 %, a obračunskih mjernih mjesta odnosi se na kategoriju javna rasvjeta oko 0,89 %.

Iako udio obračunskih mjernih mjesta krajnjih korisnika na visokom i srednjem naponu te na niskom naponu priključne snage iznad 20 kW iznosi samo 1,79 % ukupnog broja obračunskih mjernih mjesta, na njima se registrira 49 % ukupne potrošnje električne energije.

Kod krajnjih korisnika kategorije kućanstvo, udio jednofaznih brojila je 51 %, a trofaznih 49 %, dok je kod krajnjih korisnika kategorije poduzetništvo priključne snage do 20 kW udio jednofaznih brojila 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.

U vrijeme izrade ovog Plana u sustav daljinskog očitavanja brojila HEP ODS-a uključeno je oko 13,2 % 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 kako bi se mogla koristiti u distribucijskoj mreži te na osnovu čijeg mjerenja se smiju 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 te, ako zadovoljavaju mjeriteljske kriterije, ovjeravaju i ponovo ugrađuju u distribucijsku mrežu. Već u fazi zaprimanja brojila u

skladište obavlja 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.

Stupanjem na snagu novih Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN 104/20) (dalje: Opći uvjeti), od 1. listopada 2020. godine operatoru distribucijskog sustava su u skladu s člankom 77. zadane nove dužnosti na području opremanja obračunskih mjernih mjesta brojilima s daljinskim očitanjem i naprednim brojilima:

1. Operator distribucijskog sustava dužan je o svom trošku opremiti obračunsko mjerno mjesto krajnjeg kupca s priključnom snagom većom od 22 kW, obračunsko mjerno mjesto proizvođača te obračunsko mjerno mjesto kupca s proizvodnim postrojenjem brojilom s daljinskim očitanjem koje omogućuje i mjerenje snage i jalove energije, u skladu s odredbama mrežnih pravila distribucijskog sustava.
2. Operator distribucijskog sustava dužan je o svom trošku opremiti obračunsko mjerno mjesto krajnjeg kupca iz kategorije poduzetništvo s priključnom snagom do uključivo 22 kW brojilom s daljinskim očitanjem koje omogućuje i mjerenje jalove energije, u skladu s mrežnim pravilima distribucijskog sustava.
3. Operator distribucijskog sustava dužan je o svom trošku opremiti obračunsko mjerno mjesto krajnjeg kupca iz kategorije kućanstvo s priključnom snagom do uključivo 22 kW brojilom s daljinskim očitanjem, u skladu s mrežnim pravilima distribucijskog sustava.
4. Operator distribucijskog sustava dužan je kod nabave novih brojila, za opremanje obračunskih mjernih mjesta krajnjeg kupca s priključnom snagom do uključivo 22 kW, nabavljati samo napredna brojila.
5. Nakon ugradnje brojila iz stavka 1. ovoga članka, obračunsko mjerno mjesto krajnjeg kupca ili kupca s proizvodnim postrojenjem s priključnom snagom većom od 22 kW raspoređuje se u tarifni model s tarifnim elementom obračunske vršne radne snage.

S obzirom na to da su novi Opći uvjeti doneseni u drugom dijelu 2020. godine, HEP ODS tek treba provesti usklađenje Mrežnih pravila distribucijskog sustava s odrednicama novih Općih uvjeta.

HEP ODS je 2016. godine izradio Provedbeni plan zamjene kojim je obuhvaćeno najmanje 95 % postojećih brojila, bez očekivanog porasta broja brojila tijekom provedbe projekta. Za procjenu troškova brojila i troškova komunikacije korištene su dvije najčešće komunikacijske tehnologije za daljinsko očitavanje: GPRS/LTE i PLC.

Osim obveza proizašlih iz zakonskih odrednica, tijekom provedbe projekta treba zadovoljiti i rokove zamjene brojila zbog redovne ovjere u skladu s zakonima iz područja mjeriteljstva. S obzirom na to da se trenutačno HEP ODS nalazi u razdoblju koje prema Provedbenom planu obuhvaća najveći broj brojila kojima ističe zakonski ovjerni rok, trebat će osigurati veće iznose za ulaganja u nabavu brojila.

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 na obračunskim mjernim mjestima kategorije kućanstvo i poduzetništvo priključne snage manje ili jednake 20 kW naprednim brojilima s daljinskim očitavanjem u skladu s Općim uvjetima i Provedbenim planom te zbog tehnološke zastarjelosti, neispravnosti i isteka životnog vijeka postojećih brojila.

PSUM 02. ZAMJENA BROJILA NA OBRAČUNSKIM MJERNIM MJESTIMA PRIKLJUČNE SNAGE VEĆE OD 20 kW I ULAGANJA U RAZVOJ SUSTAVA DALJINSKOG OČITAVANJA BROJILA

Nabava brojila za zamjenu brojila na obračunskim mjernim mjestima svih kategorija priključne snage veće od 20 kW radi zakonske obveze modernizacije tehnologije

mjerjenja, prikupljanja i obrade mjernih podataka, nadogradnje i održavanja sustava za daljinsko očitavanje brojila, analizu i upravljanje mjernim podacima te pojednostavljena aktivnosti u sklopu poslovnih procesa pri nemogućnosti očitavanja ili utvrđivanju neovlaštene potrošnje električne energije.

PSUM 03. ULAGANJA U UNAPRJEĐENJE PROCESA S MJERNIM UREĐAJIMA I MJERNIM PODACIMA

Ova vrsta ulaganja na području obračunskog mjerenja ima za cilj ubrzanje procesa, smanjenje troškova i poboljšanja poslovnih rezultata na području poslovanja obračunskog mjerenja.

Nabava brojila i ostale opreme za potrebe izgradnje mjernih mjesta u SN/NN TS radi utvrđivanja i smanjenja gubitaka u NN mreži, nabava opreme i usluga radi testiranja i usvajanja novih tehnologija na području napredne mjerne infrastrukture.

Ulaganja u informatičku opremu i opremanje sistem sala u nadležnosti operatora distribucijskog sustava radi povećanja stupnja zaštite računalnih sustava, aplikacija i podataka. Objedinjavanje infrastrukture sustava daljinskog i lokalnog očitavanja, aplikacija i računalne opreme, baza podataka o obračunskim mjernim mjestima i baza mjernih podataka unutar prostorija i sistem sala HEP ODS-a te podizanje stupnja zaštite od neovlaštenog pristupa i zlouporabe fizičkim i posredstvom različitih komunikacijskih kanala.

Nabava opreme za revitalizaciju i modernizaciju baždarnica HEP ODS-a te usluga održavanja informacijskog sustava za nadzor rada baždarnica i pripreme za akreditiranje baždarnica HEP ODS-a prema normi HRN EN ISO/IEC 17020:2020. Ova ulaganja odnose 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 do sada imale ulogu ovlaštenog servisa za pripremu zakonitih mjerila u postupku ovjeravanja, no početkom ugradnje naprednih brojila i izgradnje napredne mjerne infrastrukture, uloga se proširuje na ulogu laboratorija za ispitivanje i pripremu naprednih brojila.

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 Elektro 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 u vezi s ulogom laboratorija se odnose, između ostalog, i na:

- ulazne kontrole elektroničkih naprednih brojila s mogućnošću daljinskog očitavanja
- laboratorij za komunikacijski dio brojila i napredne mjerne infrastrukture
- laboratorij za računalni dio brojila i napredne mjerne infrastrukture

- pripremu i ispitivanje naprednih brojila i ostale napredne mjerne opreme.

U skladu s 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.

Također, u idućem kratkoročnom razdoblju se planira revitalizacija opreme baždarnica u Elektri Zabok, Elektri Križ i Elektri Šibenik radi povećanja ukupnog tehničkog kapaciteta baždarnica HEP ODS-a za približno 74 %. Razdioba tehničkih i kadrovskih kapaciteta pojedinih baždarnica te ukupno povećanje kapaciteta baždarnica HEP ODS-a prikazano je u Tablici 6.28.

Tablica 6.28 Tehnički i kadrovski kapaciteti baždarnica HEP ODS-a prije i nakon planiranih ulaganja

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

Navedena ulaganja u baždarnice HEP ODS-a planiraju se realizirati do kraja 2023. godine. Nakon završetka ulaganja, izgradnjom i puštanjem u pogon Centra za napredno mjerenje i nove baždarnice Elektre Zagreb, oprema isporučena u manje baždarnice tijekom spomenutog razdoblja bi se premjestila na novoizgrađene lokacije i eventualno u jednom dijelu dodijelila baždarnicama Elektroprimorja Rijeka, Elektrodalmacije Split ili Elektroslavonije Osijek.

Akreditiranjem prema normi HRN EN ISO/IEC 17020:2012 te ispunjenjem svih uvjeta prema Uredbi o posebnim uvjetima koje moraju ispunjavati ovlaštena tijela za obavljanje poslova ovjeravanja zakonitih mjerila i/ili poslova pripreme zakonitih mjerila za ovjeravanje (NN 90/14), baždarnice HEP ODS-a nakon ishođenja potvrde od Državnog zavoda za mjeriteljstvo će postati ovlaštena tijela i za obavljanje poslova ovjeravanja zakonitih mjerila odnosno brojila električne energije. Predviđa se da će ovaj postupak ostvariti HEP ODS-u značajno manje troškove na postupcima same ovjere brojila električne energije (ušteta od oko 7 milijuna kuna) na razini godine.

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 6.29.

Tablica 6.29 Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
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 22 kW	190.000.000	200.000.000	190.000.000	580.000.000	1.330.000.000	1.910.000.000
2	PSUM 02. Zamjena brojila na obračunskim mjernim mjestima priključne snage veće od 22 kW i ulaganja u razvoj sustava daljinskog očitavanja brojila	10.000.000	10.000.000	10.000.000	30.000.000	70.000.000	100.000.000
3	PSUM 03. Ulaganja u unaprjeđenje procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima	9.000.000	9.000.000	5.000.000	23.000.000	35.000.000	58.000.000
	Ukupno	209.000.000	219.000.000	205.000.000	633.000.000	1.435.000.000	2.068.000.000

Tablica 6.30 daje financijske i prirodne podatke o ulaganjima u zamjenu brojila u idućem trogodišnjem razdoblju. Procjena jediničnih planskih cijena brojila u skladu je s cijenama postignutim u ranije provedenim nadmetanjima te iskustvenim podacima o kretanju cijena na tržištu tijekom godina.

Tablica 6.30 Ulaganja u zamjenu brojila u razdoblju 2021. – 2023. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2021.		2022.		2023.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
PSUM 01.	190.000.000	216.000	200.000.000	252.000	190.000.000	220.000	580.000.000	688.000
PSUM 02.	10.000.000	5.000	10.000.000	5.000	10.000.000	5.500	30.000.000	15.500
Ukupno	200.000.000	221.000	210.000.000	257.000	200.000.000	225.000	610.000.000	703.500

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 postojeće mreže postupno razvijati i pretvarati u napredne 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, 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 [45] („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 sredjonaponskim 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 i ostvarivanju koncepta naprednih mreža.

Nakon provedenih pilot projekata može se donijeti konkretan zaključak je li pojedino tehnološko rješenje zadovoljilo postavljene zahtjeve i ispunilo očekivanja. Ovisno o rezultatima pilot projekata, donosi se konačna odluka o široj primjeni pojedine vrste nove tehnologije.

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 Pilot projekt uvođenja naprednih mreža projektnom aktivnošću Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže u okviru koje se planiraju ulaganja u ugradnju većeg broja energetski učinkovitih transformatora, a detaljnije su opisana u Poglavlju 6.7.

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 rješenja ona postaju standardna rješenja s velikim opsegom ulaganja na godišnjoj razini.

Ulaganja u napredna mjerenja

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

Najveći opseg ulaganja ostvaruje se ulaganjima u mjerne uređaje i infrastrukturu (detaljno opisno u Poglavlju 6.5.2.), a isto tako znatno sredstva planirana su i u sklopu Pilot projekta uvođenja naprednih mreža aktivnošću Napredna mjerna infrastruktura (Poglavlje 6.7.).

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

Ulaganja u automatizaciju distribucijske mreže

Automatizacija distribucijske mreže ostvaruje se 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 Pilot projekta uvođenja naprednih mreža kroz aktivnosti 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 te nužnosti pravodobnog odziva na potrebe korisnika mreže, vozila su neophodna i značajna radna sredstva. Prema potrebama i naravi posla, vozila koja se upotrebljavaju mogu se razvrstati u pet kategorija:

- osobna 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 kriterij zamjene, koji se očituje 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 i radnih vozila. Nabavom osobnih vozila u većem opsegu tijekom 2015. i 2016. godine stanje voznog parka, kategorije osobna vozila, značajno je poboljšano, no i ta vozila nakon pet godina uporabe imaju natprosječnu eksploataciju. Nužno je dalje provoditi kontinuiranu zamjenu vozila svih kategorija koja zadovoljavaju kriterije zamjene, u skladu sa standardizacijom voznog parka, u financijskom okviru na godišnjoj razini, u skladu s optimiziranim brojem vozila.

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 i radnih vozila starijih od 12 godina i teških teretnih vozila starijih od 16 godina. Dodatni kriterij zamjene vozila je stanje vozila i prijeđena kilometraža.

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 optimalizacije, standardizacije i obnove voznog parka HEP grupe. Optimalne količine vozila po kategorijama revidirane su u 2017. i ažurirane u 2020. godini u skladu s Odlukom o optimalizaciji broja vozila te su prikazane su u Tablici 6.31.

Tablica 6.31. Plan potreba vozila

Red. br.	Trgovački naziv	Količina (kom)
1	Osobna i laka dostavana vozila	1250
2	Laka teretna i radna vozila	700
3	Teška teretna vozila	126
4	Priključna vozila	198
5	Viličari i traktori	39
Ukupno		2.313

Desetogodišnji plan ulaganja proizlazi iz potrebne količine vozila po kategorijama (Tablica 6.32). Za svaku kategoriju vozila određena je prosječna cijena na osnovi prosječnih tržišnih cijena i cijena postignutih na prethodnim natječajima, a određena je u katalogu standardiziranih vozila HEP grupe.

Tablica 6.32 prikazuje godišnji plan zamjene vozila, uz pretpostavku linearne raspodjele potrebnih ulaganja tijekom desetogodišnjeg razdoblja.

Tablica 6.32. 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 i laka dostavna vozila	1.250	90.000	112.500.000	1/10	11.250.000	125
2	Laka teretna i radna vozila	700	320.000	224.000.000	1/12	18.600.000	58
3	Teška teretna vozila	126	1.100.000	138.600.000	1/16	8.662.500	8
4	Priključna vozila	198	70.000	13.860.000	1/20	693.000	10
5	Viličari i traktori	39	325.000	12.675.000	1/16	792.000	3
Ukupno		2.313		501.635.000		39.997.500	204

Da bi se osigurala zamjena vozila u predviđenim rokovima i optimiranom broju, uzevši u obzir koeficijent zamjene vozila (10, 12, 16 ili 20 godina, ovisno o kategoriji), u idućih 10 godina u nabavu vozila treba ulagati okvirno 40 mil. kn godišnje.

Planirana ulaganja tijekom idućeg desetogodišnjeg razdoblja prikazana su Tablicom 6.33.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. - 2023.	2024. - 2030.	Ukupno 10G 2021. - 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Osobna, teretna i radna vozila	27.500.000	47.000.000	38.000.000	112.500.000	260.000.000	372.500.000

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 doprinijeti 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 korisnicima mreže treba osigurati primjerenu razinu javne usluge kroz aktivnosti priključenja kupaca i otklanjanja kvarova u okviru djelatnosti operatora distribucijskog sustava na čitavom području Republike Hrvatske. 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 upotrebljava u poslovne i pogonske svrhe radi učinkovitijeg gospodarenja nekretninama, a bez negativnih utjecaja na odvijanje poslovnih procesa u Društvu.

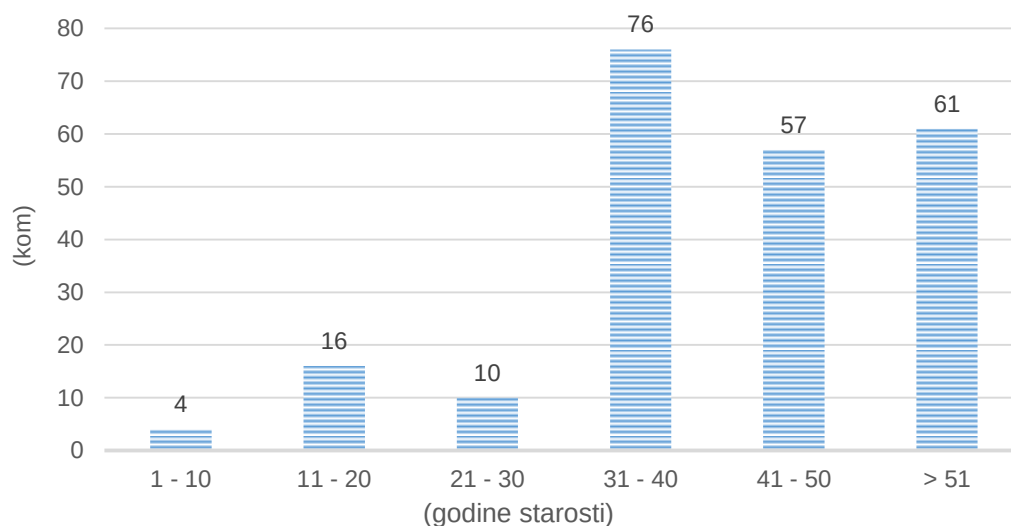
Postojeći (optimirani) broj lokacija s nekretninama, količinom prostora i njegovom strukturom prikazan je u tablici 6.34.

Tablica 6.34. 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 sa 225 lokacija na kojima se nalaze nekretnine koje se sastoje od uredskih prostora, pogonskih i skladišnih prostora.

Prikaz starosne strukture krajem 2019. godine prikazan je na Slici 6.14. Prosječna starost nekretnina prema godinama izgradnje u HEP ODS-u je izrazito visoka i iznosi 43 godine.



Slika 6.14 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 strojarke 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/m² za poslovne i pogonske objekte te 750 kn/m² za otvorena skladišta.

Ulaganja u nove objekte planiraju se samo za lokacije za koje je tehno-ekonomska analiza pokazala opravdanost i koje su u skladu s daljnjim trendom restrukturiranja HEP ODS-a.

U idućem desetogodišnjem razdoblju raspodijeljena su potrebna ulaganja u poslovno-pogonske zgrade i ostale nekretnine, kako je prikazano Tablicom 6.35.

Tablica 6.35. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. -2023.	2024. - 2030.	Ukupno 10G 2021. - 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganje u nekretnine	26.800.000	37.000.000	33.200.000	97.000.000	175.000.000	272.000.000

Iz tablice je vidljivo povećanje financijskih ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju u kojem se planira investirati ukupno 272 mil. kn u postojeće i nove objekte. Time bi se osigurali bitni zahtjevi za građevinu:

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

Planirana ulaganja obuhvaćaju i ulaganja u otklanjanje šteta na nekretninama uzrokovanih elementarnim nepogodama u 2020. godini u iznosu 17 mil. kn u početnom trogodišnjem razdoblju.

Uvažavajući stanje nekretnina i proces restrukturiranja HEP ODS-a treba nastaviti optimirati količinu prostora koji se upotrebljava 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 nadzorom 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. Prema financijskom knjigovodstvu, HEP ODS je u 2019. godini za troškove energije izdvojio 38 % manje sredstava nego u godini energetske osnovice (2015. godina). Radi osiguravanja resursa za ispunjenje ciljeva učinkovitog upravljanja energijom Kategorija 3 ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom posvećena je projektima koji za cilj imaju povećanje energetske učinkovitosti.

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

- | | |
|--------------|---|
| Kategorija 1 | Uređenja skladišta transformatora (pogonske pričuve i transformatora predviđenih za rashod): asfaltiranje podloge s ugradnjom separatora, ograđivanje prostora, nabava tankvana, ogradnih i pregradnih zidica i slično. |
| Kategorija 2 | Uređenja privremenih mjesta prikupljanja i skladištenja opasnog i neopasnog otpada: asfaltiranje podloge, ograđivanje i natkrivanje prostora za skladištenje otpada, nabava spremnika, tankvana i ostale opreme namijenjene sigurnom skladištenju otpada u skladu sa zakonskim zahtjevima i slično. |
| Kategorija 3 | Povećanje energetske učinkovitosti: projekti usmjereni smanjenju potrošnje energije i povećanju energetske učinkovitosti. |
| Kategorija 4 | Nadzor nad aspektima okoliša (emisije u tlo, vodu i zrak) i priprema projektne dokumentacije za investicijske projekte SUO za kategorije 1, 2 i 4. |

Razrada ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana je u Tablici 6.36. U idućem trogodišnjem razdoblju na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom planira se uložiti 12 mil. kn sa sljedećom okvirnom raspodjelom ulaganja prema opisanim kategorijama:

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

Za preostalih sedam godina ovog desetogodišnjeg razdoblja (2024. – 2030. g.) predviđena je dinamika ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom od prosječno 4 milijuna kuna godišnje.

Tablica 6.36 Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. -2023.	2024.-2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganja na temelju zahtjeva Sustava upravljanja okolišem i energijom	4.000.000	4.000.000	4.000.000	12.000.000	28.000.000	40.000.000

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 elektrokcije i usklađenja s zakonskim zahtjevima iz područja zaštite prirode, postoji mogućnost osiguravanja sredstava za dugoročna rješenja investicijskog karaktera koja su usko povezana s ovim programom.

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 zahtijeva značajnu pozornost iz konteksta razvoja i izgradnje, održavanja, korištenja, ali i sigurnosti.

Posebno je istaknuta važnost telekomunikacijskog sustava u procesima vođenja distribucijske mreže, naprednih mjerenja i očitavanja, naprednih tehnologija, sustava mjerenja kvalitete električne energije te ostalim poslovnim sustavima.

U središtu pozornosti izazova naprednih mreža, informacijske i komunikacijske tehnologije i sustavi predstavljaju važan element u ostvarenju odgovarajućeg nadzora, mjerenja (senzorika, distribuirana napredna realtime logika) i općenito uvida u stanje buduće napredne mreže. Dakle, značajka 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. Konceptija komunikacijskog sustava ogleda se u uporabi svjetlovodne infrastrukture, širokopojsne infrastrukture manjeg kapaciteta, mobilne širokopojsne infrastrukture, radio infrastrukture.

Komunikacijski sustav HEP ODS-a potrebno je promatrati iz dva gledišta:

- za potrebe procesnih sustava (nadzor i upravljanje mreže, mjerenja, PQ, ...)
- za potrebe poslovnih sustava (poslovna informatika, računalne mreže, telefonija, BI, ...).

Zajednička značajka oba gledišta je potreba za pouzdanim i sigurnim komunikacijskim sustavom. U smislu poslovnog sustava, HEP ODS koristi zajednički telekomunikacijski 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) te 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 infrastrukture uz korištenje najmodernijih naprednih komunikacijskih tehnologija korištenjem visokih sigurnosnih standarda. 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 2021. – 2030. procjenjuju se na 60 mil. kn (Tablica 6.37).

Tablica 6.37 Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. -2023.	2024.-2030.	Ukupno 10G 2021.-2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Komunikacijska infrastruktura	6.000.000	6.000.000	6.000.000	18.000.000	42.000.000	60.000.000

Odgovarajuća govorna radijska mreža predstavlja jednu od ključnih komponenti za optimalno funkcioniranje procesa vođenja distribucijske mreže.

U 2019. godini izrađena je Tehnička dokumentacija radijskog planiranja za potrebe grupa područja Sjever, Zapad i Jug HEP ODS-a, koja je utvrdila optimalan broj i lokacije smještaja baznih postaja za dobivanje željene pokrivenosti terena radijskim signalom (minimalno 90 %). Osim toga, izrađen je Elaborat optimalnog tehničkog rješenja radijskog sustava koji je imao cilj napraviti tehno-ekonomsku analizu više tehnologija radijskog sustava te izraditi podloge za nabavu opreme i usluga. U idućim godinama planira se ulagati u realizaciju tehno-ekonomski optimalnog govornog radijskog sustava.

U suradnji s HEP Telekomunikacijama u izradi je Analiza raspoloživosti mrežne infrastrukture na vezama između DUC i DDC lokacija HEP ODS-a, čije preporuke se planiraju realizirati u idućim godinama po prioritetima.

HEP ODS je identificiran kao operator ključne usluge na temelju Zakona o kibernetičkoj sigurnosti operatora ključnih usluga i davatelja digitalnih usluga, a kao ključni sustav za pružanje navedenih usluga, identificiran je procesni i informacijski sustav za nadzor i upravljanje distribucijskom mrežom HEP ODS-a. Zakonska je obaveza HEP ODS-a uskladiti se sa Zakonom i Uredbom o kibernetičkoj sigurnosti operatora ključnih usluga i davatelja digitalnih usluga i kontinuirano ulagati u podizanje razine kibernetičke sigurnosti procesne mreže i SCADA sustava.

U idućim godinama će se također kontinuirano nastaviti 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 provoditi nabavu računala, monitora, prijenosnih računala, pisača, skenera, projektor, plotera, tableta i ostale opreme, u što nije uključena serverska i mrežna oprema.

U HEP ODS-u se upotrebljava oko 11.500 računala čija je prosječna starost oko 7,5 godina, a vrijeme amortizacije informatičke opreme je 5 godina. Uz računala, u ODS-u dodatno se upotrebljava još oko 19.000 komada ostale opreme (pisači, monitori, skeneri, ploteri, tableti...).

Kako 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 te bi se uvelike smanjio trošak održavanja opreme. Osim ubrzanja poslovnih procesa, zamjenom informatičke opreme bitno se doprinosi informatičkoj sigurnosti. Razvojem novih operativnih sustava bitno se unapređuju tehnologije zaštite operativnog sustava na računalima i HEP LAN mreže. Stoga je nužno redovito ulagati u informatičku opremu. Da bi se zadovoljio plan zamjene informatičke opreme i da bi se nadoknadilo razdoblje u kojem nije bilo kontinuirane isporuke opreme, godišnje bi trebalo nabavljati oko:

- 700 računala
- 900 monitora
- 500 prijenosnih računala
- 200 pisača (A4, A3, Color laser, Ink jet, MFP, pisači za masovni ispis...)
- 250 skenera (A4, A3, ADF)
- 40 projektor
- 10 plotera
- 300 tableta
- ostala oprema (UPS, kuvertirke, fotokopirni aparati, fax uređaji).

Tablica 6.38 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 6.38 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. -2023.	2024. - 2030.	Ukupno 10G 2021. - 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Informatička oprema	8.000.000	6.500.000.	6.500.000	21.000.000	45.500.000	66.500. 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 mreža
- Implementaciju sustava za upravljanje imovinom (engl. asset management)
- Ostala ulaganja u unaprjeđenje poslovnih procesa.

Tablica 6.39 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 implementacije sustava za upravljanje imovinom. Planiranje ulaganja u licence i programsku podršku te implementaciju sustava za upravljanje imovinom za razdoblje 2024. – 2030. 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 6.39 Ulaganja u informatizaciju poslovnih procesa u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. - 2023.	2024. - 2030.	Ukupno 10G 2021. - 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Unaprjeđenje i informatizacija poslovnih procesa	1.500.000	1.250.000	1.250.000	4.000.000	8.750.000	12.750.000

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

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

Zbog daljnjeg širenja aktivnosti i sve učestalijeg provođenja rada pod naponom, što u sve većem broju distribucijskih područja isto tako i u sve većem broju redovitih zahvata na postrojenju, planiraju se značajnija ulaganja u specifičnu opreme i alate za provođenje tih aktivnosti.

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 skraćanje 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) kompletne 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, broj 263, od 26. 3. 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 sa strateškim razvojnima 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-a i korisnika-proizvođača, ugrađuju se višefunkcijski terminali relejne zaštite s 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. 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 skraćanjem vremena lociranja i popravka kvara u kabelskoj SN mreži. Vozni park mjernih vozila se redovito obnavlja. U određivanju prioriteta za zamjenu uzima se u obzir dotrajalost postojeće opreme, smjernice razvoja SN mreže, projekcije 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 2021. godine.

Tablica 6.40 prikazuje planiranu strukturu ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem razdoblju.

Tablica 6.40 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	2.300.000	3.000.000	3.000.000	8.300.000	21.000.000	29.300.000
2	Mjerna vozila	5.000.000	5.000.000	0	10.000.000	5.000.000	15.000.000
3	Alati i oprema za rad pod naponom	1.000.000	2.500.000	2.500.000	6.000.000	7.000.000	13.000.000
4	Višefunkcijski ispitni i mjerni uređaji	700.000	0	0	700.000	1.000.000	1.700.000
	Ukupno	9.000.000	10.500.000	5.500.000	25.000.000	34.000.000	59.000.000

6.7. Pilot projekt uvođenja naprednih mreža (sufinanciranje iz EU fondova)

Na temelju izrađene Studije izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, uključujući analizu troškova i koristi [46], HEP ODS je pripremio projektno-tehničku dokumentaciju za prijavu projektnog prijedloga na natječaj Ministarstva za zaštitu okoliša i energetike te proveo postupak prijave Pilot projekta uvođenja naprednih mreža za sufinanciranje iz Fondova EU (EKF, OPKK). Postupak prijave dovršen je sklapanjem Ugovora o dodjeli bespovratnih sredstava 24. srpnja 2018. godine. Razdoblje provedbe Projekta je od 24. svibnja 2018. do 31. prosinca 2022. godine.

Slika 6.15 prikazuje službeni logotip Projekta.



Slika 6.15 Logotip Pilot projekta uvođenja naprednih mreža

Ciljevi projekta

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

Kvantitativni ciljevi projekta su:

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

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

Projektne aktivnosti

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

1) Napredna mjerna infrastruktura

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

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

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

U okviru ove cjeline planira se:

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

2) Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže

Primjena transformatora sa smanjenom razinom tehničkih gubitaka posebno je značajna za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije jer su distribucijski transformatori odgovorni za oko 30 % tehničkih gubitaka u EES-u. Fiksni i varijabilni tehnički gubici 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 broj 548/2014 o provedbi Direktive 2009/125/EZ.

3) Automatizacija srednjonaponske mreže

Primjenom tehničkih rješenja automatizacije i upravljanja po dubini srednjonaponske mreže moguće je povećati pouzdanost napajanja te efikasnost vođenja mreže. Upotreba DURN-ova u nadzemnoj mreži i daljinski vođenih sklopnih blokova u kabelskoj mreži, odnosno TS 10(20)/0,4 kV, omogućuje bržu 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 preusmjerenje tokova električne energije i neprekinuti rad izvora te otopni rad dijelova mreže u slučajevima kvara, što su preduvjeti za širu integraciju distribuiranih izvora.

U okviru ove cjeline planira se:

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

4) Upravljanje projektom i administracija

Za potrebe provedbe ove aktivnosti оформljeni su HEP ODS-ov Tim za pripremu i provedbu Projekta te Potporni tim za pripremu i provedbu Projekta HEP-a d.d. S obzirom na složenost projekta u tehničkom i u administrativnom dijelu te činjenicu da članovi Tima za pripremu i provedbu neće biti svo radno vrijeme angažirani na provedbi Projekta, HEP ODS će za provedbu dijela aktivnosti angažirati i vanjske stručnjake. Vanjski stručnjaci će se angažirati kao komplementarna pomoć timu HEP ODS-a s naglaskom na aktivnosti upravljanja za koje HEP ODS nema osigurane kontinuirano raspoložive odgovarajuće ili dostatne resurse.

5) Promidžba i vidljivost

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

Sve aktivnosti provodit će se u skladu s dokumentom „Informiranje, komunikacija i vidljivost projekata – Upute za korisnike za razdoblje 2014. – 2020.“, odnosno važećim smjernicama za korisnike u trenutku provedbe. Vanjski pružatelji usluga će u provedbi aktivnosti surađivati s оформljenim timovima HEP ODS-a i HEP-a d.d. te vanjskim stručnjacima koji će biti angažirani na aktivnosti Upravljanje projektom i administracija.

Lokacija projekta

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

Vrijednost projekta

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

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

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

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

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

S napretkom realizacije Projekta mogu se bolje procijeniti očekivani troškovi. Tako se preostali troškovi potrebni za potpunu funkcionalnu provedbu Projekta, uključujući ugradnju opreme i troškove pripreme lokacija za ugradnju opreme, procjenjuju na 65,1 mil. kn. Uz postignute i procijenjene vrijednosti nabave Projektom obuhvaćene opreme i usluga, ukupna vrijednost, do potpune funkcionalne provedbe, iznosi 238,3 mil. kn.

Dio ukupne vrijednosti Projekta su investicijski troškovi (227,2 mil. kn), dok je dio trošak redovnog poslovanja (11,0 mil. kn). Svaka od ove dvije kategorije troška sadrži dio sufinanciranja (85 % bespovratnih sredstava i 15 % vlastitih sredstava HEP ODS-a) te dio troška izvan obuhvata Ugovora o dodjeli bespovratnih sredstava koji će se financirati vlastitim sredstvima HEP ODS-a.

U razradi ulaganja u planovima razvoja i investicija se iskazuje ukupna vrijednost od 213,1 mil. kn, a koju čine investicijski troškovi:

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

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

U vrijeme završetka izrade ovog Plana završavaju se postupci javne nabave opreme te se pripremaju prve isporuke opreme, energetske učinkovite transformatora. Do kraja 2020. godine planira se ostvarenje ulaganja u iznosu 35,5 mil. Kn, a sljedeća (2021.) godina bit će godina najintenzivnijih ulaganja i zahvata u distribucijskoj mreži HEP ODS-a.

Tablica 6.41 prikazuje predviđenu dinamiku ulaganja po funkcionalnim područjima u okviru promatranog planskog razdoblja.

Tablica 6.41 Ulaganja u Pilot projekt uvođenja naprednih mreža (sufinanciranje iz EU fondova) u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2021.	2022.	2023.	Ukupno 2021. – 2023.	2024. – 2030.	Ukupno 10G 2021. – 2030.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Napredna mjerna infrastruktura	26.942.000	27.784.000	0	54.726.000	0	54.726.000
2	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	20.930.000	0	0	20.930.000	0	20.930.000
3	Automatizacija distribucijske mreže	64.128.000	35.863.000	1.974.000	101.965.000	0	101.965.000
	Ukupno	112.000.000	63.647.000	1.974.000	177.621.000	0	177.621.000

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

Investicije planirane u 2023. godini odnose se na nabavu dodatne opreme i ugradnju opreme i ne podliježu sufinanciranju.

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, u 2021. godini su ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje procijenjena na 400 mil. kn, a posebno uzimajući u obzir povećan opseg potreba za priključenjima i povećanu realizaciju ulaganja u 2018., 2019. i 2020. godini.

Godina koja prethodi razmatranom planskom razdoblju (2020.) obilježena je pandemijom bolesti COVID-19, a što će uvelike utjecati i na gospodarske aktivnosti i kretanja BDP-a na globalnoj razini u 2021. godini te posljedično tome i na zahtjeve za priključenje. Prilikom izrade plana 2021. – 2030. zadržana je razina ulaganja prema prethodnom planu 2020. – 2029. za 2021. godinu, a u slučaju eventualnih potreba plan će se usklađivati tijekom godine.

Očekivana struktura ulaganja po naponskim razinama u 2021. godini prikazana je u Tablici 6.42. Posebno se mogu istaknuti ulaganja u niskonaponsku (51 %) i 10(20) kV mrežu (43 %) koja zajedno čine 94 % planiranih ulaganja.

Tablica 6.42 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2021. godini

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja u 2021. godini (kn)
1	2	3
1	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	2.179.000
2	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	21.010.000
3	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	171.417.000
4	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	205.394.000
	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) obuhvaćeno je i 17 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 90 mil. kn.

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 2021. – 2030., 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 učinkovitost³ distribucijske mreže, dok se mjerama za smanjenje netehničkih gubitaka izravno utječe na smanjenje troškova poslovanja i neizravno na povećanje energetske učinkovitosti kupaca.

³ Prijevod engl. termina „*Energy Efficiency*“ na hrvatski jezik s „*Energetska učinkovitost*“ nije najspretnije rješenje.

Postoji razlika između riječi efikasnost i učinkovitost; i prva i druga gledaju na to koliko je postignut željeni cilj, pri čemu učinkovitost ne promatra gubitke, vrijeme ili novac s kojim je taj cilj ispunjen. Prema tome, energetska efikasnost bila bi točniji pojam kojim se izražava sposobnost postizanja željenih rezultata uz minimum utroška vremena i drugih resursa.

Ako se pogleda engleski jezik, efikasnost bi bila „*efficiency*“, a učinkovitost „*effectiveness*“ pa bolji poznavatelji engleskog već uočavaju gore spomenutu razliku. „*Efficiency*“ podrazumijeva ostvariti određenu aktivnost na „pravi“ način, a „*effectiveness*“ učiniti pravu stvar.

Implementacijom Direktive 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. godine [47] (dalje u tekstu Direktiva o energetske učinkovitosti) u zakonodavstvo Republike Hrvatske donošenjem te kasnijom izmjenom i dopunom Zakona o energetske učinkovitosti [50] (NN 127/14, NN 116/18, NN 25/20) uređeno je područje energetske učinkovitosti u Republici Hrvatskoj.

Dva nova važna propisa za planiranje i provedbu mjera energetske učinkovitosti su:

- Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [4]
- Integrirani nacionalni energetske i klimatske plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine [48].

U poglavlju 4.2 detaljno su iskazani podaci o:

- ostvarenim gubicima u razdoblju 2010. – 2019. 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
- ostvarenje mjera prema odrednicama iz četvrtog nacionalnog energetskog plana energetske učinkovitosti
- Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.
- Integrirani nacionalni energetske i klimatske plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine
- mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci.

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

Zakonom o energetske učinkovitosti [49], osim ostalog, propisane su i obveze operatora distribucijskog sustava u području energetske učinkovitosti, donošenju i provedbi mjera kojima se povećava energetske učinkovitost, ali i stvaranje preduvjeta da bi korisnici mreže učinkovitije koristili električnu energiju.

