

**DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE
MREŽE 2018.-2027.,
S DETALJNOM RAZRADOM ZA POČETNO
TROGODIŠNJE I JEDNOGODIŠNJE RAZDOBLJE**



UPRAVA DRUŠTVA

Odluka broj: 239.1.18
Zagreb, 16. siječnja 2018.

Na temelju članka 28. Izjave društva Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (Posl. broj: OU-1000/17.-1 od 23. studenoga 2017. godine – potpuni tekst), a u skladu s člankom 30. st. 35.-37. Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 95/15 i 102/15), Uprava Društva na 239. sjednici održanoj 16. siječnja 2018. godine donijela je

ODLUKU

1. Donosi se „Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2018. – 2027. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“, temeljem čl. 30. točke 35. i 36. Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 95/15 i 102/15) nakon pribavljenog odobrenja Hrvatske energetske regulatorne agencije - dopis br. KLASA: 310-02/17-01/210, URBROJ: 371-01-17-24 od 22. prosinca 2017.
2. „Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2018. – 2027. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“ objavit će se sukladno čl. 30. točki 37. Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 95/15 i 102/15) na internetskim stranicama HOPS-a.
3. Zadužuje se Sektor za razvoj, investicije i izgradnju za provedbu ove Odluke.
4. Ova Odluka stupa na snagu danom donošenja.

Predsjednik Uprave



dr.sc. Miroslav Mesić, dipl.ing.el.

Dostaviti:

- Uprava Društva
- Sektor za razvoj, investicije i izgradnju
- Sektor za ekonomske, pravne, kadrovske i opće poslove
- Ured Uprave

SADRŽAJ

UVOD	1
1. TEMELJNE ODREDNICE PRI IZRADI DESETOGODIŠNJEG PLANA RAZVOJA	3
1.1. STRATEŠKE ODREDNICE HOPS-a PRILIKOM PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE	4
1.2. SLJEDIVOST PLANOVA RAZVOJA	5
1.3. SCENARIJI PLANIRANJA	5
1.4. EKONOMSKA VALORIZACIJA	6
1.5. REVITALIZACIJE	6
1.6. PLAN PROSTORNOG UREĐENJA	6
1.7. PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE I ZAKONSKA REGULATIVA	7
1.8. PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE I ZAŠTITA OKOLIŠA	7
1.9. NOVE TEHNOLOGIJE	7
1.10. UVJETOVANOST PLANA I UTJECAJI	8
1.11. DISTRIBUIRANA PROIZVODNJA I ENERGETSKA UČINKOVITOST	8
1.12. PLAN IZGRADNJE ZAJEDNIČKIH (SUSRETNIH) OBJEKATA TS 110/x kV	9
2. TEHNIČKE KARAKTERISTIKE POSTOJEĆE HRVATSKE PRIJENOSNE MREŽE	10
2.1. OSNOVNI TEHNIČKI POKAZATELJI	11
2.2. OSNOVNI POKAZATELJI PROIZVODNJE I KONZUMA PRIKLJUČENIH NA PRIJENOSNU MREŽU	17
2.3. SUSTAV VOĐENJA ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA I PRATEĆA ICT INFRASTRUKTURA	21
2.4. POMOĆNE USLUGE I REGULACIJSKE MOGUĆNOSTI HRVATSKOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA	22
2.4.1. Regulacija snage i frekvencije	22
2.4.2. Regulacija napona i jalove snage u EES	23
2.4.3. Ostale pomoćne usluge	24
2.5. STAROST I ŽIVOTNI VIJEK OPREME U HRVATSKOJ PRIJENOSNOJ MREŽI	24
2.6. POSTOJEĆE STANJE PRIJENOSNE MREŽE - SHEME	27
3. ULAZNI PODACI I PRETPOSTAVKE	37
3.1. OPTEREĆENJA HRVATSKOG EES	37
3.1.1. Opterećenja EES u prošlosti	37
3.1.2. Opterećenja pojedinih Prijenosnih područja (PrP)	40
3.1.3. Prognoza porasta opterećenja EES	42
3.2. PRIKLJUČAK KORISNIKA NA PRIJENOSNU MREŽU	46
3.2.1. Postojeća izgrađenost elektrana unutar hrvatskog EES-a	46
3.2.2. Zajednički (susretni) objekti HOPS i HEP - ODS: planirane TS 110/x kV	50
3.2.3. Zahtjevi za priključak: objekti TS 110/x kV u planovima kupaca	51
3.2.4. Zahtjevi za priključak novih elektrana izuzev vjetroelektrana	52
3.2.5. Zahtjevi za priključak vjetroelektrana	52
3.2.6. Revitalizacija i povećanje odobrene priključne snage postojećih elektrana	55
3.2.7. Izlazak iz pogona postojećih elektrana	55
3.2.8. Postojeći i novi korisnici koji su iskazali interes za priključenje na prienosnu mrežu	55

4. PLAN RAZVOJA I IZGRADNJE OBJEKATA U SREDNJOROČNOM RAZDOBLJU	59
4.1. RAZDOBLJE 2018. – 2020. GODINA (TROGODIŠNJI PLAN)	59
4.1.1. Izgradnja i priključak TS 110/x kV koje su trenutno u fazi izgradnje	59
4.1.2. Izgradnja i priključak novih planiranih TS 110/x kV	59
4.1.3. Priključak novih elektrana i vjetroelektrana	60
4.1.3.1. Priključak novih konvencionalnih elektrana	60
4.1.3.2. Priključak novih vjetroelektrana	60
4.1.4. Investicije u prijenosnu mrežu od sustavnog značaja	61
4.1.4.1. Investicije od sustavnog značaja – novi objekti	61
4.1.4.2. Investicije od sustavnog značaja – revitalizacije	68
4.1.5. Planirani razvoj prijenosne mreže u trogodišnjem razdoblju – sheme	70
4.2. RAZDOBLJE 2021. – 2027. GODINA	80
4.2.1. Priključak novih planiranih TS 110/x kV	80
4.2.2. Priključak novih elektrana i vjetroelektrana	80
4.2.3. Investicije u prijenosnu mrežu od sustavnog značaja	80
4.2.3.1. Investicije od sustavnog značaja – novi objekti	80
4.2.3.2. Investicije od sustavnog značaja – revitalizacije	82
4.2.4. Investicije u prijenosnu mrežu u sklopu regionalnih i europskih integracija	84
4.2.5. Dodatne investicije u prijenosnu mrežu zbog priključenja VE (zonski priključci)	86
4.2.6. Planirani razvoj prijenosne mreže u desetogodišnjem razdoblju – sheme	88
4.3. PRORAČUNI KRATKIH SPOJEVA	97
5. REVITALIZACIJA PRIJENOSNE MREŽE	99
6. ENTSO-E DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE (TYNDP) I HR PLAN 2018.-2027.	108
7. PLAN RAZVOJA SUSTAVA VOĐENJA EES-A I PRATEĆE ICT INFRASTRUKTURE	111
7.1. UVOD	112
7.2. PLAN 2018. – 2027.	112
8. MOGUĆNOSTI PRIHVATA I TROŠKOVI INTEGRACIJE VJETROELEKTRANA U EES	114
9. PROVOĐENJE MJERA ENERGETSKE UČINKOVITOSTI U PRIJENOSNOJ MREŽI	121
9.1. ZAKONSKE OBVEZE HOPS-A ZA POBOLJŠANJE ENERGETSKE UČINKOVITOSTI	122
9.2. GUBICI U PRIJENOSU ELEKTRIČNE ENERGIJE U HRVATSKOJ	123
9.3. MJERE ZA SMANJENJE GUBITAKA U PRIJENOSNOJ MREŽI I NJIHOVI OČEKIVANI UČINCI	125
10. PROCJENA INVESTICIJSKIH ULAGANJA U IZGRADNJU OBJEKATA PRIJENOSNE MREŽE U DESETOGODIŠNJEM RAZDOBLJU	127
10.1. PREGLED IZVRŠENJA PLANA INVESTICIJA 2016. GODINE	128
10.2. PREGLED PLANA INVESTICIJA U DESETOGODIŠNJEM RAZDOBLJU 2018.- 2027. GODINE	130
11. ZAKLJUČAK	145
12. LITERATURA	149
PRILOG 1 – TABLICE INVESTICIJA	

UVOD

Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (u daljnjem tekstu: HOPS) je prema Zakonu o energiji (NN 120/2012; 14/2014; 95/2015; 102/2015), energetska subjekt odgovoran za upravljanje, pogon i vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju prijenosne elektroenergetske mreže. Temeljem Zakona o tržištu električne energije (NN 22/2013, 95/2015 i 102/2015), HOPS je kao vlasnik prijenosne mreže 110 kV do 400 kV, dužan izraditi i donijeti, uz prethodnu suglasnost Hrvatske energetske regulatorne agencije (u daljnjem tekstu: HERA), desetogodišnje, trogodišnje i jednogodišnje investicijske planove razvoja prijenosne mreže.

Tako je trenutno važeći „Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže 2017.-2026. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“ HOPS objavio 10. siječnja 2017. godine, nakon prethodno pribavljene suglasnosti HERA-e (Klasa: 310-02/16-01/494 Urbroj: 371-01/16-07) od 30. prosinca 2016. godine.

Plan razvoja za promatrano razdoblje bio je rezultat tadašnjih informacija i spoznaja vezanih za utjecajne faktore po očekivani pogon i razvoj prijenosne mreže, temeljem kojih je HOPS definirao potrebnu izgradnju prijenosne mreže imajući u vidu sigurnost opskrbe kupaca, potrebe tržišnih sudionika, zahtjeve za priključak novih korisnika mreže i povećanja priključne snage postojećih korisnika.

U nastavku je prikazan ovogodišnji novelirani desetogodišnji plan razvoja za razdoblje 2018. – 2027. godine, koji je rezultat najnovijih događanja u elektroenergetskom sektoru Republike Hrvatske (u daljnjem tekstu: RH) i spoznaja o faktorima utjecajnim na očekivani razvoj prijenosne mreže.

Sukladno prethodnom desetogodišnjem planu razvoja zadržan je tretman novih korisnika mreže na način da se u novi plan uključuju samo oni korisnici koji su s HOPS-om sklopili ugovor o priključenju. Ovaj desetogodišnji plan također obuhvaća zajedničke (susretne) objekte s HEP – ODS (TS 110/x kV) koji su usuglašeni između dva operatora, te je dogovoren način financiranja pojedinih dijelova tih postrojenja. Ovaj plan uključuje i detaljnu razradu po idućem jednogodišnjem i trogodišnjem razdoblju, odnosno objedinjeni su jednogodišnji, trogodišnji i desetogodišnji planovi razvoja, u skladu sa Zakonom o tržištu električne energije.

Plan razvoja je u najvećoj mogućoj mjeri usklađen s ENTSO-E TYNDP 2016 (Ten Year Network Development Plan), odnosno s prijedlogom novog TYNDP 2018, budući da je HOPS punopravni član ENTSO-E.

Prilikom provedenih analiza u obzir su uzete i uobičajene nesigurnosti koje se pojavljuju unutar EES RH kao što su varijabilan angažman HE ovisno o hidrološkim okolnostima, varijabilan angažman VE i ostalih OiE ovisno o trenutnim klimatskim okolnostima, kao i moguće varijacije opterećenja unutar sustava ovisno o godišnjem dobu (zima, ljeto) i dobu dana (dan, noć).

Prilikom izrade noveliranog plana razvoja HOPS je registrirao planove većeg broja korisnika mreže koji su u proteklom razdoblju podnijeli zahtjeve za priključak, sagledao način priključenja i eventualni utjecaj na razvoj prijenosne mreže, ali isti nisu aktivno uključeni u ovogodišnji plan razvoja budući da nije pokrenuta procedura sklapanja Ugovora o priključenju ili je sklapanje takvog ugovora još neizvjesno. Takvi (eventualni budući) korisnici prijenosne mreže su evidentirani u posebnom poglavlju ovog plana, a bit će aktivno uključeni u buduće planove kad se završi procedura sklapanja odgovarajućeg Ugovora o priključenju.

Predmetni desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže obuhvaća neophodnu revitalizaciju postojećih, kao i izgradnju novih objekata prijenosne mreže, od kojih je dio studijski istražen na razini studije predizvodljivosti, što znači da će se prije donošenja konačnih investicijskih odluka provoditi dodatna istraživanja njihove tehno-ekonomske opravdanosti izgradnje, te mogućnosti izgradnje s obzirom na prostorna, okolišna i druga ograničenja.

Ukupni troškovi razvoja i revitalizacije mreže procjenjeni su na temelju sadašnje razine jediničnih cijena visokonaponske opreme (dalekovodi, transformatorske stanice – polja, transformatori, sekundarna oprema, kompenzacijski uređaji i dr.), određenih temeljem javnih natječaja koje provodi HOPS i ponuda proizvođača opreme i/ili izvođača radova.

Ukupna ulaganja u razvoj prijenosne mreže u priloženom planu treba shvatiti kao maksimalnu vrijednost ulaganja koju će biti potrebno osigurati i prikupiti u slučaju potpunog ostvarenja svih ulaznih pretpostavki poput porasta opterećenja, te izgradnje i priključka svih prijavljenih korisnika. U stvarnosti neće doći do ostvarenja svih pretpostavki pa će potreban iznos financijskih sredstava biti manji, a realnija procjena moći će se dati pri svakoj narednoj novelaciji ovog desetogodišnjeg plana razvoja. Prilikom izrade plana razvoja HOPS se rukovodio kriterijima planiranja definiranim u Mrežnim pravilima prijenosnog sustava (NN 67/2017), te kriterijima planiranja definiranim od strane ENTSO-E u TYNDP 2016. godine:

- tehnička ocjena projekta: fleksibilnost i elastičnost predloženog rješenja,
- troškovi izvedbe projekta: minimalni,
- utjecaj na okoliš i sociološki aspekti: minimalni,
- sigurnost opskrbe: na zadovoljavajućoj razini, po mogućnosti što više,
- društvena korist i integracija EU tržišta električnom energijom: što veća,
- održivost projekta: smanjenje gubitaka prijenosa, minimiziranje emisija CO₂, integracija OiE.

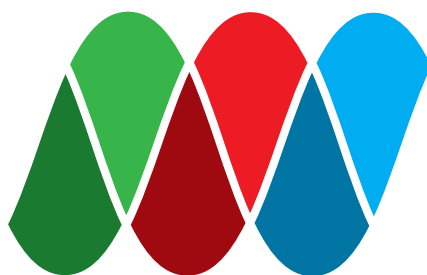
Važan aspekt pri analizi mogućih rješenja, odnosno projekata koji otklanjaju uočena ograničenja u prijenosnoj mreži, a koje je HOPS uzeo u obzir su i sve veći problemi radi imovinsko-pravnih odnosa na koridorima vodova, kao i sve veća okolišna ograničenja, što navodi na bolje iskorištenje postojećih trasa dalekovoda kao i iskorištenje trasa koje su već upisane u postojeće prostorne planove.

Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže podložan je budućim izmjenama s obzirom na nove spoznaje i informacije, eventualna prostorna i okolišna ograničenja, te druge utjecajne faktore.

Prilikom analiza pogona prijenosne mreže radi identifikacije objekata (investicija) koje je potrebno izgraditi u obzir je uzeto razdoblje duže od idućih deset godina kako bi se što šire mogla sagledati korist od izgradnje pojedinog objekta u razdoblju njegove životne dobi, no u konačnoj verziji plana uključeni su samo objekti čiju izgradnju treba minimalno započeti u razdoblju do 2027. godine.

1.

**TEMELJNE ODREDNICE
PRI IZRADI
DESETOGODIŠNJEG PLANA
RAZVOJA**



1. TEMELJNE ODREDNICE PRI IZRADI DESETOGODIŠNJEG PLANA RAZVOJA

1.1. STRATEŠKE ODREDNICE HOPS-A PRILIKOM PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE

Prilikom određivanja optimalnog razvoja prijenosne mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju nastojalo se zadovoljiti sljedeće osnovne principe:

- Postizanje zadovoljavajuće sigurnosti opskrbe kupaca na teritoriju RH.
- Postizanje zadovoljavajuće raspoloživosti i dostatnosti hrvatske prijenosne mreže za nesmetano odvijanje aktivnosti svih sudionika na tržištu električne energije (proizvođača, trgovaca i opskrbljivača, te drugih subjekata).
- Omogućavanje priključka novih korisnika na prijenosnu mrežu pod jednakim, transparentnim i ne diskriminirajućim uvjetima.
- Integracija obnovljivih izvora energije u prijenosni sustav, u cilju ispunjenja obaveza koje je RH preuzela ulaskom u EU.
- Definiranje konfiguracije prijenosne mreže u budućim vremenskim presjecima koja će biti dovoljno fleksibilna i elastična da omogući ispunjenje prethodno navedenih zahtjeva u što većem rasponu kretanja nesigurnih utjecajnih faktora.

Prethodno nabrojani principi (strateške odrednice) ispunit će se provođenjem sljedećih aktivnosti:

- Kontinuirana ulaganja u revitalizaciju, odnosno zamjene i rekonstrukcije, dotrajalih jedinica prijenosne mreže.
- Ulaganja u izgradnju novih jedinica mreže (vodovi, transformatori, ITC infrastruktura, uređaji za kompenzaciju reaktivne snage, uređaji za regulaciju aktivne snage i ostalo), temeljem kriterija propisanih u Mrežnim pravilima prijenosnog sustava, uz uvažavanje ekonomskih kriterija odnosno minimiziranje uloženih financijskih sredstava.
- Ulaganja u zahvate koji će omogućiti bolje iskorištavanje postojećih, odnosno izgradnju neophodnih novih, prekograničnih kapaciteta, koristeći naknade prikupljene kroz alokaciju prekograničnih kapaciteta (dražbe).
- Primjenu modernih tehnologija u prijenosu električne energije, kao što su visoko-temperaturni vodiči malog provjesa 2. generacije (HTLS vodiči) u revitalizaciji i povećanju prijenosne moći postojećih dalekovoda, ugradnja uređaja baziranih na energetskej elektronici (FACTS) ili regulacijskih konvencionalnih uređaja (VSR) za rješavanje problema previsokih napona u prijenosnoj mreži, ugradnja mrežnih transformatora s mogućnosti zakretanja faza (upravljanje tokovima djelatnih snaga), itd.
- Stalno unaprjeđenje i usavršavanje vlastitih kadrova zbog obaveznog aktivnog sudjelovanja u europskim procesima pod okriljem ENTSO-E, te sudjelovanja u ostalim međunarodnim organizacijama (CIGRE, IEEE, i dr.).

Kao najveće rizike u uspješnom ostvarenju prethodno nabrojanih strateških odrednica i planiranih aktivnosti HOPS identificira neizvjesna gospodarska kretanja u RH, prostorno-planska ograničenja i ekološke zahtjeve, nesigurnosti vezane za izgradnju novih proizvodnih postrojenja, te neizvjesnost stabilnog i dostatnog financiranja potrebnih aktivnosti.

1.2. SLJEDIVOST PLANOVA RAZVOJA

Izradi ovog desetogodišnjeg plana razvoja prethodile su brojne aktivnosti u izradi prethodnih planova, detaljnije pobrojane u trenutno važećem „Desetogodišnjem planu razvoja hrvatske prijenosne mreže 2017.-2026. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“, pri čemu je potrebno istaknuti posebne dodatne studije (primjerice studije razvoja zagrebačke i splitske prijenosne mreže, analiza potreba za ugradnjom energetskih transformatora s kosom regulacijom odnosno s mogućnosti upravljanja tokovima djelatne snage, analiza ugradnje kompenzacijskih uređaja, itd.).

Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže 2018.-2027. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje izrađen je na temelju prethodnog plana uzimajući u obzir sve rezultate provedenih novoizrađenih studija i analiza, te nastale promjene u prijenosnoj mreži.

Uvođenjem tržišnih odnosa u elektroenergetski sektor broj nepoznatih varijabli stanja pri planiranju razvoja prijenosne mreže ekstremno raste. Time je i budući pogon prijenosne mreže mnogo teže sagledati od trenutnog pogona, pri čemu je to sagledavanje to teže i manje vjerojatnije budućem stanju kako se produžava razdoblje planiranja. Možemo zaključiti da je budućnost povezana s nizom nesigurnosti u ulaznim podacima potrebnim za planiranje razvoja prijenosne mreže, pa samim time dolazi do značajnog rizika pri određivanju razvoja mreže. Stoga će HOPS redovito ažurirati desetogodišnje planove razvoja, te ih dostavljati HERA-i na odobrenje.

1.3. SCENARIJI PLANIRANJA

Nesigurnosti pri planiranju razvoja prijenosne mreže uzete su u obzir determinističkim više-scenarijskim analizama, sukladno Mrežnim pravilima prijenosnog sustava. Deterministički pristup planiranju provodi se analizom određenih mogućih pogonskih stanja u budućnosti, pri čemu su analizirana pogonska stanja definirana kroz različite scenarije ovisno o najutjecajnijim ulaznim varijablama.

Scenariji ispitani pri izradi ovog plana odnose se na vremenski presjek promatranja, različite razine opterećenja EES, izgradnju novih elektrana unutar sustava, angažiranost hidroelektrana, angažiranost intermitentnih izvora energije (OiE, prvenstveno VE), te pravce uvoza električne energije. Definirani su sljedeći scenariji planiranja:

a) obzirom na analizirano razdoblje (razdoblje izvođenja pojedinih investicija treba shvatiti uvjetno, odnosno dinamika njihove realizacije ovisi o utjecajnim faktorima poput porasta opterećenja, izgradnje elektrana, priključka novih korisnika na mrežu i drugog):

- 2018. – 2020. godina,
- 2021. – 2027. godina.

b) obzirom na opterećenje EES:

- godišnji maksimum opterećenja,
- ljetni maksimum opterećenja u promatranim godinama,
- zimski minimum opterećenja u promatranim godinama,
- godišnji (proljetni, ljetni) minimum opterećenja u promatranim godinama.

c) obzirom na plan izgradnje novih elektrana:

- prema sklopljenim ugovorima o priključenju,
- prema očekivanoj integraciji obnovljivih izvora energije u RH,

d) obzirom na hidrološka stanja tj. angažiranost hidroelektrana:

- stanje normalne hidrologije,
- stanje ekstremno vlažne hidrologije,
- stanje ekstremno suhe hidrologije,

e) obzirom na klimatske okolnosti i angažman VE:

- nizak angažman VE (0 MW),
- visok angažman VE ($0,8 P_{inst.}$ VE),

f) obzirom na pravce uvoza električne energije (snage):

- uvoz sa „sjevera“ preko Mađarske,
- uvoz iz BiH,
- uvoz s „istoka“ preko Srbije.

1.4. EKONOMSKA VALORIZACIJA

Ekonomska valorizacija odnosno promatranje odnosa između dobiti i troškova izgradnje objekta prijenosne mreže pruža važne informacije u procesu donošenja odluka o pokretanju investicija, ali i u procesu njihova odobravanja sa strane HERA-e. U dobit od investicija u prijenosnu mrežu uključena je procjena povećanja sigurnosti napajanja kroz smanjenje očekivanih troškova neisporučene električne energije, dobit od smanjenja gubitaka u mreži, te dobit od minimiziranja troškova preraspodjele proizvodnje elektrana u sustavu, odnosno tržišne cijene električne energije uslijed redispečinga. Troškovi za svaku pojedinačnu investiciju procijenjeni su na temelju jediničnih cijena visokonaponske opreme i postrojenja. Detaljne ekonomske analize provode se u studijama izvodljivosti za objekte prikazane u ovom planu.

1.5. REVITALIZACIJE

U razdoblju do 2027. godine treba revitalizirati određeni broj objekata, jedinica, uređaja i komponenti u prijenosnoj mreži budući da će isti premašiti svoj životni vijek. Pod revitalizacijom podrazumijevamo aktivnosti na zamjenama pojedinih jedinica/uređaja/ komponenti u prijenosnoj mreži kako bi se očuvala njihova tehnička funkcionalnost. Ovaj plan sadrži prijedlog revitalizacije kapitalnih objekata prijenosne mreže, nadzemnih vodova, kabela i transformatorskih stanica, za koje je potrebno uložiti znatna financijska sredstva u narednom desetljeću.

1.6. PLAN PROSTORNOG UREĐENJA

Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne koristi se kao podloga za upis postojećih i planiranih visokonaponskih objekata i postrojenja u prostorno planske dokumente. To znači da su se nakon detekcije određenih mogućih poremećaja u prijenosnoj mreži pokušavala analizirati ona rješenja koja su u skladu s važećim Programom prostornog uređenja. U slučaju kada takva rješenja nisu postojala, odnosno ukoliko nisu bila zadovoljavajuća, predlagala su se neka druga izvan Programa prostornog uređenja, te je isto istaknuto.

Takav pristup je opravdan, budući da ovaj plan razvoja prijenosne mreže i treba poslužiti kao neophodna podloga za izradu novog Programa prostornog uređenja RH u koji treba uključiti nove objekte i trase vodova kako su predloženi ovim planom. Osim toga, za određeni broj vodova koji će biti neosporno nužni ne postoje ucrtane trase u prostorne planove. Prilikom izrade novog plana prostornog uređenja na razini RH treba zadržati sve trase vodova (i lokacije TS i RP) ucrtane u važeći prostorni plan bez obzira na rezultate ovog desetogodišnjeg plana razvoja hrvatske prijenosne mreže (budućnost nosi mnogo nesigurnosti pa se HOPS ne odriče rezerviranih koridora i lokacija).

1.7. PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE I ZAKONSKA REGULATIVA

Uvažavajući činjenicu da su visokonaponski objekti i postrojenja prijenosne mreže značajni objekti elektroenergetske infrastrukture, za koje je zakonom utvrđen javni interes (članak. 4. Zakona o energiji), a za koje lokacijsku i/ili građevinsku dozvolu izdaje Ministarstvo graditeljstva i prostornog uređenja, u cilju pripremnih aktivnosti na realizaciji izgradnje visokonaponskih objekata i postrojenja (dalekovoda i transformatorskih stanica) potrebno je kroz više različitih pokrenutih upravnih postupaka dokazati opravdanost izgradnje predmetne građevine u prostoru, u skladu s važećim zakonima o gradnji, zakonima o prostornom uređenju i ostalom važećom zakonskom regulativom koja se odnosi na problematiku pripreme izgradnje i izgradnje ovakve vrste elektroenergetskih građevina.

1.8. PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE I ZAŠTITA OKOLIŠA

Temeljem Zakona o zaštiti okoliša (NN 80/2013, 153/2013, 78/2015), Zakona o zaštiti prirode (NN 80/2013) i Uredbe o procjeni utjecaja zahvata na okoliš (NN 61/2014, 3/2017), HOPS je, kada nastupa u svojstvu investitora za dalekovode i transformatorske stanice nazivnog napona 220 kV i 400 kV, obavezan provesti Procjenu utjecaja na okoliš u upravnom postupku pri Ministarstvu nadležnom za zaštitu okoliša i prirode. Nakon izvršene Procjene utjecaja na okoliš i odgovarajućeg rješenja nadležnog Ministarstva ostvaruje se pravo pokretanja postupka ishođenja lokacijske dozvole i nastavka aktivnosti realizacije projekta.

Za dalekovode nazivnog napona 110 kV koji se dijelom trase zaštićenog pojasa (koridora) nalaze u prostoru Ekološke mreže RH „(Natura 2000), kroz postupak lokacijske dozvole koji vodi ili Ministarstvo prostornog uređenja i graditeljstva ili upravno tijelo u Županiji, od nadležnih tijela (Državna uprava za zaštitu prirode ili odgovarajuće županijsko tijelo) traži se mišljenje o uvjetima građenja i eksploatacije u tom području, te propisivanje zaštitnih mjera ako je potrebno poduzeti.

1.9. NOVE TEHNOLOGIJE

Novе tehnologije u izgradnji prijenosne mreže je poželjno primijeniti radi poboljšanja tehničkih karakteristika mreže, ako je to ekonomski opravdano. U pojedinim slučajevima će radi prostornih ograničenja i problema u pronalaženju novih trasa za vodove biti potrebno primijeniti i skuplja rješenja, no isto ne treba biti pravilo već izbor samo u slučaju nepremostivih poteškoća vezanih za okoliš, odnosno pridobivanje potrebnih dozvola.

Uvođenje novih tehnologija vezanih za primjenu visoko-temperaturnih vodiča malog provjesa 2. generacije (HTLS vodiči) u revitalizaciji i povećanju prijenosne moći postojećih dalekovoda je već provedeno u praksi (primjerice zamjena vodiča na DV 110 kV Sinj-Dugopolje-Meterize u 2016. godini, DV 110 kV Meterize-Dujmovača-Vrboran u tijeku u 2017. godini) i posebice planiranju razvoja (desetak dalekovoda nazivnog napona 110 kV i 220 kV u narednih 5 godina), pri čemu se za svaki planirani zahvat provela odgovarajuća tehno-ekonomska analiza koja je dokazala željeni konačni efekt, a to je povećanje prijenosne moći nekog koridora uz ekonomsku opravdanost primjene (s aspekta investicijskih troškova i gubitaka), te osiguranja (n-1) kriterija u pogonu prijenosne mreže.

Isti pristup vrijedi i za primjenu ostalih modernih tehnologija u prijenosu električne energije, kao što su ugradnja uređaja baziranih na energetskej elektronici (FACTS) i varijabilnih prigušnica (VSR) za rješavanje problema previsokih napona u prijenosnoj mreži (primjerice SINCRO.GRID projekt), ugradnja mrežnih transformatora s mogućnosti zakretanja faza (upravljanje tokovima djelatnih snaga), uvođenje tehnologije za povećanje prijenosne moći postojećih vodova (dynamic thermal rating - DTR), kojima se prijenosna moć vodova povećava s obzirom na realne uvjete okoline i otklanjaju zagušenja u

mreži uz značajnu odgodu novih investicija ili revitalizacija, primjena novih generacija visokonaponske opreme i ICT tehnologija u objektima prijenosne mreže, itd.

1.10. UVJETOVANOST PLANA I UTJECAJI

Plan investicija prikazan ovim dokumentom treba shvatiti kao uvjetan, odnosno neće sve investicije trebati poduzimati do naznačenih vremenskih presjeka, ovisno o realizaciji nekih polaznih pretpostavki u budućnosti na temelju kojih je plan sastavljen. Tako na primjer neće trebati graditi vod 2x220 kV Plomin – Melina ako se ne realizira izgradnja TE Plomin C, niti će trebati graditi ostale priključne vodove za nove elektrane i TS 110/x kV ako se iste ne izgrade.

Izvođenje nekih investicija može otkazati ili odgoditi izvođenje drugih investicija za kasniji vremenski presjek.

Najznačajniji faktori koji mogu utjecati na dodatnu neplaniranu izgradnju prijenosne mreže su sljedeći:

- izgradnja novih elektrana na lokacijama koje nisu sagledane ovim planom zbog nedostatka/manjkavosti (ograničene dostupnosti) ulaznih podataka ili promjene planova tržišnih sudionika,
- priključak novih kupaca koji nisu sagledani ovim planom zbog nedostatka/manjkavosti (ograničene dostupnosti) ulaznih podataka,
- značajno odstupanje u porastu opterećenja EES na razini prijenosne mreže, odnosno prenesene električne energije, od scenarija analiziranih u ovom planu,
- scenariji izgradnje vjetroelektrana i ostalih OiE unutar EES Hrvatske različiti od onih analiziranih u ovom planu,
- razvoj tržišta električne energije na nacionalnoj, regionalnoj i paneuropskoj razini uključujući integraciju tržišta,
- budući regulatorni zahtjevi,
- značajnije promjene u razvoju susjednih EES-ova (na primjer moguća izgradnja novih elektrana u okruženju, novih interkonekcija i slično).

1.11. DISTRIBUIRANA PROIZVODNJA I ENERGETSKA UČINKOVITOST

Energetska politika EU potiče izgradnju obnovljivih izvora energije, od kojih se velik dio priključuje na distribucijsku mrežu (solarni sustavi, manje elektrane na biomasu, mHE, manje VE i slično). Trenutno u RH postoji velik interes za izgradnju OiE koji će se priključiti na distribucijsku i prijenosnu mrežu, prvenstveno vjetroelektrane, sunčane elektrane, elektrane na biomasu ili bioplin, te kogeneracijske elektrane. Intenzitet njihove izgradnje i ukupna veličina ovisit će o energetskej politici države i iznosima subvencija za njihovu proizvodnju.

Promatrajući distribuirane izvore električne energije zajedno s učincima politike energetske efikasnosti, može se očekivati smanjenje opterećenja (potrošnje) preko pojedinih čvorišta 110 kV mreže, a time i do posljedično smanjenih opterećenja pojedinih visokonaponskih vodova. Ovaj plan uzima u obzir trenutnu razinu integracije OiE, te buduće projekte izgradnje VE i ostalih OiE predviđenog priključka na pretežito prijenosnu mrežu, pa će u budućim novelacijama plana razvoja trebati uzimati u obzir, te analizirati učinak distribuiranih izvora i smanjenja potrošnje radi mjera na provođenju energetske efikasnosti.

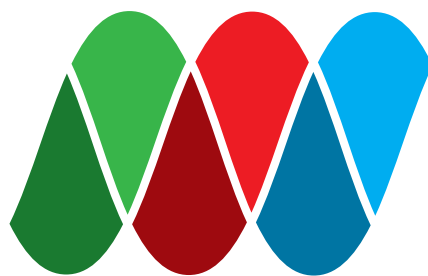
U ovom trenutku nije moguće predvidjeti intenzitet izgradnje manjih OiE, pa time ni utjecaj na opterećenja pojedinih čvorišta 110 kV mreže, pa je stoga ovaj plan sastavljen na temelju zabilježenih opterećenja 110 kV čvorišta bez značajnije integracije distribuirane proizvodnje i utjecaja mjera energetske efikasnosti.

1.12. PLAN IZGRADNJE ZAJEDNIČKIH (SUSRETNIH) OBJEKATA TS 110/X KV

Tijekom pripremnog razdoblja za izradu ovog plana HOPS i HEP – ODS usuglasili su sve zajedničke (susretne) objekte koji trebaju biti uključeni u ovaj plan. Kod priključka novih TS 110/x kV usuglašeno je da je HOPS investitor u izgradnju 110 kV postrojenja i priključka na mrežu 110 kV, te transformatora 110/35 kV u slučaju njihove ugradnje, dok je HEP – ODS investitor u srednjenaponska postrojenja, te u transformatore 110/10(20) kV. Usuglašeni zajednički (susretni) objekti i planirana dinamika njihove izgradnje prikazani su u nastavku ovog plana.

2.

**TEHNIČKE
KARAKTERISTIKE
POSTOJEĆE HRVATSKE
PRIJENOSNE MREŽE**

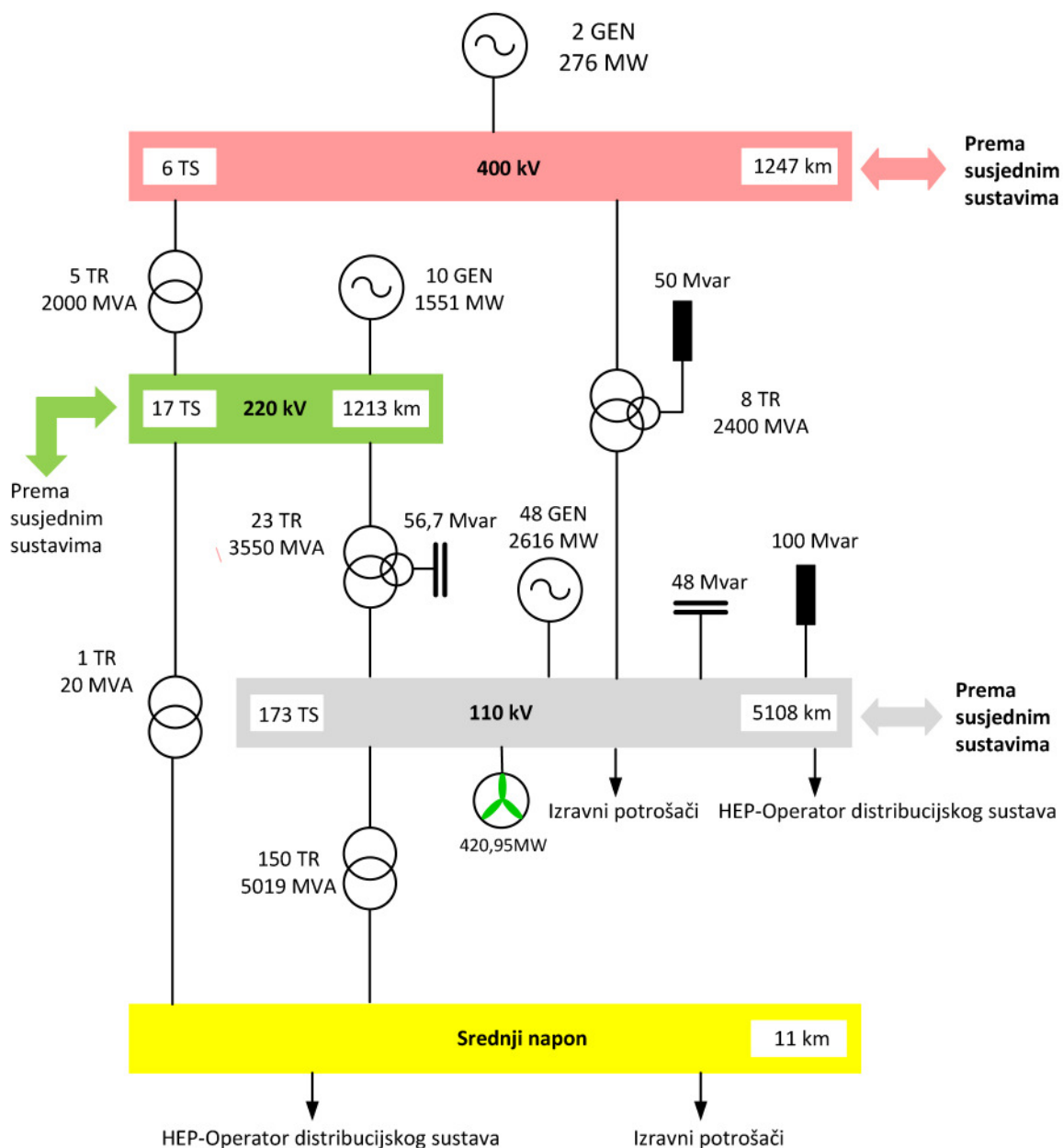


2. TEHNIČKE KARAKTERISTIKE POSTOJEĆE HRVATSKE PRIJENOSNE MREŽE

2.1. OSNOVNI TEHNIČKI POKAZATELJI

Hrvatski je prijenosni sustav danas (stanje krajem 2016. godine) umrežen u ukupno 6 postrojenja 400 kV razine, te u ukupno 17 postrojenja 220 kV razine - slika 2.1.

Na 110 kV naponskoj razini priključeno je ukupno 174 RP 110 kV i TS 110/x kV.



Slika 2.1. Tehnički pokazatelji hrvatskog EES-a po naponskim razinama - stanje krajem 2016. godine

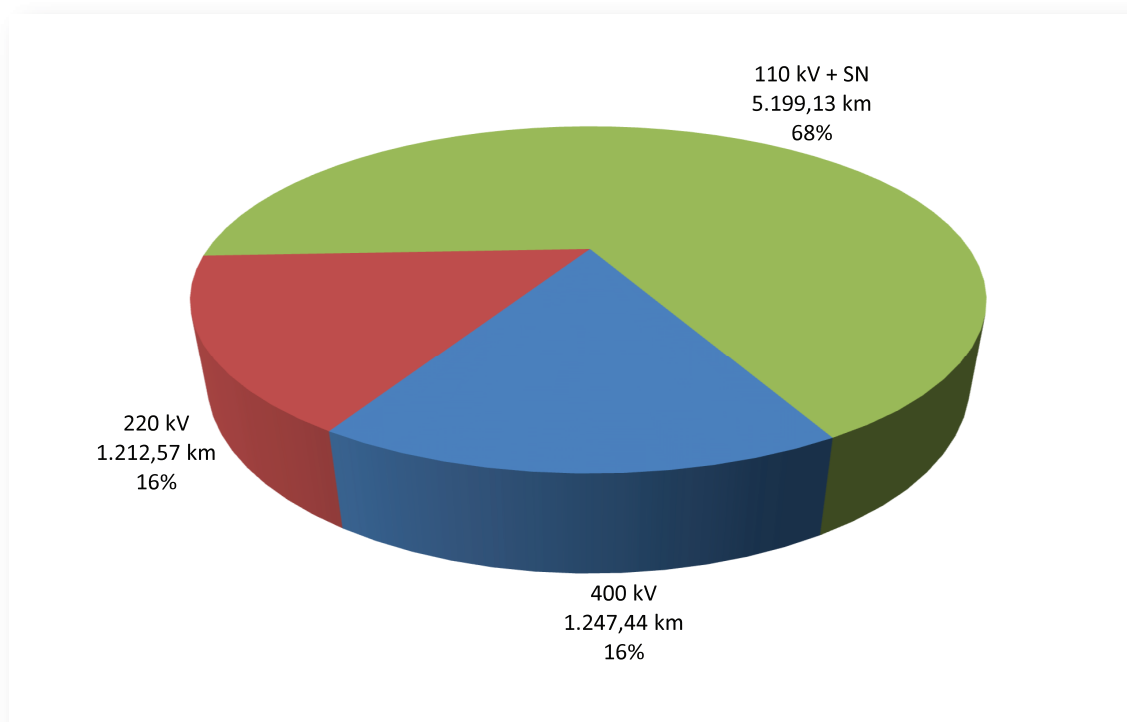
Hrvatski elektroenergetski sustav povezan je naponskim razinama 400 kV, 220 kV i 110 kV sa sustavima susjednih zemalja. Dalekovodima 400 kV naponske razine (ukupno sedam DV od čega su tri dvostruka, a četiri jednostruka) povezan je elektroenergetski sustav RH sa sustavima:

- Bosne i Hercegovine (DV 400 kV Ernestinovo - Ugljevik i DV 400 kV Konjsko - Mostar),
- Srbije (DV 400 kV Ernestinovo – Sremska Mitrovica 2),
- Mađarske (DV 2x400 kV Žerjavinec – Heviz, DV 2x400 kV Ernestinovo – Pecs) i
- Slovenije (DV 2x400 kV Tumbri – Krško, DV 400 kV Melina – Divača).

Prijenosna mreža 400 kV RH nije upetljana na teritoriju države, već se prostire od njenog istočnog dijela (Ernestinovo), preko sjeverozapadnog (Zagreb) do zapadnog (Rijeka) i južnog (Split) dijela (slika 2.4.). Od proizvodnih postrojenja na 400 kV mrežu priključena je jedino RHE Velebit.

Interkonekcijska povezanost hrvatskog sustava sa susjednim članicama ENTSO-E ostvarena je i s 8 dalekovoda 220 kV. Također, hrvatski sustav je umrežen s okruženjem i na 110 kV razini (ukupno 18 dalekovoda u trajnom ili povremenom pogonu). Dobra povezanost sa susjednim sustavima omogućava značajnije izvoze, uvoze i tranzite električne energije preko prijenosne mreže, te svrstava RH u važnu poveznicu elektroenergetskih sustava srednje i jugoistočne Europe.

U hrvatskom prijenosnom sustavu (stanje koncem 2016. godine) u vlasništvu HOPS-a je bilo 7.579 km visokonaponske mreže 400 kV, 220 kV i 110 kV (slika 2.2). Također u vlasništvu HOPS-a je i 110 kV dalekovod do TS Livno koja je smještena u BIH.



Slika 2.2. Udjeli prijenosnih dalekovoda u pogonu u vlasništvu HOPS-a, po naponskim razinama u hrvatskom EES-u – stanje kraj 2016. godine

HOPS je postao vlasnikom svih elektroenergetskih prijenosnih objekata 110, 220 i 400 kV u Republici Hrvatskoj temeljem odgovarajuće odluke Trgovačkog suda u Zagrebu od 03.07.2013. o povećanju temeljnog kapitala društva, sukladno izabranom ITO modelu u Hrvatskoj elektroprivredi d.d. u procesu usklađivanja elektroenergetskog sektora sa Zakonom o tržištu električne energije i Trećim paketom EU energetske direktive, odnosno sukladno Načelima razgraničenja djelatnosti proizvodnje, prijenosa i distribucije električne energije koje je donijela Uprava HEP-a d.d. dana 07.03.2013. godine.

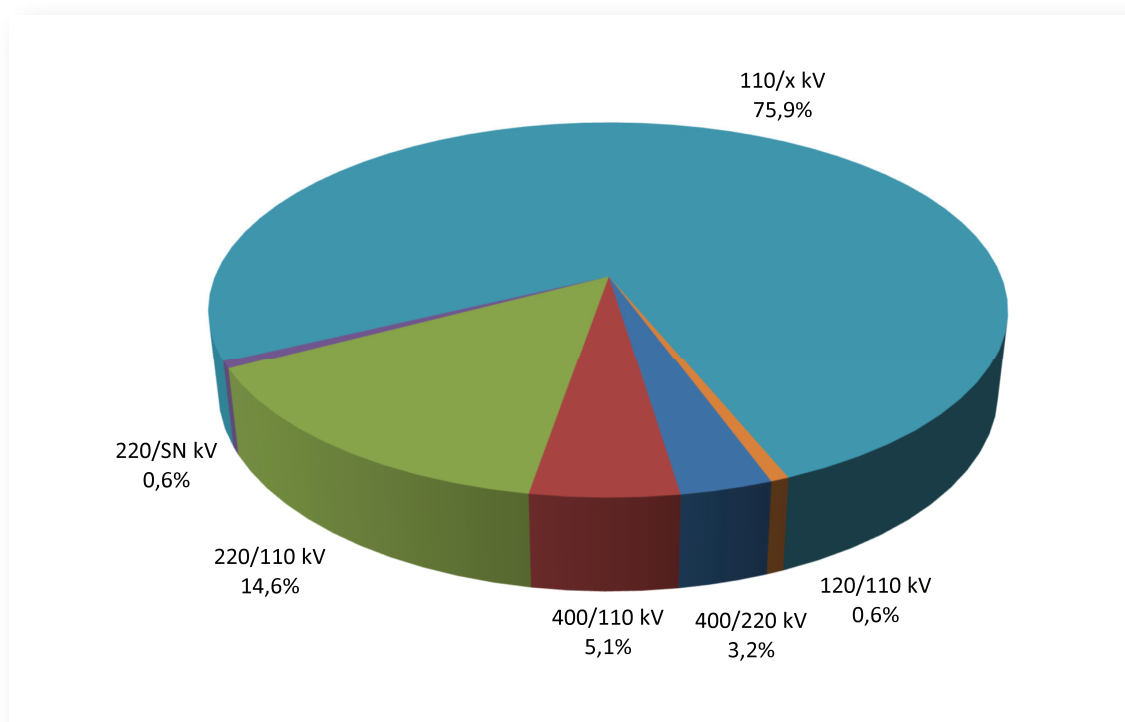
Za hrvatski prijenosni sustav karakteristična je visoka instalirana snaga u VN transformaciji. Pojedinačne snage instaliranih transformatora iznose:

- 400 MVA (400/220 kV), 300 MVA (400/110 kV),
- 150 MVA (220/110 kV),
- 63 MVA, 40 MVA, 31.5 MVA, 20 MVA, 16 MVA (110/x kV).

Slika 2.3 prikazuje udjele broja pojedinih transformacija u ukupnom broju transformatorskih stanica u RH u vlasništvu HOPS-a. Transformatori su dijelom izvedeni kao tronamotni, pri čemu se tercijar u pravilu ne koristi za prijenos električne energije. Svi energetske transformatori 400/x kV i 220/x kV izvedeni su kao regulacijski; kod transformatora 220/110 kV pod teretom, a pojedini transformatori 400/110 kV imaju mogućnost vršenja regulacije ili u beznaponskom stanju ili pod teretom. Regulacijske sklopke su uglavnom smještene na primarnim stranama s mogućnošću promjene prijenosnog omjera u opsegu od $\pm 2 \times 2,5 \%$ ili $12 \times 1,25 \%$ (400/110 kV), te $\pm 12 \times 1,25 \%$ (220/110 kV), a regulira se napon sekundarne strane.

Transformator 400/220 kV u TS 400/220/110 kV Žerjavinec i transformator 220/110 kV u TS 220/110/35 kV Senj imaju ugrađenu mogućnost regulacije kuta/djelatne snage. TS 400/110 kV Ernestinovo opremljena je s dva regulacijska transformatora 400/110 kV.

Transformacija 120/110 kV instalirana je u TS Donji Miholjac (80 MVA; 1999. godina), a tereti se samo kad je potrebno interventno napajanje po vodu Donji Miholjac-Siklos (HU; 120 kV).



Slika 2.3. Udjele broja pojedinih transformacija u ukupnom broju transformatorskih stanica u hrvatskom EES-u (samo transformatori u vlasništvu HOPS-a)

Prijenosna mreža 400 kV, 220 kV i 110 kV Hrvatske (stanje krajem 2016. godine) prikazana je na slici 2.4. Prijenosna mreža dovoljno je izgrađena da omogući značajne razmjene (prvenstveno uvoz) sa susjednim EES-ovima. Značajne količine energije, sa zadovoljavajućom sigurnošću, uvoze se iz smjera EES Slovenije (NE Krško), EES BiH te iz smjera Mađarske.

Transakcije na tržištu električne energije i moguće razmjene između pojedinih zemalja jugoistočne Europe, te središnje i zapadne Europe (prvenstveno Italije kao električnom energijom izrazito deficitarne zemlje), dovode do novih okolnosti u pogonu prijenosne mreže RH. Značajan tehnički problem u prijenosnoj mreži vezan je za slabe mogućnosti regulacije napona i jalove snage prvenstveno na mreži 400 kV i 220 kV.

Pregled ostvarenja elektroenergetske bilance hrvatskog prijenosnog sustava 2016. godine prikazan je tablicom 2.1. u nastavku.

Tablica 2.1. Pregled ostvarenja elektroenergetske bilance hrvatskog prijenosnog sustava (2016. godina)

R.B.	Elektroenergetska bilanca	Energija [GWh]
1	Isporuka elektrana u prijenosnu mrežu	10.431
2	Ulaz u Hrvatsku	12.397
3 (1+2)	Ukupna dobava	22.827
4	Izlaz iz Hrvatske	6.054
5 (3-4)	Ukupna potrošnja na prijenosnoj mreži	16.773
6	Isporuka krajnjim kupcima na prijenosnoj mreži	641
7	Crpni rad	290
8	Potrošnja VE iz prijenosne mreže	4
9	Gubici u prijenosnoj mreži	510
10	Isporuka distribuciji	15.328
11 (min(2,4))	Tranzit	6.054

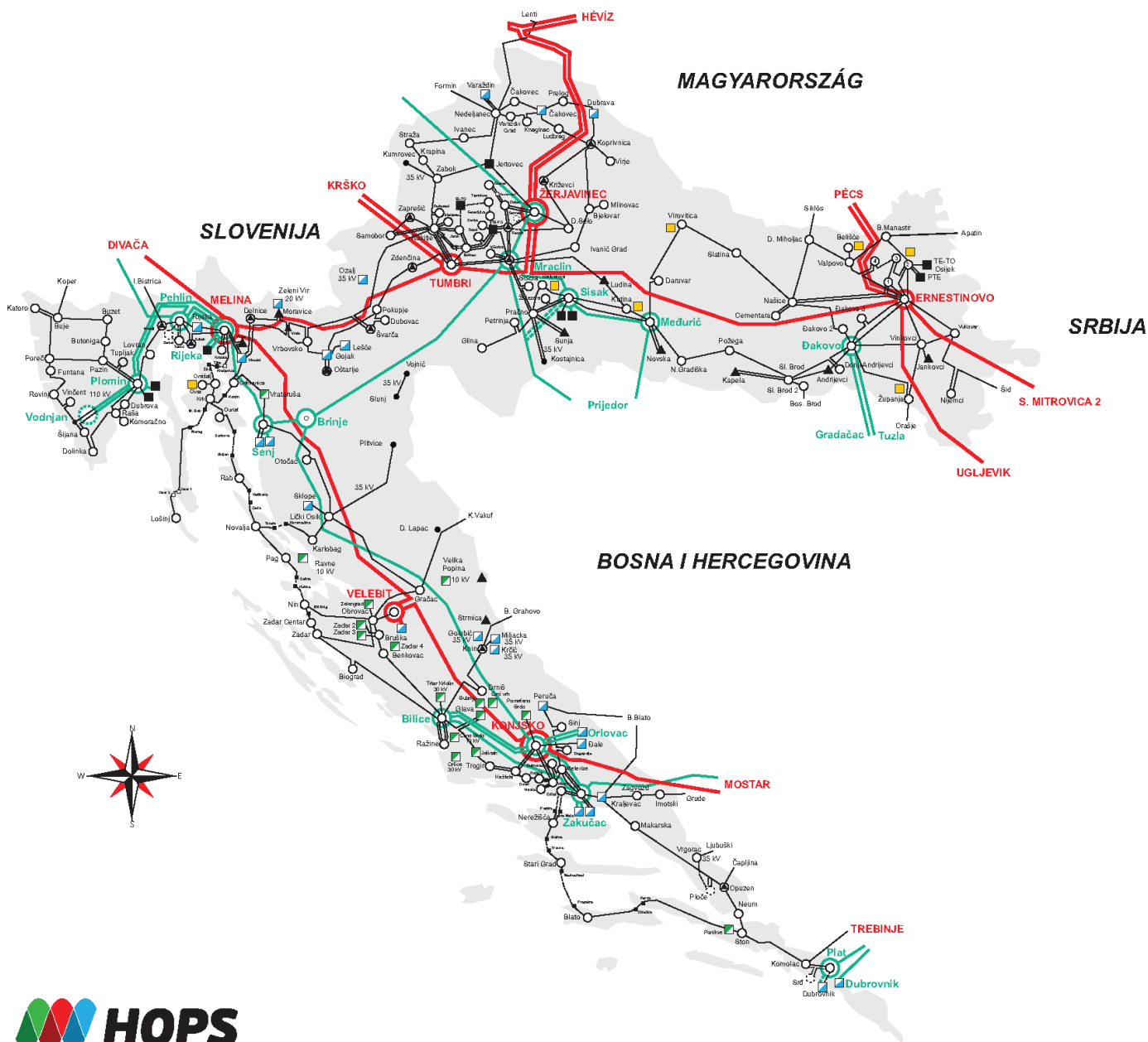
Gubici električne energije ostvareni u prijenosnoj mreži zadnjih godina prikazani su u tablici 2.2 i slikom 2.5.

Tablica 2.2. Gubici električne energije (GWh) u prijenosnoj mreži RH

Godina	Konzum prijenosa (GWh)	Tranzit (GWh)	Gubici prijenosa (GWh)	Gubici prijenosa (%)
2001.	13459	5351	629	3,23
2002.	13772	5467	670	3,36
2003.	14558	4973	660	3,27
2004.	15095	6395	587	2,66
2005.	15752	9424	560	2,18
2006.	16201	7593	544	2,24
2007.	16708	5525	547	2,40
2008.	17117	5667	484	2,08
2009.	17307	5682	511	2,10
2010.	16832	7683	598	2,38
2011.	17703	6308	514	2,17
2012.	17518	5568	462	2,04
2013.	16624	6762	483	2,07
2014.	16196	6227	430	1,92
2015.	16831	5532	507	2,23
2016.	16773	6054	510	2,23



HRVATSKA PRIJENOSNA MREŽA

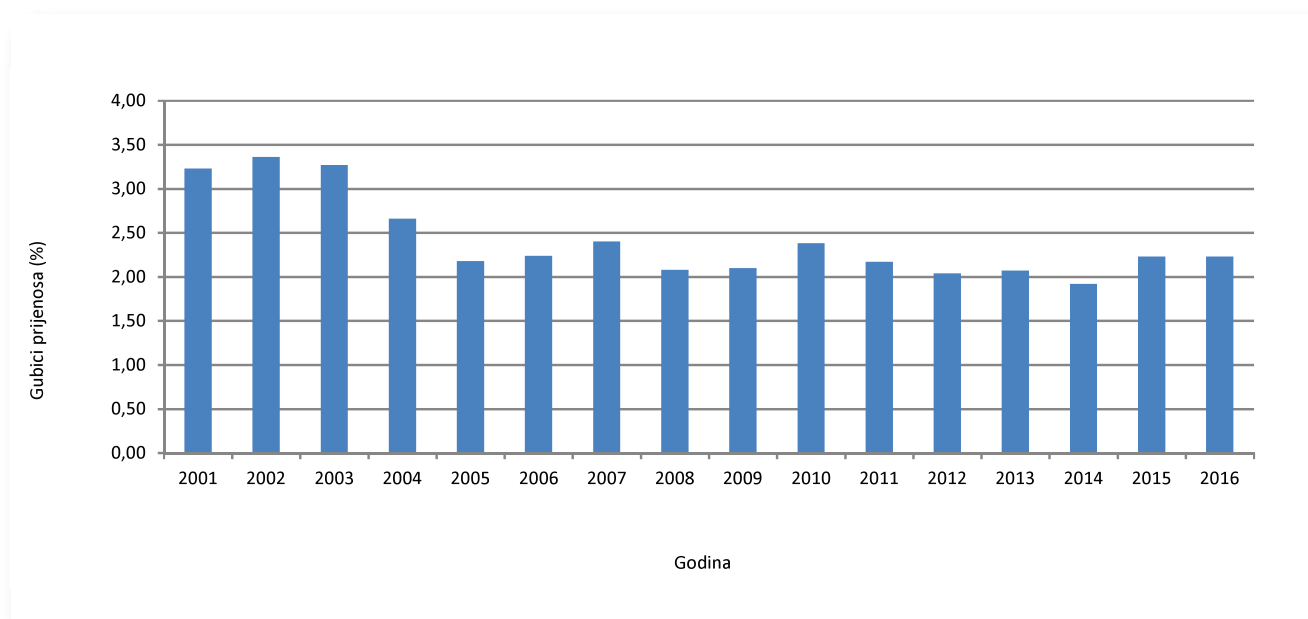


Legenda:

- 400 kV dvostruki nadzemni vod
- 400 kV nadzemni vod
- 220 kV dvostruki nadzemni vod
- 220 kV planirani dvostruki nadzemni vod
- 220 kV planirani vod
- 220 kV nadzemni vod
- 110 kV nadzemni
- 110 kV dvostruki nadzemni vod
- 110 kV kabel
- 110 kV kombinirani vod
- 110 kV planirani vod
- ⊙ 400 / 220 / 110 kV
- ⊙ 400 / 110 kV
- ⊙ 220 / 110 kV
- ⊙ 220 / 35 kV
- ⊙ 220 / x kV u izgradnji
- ⊙ 110 / x kV
- ⊙ 110/ TS+EVP
- ⊙ 110/ TS(EVP U IZGRADNJI)
- ⊙ 110 / x kV U IZGRADNJI
- ⊙ 35 / x kV
- ▲ EVP
- TE
- HE
- VE
- Industrijsko postrojenje
- Kabelačka kućica
- Kabelaško postrojenje

Slika 2.4. Prijenosna mreža 110-220-400 kV Hrvatske, stanje krajem 2016. godine





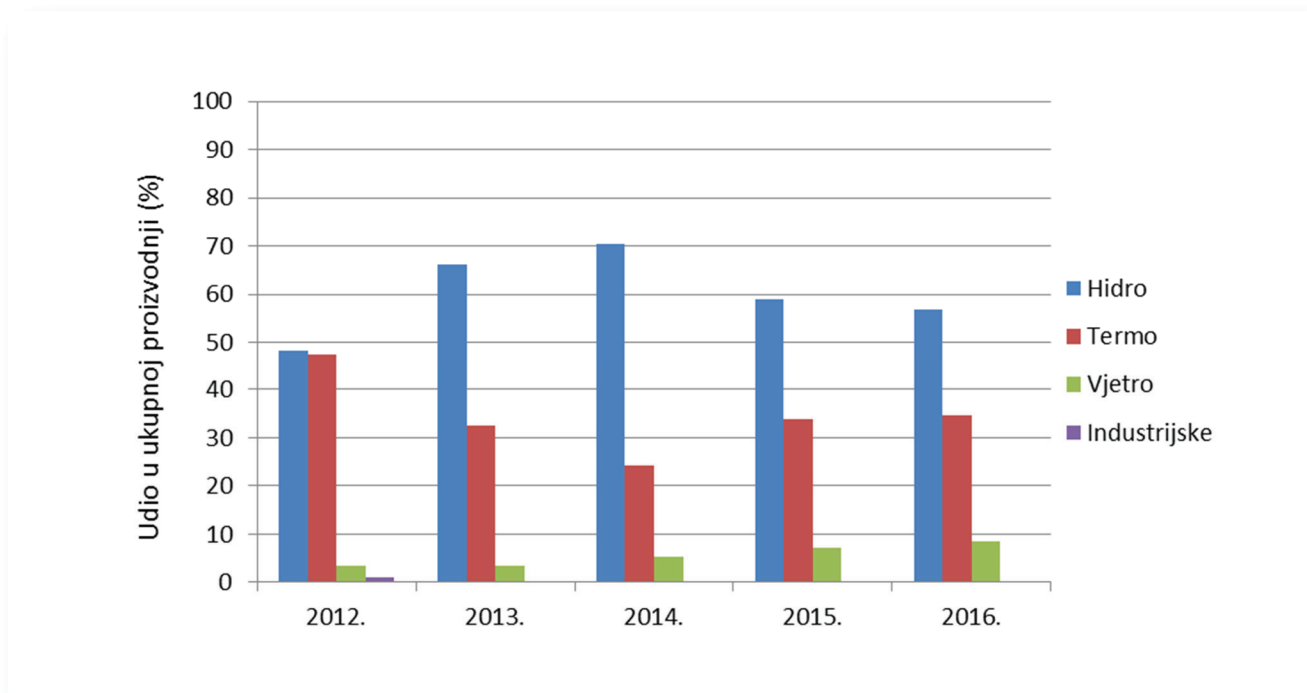
Slika 2.5. Gubici električne energije (%) u prijenosnoj mreži RH

2.2 OSNOVNI POKAZATELJI PROIZVODNJE I KONZUMA PRIKLJUČENIH NA PRIJENOSNU MREŽU

Struktura proizvodnje hrvatskih elektrana u razdoblju 2012. – 2016. prikazana je slikom 2.6. Od 5055,05 MW instalirane snage u elektranama hrvatskog sustava (HE – 2136,4 MW; TE – 1993,6 MW; Industrijske elektrane – 212 MW; VE – 443,35 MW, bez NE Krško, distribuirani izvori – 269,7 MW) stanje priključenosti po naponskim razinama je sljedeće: samo 6% snage elektrana priključeno je na 400 kV razinu, 38% na 220 kV razini, 51% na 110 kV razini i 5% na srednjenaponskoj razini (slika 2.7). S obzirom na brojnost agregata po naponskim razinama, zastupljenost na 110 kV razini je još izraženija - 1% na 400 kV, 6% na 220 kV i 93% na 110 kV.

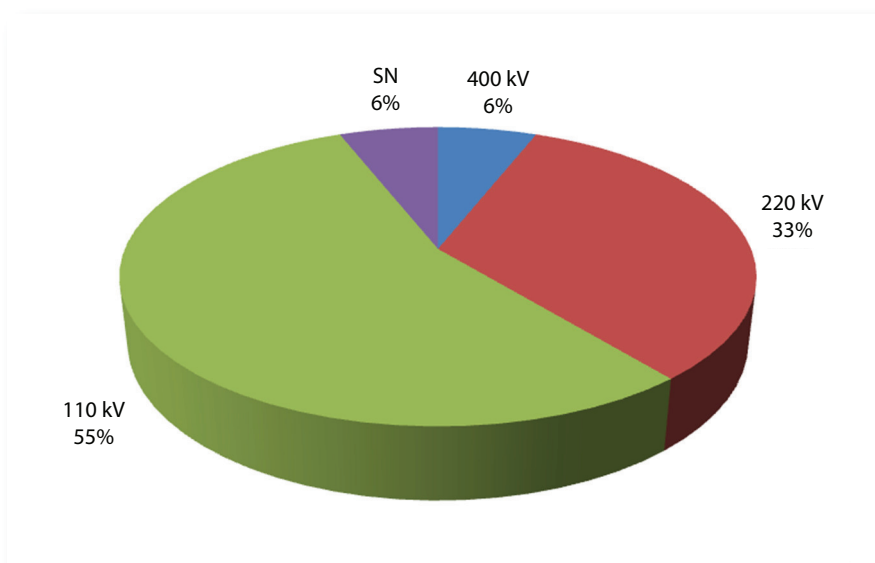
Tablica 2.3. Udjeli u proizvodnji pojedinih tipova elektrana (%)

Godina	Udio u ukupnoj proizvodnji (%)			
	Hidro	Termo	Vjetro	Industrijske
2012.	48,2	47,5	3,32	0,98
2013.	66,1	32,5	3,35	0,002
2014.	70,5	24,2	5,3	0,001
2015.	58,9	33,8	7,2	0,001
2016.	56,8	34,7	8,5	0,002



Slika 2.6. Udio proizvodnje (% od ukupne domaće proizvodnje) pojedinih tipova hrvatskih elektrana u razdoblju 2012. – 2016.

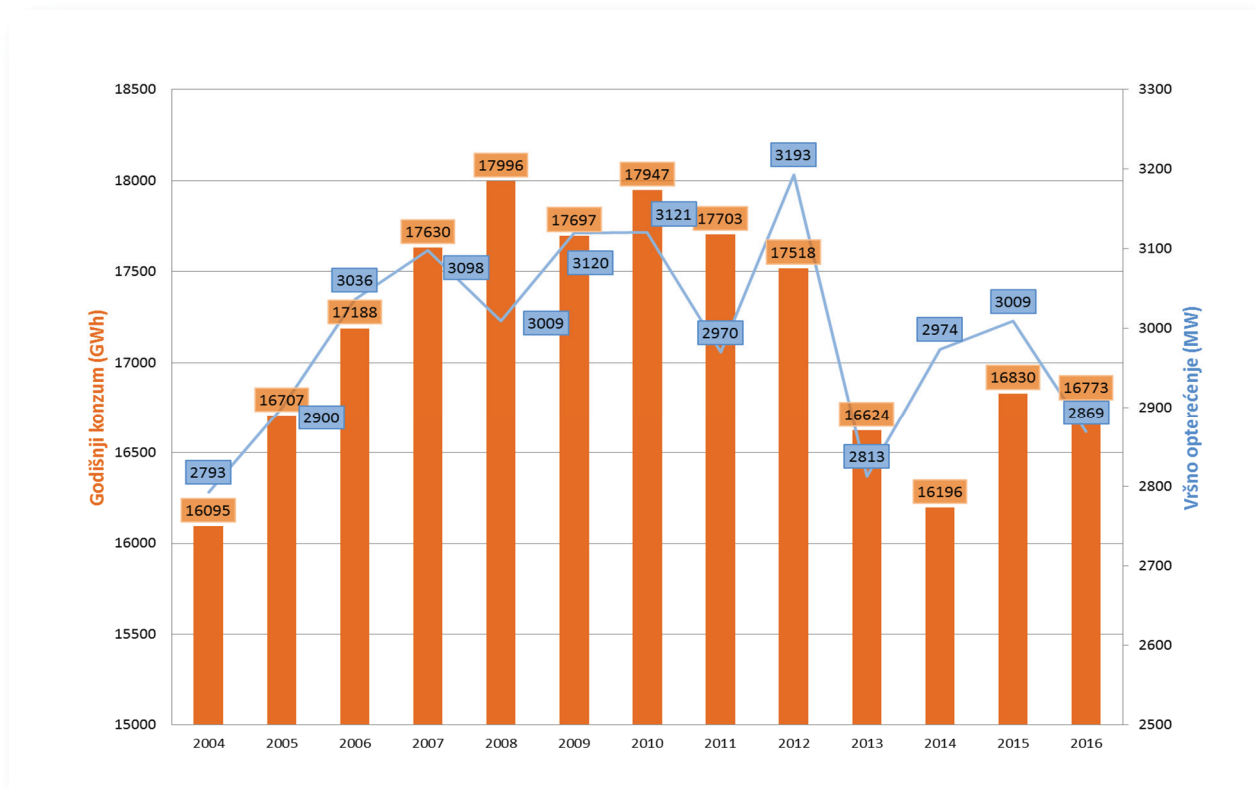
U prijenosnoj mreži RH nema većih problema s plasmanom proizvodnje elektrana osim u predhavarijskim pogonskim uvjetima (uz veći broj prijenosnih objekata van pogona). Osim elektrana na području Hrvatske, jedan tržišni sudionik raspolaže još s polovicom instalirane snage NE Krško (348 MW) u Sloveniji.



Slika 2.7. Priključak elektrana u hrvatskom EES-u po naponskim razinama (udjeli s obzirom na ukupnu instaliranu snagu elektrana)

Kretanje godišnjeg konzuma i vršnog opterećenja hrvatskog EES-a prikazano je na slici 2.8., a usporedba minimalnog i maksimalnog opterećenja sustava u razdoblju 2004. – 2016. godine na slici 2.9.

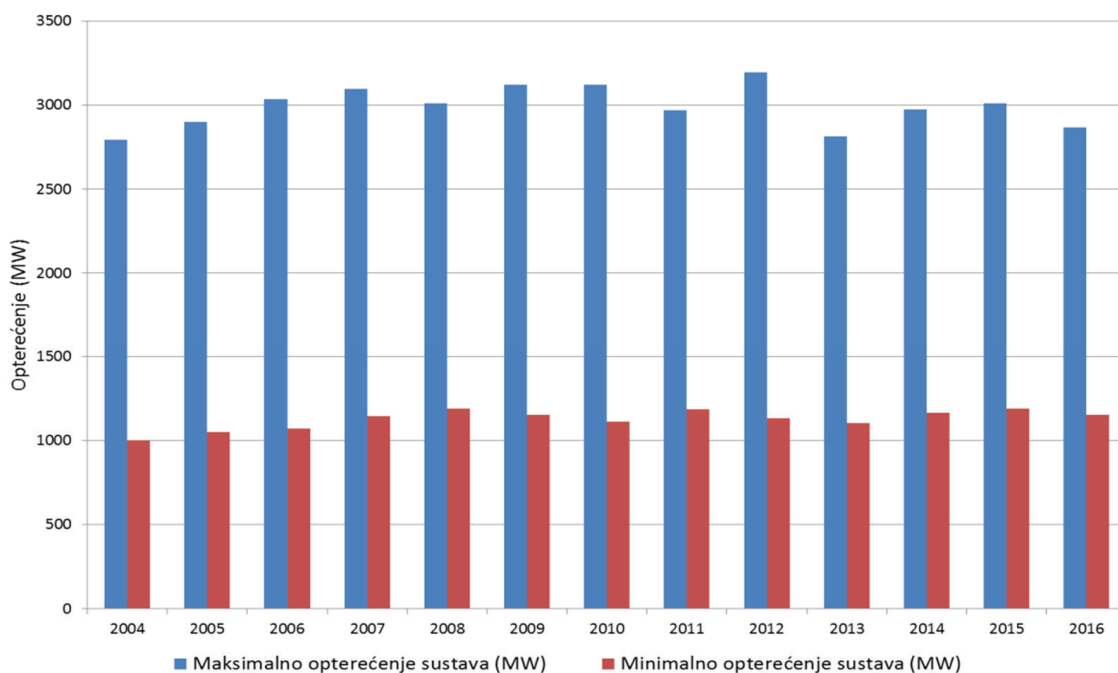
Unutar elektroenergetskog sustava Hrvatske postižu se vršna opterećenja u iznosu do 3200 MW. Najveća opterećenja zabilježena su najčešće u prosincu i siječnju, između 18 i 20 sati. Očita je značajna ovisnost trenutnog opterećenja hrvatskog EES o vanjskim temperaturama, budući da velik broj kupaca koristi električnu energiju za grijanje prostora.



Slika 2.8. Godišnji konzum i maksimalno opterećenje hrvatskog EES-a

U posljednje vrijeme raste i ljetna potrošnja odnosno ljetno maksimalno opterećenje sustava radi ubrzane ugradnje klima uređaja i potrošnje električne energije za hlađenje prostora – primjerice maksimalne godišnje potrošnje zabilježene su 2015. i 2016. godine upravo ljeti, u mjesecu srpnju. Pojava vršnog opterećenja u predvečernjim satima upućuje na značajnu potrošnju električne energije u kućanstvima.

Odnos minimalnog i vršnog opterećenja hrvatskog EES kreće se u rasponu od 0,3 do 0,4, dok je odnos minimalnog i maksimalnog dnevnog opterećenja oko 0,45. Minimalna godišnja opterećenja bilježe se uglavnom u kasnom proljeću (svibanj, lipanj), dok se minimalna dnevna opterećenja događaju u ranim jutarnjim satima (3 – 6 ujutro).

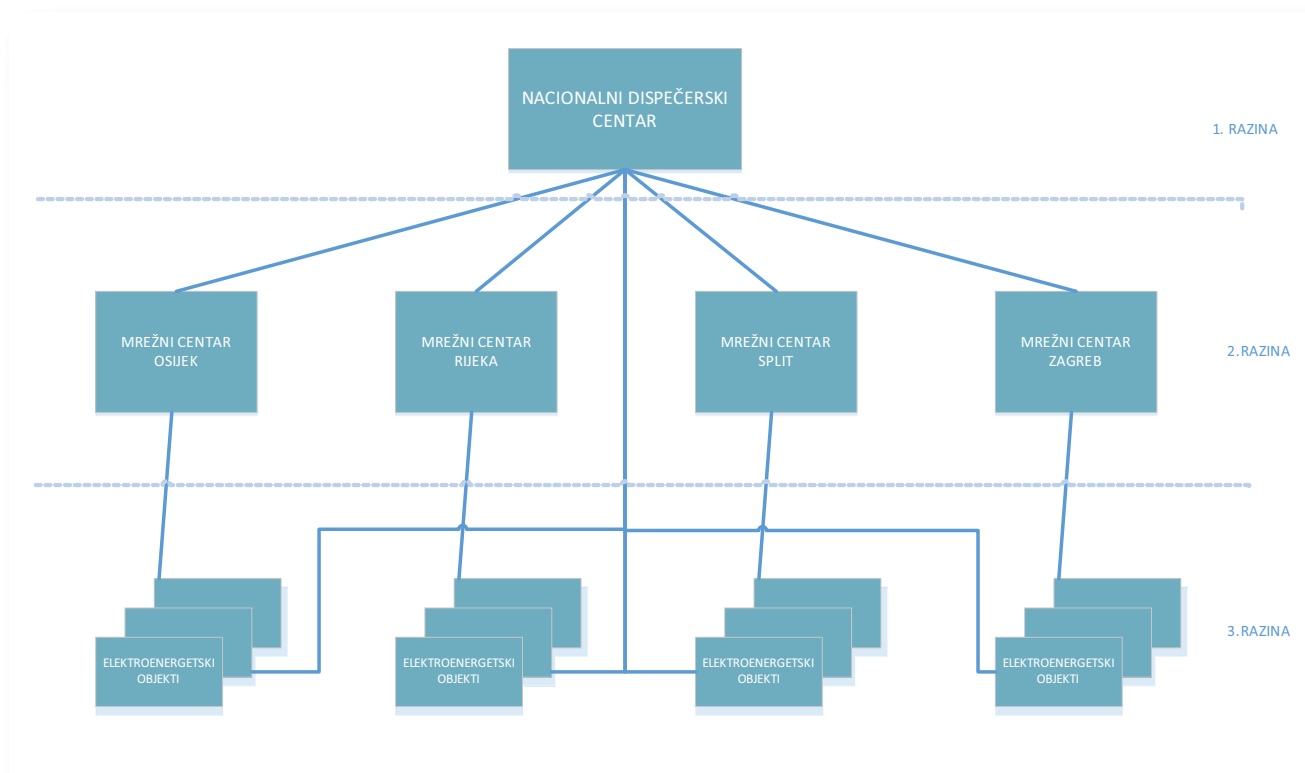


Slika 2.9. Usporedba minimalnog i maksimalnog opterećenja (MWh/h) hrvatskog EES-a

2.3. SUSTAV VOĐENJA ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA I PRATEĆA ICT INFRASTRUKTURA

HOPS je odgovoran i za vođenje cjelokupnog elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske, a u tu svrhu izgrađen je i u funkciji je procesni informacijski sustav koji se sastoji (slika 2.10) od:

- nacionalnog dispečerskog centra (NDC-a),
- četiri mrežna centra (MC-a),
- daljinskih stanica i staničnih računala u elektroenergetskim objektima.



Slika 2.10. Model vođenja elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske

Nacionalni dispečerski centar u Zagrebu nadležan je za vođenje hrvatskog elektroenergetskog sustava kao cjeline te za koordinaciju rada s elektroenergetskim sustavima susjednih država i ENTSO-E. Mrežni centri nadležni su za nadzor i vođenje područne prijenosne mreže 110 kV u svojim prijenosnim područjima, te za obavljanje ostalih funkcija i analiza značajnih za siguran rad područnog elektroenergetskog sustava.

Izgradnja i razvoj mrežnih centara, odnosno kompletnog ICT sustava, uključivo sve sekundarne sustave u transformatorskim stanicama i rasklopnim postrojenjima mora omogućiti sigurno vođenje cijelog elektroenergetskog sustava i djelovanje tržišta električnom energijom.

U sustavu daljinskog vođenja trenutno se nalazi više od 97 % transformatorskih stanica i rasklopnih postrojenja prijenosne mreže, s tendencijom uključenja svih objekata u sustav u sljedećem razdoblju.

2.4. POMOĆNE USLUGE I REGULACIJSKE MOGUĆNOSTI HRVATSKOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA

2.4.1. Regulacija snage i frekvencije

Regulacijske mogućnosti unutar hrvatskog EES-a su ograničene, ponajprije zbog hidrološke ovisnosti, a zatim i zbog starosti, te strukture proizvodnih postrojenja.

Potrebne rezerve primarne, sekundarne i tercijarne P/f regulacije unutar hrvatskog EES određena su pravilima rada ENTSO-E, te iznose ± 10 MW rezerve primarne regulacije, do ± 83 MW rezerve sekundarne regulacije, te 256 MW/-51 MW rezerve tercijarne regulacije. Posljednja vrijednost određena je trilateralnim sporazumom ELES, NOS BiH i HOPS-a, čime je sa strane HOPS-a oslobođen dio rezerve tercijarne regulacije (do 50 MW) koji je bio održavan radi pokrivanja ispada najveće proizvodne jedinice u sustavu.

Klasične termoelektrane, elektrane-toplane te kombi blokovi unutar hrvatskog EES niti su tehnički koncipirani niti namijenjeni za interventne ulaske u pogon iz hladnog stanja, te ih je moguće koristiti samo u sklopu spore rotirajuće tercijarne rezerve. Brza, sekundarna ili minutna tercijarna rezerva, angažira se unutar 15 min i stoga je u hrvatskom EES-u pružaju isključivo raspoložive hidroelektrane i interventne plinske elektrane KTE Jertovec i PTE Osijek.

Hidroelektrane imaju mogućnost vrlo brzog puštanja u pogon od trenutka davanja naloga do maksimalne snage. KTE Jertovec i PTE Osijek namijenjene su za interventne ulaske u pogon te ih je moguće teretiti do pune snage u vremenu od 20 minuta, ne ulazeći pri tom u problematiku ekonomske naravi (visoki troškovi proizvodnje ovih dviju TE). Ukupna snaga koju je moguće interventno angažirati u postojećim elektranama u okvirima tercijarne P/f regulacije ovisi o nizu faktora, prvenstveno o trenutnom pogonskom stanju koje je definirano s raspoloživosti elektrana, hidrološkim okolnostima, opterećenju EES, te bilanci sustava (programiranim razmjenama).

Utjecaj gornjih parametara na regulacijske sposobnosti unutar EES je vrlo značajan. Kod nižih opterećenja EES, te kod značajnijeg uvoza električne energije manje je domaćih elektrana u pogonu pa su i ukupne regulacijske sposobnosti unutar sustava manje. Što su hidrološke okolnosti nepovoljnije manje je raspoložive snage u hidroelektranama koje imaju mogućnost brzog puštanja u pogon i brze promjene tereta. Različiti vozni redovi elektrana utječu na ukupne regulacijske sposobnosti unutar sustava budući da različite elektrane imaju različite karakteristike u pogledu P/f regulacije.

Ukupna rezerva primarne P/f regulacije unutar EES ovisi o elektranama koje su u pogonu za promatrano pogonsko stanje, te njihovim angažiranim snagama, pa je nije moguće točno i jednoznačno odrediti. U sustav automatske sekundarne P/f regulacije unutar hrvatskog EES-a uključene su tri hidroelektrane: HE Zakučac, HE Senj, te HE Vinodol.

Ukupna regulacijska rezerva hidroelektrana koje sudjeluju u sekundarnoj regulaciji u hrvatskom EES-u iznosi ± 191 MW (ukupno 382 MW). Tolika snaga sekundarne regulacije bi teoretski bila na raspolaganju samo pod pretpostavkom ukoliko bi sve tri hidroelektrane bile u pogonu s radnim točkama na sredini regulacijskog opsega, te s dovoljnim količinama vode, što je u praksi teško ostvarivo. Realno mogući iznos snage sekundarne regulacije u praksi odstupa od maksimalne vrijednosti ovisno o tome koje su elektrane u pogonu i radnoj točki svakog agregata. Pogon razmatranih hidroelektrana ovisi i o dobu dana, pa su HE Zakučac i HE Senj noću uglavnom izvan pogona, što znači da u sekundarnoj regulaciji tada može sudjelovati samo HE Vinodol što ograničava snagu sekundarne regulacije noću samo na teoretski maksimalnih 90 MW, odnosno do ± 45 MW.

Trenutna snaga sekundarne regulacije ovisi i o hidrologiji, odnosno promatranom godišnjem dobu. Zbog velikih dotoka vode HE Senj zimi radi na maksimalnoj snazi te ne sudjeluje u sekundarnoj regulaciji, koju tad osiguravaju samo HE Zakučac i HE Vinodol.

U slučaju velikih dotoka na slivu rijeke Cetine, HE Zakučac je također angažirana s maksimalnom snagom na sva četiri agregata te ne sudjeluje u sekundarnoj regulaciji. Ljeti u situaciji loših hidroloških okolnosti raspoloživa snaga sekundarne regulacije može biti izrazito niska ako nema dovoljno vode za pogon agregata HE Zakučac.

Ograničenost regulacijske rezerve unutar hrvatskog EES od strane HOPS-a prepoznata je kao glavna poteškoća integraciji većeg broja vjetroelektrana u sustav, kao i ostalih intermitentnih izvora energije. Ova problematika opisana je detaljnije u poglavlju 8.

2.4.2. Regulacija napona i jalove snage u EES

Regulacija napona i jalove snage u hrvatskom EES-u izvodi se generatorima, transformatorima i kompenzacijskim uređajima (kondenzatorske baterije i prigušnice priključene ili izravno na 110 kV mrežu ili na tercijare nekih transformatora 400/110 kV i 220/110 kV). Priključak generatora uglavnom na 220 kV i 110 kV naponske razine nije povoljan za osiguravanje zadovoljavajućeg naponskog profila zbog nedostatne podrške jalovom snagom na 400 kV mreži. U cilju saniranja povišenih naponskih prilika u 400 kV mreži koristi se RHE Velebit u kompenzacijskom režimu rada uz određenu financijsku naknadu od strane HOPS-a.

Sistemska regulacija napona i jalove snage u hrvatskom EES-u je ručnog karaktera. Zahtjev za dodatnom proizvodnjom jalove snage ili regulacijom napona određenih proizvodnih jedinica uobičajeno se izdaje usmeno tijekom pogona. Nedostaci takvog načina regulacije napona i jalove snage mogu se dugoročno kvalitetno riješiti uvođenjem koordinirane sistemske regulacije napona. Pri tome treba napomenuti da za EES Hrvatske nije opravdano uvođenje tro-stupanjskog koncepta hijerarhijske regulacije napona (primarna, sekundarna, tercijarna), zbog veličine EES-a i značajki pogona.

Zbog velikih varijacija iznosa napona prvenstveno u mrežama 400 kV i 220 kV, HOPS planira u razdoblju do 2021. godine primjenu modernih tehnologija ugradnjom uređaja baziranih na energetskej elektronici (SVC, FACTS) i regulacijske konvencionalne uređaje (VSR), koji će omogućiti dinamičku i kontinuiranu regulaciju iznosa napona u cjelokupnoj prijenosnoj mreži. Temeljem prethodnih studijskih istraživanja na razini studije izvodljivosti u okviru SINCRO.GRID projekta utvrđena je potreba izgradnje kompenzacijskih postrojenja snaga 250 Mvar u TS Konjsko, 200 Mvar u TS Melina i 100 Mvar u TS Mraclin (ukupno 550 Mvar), s priključkom na mrežu 220 kV radi manjih očekivanih gubitaka i investicija u odnosu na priključak na mrežu 400 kV. S obzirom na tipove postrojenja prednost je data SVC izvedbi u TS Konjsko, te VSR u TS Melina i TS Mraclin.

U svrhu dobivanja financijskih sredstava za projekt SINCRO.GRID iz odgovarajućih fondova EU (CEF fond), HOPS je zajedno sa slovenskim operatorom prijenosnog sustava (ELES) i operatorima distribucijskih sustava Hrvatske i Slovenije (HEP-ODS i SODO) pokrenuo navedeni projekt, kojega je najvažniji dio upravo ugradnja kompenzacijskih uređaja u prijenosnoj mreži obje države, s primjenom smart-grid tehnologije u oba prijenosna sustava, uspješno ga nominirao za PCI listu EU te dobio suglasnost EC za financiranje ovog projekta u iznosu od 51 % ukupnih sredstava, odnosno ukupno 40,5 milijuna Eur. Odgovarajući ugovor o darovnici s EU sklopljen je u svibnju 2017. godine, a ugovor o međusobnim odnosima svih partnera (promotora) na projektu sredinom srpnja 2017. godine. Detaljnije je ovaj projekt prikazan kasnije u ovom planu.

Pored koordinirane planske regulacije napona u svrhu ujednačenja naponskog profila u EES-u, u vođenje hrvatskog EES-a potrebno je uvažavati i ekonomsku komponentu kako bi se minimizirali gubici prijenosa.

2.4.3. Ostale pomoćne usluge

Pomoćne usluge beznaponskog (crnog) starta, sposobnosti otočnog rada i rada elektrane na vlastitu potrošnju HOPS-u pružaju pojedine elektrane unutar sustava temeljem bilateralnih godišnjih ugovora između HOPS i HEP – Proizvodnje.