Člancima 17. i 18. Zakona o energetske učinkovitosti [49] propisane su dužnosti operatora prijenosnog sustava, operatora distribucijskog sustava i operatora tržišta energije.

Zakon o tržištu električne energije [1,2,3] se, osim ostalog, propisuju odgovornosti, odnosno obaveze operatora distribucijskog sustava u pogledu primjena mjera energetske učinkovitosti, gubitaka u mreži i donošenja planova razvoja distribucijske mreže. Zakon [1,2,3] 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 obavezan provesti određene mjere i u pogledu smanjenja gubitaka električne energije.

Svake godine do 30. rujna operator mora dostaviti HERA-i godišnji plan nabave energije za pokriće gubitaka u sljedećoj godini te tražiti suglasnost. Taj plan treba sadržavati količine, dinamiku i način nabave pojedinih proizvoda, planske jedinične cijene energije i pripadajuće troškove nabave energije za pokriće gubitaka.

U pogledu izrada planova razvoja, Zakon o tržištu električne energije [1,2,3] 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. Ostvarenje mjera iz četvrtog Nacionalnog energetskog plana energetske učinkovitosti

U četvrtom Nacionalnom akcijskom planu 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 je sustavno pratio i analizirao gubitke električne energije u svojim organizacijskim jedinicama te na temelju toga provodio aktivnosti radi smanjenja gubitaka električne energije.

Cilj HEP ODS-a bio je do kraja 2019. godine svesti gubitke električne energije (ukupno tehnički i netehnički) na iznos od najviše 7,75 % ($\pm 0,25$ %) od ostvarene nabave u distribucijskoj mreži u toj godini.

Važno je napomenuti da su u 2019. godini ostvareni postavljeni ciljevi smanjenja gubitaka. Godišnji gubici električne energije u distribucijskoj mreži u 2019. godini iznosili su 1.276 GWh što čini 7,64 % od ukupno 16.699 GWh nabavljene električne energije.

U 2019. 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 očitavanja
- provjera ispravnosti mjerenja
- optimiranje uklopnog stanja mreže, isključivanje elemenata mreže u praznom hodu i sl.

Uz ove operativne mjere, provedene su i investicijske mjere, od kojih su za smanjenje gubitaka posebno značajne zamjene i rekonstrukcije te izgradnja novih objekata.

Zamijenjeno je i rekonstruirano približno:

– niskonaponske nadzemne i kableske mreže	479 km
– srednjonaponskih vodova (DV i KB 10(20) kV)	289 km
– TS 10(20)/0,4 kV	35 TS

Izgrađeno je približno:

– niskonaponske nadzemne i kableske mreže	1.063 km
– srednjonaponskih vodova (DV i KB 10(20) kV)	436 km
– TS 10(20)/0,4 kV	187 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.

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. Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.

U Strategiji energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [4] predviđeno je nekoliko mogućih scenarija razvoja elektroenergetskog sektora te širok spektar inicijativa energetske politike, kojima će se ojačati sigurnost opskrbe energijom, postupno smanjiti gubici energije i povećavati energetska učinkovitost, smanjivati ovisnost o fosilnim gorivima, povećati domaća proizvodnja i korištenje obnovljivih izvora energije (u daljnjem u tekstu: OIE).

U Strategiji su iskazane glavne odrednice promjena u energetskom sektoru:

- Osnajiti energetsko tržište kao nosivu komponentu razvoja energetskog sektora. Ključni ekonomski mehanizam za kontrolu brzine tranzicije predstavljaju cijene emisijskih jedinica.
- Potpuno integrirati energetsko tržište u međunarodno tržište energije, tehnologija, istraživanja, usluga, proizvodnje, a osobito unutarnje energetsko tržište EU.
- Ojačati sigurnost opskrbe energijom kroz rast domaće proizvodnje i povezivanje energetske infrastrukture te uvođenje mehanizama za razvoj proizvodnih kapaciteta (engl. Capacity Remuneration Mechanisms, u daljnjem tekstu: CRM).
- Povećati energetska učinkovitost u svim dijelovima energetskog lanca (proizvodnja, transport/prijenos, distribucija i potrošnja svih oblika energije).
- Kontinuirano povećavati udio električne energije u potrošnji energije radi smanjenja potrošnje fosilnih goriva.
- Kontinuirano povećavati proizvodnju električne energije sa smanjenom emisijom stakleničkih plinova, prvenstveno iz OIE.
- Razvoj temeljiti na komercijalno dostupnim tehnologijama, posebno iskorištavanju energije vode, sunca i vjetra i ostalih OIE.
- Financijske potpore usmjeriti na razvoj biogospodarstva i održivog gospodarenja otpadom, te istraživanja, na pilot i demonstracijske projekte.
- Osigurati fondove za smanjenje rizika za zahtjevne tehnologije i granično komercijalne tehnologije.

Prema Startegiji [4], energetska učinkovitost predstavljat će temeljnu sastavnicu razvoja energetike koja će se ogledati u tehnološkom razvoju proizvodnje, transportu/prijenosu, distribuciji i potrošnji energije te će uključivati mjere države, organizaciju sustava i programe potpore.

Razina financijske potpore izravno će utjecati na brzinu i obuhvat obnove fonda zgrada. Godišnji cilj energetske obnove zgrada od 3 % fonda zgrada u scenariju ubrzane energetske tranzicije (S1) odnosno od 1,6 % u scenariju umjerene energetske tranzicije (S2) je financijski, organizacijski i izvedbeno zahtjevan poduhvat te će ovisno o godišnjoj dinamici realizacije energetske obnove zgrada ovisiti i drugi pokazatelji u razmatranim scenarijima. Gospodarski subjekti koji posluju u energetskom sektoru mogu biti nositelji realizacije programa obnove fonda zgrada kroz razvoj novih oblika poslovanja.

Unatoč povećanju energetske učinkovitosti konvencionalnih tehnologija koje koriste fosilna goriva, nužno je uvođenje novih tehnoloških rješenja i oblika energije. Brzina promjena ovisit će o dostupnosti pojedinih tehnologija za građane (razina prihvatljivog troška), razvoju infrastrukture i dinamici daljnjeg tehnološkog razvoja, osobito u domeni spremnika energije (baterije).

Energetska tranzicija podrazumijeva povećanje energetske učinkovitosti cijelog energetskog lanca, uključujući proizvodnju, prijenos, distribuciju i neposrednu potrošnju energije. Pri tome se najsnažniji učinci očekuju u zgradarstvu i prometu, a posljedica su:

- energetske obnove fonda zgrada po prosječnoj godišnjoj stopi od 1,6 % u scenariju S2 odnosno od 3 % u scenariju S1
- penetracije električnih i hibridnih vozila čiji udio u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu dostiže 3,5 % u 2030., odnosno 65 % u 2050. godini u scenariju S2 i 4,5 % u 2030., odnosno 85 % u 2050. godini u scenariju S1.

U skladu s okvirnim ciljevima Republike Hrvatske, izraženim u apsolutnim vrijednostima primarne i neposredne potrošnje energije, prema EU direktivi o energetske učinkovitosti (Tablica 6.43), smanjenje potrošnje primarne energije do 2030. godine iznosilo bi 1 % i 18 % do 2050. u odnosu na razinu potrošnje iz 2017. godine u scenariju S2 te 6 % do 2030. i 28 % do 2050. u scenariju S1.

Tablica 6.43 Okvirni nacionalni ciljevi energetske učinkovitosti

	Polazna godina	Scenarij S1 (PJ)			Scenarij S2 (PJ)		
	2017.	2030.	2040.	2050.	2030.	2040.	2050.
Potrošnja primarne energije	349,4	328,7	292,2	251,0	344,4	325,7	287,4
Neposredna potrošnja energije	289,9	272,5	238,3	189,6	286,9	265,2	225,6

6.9.5. Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine

6.9.5.1. Polazišta i nacionalni ciljevi

U komunikaciji Europske komisije o Okvirnoj strategiji za otpornu energetske uniju s naprednom klimatskom politikom od 25. veljače 2015. godine istaknuto je da je potrebno integrirano upravljanje kako bi se osiguralo da se svim aktivnostima povezanim s energijom na razini Unije te na regionalnoj, nacionalnoj i lokalnoj razini pridonosi ciljevima energetske unije. Ostvarivanje ciljeva ostvarit će se kroz pet ključnih dimenzija energetske unije:

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

U Zaključcima Europskog vijeća o upravljanju energetske unijom od 26. studenoga 2015. godine prepoznato je da će upravljanje biti ključan alat za učinkovitu i djelotvornu izgradnju energetske unije i za ostvarivanje njenih ciljeva. U njima je istaknuto da bi se sustav upravljanja trebao temeljiti na načelima integracije strateškog planiranja i izvješćivanja o provedbi klimatske i energetske politike i na koordinaciji između dionika odgovornih za energetske i klimatske politiku na regionalnoj i nacionalnoj razini kao i na razini Unije.

Stoga je 11. prosinca 2018. godine donesena Uredba (EU) 2018/1999 Europskog parlamenta i Vijeća o upravljanju energetske unijom i djelovanjem u području klime i izmjeni uredaba (EZ) 663/2009 i (EZ) 715/2009 Europskog parlamenta i Vijeća i direktiva 94/22/EZ, 98/70/EZ, 2009/31/EZ, 2009/73/EZ, 2010/31/EU, 2012/27/EU i 2013/30/EU Europskog parlamenta i Vijeća, direktiva Vijeća 2009/119/EZ i

(EU) 2015/652 te stavljanju izvan snage Uredbe (EU) 525/2013 Europskog parlamenta i Vijeća (u daljnjem tekstu: Uredba o upravljanju energetsom unijom i djelovanjem u području klime).

U toj uredbi se propisuje izrada integriranih nacionalnih energetske i klimatskih planova za desetogodišnje razdoblje. Prvi Integrirani energetski i klimatski plan (u daljnjem tekstu: Integrirani energetski i klimatski plan) treba pokriti razdoblje od 2021. godine do 2030. godine.

Postizanje ciljeva energetske unije planira se osigurati kombinacijom inicijativa Unije i dosljednih nacionalnih politika utvrđenih u integriranim nacionalnim energetske i klimatskim planovima.

Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine Republike Hrvatske (dalje u tekstu INEK Plan 2021. – 2030.) [48] nadovezuje se na postojeće nacionalne strategije i planove.

Plan sadrži:

- pregled trenutnog energetske sustava i stanja u području energetske i klimatske politike
- pregled nacionalnih ciljeva za svaku od pet ključnih dimenzija energetske unije
- odgovarajuće politike i mjere za ostvarivanje tih ciljeva, a za što treba uspostaviti i analitičku osnovu
- ciljeve do 2030. godine, koji uključuju smanjenje emisija stakleničkih plinova, energiju iz obnovljivih izvora, energetske učinkovitost i elektroenergetsku međusobnu povezanost.

INEK Plan 2021. – 2030. u skladu sa člankom 12. Zakona o sustavu strateškog planiranja i upravljanja razvojem Republike Hrvatske (NN 123/17) donosi Vlada Republike Hrvatske na prijedlog Ministarstva zaštite okoliša i energetike.

Najvažniji ciljevi koje INEK Plan 2021. – 2030. zadaje za 2030. godinu su navedeni u tablici 6.44

Tablica 6.44 Ciljevi INEK Plana 2021. – 2030. za 2030. godinu

Pokazatelj	Cilj
Smanjenje emisije stakleničkih plinova za ETS sektor, u odnosu na 2005. godinu	najmanje 43 %
Smanjenje emisije stakleničkih plinova za sektore izvan ETS-a, u odnosu na 2005. godinu	najmanje 7 %
Udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije	36,4 %
Udio OIE u neposrednoj potrošnji energije u prometu	13,2 %
Potrošnja primarne energije (ukupna potrošnja energije bez neenergetske potrošnje)	344,38 PJ (8,23 ktoe) ⁴
Neposredna potrošnja energije	286,91 PJ (6,85 ktoe) ⁵

⁴ 95,7 TWh

⁵ 79,7 TWh

6.9.5.2. Mjera ENU – 16 Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži

U INEK Planu 2021. – 2030. je uz ostale mjere ključne za postizanje ciljeva u osi Energetska učinkovitost detaljno opisana mjera: *Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži.*

Cilj i opis mjere:

- HEP ODS će u razdoblju do 2030. godine nastaviti provoditi aktivnosti za smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži.
- Detaljnom analizom utvrdit će se uzroci povećanih gubitaka u pojedinim dijelovima mreže i prioriteti za provedbu aktivnosti za smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka. Na temelju iskustava iz provedbe pilot projekta uvođenja naprednih mreža na pilot područjima uz korištenje ESI fondova, potrebno je programirati nastavak korištenja ESI sredstava u sljedećem programskom razdoblju od 2021. do 2027. godine za daljnji razvoj naprednih mreža.

Aktivnosti obuhvaćene mjerom:

- Aktivnosti smanjenja tehničkih gubitaka, koje uključuju:
 - povećanje presjeka vodiča u početnim dionicama SN i NN izvoda u kojima se generira najveći iznos gubitaka
 - razdvajanje SN i NN izvoda na dva ili više, ovisno o topologiji izvoda i mogućnostima prihvata u TS VN/SN i SN/SN ili TS SN/NN
 - prebacivanje dijela NN izvoda na susjedni bliži i/ili manje opterećeni NN izvod ili TS SN/NN
 - zamjenu energetske transformatora VN/SN i SN/SN zbog preopterećenosti
 - zamjenu starih energetske transformatora SN/NN, sa smanjenjem predimenzioniranosti transformatora
 - interpolaciju novih TS VN/SN, SN/SN i SN/NN (prvenstveno kod preopterećenja postojećih TS, odnosno kod priključenja novih kupaca i proizvođača s većim priključnim snagama)
 - prijelaz na 20 kV i postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV.
- Aktivnosti smanjenja netehničkih gubitaka, koje uključuju:
 - daljnju ugradnju i uvođenje što većeg broja naprednih brojila u sustav daljinskog nadzora i očitavanja
 - daljnju sveobuhvatnu provedbu kontrole priključaka i mjernih mjesta (KPiMM), s naglaskom na otkrivanje neovlaštene potrošnje električne energije
 - nastavak rekonstrukcije postojećih priključaka i mjernih mjesta, koja su smještena u objektima kupaca.

Budući da EU direktive zahtijevaju prelazak s konvencionalnog mjerenja na napredne mjerne uređaje, predviđa se korištenje ESI fondova za područje prilagodbe postojećeg mjeriteljskog sustava, sustavu za rad s naprednim mjernim uređajima. Prije svega riječ je o investicijama prilagodbe postojećih ovlaštenih servisa za pripremu brojila za ovjeru (baždarnica) koje su prilagođene ovjeri elektromehaničkih brojila, na tehnologiju koja omogućava pripremu i ovjeravanje naprednih elektroničkih brojila. Prilagodbom treba dodatno osigurati podršku za rad s novim tehnologijama, prije svega rješavanju komunikacijskih problema (G3PLC) te procesnih računalnih problema (nadogradnje FW brojila i koncentratora, prikupljanje, prijenos i obrada podataka).

U sklopu Mjere iskazane su projekcije i očekivane vrijednosti smanjenja tehničkih i netehničkih gubitaka u razdoblju 2021. – 2030. godine realizacijom planiranih ulaganja u modernizaciju mreže i sustave naprednih mjerenja uz pretpostavku konstantnosti udjela tehničkih (50 %) i netehničkih gubitaka:

- 2021. godina
 - tehnički gubici 0,658 TWh
 - netehnički gubici 0,658 TWh

- ukupni gubici 1,316 TWh
- 2030. godina
 - tehnički gubici 0,689 TWh
 - netehnički gubici 0,321 TWh
 - ukupni gubici 1,010 TWh
- kumulativne uštede energije u razdoblju 2021. – 2030. 24,4 ktoe (284 GWh; 1,0 PJ)
- kumulativno smanjenje emisija CO₂ u razdoblju 2021. – 2030. 32,6 ktCO₂e.

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

6.9.6.1. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži

U nastavku je pregled ključnih mjera za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži.

Mjere kojima se na razini sustava osigura efikasnije planiranje i provedba izravnih mjera za povećanje učinkovitosti:

- nastavak rada na poboljšanju metodologije za procjenu gubitaka u distribucijskoj mreži
- ulaganja u mjernu infrastrukturu, posebice u sustav daljinskog očitavanja brojila
- analiza tehničkih rješenja priključka distribuiranih izvora i njihovog utjecaja na gubitke
- analiza i pokretanje pilot projekata u kojima se primjenjuju nova tehnička rješenja radi smanjenja tehničkih gubitaka poput upravljanja potrošnjom, zamjene postojećih vodiča nadzemnih vodova vodičima istog presjeka, ali s manjim specifičnim otporom.

Mjere kojima se postiže učinkovitiji pogon distribucijske mreže, tj. ulaganja u optimiranje pogona mreže:

- ulaganja u sustave vođenja
- optimiranje uklopnog stanja na razini dijelova mreže, objekata, komponenata i elemenata mreže
- automatska regulacija napona
- kompenzacija jalove energije.

Izravne mjere zamjene dijelova mreže, mreže, objekata, komponenata i elemenata mreže:

- ulaganja u TS VN/SN
- ulaganja u vodove 35 kV
- ulaganja u TS 35(30)/10(20) kV
- ulaganja u vodove 10(20) kV
- ulaganja u TS 10(20)/0,4 kV
- ulaganja u vodove 0,4 kV i priključke.

6.9.6.2. 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 finansijskih 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 energetske svojstava, odnosno mjerljivih rezultata povezanih s energetsom učinkovitošću, korištenjem i potrošnjom energije.

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

Na temelju utjecaja djelatnosti na energetske 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 energetske učinkovitosti te kontinuirano osposobljavanje i informiranje radnika i svih vanjskih partnera i dobavljača
- učinkovito korištenje postojećih resursa i ustrajanje na neprekidnom povećavanju energetske učinkovitosti
- odgovorno gospodarenje i upravljanje energijom, gdje god je moguće korištenje obnovljivih izvora energije i energije manje štetnu za okoliš
- energetske ciljeve u smjeru smanjenja troškova energije, kao 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 2019. godini HEP ODS nastavio je s procesom uspostave sustava upravljanja energijom (SUE) u skladu s međunarodnom normom ISO 50001. Uspostavljen je plan mjerenja značajnih potrošnji energije na 148 lokacija, na kojima je proveden i detaljan energetske pregled.

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

Uspostavom, certificiranjem i unaprjeđenjem sustava upravljanja energijom prema normi ISO 50001 i realizacijom planiranih investicija u mjere energetske učinkovitosti HEP ODS je u 2019. godini:

- Postigao kontinuirano smanjenje potrošnje energije, tako je za troškove energije izdvojio 38 % manje sredstava nego u godini energetske osnovice.
- Uložio 7,2 mil kn u investicijske mjere energetske učinkovitosti.

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

6.9.6.3. Procjena očekivanih učinaka

Od navedenih mjera kojima se povećava učinkovitost distribucijske mreže najznačajnije mjere predviđene planom razvoja 2021. – 2030. 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. srpnja 2018. godine sklopio ugovor s Ministarstvom zaštite okoliša i energetike te Fondom za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost o dodjeli bespovratnih sredstva fondova EU o realizaciji Pilot projekta naprednih mreža.

Iznos darovnice koja je financirana sredstvima Europskog fonda za regionalni razvoj u okviru Operativnog programa „Konkurentnost i Kohezija 2014.-2020.“ (OPKK), Specifičnog cilja 4d1. je 149,95 milijuna kuna.

Projekt se planira provesti u razdoblju od pet godina (2018. – 2023.) 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 2021. – 2030. godine procjenjuje se na 303 do 474 GWh. Od toga u prve tri godine (razdoblje 2021. – 2023.) od 9,0 do 14,9 GWh prosječno godišnje. Mjereno prema prosječnoj godišnjoj potrošnji u razdoblju 2017. – 2019. od 16.719 GWh, prosječno godišnje smanjenje tehničkih gubitaka u razdoblju 2021. – 2023. se procjenjuje od 0,05 % do 0,09 %.

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	151
7.2. Planirani izvori financiranja	153
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).....	153

7. Financijsko planiranje

Za analizu ekonomskog utjecaja planiranih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju (2021. – 2023.) desetogodišnjeg (2021. – 2030.) 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 (2021. – 2023.) 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 2021. do 2023. 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 2021. do 2023. godine. Navedena izvješća izrađena su na temelju sljedećih općih propisa, pretpostavki i dokumenata:

- Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 102/15, 68/18, 52/19)
- Zakona o energiji (NN 120/12, 14/14, 102/15, 68/18)
- 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, 48/16 i 50/18)
- Prijedloga Plana poslovanja HEP – Operatora distribucijskog sustava d.o.o. za 2021. godinu, izrađenog na temelju prijedloga ukupnog financijskog okvira, koji nije potvrđen od strane Uprave vladajućeg Društva HEP-a d.d.
- procjene ostvarenja prihoda i rashoda za tekuću godinu, odnosno na temelju ostvarenja za razdoblje siječanj – lipanj 2020. godine i procjene ostvarenja za razdoblje rujanj – prosinac 2020. godine
- ugovora o sudjelovanju na tržištu električne energije za člana bilančne grupe
- važećih ugovora o Ugovora o isporuci električne energije za pokriće gubitaka i Ugovora o kupoprodaji električne energije za pokrivanje preostalog dijela odstupanja gubitaka u distribucijskoj mreži
- važećeg Ugovora o međusobnim odnosima između HEP ODS-a i HEP-a d.d.
- broja zaposlenih na dan 30. lipnja 2020. godine
- procjene financijskih izvješća za tekuću regulacijsku 2020. godinu
- analize ostvarenja prethodnih razdoblja
- procjene utjecaja makroekonomskog okruženja
- ostalih vanjskih utjecaja za buduće razdoblje
- odobrenog Desetogodišnjeg (2020. – 2029.) 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 2021. do 2023. godine izrađen je na temelju dodatnih pretpostavki:

- Prihod od naknade za mrežu distribucije izračunat je na temelju Odluke Hrvatske energetske regulatorne agencije o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca

2018. godine (NN 112/18), kao i na temelju procijenjenog padom potrošnje električne energije u 2020. godini, uzrokovano usporavanjem gospodarstva uslijed Covid-19 pandemije. Predviđa se rast u odnosu na plan 2021. godine od 4,3 % te daljnji rast od 0,4 % u 2023. godini.

- Primjenjuje se MSFI 16 s početkom primjene 1. 1. 2019. godine. 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 najмова, prihodi na temelju naplaćenih javnobilježničkih naknada, sudskih troškova, prihod od vlastite potrošnja i restorana.
- U prihode su uključeni i predviđeni primici za troškove redovnog poslovanja, a koji će biti refundirani iz EU fondova za Pilot projekt uvođenja naprednih mreža. Priljevi refundacije sredstava iz EU fondova za dio koji će biti uložen u nabavu osnovnih sredstava u tom projektu se evidentira kao odgođeni prihod i sučeljava s amortizacijom.
- Trošak gubitaka na mreži distribucije je planiran na temelju procijenjene cijene iz financijskog okvira za 2021. godinu (u skladu s planiranom elektroenergetskom bilancom) te procijenjenih količina prodane električne energije na mreži distribucije). Kako je potpisan višegodišnji Ugovor o nabavi električne energije za pokriće gubitaka, i za 2022. i 2023. godinu je predviđena ista cijena.
- Trošak plaća i ostalih naknada osoblja za 2021. godinu planiran je na temelju važećeg Kolektivnog ugovora u HEP Grupi te planiranog broja radnika (broj zaposlenih na dan 30. 6. 2020., očekivani broj odlazaka u mirovinu te planirane strategije broja radnika za sljedeće godine).
- Troškovi održavanja su planirani u visini sredstava koja su potrebna za obavljanje redovitih programa održavanja uključujući i fond rizika koji se planira prema procjeni i iskustvu prethodnih razdoblja.
- Troškovi mjernog mjesta planiraju se prema iskustvu ostvarenja u prethodnim razdobljima te očekivanjima za buduća razdoblja, a troškovi prodajne funkcije planiraju se prema iskustvu ostvarenja u prethodnim razdobljima i tekućoj godini te očekivanjima za buduća razdoblja, uzimajući u obzir razvoj novih proizvoda i usluga i plan marketinških aktivnosti.
- Planirani opći troškovi poslovanja i direktni troškovi djelatnosti (troškovi mjernog mjesta i troškovi prodajne funkcije) su za 2021. godinu zadani financijskim okvirom odobrenim od strane Uprave HEP-a d.d., dok su za 2021. i 2023. godini planirani na temelju financijskog okvira 5 g. Plana HEP ODS-a, uz sagledavanje potreba i mogućnosti smanjenja troškova, osim onih troškova koji su utvrđeni Kolektivnim ugovorom i ostalim pravilnicima HEP-a, zakonskim i podzakonskim aktima, uredbama i sl.
- U Planu su prikazana i predviđena sredstva, koja je rezervirao HEP d.d., 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, obrazovanje radnika, troškovi zaštite na radu, troškovi zaštite, usluge vanjskih stručnjaka za podršku Pilot projektu uvođenja naprednih mreža sufinanciranom iz EU fondova, naknade štete fizičkim i pravnim osobama.
- Financijski rashodi izračunati su na temelju planiranog rasporeda otplate postojećih dugoročnih kredita i obveznica s kamatama utvrđenog od strane riznice vladajućeg društva HEP-a d.d.

B. Planska bilanca za razdoblje od 2021. do 2023. godine izrađena je na temelju sljedećih pretpostavki:

- Primijenjen je novi MSFI 16. Na temelju novog modela, najmoprimac priznaje imovinu s pravom uporabe, te obveze sa 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 su promjene dugotrajne materijalne imovine i ostale stavke bilance koje se vezuju za te promjene izračunate su na temelju planiranih iznosa investicija od 2021. do 2023. godine te procjene aktiviranja investicija u tijeku Sektora za upravljanje imovinom HEP ODS-a.
- Iznos kratkotrajne imovine (zalihe) izračunat je uz pretpostavku smanjenja od 1 % godišnje.
- Odgođeno je plaćanje troškova i prihod budućeg razdoblja je planiran na osnovu predviđenih kretanja aktivacije imovine financirane iz naknade za priključenje, a koje se sučeljava s njenom amortizacijom.
- Za ostale stavke bilance pretpostavljeno je da će ostati na istoj razini.

7.2. Planirani izvori financiranja

U početnom trogodišnjem razdoblju (2021. – 2023.) desetogodišnjeg (2021. – 2030.) 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 Zakonom o porezu na dobit, ovi izvori su planirani na temelju najbolje procijene završetka i stavljanja u uporabu objekata koji su utvrđeni za ovaj izvor financiranja
- bespovratno dodijeljena sredstva EU fondova
- ostali izvori iz poslovanja.

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 se ogleda kroz izračun prinosa na reguliranu imovinu u skladu s Metodologijom za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije.

HEP ODS je u svojim izračunima u obzir uzeo 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 (2021. – 2030.) 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 2021. – 2030. 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 2021. – 2030. planirana su ulaganja u razini 8.019.571.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2021. – 2023. godina 2.606.321.000 kn, prosječno 868,8 mil. kn godišnje
- 2024. – 2030. godina 5.413.250.000 kn, prosječno 773,3 mil. kn godišnje.

U početnom trogodišnjem razdoblju (2021. – 2030.) planirana ulaganja vrijednosti 2.606.321.000 kn raspodijeljena su:

- 2021. godina 846.750.000 kn
- 2022. godina 936.547.000 kn
- 2023. godina 823.024.000 kn.

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

- ulaganja u objekte najviše naponske razine 10(20) kV u dijelu ulaganja u otklanjanje šteta uzrokovanih elementarnim nepogodama u 2020. godini i ulaganja u skladu s programom Vukovar
- kapitalna ulaganja u objekte najviše naponske razine 110 kV
- 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 Pilot projekt uvođenja naprednih mreža, sufinanciran sredstvima EU fondova. Ugovor o sufinanciranju potpisan je u srpnju 2018. godine, a provedba projekta planira se od 2018. do 2023. godine. U vrijeme završetka izrade ovog Plana završavaju se postupci javne nabave opreme te se pripremaju prve isporuke opreme energetski učinkovitih transformatora. U okviru Projekta, sljedeća (2021.) godina bit će godina najintenzivnijih ulaganja i zahvata u distribucijskoj mreži HEP ODS-a.

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. Godina koja prethodi razmatranom planskom razdoblju (2020.) obilježena je pandemijom bolesti COVID-19, a što će uvelike utjecati i na gospodarske aktivnosti i kretanja BDP-a na globalnoj razini u 2021. godini i kasnije te posljedično tome i na zahtjeve za priključenje. Prilikom izrade ovog Plana zadržana je razina ulaganja od 400 mil. kn godišnje, a u slučaju eventualnih potreba plan će se usklađivati tijekom planskog razdoblja.

U idućem desetogodišnjem razdoblju, pogotovo uzevši u obzir ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje te Pilot projekt uvođenja naprednih mreža, 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 prihvrat distribuirane proizvodnje
- smanjenje gubitaka
- smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN.

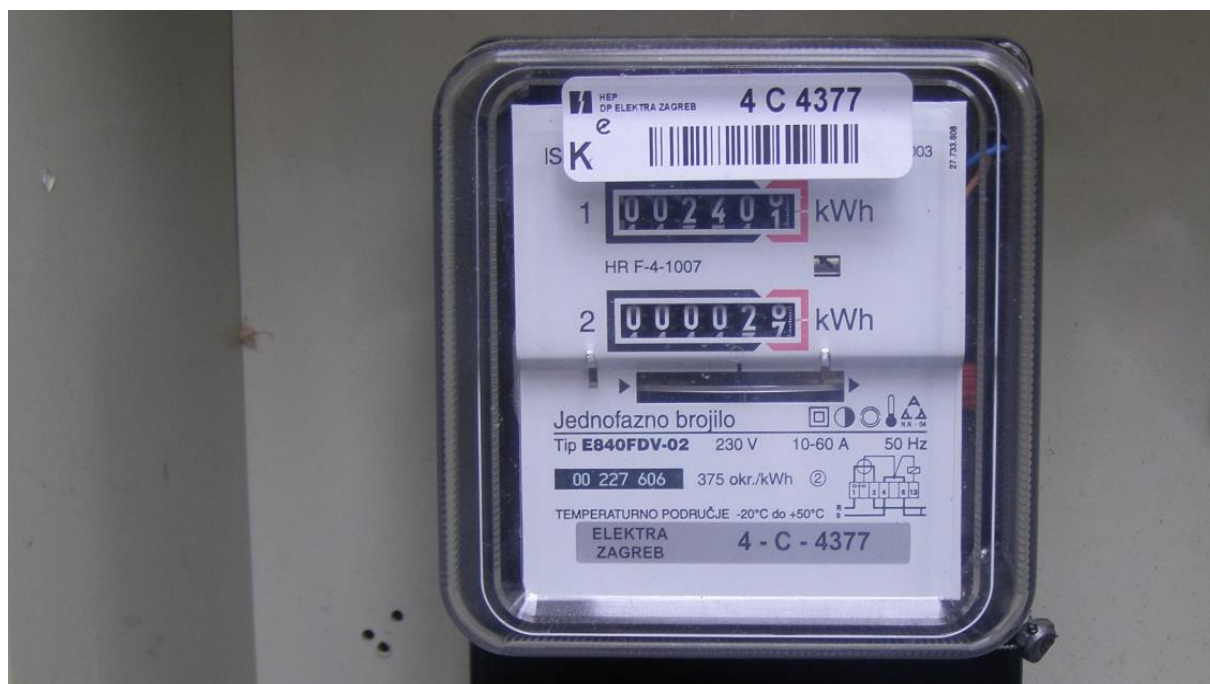
Ulaganjima u SDV, automatizaciju mreže i nove tehnologije modernizira se mreža i povećava učinkovitost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati normalno funkcioniranje operatora distribucijskog sustava.

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

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja treba naglasiti da:

- složenost okruženja i planskog razdoblja, 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] Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o tržištu električne energije, Narodne novine 102/15, 2015.
- [3] Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o tržištu električne energije, Narodne novine, 68/18, 2018.
- [4] Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu, Narodne novine Narodne novine 25/2020, 2020.
- [5] Mrežna pravila distribucijskog sustava, Narodne novine 74/2018, 2018.
- [6] Zakon o energiji, Narodne novine 120/12
- [7] Desetogodišnji (2020.-2029.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS, 2020.
- [8] 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.
- [9] Razvoj distribucijske mreže pogona Samobor i pogona Zaprešić Elektre Zagreb u razdoblju 2011.-2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
- [10] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb, pogoni Sveta Klara i Velika Gorica za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [11] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb na užem području grada Zagreba za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2016.
- [12] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zabok u razdoblju 2014.-2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
- [13] Razvoj distribucijske mreže Elektre Varaždin za razdoblje narednih 20 godina, Energetski institut Hrvoje Požar, 2018.
- [14] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Čakovec, Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
- [15] Razvoj distribucijske mreže Elektre Koprivnica u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2012.
- [16] Razvoj distribucijske mreže Elektre Bjelovar u razdoblju 2013-2033. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [17] 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.
- [18] Razvoja distribucijske mreže Elektroslavonije Osijek za razdoblje narednih 20 godine (2017.-2037.), Fakultet elektrotehnike i računarstva i Institut za elektroprivredu d.d., 2018.
- [19] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Vinkovci, Energetski institut Hrvoje Požar, 2013.
- [20] Razvoj distribucijske mreže Elektre Slavonski Brod za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2014.
- [21] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektroistra Pula, Energetski institut Hrvoje Požar, 2014.
- [22] 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.
- [23] Razvoj distribucijske mreže Elektroprimorja Rijeka, pogona Skrad, Crikvenica, Krk, Rab i Cres-Lošinj, za razdoblje narednih 20 godina, Energetski institut Hrvoje Požar, 2018.
- [24] Razvoj elektroenergetskog sustava područja Omiš – Makarska – Ploče, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2009.
- [25] 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.
- [26] Razvoj distribucijske mreže Elektra Zadar za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, 2014.
- [27] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Šibenik, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2010.
- [28] Razvoj distribucijske mreže Elektrojug Dubrovnik u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2013.

- [29] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Karlovac, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d. i Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2011.
- [30] Razvoj VN i SN mreže Elektre Sisak u vremenu 2007.-2027., Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
- [31] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektrolika Gospić, Fakultet elektrotehnike i računarstva i Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2011.
- [32] Razvoj distribucijske mreže Elektre Virovitica u razdoblju od 2014 do 2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
- [33] Studija razvoja SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Požega, Energetski institut Hrvoje Požar, 2011.
- [34] Smjernice ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2020.-2022., dostupno na <http://www.vlada.hr>
- [35] Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, Narodne novine 104/20, 2020.
- [36] 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
- [37] Direktiva 2009/28/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 23. travnja 2009. o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora i kasnijem stavljanju izvan snage direktiva 2001/77/EZ i 2003/30/EZ
- [38] Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. o energetske učinkovitosti, izmjeni direktiva 2009/125/EZ i 2010/30/EU i stavljanju izvan snage direktiva 2004/8/EZ i 2006/32/EZ
- [39] Uvođenje napona 20 kV u distribucijsku mrežu Hrvatske s posebnim osvrtom na sanaciju ratom oštećenih postrojenja, Institut za elektroprivredu i energetiku, 1993.
- [40] Desetogodišnji (2015.-2024.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS, 2015.
- [41] Planiranje razdjelnih mreža, H. Nagel, 1999.
- [42] Stručna i znanstvena potpora u izradi metodologije za planiranje gubitaka električne energije i metodologije za izračun ostvarenja gubitaka te procjene tehničkih gubitaka i neovlašteno preuzete električne energije, EIHP, 2016.
- [43] Uvjeti kvalitete opskrbe električnom energijom, Narodne novine 37/2017, 2017.
- [44] Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV, Energetski institut Hrvoje Požar, 2009.
- [45] 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
- [46] Studija izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, Ernst & Young, 2016.
- [47] Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. o energetske učinkovitosti, izmjeni direktiva 2009/125/EZ i 2010/30/EU i stavljanju izvan snage direktiva 2004/8/EZ i 2006/32/EZ
- [48] Integrirani nacionalni energetske i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine, Ministarstvo okoliša i energetike, 2019.
- [49] Zakon o energetske učinkovitosti, Narodne novine 127/14, 2014.



10. Prilozi

10.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže	162
10.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte	166
10.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a.....	166
10.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio	171
10.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte	173
10.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV	173
10.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	174
10.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV.....	175
10.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	176
10.4. Pregled obilježja distribucijskih područja	177
1. Elektra Zagreb	177
2. Elektra Zabok.....	181
3. Elektra Varaždin	183
4. Elektra Čakovec.....	185
5. Elektra Koprivnica.....	187
6. Elektra Bjelovar.....	189
7. Elektra Križ.....	191
8. Elektroslavonija Osijek.....	193
9. Elektra Vinkovci	197
10. Elektra Slavonski Brod.....	199

11.	Elektroistra Pula.....	202
12.	Elektroprimorje Rijeka.....	206
13.	Elektrodalmacija Split	210
14.	Elektra Zadar	214
15.	Elektra Šibenik.....	217
16.	Elektrojug Dubrovnik.....	220
17.	Elektra Karlovac.....	223
18.	Elektra Sisak	226
19.	Elektrolika Gospić	229
20.	Elektra Virovitica	232
21.	Elektra Požega	234
10.5.	Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2021. – 2030.....	236

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 pojmih točaka i njihovu ulogu u srednjonaponskoj mreži. U nastavku je popis pojmih točaka distribucijske mreže koje mijenjaju tehničke značajke i ulogu u srednjonaponskoj mreži s kraćim pojašnjenjem pogonskih okolnosti.

Transformatorske stanice upisane su u popise:

A: nove pojne točke izravne transformacije u prethodnom desetogodišnjem razdoblju 2010. – 2019.

B: nove pojne točke izravne transformacije u planu u idućem razdoblju 2020. – 2030.