Interes HOPS-a je da se u budućnosti stvore pretpostavke mogućnosti pružanja pojedinih pomoćnih usluga i od strane ostalih tržišnih sudionika, pogotovo u pogledu brze tercijarne regulacije snage i frekvencije, a izgradnjom novih proizvodnih postrojenja i sekundarne P/f regulacije.

2.5. STAROST I ŽIVOTNI VIJEK OPREME U HRVATSKOJ PRIJENOSNOJ MREŽI

Oprema i uređaji (komponente i jedinice) u prijenosnoj mreži troše se tijekom korištenja uz adekvatno održavanje i zadržavaju svoje tehničke osobine tijekom životnog vijeka. Pouzdanost komponenti i promatranih jedinica VN postrojenja direktno ovisi o starosti, načinu korištenja i održavanju. Svaka komponenta koja čini promatranu jedinicu ima svoj vlastiti životni vijek, ali zbog pojednostavljenja obično se primjenjuju generički brojčani podaci o starenju skupina istovrsnih komponenti, elemenata postrojenja i vodova. Pretpostavlja se da će većina ugrađenih VN komponenti u prijenosnoj mreži kvantitativno (energetski) i kvalitativno (funkcionalno) ispunjavati svoju namjenu u prijenosu električne energije sve do kraja svog životnog vijeka uz propisano održavanje (periodički pregled, redovno održavanje, revizija, remont).

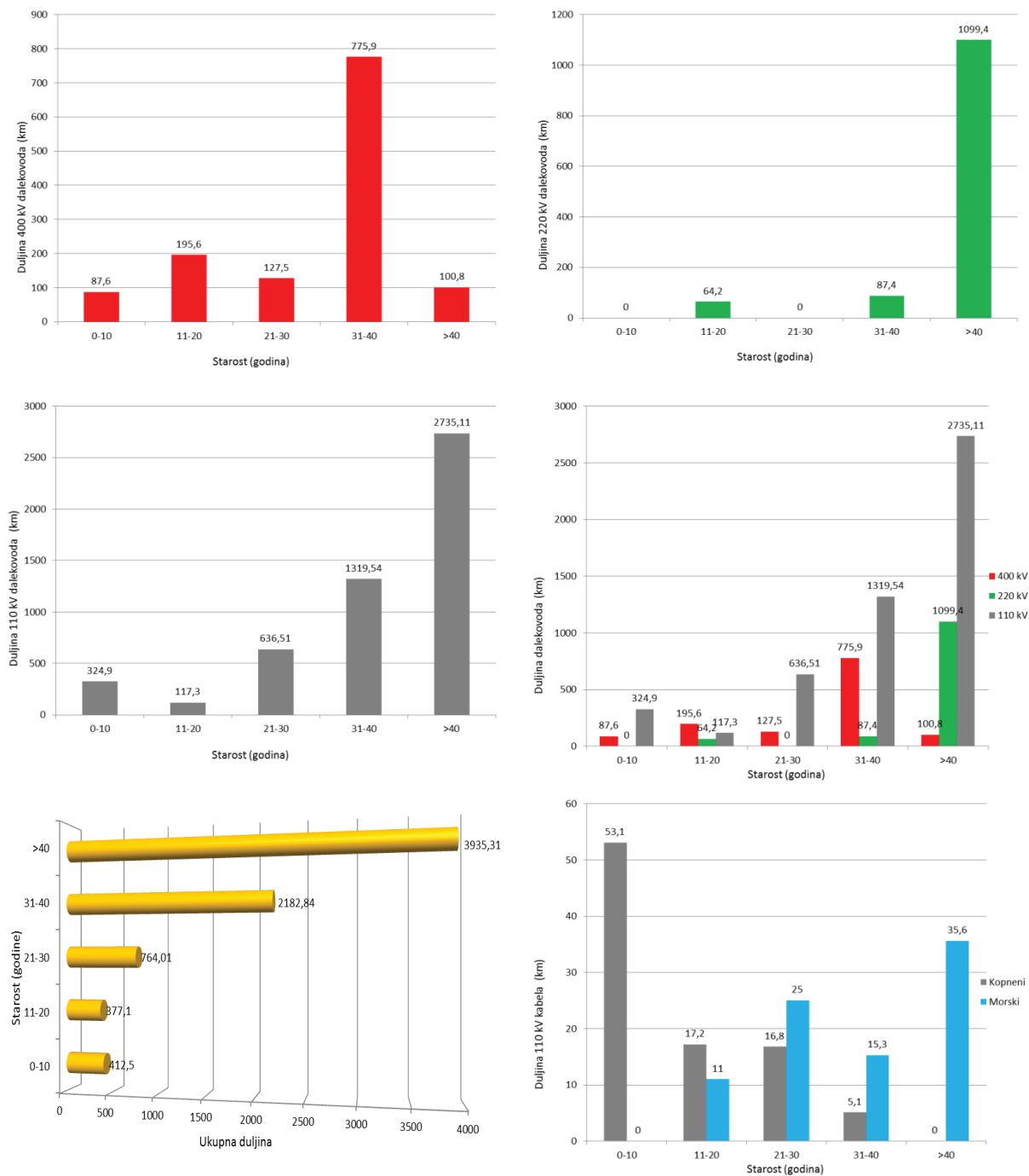
Starost primarne opreme i uvjeti pogona su osnovni parametri koji utječu na troškove redovnog i interventnog održavanja, jer je starija oprema osjetljivija na kvarove. Za stariju opremu nabava rezervnih dijelova je uglavnom otežana i u pravilu su troškovi održavanja veći. Većina nadzemnih vodova (110 kV i 220 kV) su u pogonu od šezdesetih godina prošlog stoljeća, a u pogonu ima i vodova iz četrdesetih godina prošlog stoljeća. Prosječni životni vijek VN opreme i građevina u hrvatskoj prijenosnoj mreži prikazan je u tablici 2.4. Stvarni životni vijek pojedine opreme može biti manji ili veći od iskazanih prosječnih vrijednosti, što prije svega ovisi o održavanju i uvjetima pogona.

Tablica 2.4. Životni vijek VN opreme i građevina u prijenosnoj mreži

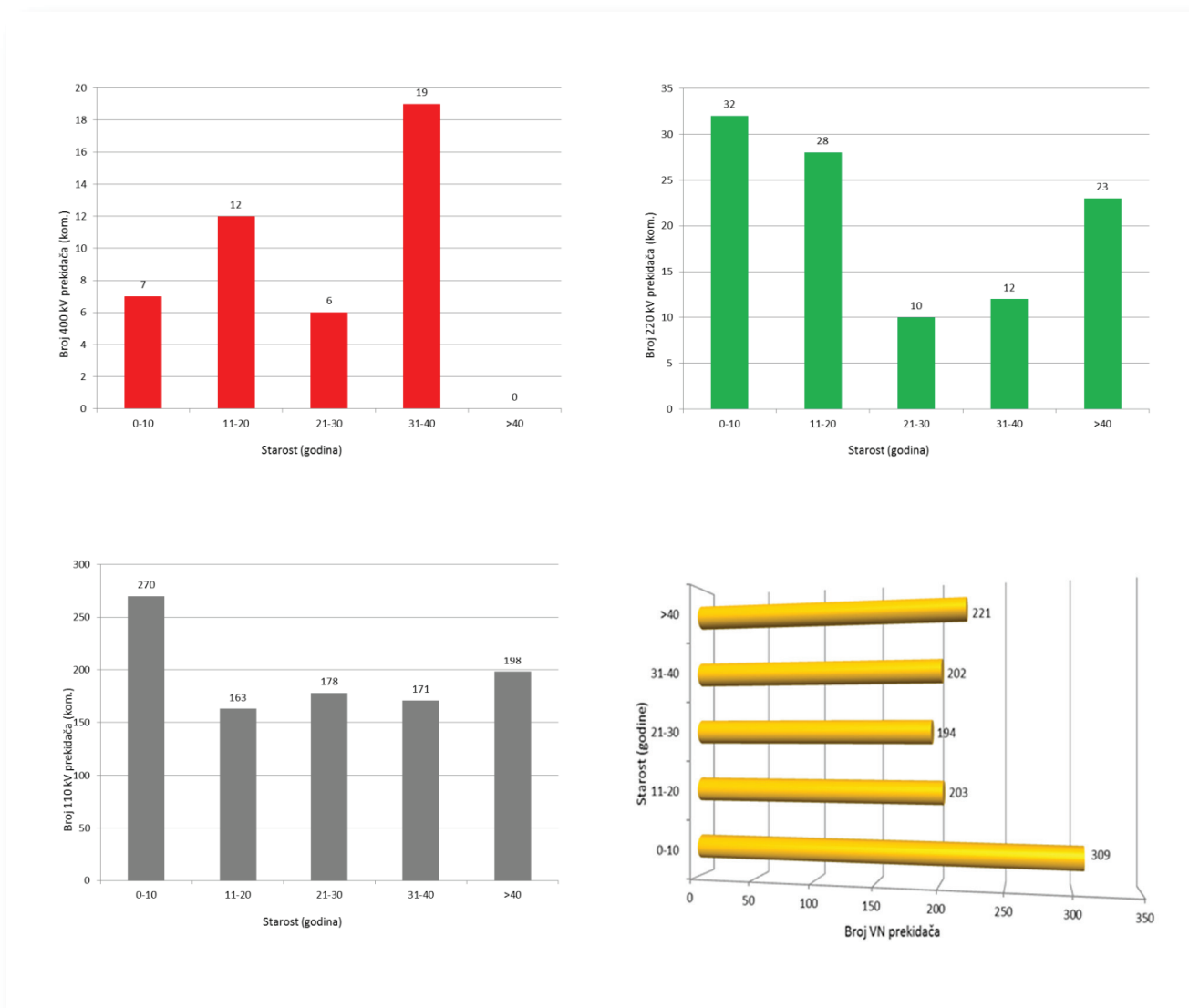
Elementi prijenosne mreže	Očekivani životni vijek	Napomena
VN polja (primarna oprema)	33	prekidači, SMT, NMT, rastavljači, odvodnici
Energetski transformatori	40	različitos terećenja i posljedica kvarova
Građevine (temelji voda i aparata)	40	izloženost nepogodama, utjecaj nove tehnologije
Vodiči, uzemljivači, metalne konstrukcije	40	agresivnost tla i atmosfere, održavanje
Energetski kabeli	40	terećenje, kvarovi
Sekundarni sustavi	15	rezervni dijelovi i novi zahtjevi

Pored kriterija stanja pojedinih objekata i pokazatelja statistike pogonskih događaja, objekti predviđeni za zamjenu određuju se i prema isteku životnog vijeka. **Za hrvatski sustav karakteristična je brojnost prijenosnih objekata sa starijom životnom dobi.** Većina jače umreženih 110 kV i 220 kV postrojenja, te vodovi koji povezuju konzumna čvorišta i rasklopišta elektrana, stariji su od trideset, a dobar dio i od četrdeset godina.

Glede starosti pojedine opreme – elemenata u prijenosnoj mreži HOPS-a, stanje u 2016. godini je predočeno na sljedećim slikama (2.11 i 2.12).



Slika 2.11. Raspodjela vodova 110-220-400 kV i kabela 110 kV po starosti u prijenosnoj mreži HOPS-a – , stanje krajem 2016.

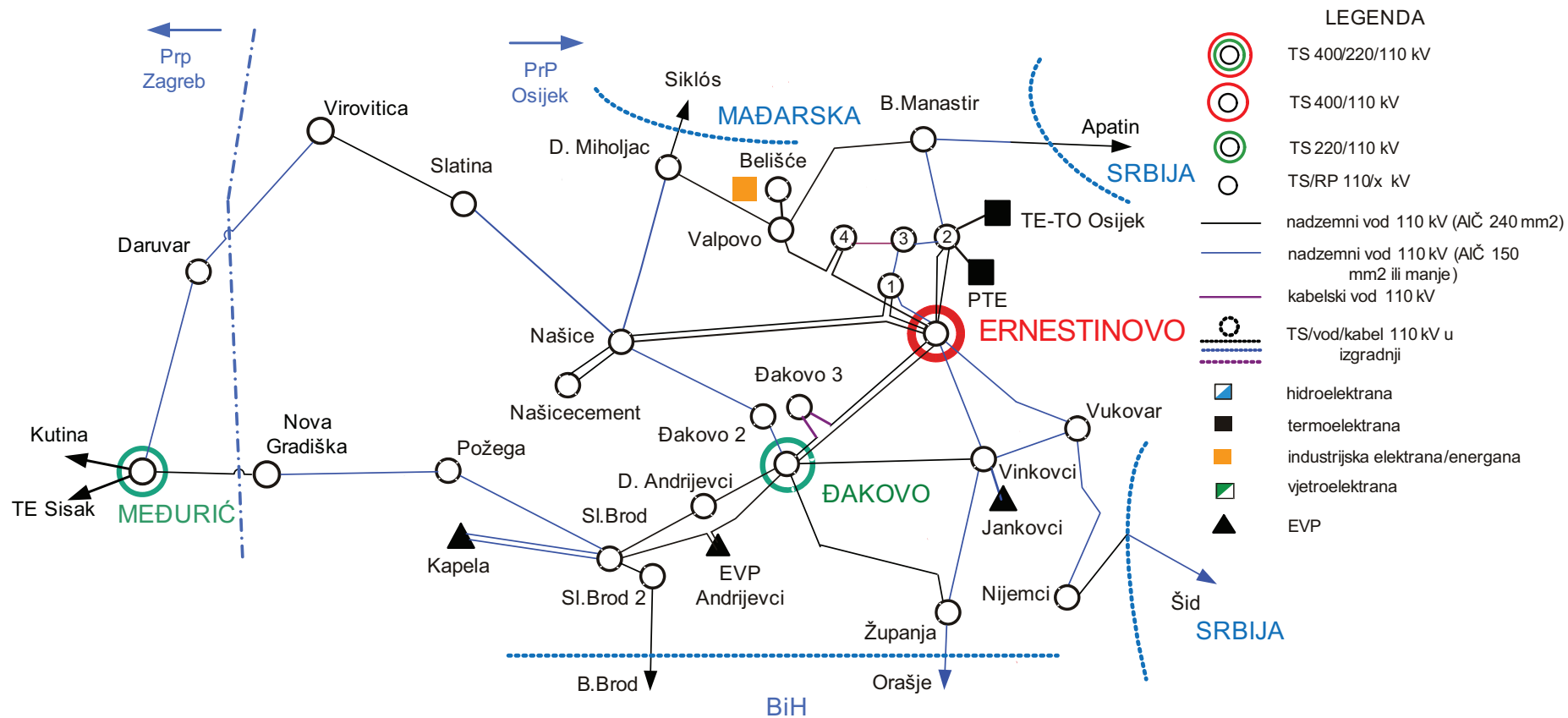


Slika 2.12. Raspodjela prekidača 400-220-110 kV u HOPS-u po starosti – stanje krajem 2016.

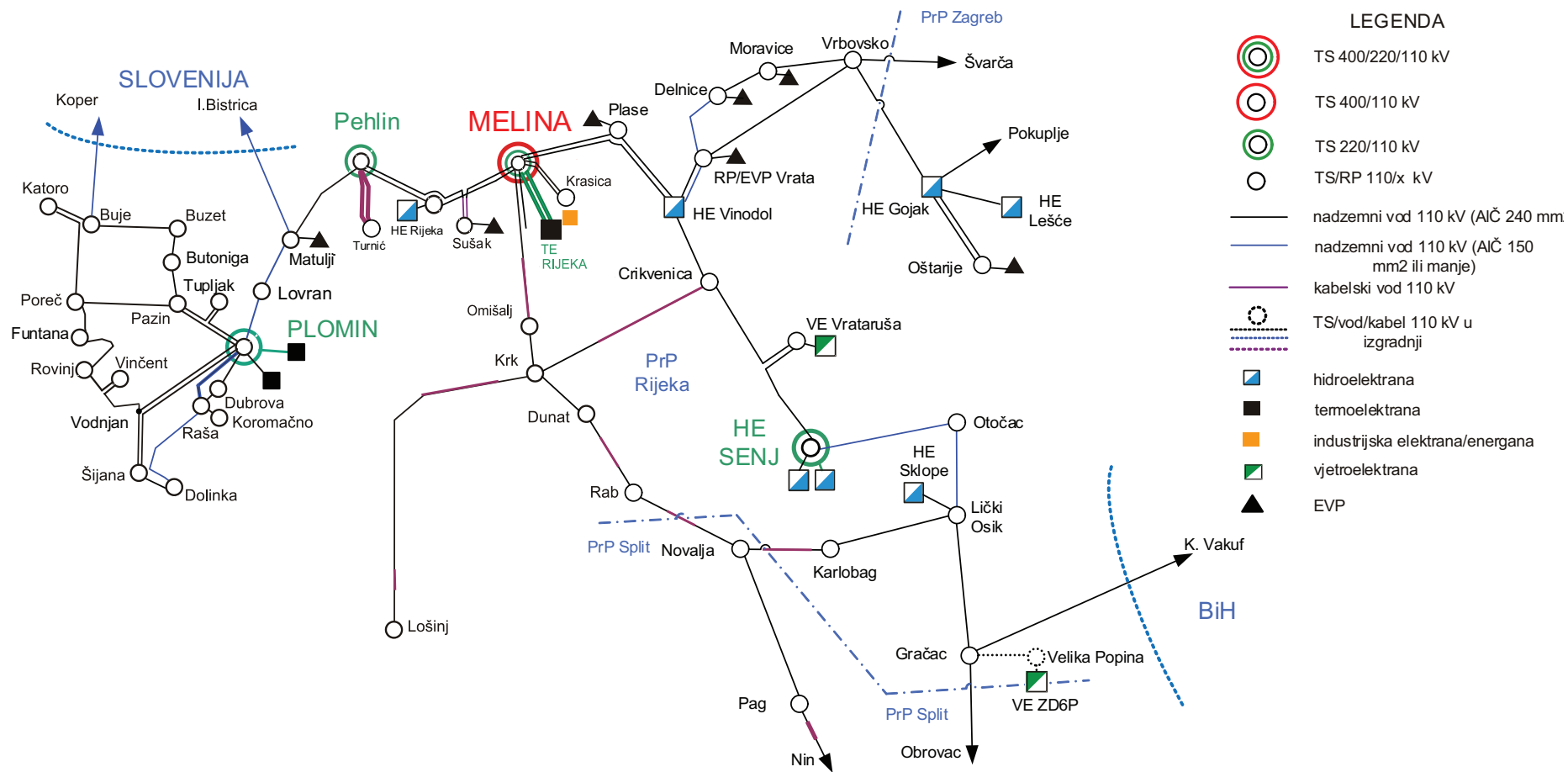
2.6. POSTOJEĆE STANJE PRIJENOSNE MREŽE - SHEME



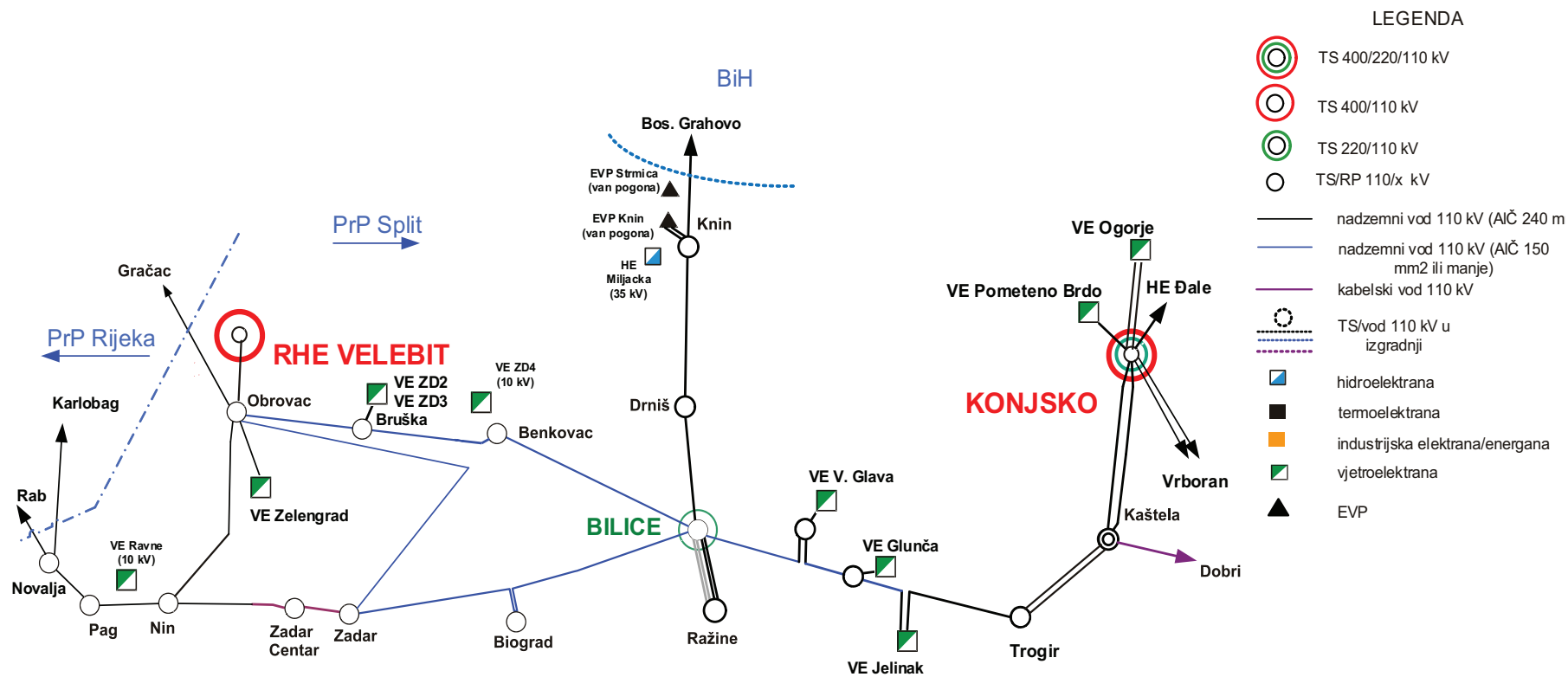
Slika 2.13. Konfiguracija 400 kV i 220 kV mreže - stanje krajem 2016.



Slika 2.14. Mreža 110 kV PrP Osijek, stanje krajem 2016.

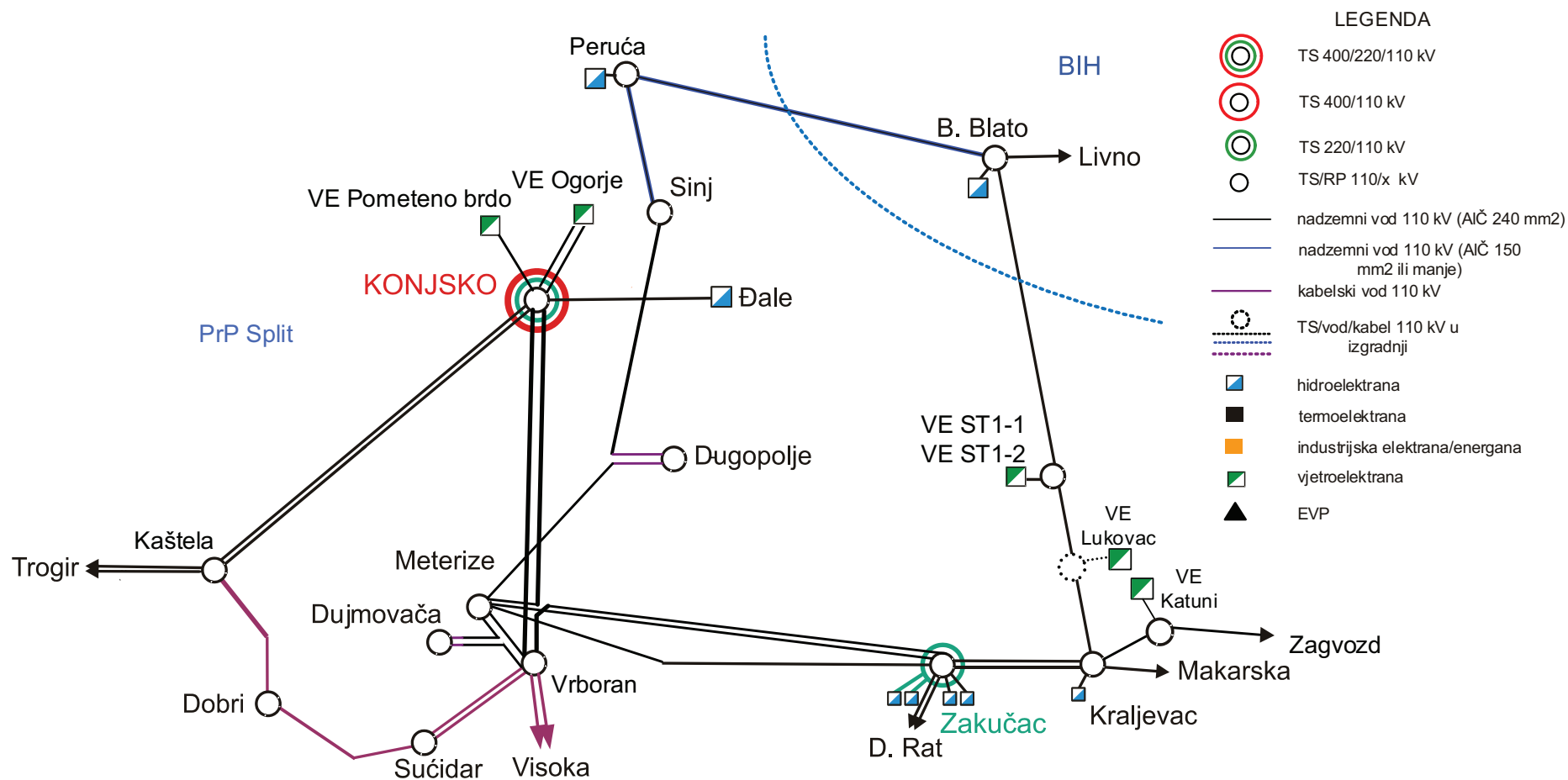


Slika 2.15. Mreža 110 kV PrP Rijeka, stanje krajem 2016.

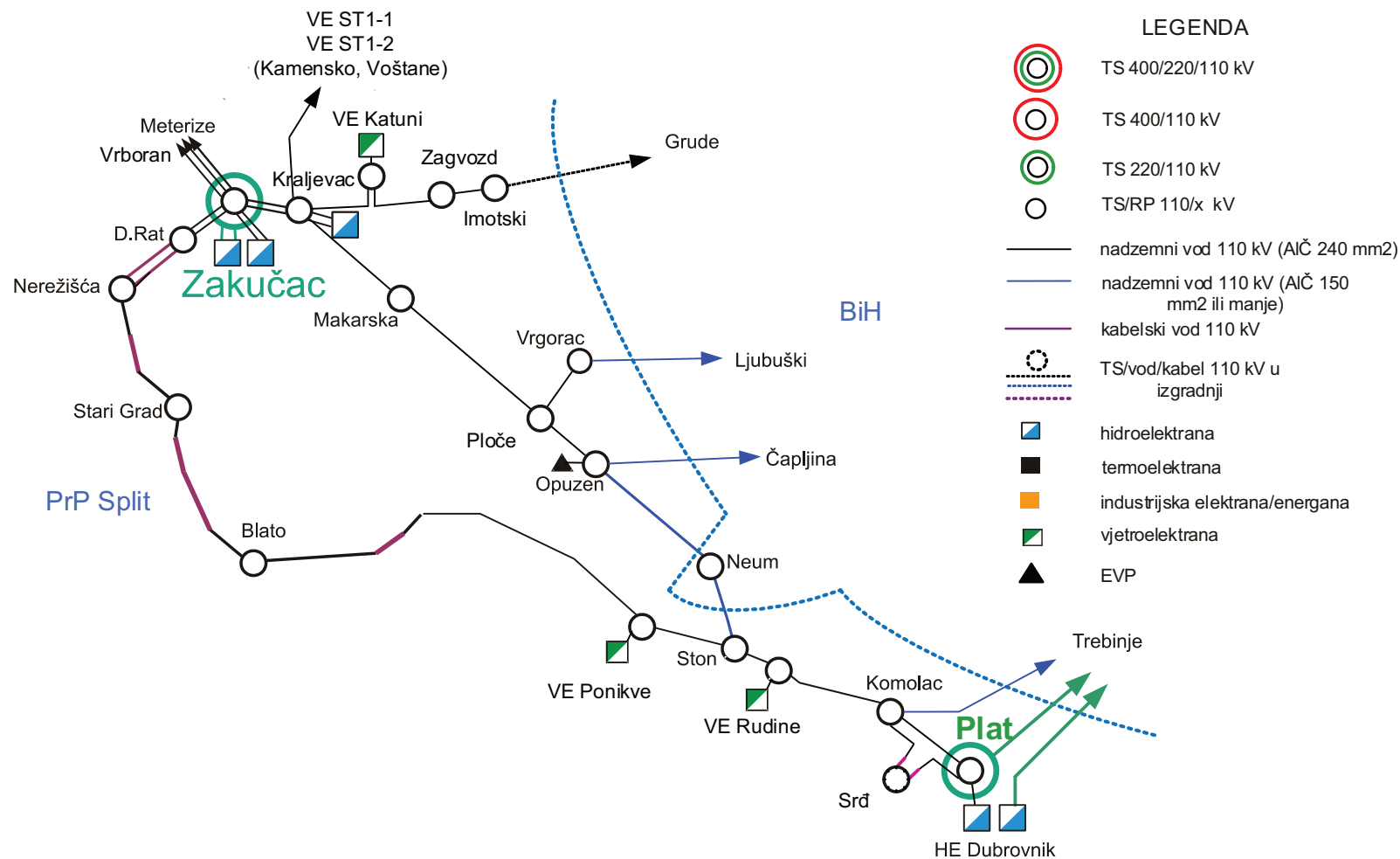


- LEGENDA**
- TS 400/220/110 kV
 - TS 400/110 kV
 - TS 220/110 kV
 - TS/RP 110/x kV
 - nadzemni vod 110 kV (AIČ 240 m)
 - nadzemni vod 110 kV (AIČ 150 mm² ili manje)
 - kabelski vod 110 kV
 - TS/vod 110 kV u izgradnji
 - hidroelektrana
 - termoelektrana
 - industrijska elektrana/energana
 - vjetroelektrana
 - EVP

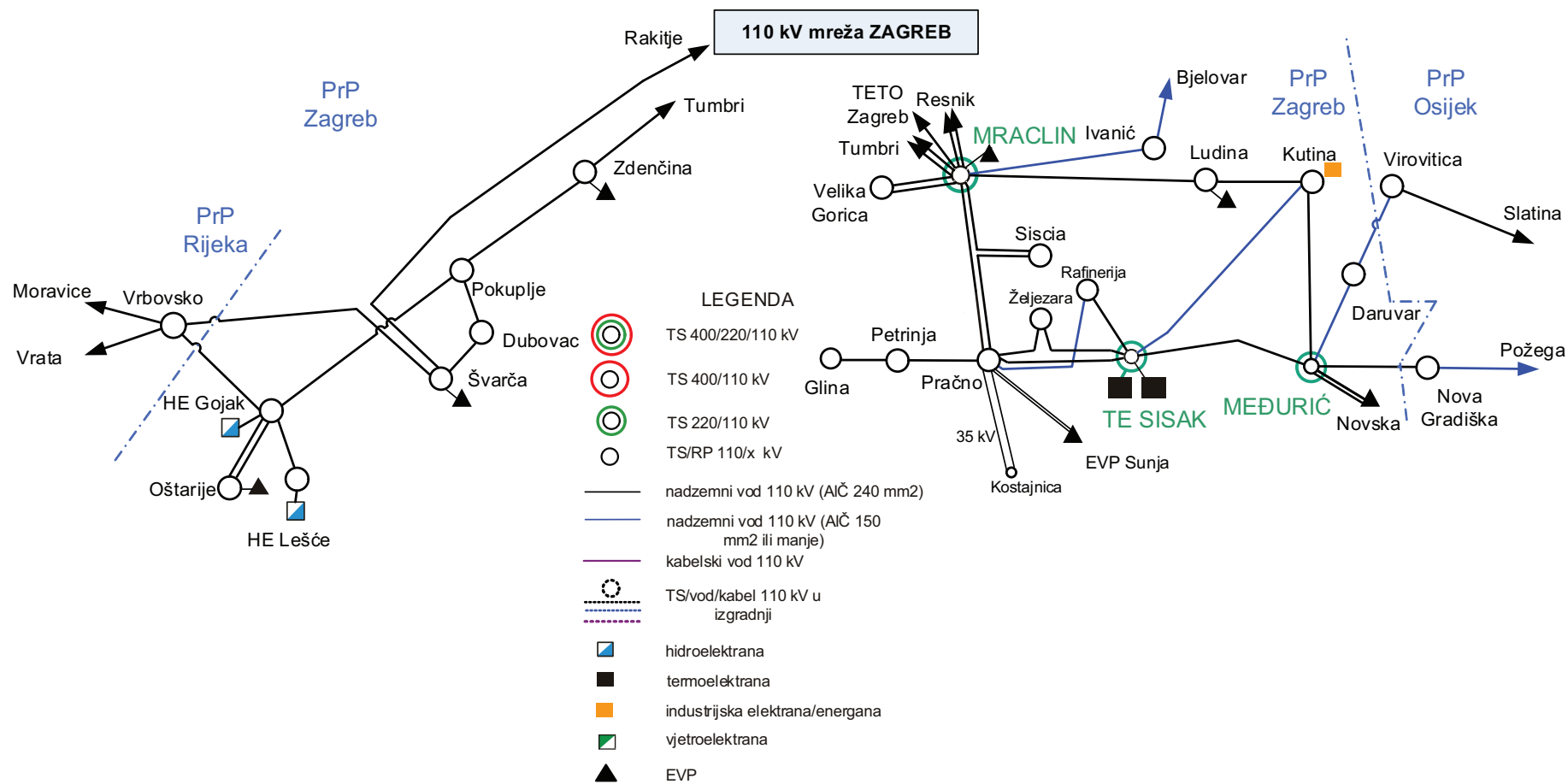
Slika 2.16. Mreža 110 kV PrP Split, stanje krajem 2016. godine – dio 1 (Zadar, Šibenik, Knin)



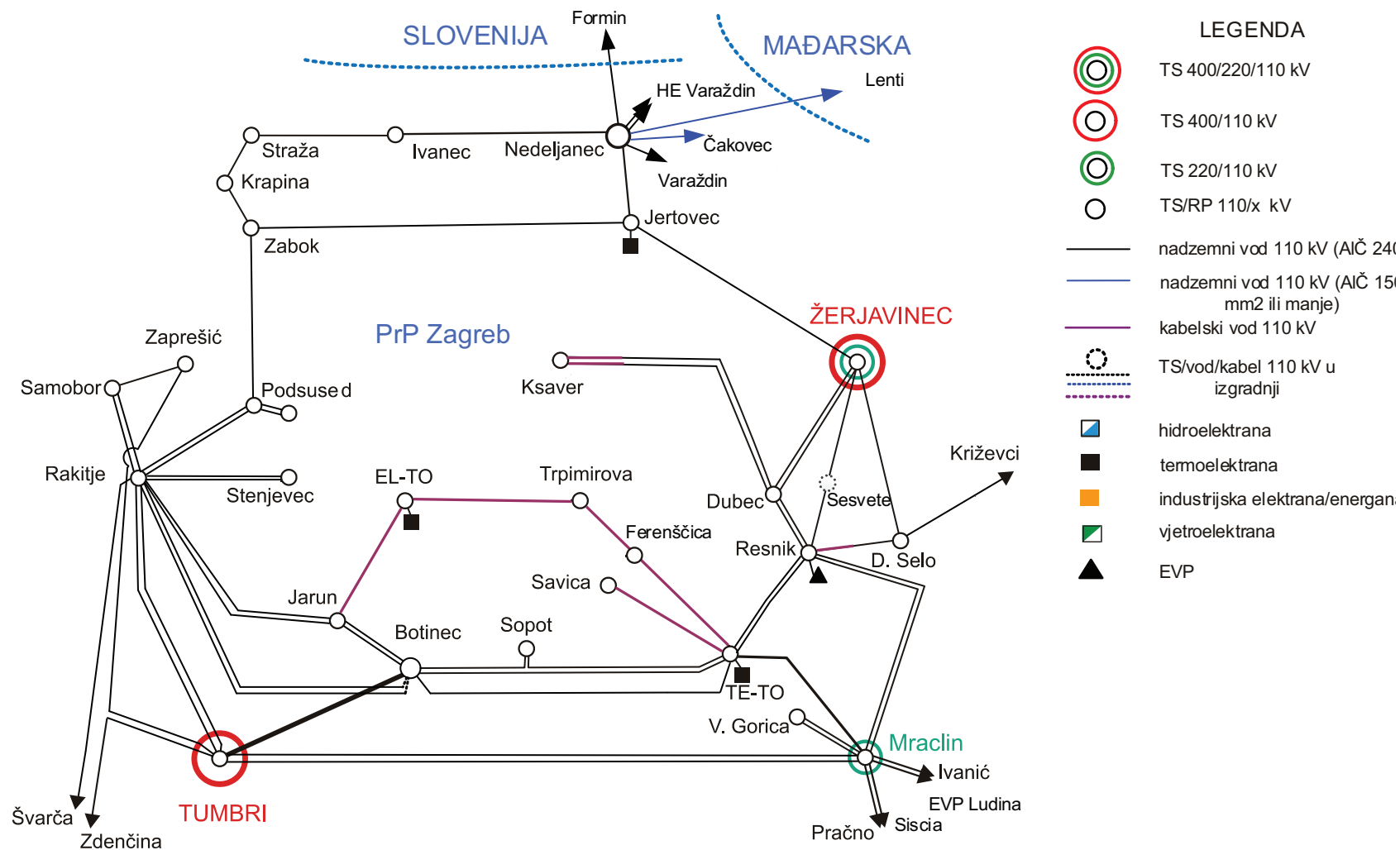
Slika 2.17. Mreža 110 kV PrP Split, stanje krajem 2016. godine– dio 2 (Split)



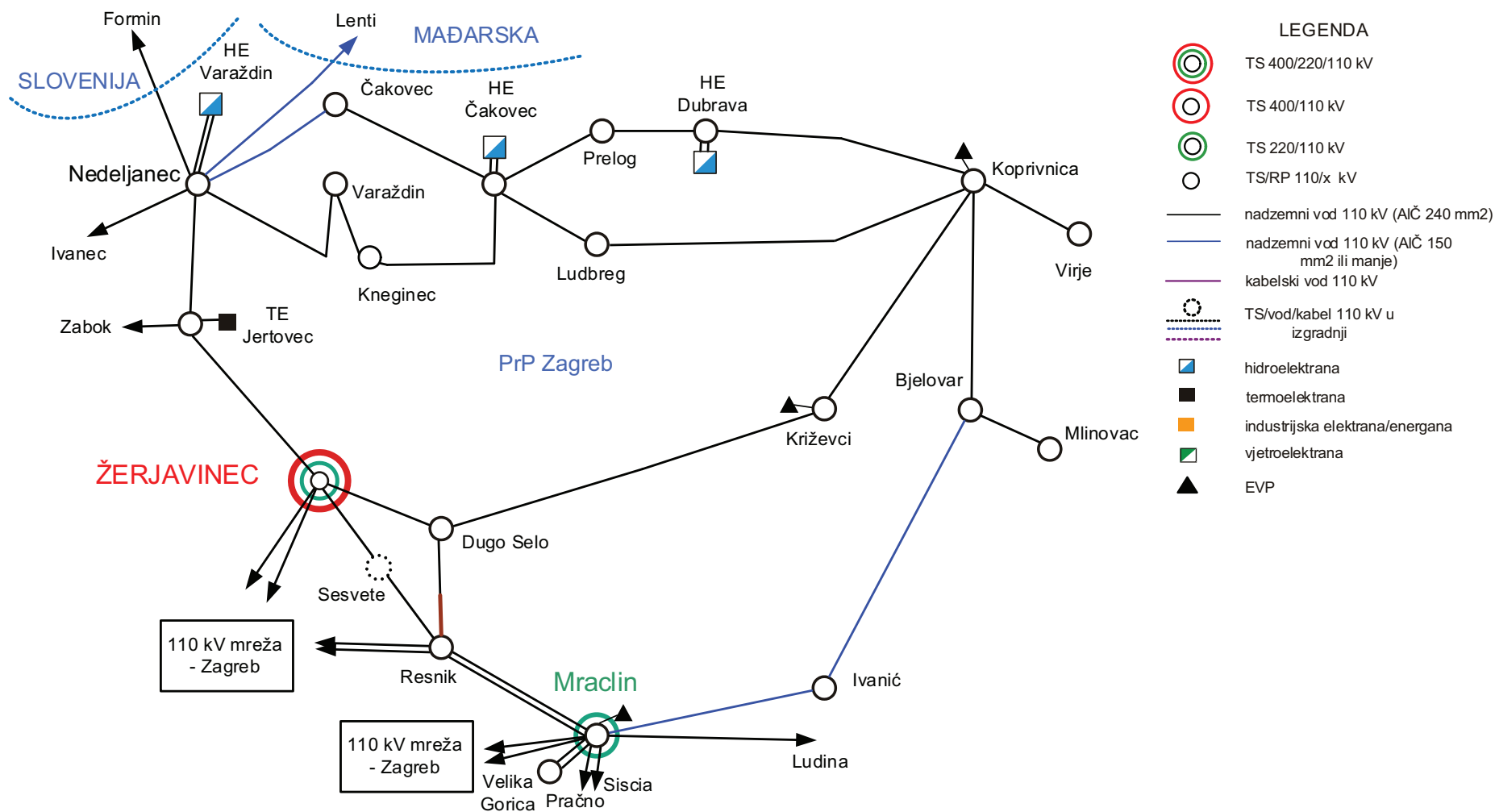
Slika 2.18. Mreža 110 kV PrP Split, stanje krajem 2016. godine – dio 3 (južna Dalmacija)



Slika 2.19. Mreža 110 kV PrP Zagreb, stanje krajem 2016. godine – dio 1 (Karlovac i Sisak)



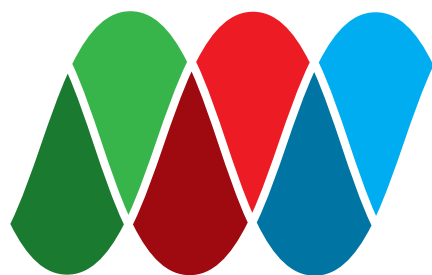
Slika 2.20. Mreža 110 kV PrP Zagreb, stanje krajem 2016. godine – dio 2 (Zagreb)



Slika 2.21. Mreža 110 kV PrP Zagreb, stanje krajem 2016. godine – dio 3 (Varaždin, Koprivnica, Bjelovar)

3.

***ULAZNI PODACI
I
PRETPOSTAVKE***



3. ULAZNI PODACI I PRETPOSTAVKE

3.1. OPTEREĆENJA HRVATSKOG EES

3.1.1. Opterećenja EES u prošlosti

Prognoze potrošnje električne energije i karakteristika potrošnje važan su element za planiranje elektroenergetskih mreža i sustava u cjelini. Za planiranje mreža najvažniji je ulazni podatak maksimalno opterećenje elektroenergetskog sustava i njegovih parcijalnih dijelova jer se u tom pogonskom stanju generalno postižu najveća opterećenja jedinica mreže. S obzirom na prognozirani porast maksimalnog (vršnog) opterećenja na razini EES vrši se planiranje razvoja prijenosne mreže i dimenzioniranje novih jedinica mreže (poput presjeka vodiča, instalirane snage transformatora i dr.).

Osim vršnog opterećenja EES i ostale karakteristike potrošnje električne energije važan su ulazni podatak pri planiranju razvoja prijenosne mreže, poput:

- **minimalno opterećenje EES:** slabo opterećeni dugački visokonaponski vodovi generiraju značajnu jalovu snagu koja uzrokuje povišenje napona u mrežama. Minimalno opterećenje EES-a je značajno pri planiranju priključka novih elektrana na mrežu kada se zbog niskog opterećenja okolnih čvorišta očekuje plasman većeg dijela snage (proizvodnje) elektrane u udaljenije dijelove mreže;
- **maksimalno ljetno opterećenje EES:** pojedina područja i regije mogu imati veće maksimalno opterećenje ljeti nego zimi, kada se obično očekuje pojava maksimalnog opterećenja na razini EES (primjer su pojedina turistička područja, otoci, pojedine TS 110/x kV u Istri, Kvarneru, Dalmaciji);
- **godišnja krivulja trajanja opterećenja:** pokazuje trajanje određenih razina opterećenja na razini EES, daje nam uvid u raspon mogućih opterećenja jedinica mreže, te dijelom i u vjerojatnost nastanka ozbiljnijih poremećaja u mreži. Maksimalno opterećenje EES i visoka opterećenja godišnje traju relativno kratko što znači da određena jedinica mreže može biti visoko opterećena i ugrožena svega nekoliko sati godišnje. Godišnju krivulju trajanja opterećenja nužno treba uzeti u obzir prilikom probabilističkih proračuna mreže i ekonomskih analiza radi određivanja ekonomske opravdanosti izgradnje novih jedinica mreže.

U planiranju razvoja prijenosnih mreža maksimalno opterećenje EES (mjerodavno za dimenzioniranje mreže) potrebno je rasporediti na pojedina područja, odnosno izvršiti prostornu raspodjelu maksimalnog opterećenja na pojedinačne TS 110/x kV. To se obično vrši na temelju podataka iz prošlosti, odnosno zabilježenih udjela pojedinačnih TS 110/x kV u vršnom opterećenju pojedinog većeg područja ili sustava u cjelini, ili na temelju analize distribucijskog konzuma i prognoza porasta istoga (uključujući priključak novih kupaca). Istodobna opterećenja pojedinačnih TS 110/x kV u trenutku nastanka maksimalnog opterećenja EES općenito ne odgovaraju maksimalnim neistodobnim opterećenjima tih TS 110/x kV, pa se u slučaju većih razlika između te dvije razine opterećenja za svaku pojedinačnu TS 110/x kV mora uraditi dodatna analiza mreže kako bi se u obzir uzelo najnepovoljnije stanje.

Osnovni podaci o kretanju godišnjeg konzuma i vršnog opterećenja hrvatskog EES-a u zadnjih 10 godina prikazani su već u poglavlju 2.2. na slici 2.8., a usporedba minimalnog i maksimalnog opterećenja sustava u zadnjih 10 godina na slici 2.9. Maksimalno (vršno) opterećenje hrvatskog EES kreće se do iznosa od 3200 MW (zabilježeno 2012. godine).

Vršno opterećenje hrvatskog EES postiže se u prosincu ili siječnju, pri čemu je u posljednjem desetljeću pet puta zabilježeno vršno opterećenje u prosincu, dva puta u siječnju i u veljači, te jednom u ožujku.

Vršno opterećenje sustava postiže se isključivo u vrijeme radnog tjedna, te u razdoblju od 18 do 20 sati, a često nastaje za vrijeme praznika (24. 12. i 31. 12.). Vršno opterećenje sustava u zadnje 2 godine, kako je već navedeno ranije, zabilježeno je upravo ljeti, u mjesecu srpnju.

Opterećenja unutar hrvatskog EES značajno ovise o vanjskoj temperaturi što je očito posljedica korištenja električne energije za grijanje zimi klima uređaja ljeti.

Trenutak pojave vršnog opterećenja EES stoga je direktna posljedica pojave izrazito niskih vanjskih temperatura zimi pri čemu su najhladniji mjeseci u godini upravo prosinac i siječanj, odnosno visokih temperatura ljeti (srpanj i kolovoz). Iz trenutaka pojave vršnog opterećenja u proteklom desetljeću također možemo zaključiti da se većina električne energije troši u kućanstvima, odnosno da je udio industrijske potrošnje u vršnom opterećenju relativno malen. U posljednjem desetogodišnjem razdoblju vršno opterećenje raslo je prosječnom stopom od 0,8 % godišnje.

Na temelju podataka o oblicima godišnjih krivulja trajanja opterećenja možemo zaključiti da se vršno opterećenje sustava i visoka opterećenja (iznad 90 % u odnosu na vršno opterećenje) pojavljuju oko 300 sati/godišnje, odnosno oko 3,5 % ukupnog vremena u godini dana.

Sljedeća nepovoljna karakteristika potrošnje električne energije unutar hrvatskog EES je odnos između maksimalnog i minimalnog opterećenja sustava, prikazan detaljnije tablicom 3.1. Minimalna opterećenja sustava postižu se u razdoblju između travnja i lipnja, u jutarnjim satima najčešće između 3 i 4. Omjer između maksimalnog i minimalnog opterećenja EES se u proteklom desetljeću kretao u rasponu između 0,34 i 0,40, odnosno u prosjeku od 0,37. Nizak iznos minimalnog opterećenja sustava upućuje na moguće probleme u kompenzaciji jalove snage (nedostatak kompenzacijskih uređaja u mreži, ograničen angažman elektrana u razdoblju niskih noćnih i ranojutarnjih opterećenja), te na pojavu previsokih napona u prijenosnoj mreži koji naprežu ugrađenu visokonaponsku opremu i skraćuju njenu životnu dob.

Relativno kratko trajanje vršnog i visokih opterećenja sustava u godini dana, te nizak omjer između minimalnog i vršnog opterećenja sustava, upućuje na nepovoljan oblik godišnje krivulje trajanja opterećenja, budući da ista ima značajan nagib s velikim padom s lijeve strane, te kao takva uzrokuje povećan rizik ekonomske opravdanosti pojačanja mreže.

Maksimalna ljetna opterećenja hrvatskog EES postižu se tijekom srpnja i kolovoza, u prosječnom omjeru prema maksimalnom zimskom opterećenju od 0,89 u proteklom desetljeću (tablica 3.2). Omjer između maksimalnih zimskih i ljetnih opterećenja kretao se u promatranom razdoblju između 0,80 i 1 s jasnim trendom porasta, što je rezultat ugradnje klima uređaja i povećanog priljeva turista tijekom ljetnih mjeseci.

Promatrajući organizacijsku podjelu HOPS na četiri prijenosna područja (PrP) možemo konstatirati da se pojedinačna maksimalna opterećenja svih PrP-a pojavljuju zimi, ali je unutar PrP Rijeka i PrP Split povećano maksimalno ljetno opterećenje u odnosu na maksimalno zimsko opterećenje, a pojedine TS 110/x kV unutar ta dva PrP-a postižu svoje maksimalno opterećenje ljeti (na primjer Krk, Dunat, Lošinj, Crikvenica, Biograd, Komolac, Makarska i dr.).

Visoki iznos ljetnog maksimalnog opterećenja, odnosno pojava neistodobnih maksimalnih opterećenja pojedinih TS 110/x kV ljeti, ukazuje na potrebu planiranja pojedinih dijelova 110 kV mreže uzimajući u obzir situaciju ljetnog maksimuma sa svim specifičnostima unutar EES za promatrano razdoblje (očekivano nizak angažman hidroelektrana, remont pojedinih termoelektrana, planirani zastoji pojedinih prijenosnih vodova radi održavanja i dr.).

Tablica 3.1. Vršno i minimalno opterećenje hrvatskog EES (2000 – 2016)

Godina	P _{max} (MW)	Mjesec	P _{min} (MW)	Mjesec	P _{min} / P _{max}
2000.	2661	1.	824	4.	0,31
2001.	2796	12.	907	5.	0,32
2002.	2685	1.	923	6.	0,34
2003.	2673	12.	986	5.	0,37
2004.	2793	12.	1014	6.	0,36
2005.	2900	3.	1044	5.	0,36
2006.	3036	1.	1046	6.	0,34
2007.	3098	12.	1143	5.	0,37
2008.	3009	12.	1182	5.	0,39
2009.	3120	12.	1151	4.	0,37
2010.	3121	12.	1113	5.	0,36
2011.	2970	1.	1185	4.	0,40
2012.	3193	2.	1132	5.	0,35
2013.	2813	2.	1105	3.	0,39
2014.	2974	12.	1166	5.	0,39
2015.	3009	7.	1188	6.	0,39
2016.	2869	7.	1155	5.	0,40

Tablica 3.2. Vršna opterećenja i maksimalna ljetna opterećenja hrvatskog EES (2000 – 2016)

Godina	P _{max-zima} (MW)	Mjesec	P _{max-ljeto} (MW)	Mjesec	P _{max ljeto} / P _{max zima}
2000.	2661	1.	1875	8.	0,70
2001.	2796	12.	1937	8.	0,69
2002.	2685	1.	2018	7.	0,75
2003.	2673	12.	2159	8.	0,81
2004.	2793	12.	2235	7.	0,80
2005.	2900	3.	2382	7.	0,82
2006.	3036	1.	2533	7.	0,83
2007.	3098	12.	2726	7.	0,88
2008.	3009	12.	2641	6.	0,88
2009.	3120	12.	2662	7.	0,85
2010.	3121	12.	2870	7.	0,92
2011.	2970	1.	2833	7.	0,95
2012.	3193	2.	2778	7.	0,87
2013.	2813	2.	2812	7.	1,00
2014.	2974	12.	2541	8.	0,85
2015.	2877	2.	3009	7.	1,05
2016.	2833	12.	2869	7.	1,01

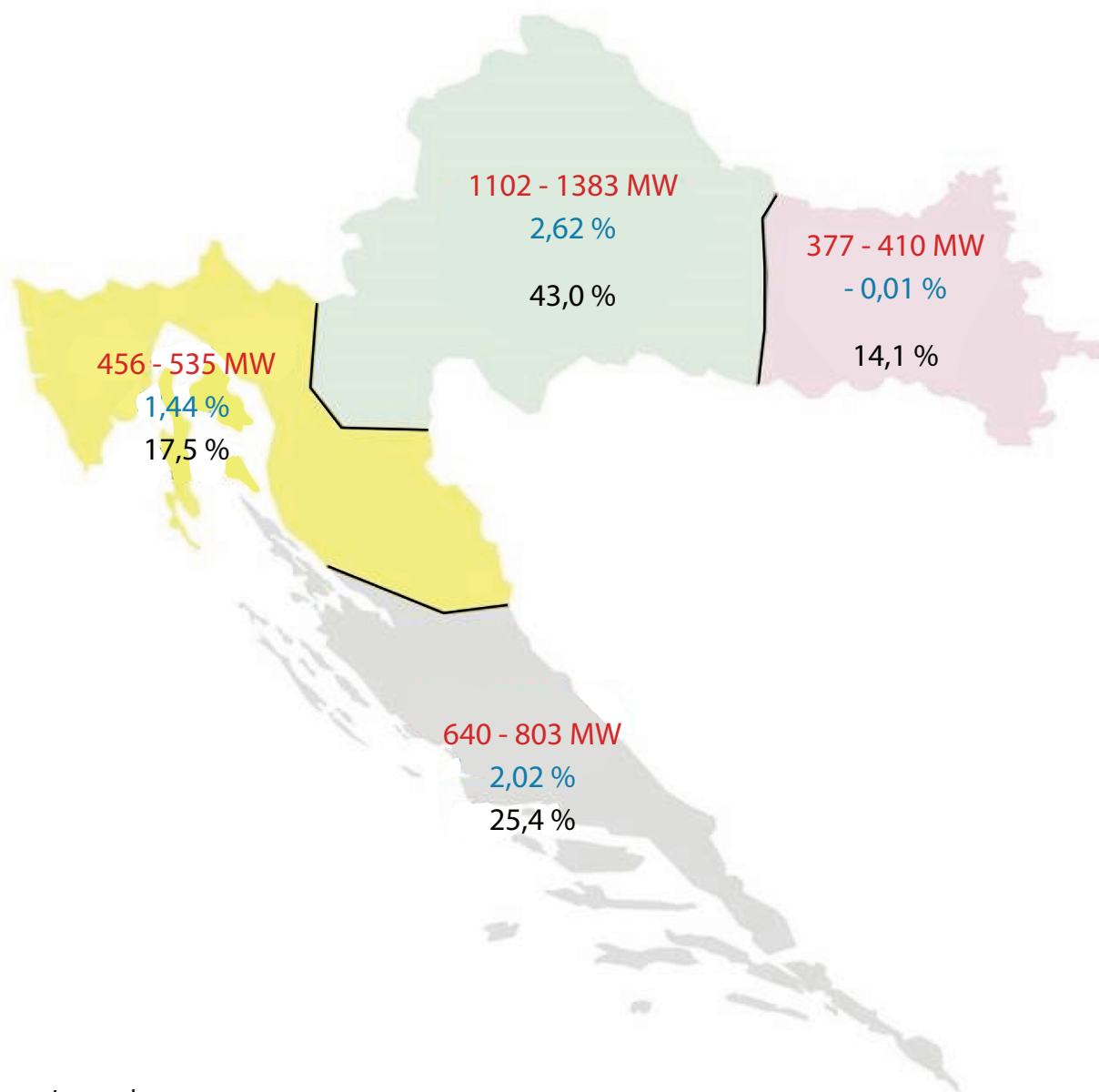
3.1.2. Opterećenja pojedinih Prijenosnih područja (PrP)

Budući da je HOPS administrativno podijeljen na četiri prijenosna područja - (PrP-a: Zagreb, Rijeka, Osijek i Split), te da se kasnije u ovom planu pri prostornoj raspodjeli vršnog opterećenja EES na pojedinačne TS 110/x kV koriste prosječni udjeli PrP-a u vršnom opterećenju EES, u ovom poglavlju obrađuju se maksimalna opterećenja pojedinih PrP-a i odnos između pojedinačnih maksimalnih opterećenja PrP-a i EES u cjelini.

Detaljni prikaz i analize opterećenja unutar pojedinačnih PrP-a na temelju mjesečnih izvještaja i u njima sadržanim podacima moguće je pronaći u pripremnim studijama, primjerice za izradu Indikativnog srednjoročnog plana razvoja [18]. Ovdje će se iznijeti samo bitni pokazatelji i zaključci dobiveni predmetnom analizom.

Promatrajući neistodobna maksimalna opterećenja pojedinih Prijenosnih Područja u prvom desetljeću ovog stoljeća, te odnos između sume neistodobnih maksimuma PrP-a i vršnog opterećenja EES, utvrđeno je da je suma neistodobnih maksimuma pojedinih PrP-a vrlo bliska iznosu vršnog opterećenja EES, a omjer između te dvije veličine kretao se u proteklom desetljeću između 0,99 i 1,03, s prosjekom od točno 1,00.

Maksimalna opterećenja, stope porasta i udjel svakog pojedinog prijenosnog područja u sumi neistodobnih maksimalnih opterećenja sustava prikazani su na slici 3.1. Iz prikazanih podataka je vidljivo da se udjeli pojedinačnih Prijenosnih Područja u sumi neistodobnih maksimalnih opterećenja PrP-a ne mijenjaju značajnije, pa time niti njihovi udjeli u vršnom opterećenju EES, što se kasnije koristilo prilikom raspodjele prognoziranog vršnog opterećenja EES u budućnosti na pojedina PrP-a i čvorišta 110/x kV.



Legenda:

- Kretanje maksimalnog opterećenja
- Prosječna stopa rasta maksimalnog opterećenja
- Postotni udjeli u sumi neistodobnih maksimalnih opterećenja

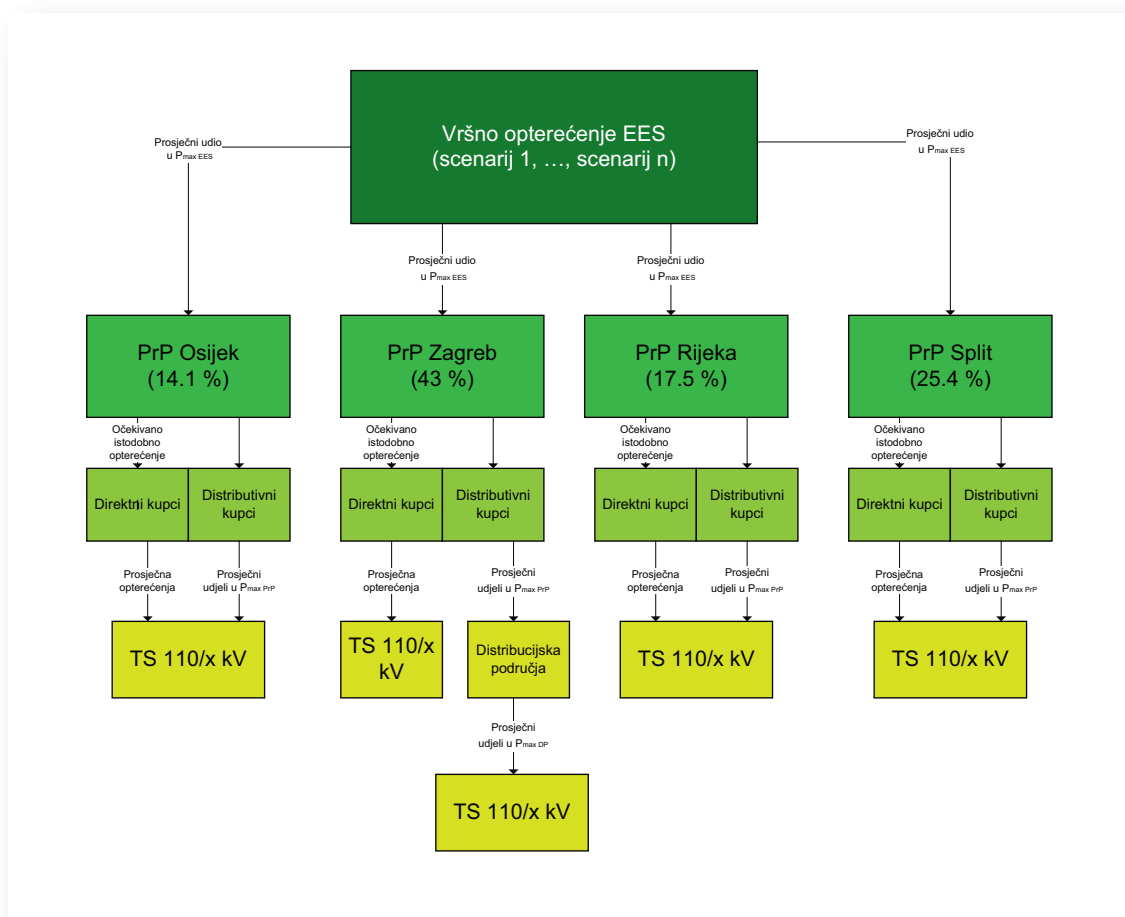
Prijenosno područje Osijek
Prijenosno područje Rijeka
Prijenosno područje Split
Prijenosno područje Zagreb

Slika 3.1. Prikaz kretanja i prosječne stope rasta maksimalnih opterećenja te postotnih udjela prijenosnih područja u sumi neistodobnih maksimalnih opterećenja

3.1.3. Prognoza porasta opterećenja EES

Prognoze porasta potrošnje električne energije kao i karakteristika potrošnje, među njima i vršnog opterećenja EES odnosno faktora opterećenja, rezultat su detaljnih analiza kako ostvarenja u prošlosti, tako i očekivanja za budućnost u pogledu razvoja ekonomije, različitih sektora, porasta stanovništva, stambenog prostora i niza drugih faktora. Za potrebe izrade ovog desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže Hrvatske, polazi se od rezultata dostupnih studija koje obrađuju ovu problematiku, s korigiranim stopama porasta potrošnje i opterećenja kako bi se uzela u obzir višegodišnja gospodarska kriza.

Prognozirano vršno opterećenje EES u razmatranim razdobljima planiranja (razdoblje do 2020. godine, razdoblje nakon 2020. godine) prostorno se raspodjeljuje na Prijenosna područja prema njihovim prosječnim udjelima zabilježenim u prošlosti. Tako dobivena opterećenja PrP-a dijele se na opterećenja kupaca napajanih iz 110 kV mreže (direktnih kupaca) i kupaca napajanih iz s.n. mreže (distribucijskih kupaca). Kompletan postupak je shematski prikazan na slici 3.2.



Slika 3.2. Shematski prikaz raspodjele opterećenja na TS 110/x kV

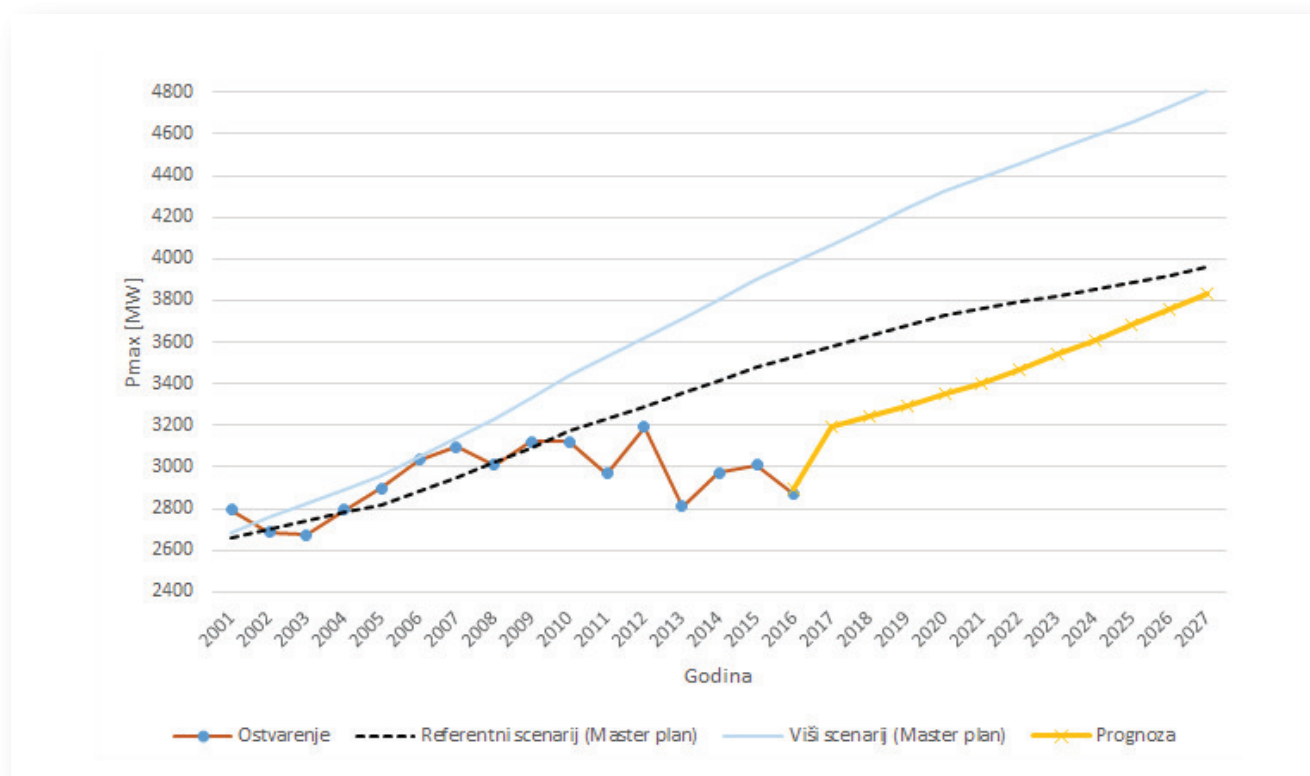
Potrebno je istaknuti da je prognozirani iznos vršnog opterećenja EES, kao i njegove raspodjele na pojedina čvorišta 110 kV, izvor značajnih nesigurnosti pri planiranju razvoja prijenosne mreže radi sljedećih razloga:

- nepoznat gospodarski razvoj u budućnosti, kao i struktura BDP-a,
 - prognoze potrošnje na temelju različitih očekivanja (najčešće optimističnih),
 - nepoznata struktura potrošnje i ostali bitni parametri,
 - nepoznata cjenovna elastičnost potrošnje i opterećenja,
 - nepoznat utjecaj mjera energetske efikasnosti,
 - moguća značajna supstitucija električne energije plinom na određenim područjima,
 - nepoznata cijena električne energije u budućnosti,
 - moguća pojava novih direktnih kupaca na određenim područjima (poduzetničke zone, terminali, autoceste i slično),
 - nepoznata buduća uklopna stanja s. n. mreže i opterećenja pripadnih TS 110/x kV, i dr.
- Vršno opterećenje hrvatskog EES-a u razdoblju 2001. – 2016. godine, te prognoza porasta do 2027. godine temeljem koje je izrađen plan razvoja prijenosne mreže prikazana su sljedećom tablicom.

Tablica 3.3. Ostvarenje i prognoza porasta vršnog opterećenja EES do 2027. godine

Godina	Ostvarenje	Referentni scenarij Master plan	Viši scenarij Master plan	Opterećenja za dimenzioniranje prijenosne mreže	
				Zima	Ljeto
2001.	2796	2661	2689		
2002.	2685	2701	2757		
2003.	2673	2741	2824		
2004.	2793	2781	2893		
2005.	2900	2820	2962		
2006.	3036	2884	3049		
2007.	3098	2951	3140		
2008.	3009	3021	3235		
2009.	3120	3094	3335		
2010.	3121	3171	3440		
2011.	2970	3230	3527		
2012.	3193	3291	3618		
2013.	2813	3354	3711		
2014.	2974	3417	3806		
2015.	3009	3483	3906		
2016.	2869	3530	3985		
2017.		3580	4069	3193	2937
2018.		3629	4153	3244	2984
2019.		3680	4240	3296	3032
2020.		3731	4329	3349	3080
2021.		3762	4393	3402	3130
2022.		3792	4458	3470	3192
2023.		3823	4524	3540	3256
2024.		3855	4592	3611	3321
2025.		3887	4661	3683	3388
2026.		3919	4731	3756	3455
2027.		3958	4806	3832	3524

Iznosi vršnog opterećenja temeljem kojih je izrađen ovaj plan razvoja prijenosne mreže određeni su na temelju pretpostavke da će se 2017. godine postići povijesni maksimum iz 2012. godine (okončanje krize), nakon čega će vršno opterećenje rasti prosječnom stopom 1,6 % u razdoblju do 2020. godine, te 2 % u razdoblju do 2027. godine. Time su formirani osnovni scenariji s obzirom na opterećenje EES, dok se planovi priključenja novih kupaca na prijenosnu mrežu, odnosno povećanja priključne snage postojećih, analiziraju svaki zasebno u dodatnim scenarijima (na planirani iznos opterećenja nadodaje se predviđena priključna snaga novog kupca). Iste stope primijenjene su na minimalno opterećenje sustava, te ljetno maksimalno opterećenje sustava, odnosno zadržavaju se isti međusobni odnosi između vršnog opterećenja, minimalnog opterećenja i ljetnog maksimuma opterećenja EES kao i 2012. godine kada je zabilježen povijesni maksimum opterećenja.



Slika 3.3. Ostvarenje i prognoza porasta vršnog opterećenja EES do 2027. godine

Budući da je prijenosna mreža ovim planom određena temeljem nešto nižih stopa porasta potrošnje/opterećenja, izgradnja pojedinih objekata uključenih u prethodne planove razvoja prolongirana je za buduće razdoblje iza 2027. godine.

Više stope porasta opterećenja EES u odnosu na prikazane, a temeljem kojih je izrađen ovaj plan razvoja, ne očekuju se radi:

- kupci će racionalnije trošiti električnu energiju ovisno o njejoj cijeni, odnosno djelomično će prilagoditi potrošnju trenutnim cijenama,
- ne očekuje se značajniji razvoj energetske intenzivne industrije,
- očekuje se povećanje broja i ukupne proizvodnje distribuiranih izvora energije, prvenstveno OiE,
- u pojedinim područjima plin će supstituirati električnu energiju, prvenstveno za potrebe grijanja prostora,
- proizvodit će se energetske sve efikasniji električni uređaji,
- kupci će biti stimulirani kroz mjere energetske efikasnosti na uštede u potrošnji, i dr.

Razvoj prijenosne mreže ovdje definiran odnosi se na pojedina vremenska razdoblja, no potrebno je istaknuti plansku povezanost promatranog razdoblja i ostvarenog opterećenja EES-a kao najvažnijeg parametra za dinamiku izgradnje prijenosnih objekata.

Očekivani udjeli pojedinih PrP-a u vršnom opterećenju EES prikazani su tablicom 3.4.

Tablica 3.4. Prognozirani udjeli PrP u vršnom opterećenju EES do 2027. godine

PrP	Udio u vršnom opterećenju EES (MW)		
	2018	2021	2027
Osijek	454	477	536
Split	843	884	996
Rijeka	552	578	652
Zagreb	1395	1463	1648
UKUPNO	3244	3402	3832

3.2. PRIKLJUČAK KORISNIKA NA PRIJENOSNU MREŽU

3.2.1. Postojeća izgrađenost elektrana unutar hrvatskog EES-a

Električna energija potrebna za podmirenje potrošnje unutar elektroenergetskog sustava proizvodi se u elektranama, industrijskim energanama, malim distribuiranim izvorima ili se nabavlja iz uvoza na tržištu električne energije. Unutar elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske velika većina električne energije proizvodi se u konvencionalnim elektranama (termo, hidro, uključujući i pola proizvodnje u nuklearnoj elektrani Krško u Sloveniji). Znatan dio (ponekad i više od 50 %) potreba za električnom energijom uvozi se po tržišnoj cijeni. Pojedini veći industrijski kupci električne energije posjeduju vlastite energane (Refinerija nafte Rijeka, Kombinat Belišće i dr.), a udio malih distribuiranih izvora poput malih hidroelektrana, fotonaponskih ćelija i sličnog, u ovom trenutku još uvijek nije značajan. Posljednjih godina došlo je do intenzivnije izgradnje vjetroelektrana, pa ih je u sadašnjem trenutku (kolovoz 2017. g.) na prijenosnu i distribucijsku mrežu priključeno ukupno 22, s ukupnom odobrenom priključnom snagom 574,95 MW.

Za planiranje razvoja prijenosne mreže potrebno je poznavati ili pretpostaviti plan izgradnje novih elektrana unutar elektroenergetskog sustava, odnosno njihove lokacije i snage, te način „dispečiranja“ svih agregata (postojećih i novih) unutar sustava ovisno o hidrološkim stanjima i bilanci istog (uravnotežen sustav, uvoz, izvoz). Budući da je plan izgradnje novih elektrana, kao i dekomisije postojećih, povezan sa značajnom nesigurnošću, najčešće se formira više scenarija ovisnih o izgradnji novih proizvodnih postrojenja. Dodatnu nesigurnost uzrokuje nepoznata dinamika izgradnje novih vjetroelektrana, te ostalih obnovljivih i distribuiranih izvora električne energije pa nije moguće sa sigurnošću predvidjeti njihove lokacije i snage, kao ni ukupan broj.

Većinu električne energije za podmirenje potrošnje unutar hrvatskog EES-a proizvodi HEP-Proizvodnja d.o.o. koristeći svoje hidroelektrane (tablica 3.6), 3 termoelektrane, te 4 termoelektrane-toplane (tablica 3.7). Više od polovice ukupne odobrene priključne snage u proizvodnim postrojenjima unutar hrvatskog EES-a nalazi se u hidroelektranama, što znači da je mogućnost godišnje proizvodnje električne energije značajno ovisna o hidrološkom stanju promatrane godine. HE Dubrovnik izgrađena je kao zajedničko ulaganje tadašnjih elektroprivreda u Hrvatskoj te Bosni i Hercegovini, a postojeća situacija je takva da jedan agregat proizvodi električnu energiju za hrvatski EES (priključen na 110 kV prijenosnu mrežu), dok drugi daje svoju proizvodnju u EES BiH (preko direktne veze 220 kV s TS Trebinje). Budući status ove elektrane, kao i mogućnost izgradnje novih agregata, u ovom trenutku još nije riješen.

Konvencionalne TE na ugljen, mazut, ekstra lako loživo ulje i prirodni plin unutar hrvatskog EES-a prikazane su tablicom 3.7. HEP je vlasnik i polovice nuklearne elektrane Krško, te raspolaže njenom snagom u iznosu od 348 MW na pragu.

Tablica 3.5. Ukupna instalirana snaga elektrana HEP-Proizvodnje d.o.o.

Vrsta elektrane	Odobrena priključna snaga (MW)
Akumulacijske HE	1423,20 MW
Protočne HE	417,00 MW
Reverzibilne HE	288,90 MW /-271,10 MW
Kondenzacijske TE	736 MW
Termoelektrane-toplane	1257,83 MW

Tablica 3.6. Hidroelektrane unutar hrvatskog EES-a

Ime elektrane	Odobrena priključna snaga (MW)	Broj agregata	Priključni napon (kV)
Protočne HE	417,00 MW		
Varaždin	95	3	110
Čakovec	79	4	110
Dubrava	80	5	110
Rijeka	38	2	110
Gojak	56	3	110
Kraljevac	45	3	110*
Miljacka	24	4	35
Akumulacijske HE	1423,2 MW		
Vinodol	92	3	110
Senj	217	3	220 i 110
Sklope	24	1	110
Lešće	45	2	110
Orlovac	240	3	220
Peruća	61	2	110
Đale	42	2	110
Zakučac	576	4	220 i 110
Dubrovnik	126	1	110
Reverzibilne HE	288,9 MW /-257,1 MW		
Fužine	4,6/-5,7	1	35
Lepenica	0,8/-1,2	1	30
Velebit	276/-254	2	400
Buško Blato**	7,5/-10,2	3	110
Male HE	24,37 MW		
Zeleni Vir	1,7	2	s.n.
Ozalj	5,5	5	s.n.
Golubić	6,54	2	s.n.
Krčić	0,34	1	s.n.
Jaruga	7,2	2	s.n.
Zavrelje	2	1	s.n.
Lešće ABM	1,09	1	s.n.
HE biološkog minimuma	3.2 MW		

* 1 agregat iz HE Kraljevac na 35 kV

**Buško Blato - reverzibilna s akumulacijom (BiH)

Tablica 3.7. Termoelektrane unutar hrvatskog EES-a

Ime elektrane	Odobrena prikjučna snaga (MW)	Broj agregata	Priključni napon (kV)
Konvencionalne TE	736 MW		
TE Rijeka	313	1	220
TE Plomin A	125	1	110
TE Plomin B	210	1	220
KTE Jertovec	88	2	110
Termoelektrane-toplane	1257,83 MW		
TE-TO Sisak A	198	1	110
TE-TO Sisak B	198	1	220
TE-TO Sisak C	228,83	1	220
TE-TO Zagreb K	221	1	110
TE-TO Zagreb L	112	1	110
TE-TO Zagreb C	120	1	110
EL-TO Zagreb	90	2	110
TE-TO Osijek	90	1	110
TE-TO Osijek PT	47	1	110
TE-TO Osijek A	42	1	110
Nuklearne elektrane	348 MW		
NE Krško*	348 MW	1	400

* HEP je suvlasnik polovice elektrane (348 MW)

Vjetroelektrane prikjučene na prijenosnu i distribucijsku mrežu u RH prikazane su u sljedećim tablicama 3.8 i 3.9. Odlika im je promjenljiva proizvodnja, s većim varijacijama na mjesečnoj razini. Dosadašnja iskustva, relevantna za izgrađenost i pogon prijenosne mreže te vođenje sustava, pokazuju da njihova integracija dovodi do povremeno značajnije proizvodnje električne energije na dnevnoj razini unutar hrvatskog EES, no uz povećane potrebe za aktivacijom sekundarne i tercijarne rezerve u sustavu, te povremeno nisku ukupnu proizvodnju (angažman) istih.

Tablica 3.8. Vjetroelektrane unutar hrvatskog EES (priključak na prijenosnu mrežu – stanje kolovoz 2017.)

Ime VE	Odobrena priključna snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)	Lokacija
VE Vrataruša	42	110	Senj
VE ZD2	18	110	Benkovac
VE ZD3	18	110	Benkovac
VE Pometeno brdo	20	110	Split (Konjsko)
VE Ponikve	34	110	Pelješac
VE Jelinak	30	110	Trogir
VE ST1-1 Voštane	20	110	Kraljevac
VE ST1-2 Kamensko	20	110	Kraljevac
VE Zelengrad - Obrovac	42	110	Obrovac
VE Bubrig, Crni Vrh i Velika Glava	43	110	Šibenik
VE Ogorje	44	110	Muč
VE Rudine	35	110	Ston
VE Glunča	22	110	Šibenik
VE Katuni	39	110	Šestanovac
UKUPNO HOPS	427,0		

Tablica 3.9. Vjetroelektrane unutar hrvatskog EES-a (priključak na distribucijsku mrežu – stanje kolovoz 2017.)

Ime VE	Odobrena priključna snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)	Lokacija
VE Ravne	5,95	10	Pag
VE Trtar-Krtolin	11,2	30	Šibenik
VE Orlice	9,6	30	Šibenik
VE ZD 6 (Velika Popina)*	9	35	Gračac
VE Crno Brdo	10	10	Šibenik
VE ZD4	9,2	10	Benkovac
UKUPNO HEP-ODS	54,95		

* u postupku prelaska s distribucijske na prijenosnu mrežu

3.2.2. Zajednički (susretni) objekti HOPS i HEP - ODS: planirane TS 110/x kV

Plan izgradnje novih TS 110/x kV, kao susretnih objekata operatora prijenosnog i distribucijskog sustava, usuglašen od oba operatora, prikazan je u sljedećim tablicama.

Trenutno se grade 3 nove TS 110/x kV uz odgovarajući priključak na 110 kV mrežu. U razdoblju do 2020. godine usuglašen je početak izgradnje još 6 novih TS 110/x kV.

U razdoblju 2021.-2027. godine usuglašen je početak izgradnje još 9 novih TS 110/x kV, od čega se za njih 7 planira i završetak izgradnje u tom razdoblju, a za njih 2 planira se završetak izgradnje iza 2027. godine.

Tablica 3.10. Nove TS 110/x kV u fazi izgradnje (planirani dovršetak izgradnje do 2018. i 2019. godine)

Naziv TS 110/x kV	Prijenosni omjer (kV)	Instalirana snaga transformacije /MVA)
Sesvete (2018.)	110/10(20)	2x40
Zamet (2019.)	110/10(20)	2x40
Medulin (2018.)	110/20	2x20

Tablica 3.11. Nove TS 110/x kV (početak izgradnje u razdoblju 2018. - 2020. godine)

Naziv TS 110/x kV	Prijenosni omjer (kV)	Instalirana snaga transformacije /MVA)
Poličnik	110/10(20)	2x40
Kapela	110/30(20) kV – 30/10(20)	2x20
Primošten	110/10(20) kV - 30/10(20)	2x20
Cvjetno naselje	110/10(20)	2x40
Zadar – Istok	110/10(20)	2x40
Zamošće	110/35/10(20)	2x20

Tablica 3.12. Nove TS 110/x kV (početak izgradnje u razdoblju 2021. - 2027. godine)

Naziv TS 110/x kV	Prijenosni omjer (kV)	Instalirana snaga transformacije /MVA)
Vodice	110/10(20)	2x20
Kaštela 2	110/10(20)	2x20
Maksimir	110/10(20)	2x40
Podi	110/10(20)	2x20
Terminal TTTS	110/10(20)	2x20
Savska*	110/10(20)	2x40
Ražine - TLM	110/10(20)	2x20
Sisak 2,	110/10(20)	2x20
Mursko Središće*	110/10(20)	2x20

* početak izgradnje u planskom razdoblju (dovršetak izgradnje nakon 2027. godine)

3.2.3. Zahtjevi za priključak: objekti TS 110/x kV u planovima kupaca

Podaci o zahtjevima kupaca za priključak njihovih planiranih objekata na prienosnu mrežu prikazani su sljedećim tablicama. Navedeni su samo objekti sa sklopljenim Ugovorom o priključenju.

Tablica 3.13. TS 110/x kV kupaca nominirani za priključak na prienosnu mrežu (planirano za izgradnju u razdoblju 2018. - 2020. godine)

Naziv kupca	Prijenosni omjer (kV)	Odobrena priključna snaga (MW)
Kisikana Sisak	110/x	6

3.2.4. Zahtjevi za priključak novih elektrana izuzev vjetroelektrana

Nove elektrane koje su u procesu aktivnosti koje prethode sklapanju Ugovora o priključenju prikazane su u tablici 3.14. Rješenja priključka na prienosnu mrežu određena su odgovarajućim studijama (PAMP, EOTRP) koji su ili gotovi ili u različitim stupnjevima gotovosti.

Tablica 3.14. Planirane elektrane za priključak na prienosnu mrežu
(planirano za izgradnju u razdoblju 2021. - 2027. godine – elektrane izvan Plana)

Elektrana	Odobrena priključna snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)
KKE Osijek	446	400
TE Plomin C	530,5	400
KKE Slavonski Brod	240	110
EL-TO Zagreb CCCGT	140	110
RHE Vrdovo	540/490	400
RHE Korita	600/167	400
HE Senj 2	380	220 (400)
HE Kosinj	34	110
UKUPNO	2876,5/657 MW	

3.2.5. Zahtjevi za priključak vjetroelektrana

Posljednjih godina HOPS je zaprimio velik broj zahtjeva za priključak novih vjetroelektrana, ukupne snage veće od 2000 MW. Projekti VE u RH imaju veličine izgradnje između 20 MW i 150 MW, a većina razmatra priključak na mrežu 110 kV. S obzirom na veličinu i karakteristike hrvatskog elektroenergetskog sustava, posebno u pogledu mogućnosti regulacije snage i frekvencije, procijenjeno je da trenutno nije moguće integrirati sve VE za koje su investitori pokazali interes. U postojećem tretmanu priključaka planiranih VE (pored VE koje su izgrađene ili u izgradnji, ukupne snage oko 574,2 MW – stanje u kolovozu 2017.) na prienosnu mrežu razlikuju se dvije osnovne kategorije:

1. VE koje imaju Ugovor o priključenju na prienosnu ili distribucijsku mrežu – priključak planiran u sljedećem trogodišnjem razdoblju,
2. ostale VE (s izdanim PEES, s revidiranim PAMP-om (eventualno i EOTRP-om), one koje su se javile na javne pozive za izradu Plana) – priključak planiran u sljedećem desetogodišnjem razdoblju.

Potrebno je naglasiti da ovdje prikazan plan priključenja VE ne predstavlja konačnu dinamiku njihove izgradnje i priključka na prienosnu mrežu u razmatranom planskom razdoblju, budući da o Investitorima ovisi kako će dalje razvijati projekti.