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 2010. – 2019. 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 110/10(20) kV ZAGVOZD	2012.	Dovršetak nove izgradnje
9.	TS 110/20/10 kV KNEGINEC	2013.	Dovršetak rekonstrukcije
9.1.	TS 35/10 kV KNEGINEC		Rekonstrukcija u TS 110/20/10 kV
10.	TS 110/10(20) kV VRGORAC	2013.	Dovršetak rekonstrukcije
10.1.	TS 35/10 kV VRGORAC		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
11.	TS 110/10(20) kV KUTINA	2014.	Dovršetak nove izgradnje
11.1.	TS 35/10(20) kV KUTINA		Rasterećenje

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
12.	TS 110/35/10(20) kV NAŠICE	2014.	Zamjena jednog TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
13.	TS 110/10(20) kV PLOČE	2014.	Dovršetak nove izgradnje
13.1.	TS 35/10 kV VRANJAK		Isključena iz pogona
14.	TS 110/10(20) kV FERENŠČICA	2015.	Dovršetak nove izgradnje
14.1.	TS 30/10 kV LEPUŠIĆEVA		Rasterećenje
14.2.	TS 30/10 kV DRŽIĆEVA		Rasterećenje
14.3.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Rasterećenje
14.4.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 1		Rasterećenje
14.5.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 2		Rasterećenje
15.	TS 110/10(20) kV RIJEKA	2015.	Zamjena TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
15.1.	TS 35/10 kV ŠKOLJIĆ		Rekonstrukcija u RS 20 kV
15.2.	TS 35/10 kV ŠKURINJSKA DRAGA		Isključena iz pogona
16.	TS 110/20 kV TUPLJAK	2015.	Dovršetak rekonstrukcije
16.1.	TS 35/10 kV TUPLJAK		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
17.	TS 110/20 kV PAZIN	2016.	Zamjena TR 110/35 kV TR-om 110/20 kV
17.1.	TS 35/10 kV PAZIN		Rekonstrukcija u RS 20 kV
17.2.	TS 35/10 kV PAZINKA		Isključena iz pogona
17.3.	TS 35/10 kV VRANJE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
17.4.	TS 35/10 kV KAROJBA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
18.	TS 110/10(20) kV SRĐ	2016.	Dovršetak nove izgradnje
18.1.	TS 35/10(20) kV ŠIPČINE		Rasterećenje
18.2.	TS 35/10 kV LAPAD		Rasterećenje
19.	TS 110/10(20) kV IMOTSKI	2016.	Zamjena TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
20.	TS 110/10(20) kV SESVETE	2017.	Dovršetak nove izgradnje
20.1.	TS 30/10 kV SESVETE		Rasterećenje
21.	TS 110/35/20 kV NEDELJANEC	2017.	Zamjena jednog TR 110/35 kV TR-om 110/20 kV
21.1.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 1		Rasterećenje
21.2.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 2		Rekonstrukcija u RS 20 kV
22.	TS 110/20 kV ROVINJ	2018.	Zamjena TR 110/35 kV TR-om 110/20 kV
22.1.	TS 35/10 kV ROVINJ		Rekonstrukcija u RS 20 kV
23.	TS 110/10(20) kV MEDULIN	2019.	Dovršetak nove izgradnje
23.1.	TS 110/35/10 kV DOLINKA		Rasterećenje
23.2.	TS 110/35/10 kV ŠIJANA		Rasterećenje

B. Nove pojne točke izravne transformacije u planu 2020. – 2030.

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
1.	TS 110/35/10(20) kV BLATO n/K	2020.	Ugradnja TR2 110/10(20) kV
1.1.	TS 35/10 kV BLATO		Rasterećenje
2.	TS 110/30/10(20) kV EL-TO	2020.	Ugradnja TR3 110/10(20) kV
2.1.	TS 30/10 kV SELSKA		Rasterećenje
3.	TS 110/10(20) kV ZAMET	2021.	Dovršetak nove izgradnje
3.1.	TS 35/10 kV ZAMET		Isključenje iz pogona
3.2.	TS 35/10 kV INDUSTRIJA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
4.	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE	2022.	Dovršetak rekonstrukcije
4.1.	TS 30/10 kV TRNJE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
4.2.	TS 30/10 kV VRBIK		Rasterećenje
5.	TS 110/10(20)-30(35)/10(20) kV PRIMOŠTEN	2023.	Dovršetak rekonstrukcije
5.1.	TS 30/10 kV VODOLEŽ (PRIMOŠTEN)		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
6.	TS 110/10(20)-35/10(20) kV ZADAR ISTOK	2021.	Dovršetak nove izgradnje
6.1.	TS 35/10 kV ZADAR 4		Rasterećenje
7.	TS 110/30(20)-30/10(20) kV KAPELA	2024.	Dovršetak nove izgradnje
7.1.	TS 35/10(20) kV TISNO		Rasterećenje
8.	TS 110/10(20) kV TTTS	2023.	Dovršetak nove izgradnje
8.1.	TS 35/10 kV MILJEVAC		Isključenje iz pogona
9.	TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE	2023.	Dovršetak rekonstrukcije
9.1.	TS 35/10 kV ZAMOŠĆE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
9.2.	TS 35/10(20) kV KORČULA		Rasterećenje
10.	TS 110/10(20) kV POLIČNIK	2024.	Dovršetak nove izgradnje
10.1.	TS 110/10(20) kV ZADAR - CENTAR		Rasterećenje
10.2.	TS 35/10 kV ZADAR 1		Rasterećenje
11.	TS 110/10(20) kV VODICE	2025.	Dovršetak nove izgradnje
11.1.	TS 30/10(20) kV VODICE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
12.	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR	2026.	Dovršetak nove izgradnje
12.1.	TS 30/10 kV DUBRAVA		Rasterećenje
12.2.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Isključenje iz pogona
13.	TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI	2027.	Dovršetak rekonstrukcije
13.1.	TS 35/10 kV KAŠTELA		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
13.2.	TS 35/10 kV GOMILICA		Rasterećenje

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
14.	TS 110/10(20) kV RAŽINE	2027.	Dovršetak nove izgradnje
14.1.	TS 30/10 kV ŠIBENIK 3		Rasterećenje
15.	TS 110/10(20) kV LAPAD	2027.	Dovršetak rekonstrukcije
15.1.	TS 35/10 kV LAPAD		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
16.	TS 110/10(20)-30/10(20) kV PODI	2027.	Dovršetak rekonstrukcije
16.1.	TS 30/10(20) kV PODI		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
17.	TS 110/20 kV SISAK 2	2027.	Dovršetak rekonstrukcije
17.1.	TS 35/20 kV SISAK 2		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
18.	TS 110/20 kV MAVRINCI	2027.	Dovršetak nove izgradnje
18.1.	TS 35/10 kV MAVRINCI		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
19.	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA	2027.	Dovršetak nove izgradnje
19.1.	TS 30/10 kV KRŠNJAVOGA		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
20.	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE	2029.	Dovršetak rekonstrukcije
20.1.	TS 35/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
21.	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVIJERA	2030.	Dovršetak nove izgradnje
21.1.	TS 35/10 kV PODGORA		Rasterećenje
21.2.	TS 35/10 kV BRIST		Rasterećenje
22.	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD	2032.	Dovršetak rekonstrukcije
22.1.	TS 35/10 kV NOVIGRAD		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
23.	TS 110/10(20) kV SUČIDAR	2023.	Zamjena TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
23.1.	TS 35/10 kV GRIPE		Isključenje iz pogona
24.	TS 110/35/10(20) kV PRELOG	2023.	Zamjena jednog TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
24.1.	TS 35/10 kV DONJI KRALJEVEC		Rekonstrukcija u RS 20 kV
25.	TS 110/30 kV TE-TO	2024.	Zamjena jednog TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
25.1.	TS 35/10 kV ŽITNJAK 1		Rasterećenje
26.	TS 110/35/10(20) kV OTOČAC	2023.	Zamjena jednog TR 110/35 kV TR-om 110/10(20) kV
26.1.	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 31.12.2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Ukupno ulaganje 2021. - 2023. (kn)	Planirano ulaganje 2024. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2021. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2030.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2021. - 2030.																		
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																	
1.1.	IZGRADNJA NOVIH TS 110/X - ZAJEDNIČKI OBJEKTI ODS-HOPS					801.700.000	101.150.000	49.400.000	70.250.000	90.400.000	210.050.000	470.500.000	680.550.000	20.000.000				
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. Dovođena 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).	2x40
	10(20)	4012	TS 110/10(20) kV ZAMET - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2021										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
2.	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - PRIKLJUČAK 110 kV	2018	2024	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 Ministarstva 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	2022										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x40(63)
	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2023										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
3.	110		TS 110/10(20)-30(35)/10(20) kV PRIMOŠTEN - PRIKLJUČAK 110 kV	2019	2024	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 110/10(20)-30(35)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DIO HOPS	2019	2024													
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30(35)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2023										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	2022	2023										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
4.	110		TS 110/10(20)-35/10(20) kV ZADAR ISTOK - PRIKLJUČAK 110 kV	2020	2021	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)-35/10(20) kV ZADAR ISTOK - DIO HOPS	2016	2021													
	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).	2x40 +16
	10(20)	4014	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZADAR ISTOK - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2022										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	

Desetogodišnji (2021. – 2030.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Ukupno ulaganje 2021. - 2023. (kn)	Planirano ulaganje 2024. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2021. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2030.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
5	110		TS 110/30(20)-30/10(20) kV KAPELA - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2023	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 ispomoc napajanju šireg područja Vodica.												
	110		TS 110/30(20)-30/10(20) kV KAPELA - DIO HOPS	2017	2023													
	110/30(20)/10(20)	4015	TS 110/30(20) - 30/10(20) kV KAPELA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2024										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x40 +2x16
	10(20)	4015	TS 110/30(20) - 30/10(20) kV KAPELA - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2024										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	
6	110		TS 110/10(20) kV TTTS - PRIKLJUČAK 110 kV	2019	2024	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	2023													
	110/10(20)	4013	TS 110/10(20) kV TTTS - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2023										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priključenje korisnika, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20(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), Kvaliteta napona	
7	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - PRIKLJUČAK 110 kV	2022	2022	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	2022													
	110/10(20)	4016	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZAMOŠĆE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2023										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x20(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), Kvaliteta napona	
8	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2023	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	2023													
	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2021	2024										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priključenje korisnika, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20(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), Kvaliteta napona	
9	110		TS 110/10(20) kV VODICE - PRIKLJUČAK 110 kV	2019	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	2022	2025										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x20(40)
	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV VODICE - KB 10(20) kV RASPLET	2023	2025										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	

Desetogodišnji (2021. – 2030.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Ukupno ulaganje 2021. - 2023. (kn)	Planirano ulaganje 2024. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2021. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2030.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
10.	110		TS 110/10(20) kV MAKŠIMIR - 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 MAKŠIMIR - DIO HOPS	2022	2025													
	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV MAKŠIMIR - DISTRIBUCIJSKI DIO	2023	2026										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40(63)
	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV MAKŠIMIR - KB 10(20) kV RASPLET	2024	2026										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
11.	110		TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - PRIKLJUČAK 110 kV	2025	2026	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Kaštela.												
	110		TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - DIO HOPS	2025	2026													
	110/10(20)	4013	TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - DISTRIBUCIJSKI DIO	2024	2027										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20(40)
	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - 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	2020	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	2021	2025													
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - DISTRIBUCIJSKI DIO	2024	2027										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20(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 LAPAD - PRIKLJUČAK 110 kV	2026	2029	Postojeća TS 35/10(20) kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području grada Dubrovnika.												
	110		TS 110/10(20) kV LAPAD - DIO HOPS	2026	2029													
	110/10(20)	4016	TS 110/10(20) kV LAPAD - DISTRIBUCIJSKI DIO	2024	2027										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)	4016	TS 110/10(20) kV LAPAD - KB 10(20) kV RASPLET	2024	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
14.	110		TS 110/10(20)-30/10(20) kV PODI (II ET APA) - 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)-30/10(20) kV PODI (II ET APA) - DIO HOPS	2019	2025													
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30/10(20) kV PODI (II ET APA) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2025	2027										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20(40)
	10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30/10(20) kV PODI (II ET APA) - KB 10(20) kV RASPLET	2025	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Desetogodišnji (2021. – 2030.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Ukupno ulaganje 2021. - 2023. (kn)	Planirano ulaganje 2024. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2021. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2030.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
15.	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 (RAFINERIJA) - 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 (RAFINERIJA) - DIO HOPS	2024	2026													
	110/20	4018	TS 110/20 kV SISAK 2 (RAFINERIJA) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2025	2027										TS	Rekonstrukcija TS 35/20 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20(40)
	20	4018	TS 110/20 kV SISAK 2 (RAFINERIJA) - KB 20 kV RASPLET	2025	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
16.	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 i istočnog dijela Rijeke.												
	110		TS 110/20 kV MAVRINCI - DIO HOPS	2028	2028													
	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),	3x20(40)
	20	4012	TS 110/20 kV MAVRINCI - KB 20 kV RASPLET	2026	2028										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
17.	110		TS 110/10(20) kV KRŠNJAVAOGA - 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 KRŠNJAVAOGA - DIO HOPS	2026	2028													
	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVAOGA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2025	2027										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40(63)
	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVAOGA - KB 10(20) kV RASPLET	2026	2028										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
18.	110		TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - PRIKLJUČAK 110 kV	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 energetska 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),	2x20(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),	
19.	110		TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIMJERA - PRIKLJUČAK 110 kV	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 RIMJERA - DIO HOPS	2026	2028													
	110/10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIMJERA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2027	2030										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20(40)
	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIMJERA - KB 10(20) kV RASPLET	2028	2031										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Desetogodišnji (2021. – 2030.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Ukupno ulaganje 2021. - 2023. (kn)	Planirano ulaganje 2024. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2021. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2030.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
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),	2x20(40)
	10(20)	4011	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - KB 10(20) kV RASPLET	2030	2032										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 31.12.2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Ukupno ulaganje 2021. - 2023. (kn)	Planirano ulaganje 2024. -2030. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2021. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2030.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2021. - 2030.																		
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																	
1.2.	TS 110/X - REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE, DISTRIBUCIJSKI DIO					836.387.000	43.500.000	64.891.000	87.984.000	73.287.000	226.162.000	566.725.000	792.887.000					
1	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 podustustava, 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	20(40)+40 + 3x8	
2	110/35/10(20)	4013	TS 110/35/10(20) kV SUČIDAR - REKONSTRUKCIJA U 110/10(20) kV	2016	2024	Postojeća TS 110/35/10 kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog dotrajalosti postrojenja i podustustava, 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,	3x40	
3	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV BIOGRAD - REKONSTRUKCIJA	2018	2021	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)	2x20(40)	
4	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV BIOGRAD - POJAČANJE TRANSFORMACIJE	2021	2022	Pojačanje snage transformacije TS 110/10(20) kV u cilju povećanja kapaciteta mreže i povećanja sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Biograda								TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x40	
5	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	40+20(40) +16+8	
6	110/10(20)	4008	TS 110/20/10 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	40+2x40	
7	110/35/10(20)	4016	TS 110/35/10(20) kV STON - REKONSTRUKCIJA	2019	2021	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 +2x4	
8	110/30	4001	MTU 110 kV ELEKTRE ZAGREB - REKONSTRUKCIJA	2020	2024	Projektom je obuhvaćena zamjena dotrajale opreme 110 kV MTU postrojenja, usklađenje MTU sustava s razvojem gradske 10(20) kV mreže i stvaranje preduvjeta za isključenje većeg broja 35 kV MTU postrojenja na području grada Zagreba.								TS	Rekonstrukcija	Starost opreme		
9	110/30	4001	TS 110/30 kV TE-TO - REKONSTRUKCIJA SN POSTROJENJA	2021	2024	Rekonstrukcija postojeće TS 110/30 kV će obuhvatiti zamjenu jednog transformatora 110/30 kV - transformatorom 110/10(20) kV, ugradnju 10(20) kV postrojenja i obnovu nužnog dijela 30 kV postrojenja. Rekonstrukcija je planirana zbog dotrajalosti postrojenja i podustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u Zagrebu, ali i zbog razvoja 10(20) kV odnosno smanjenja udjela 30 kV mreže na području Zagreba.								TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x63 +40	
10	110/10(20)	4007	TS 110/10(20) kV KUTINA - FAZA II	2020	2022	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)	2x20(40)	
11	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)	2x63/21	
12	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV NAŠICE - REKONSTRUKCIJA	2021	2023	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	2x40 +2x8	
13	110/10(20)	4013	TS 110/10(20) kV SPLIT 3 - REKONSTRUKCIJA	2021	2023	Postojeća TS 110/10(20) kV se rekonstruira zbog 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	3x40	

Desetogodišnji (2021. – 2030.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021. (kn)	Planirana ulaganja u 2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Ukupno ulaganje 2021. - 2023. (kn)	Planirano ulaganje 2024. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2021. - 2030. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2030.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
14	110/20 kV	4018	TS 110/20 kV PETRINJA- REKONSTRUKCIJA	2021	2024	Postojeća TS 110/20 kV se rekonstruira zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Petrinje.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
15	110/35/10(20)	4019	TS 110/35/10(20) kV OTOČAC - REKONSTRUKCIJA	2022	2023	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 Otočca i zbog potpore vezanim projektima prijelaza šireg područja na 20 kV.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20 +2x4
16	110/20	4002	TS 110/20 kV KRAPINA - REKONSTRUKCIJA UNT 20 kV	2022	2024	U postojećoj TS 110/20 kV se rekonstruira postrojenje uzemljenja neutralne točke zbog usklađenja s razvojem 20 kV mreže na širem području napajanja.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže	2x20
17	110/20	4017	TS 110/20 kV ZDENČINA - REKONSTRUKCIJA UNT 20 kV	2022	2024	U postojećoj TS 110/20 kV se rekonstruira postrojenje uzemljenja neutralne točke zbog usklađenja s razvojem 20 kV mreže na širem području napajanja.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže	2x20
18	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV OSIJEK 2- 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 Osijeka.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40 +2x8
19	110/20	4012	TS 110/20 kV LOVRAN - REKONSTRUKCIJA	2023	2025	Postojeća TS 110/20 kV se rekonstruira zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Opatije i zapada Rijeke.									TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	2x20(40)
20	110/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/10(20) kV IZA 3G	2024	2030	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 110/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2024. - 2030.									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	
21	110/35, 110/35/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/35 kV IZA 3G	2024	2030	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 110/35/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2024. - 2030.									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	
22	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN OBJEKATA - REVITALIZACIJE 110/X	2021	2030	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 110/x kV, planirane zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2024. - 2030.									TS	Revitalizacija	Starost opreme	
23	110/10(20)	4001	PROGRAM ULAGANJA U OTKLANJANJE ŠTETA UZROKOVANIH ELEMENTARNIM NEPOGODAMA U 2020. GODINI	2021	2021	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 110/x kV planirane zbog sanacije šteta uzrokovanih potresom 2020.									TS	Revitalizacija	Starost opreme	
24	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 110/X - PROJEKTA NA PRIPREMA	2021	2030	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 31.12.2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021.	Planirana ulaganja u 2022.	Planirana ulaganja u 2023.	Ukupno ulaganje 2021. - 2023.	Planirano ulaganje 2024. - 2030.	Ukupno ulaganje u 10G 2021. - 2030.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2030.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2021 - 2030.																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE					792.964.000	25.000.000	62.777.000	59.680.000	59.586.000	182.043.000	585.921.000	767.964.000	0				
2.1.	TS 35/X - NOVA IZGRADNJA					38.000.000	0	7.500.000	6.500.000	2.500.000	16.500.000	21.500.000	38.000.000	0				
1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV LEČEVICA	2021	2023	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnka u zaleđu Kaštele. Među novim korisnicima mreže najznačajniji je Centar za gospodarenje otpadom (u izgradnji).									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 4(8)
2	35/10(20)	4019	TS 35/10(20) kV SMILJAN	2021	2021	Izgradnja nove jednostavne transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnka u Gospiću. Dovođena pojava točka će omogućiti nastavak prijelaza na 20 kV na području Gospića.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 4(8)
3	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV ČIOVO - ŽEDNO	2022	2025	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnka na Čiovu. Dovođena pojava točka će značajno rasteretiti 10(20) kV mrežu i povećati sigurnost pogona elektrodistribucijske mreže na području Trogira.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x 8(16)
4	35/10(20)	40XX	OSTALA ULAGANJA PREMA A1.1.3. IZA 3G (KAPITALNI),	2024	2030	Kapitalni projekti izgradnje i opremanja novih TS 35/10(20) kV, planiranih zbog porasta opterećenja na područjima slabijeg kapaciteta mreže i manje gustoće opterećenja za razdoblje 2024. - 2030.									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 31.12.2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021.	Planirana ulaganja u 2022.	Planirana ulaganja u 2023.	Ukupno ulaganje 2021. - 2023.	Planirano ulaganje 2024. - 2030.	Ukupno ulaganje u 10G 2021. - 2030.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2030.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2021 - 2030.																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE					792.964.000	25.000.000	62.777.000	59.680.000	59.586.000	182.043.000	585.921.000	767.964.000	0				
2.2.	TS 35/X - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE					354.044.000	17.900.000	31.761.000	29.623.000	27.432.000	88.816.000	247.328.000	336.144.000	0				
1	35/10(20)	4011	TS 35/10(20) kV GREGOVICA	2018	2022	Postojeća TS 35/10 kV na području Pule se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
2	35/10(20)	4017	TS 35/10(20) kV TUŠMER	2018	2021	Postojeća TS 35/10 kV na području Duge Rese se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava i zbog preopterećenosti, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Duge Rese.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	2x8
3	35/10(20)	4010	TS 35/10(20) kV ORIOVAC	2019	2021	Postojeća TS 35/10 kV na području Oriovca se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4(8)
4	35/10(20)	4006	TS 35/10(20) kV BJELOVAR 2	2019	2021	Postojeća TS 35/10 kV na području Bjelovara se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava. Rekonstruirana TS 35/10(20) kV Bjelovar će imati značajnu ulogu u prihvatu energije iz obnovljivih izvora i u nastavku prijelaza na 20 kV na području Bjelovara.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
5	35/10(20)	4002	TS 35/10(20) kV TUHELJ	2020	2022	Postojeća TS 35/10 kV na području Tuhelja se rekonstruira zbog dotrajalosti dijela postrojenja i nedostatnog kapaciteta, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Tuhelj - Klanjec.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 16
6	35/10(20)	4005	TS 35/10(20) kV KOPRIVNICA 3	2021	2023	Postojeća TS 35/10 kV na području Koprivnice se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava. Rekonstruirana TS 35/10(20) kV Koprivnica će imati značajnu ulogu u nastavku prijelaza na 20 kV na širem području Koprivnice.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
7	35/10(20)	4009	TS 35/10(20) kV VUKOVAR 3	2021	2023	Postojeća TS 35/10 kV na području Vukovara se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava. Rekonstruirana TS 35/10(20) kV Vukovar 3 će imati značajnu ulogu u nastavku prijelaza na 20 kV na širem području Vukovara.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
8	35/10(20)	4011	TS 35/10(20) kV PULA - CENTAR	2022	2024	Postojeća TS 35/10 kV na području Pule se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području centra Pule.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	3x 8
9	35/10(20)	4016	TS 35/10(20) kV SLANO	2022	2024	Postojeća TS 35/10 kV na području Slanog se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Slanog. Rekonstruirana TS 35/10(20) kV Slano će imati značajnu ulogu u nastavku prijelaza na 20 kV na širem području Ston - Slano.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	2x 4(8)
10	35/10(20)	4019	TS 35/10(20) kV PLITVICE	2022	2024	Postojeća TS 35/10 kV na području Plitvica se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Plitvičkih jezera.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4(8)
11	35/10(20)	4004	TS 35/10(20) kV KOTORIBA	2023	2026	Postojeća TS 35/10 kV na području Kotoribe se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Kotoriba - Donja Dubrava.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
12	35/10(20)	40XX	KAPITALNA ULAGANJA U TS 35/10(20) IZA 3G	2024	2030	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 35/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2024. - 2030.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže,	
13	35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN OBJEKATA - REVITALIZACIJE 35/x	2021	2030	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 35/10(20) kV, planirane zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2024. - 2030.									TS	Revitalizacija	Starost opreme	
14	30/10(20)	4001	PROGRAM ULAGANJA U OTKLANJANJE ŠTETA UZROKOVANIH ELEMENTARNIM NEPOGODAMA U 2020. GODINI	2021	2022.	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 35/10(20) kV planirane zbog sanacije šteta uzrokovanih potresom 2020.									TS	Revitalizacija	Starost opreme	
15	35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 35/10(20) kV - PROJEKT NA PRIPREMA	2021	2030	Ulaganja u izradu projektne dokumentacije idejnih, glavnih i izvedbenih projekata u pripremi rekonstrukcija i revitalizacija TS 35/10(20) kV.									Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

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 31.12.2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021.	Planirana ulaganja u 2022.	Planirana ulaganja u 2023.	Ukupno ulaganje 2021. - 2023.	Planirano ulaganje 2024. - 2030.	Ukupno ulaganje u 10G 2021. - 2030.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2030.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2021 - 2030.																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE					792.964.000	25.000.000	62.777.000	59.680.000	59.586.000	182.043.000	585.921.000	767.964.000	0				
2.3.	DV/KB 35 kV - NOVA IZGRADNJA					62.573.000	1.500.000	9.882.000	2.000.000	4.221.000	16.103.000	44.970.000	61.073.000	0				
1	35	4013	DV 35 kV TS 110/35 kV OPUZEN - TS 35/10 kV BRIST	2019	2021										DV	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	1.600
2	35	4006	KB 35 kV TS 35/10 kV BJELOVAR 2 - RS 35 kV GTE CIGLENA	2020	2021										KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	11.400
3	35	4003	KB 35 kV TS 35/10 kV NOVI MAROF 1 - TS 35/10 kV VARAŽDINSKE TOPL	2021	2021										KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	1.629
4	35(30)	4018	KB 35 kV OD TS 35/20 kV SISAK 2 - TS 110/35 kV PRAČNO	2021	2021										KB	Novi objekt	Preoprećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	4.100
5	35	4014	KB 35 kV TS 110/35 kV ZADAR - RS 35 kV KOŽINO	2022	2023										KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	2.300
6	35	4008	KB 35 kV TS 35/10 kV BULINAC - TS 35/10 kV V. GRDEVAC	2022	2023										KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	10.300
7	35	4014	KB 35 kV TS 35/10 kV UGLJAN - KK 35 kV ČINTA	2024	2024										KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	2.185
8	35(30)	40XX	ULAGANJA U IZGRADNJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G PLANA	2024	2030										DV, KB	Novi objekt	Preoprećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
9	35	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2021	2030										DV, KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	

10.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV

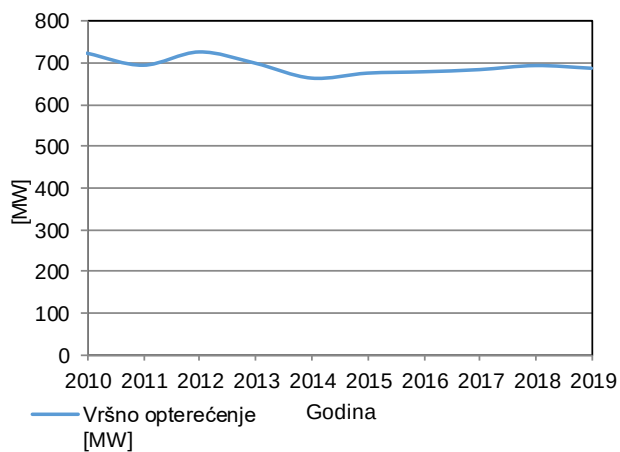
Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2020. (kn)	Planirana ulaganja u 2021.	Planirana ulaganja u 2022.	Planirana ulaganja u 2023.	Ukupno ulaganje 2021. - 2023.	Planirano ulaganje 2024. - 2030.	Ukupno ulaganje u 10G 2021. - 2030.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2030.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2021 - 2030.																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE					792.964.000	25.000.000	62.777.000	59.680.000	59.586.000	182.043.000	585.921.000	767.964.000	0				
2.4.	DV/KB 35 kV - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE					338.347.000	5.600.000	13.634.000	21.557.000	25.433.000	60.624.000	272.123.000	332.747.000	0				
1	35	4008	KB 35 kV TS 110/35/10 kV OSIJEK 2 - TS 35/10 kV CENTAR	2019	2021										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	5.640
2	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	2021										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	17.000
3	35	4009	KB 35 kV TS 110/35/10 kV VUKOVAR 2 - TS 35/10 kV VUKOVAR 3	2021	2022										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	7.500
4	35	4003	DV 35 kV 110/35/20 kV NEDELJANEC - 35/10 kV NOVI MAROF 2	2022	2023										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	13.500
5	35	4013	DV 35 kV TS 35 kV DICMO PROSIK - TS 35/10 kV PRANČEVIĆI	2022	2022										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	11.200
6	35	4019	DV 35 kV TS 35/10 kV BUNIČ - TS 35/10 kV KORENICA	2022	2022										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	11.300
7	35	4017	DV 35 kV TS 35/10 kV OGULIN - TS 35/10 kV JASENAK	2022	2022										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	5.700
8	35	4013	DV 35 kV TS 35/10 kV MAKARSKA - TS 35/10 kV PODGORA	2023	2023										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	8.500
9	35	4021	DV 35 kV TS 35/10 kV POŽEGA 1 - TS 35/10 kV PLETERNICA	2023	2023										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	12.300
14	35	40XX	PODMORSKI KABLI - 35 kV	2021	2030										PKB	Revitalizacija	Starost opreme	
15	35(30)	40XX	ULAGANJA U REKONSTRUKCIJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G PLANA	2024	2030										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
16	35	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2021	2030										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
17	35	40XX	ULAGANJA U KB 35 kV - PROJEKT NA PRIPREMA	2020	2029										Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

10.4. Pregled obilježja distribucijskih područja

1. Elektra Zagreb

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	725,00	
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%
2019	688,71	-0,94%

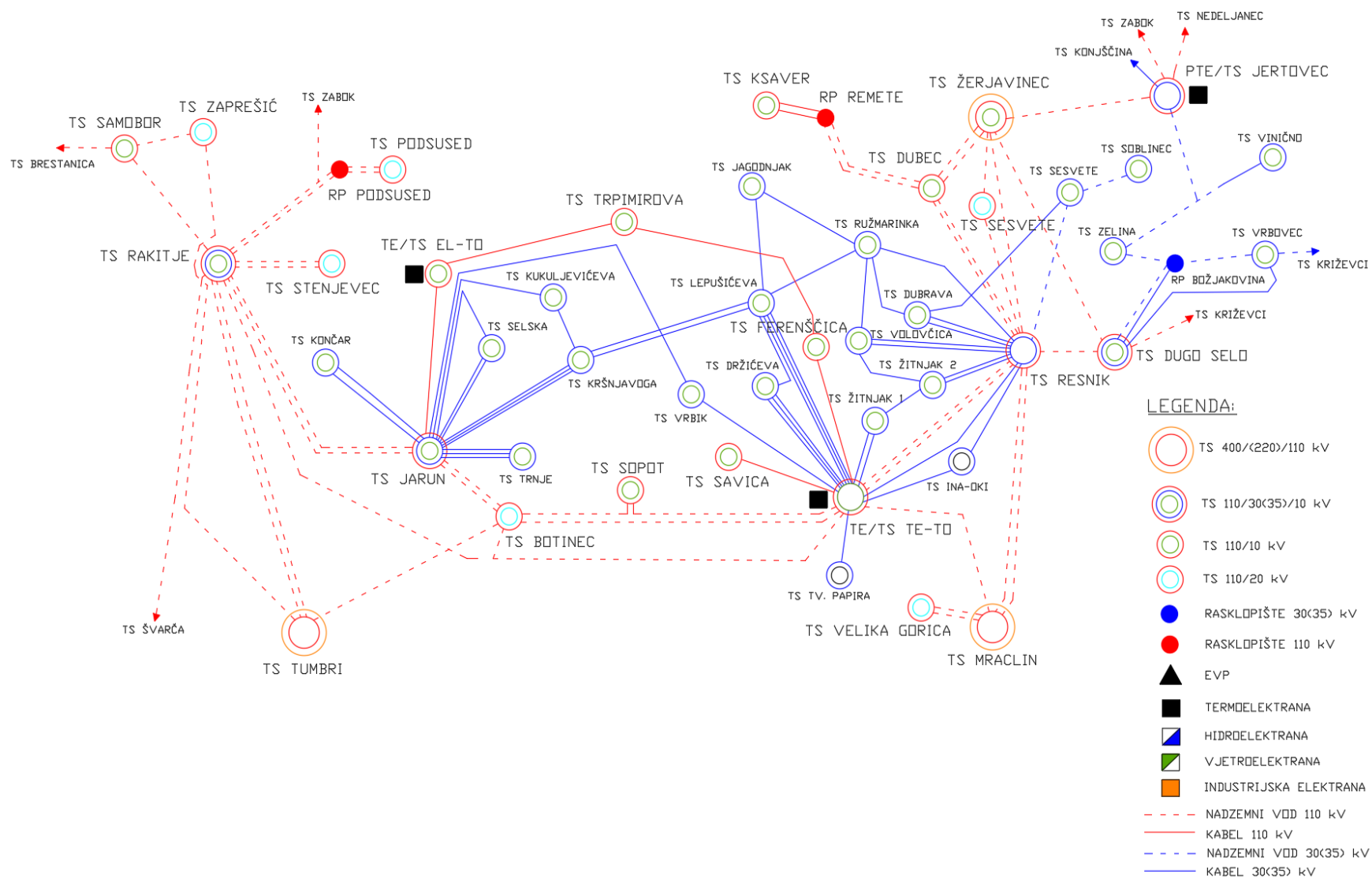


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja: -5,01%

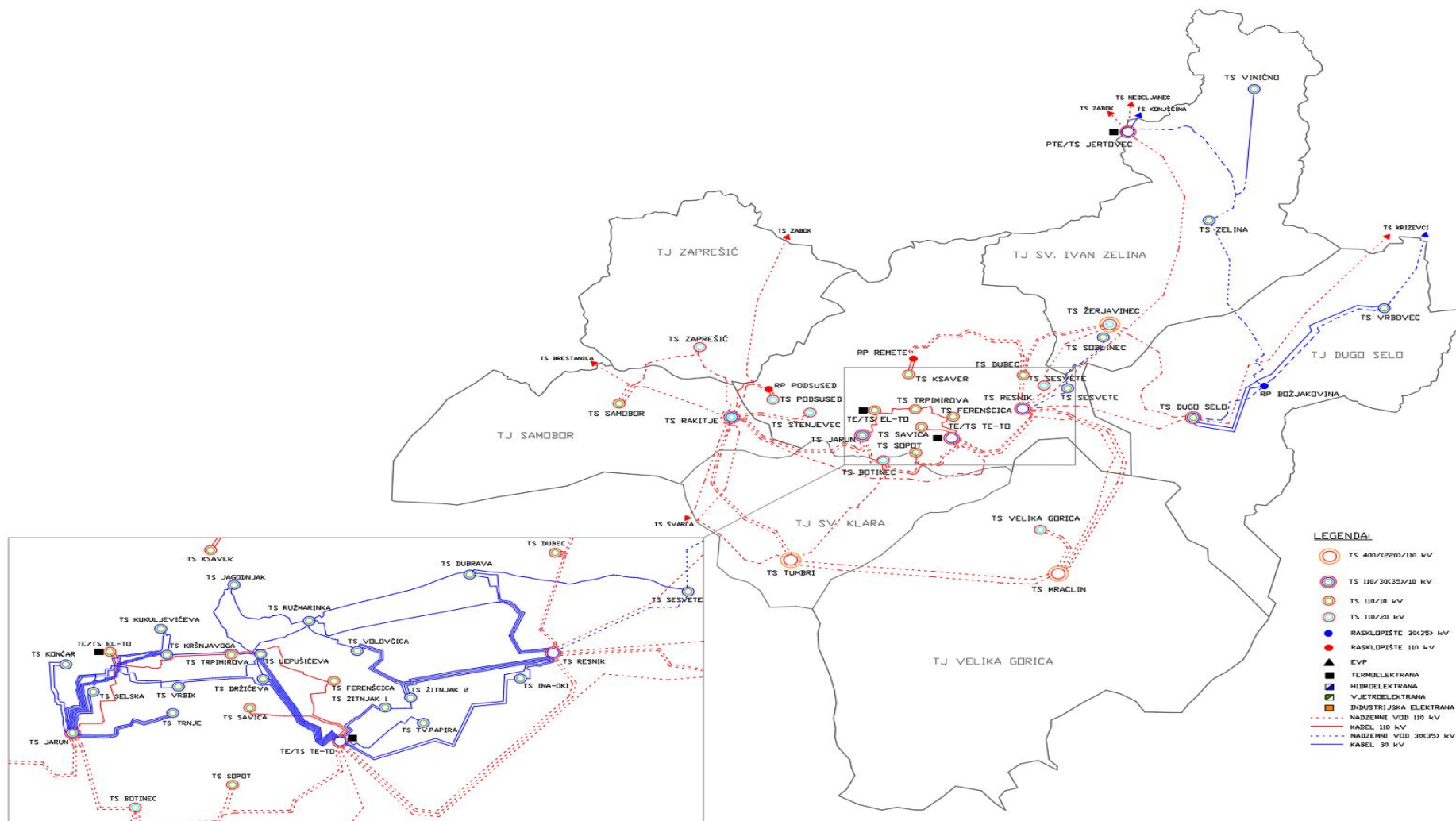
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4TS 19 JARUN	110/30 kV	126	78,49	62,3%	
	110/20 kV	40	37,75	94,4%	
3TS 1 KRŠNJA VOGA	30/10 kV	32	20,66	64,6%	
3TS 7 KUKULJEVIĆEVA	30/10 kV	16	8,66	54,1%	
3TS 8 SELSKA	30/10 kV	32	16,91	52,8%	
3TS 15 TRNJE	30/10 kV	32	13,20	41,3%	
4TS 27 RAKITJE	110/20 kV	40	20,83	52,1%	
4TS 28 TE-TO	110/30 kV	189	50,15	26,5%	
3TS 2 LEPUŠIĆEVA	30/10 kV	32	13,90	43,4%	
3TS 4 VRBIK	30/10 kV	16	8,90	55,6%	
3TS 5 JAGODNJAK	30/10 kV	8	0,00	0,0%	
3TS 6 DRŽIĆEVA	30/10 kV	16	6,75	42,2%	
3TS 11 ŽITNJAK 1	30/10 kV	32	18,01	56,3%	
4TS 30 RESNIK	110/30 kV	126	79,21	62,9%	
3TS 3 RUŽMARINKA	30/10 kV	24	12,89	53,7%	
3TS 10 SESVETE	30/10 kV	16	13,09	81,8%	
3TS 12 ŽITNJAK 2	30/10 kV	24	17,26	71,9%	
3TS 14 DUBRAVA	30/10 kV	32	20,46	63,9%	
3TS 18 VOLOVČICA	30/10 kV	32	24,03	75,1%	
3TS 114 SOBLINEC	30/10 kV	16	3,65	22,8%	
4TS 116 DUGO SELO	110/30 kV	40	15,67	39,2%	1,0
	110/10 kV	112	21,52	19,2%	
	30/10 kV	32	0,00	0,0%	
3TS 119 VRBOVEC	30/10 kV	43	12,20	28,3%	
3TS 118 ZELINA	20/10 kV	8	0,00	0,0%	
	35/10 kV	21	7,15	34,7%	
3TS 120 VINIČNO	35/10 kV	7	3,28	47,8%	
4TS 101 ZAPREŠIĆ	110/20 kV	80	41,71	52,1%	
4TS 102 SAMOBOR	110/20 kV	40	24,77	61,9%	
4TS 13 SAVICA	110/10 kV	80	35,38	44,2%	
4TS 17 PODSUSED	110/20 kV	126	29,39	23,3%	1,0
4TS 21 STENJEVEC	110/20 kV	40	51,36	128,4%	
4TS 22 KSAVER	110/10 kV	80	39,97	50,0%	
4TS 23 BOTINEC	110/20 kV	126	49,76	39,5%	
4TS 24 DUBEC	110/10 kV	80	56,64	70,8%	2,5
4TS 25 TRPIMIROVA	110/10 kV	80	69,00	86,3%	
4TS 26 VELIKA GORICA	110/20 kV	120	33,04	27,5%	1,0
4TS 29 SOPOT	110/10 kV	80	31,68	39,6%	4,2
4TS 33 ŽERJAVINEC	110/20 kV	40	6,83	17,1%	
4TS 9 EL-TO	110/10 kV	120	42,59	35,5%	
4TS31 FERENŠČICA	110/10 kV	80	23,69	29,6%	
4TS 34 SESVETE	110/10 kV	80	2,02	2,5%	
4TS 117 JERTOVEC*	110/35 kV	20	9,20	46,0%	

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



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

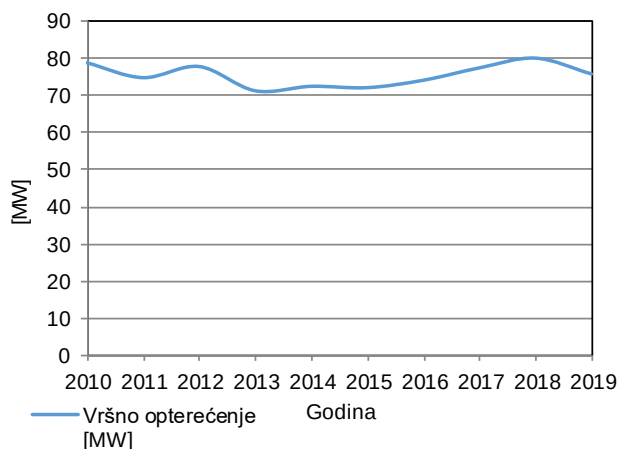


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

2. Elektra Zabok

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	79,00	
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%
2019	76,00	-5,30%

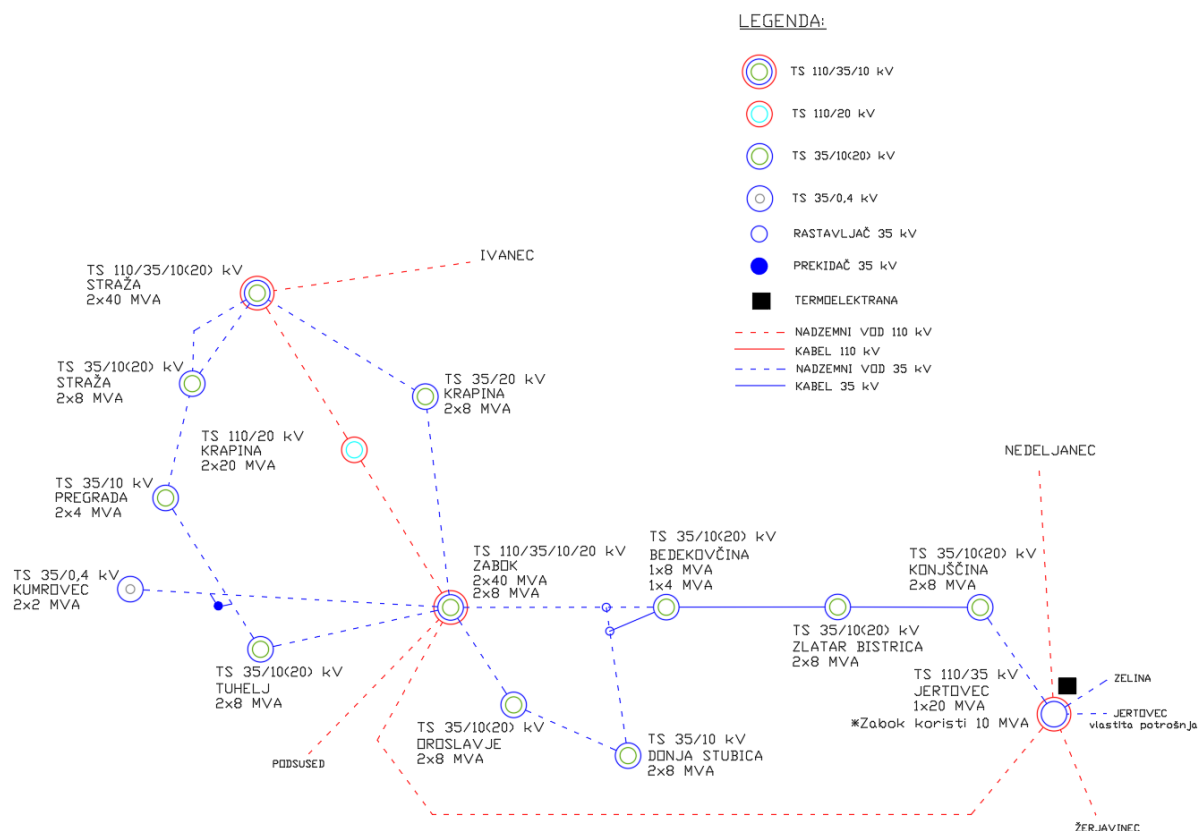


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja: -3,80%

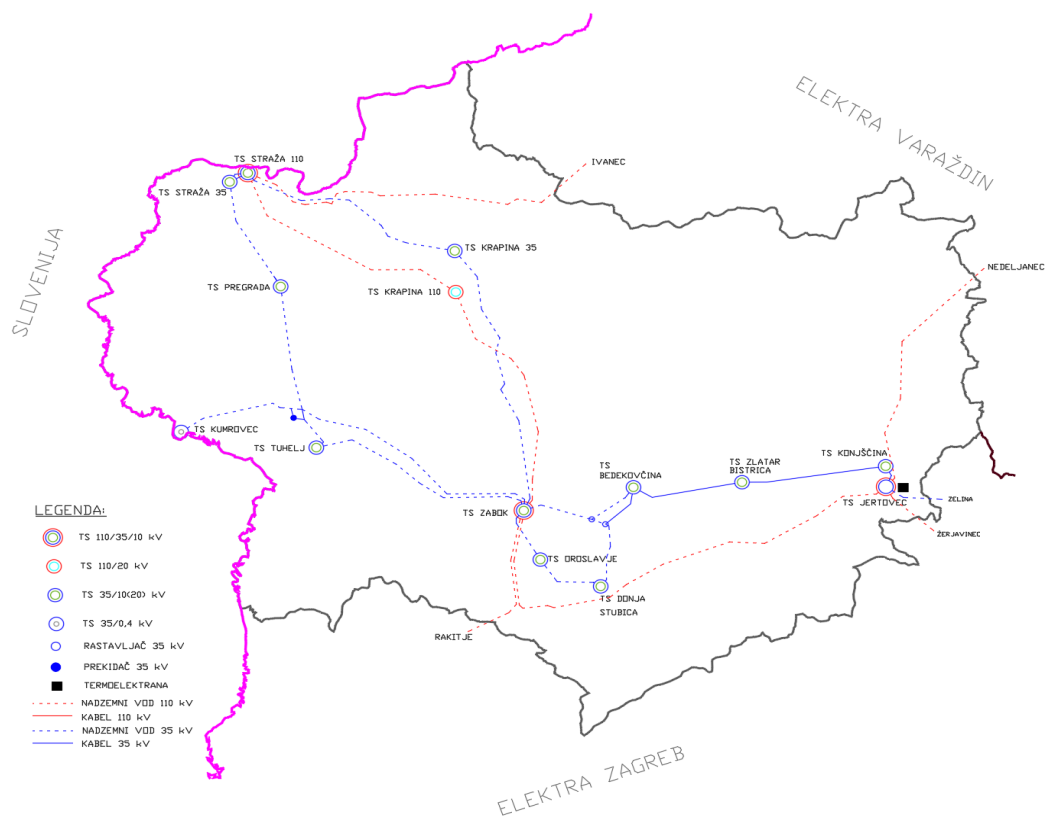
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4TS 117 JERTOVEC*	110/35 kV	20.000	9,20	46,0%	1,0
T14 KONJŠČINA	35/10 kV	16	4,79	29,9%	2,0
T20 ZLATAR BISTRICA	35/10 kV	16	6,70	41,9%	
T02 ZABOK	110/35 kV	80	27,56	34,5%	
	110/10 kV	16	4,99	31,2%	
	35/20 kV	16	8,26	51,6%	
T19 TUHELJ	35/10 kV	16	8,81	55,1%	
T16 OROSLAVJE	35/10 kV	16	6,98	43,6%	
T12 DONJA STUBICA	35/10 kV	16	5,83	36,4%	
T11 BEDEKOVČINA	35/10 kV	16	2,67	16,7%	
T01 STRAŽA	110/35 kV	80	21,37	26,7%	
	110/10 kV	40	13,57	33,9%	
T18 STRAŽA	35/10 kV	16	12,99	81,2%	
T15 KRAPINA	35/20 kV	16	6,35	39,7%	
T17 PREGRADA	35/10 kV	8	3,47	43,4%	
T03 KRAPINA	110/20 kV	40	12,97	32,4%	

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



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

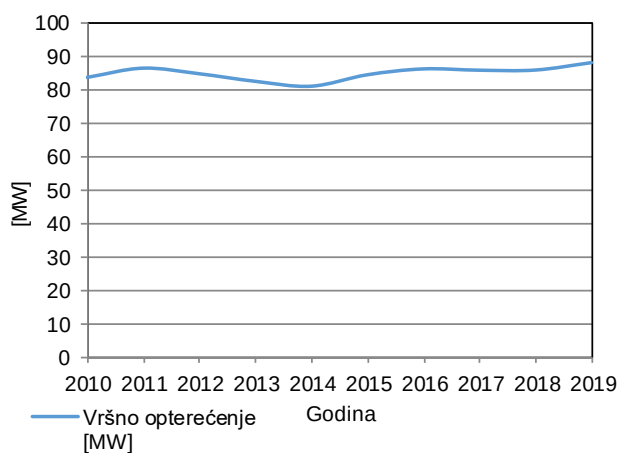


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

3. Elektra Varaždin

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

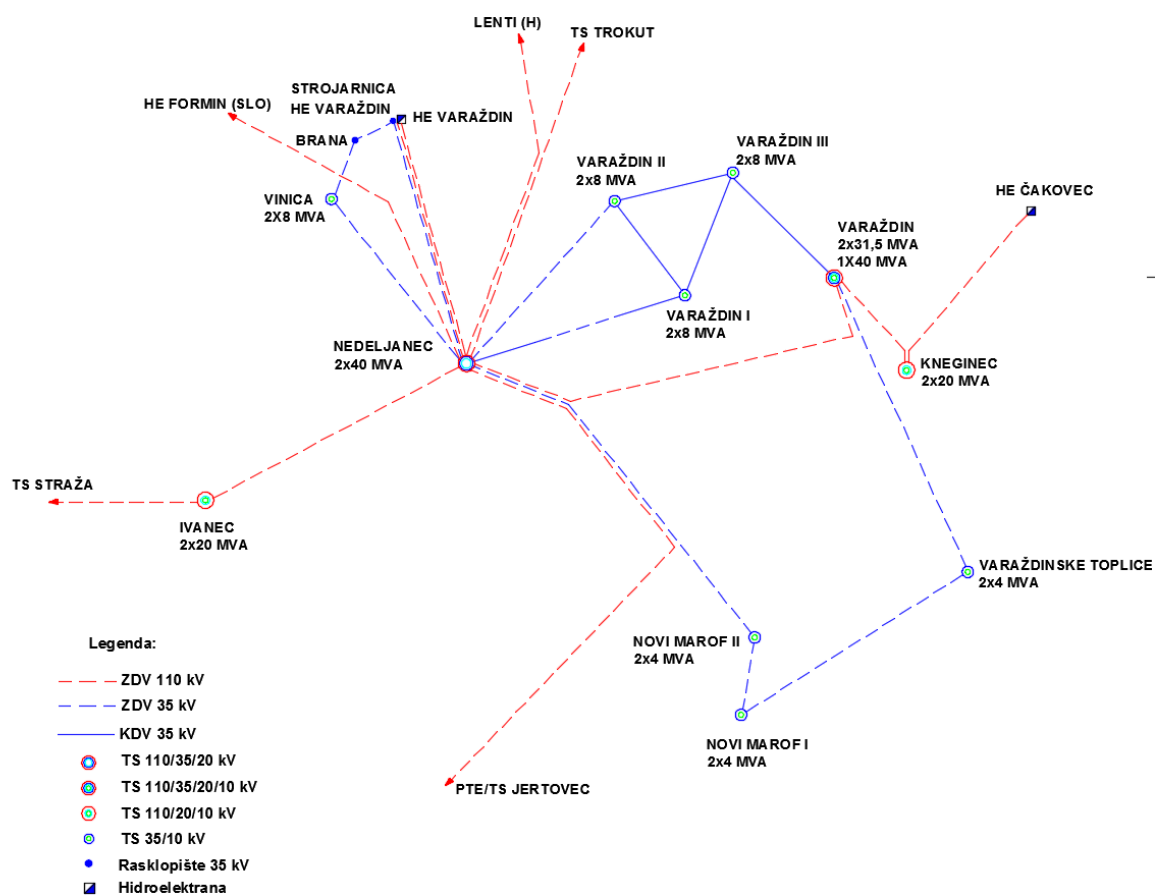
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	83,90	
2011	86,75	3,40%
2012	85,03	-1,98%
2013	82,70	-2,74%
2014	81,19	-1,83%
2015	84,71	4,34%
2016	86,52	2,14%
2017	86,12	-0,46%
2018	86,17	0,06%
2019	88,45	2,65%



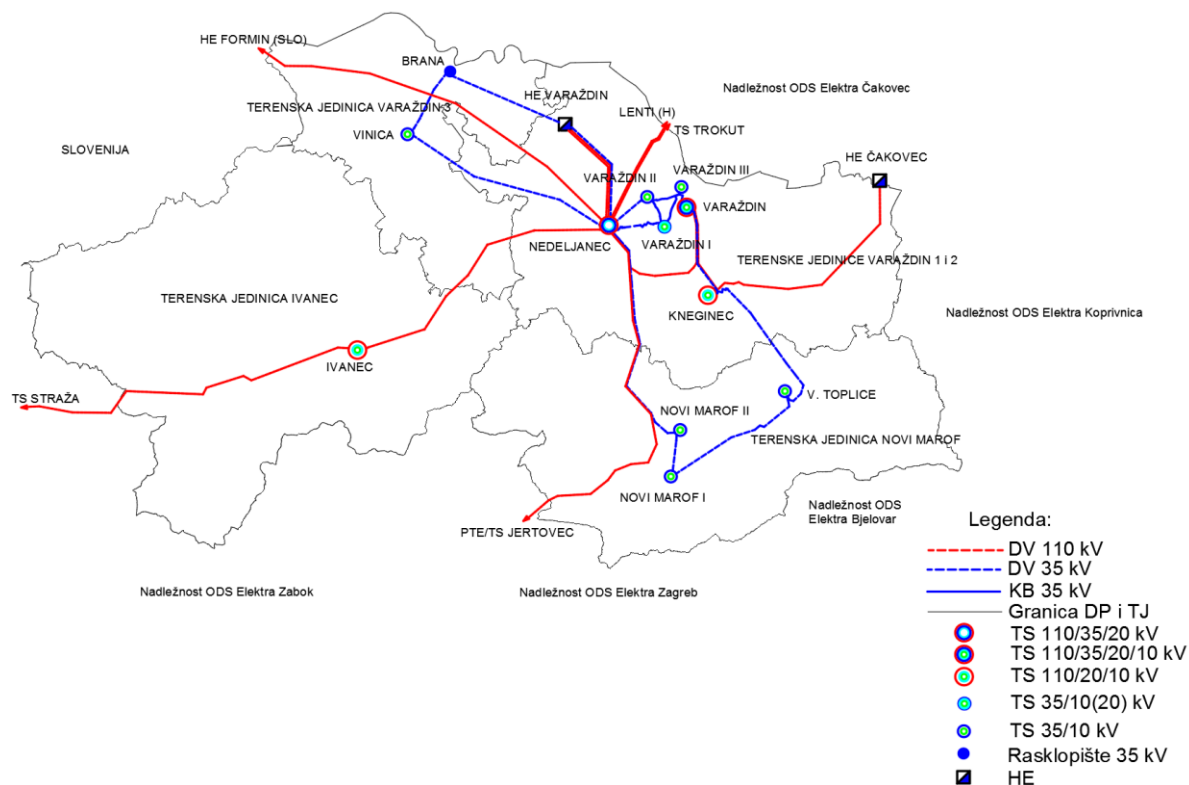
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 5,42%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
VARAŽDIN	110/35 kV	32	29,89	94,9%	4,0
	110/20 kV	40	7,26	18,1%	
	110/10 kV	32	24,96	79,2%	
VARAŽDIN 1	35/10 kV	16	5,41	33,8%	
VARAŽDIN 2	35/10 kV	16	14,65	91,5%	
VARAŽDIN 3	35/10 kV	16	3,79	23,7%	
VARAŽDINSKE TOPLICE	35/10 kV	8	2,90	36,3%	
NEDELJANEC	110/35 kV	40	17,45	43,6%	0,7
	110/20 kV	40	30,55	76,4%	
	35/20 kV	16	15,73	98,3%	
NOVI MAROF 1	35/10 kV	8	4,84	60,5%	
NOVI MAROF 2	35/10 kV	8	4,69	58,7%	
VINICA	35/10 kV	16	6,49	40,6%	
KNEGINEC	110/10 kV	20	0,89	4,5%	1,0
	110/20 kV	20	7,03	35,1%	
	20/10 kV	8	0,00	0,0%	
IVANEC	110/10 kV	20	12,96	64,8%	1,9
	110/20 kV	20	1,12	5,6%	
	20/10 kV	8	7,10	88,8%	



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

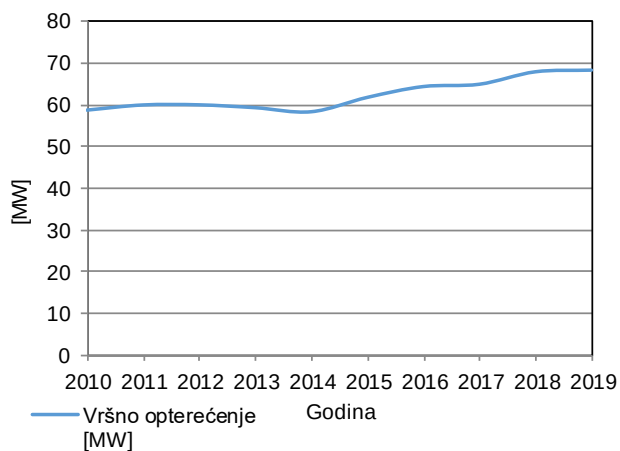


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

4. Elektra Čakovec

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

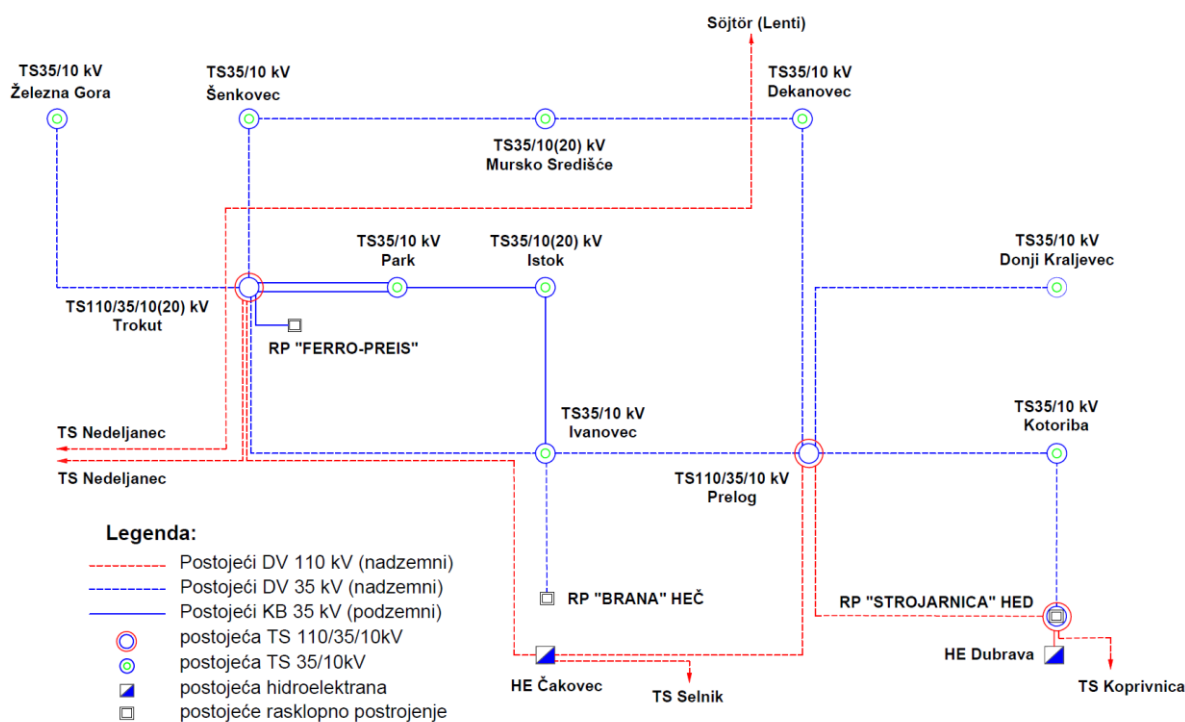
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	58,54	
2011	59,79	2,14%
2012	59,82	0,05%
2013	59,13	-1,15%
2014	58,14	-1,67%
2015	61,63	6,00%
2016	64,27	4,28%
2017	64,83	0,87%
2018	67,86	4,67%
2019	68,26	0,59%



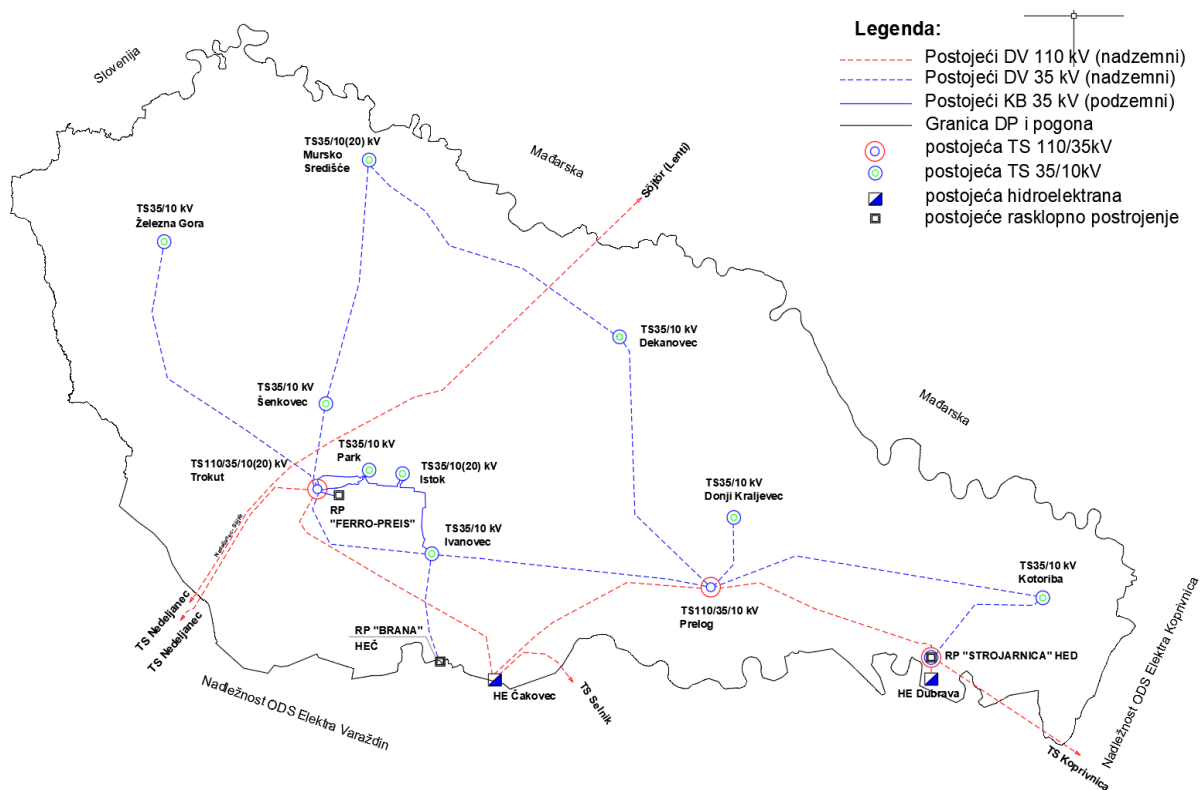
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 16,60%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
TROKUT ČAKOVEC (T01)	110/35 kV	80	58,25	72,8%	
	35/10 kV	16	12,95	80,9%	
PARK ČAKOVEC (T02)	35/10 kV	24	9,30	38,8%	
ISTOK ČAKOVEC (T11)	35/10 kV	16	9,70	60,6%	
IVANOVEC (T08)	35/10 kV	16	7,90	49,4%	
ŠENKOVEC (T05)	35/10 kV	16	9,90	61,9%	
MURSKO SREDIŠĆE (T03)	35/10 kV	16	6,10	38,1%	
ŽELEZNA GORA (T09)	35/10 kV	8	3,80	47,5%	
PRELOG (T04)	110/35 kV	62	30,88	49,8%	1,0
	35/10 kV	16	11,42	71,4%	
DONJI KRALJEVEC (T10)	35/10 kV	8	3,90	48,8%	
DEKANOVEC (T06)	35/10 kV	8	3,80	47,5%	
KOTORIBA (T07)	35/10 kV	16	6,10	38,1%	1,0



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

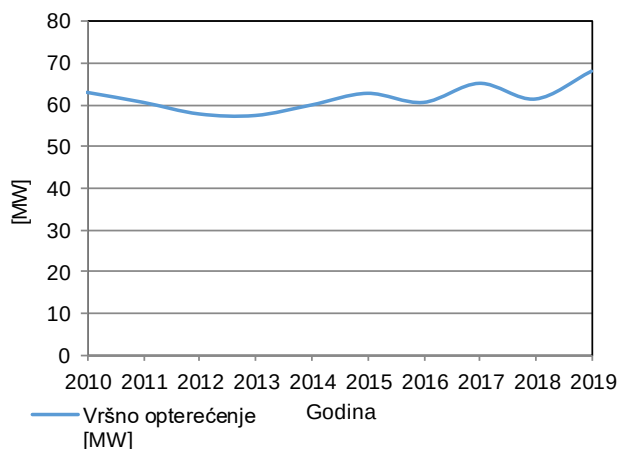


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

5. Elektra Koprivnica

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

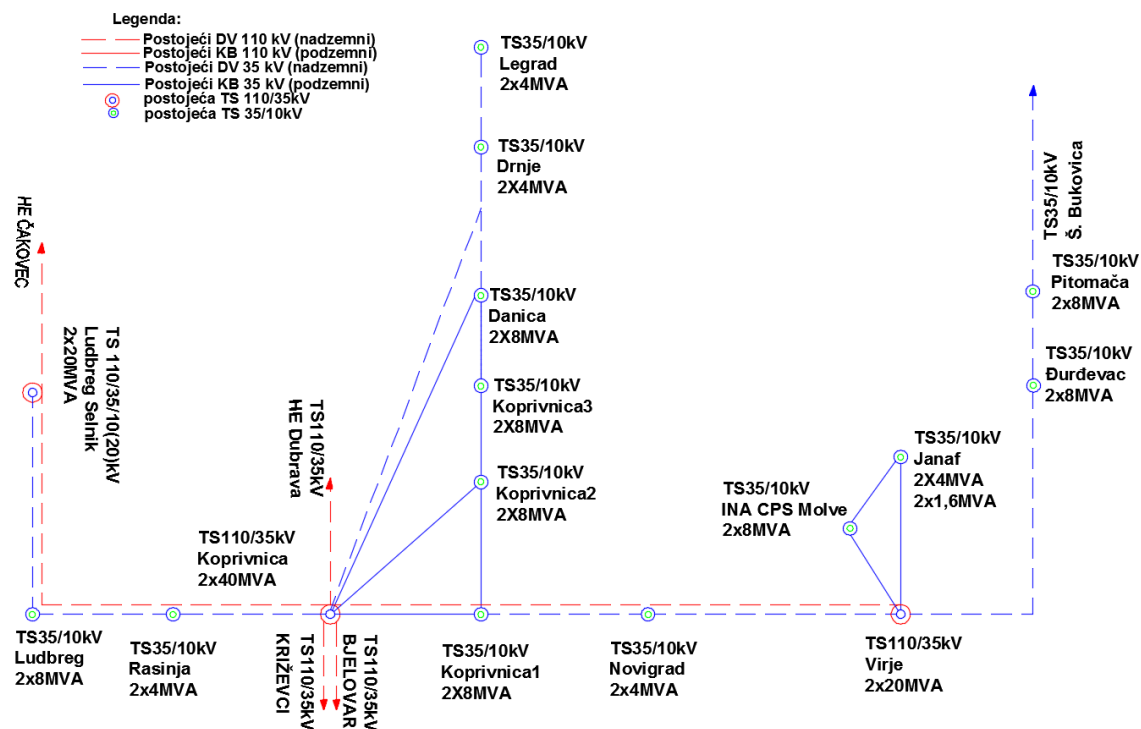
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	62,80	
2011	60,40	-3,82%
2012	57,60	-4,64%
2013	57,23	-0,64%
2014	59,75	4,40%
2015	62,57	4,72%
2016	60,38	-3,50%
2017	64,98	7,62%
2018	61,20	-5,82%
2019	67,90	10,95%



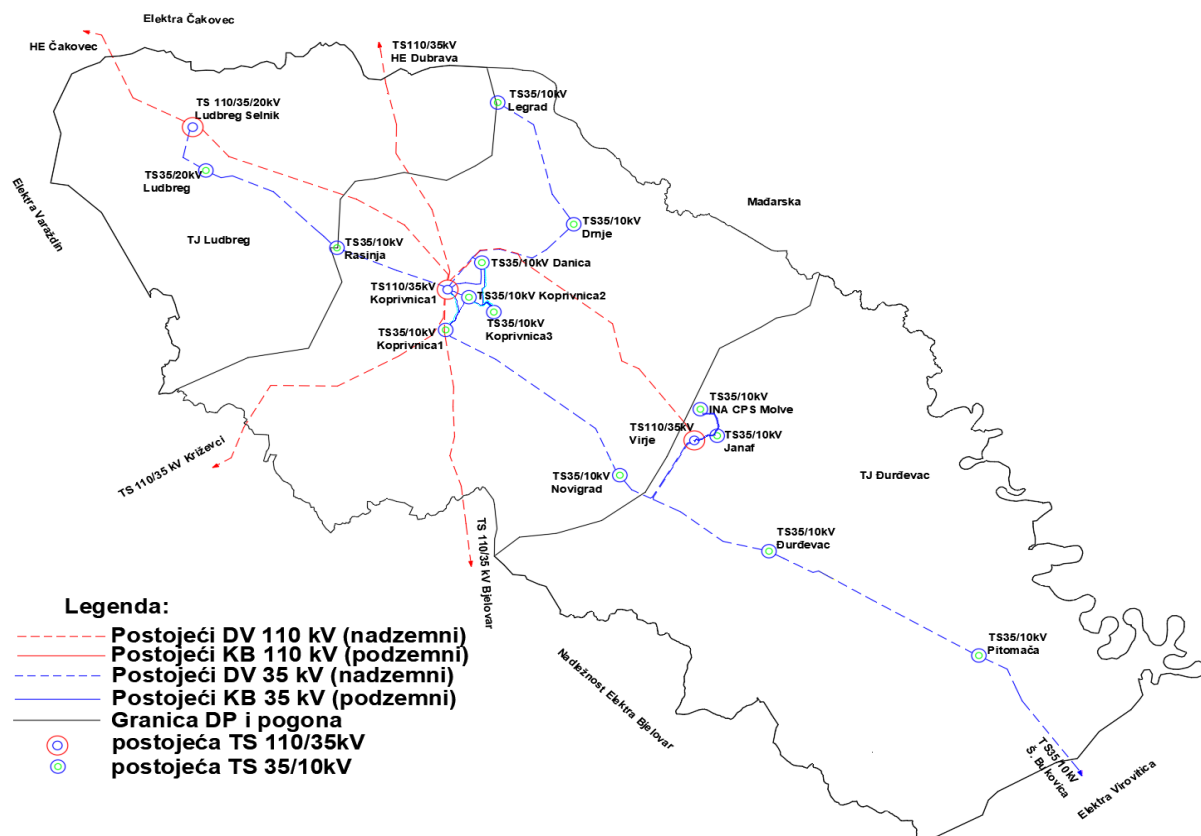
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 8,12%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
KOPRIVNICA 110	110/35 kV	80	33,33	41,7%	
KOPRIVNICA 1	35/10 kV	16	6,57	41,1%	
KOPRIVNICA 2	35/10 kV	16	10,18	63,6%	
KOPRIVNICA 3	35/10 kV	16	6,08	38,0%	
DANICA	35/10 kV	16	9,55	59,7%	
DRNJE	35/10 kV	8	3,16	39,5%	
LEGRAD	35/10 kV	8	0,70	8,8%	
NOVIGRAD	35/10 kV	8	3,34	41,8%	
SELNIK	110/35 kV	40	18,89	47,2%	
	35/20 kV	24	15,20	63,3%	
LUDBREG	35/20 kV	16	4,89	30,6%	
RASINJA	35/10 kV	8	2,76	34,5%	
VIRJE	110/35 kV	40	21,50	53,8%	
ĐURĐEVAC	35/10 kV	16	9,06	56,6%	
JANAF	35/10 kV	8	3,57	44,6%	1,0
PITOMAČA	35/10 kV	16	6,99	43,7%	