Tablica 3.15. Planirane vjetroelektrane za priključak na prijenosnu mrežu
(planirano za izgradnju u razdoblju 2018. - 2020. godine) – s Ugovorom o priključenju

Ime VE	Snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)
Ime VE	Odobrena priključna snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)
Zelengrad – Obrovac	12	110
Krš – Pađene	142	220
ST 3-1/2 Visoka Zelovo	33	110
Bruvno	45	110
Konavoska brda	120	220
ZD2P	48	110
ZD3P	33	110
VE Lukovac*	48	110
VE ZD 6P (Velika Popina)*	45	110
UKUPNO	526 MW	

*VE su u pokusnom radu

Tablica 3.16. Planirane vjetroelektrane za priključak na distribucijsku mrežu
(planirano za izgradnju u razdoblju 2018. - 2020. godine)

Ime VE	Odobrena priključna snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)
Jasenice	10	35
Kom-Orjak-Greda	10	35
UKUPNO	20 MW	

Tablica 3.17. Planirane vjetroelektrane za priključak na mrežu
(planirano za izgradnju u razdoblju 2018. - 2027. godine, bez Ugovora o priključenju)

Ime VE	Odobrena priključna snaga (MW)	Ime VE	Odobrena priključna snaga (MW)
Voštane*	27	Kozjak	50
Senj	156	Orlić	10
Opor	33	Otrić	20
Boraja	45	Brdo-Umovi	127,5
Korlat	58	Vrataruša II	24
Rust	120	Svilaja	85
Mazin 2	20	Zebar	20
Mazin (Bruvno2A)	45	Kavranica	38
Orljak	42	Udbina	114
Vrbnik	10	Uništa	10
Zelovo	30	Jelenje	27
UKUPNO		1111,5 MW	

*Ispunjeni su svi uvjeti za dobivanje Ugovora o priključenju

U slučaju veće integracije VE od pretpostavljene u ovom planu, predviđa se priključak istih ostvariti uglavnom primjenom principa zonskog priključka (detaljnije o zonskim priključcima u poglavlju 4.2.5. ovog plana).

3.2.6. Revitalizacija i povećanje instalirane snage postojećih elektrana

HEP – Proizvodnja ima namjeru revitalizirati pojedine hidroelektrane, te im tako povećati odobrenu priključnu snagu. Zaprmljeni planovi revitalizacije hidroelektrana prikazani su u sljedećoj tablici.

Tablica 3.18. Planirane revitalizacije elektrana HEP- Proizvodnje
(planirano za razdoblje 2018. - 2027. godine)

Elektrana	Instalirani novi kapaciteti (MW)	Razdoblje revitalizacije/izgradnje
HE Zakućac	+52	do 2018.
HE Dubrovnik	+36	do 2018.
HE Varaždin	+16	do 2022.
HE Rijeka	+8,2	do 2023.
GHE Senj	do 8	do 2022.
GHE Gojak (rev. generatora)	+16,5	do 2020.
GHE Orlovac	do 5	do 2025.
TE Plomin 1	130	do 2021.

3.2.7. Izlazak iz pogona postojećih elektrana

Unutar planskog razdoblja do 2027. godine pojedini proizvodni blokovi postat će zastarjeli i/ili neekonomični pa će izaći iz pogona. Plan dekomisije postojećih blokova, prema sagledavanjima HEP – Proizvodnje, prikazan je u sljedećim tablicama.

Tablica 3.19. Planirani blokovi za dekomisiju (planirano za razdoblje 2018. - 2027. godine)

Elektrana	Dekomisija (MW)
TE Sisak A	
TE Plomin A	
EL-TO Zagreb blok A	
TE Rijeka *	
KTE Jertovec KB A i KB B *	
EL-TO Zagreb blok H i J *	
TE-TO Osijek PTAA i B *	
UKUPNO	

* uvjetna dekomisija, ovisno o preostalim satima rada i potrebi osiguranja tercijarne usluge sustavu. Ovisno i o toplinskom konzumu.

Napomena: Vrijednosti snaga pojedinih elektrana predviđenih za dekomisiju, kao i godine dekomisije, nisu u gornjim tablicama prikazane temeljem Pravilnika o poslovnoj tajni u HEP-Proizvodnji d.o.o. (Bilten broj 281); u svim provedenim proračunima i analizama su te snage i godine uzimane u obzir.

3.2.8. Postojeći i novi korisnici koji su iskazali interes za priključenje na prijenosnu mrežu

Ostali korisnici/kupci koji su izvršili određene pripremne radnje i iskazali interes za priključak na prijenosnu mrežu imaju različite statuse u pogledu izrade Preliminarne analize priključka na prijenosnu mrežu (PAMP), Elaborata optimalnog tehničkog rješenja priključka (EOTRP), upisa u županijske prostorne planove, te ishođenja lokacijske i građevinske dozvole, te sklapanje Ugovora o priključenju tek prethodi i u ovom trenutku još nije izvjesno. Ako do izrade/novelacije sljedećeg desetogodišnjeg plana razvoja Ugovor o priključenju bude sklopljen za određeni objekt, njega će se onda uvrstiti u aktivni dio plana (sheme). Tablicama u nastavku su odvojeni objekti kupaca s usvojenom studijom PAMP te objekti kupaca koji tu studiju još nisu izradili ili do trenutka izrade desetogodišnjeg plana razvoja nije prihvaćena.

Tablica 3.20. TS 110/x kV kupaca nominirani za priključak na prijenosnu mrežu s usvojenim PAMP-om
(nominirano za izgradnju u razdoblju 2018. - 2027. godine)

Naziv kupca	Prijenosni omjer (kV)	Priključna snaga (MW)
TPC Mejaši	110/x	22
DIV d.o.o. Tvornica vijaka – Knin	110/x	20
Fassa Brčić, Tvornica vapna i žbuke - Obrovac	110/x	21,5
INA RNR	110/x	55
UKUPNO		99 MW

Tablica 3.21. TS 110/x kV kupaca s iskazanim interesom za priključak na prijenosnu mrežu
(bez usvojenog PAMP-a)

Naziv kupca	Prijenosni omjer (kV)	Odobrena priključna snaga (MW)
HŽ – EVP Osijek	110/25	20
HŽ – EVP Dujmovača	110/25	20
HŽ – EVP Sadine	110/25	20
HŽ – EVP Dolac	110/25	20
HŽ – EVP Prgomet	110/25	20
HŽ – EVP Žitnić	110/25	20
HŽ – EVP Knin	110/25	20
HŽ – EVP Horvati	110/25	8,8
HŽ – EVP Draganić	110/25	18
HŽ – EVP Oštarije	110/25	10,2
HŽ – EVP Katići	110/25	12,5
HŽ – EVP Žitnić	110/25	20
HŽ – EVP Knin	110/25	20
HŽ – EVP Horvati	110/25	8,8
HŽ – EVP Draganić	110/25	18
HŽ – EVP Oštarije	110/25	10,2
HŽ – EVP Katići	110/25	12,5
UKUPNO		189,5 MW

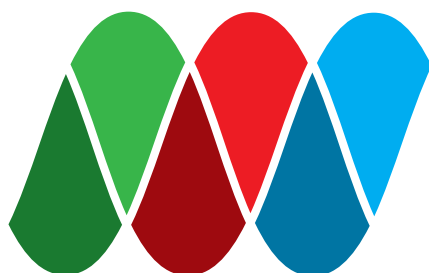
U pripremi podloga za izradu ovog plana, temeljem službenog poziva objavljenog na službeni stranicama HOPS-a, potencijalni Investitori dostavili su svoje zahtjeve za priključenje planiranih elektrana koje namjeravaju izgraditi do 2027. godine. Trenutni stupanj pripremljenosti dokumentacije za izgradnju i priključak na prienosnu mrežu projekta prikazanih u sljedećim tablicama nije na visokoj razini, te za većinu njih nedostaje određena dokumentacija od studija utjecaja na okoliš, do lokacijskih i građevinskih dozvola, te sklapanje Ugovora o priključenju tek prethodi i u ovom trenutku još nije izvjesno. Stoga ovi objekti u shemama planiranog razvoja prienosne mreže nisu prikazani. Ako do izrade/novelacije sljedećeg desetogodišnjeg plana razvoja za koji objekt bude sklopljen Ugovor o priključenju, njega će se onda uvrstiti u aktivni dio plana (sheme i tablice priključenja).

Tablica 3.22. Planirane elektrane za priključak na prienosnu mrežu
(planirano za izgradnju u razdoblju 2018. - 2027. godine)

Elektrana	Odobrena priključna snaga (MW)	Naponska razina priključka (kV)
TE-TO Osijek	80	110
HE Kosinj	33,7	110
HE na Savi (Program Sava)	130	110
HE Ombla	68	110
HE Dubrovnik 2	304	220
CHE Vinodol	150	220
SE Hrvace	10	110
SE Dugopolje	17	110
SE Šestanovac	40	110
SE Promina (HEP)	50-100	110
SE Promina (Acciona)	150	110
VHS Osijek	64	110
UKUPNO		1046,7 MW

4.

**PLAN RAZVOJA I
IZGRADNJE OBJEKATA
U SREDNJOROČNOM
RAZDOBLJU**



4. PLAN RAZVOJA I IZGRADNJE OBJEKATA U SREDNJOROČNOM RAZDOBLJU

4.1. RAZDOBLJE 2018. – 2020. GODINA (TROGODIŠNJI PLAN)

4.1.1. Izgradnja i priključak TS 110/x kV koje su trenutno u fazi izgradnje

U proteklom je razdoblju započela izgradnja 3 novih TS 110/x kV pri čemu je HOPS preuzeo obavezu izgradnje ili završetka izgradnje visokonaponskih (110 kV) dijelova postrojenja i priključka na prijenosnu mrežu. Radi se o sljedećim TS: Sesvete, Medulin i Zamet.

TS Srđ, koja je u 2016. godini bila u probnom pogonu, je završena i nalazi se u redovnom pogonu. U financijskom dijelu ovog plana rezervirana su manja sredstva za rješavanje preostalih imovinsko-pravnih poslova.

Navedene transformatorske stanice izgrađuju se temeljem dosadašnjih trogodišnjih planova razvoja HEP – ODS-a i HOPS-a, u cilju povećanja sigurnosti opskrbe kupaca na distribucijskoj mreži i priključka novih kupaca.

Udjeli HOPS-a u izgradnji novih TS odnose se na izgradnju 110 kV postrojenja u GIS ili AIS izvedbi, te priključnih nadzemnih ili kabelskih vodova 110 kV.

TS Sesvete (110 kV postrojenje) izgrađena je u GIS izvedbi, a na mrežu će biti povezana kabelskim uvodom/izvodom na DV 110 kV Resnik - Žerjavinec. Trenutno je pri kraju rješavanje preostalih imovinsko-pravnih poslova (Grad Zagreb u obvezi) za priključak; oprema i radovi su ugovoreni te se očekuje završetak u 2018. godini.

TS 110/20 kV Medulin (110 kV dio) je izgrađena u klasičnoj, AIS izvedbi, a priključak na mrežu 110 kV ostvaren je izgradnjom uvoda/izvoda na vod Šijana – Dolinka. Radovi su u tijeku te se očekuje puštanje u pogon u 2018. godini.

Započeta je izgradnja i 110 kV postrojenja **TS 110/10(20) kV Zamet** u GIS izvedbi, s kabelskim priključcima 110 kV na TS Pehlin i TS Turnić. Završetak se planira u 2019. godini.

4.1.2. Izgradnja i priključak novih planiranih TS 110/x kV

Usuglašen je početak izgradnje **TS 110/30(20) kV – 30/10(20) kV Kapela**, s priključkom uvodom/izvodom na postojeći 110 kV vod Biograd-Bilice. Završetak se očekuje do kraja 2020. godine.

Usuglašen je također početak izgradnje **TS 110/10(20) kV Cvjetno naselje**, sa 110 kV postrojenjem u GIS izvedbi (završetak do kraja 2020. godine), koja će na zagrebačku 110 kV mrežu biti priključena najprije kabelskom vezom 110 kV na TS Savica (do 2020. godine), a zatim i na TS Jarun (do 2022. godine).

U promatranom razdoblju predviđen je početak izgradnje **TS 110/20 kV Poličnik**, s priključenjem uvodom/izvodom na postojeći vod 110 kV Obrovac – Nin, **TS 110/10(20) kV - 30/10(20) kV Primošten** (postrojenje 110 kV u AIS izvedbi, priključak s DV 2x110 kV na južnu trojku budućeg DV 2x110 kV Bilice-Trogir), te **TS 110/10(20) kV Zadar Istok** sa 110 kV postrojenjem u GIS izvedbi i priključenjem na postojeći vod 110 kV Zadar-Biograd.

Do 2020. godine predviđen je početak i završetak izgradnje TS 110/35/10(20) kV Zamošće, sa 110 kV postrojenjem u GIS izvedbi i priključenjem na postojeći vod 110 kV Blato-Ponikve, zbog, između ostalog, potrebe napajanja distribucijske mreže za most Kopno-Pelješac.

4.1.3. Priključak novih elektrana i vjetroelektrana

4.1.3.1. Priključak novih konvencionalnih elektrana

TE Sisak C

Na postojećoj lokaciji u Sisku izgrađen je novi blok C odobrene priključne snage 235 MW. Priključak je ostvaren na revitalizirano rasklopište 220 kV, uz uvod/izvod DV 220 kV Mraclin – Prijedor u TS Sisak koji je pri kraju izgradnje. Završetak radova i puštanje u pogon ovog voda očekuje se sljedeće, 2018. godine.

BE – TO Koprivnički Ivanec (nije više u planu)

BE – TO je bio predviđene snage 20 MW, s lokacijom u Koprivničko – križevačkoj županiji, općina Koprivnički Ivanec, u radnoj zoni Koprivnički Ivanec. Predviđen je bio spoj na prijenosnu mrežu na principu uvod/izvod u DV 110 kV Koprivnica – Virje. U odnosu na prethodni plan, investitor je odustao od izgradnje, te stoga ni priključak više nije u planu.

4.1.3.2 Priključak novih vjetroelektrana

Osim VE koje su trenutno u pogonu još devet budućih vjetroelektrana ima s HOPS-om potpisan Ugovor o priključenju na prijenosnu mrežu (tablica 3.15). Priključak za te VE će se ostvariti izgradnjom priključnih vodova 110 kV i 220 kV, koji će povezivati TS na lokacijama VE s okolnom 110 kV ili 220 kV mrežom.

VE Lukovac će biti priključena uvodom/izvodom na DV 110 kV Kraljevac – VE Voštane/Kamensko (planirani završetak 2018. godine).

VE ZD 6 i ZD 6P će se preko nove TS Velika Popina spojiti novim radijalnim 110 kV vodom u TS Gračac (planirani završetak 2018. godine).

VE Krš Pađene povezat će se u prvoj fazi preko RP 220 kV uvodom/izvodom voda 220 kV Konjsko – Brinje. Prvobitno planirani (ugovoreni) završetak je bio 2019. godine, no u vremenu izrade ovog plana investitor je zatražio odgodu; slučaj je u rješavanju.

Za postojeću VE Zelengrad-Obrovac predviđeno je povećanje snage za 12 MW.

VE Konavoska Brda priključit će se vlastitim 220 kV vodom investitora na TS Plat (planirani završetak 2019. godine).

VE ST 3-1/2 Visoka-Zelovo priključit će se na 110 kV postrojenje TS Sinj (planirani završetak 2019. godine).

VE ZD2P i ZD3P priključuje se proširenjem postojeće VE Bruška i dodatnim uvodom/izvodom na DV 110 kV Obrovac-Benkovac-Zadar (planirani završetak 2019. godine).

VE Bruvno će biti priključeno na DV 110 kV Gračac-Kulen Vakuf, pri čemu se završetak planira 2019. godine.

4.1.4 Investicije u prijenosnu mrežu od sustavnog značaja

Kao investicije od sustavnog značaja označena su pojačanja mreže koje je potrebno kratkoročno ostvariti (unutar tri godine) radi postizanja zadovoljavajuće sigurnosti pogona mreže i opskrbe kupaca prema kriteriju N-1, te otklanjanja uočenih nedostataka u pogonu prijenosne mreže odnosno tehničkih neispravnosti.

U ovom sažetom pregledu podijeljene su na nove objekte i revitalizacije, redosljedom sukladnom Tablicama investicija u Prilogu 1 ovog plana.

4.1.4.1. Investicije od sustavnog značaja – novi objekti

SINCRO.GRID PROJEKT

Jedan od strateških najvažnijih projekata HOPS-a koji se trenutno nalazi u početnoj investicijskoj fazi je SINCRO.GRID Projekt, koji se temelji na primjeni pametnih mreža (eng. Smart Grid); korištenjem naprednih tehničkih sustava i algoritama s ciljem poboljšanja kvalitete napona u elektroenergetskom sustavu, povećanju prijenosne moći postojećih vodova s konačnim ciljem osiguravanja integracija OIE i povećanja sigurnost opskrbe kupaca.

Trenutni status projekta

SINCRO.GRID projekt je početkom 2015.g. nominiran Europskoj komisiji za ulazak na PCI (eng. Projects of Common Interest) listu projekata naprednih mreža. Na 2. sastanku tematske grupe Europske komisije „Smart Grid deployment“, koji je održan u Brusselsu, Belgija 17. travnja 2015. godine, izvršena je stručna evaluacija projekta od strane znanstvenog centra Europske komisije „Joint Research Center“, koja je pokazala da je projekt SINCRO.GRID vrlo dobar prema svim glavnim tehničkim kriterijima ocjene projekata.

PCI status SINCRO.GRID projekta potvrđen je objavom druge liste projekata od zajedničkog europskog interesa dana 18. studenog 2015. godine. U toj evaluaciji je ocijenjen najboljim projektom u području pametnih mreža u EU!

Sljedeći korak je bio izrada potrebne dokumentacije (poslovni plan, analiza troškova i koristi – CBA, itd.) i apliciranje promotora projekta (HOPS i HEP-ODS iz Hrvatske i ELES i SODO iz Slovenije) za fond Europske komisije CEF (Connecting Europe Facilities) za angažiranje bespovratnih sredstava u iznosu od 51 % procijenjene ukupne investicije, što je realizirano sa 08.11.2016.

Konačna evaluacija projekta i dobivanje zatraženih bespovratnih sredstava od 51 %, odnosno ukupno 40,5 milijuna Eur, su potvrđeni od Europske Komisije i EU članica 17.02.2017. godine, a ugovor o darovnici iz CEF fonda potpisan s predstavnikom EU 22.05.2017.

Konačno, nakon ostvarenja zadanog cilja, partneri-promotori su potpisali ugovor o međusobnim odnosima 11.07.2017. godine.

Intenzivni nastavak ovog projekta nastavljen je tijekom 2017. godine, a završetak investicijskog ciklusa je planiran u 2020. godini.

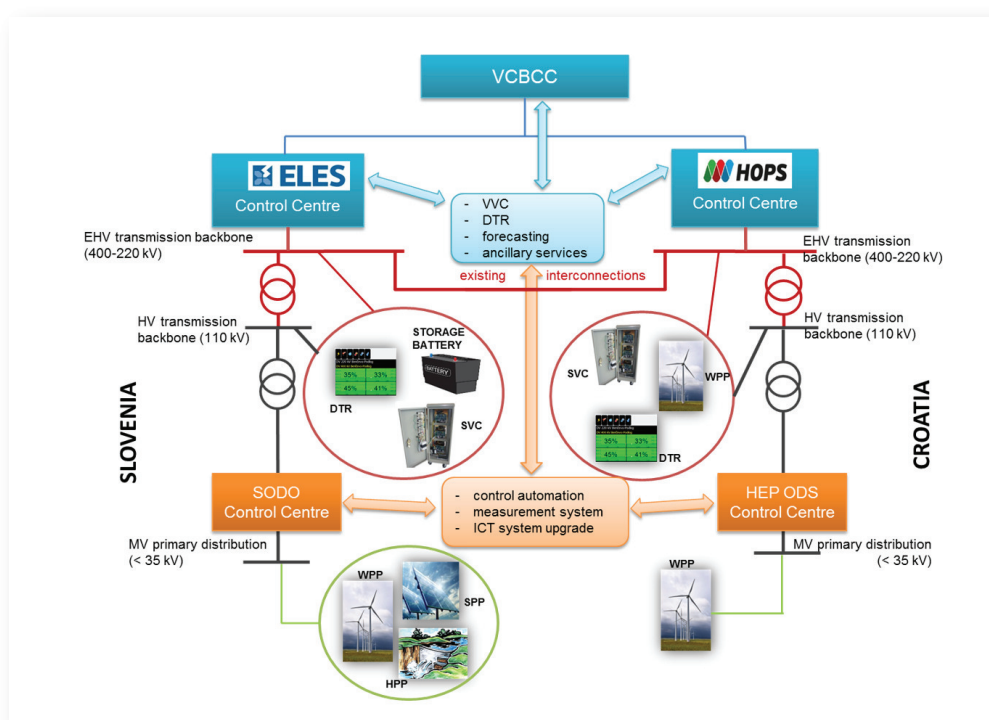
Sažeti opis projekta

Na prostoru RH SINCRO.GRID obuhvaća ugradnju 3 uređaja za kompenzaciju jalove energije u postojećim transformatorskim stanicama Konjsko, Melina i Mraclin, ugradnju sustava za dinamičko određivanje prijenosne moći (dynamic thermal rating - DTR) te implementaciju naprednog virtualnog

kontrolnog centra (virtual cross-border control center - VCBCC) za koordiniranje i optimizaciju iznosa napona u EES u Hrvatskoj i Sloveniji, te koordinaciju rezerve sekundarne P/f regulacije i potrošnje uključivo operatore distribucijskih sustava u obje zemlje.

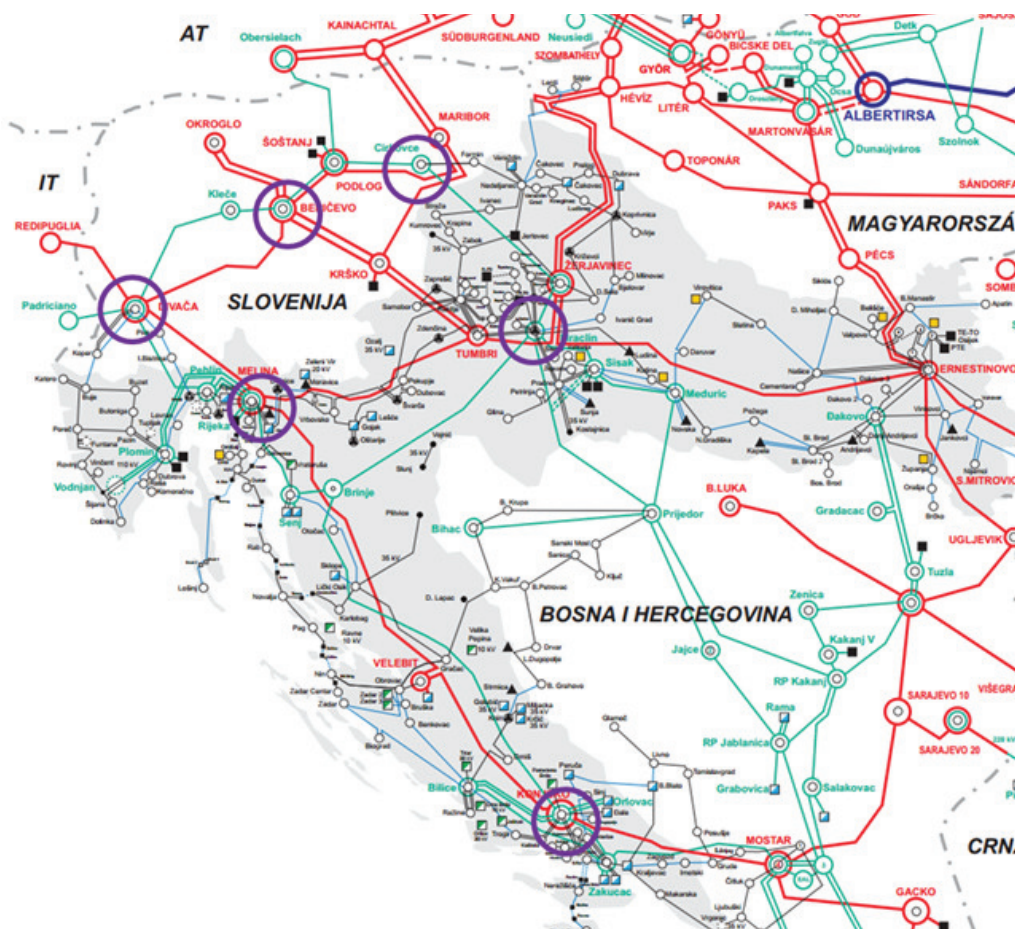
Temeljni problem u prijenosnoj mreži Hrvatske i Slovenije su previsoki naponi, pogotovo u 220 kV i 400 kV mreži, kao i sve izraženiji problem nedostatka sekundarne rezerve regulacije sustava. Navedeni čimbenici mogli bi ugroziti operativnu pouzdanost elektroenergetskog sustava te daljnji razvoj objekata za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije.

S ciljem pronalaska rješenja koje bi bilo primjenjivo u obje države, operatori prijenosnog sustava Hrvatske (HOPS) i Slovenije (ELES) uz podršku operatora distribucijskih sustava iz Hrvatske (HEP ODS) i Slovenije (SODO), započeli su suradnju na zajedničkom projektu SINCRO.GRID (slika 4.1).



Slika 4.1 - Shematski pregled SINCRO.GRID projekta

Kompensacijski uređaji ugrađuju se u prijenosnim mrežama Hrvatske i Slovenije na lokacijama koje su detaljnije prikazane na slici 4.2.

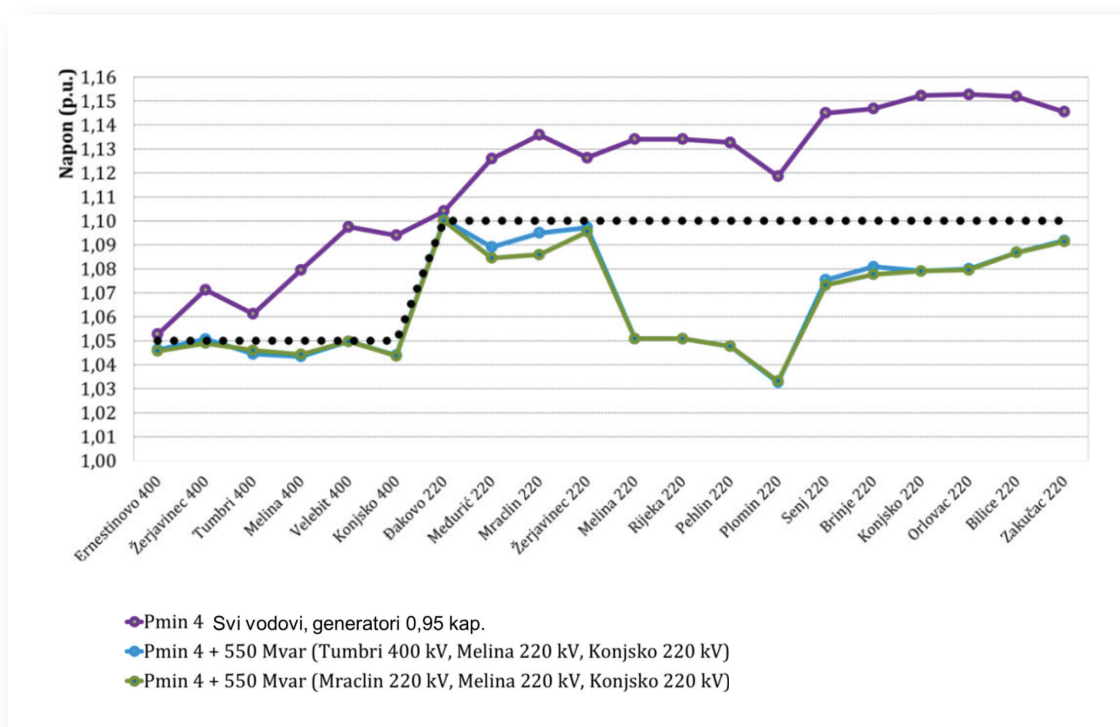


Slika 4.2. Lokacije ugradnje kompensacijskih uređaja u prijenosnim mrežama Hrvatske i Slovenije

U Hrvatskoj je predviđena ugradnja kompenzacijskih uređaja (SVC - statički var kompenzator i VSR - regulacijska prigušnica) ukupne snage 550 Mvar na sljedećim lokacijama:

- SVC 250 Mvar u TS 400/220/10 kV Konjsko
- VSR 200 Mvar TS 400/220/110 kV Melina
- VSR 100 Mvar u TS 220/110/10 kV Mraclin

Kompenzacijski uređaj ugrađuju se na 220 kV naponsku razinu jer su u tom slučaju sveukupni gubici u prijenosnoj mreži najmanji. Ukupno predviđeni efekti ugradnje kompenzacije predočeni su slikom 4.3.



Slika 4.3. Razine iznosa napona u Hrvatskoj prije i nakon ugradnje kompenzacijskih uređaja

Bitno je napomenuti da su iznosi reaktivne snage kompenzacijskih uređaja za svaku državu optimirane odgovarajućim proračunima, uz daljnju optimizaciju snaga pojedinih uređaja u obje države, obzirom na međusobne moguće utjecaje. Utvrđeno je nedvojbeno da je na teritoriju svake države obvezna koordinacija rada svih uređaja da bi se uopće postigli potrebni efekti, te da se najveći efekti postižu dodatnom koordinacijom između operatora prijenosnih sustave svake države. To je bio i jedan od glavnih razloga započete suradnje sudionika na ovom projektu.

Implementacija sustava za dinamičko određivanje prijenosne moći (dynamic thermal rating - DTR) postojećih vodova (bez potrebe za fizičkim zahvatima na stupovima i vodičima dalekovoda) ugradnjom posebnih vremenskih stanica na nadzemne vodove, pruža uvid u realno stanje opterećenja prijenosnog voda te omogućava veću prijenosnu moć te stabilnost prijenosnog sustava.

U Hrvatskoj su obuhvaćeni sljedeći dalekovodi: DV 220 kV Konjsko – Brinje, DV 220 kV Senj – Melina i DV 220 kV Konjsko-Zakučac (označeni zvjezdicom na slici 4.4.).

Zajednički virtualni kontrolni centar (VCBCC) HOPS-a i ELES-a omogućava centraliziranu koordinaciju i kontrolu napona i optimizaciju gubitaka u elektroenergetskim sustavima Hrvatske i Slovenije, kao i sposobnost za nadzor, prognozu i kontrolu obnovljivih izvora energije s ciljem održavanja stabilnog rada cijelog područja upravljanja. VCBCC predstavlja implementaciju moderne ICT tehnologije u povezivanju nacionalnih dispečerskih centara HOPS-a i ELES-a i njihovih SCADA sustava s odgovarajućim centrima i SCADA sustavima operatora distribucijskih sustava (HEP-ODS i SODO), te upotrebom inovativnih računalnih (softverskih) rješenja i programa za rješavanje optimizacijskih zadataka u regulaciji napona, gubitaka u mreži, sekundarnoj P/f regulaciji, internim zagušenjima i prognozi proizvodnje OIE i potrošnje.



Slika 4.4. Prijenosna mreža 220 kV i 400 kV Hrvatske i Slovenije i dalekovodi predviđeni za implementaciju DTR sustava

OSTALE INVESTICIJE OD SUSTAVNOG ZNAČAJA – NOVI OBJEKTI

Na početku ovog poglavlja treba najprije spomenuti jednu aktivnost koja zapravo po svojoj naravi predstavlja pripremu izgradnje, a to je izrada studije izvedivosti i studije zaštite okoliša za objekte bivšeg PCI projekta (primjerice TS 400 kV Lika, DV 400 kV Lika – Banja Luka, itd.), detaljnije opisanih u poglavlju 4.2.4. ovog plana.

Navedenu studiju, s planiranim iznosom od oko 9 milijuna kuna (oko 1.150.000 EUR) u cijelosti financira EBRD. U vremenu dovršenja ovog plana razvoja, aktivnosti međunarodne javne nabave su bile pri kraju; sklapanje odgovarajućeg ugovora s EBRD i izvoditeljima se očekuje najkasnije do kraja 2017. godine. Rok za završetak studije je 12 mjeseci, odnosno kraj 2018. godine.

Povremena zagušenja u prijenosnoj mreži 110 kV na potezu HE Senj – Crikvenica – Vinodol riješena su ugradnjom **transformatora 220/110 kV s kosom (poprečnom) regulacijom**, tj. s mogućnošću regulacije tokova djelatne snage u **HE Senj**. Izvršena je zamjena sabirničkog sustava 110 kV i dijela sekundarne opreme, te se radi na zamjeni prekidača 220 kV i sabirničke zaštite 220 kV postrojenja u HE Senj. Prije planiranu izgradnju novog DV 2x110 kV na potezu HE Senj-Crikvenica, odnosno alternativno investiciju u zamjenu vodiča i povećanja prijenosne moći vodu 110 kV Crikvenica – Vrataruša, moguće je sada znatno odgoditi, predvidivo za razdoblje iza 2022. godine.

Predmetnom investicijom rasterećene su ugrožene dionice 110 kV mreže, te se omogućava povećanje snage HE Senj i eventualno priključak novih vjetroelektrana na području između Senja i Crikvenice.

U periodu do 2020. godine planira se **zamjena starih** (životni vijek pri kraju, tehnički parametri ne daju više dovoljnu pouzdanost pogona; sigurnost opskrbe grada Zagreba potencijalno ugrožena) **mrežnih transformatora 220/110 kV u TS Mraclin** (T2, 150 MVA, do 2020. godine i T1, 150 MVA do 2021. godine), čime će se značajno povećati sigurnost opskrbe grada Zagreba.

U sljedećem trogodišnjem razdoblju planira se nastaviti sa započetim **zamjenama ostarjelih energetskih transformatora 110/35 (30) kV, 40 MVA** u prijenosnoj mreži – u TS Koprivnica i TS Daruvar na području PrP-a Zagreb, TS Osijek 2 i TS Slavonski Brod 2 na području PrP-a Osijek, TS Trogir (63 MVA), TS Meterize i TS Nerežišća na području PrP-a Split te TS Pehlin, TS Dolinka i TS Šijana na području PrP-a Rijeka.

U razmatranom trogodišnjem periodu do 2020. godine planira se završiti s izgradnjom objekata prijenosne mreže za koje su pripremne aktivnosti završene ili je izgradnja već započela.

To se prvenstveno odnosi na novi **DV 2x110 kV Slavonski Brod – EVP Andrijevcu- Đakovo**, koji se gradi kao zamjena za stari dalekovod na tom potezu, kojeg se jednu trojku planira spojiti s jednom trojkom novog **DV 2x110 kV Slavonski Brod – Slavonski Brod 2**. Etapa između TS Đakovo i EVP Andrijevcu je gotova; a gradi se etapa između EVP Andrijevcu i TS Slavonski Brod. Umjesto starog (jednostrukog) DV 110 kV Slavonski Brod - Slavonski Brod 2 izgradit će se novi DV 2x110 kV na istom potezu Slavonski Brod – Slavonski Brod 2. Time će se ostvariti nova direktna veza TS Đakovo-TS Slavonski Brod i osigurati (n-1) kriterij za napajanje TS Slavonski Brod 2 iz hrvatske prijenosne mreže vezom Đakovo-EVP Andrijevcu- Slavonski Brod 2 s jedne strane i vezom Slavonski Brod – Slavonski Brod 2 s druge strane.

DV 110 kV Mraclin – Ivanić ugrožen je u velikom broju mogućih scenarija prema kriteriju (n-1), a nije ga moguće rasteretiti preraspodjelom angažmana elektrana unutar EES. Njegovim ispadom također dolazi do nedozvoljenih naponskih prilika u TS Ivanić. Imajući u vidu procjenu troškova mogućih pojačanja mreže, kao tehno-ekonomski optimalno rješenje izabrana je izgradnja novog **DV 2x110 kV** (duljine oko 3 km) kojim bi se postojeći **vod 110 kV Mraclin – EVP Ludina uveo u TS Ivanić**, i time stvorila paralela postojećem kritičnom vodu. Nakon realizacije ove investicije postojeći vod Mraclin – Ivanić znatno se rasterećuje, dok 110 kV veza od Siska preko Kutine i Ludine nije znatnije opterećena. Kriterij (n-1) je zadovoljen u promatranom dijelu mreže, a nestaju i problematične naponske prilike pri neraspoloživosti voda Mraclin – Ivanić 1. Uvod/izvod DV 110 kV Mraclin – EVP Ludina u TS Ivanić donosi značajne uštede u mogućim troškovima neisporučene električne energije neovisno o angažiranosti HE na Dravi. Sva ograničenja na postojećem vodu 110 kV Mraclin – Ivanić time se u potpunosti otklanjaju, a povećanje njegove prijenosne moći kroz revitalizaciju se može odgoditi do daljnjeg.

Slična situacija je i s **uvodom/izvodom (1,3 km) DV 110 kV Obrovac – Zadar u TS Benkovac**. Vod Obrovac – Zadar prijenosne je moći 90 MVA budući da je opremljen vodičima Al/Č 150/25 mm², u duljini 62,7 km. Pri visokom konzumu šireg područja Zadra isti će biti ugrožen prilikom ispada voda 110 kV Zadar centar – Nin. Ugroženi vod prolazi u blizini TS Benkovac, stoga je moguće izvesti uvod/izvod u TS Benkovac, nakon čega ostaje kritična dionica **110 kV Benkovac – Zadar** kojoj je nužno povećati prijenosnu moć ugradnjom HTLS vodiča (završetak planiran do najkasnije 2021. godine). Ako se ne bi izveo uvod/izvod ugroženog voda u TS Benkovac, bilo bi potrebno rekonstruirati vod u čitavoj duljini, no uz opisani način bit će potrebno nove vodiče ugraditi samo na približno polovici duljine sadašnjeg voda. Nakon izgradnje TS Zadar istok isti će se uvesti u novu TS. Na opisani način povećava se sigurnost napajanja šireg zadarskog područja u dugoročnom razdoblju.

U sljedećem trogodišnjem periodu neophodno je započeti (a bilo bi dobro, ovisno o okolnostima, i završiti), izgradnju nekoliko izuzetno važnih prijenosnih objekata, kojih je završetak u ovom planu predviđen za 2021. godinu zbog ograničenja predvidivih vlastitih sredstava HOPS-a za investicije u trogodišnjem razdoblju.

To se najprije odnosi na izgradnju novog **DV 110 kV na potezu Tumbri-Botinec (teški vod)**. Naime, ispadom postojećeg teškog voda Tumbri - Botinec, a posebice zbog mogućeg smanjenog angažmana EL-TO Zagreb i TE-TO Zagreb (što u prijašnjim vremenima nije bio slučaj), u nekim scenarijima dolazi do preopterećenja 110 kV vodova iz TS Tumbri prema TS Rakitje i daljnjih mogućih kaskadnih ispada 110 kV vodova.

Sve to uzrokuje ubranu potrebu za pojačanjem 110 kV veza između TS Tumbri i centralnog dijela Zagreba, što je najpovoljnije izvesti izgradnjom novog teškog voda prema TS Botinec (završetak planiran u petogodišnjem razdoblju).

Nužan uvjet za izgradnju ovog voda je i planirano **uvođenje** nedavno izgrađenog **DV 2x110 kV Rakitje – Botinec i postojećeg DV 110 kV TETO – Botinec 3 u TS Botinec** putem 110 kV kablinskih vodova, čime se oslobađa jedna trojka na postojećem dvostrukomvodu na potezu od autoputa do TS Botinec (sada je jedna trojka Tumbri – Botinec, a druga TETO - Botinec 3) za potrebe tako jedino mogućeg uvoda novog voda u TS Botinec (završetak planiran do 2021. godine). Ovi zahvati su neophodni za postizanje potrebne razine sigurnosti napajanja grada Zagreba.

U postojećem stanju 110 kV mreže TS 110/x kV Virje i Mlinovac radijalno se napajaju iz TS Koprivnica i TS Bjelovar, uz rezervna napajanja putem distribucijske mreže. U trenutku kada konzum napajan preko razmatranih TS poraste na vrijednosti pri kojima neće biti osigurana rezerva putem distribucijske mreže, neophodno je osigurati (n-1) kriterij planiranom izgradnjom novog **DV 110 kV Virje – Mlinovac**, (kraj izgradnje planiran do 2021. godine). Ovim zahvatom rješava se ne samo navedeni (n-1) problem, već se i dodatno povezuje 110 kV mreža koprivničkog i bjelovarskog područja, povećavajući tako sigurnost prijenosne mreže šireg područja.

U prijenosnoj mreži splitskog područja neophodna je i planirana izgradnja nove **TS 110/10(20) kV Sućidar** s postrojenjem 110 kV u GIS izvedbi (zamjena za staro 110 kV postrojenje u AIS izvedbi u samo centru Splita) i kablskim priključcima na 110 kV mrežu, uključujući ugradnju novih transformatora 110/10(20) kV i novi rasplet srednjenaponske mreže koje će provesti HEP-ODS (završetak planiran 2020.-2021. godine).

U razmatranom periodu HOPS planira i izgradnju GIS 110 kV postrojenja u postojećoj **TS 110/10(20) Split 3 – Visoka** (u današnjem stanju energetski transformatori su spojeni direktno na kablске 110 kV vodove iz TS Vrboran) – završetak planiran 2021.-2022. godine; a zbog omogućavanja povećanja snage transformacije 110/10(20) kV u TS Visoka za dostatno napajanje konzuma.

U staroj **TS Meterize** je neophodna izgradnja novog 110 kV postrojenja (završetak planiran 2020.-2021. godine), ne samo zbog ostarjelosti VN opreme, već i zbog potrebe značajnog povećanja prijenosne moći (iznad 220 MVA – detaljnije u dijelu ovog plana koji objašnjava potrebne revitalizacije u razmatranom periodu) postojećih 110 kV vodova Meterize – Dujmovača i Meterize – Vrboran, koji radovi su u tijeku.

Svi navedeni zahvati u splitskoj prijenosnoj mreži su neophodni za postizanje potrebne razine sigurnosti napajanja grada Splita.

Za niz važnih objekata prijenosne mreže će u razmatranom razdoblju trebati započeti pripreme aktivnosti i započeti izgradnju. To su TS 220/110 kV Vodnjan, DV 2x110 kV Bilice-Trogir i posebice DV 2x400 kV Tumbri - Veleševac, te uvod/izvod DV 110 kV Nedeljanec – Lenti u TS Čakovec, itd. Objašnjenje razloga izgradnje ovih novih objekata bit će dano kasnije u ovom planu, za razdoblje 2021.-2027. godina.

4.1.4.2. Investicije od sustavnog značaja – revitalizacije

ZAMJENA PODMORSKOG 110 KV KABELA CRIKVENICA – KRK

U prethodnim planovima zamjena kabela dionice **DV-KB 110 kV Crikvenica – Krk** planirana je krajem razmatranog trogodišnjeg razdoblja. Naime, postojeća kabela dionica između Crikvenice i Krka ograničava prijenos DV-KB 110 kV Crikvenica – Krk na 70 MVA, a ispadom DV-KB 110 kV Melina – Omišalj pri visokim ljetnim opterećenjima otoka Krka, Cresa i Lošinja, uz planirani porast opterećenja, dolazi do preopterećenja veze Crikvenica – Krk, a time i do lančanog preopterećenja veze Krk – Rab što bi uzrokovalo prekid napajanja Krka, Cresa i Lošinja pri kritičnom ispadu. Zbog ovog nezadovoljenja kriterija (n-1) planirano je zamijeniti podmorsku i podzemnu dionicu nadzemno-kabelskog voda **Crikvenica – Krk**, te mu povećati prijenosnu moć. Pri tom je materijal i presjek kabela potrebno uskladiti s prijenosnom moći odgovarajuće nadzemne dionice (Al/Č 240/40 mm², 115 MVA za ljetni period i oko 140 MVA za zimski). Drugi razlog takvog planiranja zamjene podmorske dionice ovog voda bio je i njezina starost odnosno tehnička dotrajalost.