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

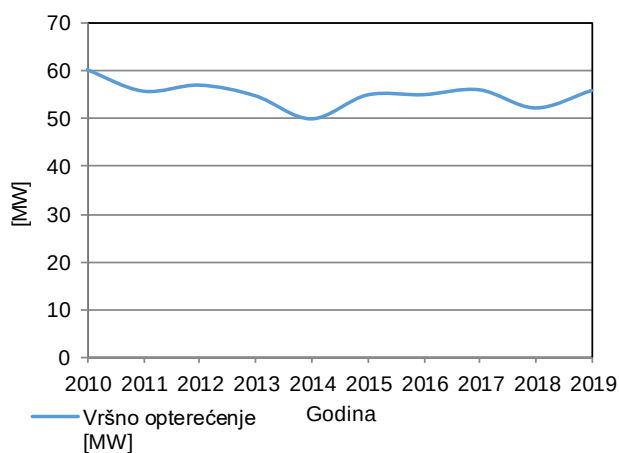


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

6. Elektra Bjelovar

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

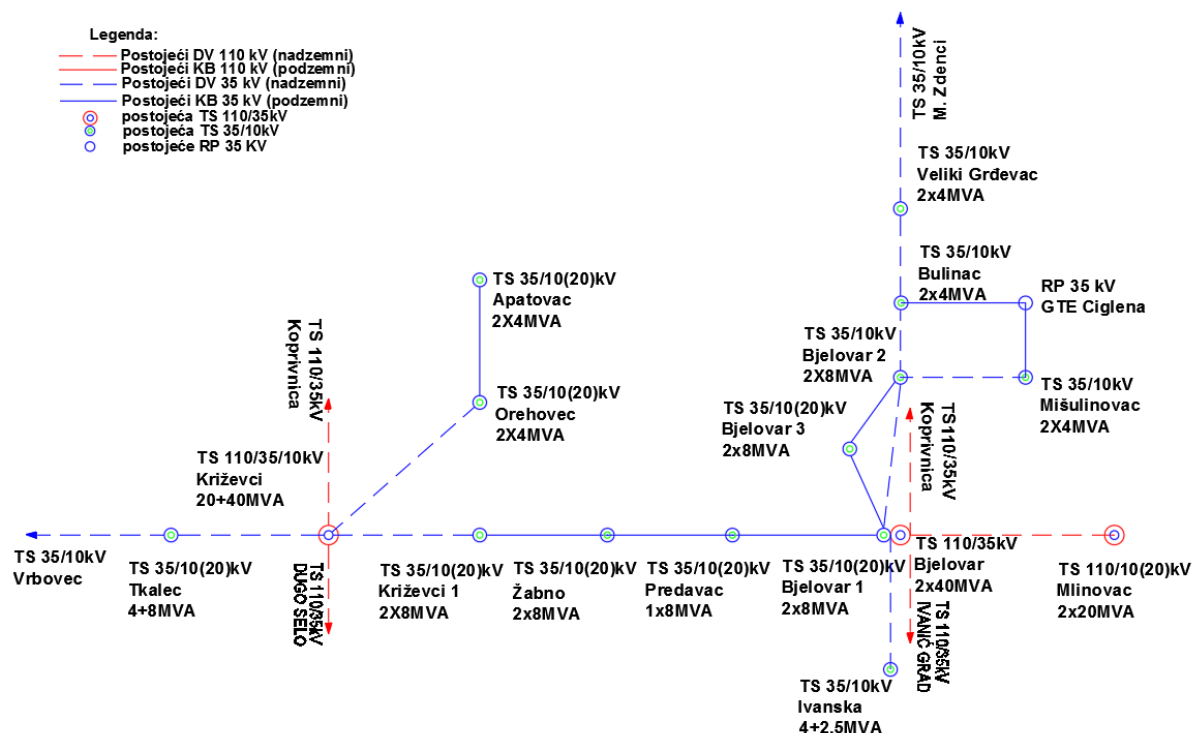
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	60,15	
2011	55,73	-7,35%
2012	56,97	2,23%
2013	54,79	-3,83%
2014	50,02	-8,71%
2015	54,94	9,84%
2016	55,00	0,11%
2017	56,01	1,84%
2018	52,27	-6,68%
2019	55,85	6,85%



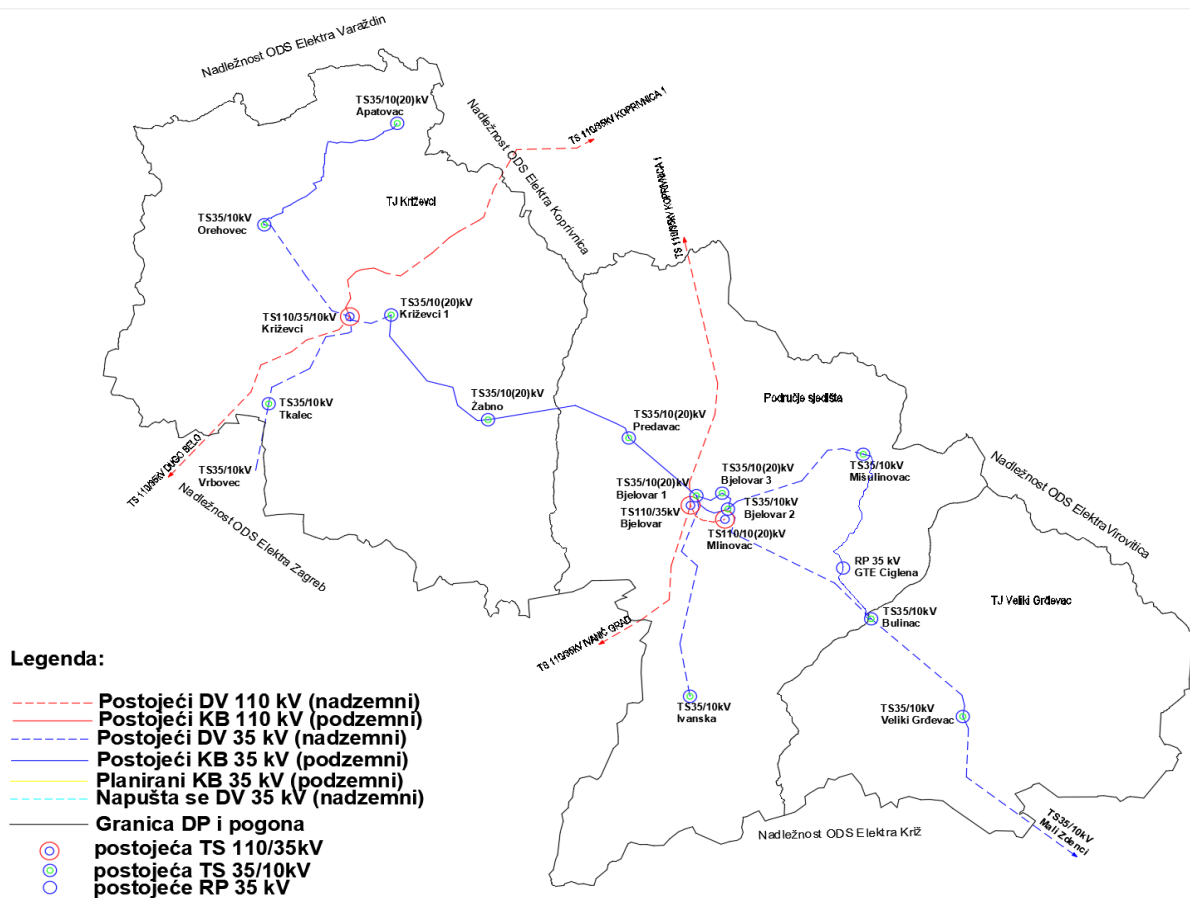
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -7,15%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
BJELOVAR 1	35/10 kV	16	7,91	48,9%	1,0
BJELOVAR 2	35/10 kV	16	9,85	61,5%	
BJELOVAR 3	35/10 kV	16	7,86	49,1%	
BULINAC	35/10 kV	8	2,94	36,7%	10,0
VELIKI GRĐEVAC	35/10 kV	8	1,99	24,9%	
PREDAVAC	35/10 kV	8	2,99	37,4%	1,0
IVANSKA	35/10 kV	7	1,31	20,1%	
MIŠULINOVAC	35/10 kV	8	1,98	24,7%	
KRIŽEVCI	110/35 kV	60	16,52	27,5%	2,0
	110/10 kV	20	5,45	27,3%	
KRIŽEVCI 1	35/10 kV	16	4,63	28,9%	
ŽABNO	35/10 kV	16	3,91	24,4%	
APATOVAC	35/10 kV	8	1,80	22,6%	
OREHOVEC	35/10 kV	8	2,78	34,8%	
TKALEC	35/10 kV	8	3,41	42,7%	
MLINOVAC	110/20 kV	40	11,76	29,4%	1,0



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

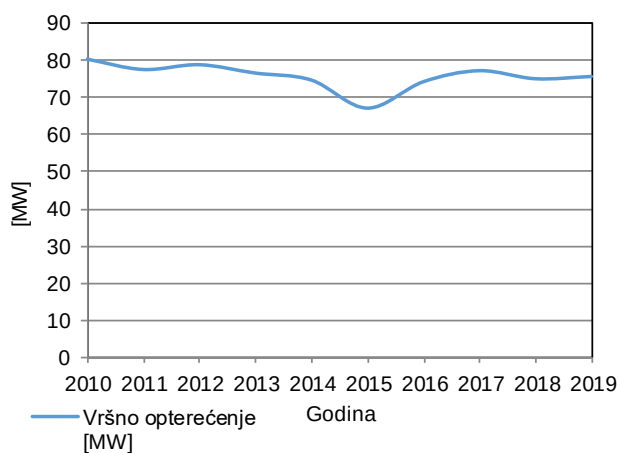


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

7. Elektra Križ

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

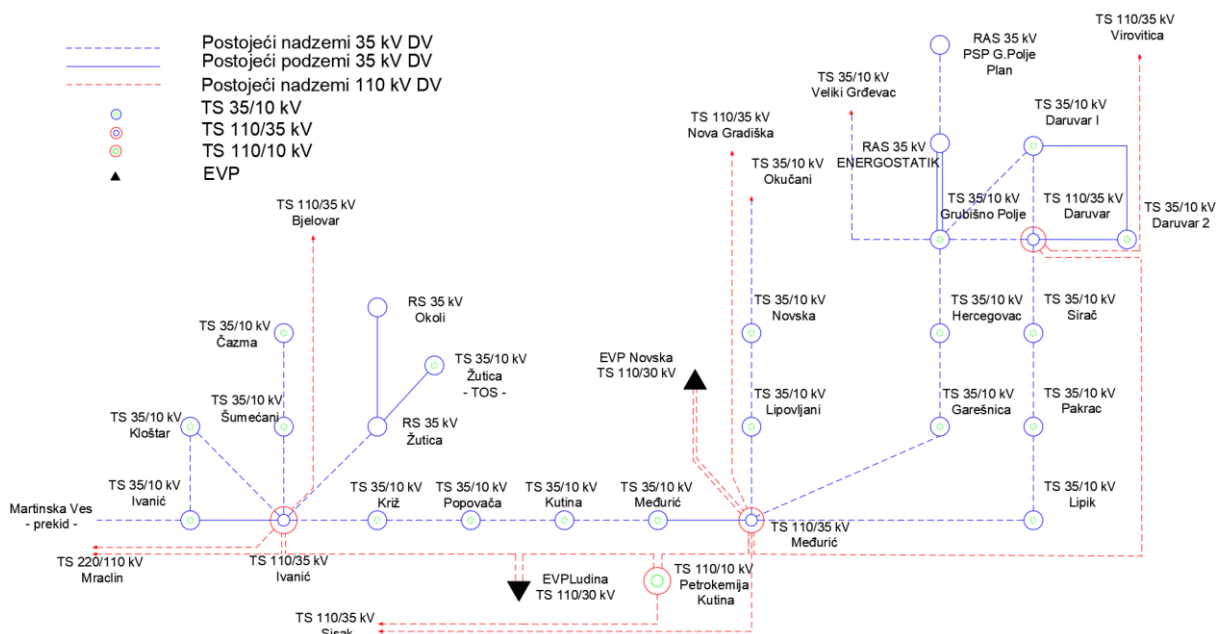
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	80,49	
2011	77,63	-3,55%
2012	78,95	1,70%
2013	76,65	-2,91%
2014	74,73	-2,50%
2015	66,98	-10,37%
2016	74,25	10,85%
2017	77,30	4,11%
2018	75,08	-2,87%
2019	75,71	0,84%



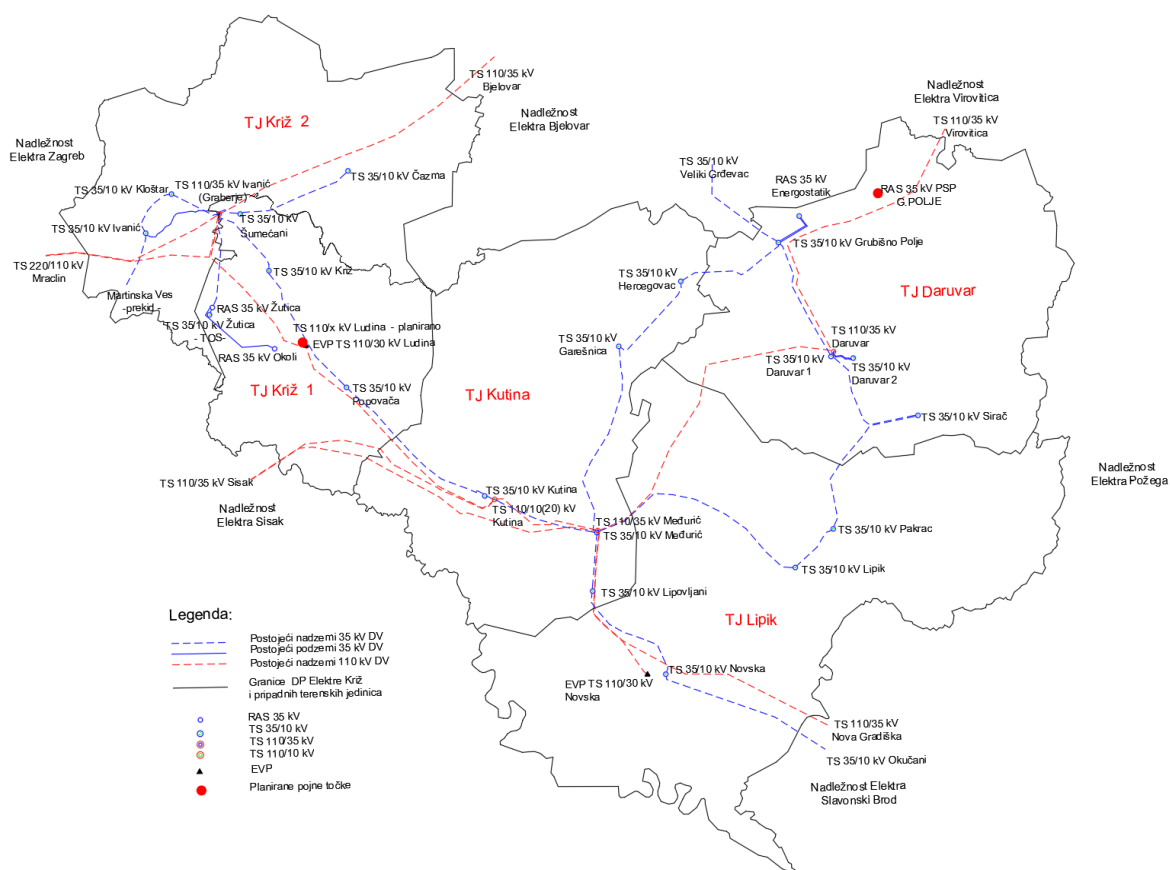
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -5,94%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
IVANIĆ	110/35 kV	80	31,32	39,2%	
IVANIĆ	35/10 kV	16	7,05	44,1%	1,0
KLOŠTAR	35/10 kV	16	6,52	40,8%	
ŠUMEČANI	35/10 kV	12	1,95	16,3%	
KRIŽ	35/10 kV	16	5,39	33,7%	
ČAZMA	35/10 kV	16	4,54	28,4%	
POPOVAČA	35/10 kV	16	5,52	34,5%	
MEĐURIĆ	110/35 kV	72	32,52	45,5%	
KUTINA	35/10 kV	16	10,22	63,9%	
LIPOVLJANI	35/10 kV	8	5,37	67,1%	
NOVSKA	35/10 kV	16	7,12	44,5%	
MEĐURIĆ	35/10 kV	5	2,28	45,6%	1,0
GAREŠNICA	35/10 kV	16	4,93	30,8%	
PAKRAC	35/10 kV	8	2,86	35,8%	
LIPIK	35/10 kV	16	5,60	35,0%	
DARUVAR	110/35 kV	40	21,77	54,4%	1,0
DARUVAR 1	35/10 kV	8	4,30	53,8%	
DARUVAR 2	35/10 kV	24	3,12	13,0%	
HERCEGOVAC	35/10 kV	8	1,40	17,5%	
MALI ZDENCI	35/10 kV	8	3,02	37,8%	5,0
SIRAČ	35/10 kV	8	2,15	26,9%	
KUTINA	110/10 kV	20	7,48	37,4%	



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



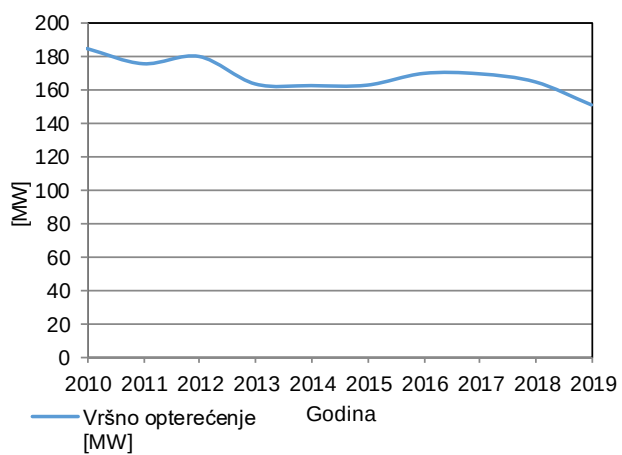
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

8. Elektroslavonija Osijek

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

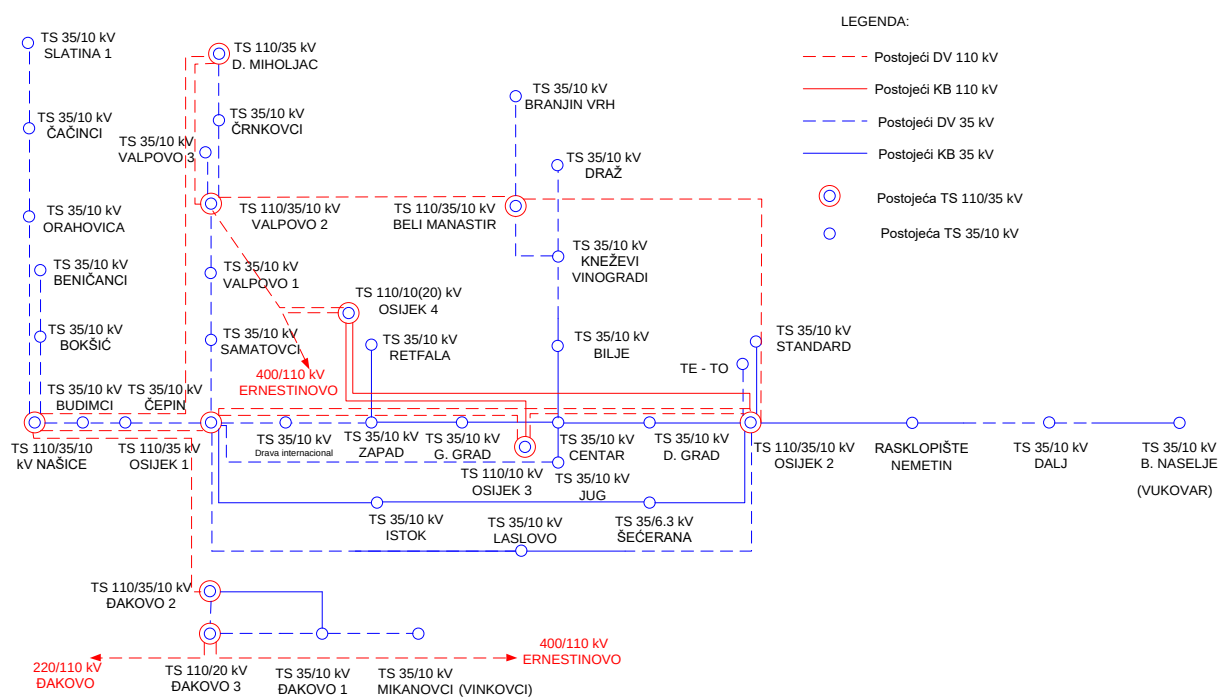
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	185,00	
2011	176,00	-4,86%
2012	180,30	2,44%
2013	164,00	-9,04%
2014	163,00	-0,61%
2015	163,29	0,18%
2016	170,23	4,25%
2017	170,00	-0,14%
2018	165,19	-2,83%
2019	151,55	-8,26%

Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -18,08%

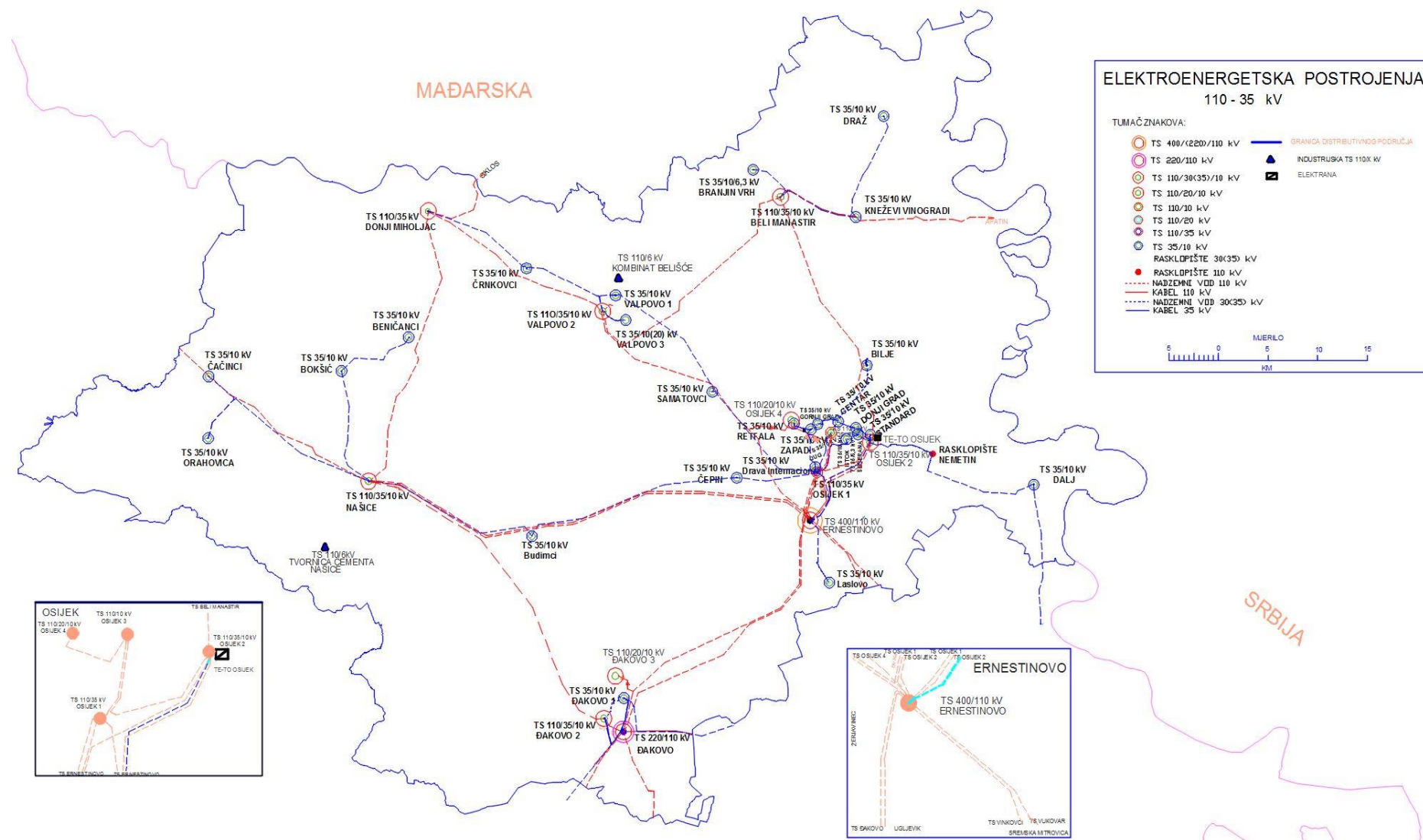


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
OSIJEK 1	110/35 kV	80	21,70	27,1%	3,7
GORNJI GRAD	35/10 kV	16	3,40	21,3%	
ZAPAD	35/10 kV	16	3,10	19,4%	
ISTOK	35/10 kV	16	3,40	21,3%	
CENTAR	35/10 kV	16	4,65	29,1%	
RETFALA	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
ČEPIN	35/10 kV	16	5,90	36,9%	
BUDIMCI	35/10 kV	8	2,75	34,4%	
SAMATOVCI	35/10 kV	8	3,50	43,8%	
LASLOVO	35/10 kV	8	2,40	30,0%	
ORLOVNJAK	35/10 kV	8	1,17	14,6%	
OSIJEK 2	110/35 kV	80	24,50	30,6%	4,4
	35/10 kV	16	9,79	61,2%	
STANDARD	35/10 kV	8	2,60	32,5%	
DONJI GRAD	35/10 kV	16	6,30	39,4%	
DALJ	35/10 kV	12	3,40	28,3%	
OSIJEK 3	110/20 kV	40	0,00	0,0%	
	110/10 kV	80	24,10	30,1%	
OSIJEK 4	110/20 kV	20	3,52	17,6%	
	110/10 kV	20	11,90	59,5%	
BELI MANASTIR	110/35 kV	60	13,50	22,5%	
	35/10 kV	16	4,70	29,4%	
BILJE	35/10 kV	16	5,40	33,8%	
KNEŽEVI VINOGRADI	35/10 kV	8	1,80	22,5%	
DRAŽ	35/10 kV	5	1,50	30,0%	
BRANJIN VRH	35/6.3 kV	4	0,00	0,0%	4,6
	35/10 kV	8	0,90	11,3%	
ĐAKOVO 2	110/35 kV	62	10,90	17,6%	5,2
	35/10 kV	16	5,80	36,3%	
ĐAKOVO 1	35/10 kV	12	5,75	47,9%	1,0
ĐAKOVO 3	110/20 kV	20	6,50	32,5%	7,1
	20/10 kV	8	2,80	35,0%	
NAŠICE	110/35 kV	40	8,70	21,8%	2,5
	110/10 kV	40	11,30	28,0%	
	35/10 kV	16	10,96	68,5%	
ORAHOVICA	35/10 kV	16	5,30	33,1%	
ČAČINCI	35/10 kV	8	2,10	26,3%	
VALPOVO 2	110/35 kV	40	11,64	29,1%	
	35/10 kV	16	5,20	32,5%	
VALPOVO 1	35/10 kV	16	4,10	25,6%	
DONJI MIHOLJAC	110/35 kV	40	4,70	11,8%	0,5
DONJI MIHOLJAC	35/10 kV	16	4,40	27,5%	2,0
ČRNKOVI	35/10 kV	8	1,85	23,1%	



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

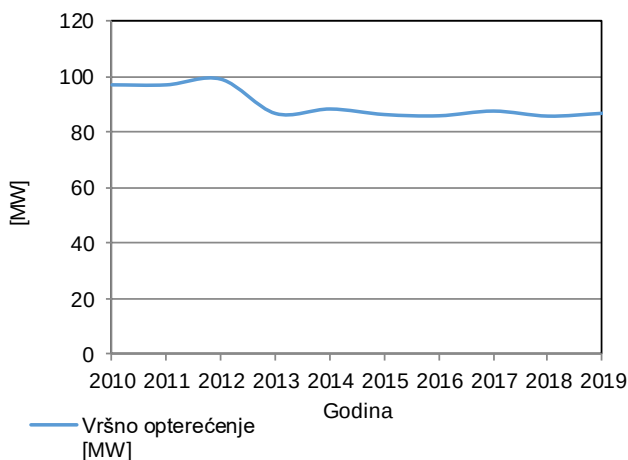


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

9. Elektra Vinkovci

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

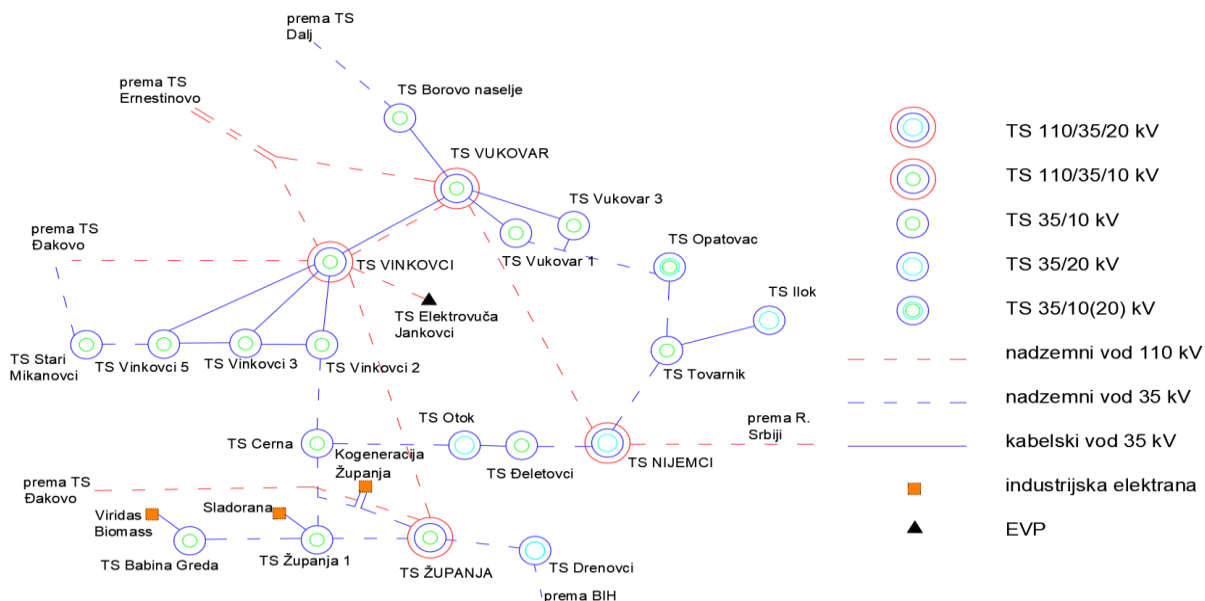
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	97,00	
2011	97,00	0,00%
2012	99,00	2,06%
2013	86,83	-12,29%
2014	88,43	1,84%
2015	86,46	-2,23%
2016	86,02	-0,51%
2017	87,69	1,94%
2018	85,90	-2,04%
2019	86,90	1,16%



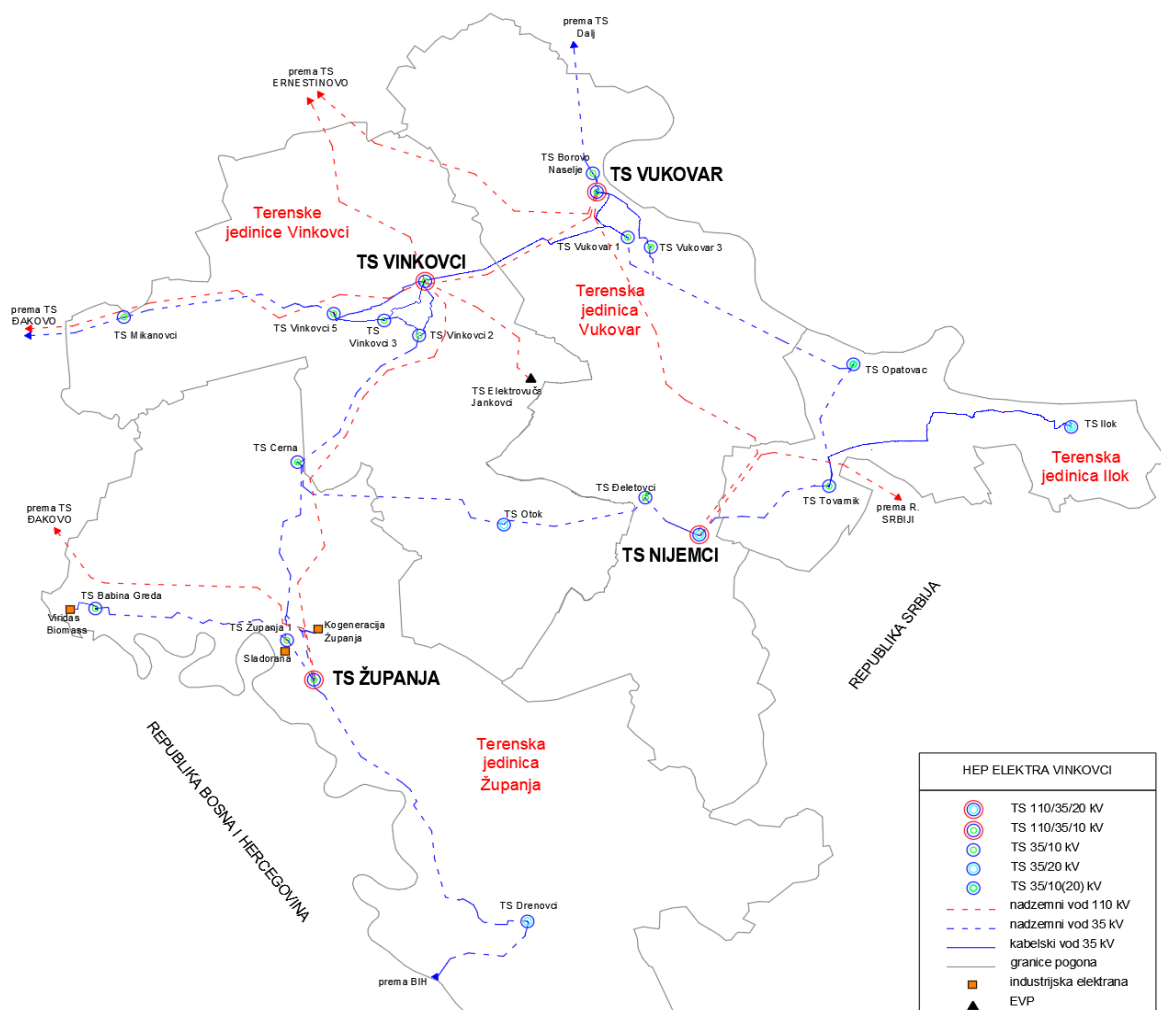
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -10,41%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
VINKOVCI 1	110/35 kV	80	32,10	40,1%	
	35/10 kV	16	11,93	74,6%	
VINKOVCI 2	35/10 kV	16	9,24	57,8%	
VINKOVCI 3	35/10 kV	16	13,12	82,0%	
VINKOVCI 5	35/10 kV	16	3,58	22,4%	
STARI MIKANOVCI	35/10 kV	8	2,29	28,6%	
VUKOVAR 2	110/35 kV	80	18,60	23,3%	
	35/10 kV	16	7,43	46,4%	
VUKOVAR 1	35/10 kV	12	6,79	56,6%	
VUKOVAR 3	35/10 kV	12	3,54	29,5%	
BOROVO NASELJE	35/10 kV	16	4,79	29,9%	
ŽUPANJA 2	110/35 kV	80	20,20	25,3%	4,9
	35/10 kV	16	5,38	33,6%	
ŽUPANJA 1	35/10 kV	16	8,53	53,3%	
DRENOVCI	35/20 kV	12	4,92	41,0%	
BABINA GREDA	35/10 kV	16	5,10	31,9%	
CERNA	35/10 kV	8	5,19	64,9%	
NIJEMCI	110/35 kV	40	12,30	30,8%	
	35/20 kV	8	5,20	65,0%	
	35/10 kV	8	2,34	29,3%	
OTOK	35/10 kV	12	3,95	32,9%	
ILOK	35/20 kV	16	2,64	16,5%	
OPATOVAC	35/20 kV	8	1,82	22,8%	
	35/6.3 kV	0	0,00	0,0%	
	35/10 kV	4	0,47	11,8%	
TOVARNIK	35/10 kV	8	1,59	19,9%	



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

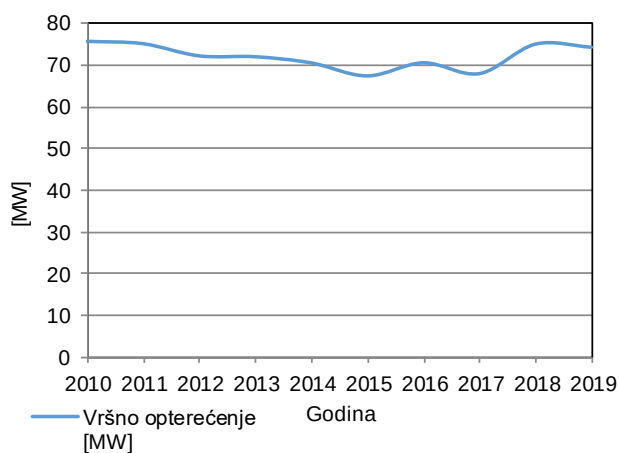


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

10. Elektra Slavonski Brod

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

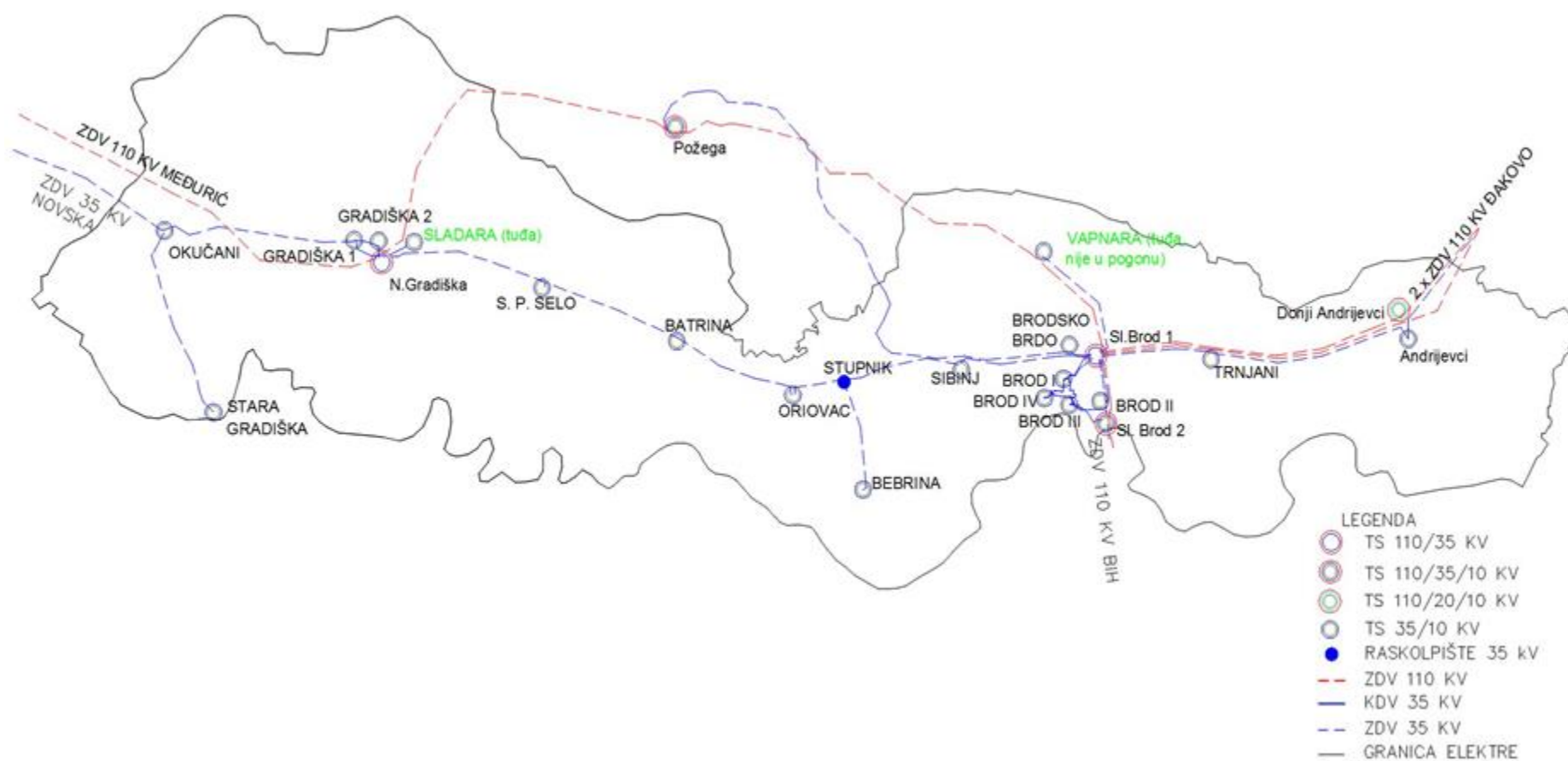
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	75,88	
2011	75,30	-0,76%
2012	72,32	-3,96%
2013	72,11	-0,29%
2014	70,60	-2,09%
2015	67,41	-4,52%
2016	70,63	4,78%
2017	67,97	-3,77%
2018	75,19	10,62%
2019	74,44	-1,00%



Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -1,90%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
SLAVONSKI BROD 1 - PODVINJE	110/35 kV	80	36,44	45,6%	
TRNJANI	35/10 kV	4	3,48	87,0%	
	35/20 kV	8	3,58	44,8%	
BROD I	35/10 kV	32	14,30	44,7%	
BRODSKO BRDO	35/10 kV	12	6,39	53,3%	
SIBINJ	35/10 kV	5	3,19	63,8%	
BEBRINA	35/10 kV	7	4,38	67,4%	
ORIOVAC	35/10 kV	8	6,24	78,0%	
SLAVONSKI BROD 2-BJELIŠ	110/35 kV	40	15,89	39,7%	
	35/10 kV	16	5,55	34,7%	
BROD II	35/10 kV	16	7,63	47,7%	
BROD III	35/10 kV	16	7,29	45,6%	
BROD IV	35/10 kV	16	4,14	25,9%	
DONJI ANDRIJEVCI	110/20 kV	40	7,47	18,7%	
	20/10 kV	8	2,08	26,0%	1,0
NOVA GRADIŠKA	110/35 kV	60	28,00	46,7%	
BATRINA	35/10 kV	7	5,08	78,2%	
STARO PETROVO SELO	35/10 kV	7	4,28	65,9%	
NOVA GRADIŠKA I	35/10 kV	16	8,92	55,8%	
NOVA GRADIŠKA II	35/10 kV	8	5,17	64,6%	
OKUČANI	35/10 kV	5	3,40	68,0%	
STARA GRADIŠKA	35/10 kV	3	1,94	60,6%	2,0



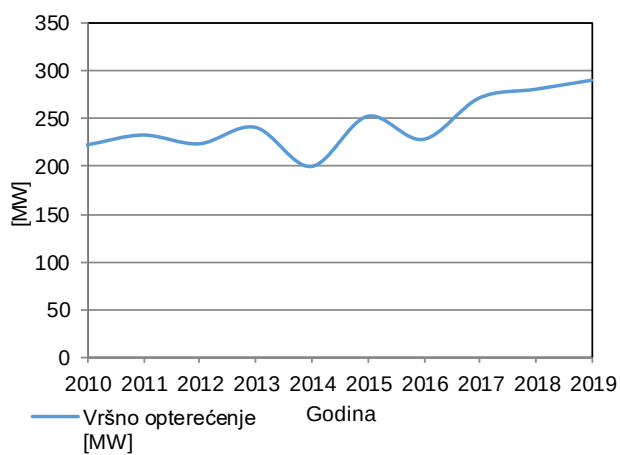
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

11. Elektroistra Pula

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

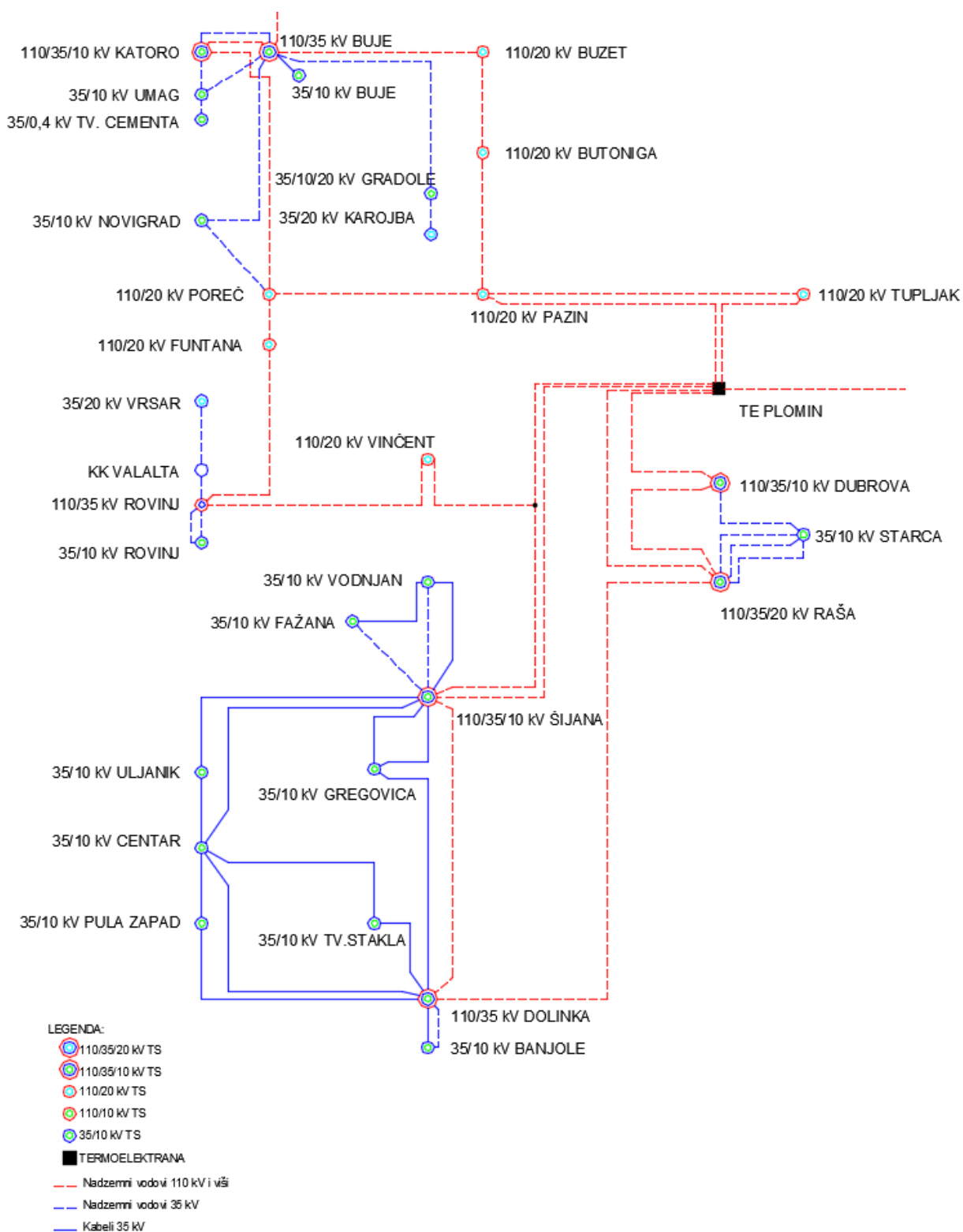
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	222,80	
2011	233,10	4,62%
2012	224,00	-3,90%
2013	241,10	7,63%
2014	200,50	-16,84%
2015	252,42	25,90%
2016	228,58	-9,44%
2017	271,54	18,79%
2018	280,52	3,31%
2019	289,90	3,34%

Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 30,12%

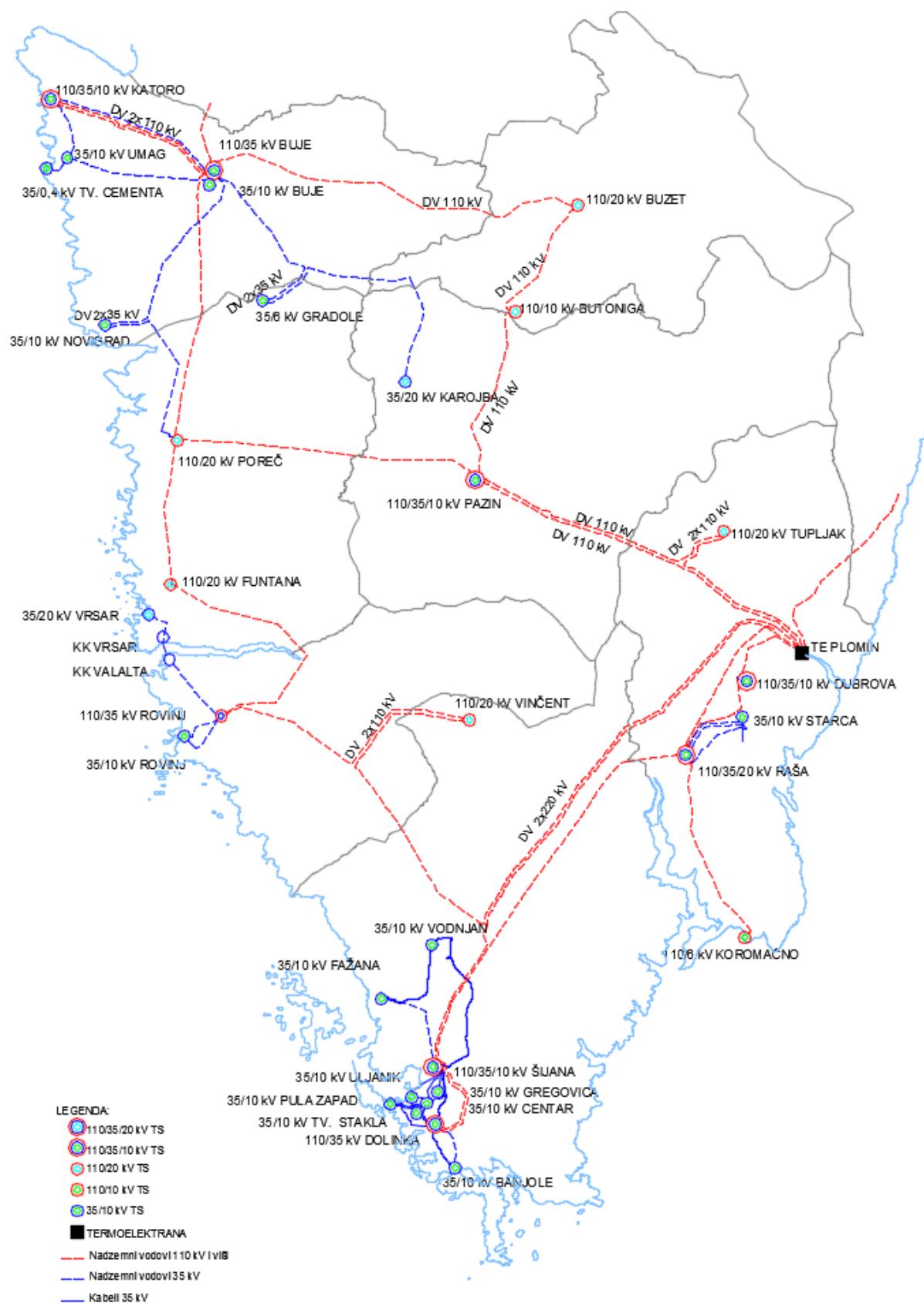


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
DOLINKA	110/35 kV	80	42,94	53,7%	
BANJOLE	35/10 kV	24	19,01	79,2%	
TVORNICA STAKLA	35/10 kV	7	0,00	0,0%	
PULA ZAPAD	35/10 kV	16	10,11	63,2%	
PULA CENTAR	35/10 kV	24	19,07	79,5%	
ŠIJANA	110/35 kV	80	49,84	62,3%	
GREGOVICA	35/10 kV	8	5,97	74,6%	
ULJANIK	35/10 kV	24	0,00	0,0%	
FAŽANA	35/10 kV	16	13,74	85,9%	
VODNJAN	35/10 kV	12	6,33	52,8%	
RAŠA	110/35 kV	40	19,67	49,2%	
	110/20 kV	20	11,45	57,3%	
	35/20 kV	8	0,00	0,0%	
STARCA	35/20 kV	8	4,64	58,0%	
	35/10 kV	8	4,25	53,1%	
TUPLJAK	110/20 kV	40	7,53	18,8%	
PAZIN	110/20 kV	40	20,58	51,5%	
TURNINA	110/20 kV	80	29,34	36,7%	
POREČ	35/20 kV	16	0,00	0,0%	
	110/20 kV	80	54,72	68,4%	1,0
NOVIGRAD	35/10 kV	16	13,44	84,0%	
BUJE	110/35 kV	40	23,48	58,7%	
BUJE	35/10 kV	12	7,03	58,6%	
BUJE	35/20 kV	0	0,00	0,0%	
UMAG	35/10 kV	16	11,40	71,3%	
BUZET	110/20 kV	40	9,12	22,8%	
DUBROVA	110/35 kV	20	4,42	22,1%	
	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
FUNTANA	110/20 kV	40	24,36	60,9%	
KATORO	110/35 kV	20	18,04	90,2%	
	110/10 kV	20	0,00	0,0%	
	35/10 kV	16	6,15	38,4%	
VINČENT	110/20 kV	40	11,48	28,7%	
MEDULIN	110/10 kV	40	5,54	13,9%	



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



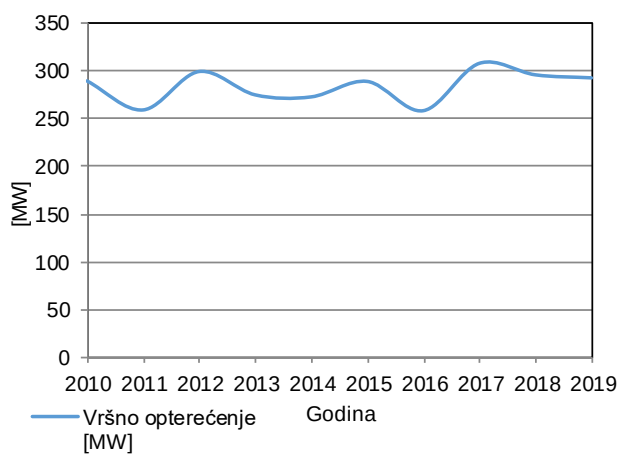
Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

12. Elektroprimorje Rijeka

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

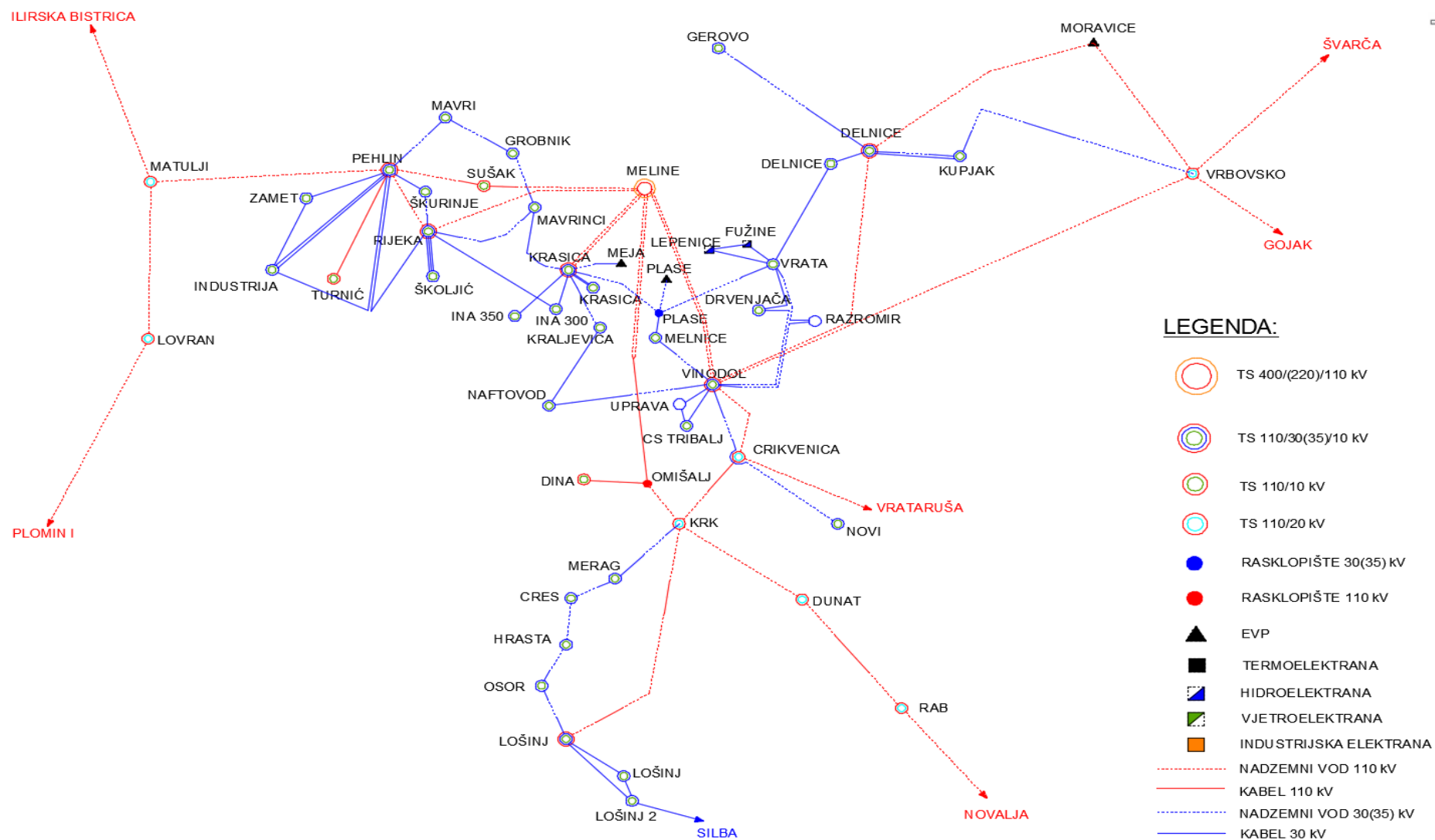
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	289,00	
2011	258,77	-10,46%
2012	298,81	15,47%
2013	274,50	-8,14%
2014	272,36	-0,78%
2015	288,50	5,93%
2016	258,00	-10,57%
2017	307,33	19,12%
2018	295,35	-3,90%
2019	292,20	-1,07%

Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 1,11%

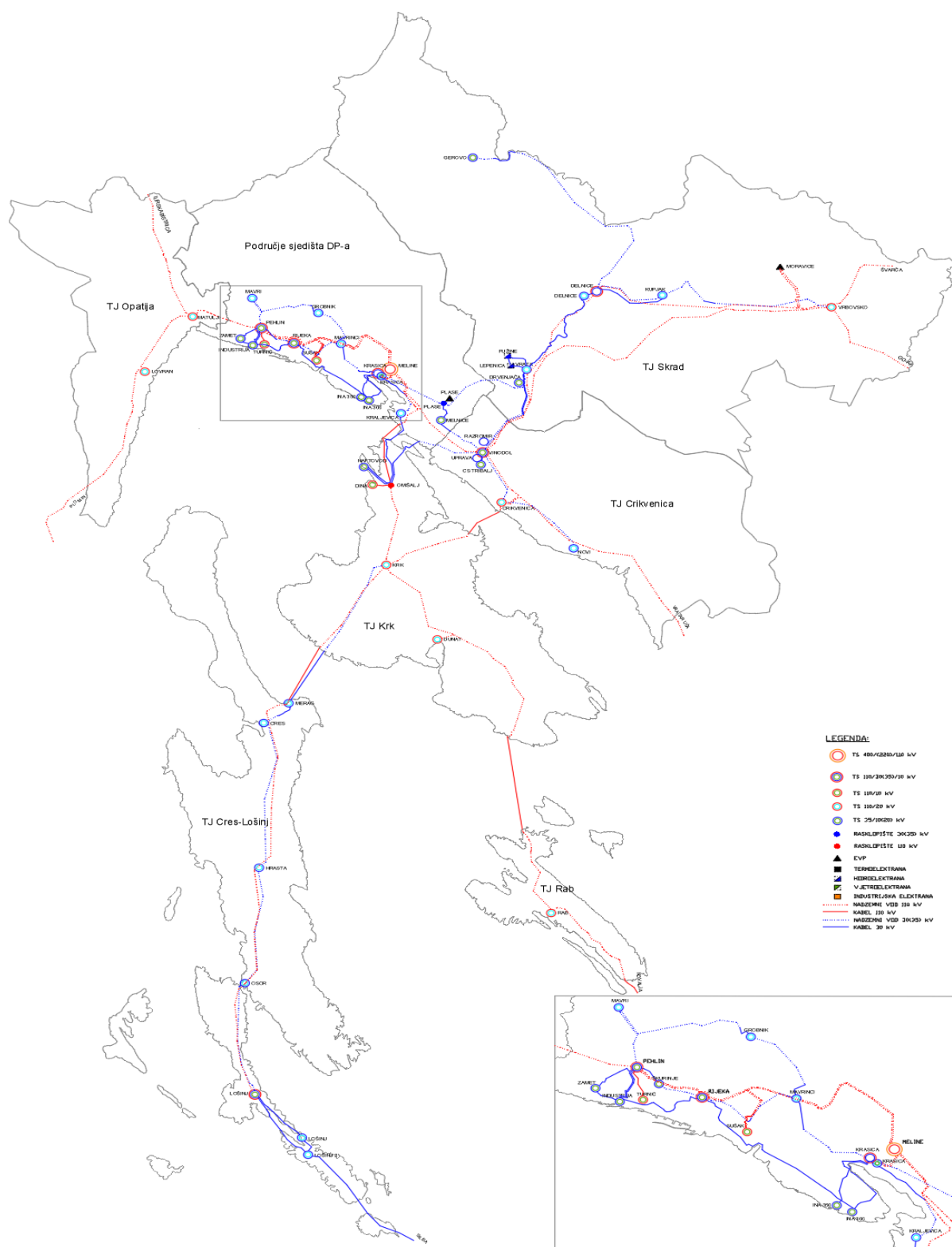


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
LOŠINJ	110/35 kV	40	21,57	53,9%	
LOŠINJ	35/20 kV	16	3,80	23,8%	
LOŠINJ 2	35/20 kV	16	9,71	60,7%	
OSOR	35/20 kV	4	2,66	66,5%	
HRASTA	35/20 kV	8	3,61	45,1%	
DELNICE	110/35 kV	40	22,24	55,6%	
DELNICE	35/20 kV	16	5,47	34,2%	
VRATA	35/20 kV	16	6,70	41,9%	
KUPJAK	35/20 kV	16	6,27	39,2%	
GEROVO	35/20 kV	8	3,47	43,4%	
PEHLIN	110/35 kV	120	33,75	28,1%	
INDUSTRIJA	35/10 kV	32	2,35	7,3%	
ZAMET	35/10 kV	16	10,44	65,3%	
MAVRI	35/20 kV	32	13,92	43,5%	1,2
RIJEKA	110/35 kV	72	24,06	33,7%	
	110/10 kV	40	22,27	55,7%	
KRASICA	110/35 kV	80	34,04	42,6%	
MAVRINCI	35/20 kV	16	12,81	80,1%	
GROBNIK	35/20 kV	16	7,15	44,7%	
KRASICA	35/20 kV	16	3,69	23,1%	
	35/10 kV	8	1,34	16,8%	
	35/20 kV	16	4,32	27,0%	
VINODOL	110/35 kV	40	24,35	60,9%	
NOVI	35/20 kV	16	10,76	67,3%	
CRIKVENICA	110/20 kV	40	31,06	77,7%	
DUNAT	110/20 kV	40	21,43	53,6%	
KRK	110/35 kV	20	15,06	75,3%	
	110/20 kV	40	25,15	62,9%	
CRES	35/20 kV	16	4,92	30,8%	
LOVRAN	110/20 kV	40	11,97	29,9%	
MATULJI	110/20 kV	80	30,16	37,7%	
RAB	110/20 kV	40	20,84	52,1%	
SUŠAK	110/20 kV	80	28,89	36,1%	
VRBOVSKO	110/20 kV	40	3,73	9,3%	1,9
TURNIĆ	110/10 kV	80	35,08	43,9%	



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

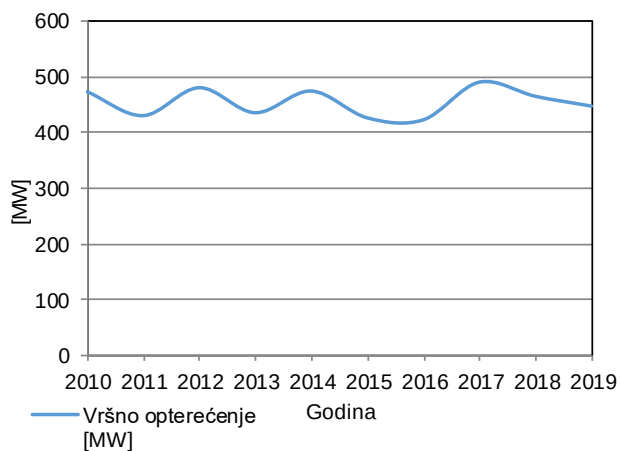


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

13. Elektrodalmacija Split

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	474,30	
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%
2019	447,58	-3,87%

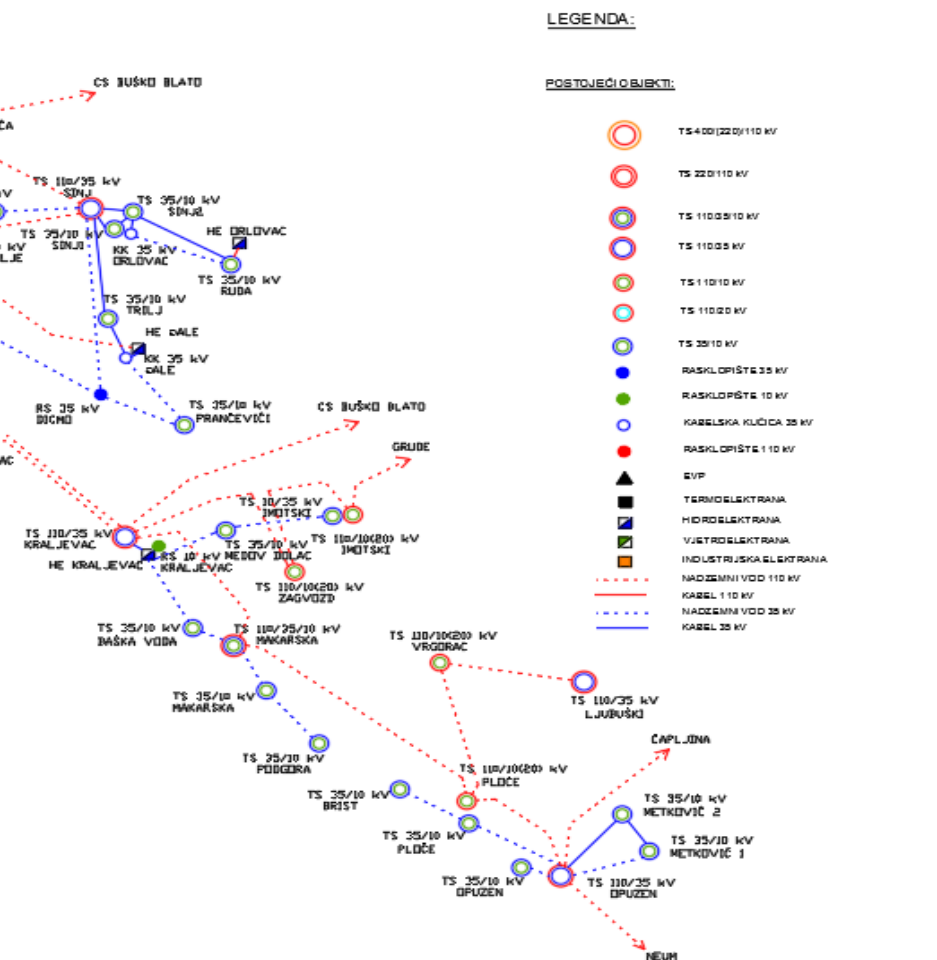


Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -5,63%

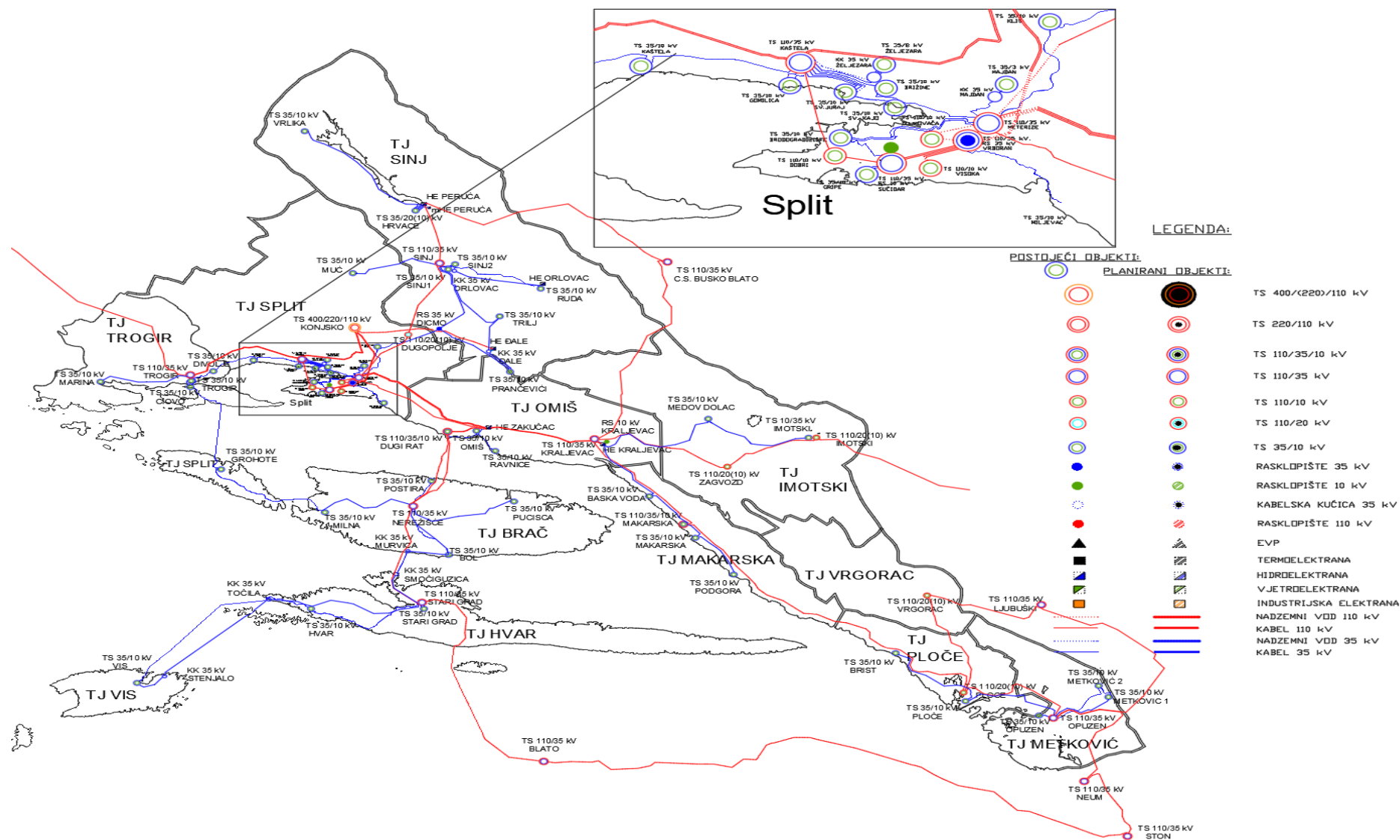
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
SUĆIDAR	110/35 kV	126	16,00	12,7%	
	110/10 kV	40	34,00	85,0%	
GRIPE	35/10 kV	16	10,22	63,9%	
BRODOGRADILIŠTE	35/10 kV	48	13,81	28,8%	
MAKARSKA	110/35 kV	76	36,30	47,8%	
	110/10 kV	20	16,70	83,5%	
	35/10 kV	16	12,20	76,3%	
MAKARSKA	35/10 kV	16	10,00	62,5%	
BAŠKA VODA	35/10 kV	32	13,99	43,7%	
PODGORA	35/10 kV	32	16,35	51,1%	
NEREŽIŠĆA	110/35 kV	40	33,31	83,3%	
BOL	35/10 kV	16	7,86	49,1%	
MILNA	35/10 kV	8	6,08	76,0%	
POSTIRA	35/10 kV	16	11,82	73,9%	
PUČIŠĆA	35/10 kV	12	4,29	35,8%	
KAŠTELA	110/35 kV	189	31,58	16,7%	
KAŠTELA	35/10 kV	16	16,86	105,4%	
BRIŽINE	35/10 kV	16	6,81	42,6%	
GOMILICA	35/10 kV	32	14,23	44,5%	

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
SINJ	110/35 kV	80	28,94	36,2%	
HRVACE	35/10 kV	8	1,76	22,0%	
MUĆ	35/10 kV	8	2,85	35,6%	
SINJ 1	35/10 kV	16	9,26	57,9%	
SINJ 2	35/10 kV	16	8,84	55,3%	
PRANČEVIĆI	35/10 kV	8	2,40	30,0%	1,6
RUDA	35/10 kV	8	3,41	42,6%	
TRILJ	35/10 kV	8	5,73	71,6%	
VRLIKA	35/10 kV	3	1,65	66,0%	
TROGIR	110/35 kV	80	52,20	65,3%	
GROHOTE	35/10 kV	8	3,81	47,6%	
ČIOVO	35/10 kV	32	18,05	56,4%	
DIVULJE	35/10 kV	16	6,66	41,6%	
MARINA	35/10 kV	16	7,76	48,5%	
TROGIR	35/10 kV	16	14,43	90,2%	
STARI GRAD	110/35 kV	40	30,34	75,9%	
STARI GRAD	35/10 kV	32	12,68	39,6%	
HVAR	35/10 kV	16	11,23	70,2%	
VIS	35/10 kV	8	6,25	78,1%	
VRBORAN	110/35 kV	40	15,31	38,3%	
MILJEVAC	35/10 kV	16	15,08	94,3%	
METERIZE	110/35 kV	80	13,21	16,5%	
KLIS	35/10 kV	16	3,72	23,3%	
KRALJEVAC	110/35 kV	20	13,43	67,2%	
KRALJEVAC	35/10 kV	8	6,05	75,6%	10,0
MEDOV DOLAC	35/10 kV	8	2,79	34,9%	
DUGI RAT	110/35 kV	40	11,60	29,0%	
	110/10 kV	20	6,20	31,0%	1,0
OMIŠ	35/10 kV	16	11,07	69,2%	
RAVNICE	35/10 kV	16	6,78	42,4%	
OPUZEN	110/35 kV	72	22,03	30,8%	
METKOVIĆ 1	35/10 kV	16	6,93	43,3%	
METKOVIĆ 2	35/10 kV	8	4,47	55,9%	
OPUZEN	35/10 kV	8	5,33	66,6%	
BRIST	35/10 kV	16	8,23	51,4%	
VRANJAK	35/10 kV	16	0,00	0,0%	
IMOTSKI	110/10 kV	40	17,02	42,6%	
IMOTSKI	35/10 kV	16	2,79	17,4%	
DOBRI	110/10 kV	80	41,56	52,0%	
DUGOPOLJE	110/20 kV	40	8,92	22,3%	
DUJMOVAČA	110/10 kV	80	36,86	46,1%	
PLOČE	110/10 kV	40	7,69	19,2%	
VISOKA	110/10 kV	80	59,85	74,8%	
VRGORAC	110/10 kV	40	6,16	15,4%	
ZAGVOZD	110/10 kV	40	4,08	10,2%	
ZAKUČAC	110/35 kV	40	17,92	44,8%	



35) kV mreže distribucijskog područja

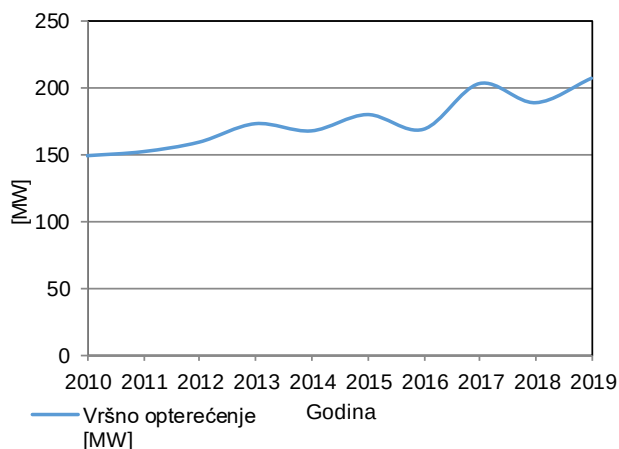


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

14. Elektra Zadar

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	150,00	
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%
2019	207,09	9,53%

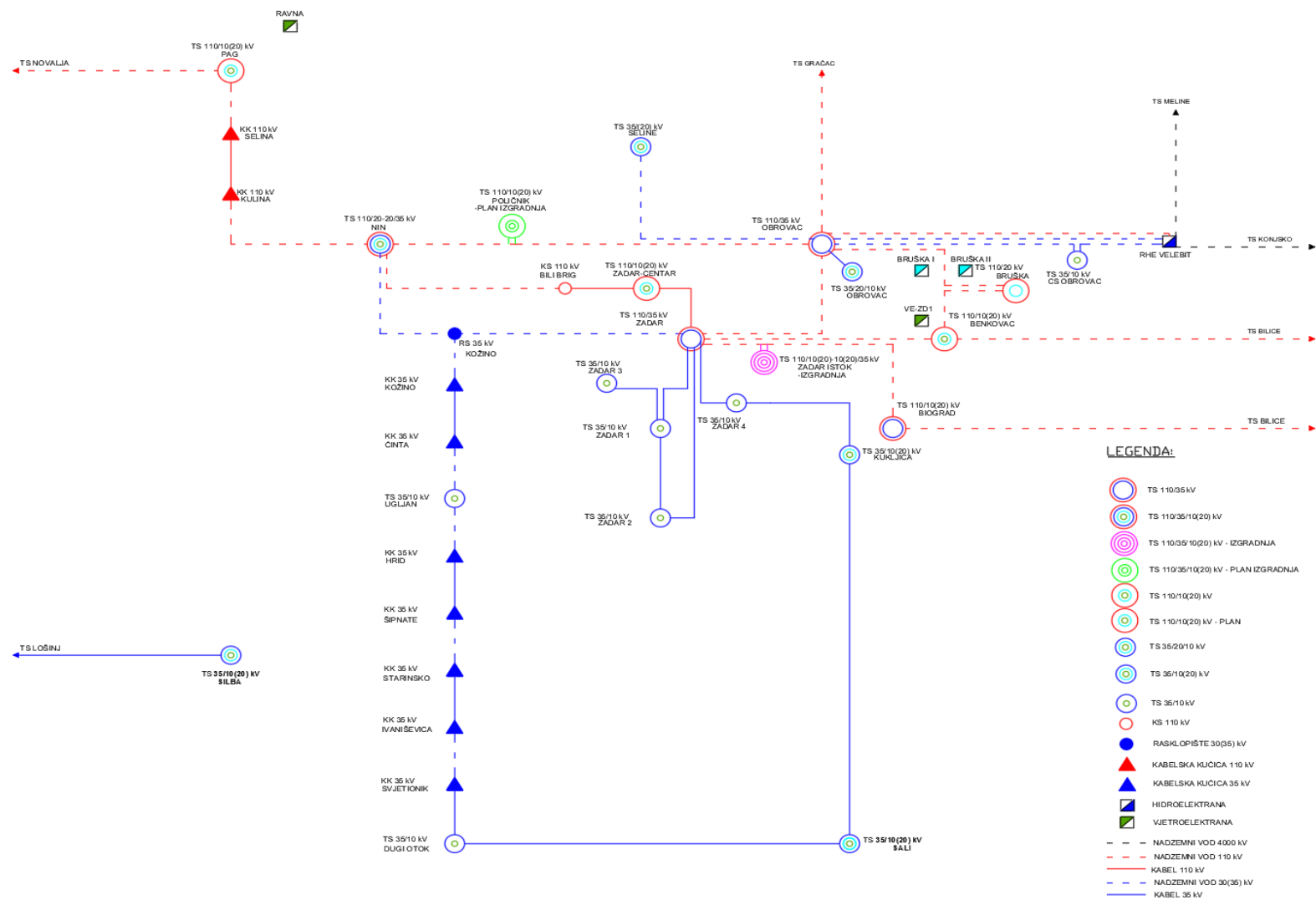


Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 38,06%

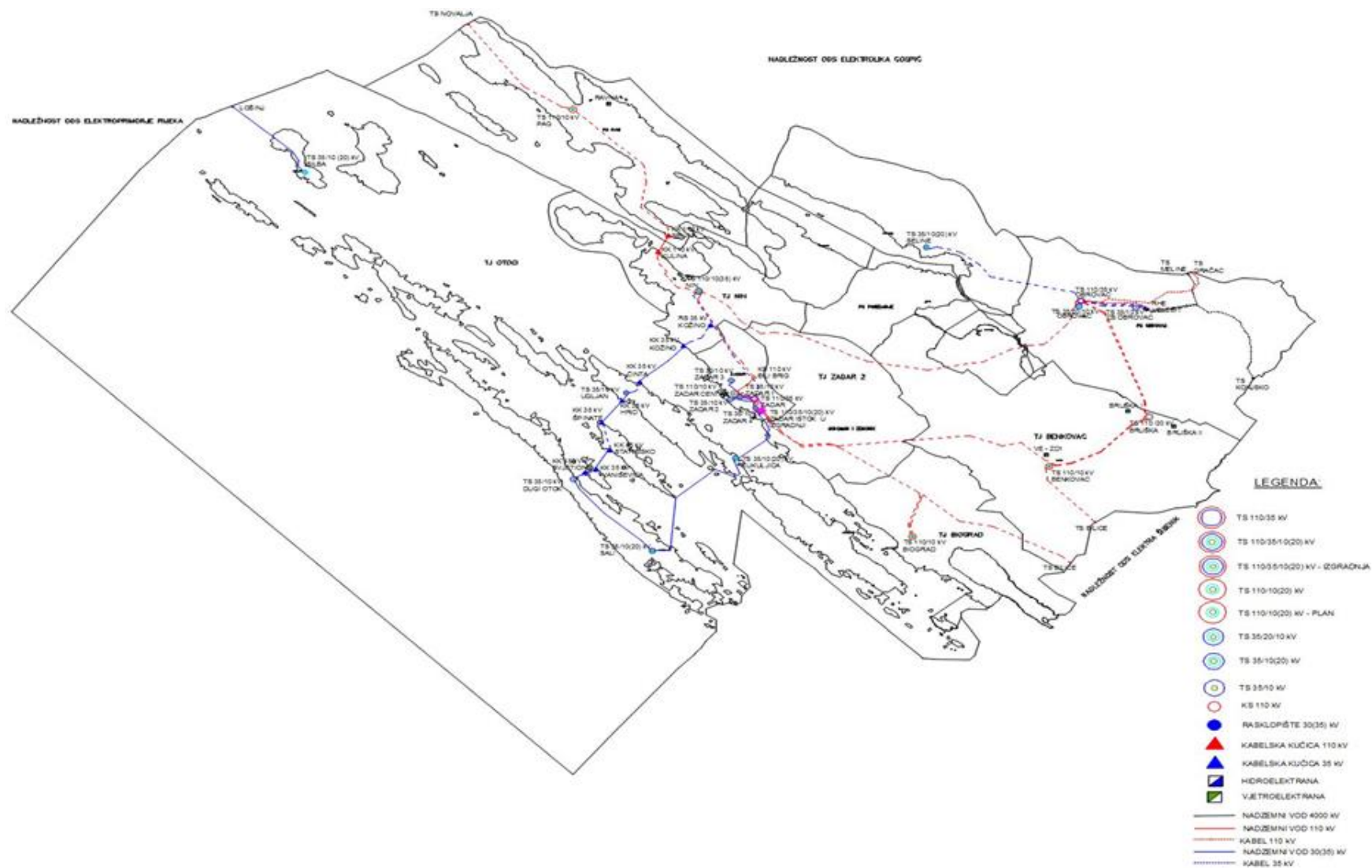
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
ZADAR 1	110/35 kV	103	42,36	41,1%	
ZADAR 1	35/10 kV	24	11,05	46,1%	
ZADAR 2	35/10 kV	16	7,79	48,7%	
ZADAR 3	35/10 kV	24	10,23	42,6%	
ZADAR 4	35/10 kV	32	20,59	64,3%	
UGLJAN	35/10 kV	8	3,31	41,4%	
DUGI OTOK	35/10 kV	8	2,82	35,3%	
KUKLJICA	35/10 kV	12	5,16	43,0%	
SALI	35/10 kV	16	1,66	10,4%	
SILBA	35/10 kV	8	2,54	31,7%	
OBROVAC	110/35 kV	40	16,81	42,0%	10,0
OBROVAC	35/10 kV	16	5,73	35,8%	
	20/10 kV	4	0,82	20,4%	
SELINE	35/10 kV	16	10,02	62,6%	
BENKOVAC	110/10 kV	40	13,10	32,7%	4,9
BIOGRAD	110/10 kV	40	28,01	70,0%	
NIN	110/20 kV	40	11,31	28,3%	
	35/20 kV	8	5,93	74,1%	
PAG	110/10 kV	36	11,01	30,6%	
ZADAR CENTAR	110/10 kV	80	46,81	58,5%	

Desetogodišnji (2021. – 2030.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

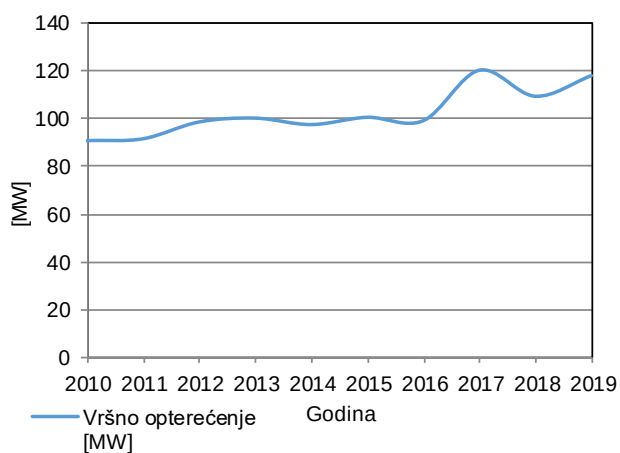


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

15. Elektra Šibenik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

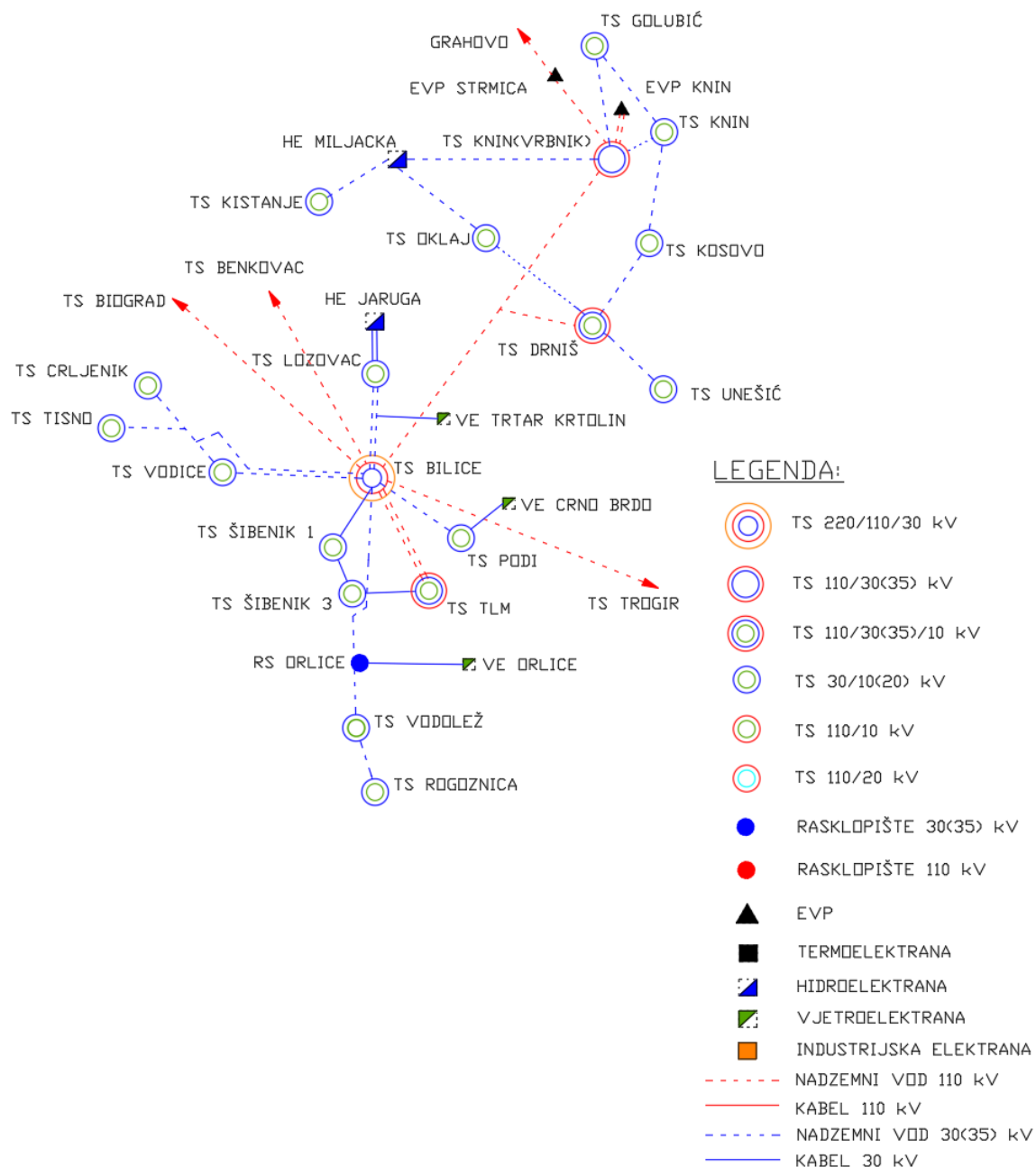
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	90,55	
2011	91,31	0,84%
2012	98,50	7,87%
2013	100,15	1,68%
2014	97,39	-2,76%
2015	100,50	3,19%
2016	99,06	-1,43%
2017	120,64	21,78%
2018	109,50	-9,23%
2019	118,34	8,07%



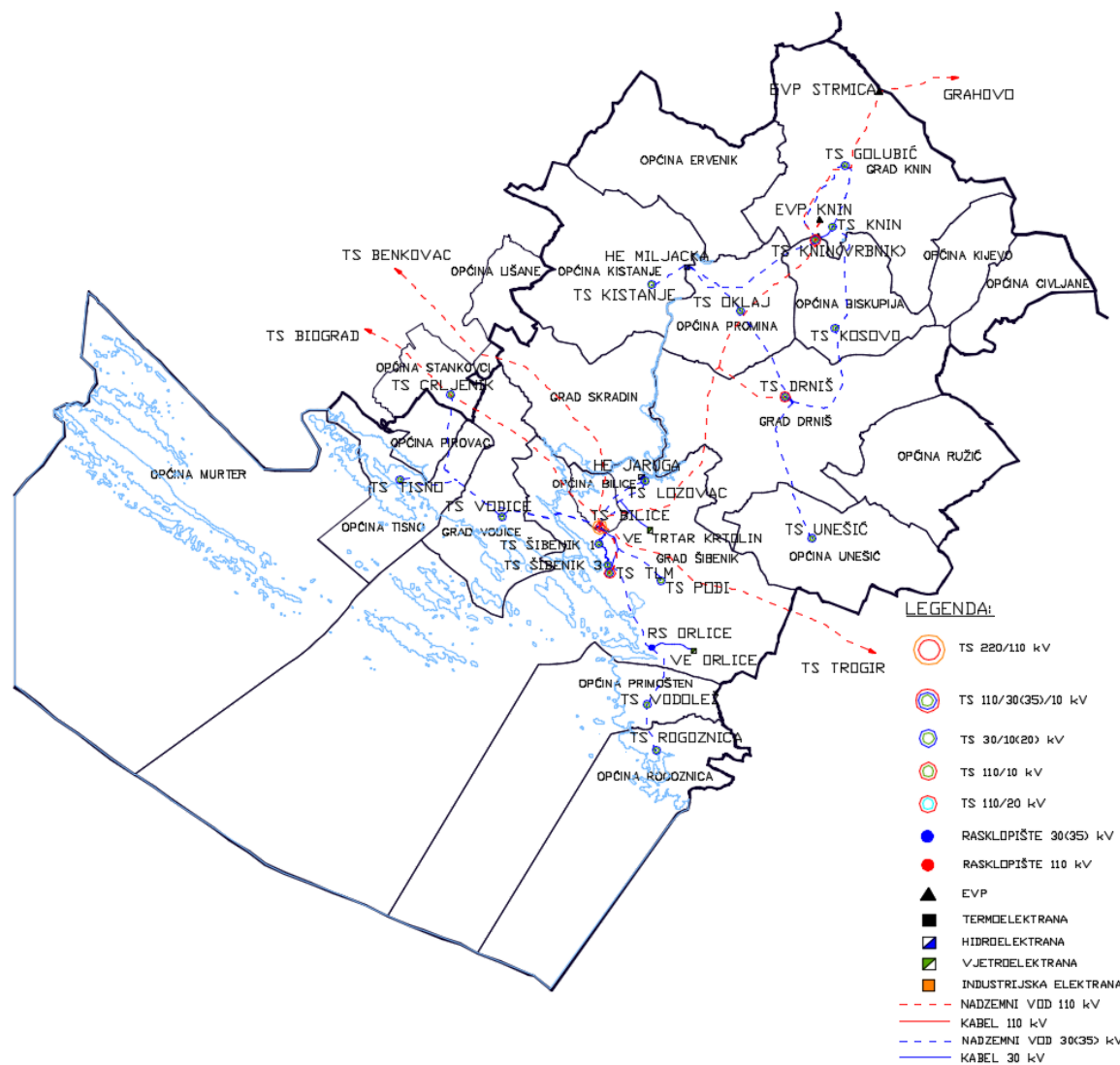
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 30,69%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
BILICE	110/30 kV	166	105,30	63,4%	
TISNO	30/10 kV	24	16,90	70,4%	
STANKOVCI	30/10 kV	7	3,80	55,4%	
VODICE	30/10 kV	32	23,50	73,4%	
ŠIBENIK 1	30/10 kV	24	16,90	70,4%	
ŠIBENIK 3	30/10 kV	32	19,80	61,9%	
PRIMOŠTEN	30/10 kV	11	7,10	62,1%	
ROGOZNICA	30/10 kV	12	8,30	69,2%	
LOZOVAC	30/10 kV	8	4,80	60,0%	
PODI	30/10 kV	16	7,60	47,5%	
DRNIŠ	110/35 kV	16	7,80	48,8%	
	110/10 kV	20	8,30	41,5%	
	35/10 kV	8	6,10	76,3%	
UNEŠIĆ	35/10 kV	7	1,50	23,1%	
OKLAJ	35/10 kV	7	0,80	12,3%	
KNIN	110/35 kV	60	21,70	36,2%	
KNIN	35/10 kV	32	9,40	29,4%	
KISTANJE	35/10 kV	8	1,60	20,0%	
GOLUBIĆ	35/10 kV	7	0,90	13,9%	
KOSOVO	35/10 kV	5	1,70	34,0%	
HE MILJACKA	35/10 kV	3	2,00	80,0%	



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

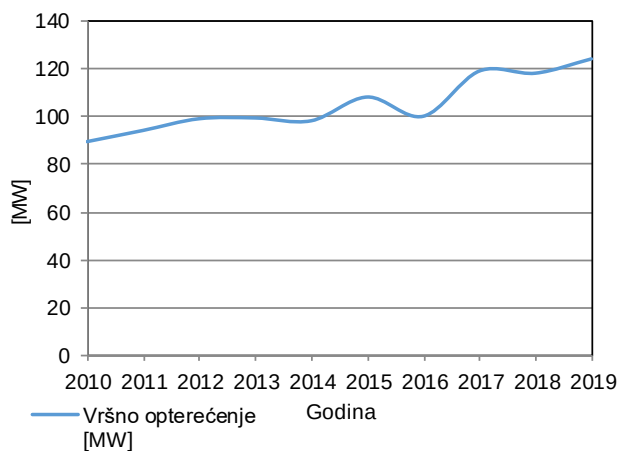


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

16. Elektrojug Dubrovnik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

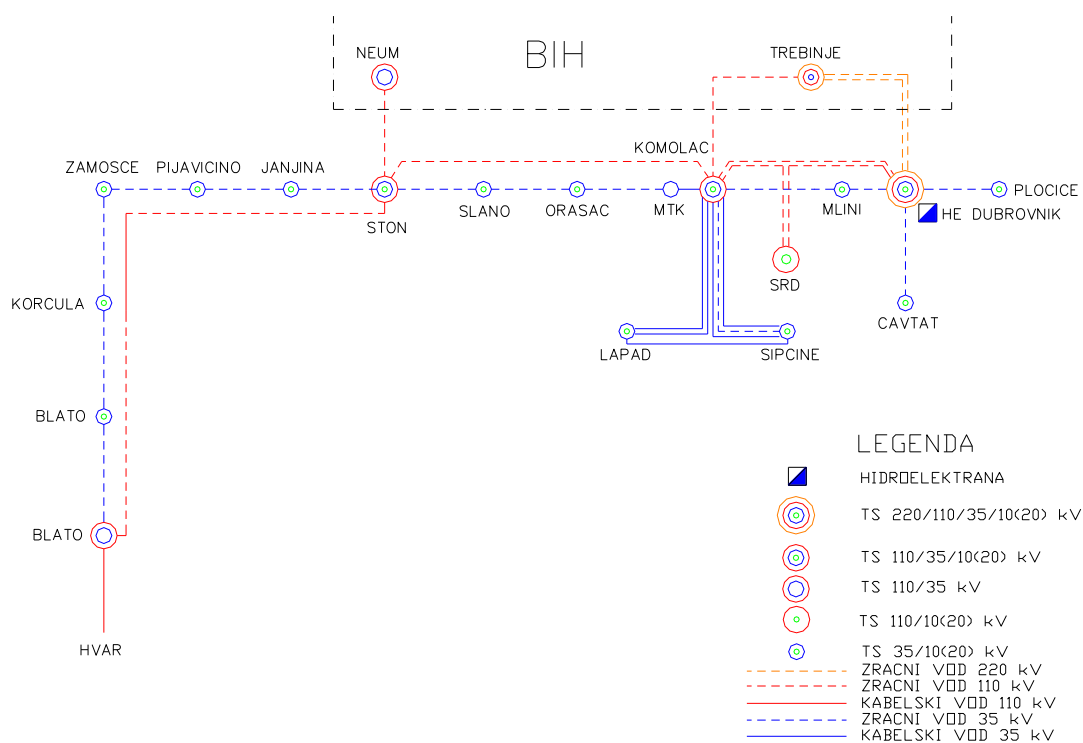
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	89,30	
2011	94,00	5,26%
2012	98,90	5,21%
2013	99,23	0,33%
2014	98,04	-1,20%
2015	108,00	10,16%
2016	99,94	-7,46%
2017	118,90	18,97%
2018	118,00	-0,76%
2019	124,00	5,08%



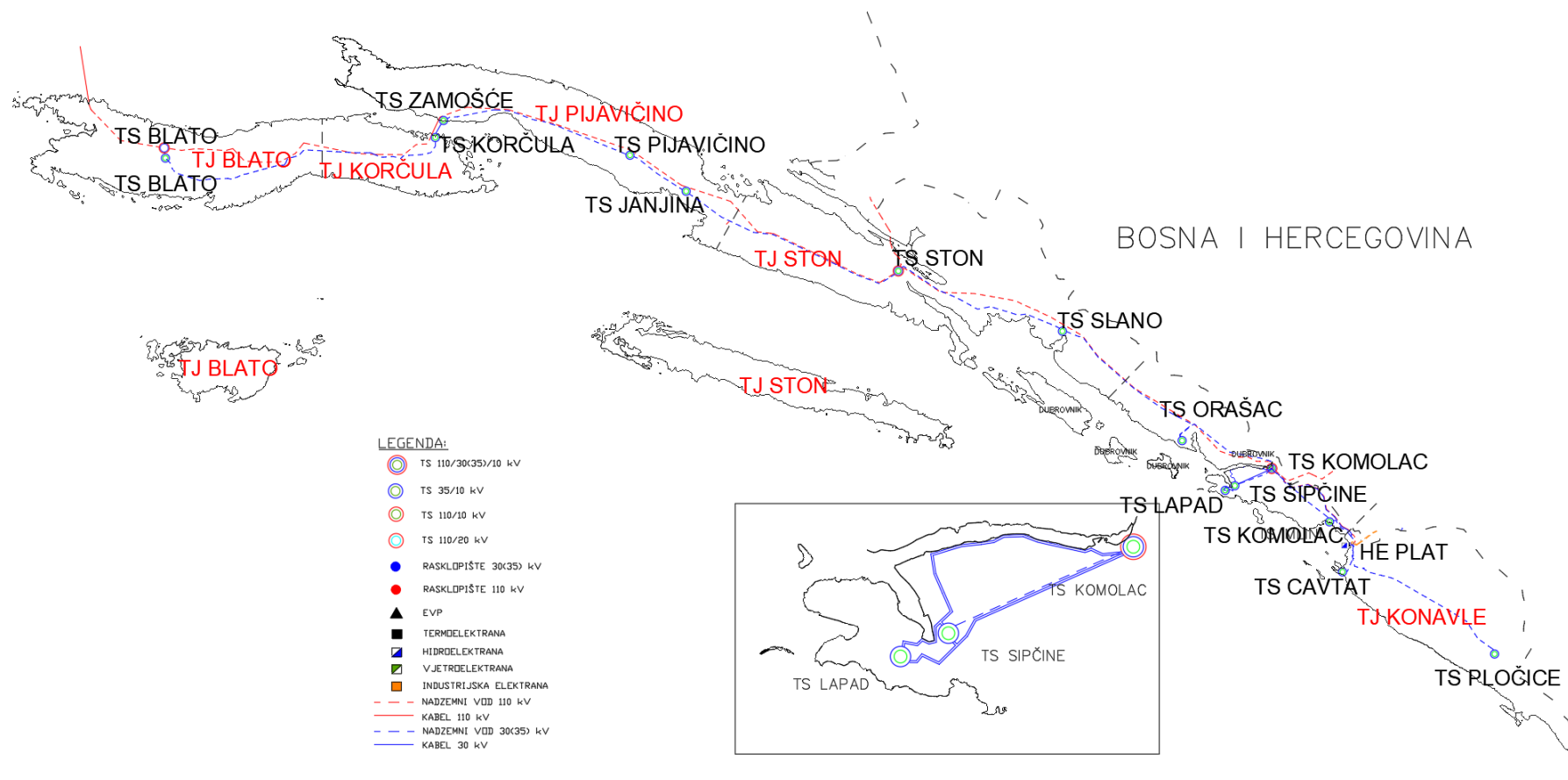
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 38,86%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
BLATO	110/35 kV	40	19,83	49,6%	
BLATO	35/10 kV	12	9,44	78,7%	
KORČULA	35/10 kV	12	10,00	83,3%	
STON	110/35 kV	40	19,93	49,8%	
	35/10 kV	8	3,59	44,9%	
ZAMOŠĆE	35/10 kV	12	8,98	74,8%	
JANJINA	35/10 kV	8	2,50	31,3%	
PUJAVIČINO	35/10 kV	7	4,93	75,9%	
KOMOLAC	110/35 kV	126	50,20	39,8%	
	35/10 kV	16	8,00	50,0%	
SLANO	35/10 kV	5	4,50	90,0%	
ORAŠAC	35/10 kV	8	7,13	89,1%	
LAPAD	35/10 kV	32	18,05	56,4%	
ŠIPČINE	35/10 kV	32	9,46	29,6%	
PLAT	110/35 kV	20	20,13	100,7%	
	110/10 kV	20	12,00	60,0%	
	35/10 kV	16	8,10	50,6%	
MLINI	35/10 kV	12	8,41	70,1%	
CAVTAT	35/10 kV	16	10,46	65,4%	
PLOČICE	35/10 kV	7	3,46	53,2%	
SRĐ	110/10 kV	80	21,41	26,8%	



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

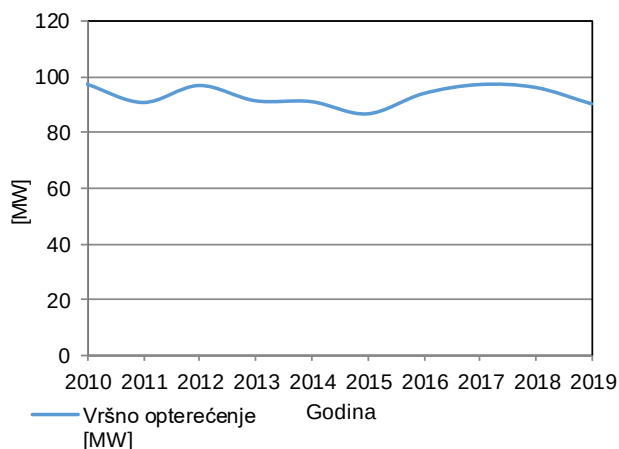


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

17. Elektra Karlovac

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

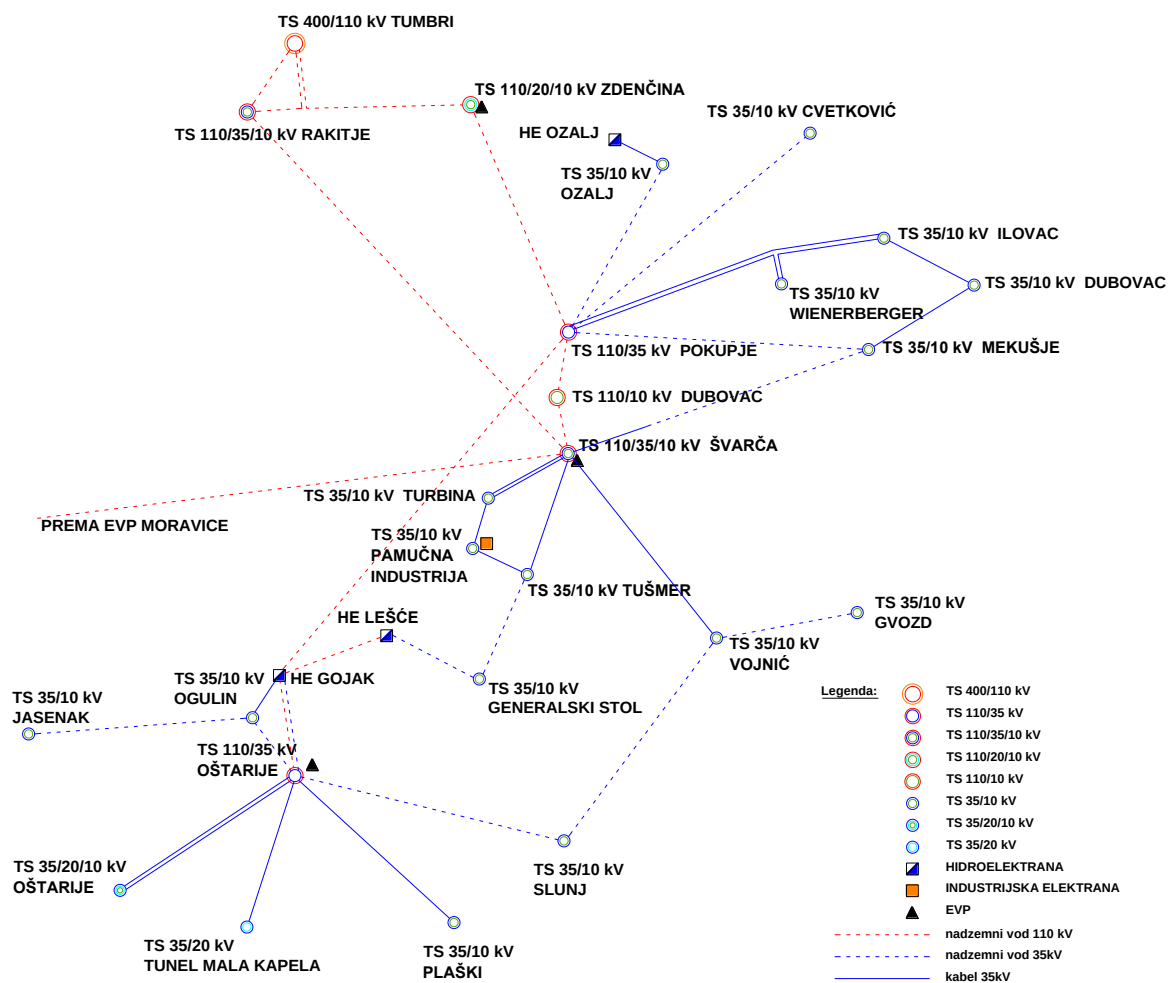
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	97,21	
2011	90,90	-6,49%
2012	96,78	6,47%
2013	91,51	-5,45%
2014	91,21	-0,33%
2015	86,97	-4,65%
2016	93,98	8,06%
2017	97,10	3,32%
2018	96,10	-1,03%
2019	90,43	-5,90%



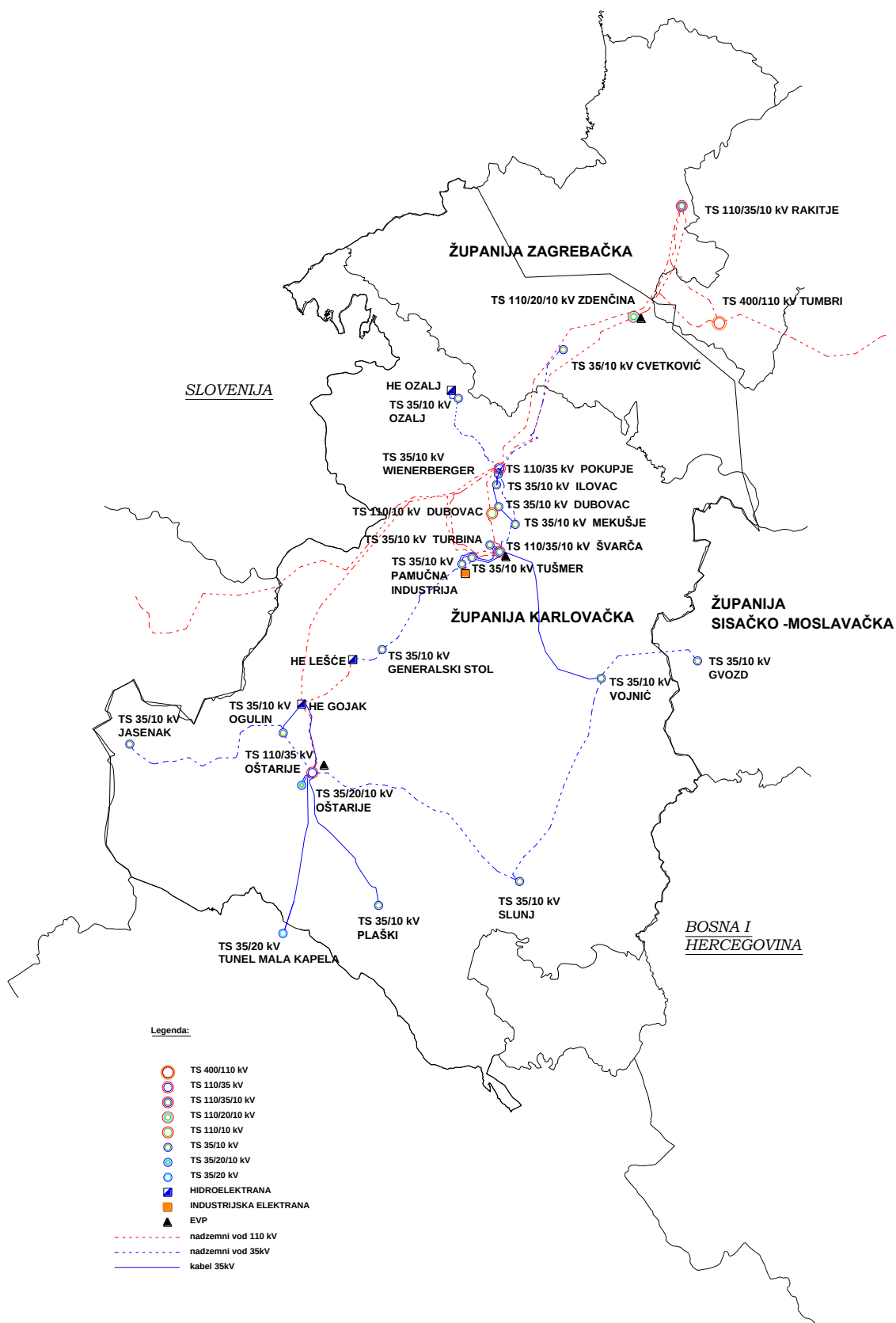
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -6,97%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
POKUPJE	110/35 kV	80	22,01	27,5%	
CVETKOVIĆ	35/20 kV	8	4,86	60,8%	
OZALJ	35/10 kV	16	5,31	33,2%	1,0
HE OZALJ 2	35/10 kV	8	3,65	45,6%	
ILOVAC	35/20 kV	8	5,59	69,9%	
	35/10 kV	16	5,28	33,0%	
MEKUŠJE	35/10 kV	8	4,57	57,1%	
MEKUŠJE	35/20 kV	8	4,53	56,6%	
ŠVARČA	110/35 kV	40	15,37	38,4%	
	110/10 kV	22	11,41	51,9%	1,0
TUŠMER	35/10 kV	8	3,87	48,4%	
GENERALSKI STOL	35/10 kV	8	1,52	19,0%	
TURBINA	35/10 kV	12	2,93	58,6%	
VOJNIĆ	35/10 kV	8	2,88	36,0%	
OŠTARIJE	110/35 kV	40	16,93	42,3%	
OŠTARIJE	35/10 kV	8	3,61	45,1%	
	35/20 kV	8	1,63	20,4%	4,9
OGULIN	35/10 kV	16	7,01	43,8%	
JASENAK	35/10 kV	5	0,60	12,0%	
PLAŠKI	35/10 kV	5	1,43	28,6%	
SLUNJ	35/10 kV	8	3,47	43,4%	
ZDENČINA	110/20 kV	40	20,48	51,2%	
DUBOVAC	110/10 kV	80	17,53	21,9%	
DUBOVAC	35/10 kV	16	0,00	0,0%	