Zadnji razlog se nažalost pokazao prioritetnijim. Naime, u prvoj polovici 2017. godine vod je uslijed kvara na podmorskoj dionici ispao iz pogona. Aktivnostima koje su poduzete utvrđeno je da podmorski kabel nije moguće popraviti, odnosno da je nužna njegova zamjena.

Stoga je, s obzirom na važnost ovog voda po sigurnost prijenosne mreže šireg područja, neophodno i hitno potrebno pokrenuti aktivnosti na zamjeni kabela dijela voda, što je i učinjeno u 2017. godini.

S obzirom na moguće rokove isporuke kabela, posebice pomorskog dijela, završetak je planiran u 2019. godini.

OSTALE INVESTICIJE OD SUSTAVNOG ZNAČAJA – REVITALIZACIJE

Povećanjem instalirane snage generatora HE Zakučac (odobrene priključne snage 538 MW) dodatno se ugrožavaju postojeći DV 110 kV Meterize – Vrboran, Meterize – Dujmovača i Vrboran – Dujmovača, u sadašnjem trenutku privremeno rasterećeni stvaranjem veza 110 kV Zakučac – Vrboran i Konjsko – Meterize nastalih otvaranjem i međusobnim prespajanjem vodova 2x110 kV Konjsko – Vrboran i 2x110 kV Zakučac – Meterize. Da bi se zadržala sigurnost pogona i osigurao (n-1) kriterij pogona splitske prijenosne mreže, uključujući i scenarij punog angažmana HE Zakučac, nužno je **povećati**

prijenosnu moć DV 2x110 kV Meterize/Dujmovača – Vrboran ugradnjom ACCC vodiča tipa kao Lisbon, prijenosne moći veće od 230 MVA, što je već započeto 2017. godine. Osim ugradnje novih vodiča potrebna je zamjena pripadnih vodnih polja (u cijelosti ili djelomično) u TS Meterize, TS Vrboran i TS Dujmovača, te zamjena kablenskog uvoda priključnog voda u TS Dujmovača, uz demontažu serijske prigušnice u Vrboranu.

Vod 110 kV Ernestinovo – Vinkovci, duljine 22,7 km, opremljen vodičima Al/Č 150/25 mm² prijenosne moći 90 MVA, ugrožen je ako u trenutku visokog opterećenja konzuma na području PrP Osijek iz pogona ispadne vod 110 kV Ernestinovo – Vukovar. Preopterećenja je moguće otkloniti povećanjem prijenosne moći voda 110 kV Ernestinovo – Vinkovci kroz zamjenu vodiča, ugradnjom HTLS vodiča tipa ACCC Rovinj, prijenosne moći oko 140 MVA, što je započeto 2017. godine i planira se završiti krajem iste godine.

Zbog starosti vodiča i potrebe njihove zamjene te potrebe povećanja prijenosne moći za osiguranje (n-1) kriterija, za niz vodova su provedene tehno-ekonomske analize i izbor optimalnog načina izvođenja takvih zahvata. Utvrđeno je da je tehnički i ekonomski daleko najpovoljnije zamijeniti postojeće vodiče novim HTLS vodičima, koji će uz zadržavanje postojećih stupova, omogućiti značajno povećanje prijenosne moći, sve uz smanjenje gubitaka na vodu i smanjenje provjesa – povećanje sigurnosnih udaljenosti.

Stoga se u sljedećem trogodišnjem razdoblju planiraju završiti takvi zahvati na vodovima na kojima je utvrđeno kritično stanje vodiča i/ili je potrebno povećati prijenosnu moć za osiguranje (n-1) kriterija. To su prije svih **DV 220 kV Zakučac-Konjsko** (primjenom ACCC vodiča tipa Stockholm 3L) i DV 110 kV Benkovac – Zadar, primjenom ACCC vodiča tipa Rovinj (nakon, odnosno paralelno s uvodom/ izvodom **DV 110 kV Obrovac – Zadar** u TS Benkovac, što je opisano ranije u ovom planu).

Na **DV 220 kV Senj – Melina** neophodna je zamjena vodiča i podizanje prijenosne moći (primjenom ACCC vodiča tipa Stockholm 3L) radi osiguranja (n-1) kriterija u prijenosnoj mreži u promatranom trogodišnjem razdoblju. Naime, uslijed mogućeg ispada DV 400 kV Velebit - Melina u scenariju visoke ili srednje hidrologije i velikog angažmana vjetroelektrana (posebice u zimskom periodu i posebice kad VE dostignu 700 MW ili više) dolazi do preopterećenja niza paralelnih vodova 110 kV i promatranog voda, jer se cjelokupni tokovi proizvedene električne energije u Južnoj Dalmaciji tada preusmjere na preostalu 220 kV i 110 kV mrežu. Dok je vodove 110 kV (preopterećenja do 115 %) moguće riješiti primjenom podešenja prekostrujne relejne zaštite na „zimsku“ prijenosnu moć (oko 120 %, sukladno Mrežnim pravilima prijenosnog sustava) odnosno primjenom DTR tehnologije, na DV 220 kV Senj – Melina moguća preopterećenja dosižu 140 % (odnosno premašuju i moguće „zimsko“ podešenje), tako da je primjena HTLS vodiča neophodna i hitna.

Kod **DV 110 kV Resnik – Žerjavinec** neophodna je zamjena ostarjelih vodiča te pritom osigurati zakonom propisane sigurnosne visine, odnosno smanjiti provjese, zbog čega je nužan odabir odgovarajućih HTLS vodiča.

Na **DV 220 kV Zakučac – Bilice** i **DV 110 kV Jertovec-Žerjavinec** planirana je zamjena vodiča krajem trogodišnjeg perioda sa završetkom u 2021. godini. Sve dosad provedene studijske analize dokazale su neophodnost povećanja prijenosne moći DV Jertovec – Žerjavinec, jer dolazi do preopterećenja ovog voda u nizu scenarija uslijed ispada pojedinih prijenosnih vodova zagrebačke mreže. Uslijed prije objašnjenih razloga, na nizu prijenosnih vodova je u kasnijem razdoblju planirana zamjena vodiča i implementacija HTLS vodiča. Pripremne aktivnosti za te vodove (primjerice DV 110 kV Otočac – Senj, itd.) započet će krajem promatranog trogodišnjeg razdoblja, a završetak se planira u sljedećem petogodišnjem razdoblju ili kasnije. Ovi zahvati će biti objašnjeni kasnije u ovom planu, za razdoblje 2021.-2027. godina.

DV 2x220 kV Plomin-Pehlin-Melina izuzetno je važan za napajanje područja Istre, posebice u situaciji kad niti jedan blok u Plominu ne proizvodi. Stoga se u razmatranom trogodišnjem razdoblju planira ugradnja štapnih odvodnika prenapona uzduž voda, kako bi se u najvećoj mogućoj mjeri izbjegao istovremeni ispad obje trojke ovog dvostrukog voda uslijed udara munje u stup i/ili zaštitno uže.

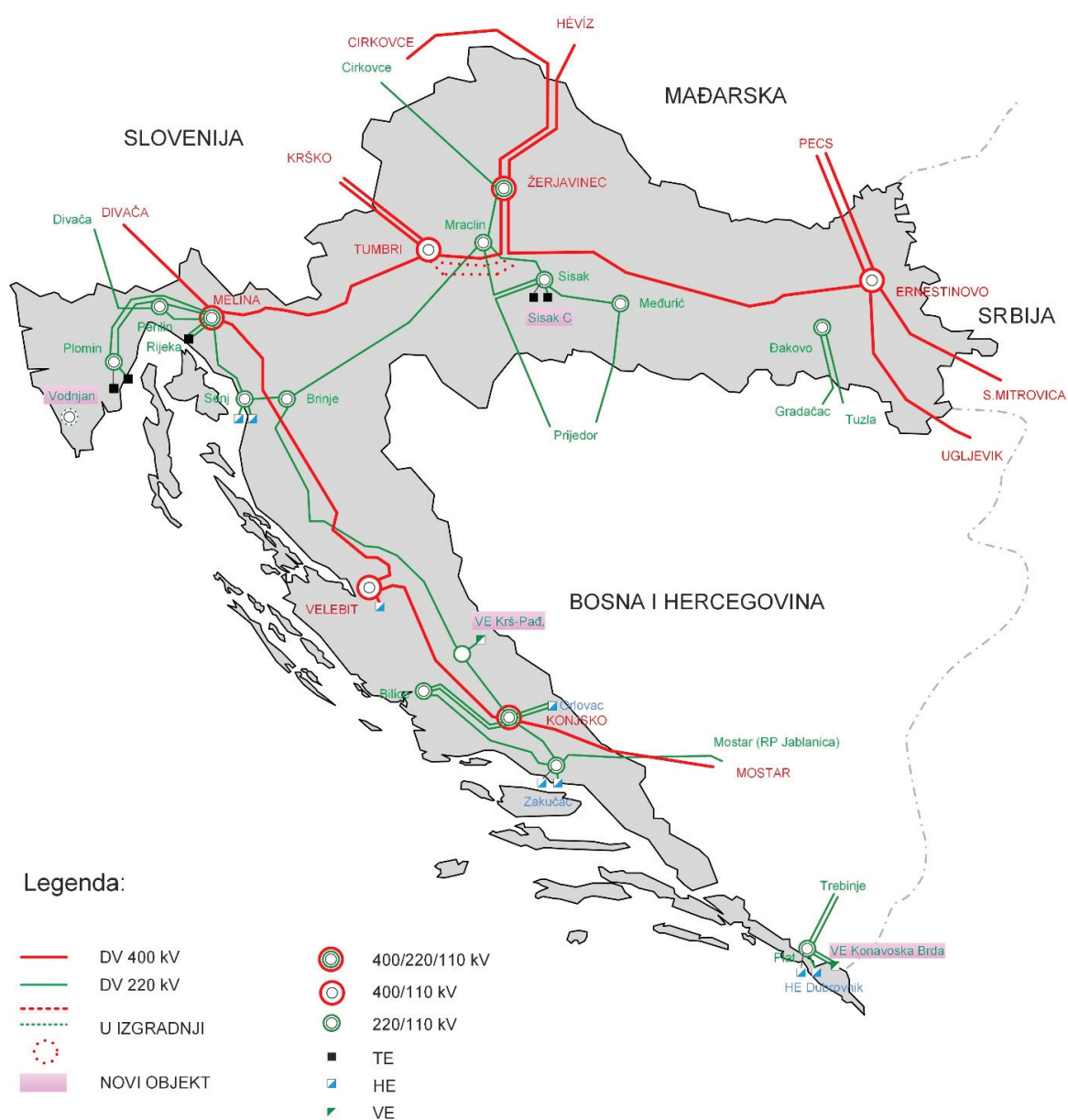
Za niz transformatorskih stanica u kojima je ostarjela VN oprema i/ili sekundarna oprema, planira se ovim planom revitalizacija odnosno zamjena dotrajale opreme u promatranom trogodišnjem razdoblju. Najznačajniji su TS Pračno, TS Ivanić Grad, TS Mraclin (220 kV) i posebice TS Rakitje, TS Melina (400 kV postrojenje), TS Lovran, TS Osijek 2, RP 220 kV u HE Orlovac, itd. Popis svih TS dan je detaljnije u tablicama investicija u Prilogu 1.1. ovog plana, stavka 2.2 Revitalizacije TS.

4.1.5. Planirani razvoj prijenosne mreže u trogodišnjem razdoblju – sheme

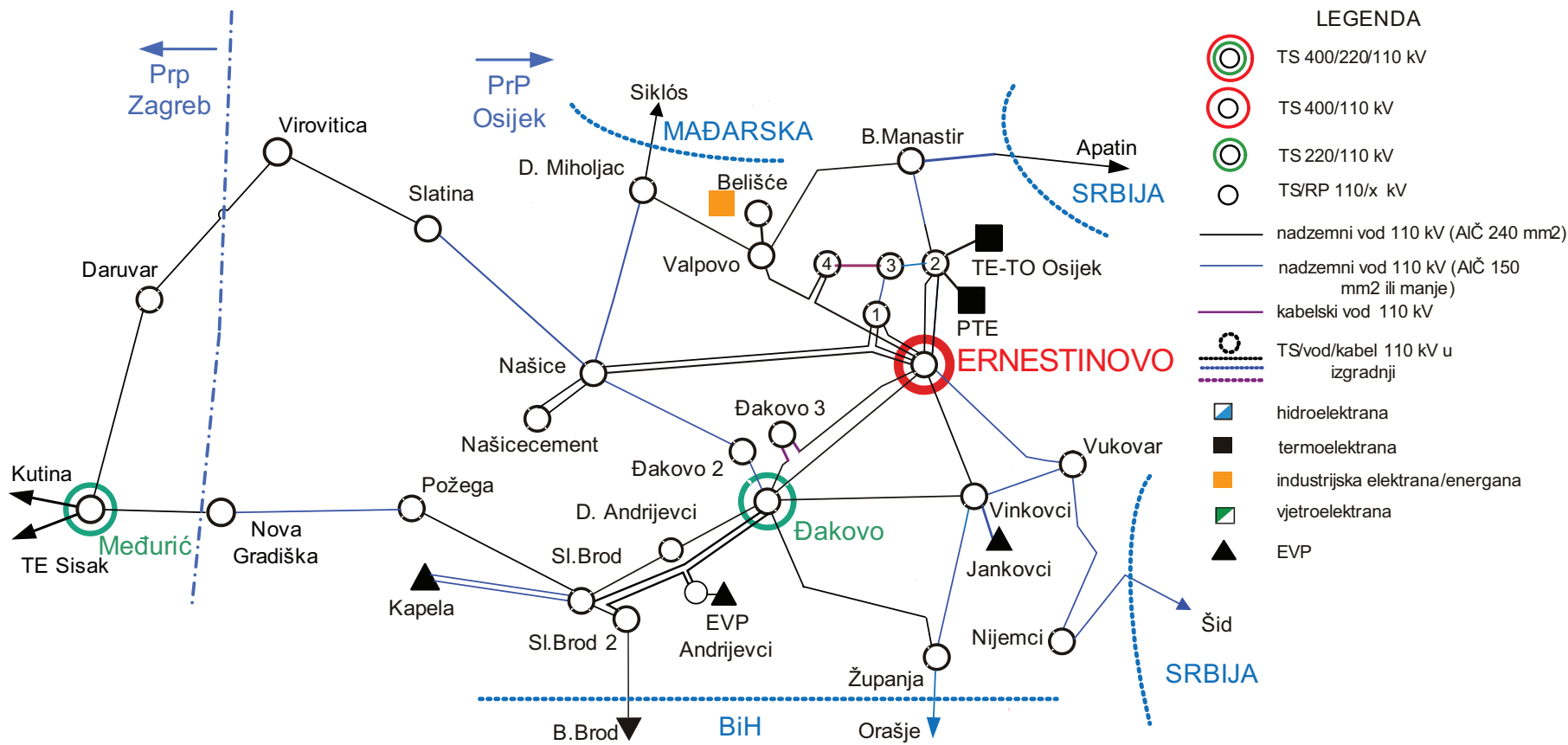
Slike u nastavku prikazuju sheme hrvatske prijenosne mreže na početku 2021. godine nakon isteka planskog trogodišnjeg razdoblja s uključenim svim objektima za koje je predviđen završetak izgradnje do tog perioda ili će izgradnja biti u tijeku (crtkano).

Shemama su posebno prikazane mreže 400 kV i 220 kV, a posebno mreže 110 kV prema regionalnoj podjeli (Osijek, Rijeka, Split, Zagreb).

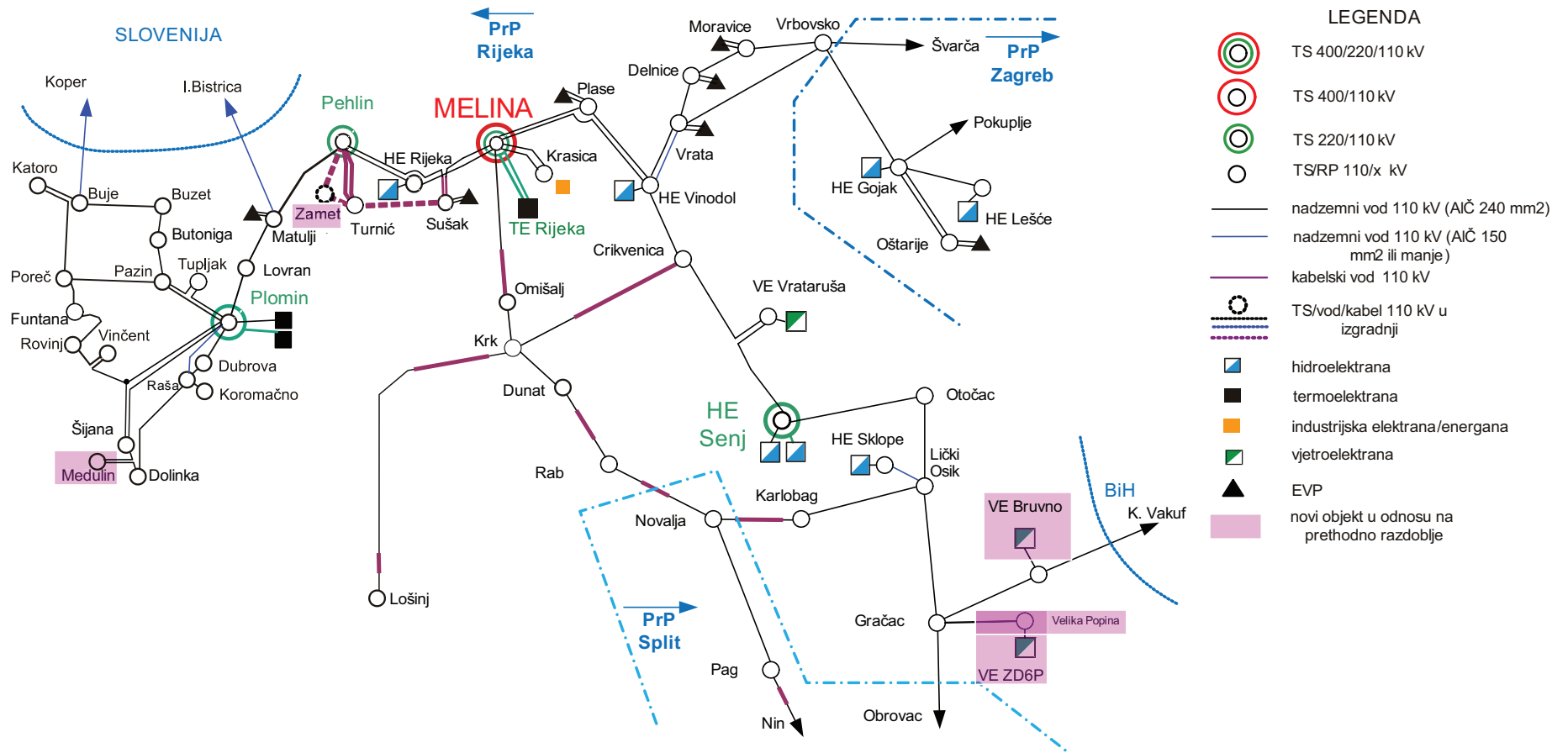
Napomena: imena novih objekata osjenčana su rozom bojom



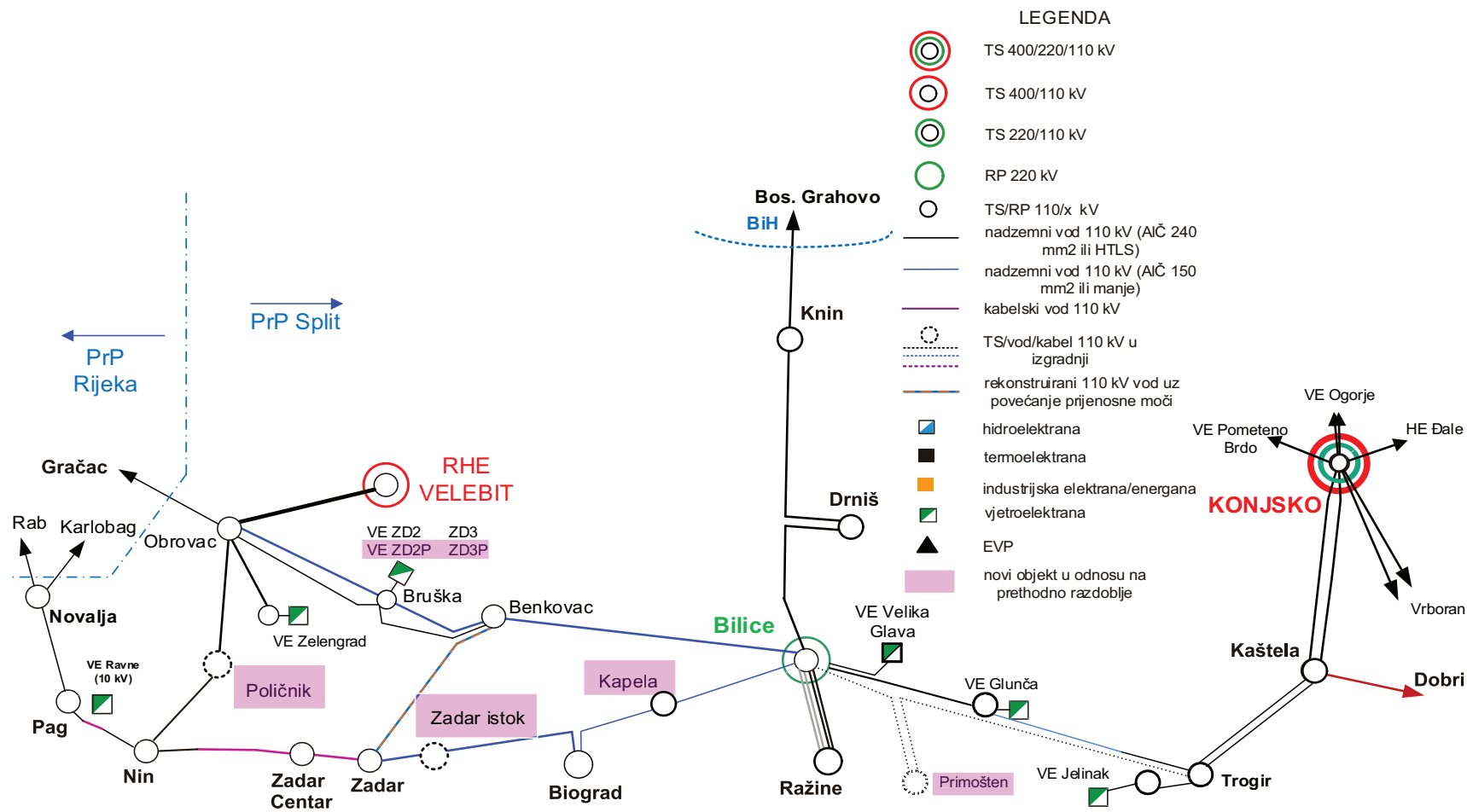
Slika 4.5. Konfiguracija 400 kV i 220 kV mreže početkom 2021. godine



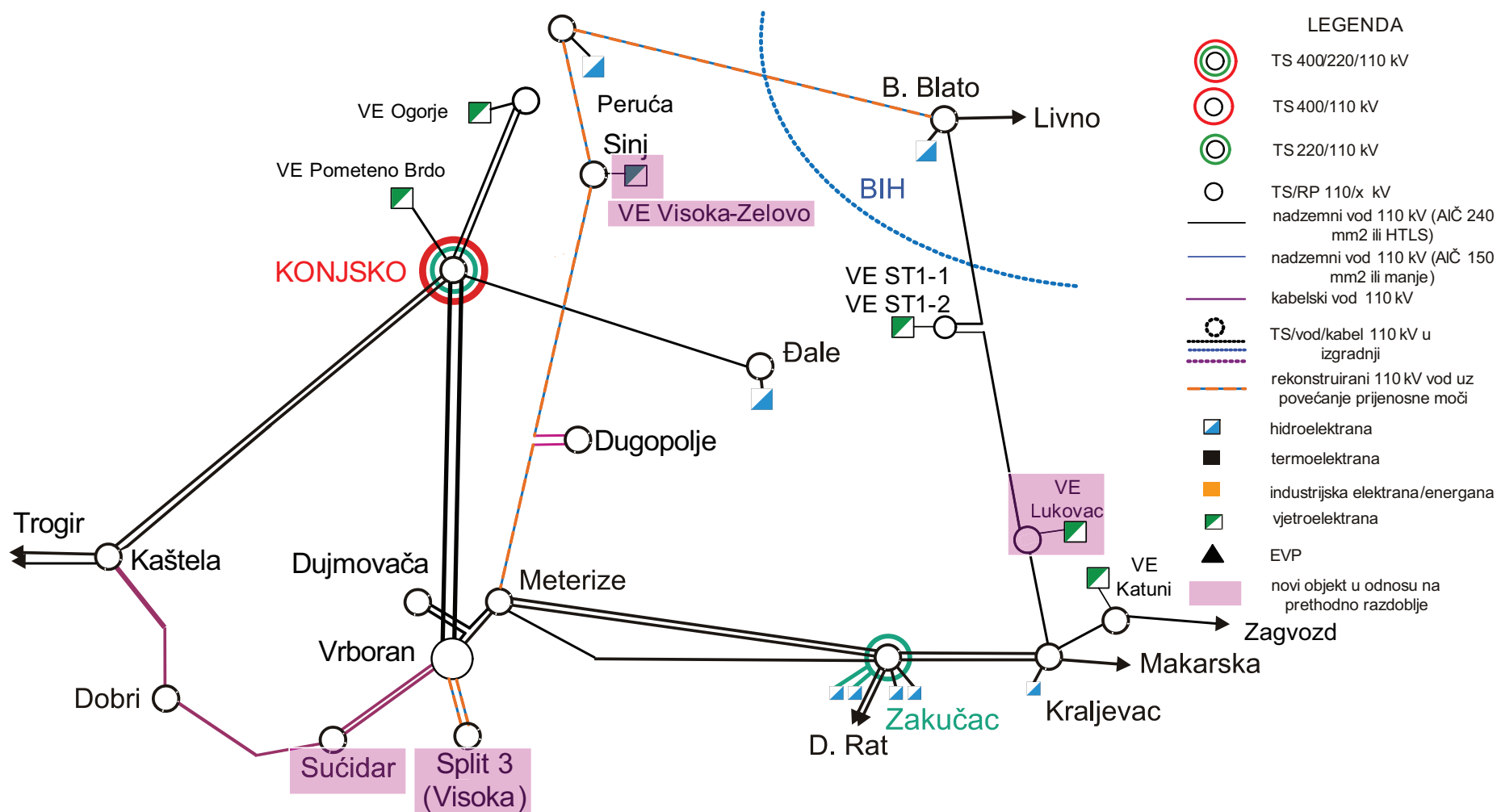
Slika 4.6. Mreža 110 kV PrP Osijek početkom 2021. godine



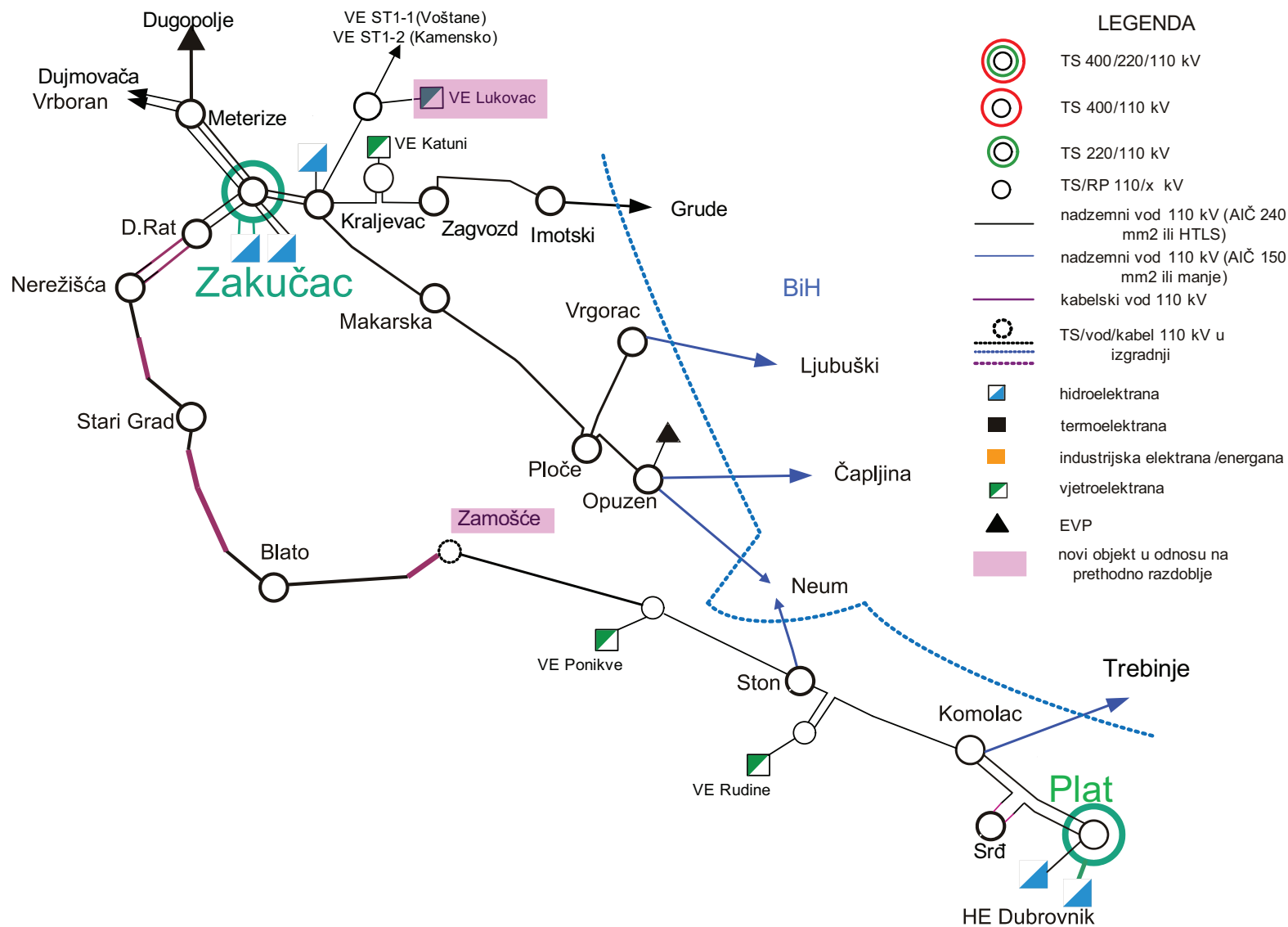
Slika 4.7. Mreža 110 kV PrP Rijeka početkom 2021. godine



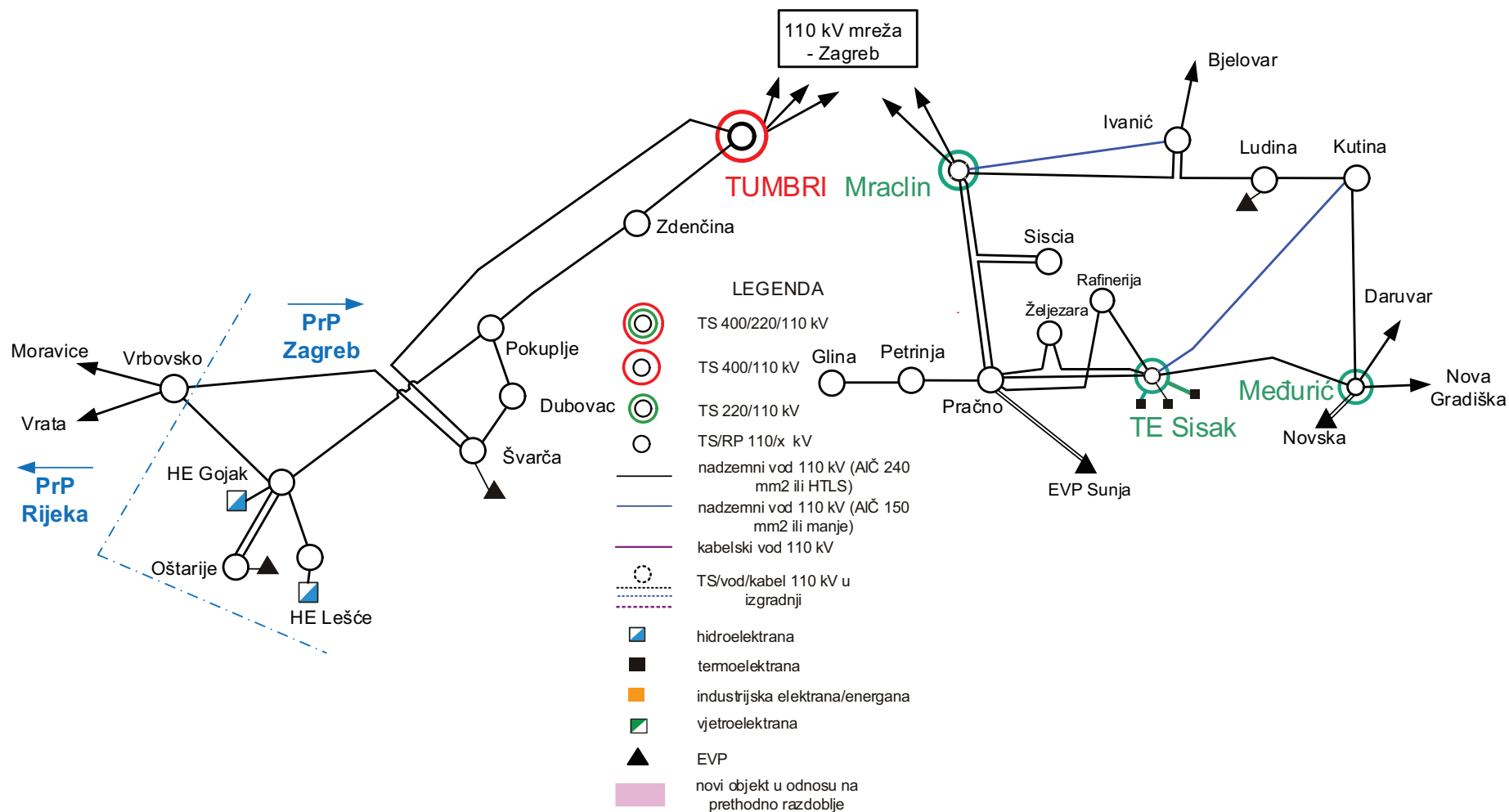
Slika 4.8. Mreža 110 kV PrP Split početkom 2021. godine – dio 1 (Zadar, Šibenik, Knin)



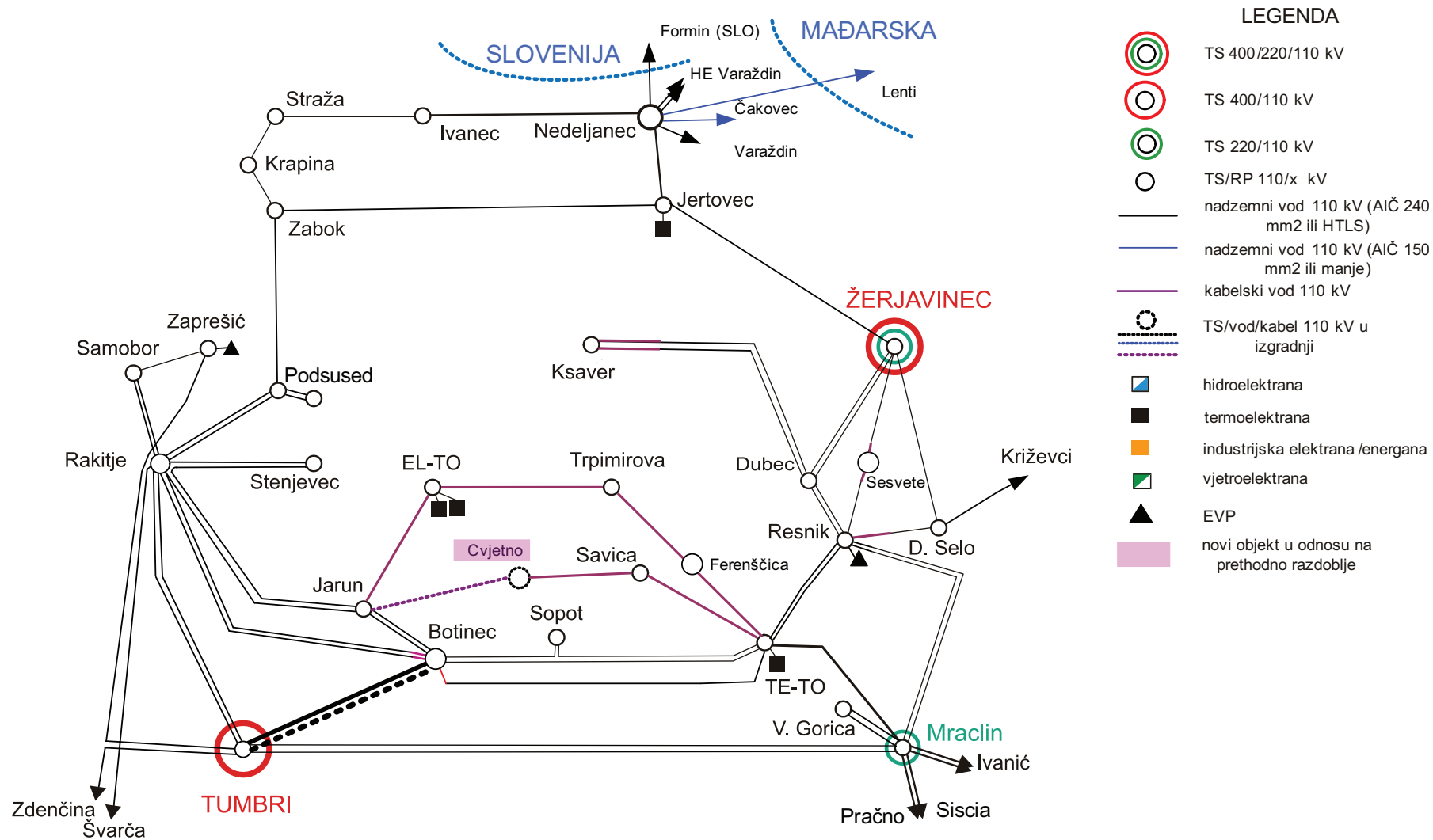
Slika 4.9. Mreža 110 kV PrP Split početkom 2021. godine – dio 2 (Split)



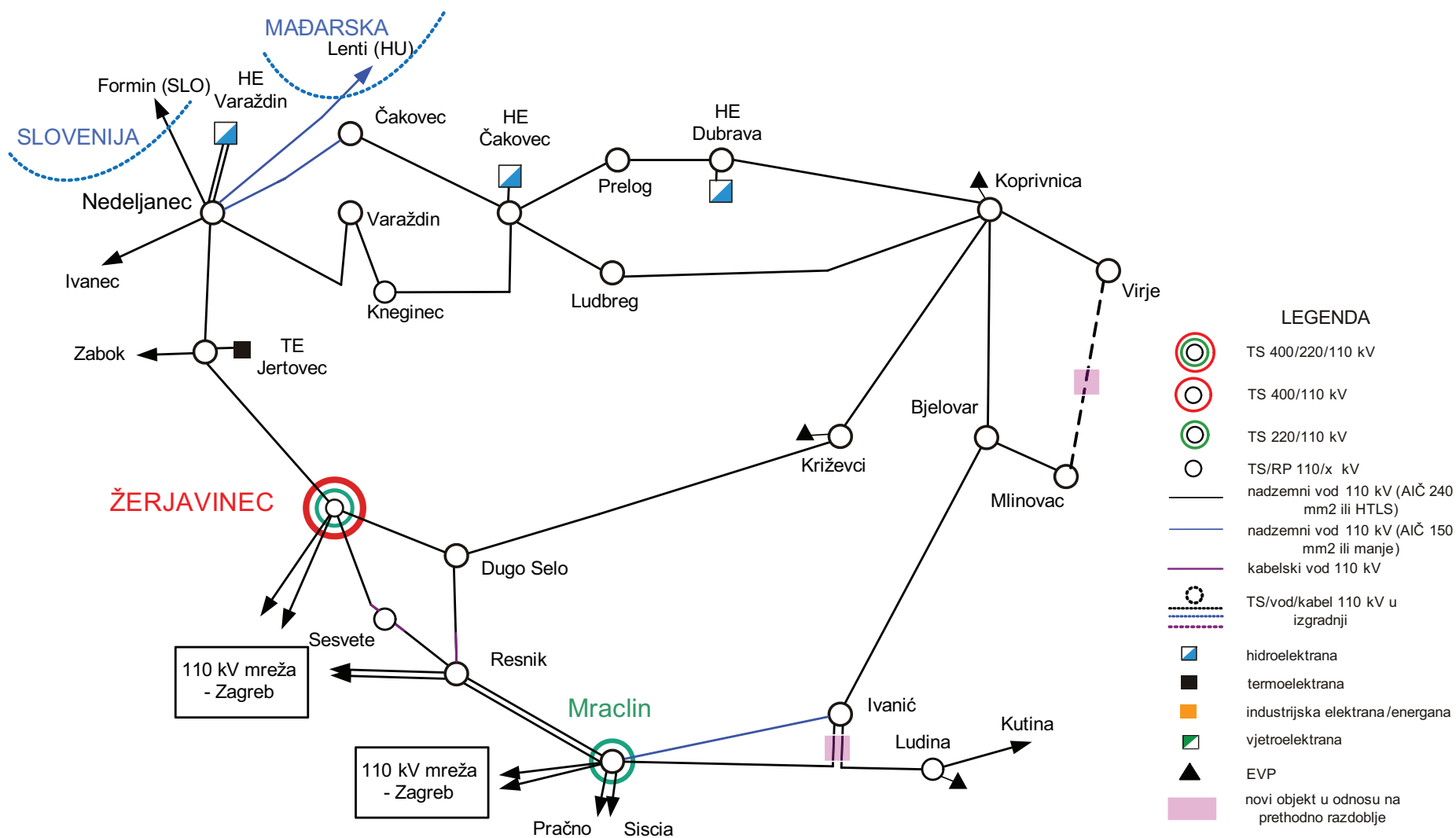
Slika 4.10. Mreža 110 kV PrP Split početkom 2021. godine – dio 3 (južna Dalmacija)



Slika 4.11. Mreža 110 kV PrP Zagreb početkom 2021. godine – dio 1 (Karlovac i Sisak)



Slika 4.12. Mreža 110 kV PrP Zagreb početkom 2021. godine – dio 2 (Zagreb)



Slika 4.13. Mreža 110 kV PrP Zagreb početkom 2021. godine – dio 3 (Varaždin, Koprivnica, Bjelovar)

4.2. RAZDOBLJE 2021. – 2027. GODINA

4.2.1. Priključak novih planiranih TS 110/x kV

Sukladno usuglašenim planovima razvoja i izgradnje zajedničkih (susretnih) objekata HOPS-a i HEP-ODS-a, u razdoblju od 2021.g. do 2027.g. planira se završetak izgradnje 4 TS 110/x kV kojih će izgradnja započeti u početnom trogodišnjem razdoblju ovog plana, te početak i završetak izgradnje dodatnih 7 TS 110/x kV, prikazanih u tablici 3.12. Također se planira početak izgradnje još 2 nove TS 110/x, kojih će završetak biti 2028. godine ili kasnije. Navedeni se objekti planiraju priključiti na prijenosnu mrežu interpolacijom u postojeće vodove ili izgradnjom novih vodova.