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

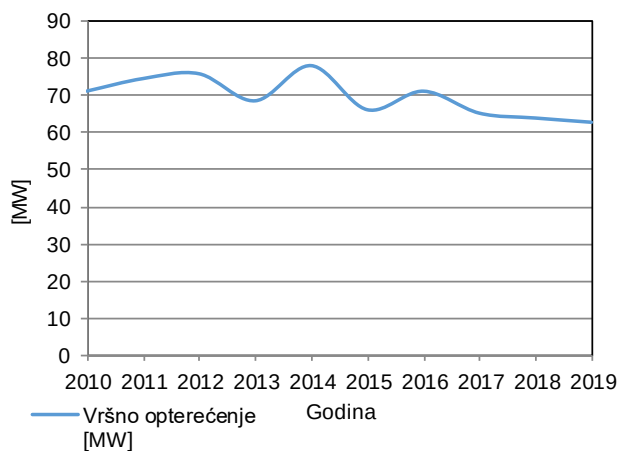


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

18. Elektra Sisak

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

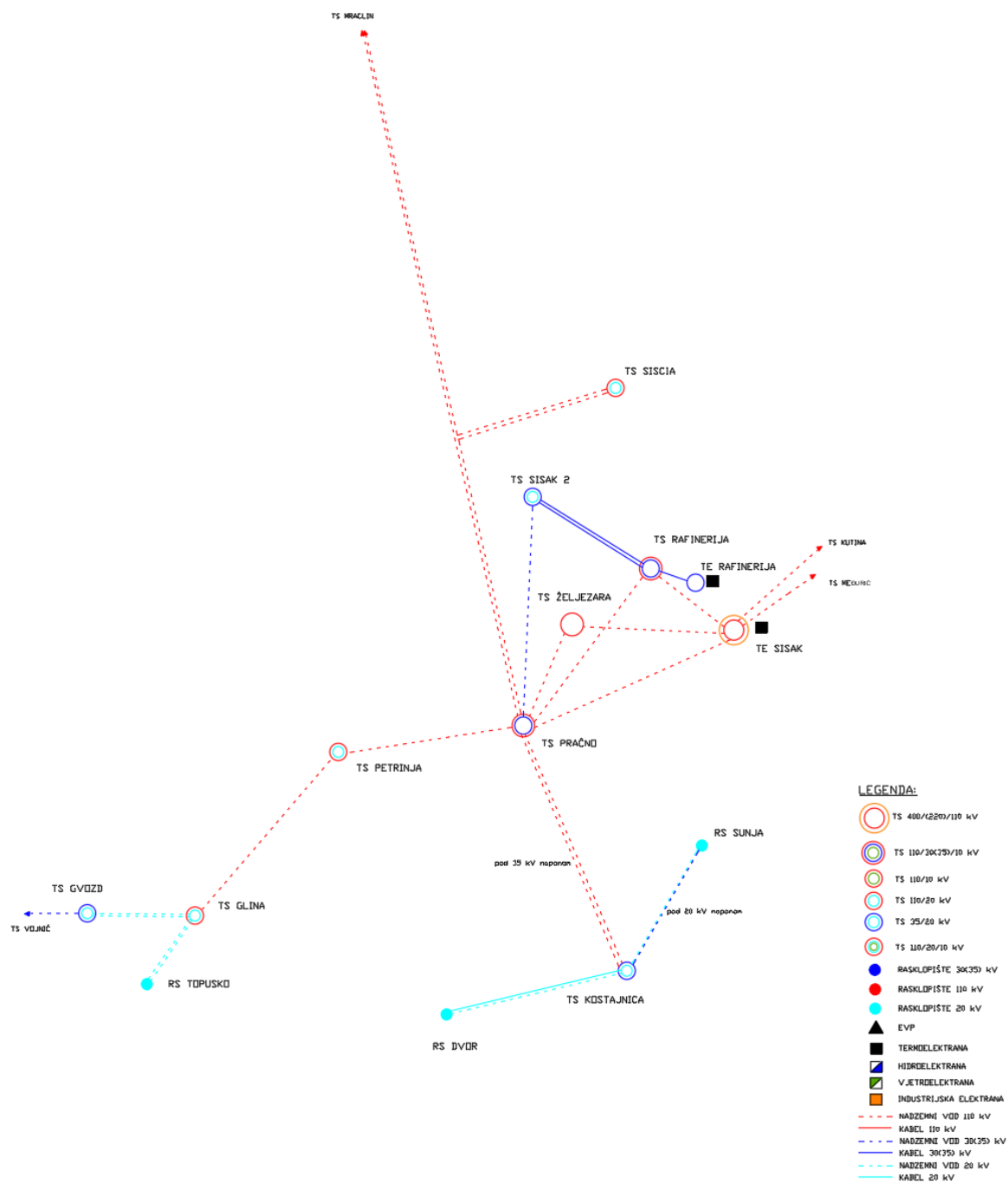
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	71,18	
2011	74,52	4,69%
2012	75,80	1,72%
2013	68,58	-9,53%
2014	77,97	13,69%
2015	66,20	-15,10%
2016	71,15	7,48%
2017	65,28	-8,25%
2018	63,98	-1,99%
2019	62,85	-1,77%



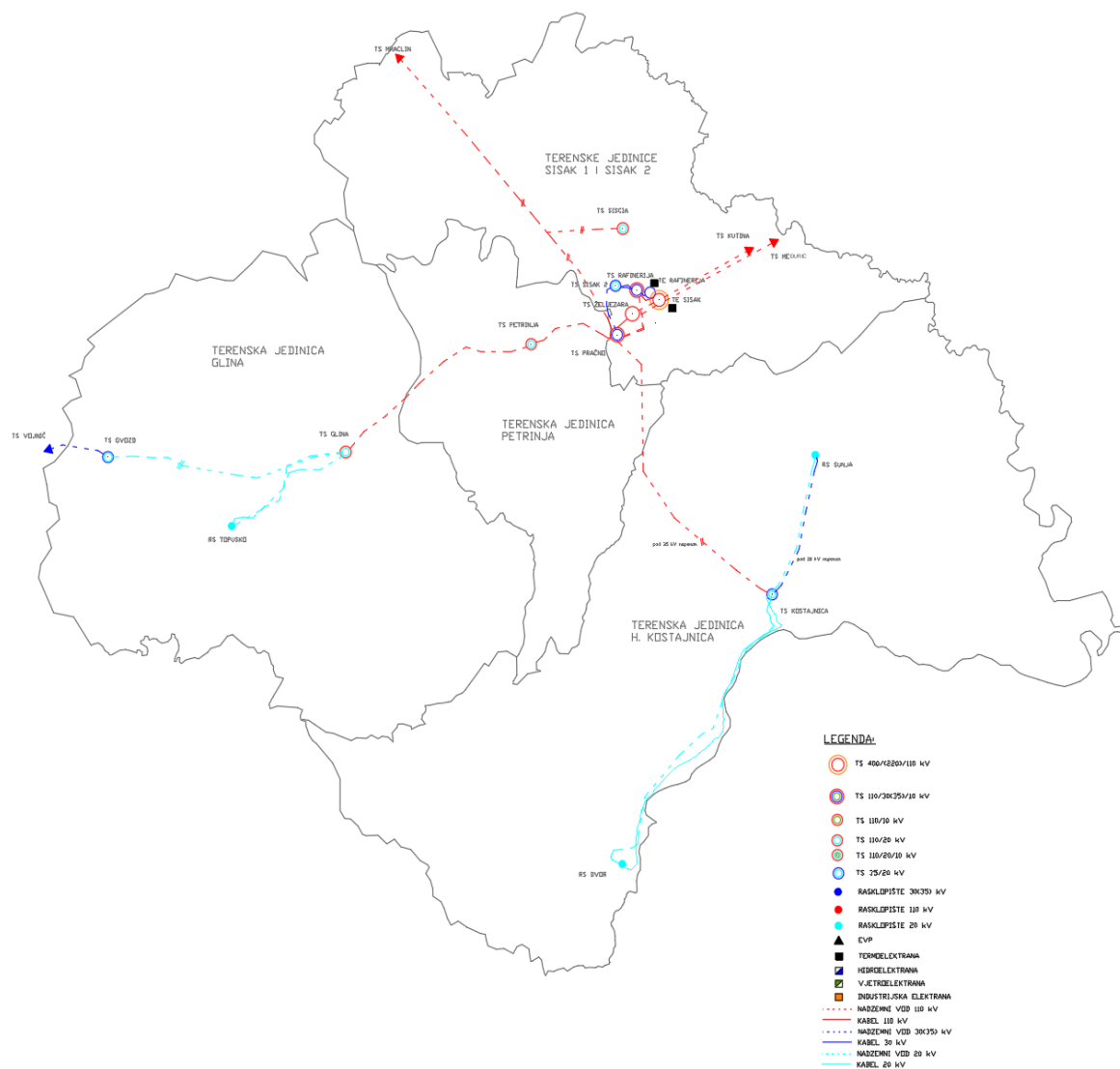
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -11,70%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
PRAČNO	110/35 kV	40	16,30	40,7%	
SISAK 2	35/20 kV	32	13,19	40,9%	3,0
KOSTAJNICA	35/20 kV	16	6,52	40,7%	
SISCIA	110/20 kV	40	18,92	47,3%	
GLINA	110/20 kV	40	6,97	17,4%	4,6
GVOZD	35/20 kV	8	6,50	81,3%	
RAFINERIJA	110/35 kV	95	25,81	27,3%	



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

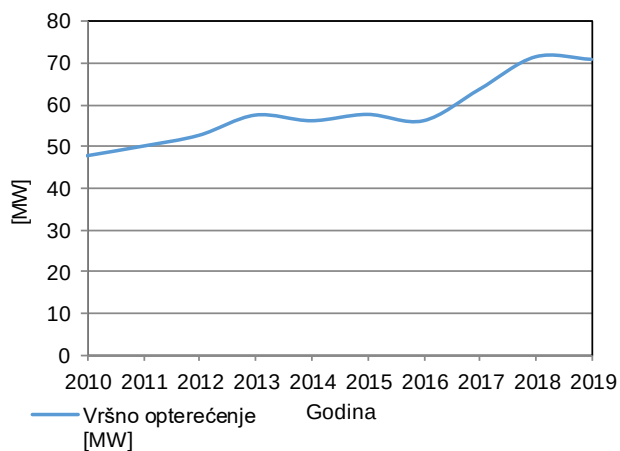


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

19. Elektrolika Gospić

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

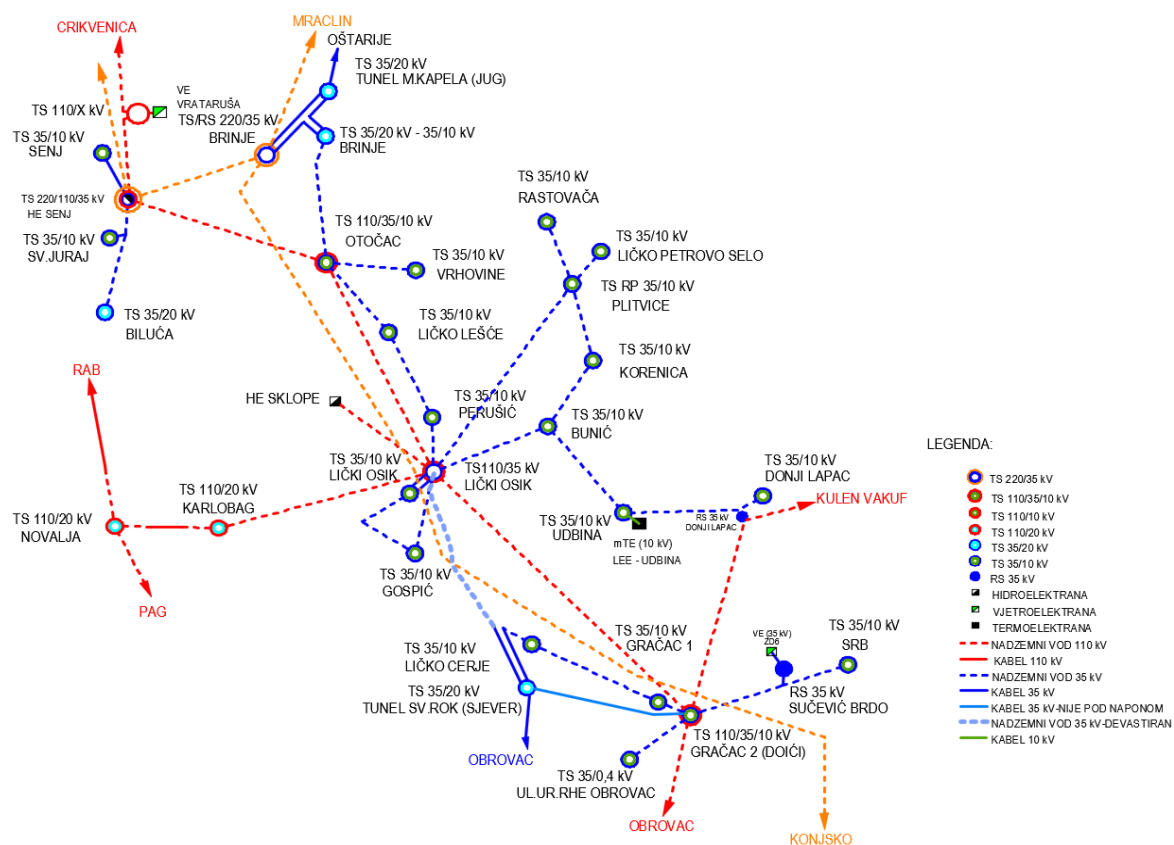
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	47,60	
2011	49,90	4,83%
2012	52,50	5,21%
2013	57,33	9,20%
2014	55,98	-2,35%
2015	57,50	2,72%
2016	55,97	-2,66%
2017	63,50	13,45%
2018	71,29	12,27%
2019	70,68	-0,86%



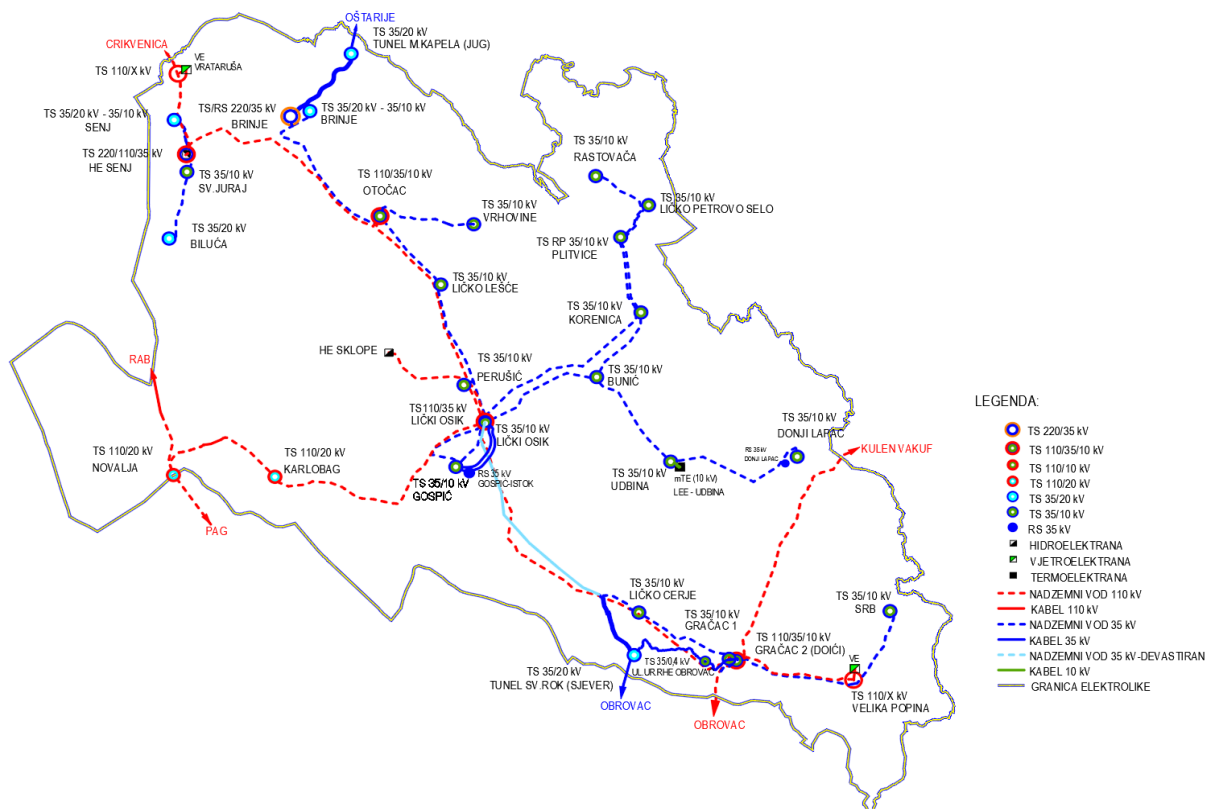
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 48,49%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. 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	24,81	62,0%	
GOSPIĆ	35/10 kV	16	8,80	55,0%	
LIČKI OSIK	35/10 kV	5	1,28	25,6%	
BUNIĆ	35/10 kV	3	0,26	10,4%	
KORENICA	35/10 kV	8	1,53	19,1%	1,0
UDBINA	35/10 kV	8	1,98	24,8%	
PLITVICE	35/10 kV	7	1,63	25,1%	
RASTOVAČA	35/10 kV	5	2,49	49,8%	
LIČKO PETROVO SELO	35/10 kV	5	1,04	20,8%	
DONJI LAPAC	35/10 kV	5	0,78	15,6%	
OTOČAC	110/35 kV	40	7,99	20,0%	
	35/10 kV	8	4,44	55,5%	
PERUŠIĆ	35/10 kV	5	2,69	53,8%	
LIČKO LEŠĆE	35/10 kV	5	1,21	24,2%	
VRHOVINE	35/10 kV	5	0,68	13,6%	
BRINJE	220/35 kV	20	4,15	20,8%	
	35/20 kV	8	1,43	17,9%	
BRINJE	35/10 kV	8	1,91	23,9%	
TUNEL MALA KAPELA	35/20 kV	16	1,43	8,9%	
HE SENJ	110/35 kV	20	7,50	37,5%	
	35/10 kV	4	1,45	36,3%	
SENJ	35/20 kV	4	3,04	76,0%	
SVETI JURAJ	35/10 kV	4	1,22	30,5%	
BILUČA	35/20 kV	4	1,64	41,0%	
GRAČAC 2 (DOIĆI)	110/35 kV	40	5,44	13,6%	
	35/10 kV	5	0,85	17,0%	
SRB	35/10 kV	4	0,38	9,3%	
GRAČAC 1	35/10 kV	3	1,61	64,4%	
LIČKO CERJE	35/10 kV	3	0,80	25,0%	
TUNEL SVETI ROK	35/20 kV	16	1,40	8,8%	
KARLOBAG	110/20 kV	20	2,89	14,5%	
NOVALJA	110/20 kV	40	26,60	66,5%	



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

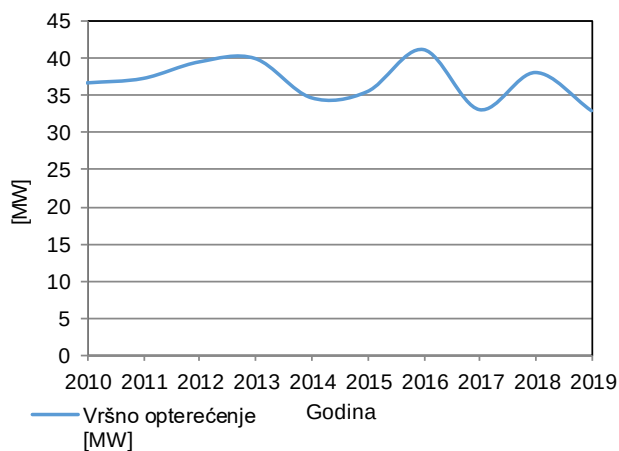


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

20. Elektra Virovitica

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

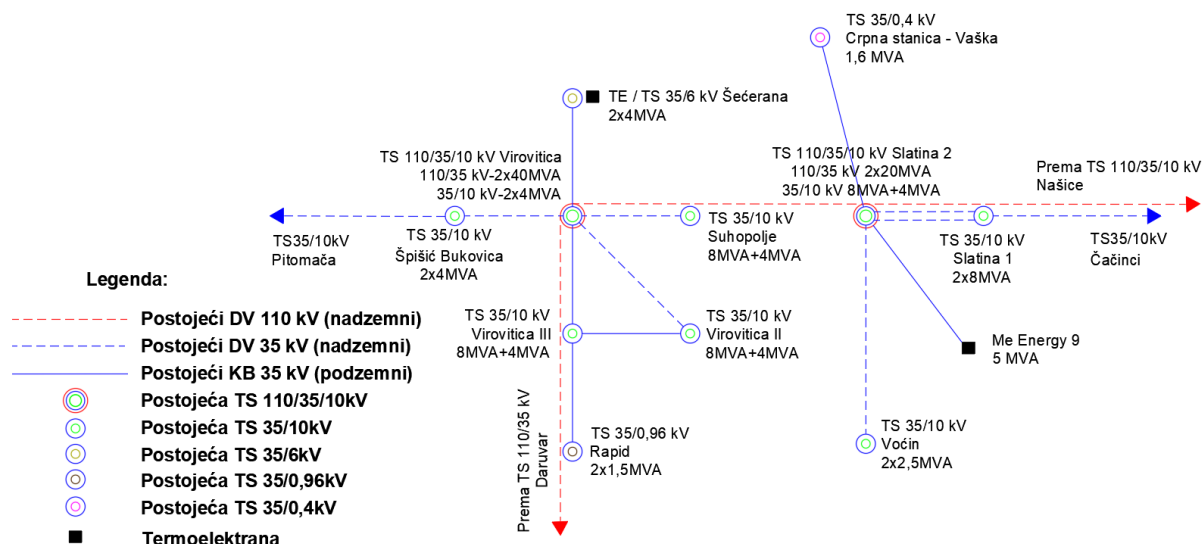
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	36,66	
2011	37,25	1,61%
2012	39,45	5,91%
2013	39,90	1,14%
2014	34,69	-13,06%
2015	35,50	2,33%
2016	41,09	15,75%
2017	33,11	-19,42%
2018	38,04	14,89%
2019	32,96	-13,35%



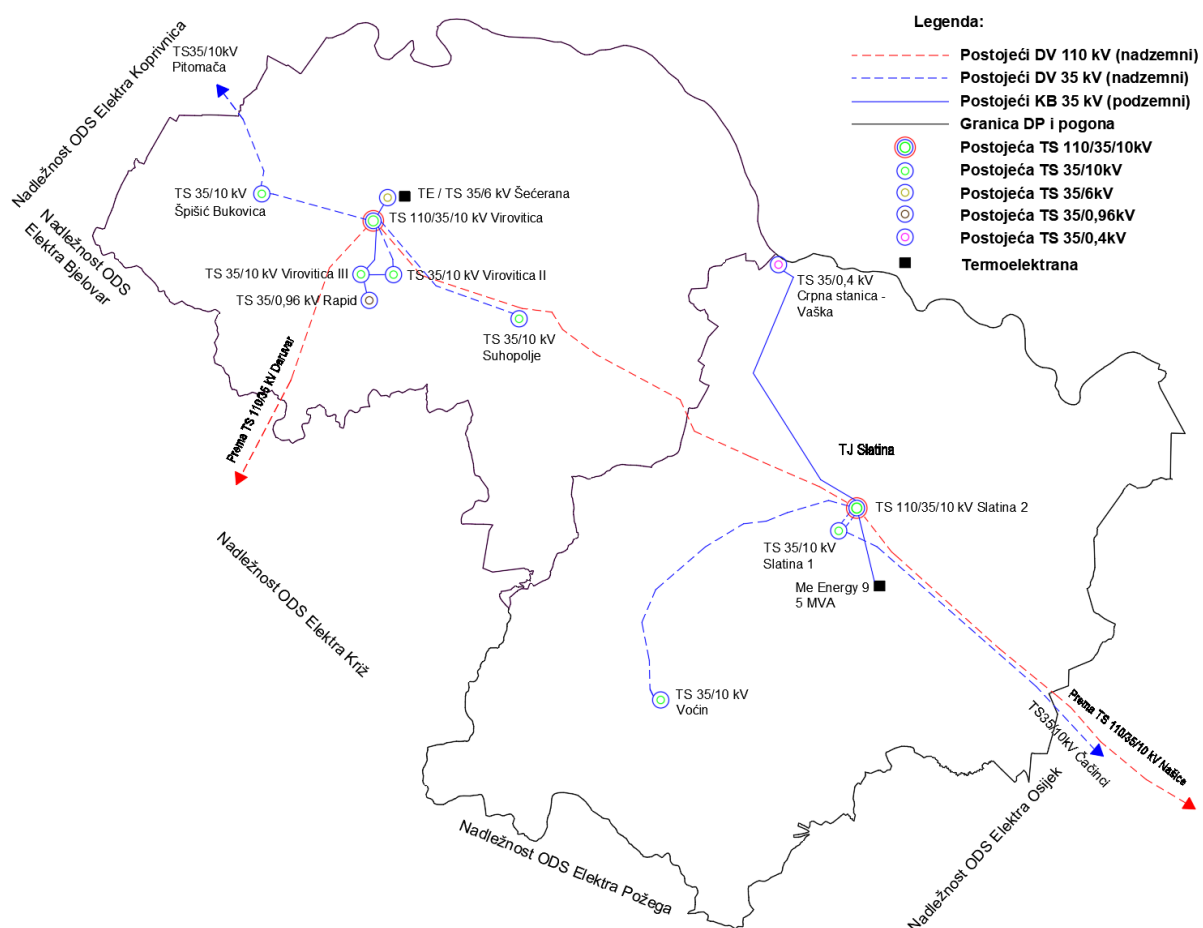
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -10,09%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
VIROVITICA I	110/35 kV	80	24,82	31,0%	
	35/10 kV	12	4,18	34,8%	
VIROVITICA II	35/10 kV	12	6,73	56,1%	3,0
VIROVITICA III	35/10 kV	12	6,24	52,0%	
SUHOPOLJE	35/10 kV	12	3,93	32,8%	
ŠPIŠĆ BUKOVICA	35/10 kV	8	2,30	28,8%	
SLATINA II	110/35 kV	60	11,99	20,0%	8,0
	35/10 kV	12	3,25	27,1%	
SLATINA I	35/10 kV	16	5,72	35,7%	
VOČIN	35/10 kV	5	1,00	20,0%	



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

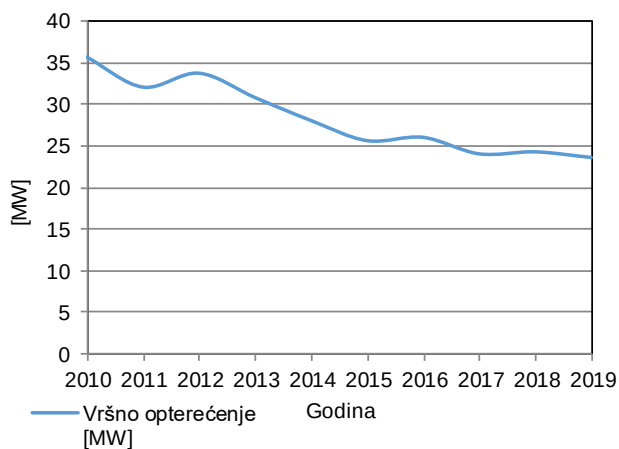


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

21. Elektra Požega

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2010. – 2019.

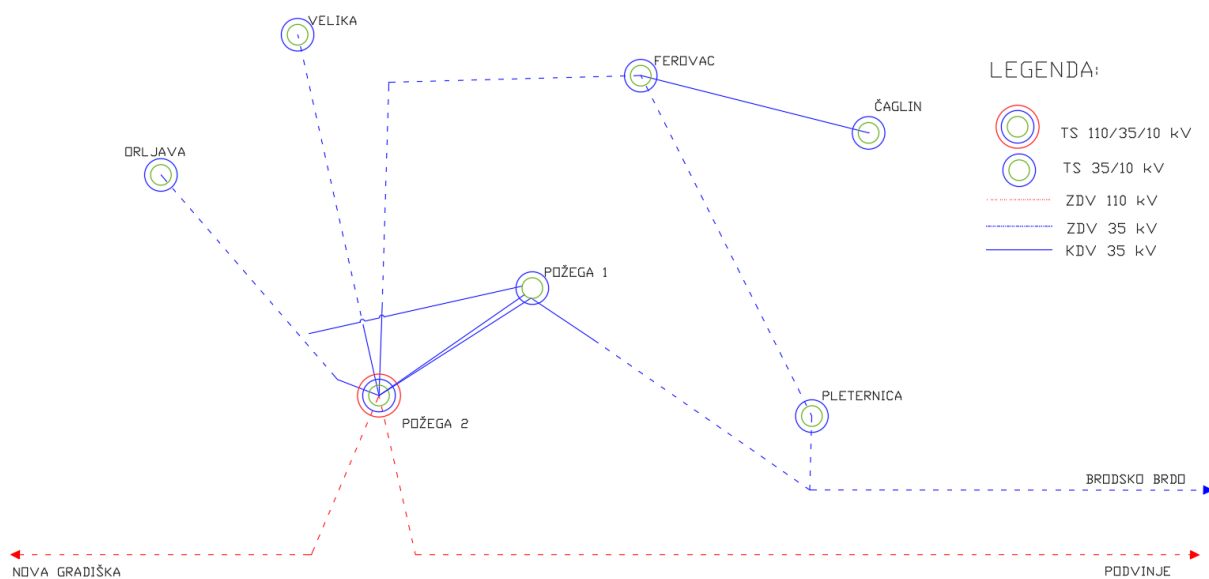
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2010	35,62	
2011	32,00	-10,16%
2012	33,68	5,25%
2013	30,74	-8,73%
2014	27,97	-9,01%
2015	25,54	-8,69%
2016	25,94	1,57%
2017	23,95	-7,67%
2018	24,19	1,00%
2019	23,51	-2,81%



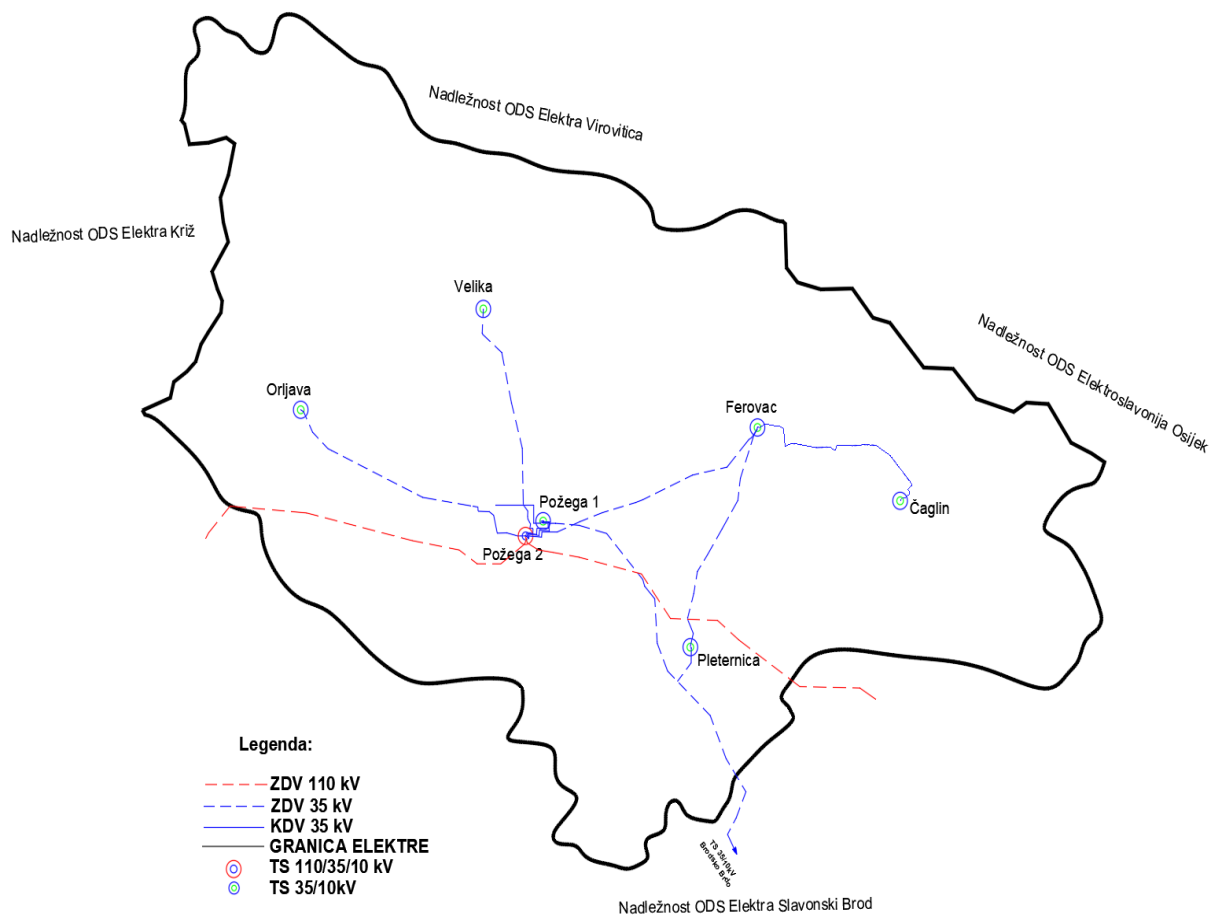
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -34,00%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2019. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2019. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
POŽEGA-2	110/35 kV	80	23,55	29,4%	
	35/10 kV	16	7,51	46,9%	
ČAGLIN	35/10 kV	5	0,75	15,0%	
FEROVAC	35/10 kV	8	2,99	37,4%	
ORLJAVA	35/10 kV	5	1,72	34,4%	
PLETERNICA	35/10 kV	8	3,27	40,9%	
POŽEGA-1	35/10 kV	16	5,71	35,7%	
VELIKA	35/10 kV	8	3,46	43,3%	



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



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

10.5. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2021. – 2030.

 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 SUI, OTDPP: Ružica Krstić	 SUI, OPKU: Igor Đurić Tanja Marijanić Ivan Orišak Tin Tomašić Miroslav Pavelić																														
 SUI, SOUI: Anđelko Tunjić Goran Vidmar Mladen Vuksanić Igor Đurić Tanja Marijanić Ivan Orišak Tin Tomašić Miroslav Pavelić Mladen Nujić SUI, SKTA: Vanja Tomašek SUI, OTN: Renato Čučić SVS, SPST: Goran Piškor SMPT: Petar Rašić SZNR: Marta Malenica Ured direktora: Pero Josipović SEP, SR: Iva Dugandžić	 SUI, OPKU: Tanja Marijanić Mladen Vuksanić Goran Vidmar Elektra Zabok: Željko Cerovečki  SUI, OPKU: Goran Vidmar	HEP d.d., SIKT SUI, OPKU: Ivan Orišak Tin Tomašić KRATICE: <table><tr><td>SUI</td><td>Sektor za upravljanje imovinom</td></tr><tr><td>SOUI</td><td>Služba za operativno upravljanje imovinom</td></tr><tr><td>OPKU</td><td>Odjel za planiranje i kapitalna ulaganja</td></tr><tr><td>OPM</td><td>Odjel za pristup mreži</td></tr><tr><td>OTN</td><td>Odjel za tipizaciju i normizaciju</td></tr><tr><td>OTDPP</td><td>Odjel za tehničku dokumentaciju i prostorne podatke</td></tr><tr><td>SKTA</td><td>Služba za koordinaciju terenskih aktivnosti</td></tr><tr><td>SVS</td><td>Sektor za vođenje sustava</td></tr><tr><td>SPST</td><td>Služba za procesne sustave i telekomunikacije</td></tr><tr><td>SMPT</td><td>Sektor za mjerenje i podršku tržištu</td></tr><tr><td>SEP</td><td>Sektor za ekonomske poslove</td></tr><tr><td>SR</td><td>Služba za računovodstvo</td></tr><tr><td>SI</td><td>Služba za informatiku</td></tr><tr><td>SZNR</td><td>Služba za zaštitu na radu, zaštitu okoliša i zaštitu od požara</td></tr><tr><td>SIKT</td><td>Sektor za informacijsko-komunikacijske tehnologije</td></tr></table>	SUI	Sektor za upravljanje imovinom	SOUI	Služba za operativno upravljanje imovinom	OPKU	Odjel za planiranje i kapitalna ulaganja	OPM	Odjel za pristup mreži	OTN	Odjel za tipizaciju i normizaciju	OTDPP	Odjel za tehničku dokumentaciju i prostorne podatke	SKTA	Služba za koordinaciju terenskih aktivnosti	SVS	Sektor za vođenje sustava	SPST	Služba za procesne sustave i telekomunikacije	SMPT	Sektor za mjerenje i podršku tržištu	SEP	Sektor za ekonomske poslove	SR	Služba za računovodstvo	SI	Služba za informatiku	SZNR	Služba za zaštitu na radu, zaštitu okoliša i zaštitu od požara	SIKT	Sektor za informacijsko-komunikacijske tehnologije
SUI	Sektor za upravljanje imovinom																															
SOUI	Služba za operativno upravljanje imovinom																															
OPKU	Odjel za planiranje i kapitalna ulaganja																															
OPM	Odjel za pristup mreži																															
OTN	Odjel za tipizaciju i normizaciju																															
OTDPP	Odjel za tehničku dokumentaciju i prostorne podatke																															
SKTA	Služba za koordinaciju terenskih aktivnosti																															
SVS	Sektor za vođenje sustava																															
SPST	Služba za procesne sustave i telekomunikacije																															
SMPT	Sektor za mjerenje i podršku tržištu																															
SEP	Sektor za ekonomske poslove																															
SR	Služba za računovodstvo																															
SI	Služba za informatiku																															
SZNR	Služba za zaštitu na radu, zaštitu okoliša i zaštitu od požara																															
SIKT	Sektor za informacijsko-komunikacijske tehnologije																															