U prethodnim planovima bilo je predviđeno priključenje planiranog LNG terminala u Omišlju. Kako je investitor izjavio da ne treba priključak na prijenosnu mrežu (imat će elektranu na brodu), to je ovo brisano iz svih planova razvoja prijenosne mreže.

4.2.2. Priključak novih elektrana i vjetroelektrana

U razdoblju do 2027.g. iskazan je interes za priključenje velikog broja potencijalnih elektrana i vjetroelektrana – više o tome u poglavlju 3 ovog plana. Za mnoge od njih su izrađeni PAMP-ovi i/ili EOTRP-ovi, te definirani priključak i stvaranje uvjeta u prijenosnoj mreži (primjerice RHE Vrdovo, HE Senj 2, KKE Sl. Brod, RHE Korita, VE Senj, itd.).

No, s obzirom na to da do završetka ovog plana razvoja niti s jednim investitorom (uključujući i HEP) nije sklopljen odgovarajući ugovor o priključenju, priključenja tih objekata nisu uvrštena u ovaj plan. U slučaju da do sljedeće novelacije plana razvoja dođe do sklapanja kojeg ugovora o priključenju, taj/ti objekti će biti uvršteni u naredni plan.

HOPS u definiranju uvjeta za potrebne analize prilikom zahtjeva za izradu PAMP-a ili EOTRP-a za neki proizvodni objekt o navedenim činjenicama vodi dakako računa.

Naprijed izneseno vrijedi i za TE Plomin C i KKE Osijek, koji su u prethodnim planovima bili predviđeni za priključenje, a izostavljeni su iz ovog plana sukladno takvim odlukama investitora.

4.2.3. Investicije u prijenosnu mrežu od sustavnog značaja

Kao investicije od sustavnog značaja označena su pojačanja mreže koje je potrebno srednjoročno ostvariti radi postizanja zadovoljavajuće sigurnosti pogona mreže i opskrbe kupaca prema kriteriju (n-1) ili drugim tehničkim kriterijima.

U ovom sažetom pregledu podijeljene su na nove objekte i revitalizacije, redosljedom sukladnom Tablicama investicija u Prilogu 1 ovog plana. Detaljnije su objašnjene samo najvažnije investicije, a kompletan popis dat je u Prilogu 1. ovog plana (primjerice Prilog 1.1.).

4.2.3.1. Investicije od sustavnog značaja – novi objekti

Radi očekivanog porasta opterećenja na području Istre do razmatranog vremenskog presjeka potrebno je završiti izgradnju **TS 220/110 kV Vodnjan**, u veličini izgradnje transformacije 220/110 kV od 2x150 MVA, te uz podizanje pogona DV 2x110(220) kV Plomin – Vodnjan na 220 kV. U situaciji maksimalnog ljetnog opterećenja moguća su blaga preopterećenja transformatora 220/110 kV u Plominu ispadom paralelnog transformatora, što upućuje na potrebu ugradnje i drugog transformatora 220/110 kV u TS 220/110 Vodnjan do 2023. godine, što je razlika u odnosu na prethodni plan.

S obzirom na to da su već zabilježena povećana opterećenja na DV 400 kV Žerjavinec-Tumbri (iznad 550 MW) znatno ranije od očekivanja u prethodnim planovima (uzrok su povećani tranziti i uvoz zbog nedostatka/neangažiranja vlastite proizvodnje u RH), čiji ispad ugrožava 110 kV mrežu zagrebačkog područja, u ovom planu je predviđen raniji završetak **DV 2x400 kV Tumbri – lokacija Veleševac** (bez RP 400 kV Veleševac) do 2023. godine. Obje trojke ovog voda spojile bi se na DV 2x400 kV Žerjavinec-lokacija Veleševac (tvoreći tako DV 2x400 kV Tumbri – Žerjavinec), a 400 kV vod iz TS Ernestinovo bi bio spojen natrag na dionicu postojećeg voda Ernestinovo – Žerjavinec na potezu od Veleševca do TS Tumbri (vraćanje nekadašnje 400 kV veze Tumbri-Ernestinovo). Na navedeni način omogućuje se iskapčanje iz pogona DV 2x110 kV Tumbri – Mraclin i značajno smanjenje struja kratkog spoja u 110 kV zagrebačkoj mreži, posebice u RP 110 kV TS Tumbri i TS Mraclin.

Ovisno o raspoloživosti postojećih transformatora 400/110 kV u TS Ernestinovo te načinu zamjene blokova TE-TO i PTE Osijek, odnosno mogućoj izgradnji nove KKE Osijek, porastom konzuma Slavonije pojavljuje se potreba za **ugradnjom trećeg transformatora 400/110 kV, 300 MVA u TS Ernestinovo**. Priključak eventualno novih blokova na 110 kV mrežu u Osijeku odgađa potrebu za novim transformatorom, no uz priključak nove KTE na 400 kV mrežu ta potreba se ubrzava. Dugoročno će u slučaju izgradnje nove TS 400/110 kV u Đakovu biti moguće treći transformator iz Ernestinova preseliti u Đakovo

Zbog pouzdanog napajanja konzuma Slavonije i Baranje, u slučaju značajnijeg porasta opterećenja razmatranog područja u budućnosti te ograničenja u transformaciji 400/110 kV Ernestinovo do kojih će doći bez obzira na planiranu ugradnju i trećeg transformatora 300 MVA, eventualno će biti potrebno započeti izgradnju **rasklopišta 400 kV unutar TS 220/110 kV Đakovo uz transformaciju 400/110 kV, 300 MVA**. Rasklopište 400 kV unutar TS Đakovo priključilo bi se vodom 2x400 kV na postojeći DV 400 kV Ernestinovo – Tumbri (danas Žerjavinec) na lokaciji Razbojište, a TS Đakovo konačno povezala na visokonaponskoj strani na hrvatski EES. Odluka o formiranju TS 400/110 kV Đakovo ovisi i o dogovoru s NOS BiH i Elektroprijenos BiH o sudbini vodova 220 kV Đakovo – Gradačac i Đakovo – Tuzla, za koje se razmatra revitalizacija eventualnim prijelazom na 400 kV razinu.

Stoga, ovisno o razvoju budućih događaja i posebice o namjerama investitora (tj. o eventualnoj naponskoj razini priključenja potencijalne KKE Osijek) prioritet će se dati ili ugradnji trećeg transformatora 400/110 kV u TS Ernestinovo ili izgradnji TS 400/110 kV Đakovo. U ovom planu prioritet je dan izgradnji TS Đakovo (početak 2025. godine, završetak 2028. godine). Ovo je izvanredan primjer otežanog planiranja razvoja prijenosne mreže uslijed niza nesigurnosti u budućnosti.

Postojeća veza 110 kV od TS Bilice do TS Trogir, na koju su priključene VE Velika Glava i VE Jelinak, ukupne duljine 41 km izgrađen je 1948. g. na armirano betonskim stupovima tipa „portal“ s bakrenim vodičima nazivnog presjeka 95 mm². S obzirom na opterećenje TS Kaštela i TS Trogir, planiranu izgradnju novih TS 110/x kV (Primošten), potencijalnih EVP-a, te nekoliko potencijalnih lokacija za vjetroelektrane, u srednjoročnom razdoblju predviđena je izgradnja novog **DV 2 x 110 kV Bilice – Podi – Trogir**.

U zagrebačkoj prijenosnoj mreži, pored izgradnje usuglašenih zajedničkih TS 110/x kV (TS Cjetno, TS Maksimir, TS Savska), planira se izgradnja nove TS 110 kV Jarun u GIS izvedbi (čime se napokon uklanja vanjsko AIS 110 kV postrojenje iz središta Jaruna), TS 110 kV Stenjevec također u GIS izvedbi (slično kao TS Jarun, ali za područje Stenjevec/Španskog).

Drugi **KB 110 kV TETO – Ferenščica 2** potreban je u srednjoročnom razdoblju ako konzum užeg centra Zagreba poraste, te ako se napajanje dijela konzuma istočnog dijela grada prebaci na TS Ferenščica.

Vod 110 kV Nedeljanec – Čakovec, duljine 13,7 km, opremljen vodičima Al/Č 150/25 mm² prijenosne

moći 90 MVA, ugrožen je ako u trenutku visokog opterećenja konzuma šireg varaždinskog i koprivničkog područja, a uz nizak angažman HE Čakovec i HE Dubrava, iz pogona ispadne DV 110 kV Nedeljanec – Varaždin. Preopterećenje istoga najpovoljnije je riješiti **uvodom/izvodom DV 110 kV Nedeljanec – Lenti u TS Čakovec**. Početak izgradnje panira se u početnom trogodišnjem razdoblju, a završetak 2021. godine. Revitalizaciju i zamjenu vodiča oba voda (Nedeljanec – Čakovec i Nedeljanec – Lenti) moguće je tada odgoditi za dugoročno razdoblje.

U slučaju porasta konzuma na širem zadarskom području u razmatranom vremenskom presjeku bit će potrebno izgraditi DV 110 kV **Obrovac (Zelengrad) – Poličnik** kako bi se izbjegla preopterećenja voda od Obrovca do Poličnika pri ispadu voda Benkovac – Zadar, uz izveden priključak voda Obrovac-Zadar kao U/I u TS Benkovac, čime se značajno povećava i sigurnost napajanja cjelokupnog zadarskog područja.

Izgradnja novog voda **110 kV Poličnik – Zadar** istok bit će nužna radi osiguravanja (n-1) kriterija u mreži šireg zadarskog područja u slučaju značajnijeg porasta konzuma. Novi vod moći će se iskoristiti i za priključak TS Crno (potencijalna poduzetnička zona) ako se pokaže potreba za njenom izgradnjom.

Već u današnjem stanju sa stanovišta 110 kV mreže kriterij sigurnosti (n-1) kriterij nije zadovoljen u napajanju TS Lošinj budući da pri visokim mogućim ljetnim opterećenjima ispadom voda 110 kV Krk – Lošinj dolazi do redukcije dijela konzuma radi ograničenja i mogućeg preopterećenja (oko 10 MW) paralelne 35 kV srednjenaponske mreže. Ispitivanja na modelu pokazuju da će prije planirana nadzemno-kabelska veza 110 kV Plomin – Cres, uz izgradnju RP 110 kV Cres, nakon zamjene bloka 1 u TE Plomin, biti slabo ili vrlo slabo opterećena, pa se stoga postavlja pitanje ekonomske isplativosti ove velike investicije (oko 100 milijuna kuna, odnosno oko 135 milijuna kuna zajedno s novim DV 110 kV Cres – Lošinj 2).

Rješenje problema sigurnosti napajanja otoka Cresa i Lošinja trebat će stoga tražiti u suradnji HOPS-a, HEP – ODS-a te ostalih mjerodavnih institucija, za što je pokrenuta inicijativa, kako bi se definirala optimalna varijanta (pojačanja mreže 110 kV, pojačanja mreže 35 kV, izgradnja interventnih diesel agregata i slično). Troškovi rješavanja navedenog problema stoga nisu uvršteni u ovaj plan.

4.2.3.2. Investicije od sustavnog značaja – revitalizacije

Zamjena podmorskih kabela „otočne 110 kV veze“ se planira početkom promatranog razdoblja sa završetkom do 2024. godine, na dionicama južne petlje Dugi Rat (Kopno)– Postira (Brač), Brač-Hvar, Hvar-Korčula i sjeverne petlje na dionici Krk-Cres. Ostarjeli uljni 110 kV podmorski kabele su pri kraju životnog vijeka, te je opasnost njihove tehničke neispravnosti (poput kabela na dionici Crikvenica –Krk, koji će se zamijeniti u prethodnom trogodišnjem razdoblju) sve veća. Ova investicija je kako tehnološki tako i financijski zahtjevna, te HOPS nastoji iznaći optimalni način izvedbe i organizacije zamjene u narednom periodu.

Zbog starosti vodiča i potrebe njihove zamjene te potrebe povećanja prijenosne moći za osiguranje (n-1) kriterija, za niz vodova je utvrđeno da je tehnički i ekonomski daleko najpovoljnije zamijeniti postojeće vodiče novim HTLS vodičima, koji će uz zadržavanje postojećih stupova, omogućiti značajno povećanje prijenosne moći, sve uz smanjenje gubitaka na vodu i smanjenje provjesa – povećanje sigurnosnih udaljenosti.

Stoga se u sljedećem srednjogodišnjem razdoblju planiraju završiti takvi zahvati na vodovima na kojima je utvrđeno kritično stanje vodiča i/ili je potrebno povećati prijenosnu moć za osiguranje (n-1) kriterija, kao što je već istaknuto za početno trogodišnje razdoblje.

To se prije svega odnosi na dalekovode tzv. „ličke 110 kV magistrale“ (DV 110 kV Otočac – Senj i DV

110 kV Otočac – Lički Osik), stare istarske 110 kV vodove (DV 110 kV Matulji – Lovran i DV 110 kV Lovran – Plomin), te niz vodova u dalmatinskom (primjerice DV 110 kV Peruća – Sinj) i slavonskom području (primjerice DV 110 kV Đakovo-Vinkovci i DV 110 kV Našice – Slatina).

Za revitalizaciju u razmatranom periodu je predviđen također niz 110 kV vodova, posebice u širem zagrebačkom području te neki 220 kV vodovi - primjerice DV 220 kV Zakućac – Mostar, DV Đakovo – Gradačac, itd., (detaljan popis svih u Prilogu 1.1 ovog plana, stavka 2.1.3 Revitalizacije – ostali vodovi).

U većini analiziranih scenarija detektirana su moguća ograničenja i slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija unutar sjeverozapadnog dijela EES, s aspekta mogućeg preopterećenja DV 110 kV Nedeljanec – Formin, Jertovec – Nedeljanec, Jertovec – Željavec, Nedeljanec – Varaždin i Bjelovar – Ivanić, izrazito u stanju ekstremno suhe hidrologije i niskog angažmana dravskih HE. Probleme u napajanju razmatranog dijela EES riješilo bi formiranje TS 400/110 kV Drava (1x300 MVA), no radi visokih troškova (oko 100 milijuna kn zajedno s raspletom vodova 110 kV) njena izgradnja se može odgoditi za dalju budućnost ako se kroz revitalizacije pojedinim kritičnim vodovima 110 kV poveća prijenosna moć ugradnjom HTLS vodiča, kako je i predviđeno ovim planom (poglavlje 5).

Stoga je u plan razvoja uključena revitalizacija i povećanje prijenosne moći vodova 110 kV koji su bitni za napajanje sjeverozapadnog dijela EES: **Mraclin – Ivanić 1, Željavec – Jertovec, Bjelovar – Ivanić, Nedeljanec – Formin, Podused – Zabok i Nedeljanec – Čakovec 1**. U tom se slučaju izgradnja TS 400/110 kV Drava odgađa za razdoblje kada će zbog porasta opterećenja visoko postati opterećeni transformatori 400/110 kV u Željavincu (uzimajući u obzir kriterij sigurnosti n-1).

Radi moguće pojave novih ograničenja u 110 kV mreži zagrebačkog područja između TS Tumbri i TS Rakitje, a posebno ako zbog visoke cijene plina bude ograničena proizvodnja električne energije u proizvodnim blokovima u Zagrebu (TETO i ELTO), predviđeno je ovim planom revitalizirati i povećati prijenosnu moć DV 2x110 kV Tumbri – Rakitje, te DV 2x110 kV Botinec-Jarun, ugradnjom visokotemperaturnih vodiča malog provjesa (HTLS).

Konačni opseg revitalizacije i eventualna implementacija HTLS vodiča za svaki vod odredit će se odgovarajućim tehno-ekonomskim analizama.

Unutar razmatranog razdoblja planira se otkloniti u potpunosti moguća ograničenja u 110 kV mreži između VE Vrataruša i TS Crikvenica, **revitalizacijom i povećanjem prijenosne moći DV 110 kV Crikvenica – Vrataruša**. Da bi se na siguran način mogla priključiti EVP Ledenice (iz programa visokoučinske nizinske pruge Zagreb-Rijeka, priključak na buduću TS Novi), te sigurno napajati buduća autocesta od Križišća do Žute Lokve (koridor Jonska autoceste A7), bilo bi potrebno izgraditi novi DV 2x110 kV Senj – Crikvenica/Novi – Vinodol. Time bi se trajno riješili i drugi uočeni problemi u ovom dijelu prijenosne mreže - moguća eventualna preopterećenja vodova 110 kV Vrataruša – Novi i Crikvenica – Novi pri ispadu DV 220 kV Senj – Melina u stanju visokog angažmana HE Senj. To je također značajno za slučaj eventualnog povećanja snage VE Vrataruša. U tom slučaju ne bi bilo potrebno revitalizirati vod 110 kV Crikvenica – Vrataruša i ugrađivati HTLS vodiče. Budući da trenutno nije poznata dinamika realizacije nove trase autoputa A7, kao i EVP Ledenice, u ovaj plan uključeno je rješenje s revitalizacijom postojećeg voda.

Za revitalizaciju, odnosno zamjenu ostarjele VN opreme i/ili sekundarne opreme predviđen je u srednjoročnom razdoblju niz transformatorskih stanica. Detaljan popis i potrebna objašnjenja dani su u poglavlju 5. ovog plana, odnosno u Prilogu 1.1. stavka 2.2. Revitalizacije TS.

4.2.4. Investicije u prijenosnu mrežu u sklopu regionalnih i europskih integracija

Pojedini projekti i investicije značajni su za sigurnost pogona prijenosne mreže na području RH i veću integraciju vjetroelektrana na ličkom i dalmatinskom području, ali i s aspekta regionalnog tržišta električnom energijom.

Prvenstveno se to odnosi na projekt koji u ENTSO-E TYNDP 2016 ima broj 136 (bio je publiciran i u TYNDP 2012 i TYNDP 2014) i koji se sastoji od sljedećih investicija:

- Transformatorska stanica 400/220 kV Brinje (Hrvatska)
- Transformatorska stanica 400/110 kV Lika (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Lika – Brinje (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Banja Luka (Bosna i Hercegovina) – Lika (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Lika – Velebit (Hrvatska)
- Dalekovod 400 kV Konjsko – Velebit (Hrvatska)

Navedeni projekt 136 nalazio se na prvoj listi projekata od zajedničkog europskog interesa (PCI Lista) koja je publicirana krajem 2013. godine.

Nažalost, daljnji razvoj događaja na europskoj sceni nije pogodovao realizaciji ovih projekata u razdoblju neposredno iza 2020. godine, kako se prvobitno planiralo. Naime, Europska Komisija je 18. studenog 2015. donijela drugu listu PCI projekata, na kojoj se ne nalazi projekt 136, jer ne povezuje dvije zemlje članice Europske Unije!

Kako je time izgubljen neophodan uvjet za eventualno dobivanje sredstava iz EU fondova, što je bio prethodni plan i uvjet planiranog početka izgradnje, ove se investicije već u prethodnom planu razvoja (2017.-2026.), pa tako i u aktualnom planu, moralo odgoditi sukladno procijenjenim raspoloživim vlastitim sredstvima HOPS-a za sve planirane investicije za desetogodišnje razdoblje.

Stoga se planira početak izgradnje ovih projekata oko 2024. odnosno 2026. godine, te završetak do 2029. odnosno do 2030. godine, uključivo novu interkonekciju s BIH.

Za potrebe TYNDP 2018 koji je u izradi i nacionalnog desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže 2018. – 2027. projekt 136 bit će reduciran, slijedom aktualnih razmatranja, na sljedeće četiri investicije:

- TS 400/220 Lika (Brinje II)
- DV 400 kV Lika(Brinje II) - Banja Luka (BiH)
- Podizanje DV 220 kV Brinje-Konjsko na 400 kV razinu
- DV 400 kV Lika - Melina 2

Slijedi tehnički opis ovih investicija (dodatno o njima i u poglavlju 6. ovog plana). Projekti su u Tablicama investicija u Prilogu 1.1. ovog plana navedeni pod stavkom 1.4 HR projekti unutar TYNDP 2016 ENTSO-E.

Transformatorska stanica 400/220/110 kV Lika (Brinje 2)

Izgradnja nove transformatorske stanice Brinje vezana je bila najprije uz izgradnju nove HE Senj 2 (snage 380 MW), za koju postoji idejno rješenje i za koju je izrađena radna verzija PAMP-a (u trenutku dovršetka ovog plana PAMP je u proceduri revizije od strane HOPS-a) i čija je izgradnja predviđena u razdoblju oko 2025. godine.

Za priključak te HE bit će neophodna izgradnja dvostrukog DV 220(400) kV do najbližeg 220(400) kV rasklopišta, koje se sagledava na lokaciji Brlog. Proširenje današnje TS 220/35 kV Brinje nije moguće, pa je lokacija Brlog kraj Žute Lokve optimalna s obzirom na raspoloživi prostor i blizinu svih 400 kV i 220 kV vodova u tom području.

Time bi se omogućilo i formiranje snažnog mrežnog 400 kV čvorišta, koje omogućuje optimalno spajanje postojećih (i budućih) 400 kV vodova iz pravca Zagreba i Rijeke te Splita. Također se omogućuje optimizacija revitalizacije i eventualni etapni prijelaz starih 220 kV vodova na 400 kV razinu te priključak novih eventualnih VE s okolnih lokacija, za koje već postoje određeni interesi i planovi.

U prvobitnim planovima sagledavala se i izgradnja transformatorske stanice Lika (prvobitna lokacija Lički Osik). Potrebno je napomenuti da će se u studiji izvodljivosti, za čiju izradu se uskoro očekuje sklapanje ugovora s EBRD, svih ovih objekata razmatrati i opcija izgradnje samo jedne transformatorske stanice 400/220 kV na lokaciji Brlog kraj Žute Lokve (zajedničkog radnog imena Lika/Brinje II), koja omogućuje vjerojatno i povoljniju trasu dalekovoda 400 kV za povezivanje s Banja Lukom (BiH) i koja omogućuje značajno smanjenje ukupnih investicija.

Izgradnja ove TS i DV 400 kV Banja Luka - Lika, te eventualnom revitalizacijom i podizanjem na 400 kV razinu starog DV 220 kV Konjsko - Brinje (alternativa je izgradnja novog 400 kV voda na istom potezu – dileme bi trebala riješiti spomenuta studija izvodljivosti) predstavlja izuzetno značajnu investiciju u Jugoistočnoj Europi za duže razdoblje.

Zajedno s izgradnjom ostalih projekata omogućilo bi se kvalitetnije povezivanje južne i središnje Hrvatske novom 400 kV vezom, povećala bi se sigurnost opskrbe električnom energijom, unaprijedila integracija tržišta električne energije Bosne i Hercegovine i Hrvatske te šire jugoistočne Europe.

Dalekovod 400 kV Banja Luka (Bosna i Hercegovina) – Lika (Hrvatska)

Procijenjena duljina voda iznosi 155 km, od čega 45 km u Hrvatskoj. Njegova izgradnja će značajno učvrstiti 400 kV mrežu u tom dijelu regije i povećati prekogranični kapacitet između Hrvatske i Bosne i Hercegovine te pridonijeti integraciji tržišta električnom energijom u regiji. Zajedno s pripadajućim transformatorskim stanicama omogućit će i značajnu integraciju vjetroelektrana u regiji.

Revitalizacija dalekovoda 220 kV Konjsko-Brinje i podizanje na 400 kV

Zbog starosti bit će neophodna revitalizacija ovog 215 km dugačkog 220 kV dalekovoda. Stoga je kao prva alternativa razmatrano izvršiti prijelaz na 400 kV razinu, što je europska praksa već danas, a slični su planovi, iz razumljivih razloga, mnogobrojni gotovo u svim zemljama EU.

Revitalizaciju i prijelaz na 400 kV će trebati izvesti u etapama, uz planirano uvođenje u TS 400/220 /110 kV Lika (Brinje II) i u TS 400/220/110 Konjsko, te alternativno u zonska čvorišta (TS 400/110 kV Gračac i TS 400/110 kV Knin – Pađene) ovisno o izgradnji vjetroelektrana na području Knina i Like i potrebe formiranja posebnih zona za priključenje VE.

Ovu investiciju treba sagledavati zajedno s već spomenutim ostalim povezanim objektima. Završetkom svih tih povezanih investicija dobiva se snažna 400 kV transverzala koja omogućuje prihvat svih sagledivih novih elektrana (HE, TE, VE) u široj regiji, značajne tranzite te osigurava sigurnost sustava i u najkritičnijim sagledivim situacijama.

Nadalje, time će se omogućiti početak stvaranja preduvjeta i za eventualne nove interkonekcije s istočne obale Jadrana prema Italiji, što je jedan od nekoliko strateških koridora kojeg se izdvaja na europskoj razini za razmatrano razdoblje unutar tzv. Energetskog infrastrukturnog paketa EU (eng. Energy Infrastructure Package - EIP).

S obzirom na znatna sredstva koja treba investirati, te s obzirom na prije spomenuta događanja i znatniju odgodu svih navedenih projekata, u predstojećoj (EBRD) studiji će se razmotriti i alternativa – izgradnja novog 400 kV dalekovoda na potezu Konjsko-Brinje do 2030. godine (postoji trasa u prostornim planovima), uz revitalizaciju i povećanje prijenosne moći DV 220 kV Konjsko - Brinje prije toga, što bi, prema rezultatima pojedinih analiza u PAMP-ovima za priključenje velikih elektrana (primjerice RHR Vrdovo i RHE Korita) omogućilo optimalno priključenje jedne velike elektrane i planiranih VE u međuvremenu do izgradnje nove 400 kV veze.

DV 400 kV Lika – Melina 2

Nakon izgradnje TS 400/220/110 kV Lika/Brinje II, te povezivanja HE Senj 2 (ako se izgradi) na ovu TS, te priključka većeg broja VE na području Like i Dalmacije na mrežu 220 kV i 400 kV, nužno će biti pojačati 400 kV pravac od TS Lika do TS Melina izgradnjom novog **400 kV voda Lika – Melina 2**. Odluka o tome donijet će se nakon provedbe spomenute EBRD studije i ovisno o načinu priključenja HE Senj 2.

Ostali projekti od značaja za jugoistočnu Europu i Hrvatsku

U sklopu izrade ENTSO-E desetgodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže Europe (TYNDP 2016), koji je publiciran krajem 2016. godine, rađene su tržišne i mrežne analize koje su sugerirale povećanje bilateralnih prijenosnih kapaciteta sa Srbijom i Bosnom i Hercegovinom.

Slijedom navedenog u TYNDP 2016 se navodi izgradnja dalekovoda 400 kV Sombor (RS)–Ernestinovo (HR) kao projekt broj 243, za kojeg je provedena procjena troškova i koristi sukladno ENTSO-E CBA metodologiji. Realizacija projekta predviđena je nakon 2030. godine.

Također nominiran je projekt broj 241 koji doprinosi povećanju bilateralnih prijenosnih kapaciteta između Bosne i Hercegovine i Hrvatske, a sastoji se od sljedećih investicija:

- Revitalizacija TS 220/x kV Đakovo izgradnjom rasklopišta 400 kV
- Revitalizacija postojećeg dalekovoda 220 kV Đakovo – Tuzla i podizanje na 400 kV razinu
- Revitalizacija postojećeg dalekovoda 220 kV Đakovo – Gradačac i podizanje na 400 kV razinu
- Novi DV 400 kV Đakovo - Razbojište

Za projekt 241 je provedena procjena troškova i koristi sukladno ENTSO-E CBA metodologiji. Realizacija projekta predviđena je nakon 2030. godine

4.2.5. Dodatne investicije u prijenosnu mrežu zbog priključenja VE (zonski priključci)

Zonski priključak predviđa formiranje jednog novog mrežnog čvora 400(220)/110 kV na ograničenom području koje obuhvaća nekoliko VE s osnovnom zadaćom prihvata (priključenja) svih obuhvaćenih VE, odnosno novog voda 110 kV ako nije potrebno povezivati mreže različitih naponskih razina. Način formiranja takve zone i financijske obveze investitora u VE bit će definirani novom *Uredbom Vlade RH o uvjetima priključenja i izdavanja energetske suglasnosti* (obveza Vlade prema čl. 32. Zakona o energiji) koja je u trenutku izrade ovog Plana u izradi i Metodologijom utvrđivanja naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu novih korisnika mreže i za povećanje odobrene priključne snage postojećih korisnika mreže (koja stupa na snagu 01.01.2018.) , što je nužan uvjet za njihovo formiranje.

U slučaju izgradnje VE ukupne snage veće od 800 MW, te njihove značajnije koncentracije na pojedinom području HOPS predviđa izvesti njihov zonski priključak, pretežito izgradnjom novih TS 400(220)/110 kV kojima bi se proizvodnja VE koncentriranih na nekom području prenosila u 400 (220) kV mrežu te u

udaljenija područja unutar EES, odnosno izgradnjom novih vodova 110 kV ili revitalizacijom postojećih pri čemu bi VE na pojedinom području morale participirati u stvaranju tehničkih uvjeta u mreži. Dinamika izgradnje zonskih priključaka odnosno novih TS 400(220)/110 kV ovisit će u potpunosti o dinamici razvoja projekata VE, njihovim lokacijama i instaliranim snagama. S obzirom na sadašnje spoznaje i prijavljene projekte izgradnje vjetroelektrana, HOPS je definirao šest mogućih područja za zonski priključak VE:

Zona Gračac

Zbog potreba preuzimanja proizvodnje planiranih VE ukupne predvidive snage od oko 450 MW, koje se nalaze u široj okolici Gračaca, potrebno je formirati novi mrežni čvor TS 400(220)/110 kV Gračac Vučipolje na lokaciji Vučipolje. Osim toga potrebno je u taj mrežni čvor uvesti postojeći DV 110 kV K. Vakuf – Gračac i novi DV 110 kV Gračac-Velika. Pored toga bit će potrebno izgraditi novi DV 110 kV Lički Osik –Gračac 2 (paralelno postojećem vodu).

Zona Obrovac

U širem zaleđu Zadra i Benkovca nalazi se veći broj planiranih VE ukupne odobrene priključne snage od oko 250 MW. Za potrebe priključenja istih je potrebno izvršiti rekonstrukciju/povećanje prijenosnih moći postojećih DV 110 kV Obrovac-Zadar i DV 110 kV Obrovac-Bruška-Benkovac, odnosno povećanje prijenosne moći DV 110 kV Benkovac – Zadar u slučaju uvida voda 110 kV Obrovac – Zadar u TS Benkovac.

Zona Knin

Na širem području oko Knina postoji značajan broj planiranih VE ukupne odobrene priključne snage od oko 300 MW. Za potrebe priključenja ovih VE potrebno je formirati novi mrežni čvor TS 400(220)/110 kV Knin Pađene na lokaciji Pađene. Pored toga potrebno je izgraditi nove DV 2×110 kV Knin Pađene - Knin i DV 110 kV Knin – Kozjak. Alternativa je izgradnja novog DV 110 kV Knin – Bilice.

Zona Bilice-Kaštela

Na području između Bilica i Kaštela planira se izgradnja nekoliko novih VE ukupne odobrene priključne snage oko 100 MW. Za priključenje istih nužna je pretpostavka izgradnja novog DV 2×110 kV Bilice – Podi – Trogir.

Zona Cetina

Na širem području Sinja i Trilja postoji značajan broj planiranih VE ukupne odobrene priključne snage oko 350 MW. Za priključenje istih potrebno je izgraditi nove DV 110 kV Ogorje – Peruča, DV 110 kV Ogorje – Rust i eventualno DV 110 kV Đale – Kukuzovac – Sinj, kao i rekonstruirati/povećati presjek postojećih DV 110 kV Peruča – Sinj (DV 110 kV Sinj – Dugopolje – Meterize je 2016. godine revitaliziran s povećanjem prijenosne moći primjenom ACCC vodiča).

Kao prikladna 400 kV čvorišta mogle bi poslužiti i TS 400/110 kV Hrvace (koja će se graditi ako se realizira projekt RHE Vrdovo), i/ili TS 400/110 kV Otok (ako se gradi RHE Korita).

Zona Šestanovac

Na području Šestanovca planira se izgradnja VE ukupne odobrene priključne snage oko 130 MW. Za potrebe priključenja ove VE potrebno je formirati novi čvor TS 220/x kV Šestanovac.

Ugradnja trećeg transformatora 400/220 kV u TS Konjsko

Sve provedene analize u nekoliko zadnjih studija priključenja (primjerice PAMP-ovi za RHE Vrdovo i RHE Korita, itd.) pokazuju da će u slučaju povećane izgradnje VE u Dalmaciji (ukupno VE oko 1000 MW ili više) biti neophodno povećati postojeću transformaciju 400/220 kV u TS Konjsko ugradnjom trećeg transformatora 400/220 kV, 400 MVA.

Ova investicija moći će se uvrstiti u plan razvoja onda kada planovi investitora u VE budu izvjesniji nego danas.

4.2.6. Planirani razvoj prijenosne mreže u desetogodišnjem razdoblju – sheme

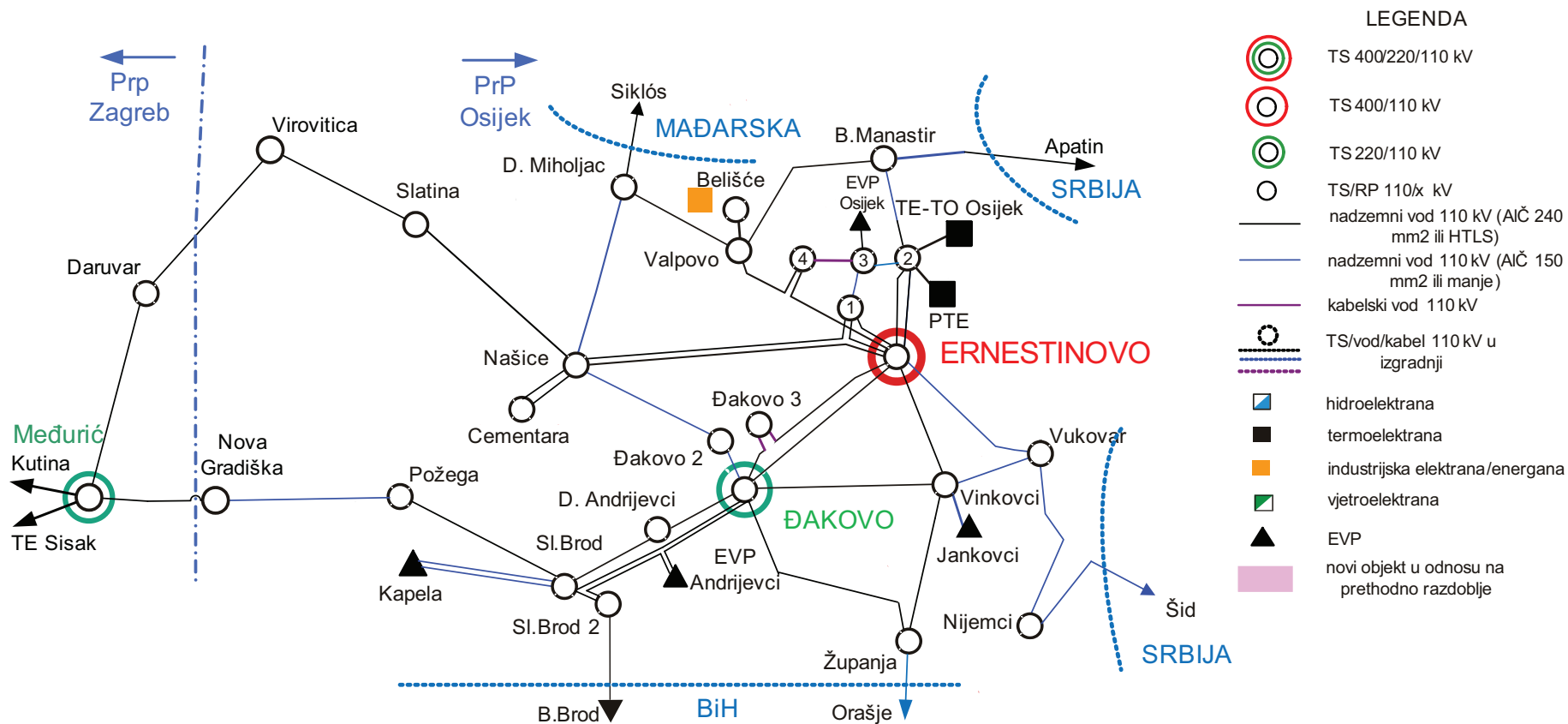
Slike u nastavku prikazuju sheme hrvatske prijenosne mreže na kraju 2027. godine nakon isteka planskog desetogodišnjeg razdoblja s uključenim svim objektima za koje je predviđen završetak izgradnje do tog perioda ili će izgradnja biti u tijeku (crtkano). Objekti za koje će biti provedene potrebne pripreme aktivnosti, ali se ne predviđa sam početak (fizičke) izgradnje do tog perioda nisu prikazani u shemama.

Shemama su posebno prikazane mreže 400 kV i 220 kV, a posebno mreže 110 kV prema regionalnoj podjeli (Osijek, Rijeka, Split, Zagreb).

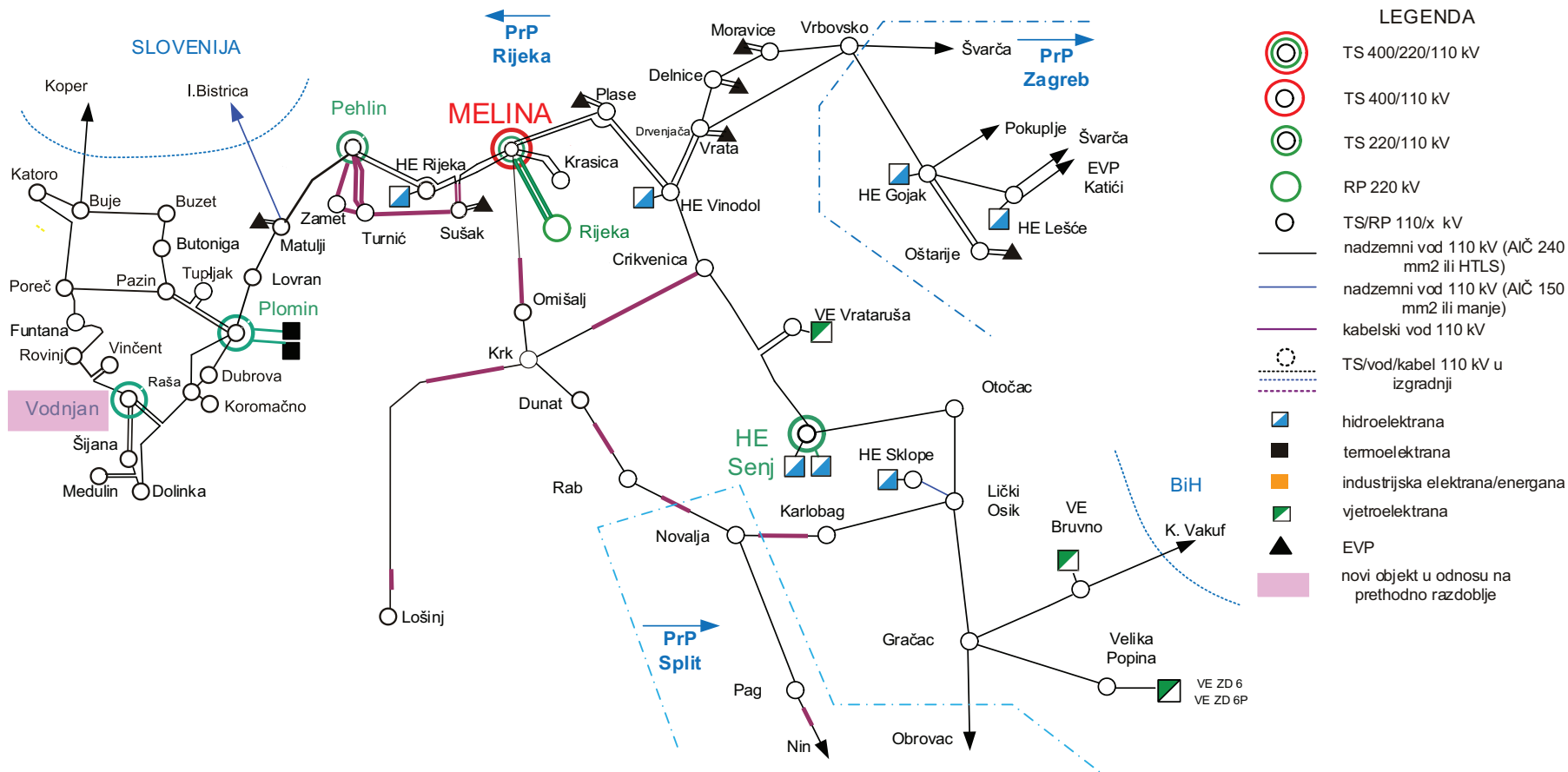
Napomena: imena novih objekata u odnosu na trogodišnji plan su osjenčani rozom bojom.



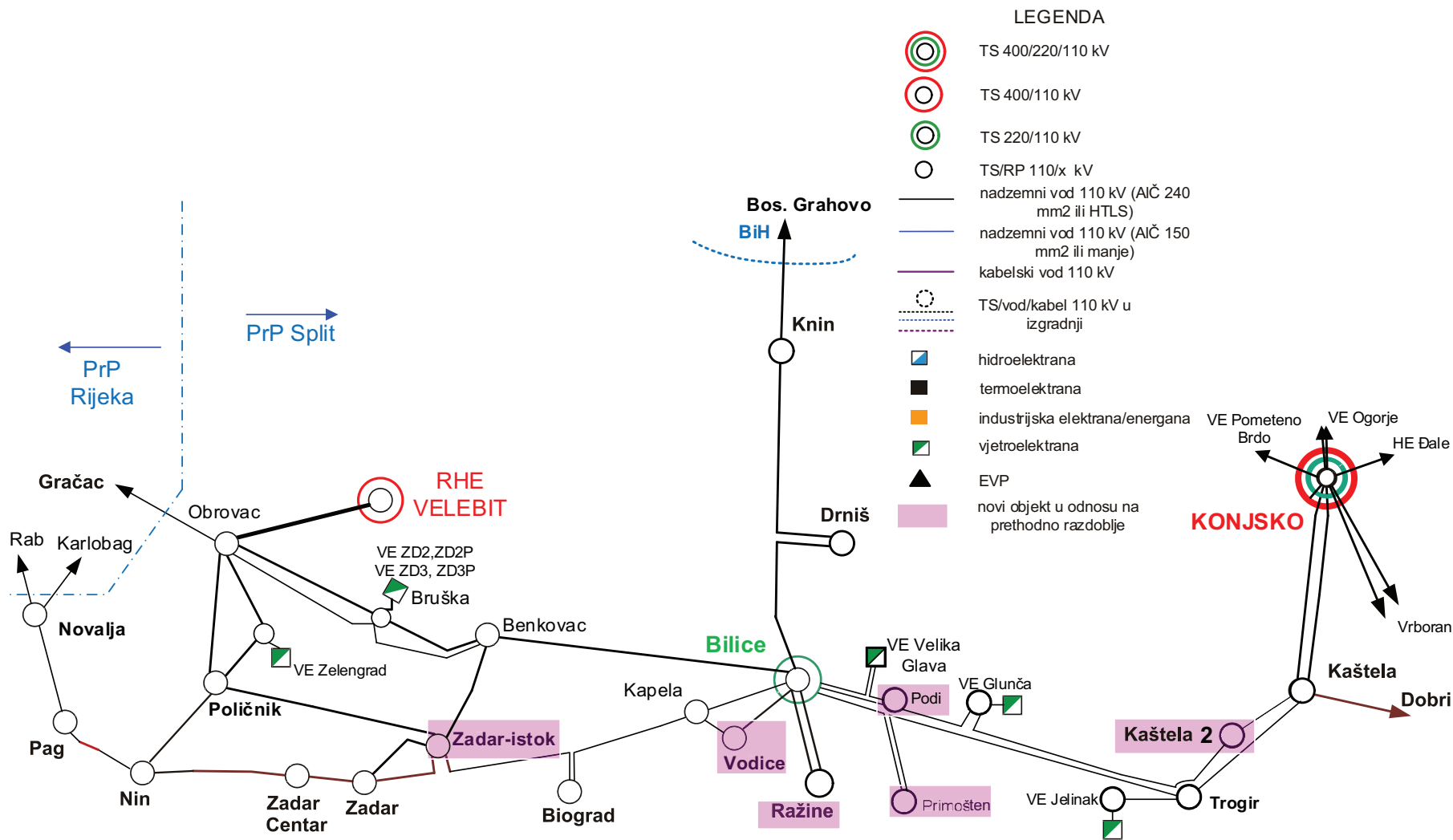
Slika 4.14. Konfiguracija 400 kV i 220 kV mreže krajem 2027. godine



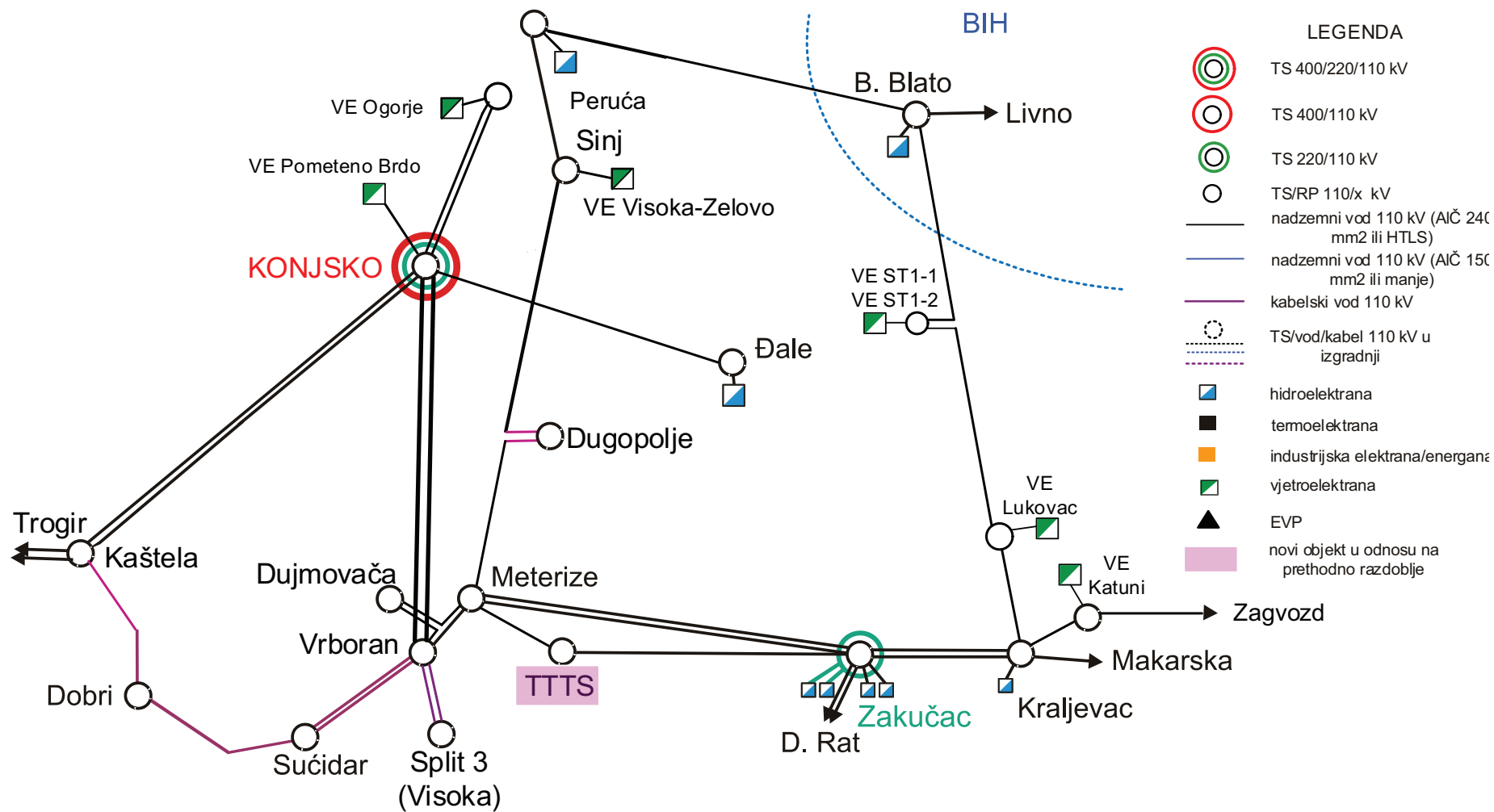
Slika 4.15. Mreža 110 kV PrP Osijek krajem 2027. godine



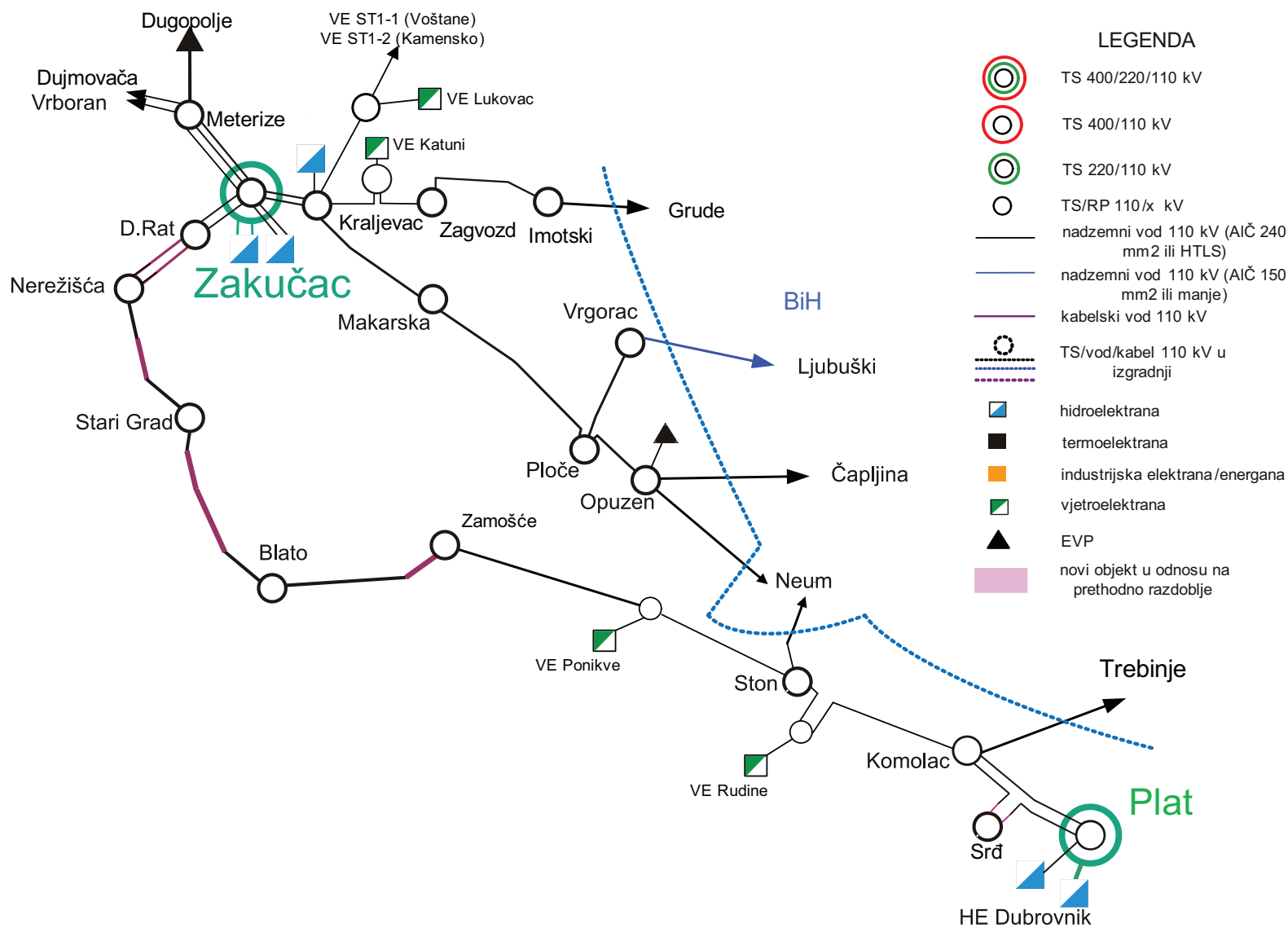
Slika 4.16. Mreža 110 kV PrP Rijeka krajem 2027. godine



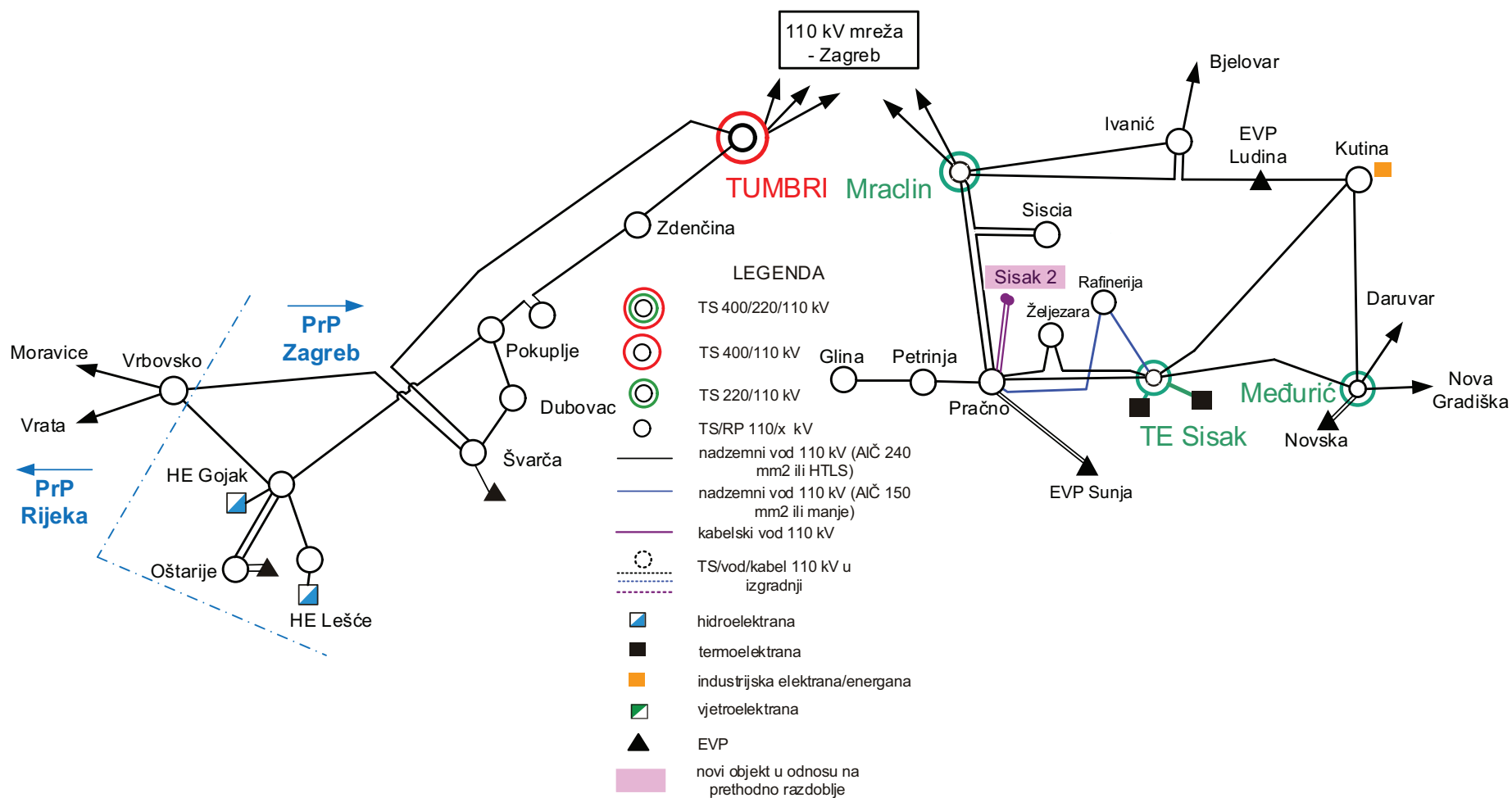
Slika 4.17. Mreža 110 kV PrP Split krajem 2027. godine – dio 1 (Zadar, Šibenik, Knin)



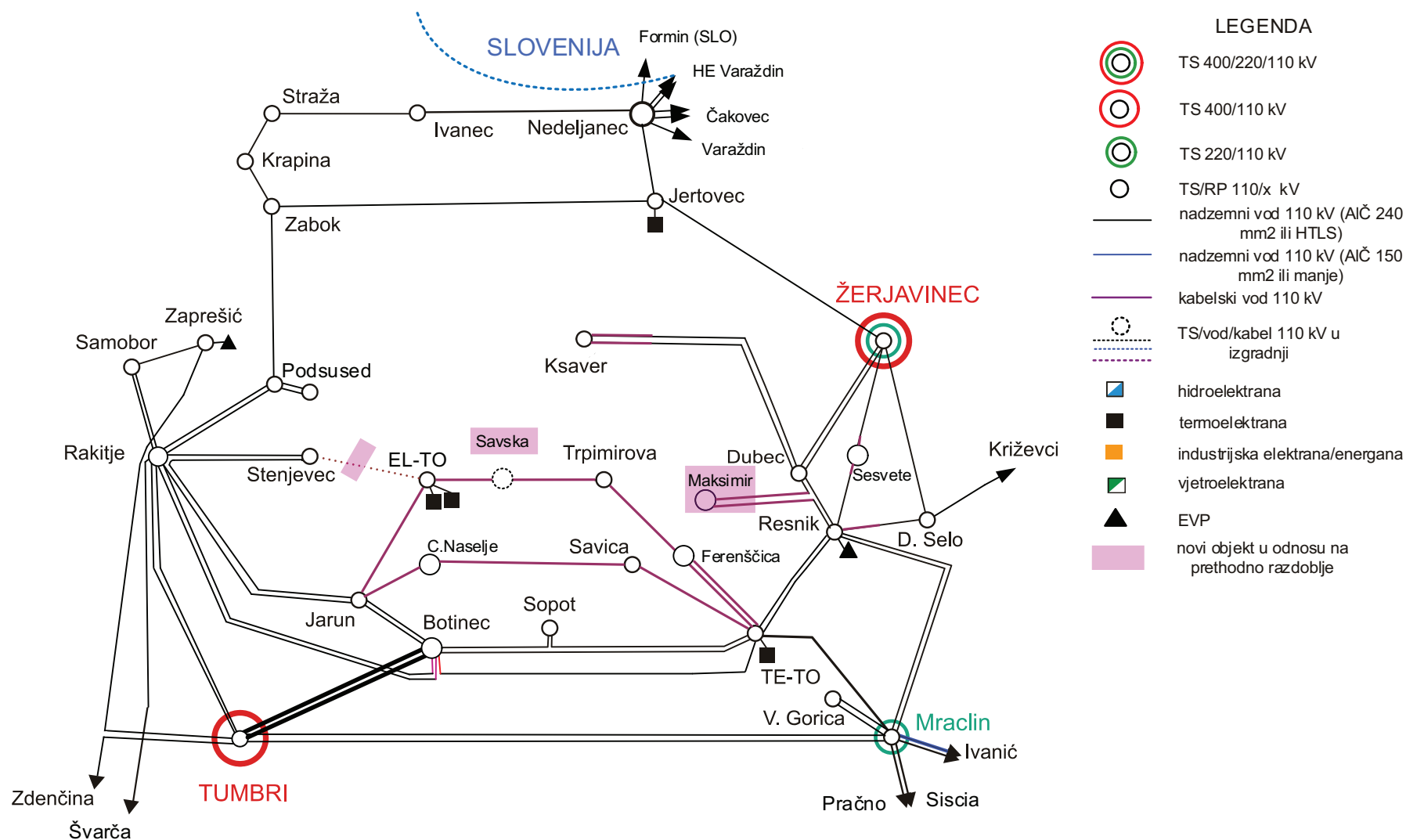
Slika 4.18. Mreža 110 kV PrP Split krajem 2027. godine– dio 2 (Split)



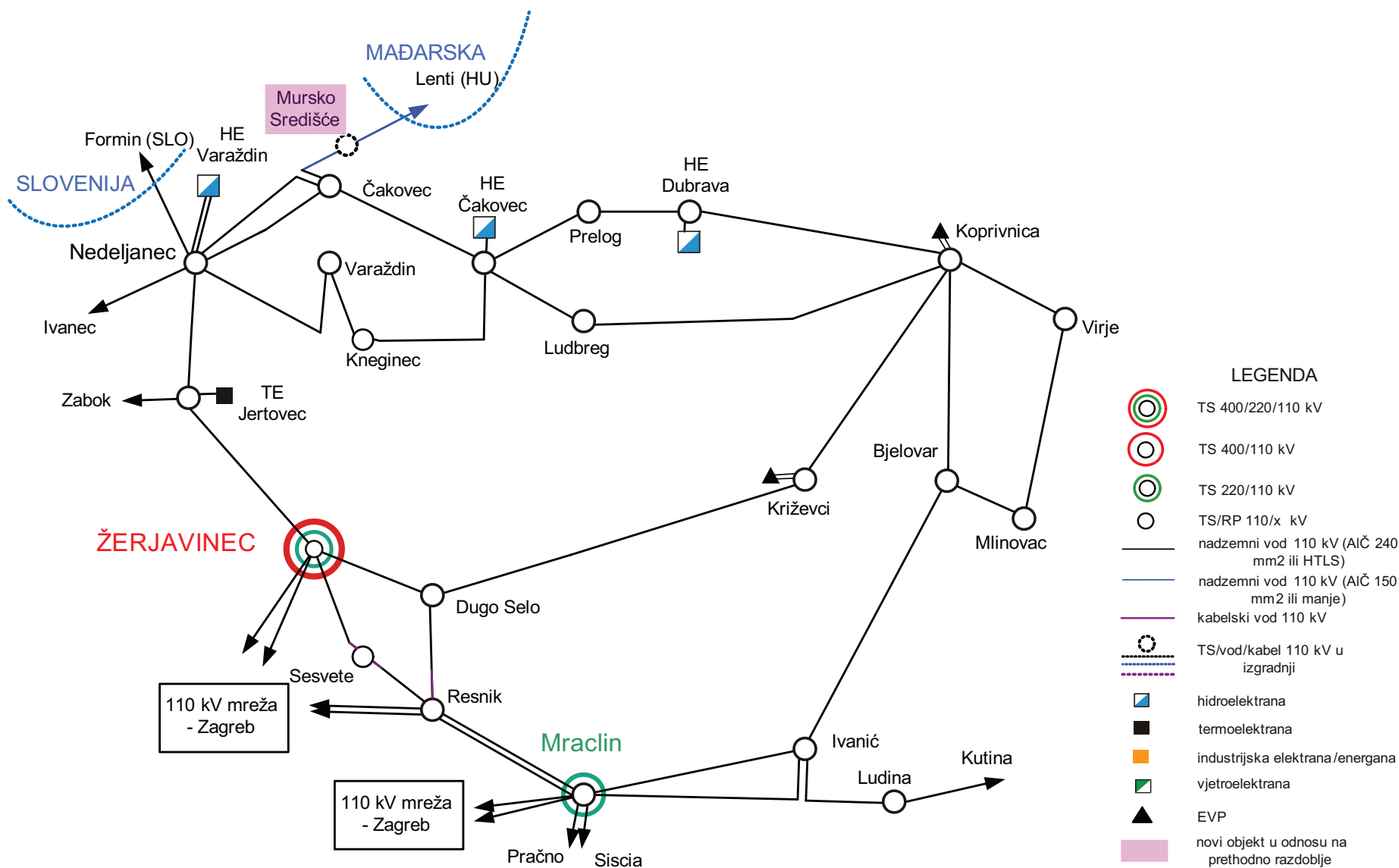
Slika 4.19. Mreža 110 kV PrP Split krajem 2027. godine – dio 3 (južna Dalmacija)



Slika 4.20. Mreža 110 kV PrP Zagreb krajem 2027. godine – dio 1 (Karlovac i Sisak)



Slika 4.21. Mreža 110 kV PrP Zagreb krajem 2027. godine – dio 2 (Zagreb)

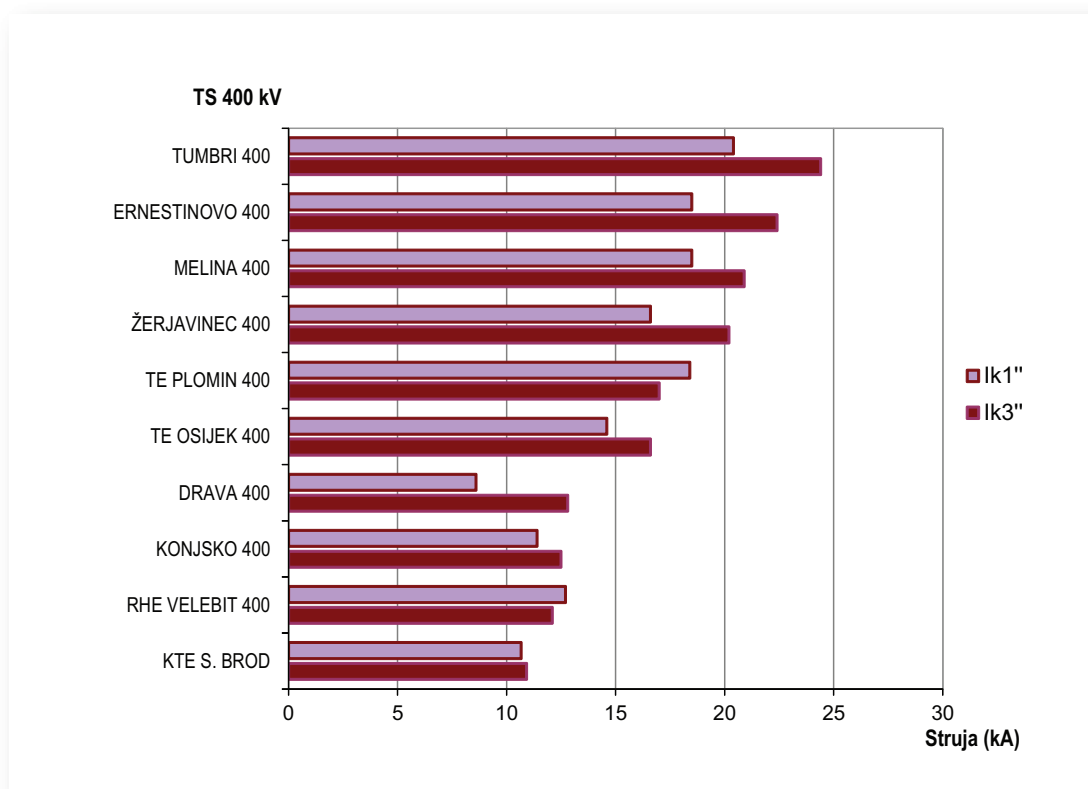


Slika 4.22. Mreža 110 kV PrP Zagreb krajem 2027. godine – dio 3 (Varaždin, Koprivnica, Bjelovar)

4.3. PRORAČUNI KRATKIH SPOJEVA

Kako je u prethodnim poglavljima već navedeno, osim proračuna tokova snaga, analiza po kriteriju sigurnosti (n-1) te ekonomsko-financijskih analiza, za sva razmatrana stanja provedeni su i proračuni struja kratkih spojeva, kako u temeljnim studijama za izradu ovog desetogodišnjeg plana, tako i u specijalističkim studijama.

Rezultati za maksimalno moguće struje kratkih spojeva (svi elementi mreže u pogonu, sekcionirana 110 kV prijenosna mreža u zagrebačkom području) za planirano stanje 2020. godine prikazani su na slici 4.23 za 400 kV mrežu, slici 4.24. za 220 kV mrežu, te na slici 4.21 za dio 110 kV mreže s najvećim strujama kratkog spoja (zagrebačko područje).

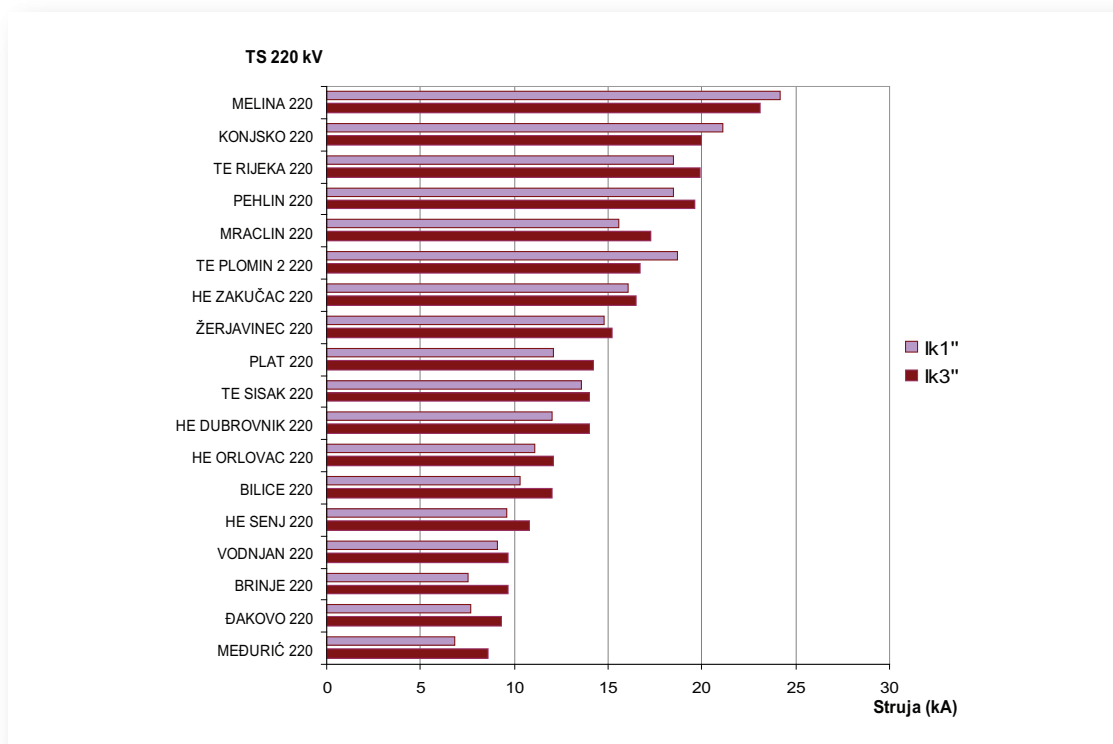


Slika 4.23. Struje maksimalnih kratkih spojeva u 400 kV mreži za planiranu prijenosnu mrežu 2020. godine

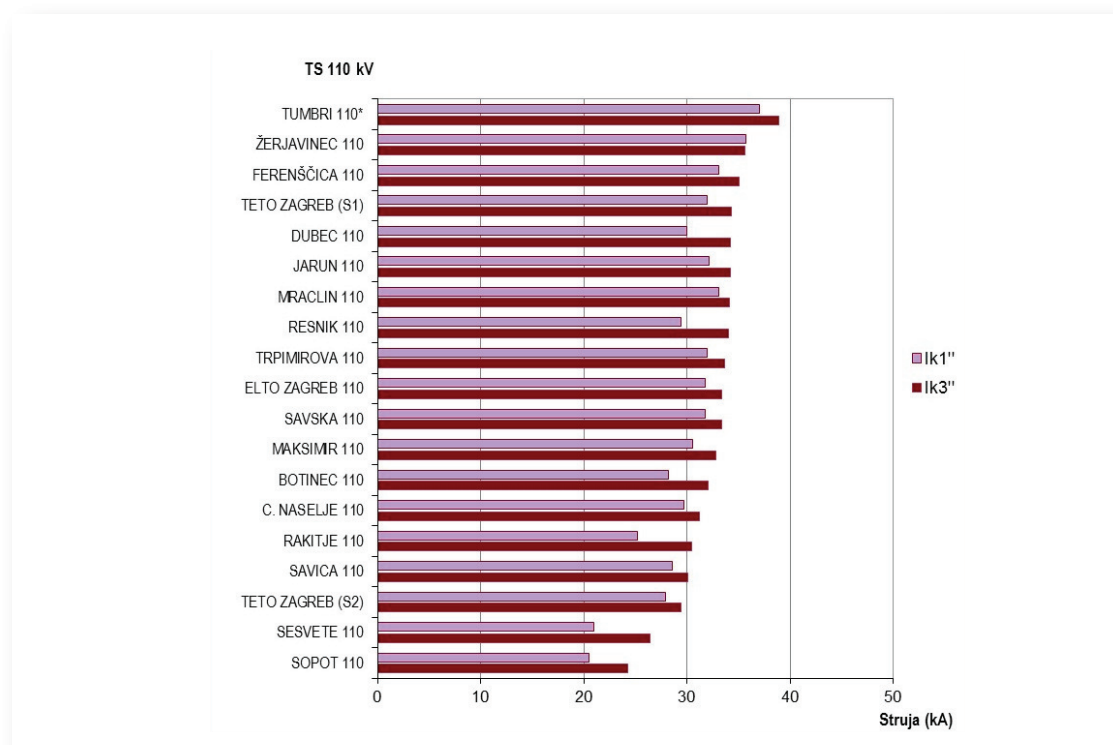
Dodatnim analizama za zagrebačku 110 kV prijenosnu mrežu, za razdoblje do 2020. godine utvrđeno je da se primjenom odgovarajuće topologije 110 kV mreže sa sekcioniranjem u TE-TO Zagreb održavaju zadovoljavajuće kratkospojne prilike, sa strujama kratkog spoja koje neće prijeći razinu od 40 kA ni u TS Tumbri, uz zadržavanje povoljnih tokova snaga.

Za kasnije razdoblje, kad zagrebački konzum dostigne odgovarajuće visoko opterećenje, odnosno kad dođe do potrebe za daljnjim smanjenjem struja kratkih spojeva i/ili do potrebe za upravljanjem tokovima radnih snaga, bit će neophodna primjena visokotehnoloških modernih rješenja - ugradnja FCL prigušnice ili FACTS postrojenja u SCCL izvedbi u 110 kV postrojenju TS Tumbri.

FCL prigušnica ili FACTS postrojenje će se koristiti za spajanje različitih sabirničkih sustava u toj TS, pri čemu se osim smanjenja struja kratkih spojeva omogućuje i optimalno upravljanje tokovima snage u zagrebačkoj mreži. Koje tehnološko rješenje će tada biti optimalno odabrati ovisit će o daljnjem razvoju i pretpostavljenom padu cijena ovih tehnologija.



Slika 4.24. Struje maksimalnih kratkih spojeva u 220 kV mreži za planiranu prijenosnu mrežu 2020. godine

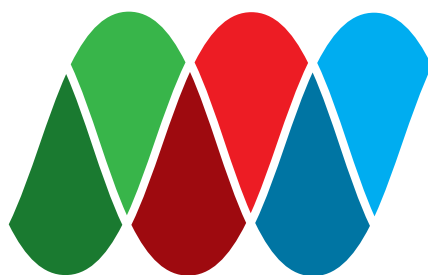


Slika 4.25. Struje maksimalnih kratkih spojeva (zagrebačka mreža sekcionirana u TE-TO Zagreb) u 110 kV mreži za planiranu mrežu 2020. Godine

* Struje kratkih spojeva u TS Tumbri izračunate su uz pretpostavku isključenja TR3 400/110 kV u TS Tumbri i TR3 220/110 kV Mraclin u normalnom pogonu. Daljnje sniženje moguće je isključenjem DV 2x110 kV Tumbri – Mraclin (što će trajno biti moguće kad se izgradi DV 2x400 kV Tumbri – Veleševac).

5.

***REVITALIZACIJA
PRIJENOSNE MREŽE***



5. REVITALIZACIJA PRIJENOSNE MREŽE

U razdoblju do 2027. godine određeni broj objekata, jedinica, uređaja i komponenti u prijenosnoj mreži premašit će svoj životni vijek pa će ih trebati popravljati ili zamjenjivati, odnosno revitalizirati. Pod revitalizacijom podrazumijevamo aktivnosti na zamjenama pojedinih jedinica i komponenti u prijenosnoj mreži kako bi se očuvala njihova tehnička funkcionalnost. Pri izradi plana revitalizacije nužno je racionalno planirati financijska sredstva u pogledu raspodjele na određeno vremensko razdoblje i objekte prijenosne mreže. Kratkoročni plan revitalizacije treba postaviti uzimajući u obzir stvarno stanje promatranih jedinica odnosno opreme prijenosne mreže i njihovu ulogu u prijenosnoj mreži.

Uvažavajući izdvajanje prijenosne djelatnosti od 2. srpnja 2013. godine postignuti su sporazumi s HEP-Proizvodnjom i HEP-Operatorom distribucijskog sustava, na osnovu kojih je jedan dio postrojenja predan HOPS-u na upravljanje i održavanje, odnosno u vlasništvo. Pregledom preuzetih postrojenja utvrđena je potreba povećanog obima ulaganja zbog starosti opreme i potrebitosti hitne revitalizacije.

Koristeći prihvaćenu metodologiju i kriterije sastavljena je lista za revitalizaciju/rekonstrukciju kapitalne opreme i objekata u prijenosnoj mreži (vodovi, transformatorske stanice).

Sljedeće tablice prikazuju listu vodova za revitalizaciju u razdoblju 2018. – 2020., te 2021. – 2027. godine.

HOPS u razmatranom desetogodišnjem razdoblju planira revitalizirati oko 2 000 km dalekovoda 220 kV i 110 kV, od kojih će većina u trenutku revitalizacije biti starija od 60 godina. Dio će se starijih vodova revitalizirati radi povećanja prijenosne moći, a dio i radi lošeg stanja (stanje stupova, uzemljivača, posljedice posolice). Velika sredstva trebat će rezervirati radi zamjene podmorskih kabela starije dobi (Crikvenica – Krk je već van pogona pa se zamjena planira do 2019. godine; Krk – Cres, D. Rat – Brač, Brač – Hvar, Hvar – Korčula), čija je pouzdanost bitno smanjena. Aktivnosti na revitalizaciji nekih vodova trebat će usuglasiti sa susjednim operatorima prijenosnih sustava (NOS BiH i Elektroprijenos BiH, te ELES).

Općeniti princip pri revitalizaciji vodova bit će zamjena vodiča Al/Č 150/25 mm² te manjeg presjeka novim HTLS vodičima prijenosne moći od minimalno 120 MVA, uz minimalne zahvate na građevinskim dijelovima vodova ovisno o ocjeni njihovog stanja i preostale životne dobi.

Povećanje prijenosne moći pojedinih prijenosnih vodova Al/Č 240/40 mm² i većih presjeka obaviti će se prema potrebama radi što boljeg iskorištenja postojećih prijenosnih koridora, ugradnjom novih HTLS vodiča s obzirom na stanje postojećih stupova.

Tablica 5.1. Lista vodova 110-400 kV za revitalizaciju s početkom realizacije u razdoblju 2018.-2020. godina

DV	L (km)	Napomena
KB 110 kV Crikvenica - Krk	5,6	Zamjena neispravnih podmorskih kabela, povećanje prijenosne moći
DV 110 kV Žerjavinec – Resnik	11	Revitalizacija zbog starosti opreme (nezadovoljenje provjesa, zamjena vodiča HTLS vodičima).
DV 220 kV Senj – Melina	55,2	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju.
DV 110 kV Đakovo - Vinkovci - revitalizacija	32	Povećanje prijenosne moći (ugradnja HTLS vodiča prijenosne moći 145 MVA)
DV 110 kV Dunat-Rab	25,6	Revitalizacija KS Surbova i Stojan + zamjena staklenih kapastih izolatora sa silikonskim štapnim izolatorima
DV 110 kV Našice-Slatina, povećanje prijenosne moći	37,8	Povećanje prijenosne moći.
DV 220 kV Zakučac - Konjsko - revitalizacija	24,9	Revitalizacija zbog starosti.
DV 110 kV Otočac - Senj - povećanje prijenosne moći	34,6	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju.
DV 110 kV Matulji - Lovran (8,74 km) Revitalizacija i povećanje prijenosne moći	8,74	Revitalizacija zbog starosti i povećanja prijenosne moći Al/Č 150/50 mm ² .
DV 110 kV Peruća - Sinj - Buško Blato - revitalizacija	31,7	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju. Dionica s Al/Č 150/25 mm ² . Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Lovran - Plomin (23,5 km) Revitalizacija i povećanje prijenosne moći	23,5	Revitalizacija zbog starosti i povećanja prijenosne moći Al/Č 150/50 mm ² .
DV 220 kV Zakučac - Bilice - revitalizacija	75,2	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Obrovac - (Benkovac) - Zadar - revitalizacija	62,7	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju Al/Č 150/25 mm ² .
DV 110 kV Jertovec – Žerjavinec	22,4	Revitalizacija zbog starosti opreme. Povećanje prijenosne moći.
DV 110 kV Vinodol- Vrata 2	11,8	
DV 110 kV Sl. Brod 2-Bos. Brod	0,8	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju Al/Č 150/25 mm ²
DV 110 kV HE Gojak - Pokupje - revitalizacija 38,1 km - dvostruki dalekovod	38,1	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Vrbovsko - Gojak	17,7	Revitalizacija zbog starosti
DV 110 kV Tumbri – Zdenčina	4,1	Revitalizacija zbog starosti opreme (dionica iz 1956. godine).
DV 110 kV Zdenčina – Pokupje	24,4	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Tumbri - Zaprešić	18,5	Revitalizacija dionice Tumbri-Rakitje.
DV 2x110 kV TETO – Resnik	8,8	Revitalizacija zbog starosti opreme.
Rekonstrukcija DV na otoku Pagu - Kabliranje dijela DV 110 kV Novalja - Karlobag		Revitalizacija zbog stanja voda (posolica). Obuhvaća kabliranje nadzemne dionice na otoku Pagu (7,1 km).
DV 110 kV Zabok - Podsused - revitalizacija 26 km	26	Revitalizacija zbog starosti opreme (dionica iz 1952.).
DV 110 kV Rakitje - Tumbri I,II - revitalizacija 18,9 km	18,9	Revitalizacija zbog starosti opreme
DV 110 kV Sl. Brod – EVP Andrijevc	19,5	Revitalizacija zbog starosti izgradnjom novog voda.
DV 110 kV Đakovo – EVP Andrijevc	15,7	Revitalizacija zbog starosti izgradnjom novog voda.
DV 110 kV Sl. Brod – Sl. Brod 2	4,2	Revitalizacija zbog starosti izgradnjom novog voda.
UKUPNO (km)	659,44	

Tablica 5.2. Lista vodova 110-400 kV za revitalizaciju u razdoblju 2021.-2027. godina

DV	L (km)	Napomena
DV 110 kV Moravice - Vrbovsko	3,5	Revitalizacija zbog starosti i potreba HŽ.
DV 110 kV Delnice – Moravice	18,5	Revitalizacija zbog starosti i potreba HŽ.
DV 110 kV Grude – Imotski	6,9	Revitalizacija dijela voda izgradnjom nove dionice (stari vodiči Cu 95 mm ²).
DV 110 kV Međurić – Daruvar	31,4	Revitalizacija zbog starosti opreme (18,1 km Al/Č 150 mm ²).
DV 110 kV Daruvar – Virovitica	40,2	Revitalizacija zbog starosti opreme (29 km Al/Č 150 mm ²).
DV 110 kV Otočac – Lički Osik	34,5	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju Al/Č 150/25 mm ² .
DV 110 kV Bjelovar - Ivanič	36,5	Revitalizacija zbog starosti i povećanja prijenosne moći.
DV 110 kV Raša – Dolinka (dionica Raša – Stup 1)	28,9	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju Al/Č 150/25 mm ² .
DV 110 kV Pračno – Željezara – TE Sisak	5,4	Moguća i prijevremena revitalizacija ovisno o povećanju snage Željezare Sisak.
DV 110 kV Slavonski Brod - Požega	35,4	Revitalizacija zbog starosti.
KB 110 kV Hvar - Brač	4,6	Revitalizacija zbog starosti (kabelska dionica), nadzemna dionica Al/Č 150 mm ² duljine 14,7 km.
KB 110 kV Hvar - Korčula	17,5	Revitalizacija zbog starosti.
KB 110 kV Krk - Lošinj	7,8	Revitalizacija zbog starosti – zamjena podmorskog kabela.
DV 110 kV Nin – Pag	29,5	Revitalizacija zbog stanja voda (posolica).
DV 110 kV Pag – Novalja	15,5	Revitalizacija zbog stanja voda (posolica).
DV 110 kV Rab – Novalja	11,4	Revitalizacija zbog stanja voda (posolica). Nadzemni vod.
DV 110 kV Vinodol – Vrata 2	11,9	Revitalizacija zbog starosti i potreba HŽ.
DV 110 kV Švarča – Rakitje	2,7	Zamjena dionice Cu 150 mm ² .
DV 110 kV Vrbovsko – Švarča	38,3	Revitalizacija zbog starosti (dionica voda).
DV 110 kV Nedeljanec – Jertovec	36,3	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Zabok – Jertovec	23,5	Revitalizacija zbog starosti opreme (dionica 23,5 km iz 1952.).
DV 110 kV Rakitje – Podsused 1	0,2	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju (dionica Cu 150 mm ² 0,2 km).
DV 110 kV Vrata - Vrbovsko	31,4	Revitalizacija zbog starosti i potreba HŽ.
DV 2x110 kV Mraclin – Resnik	21,3	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 2x110 kV Pračno – (Siscia) – Mraclin	35,4	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Vinodol – Crikvenica	7,7	Revitalizacija zbog starosti.
DV 220 kV Žerjavinec – Cirkovce	64,9	Revitalizacija zbog starosti.
DV 220 kV Mraclin – (Sisak) - Prijedor	62	Moguća odgoda revitalizacije. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Vinodol – Crikvenica	7,7	Revitalizacija zbog starosti.
DV 220 kV Žerjavinec – Cirkovce	64,9	Revitalizacija zbog starosti.
DV 220 kV Mraclin – (Sisak) - Prijedor	62	Moguća odgoda revitalizacije. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.

DV	L (km)	Napomena
DV 220 kV Đakovo-Gradačac	27,3	Revitalizacija zbog starosti. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV TE Sisak – Kutina	33,8	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Međurić – TE Sisak	43,4	Nastavak revitalizacije započete ranije.
DV 110 kV Bilice - Benkovac	41	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju.
DV 220 kV Đakovo-Tuzla	26,3	Revitalizacija zbog starosti. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Bilice - Biograd	51,4	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju. Dionica s Al/Č 150/25 mm ² .
DV 110 kV Biograd - Zadar	27,1	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju. Dionica s Al/Č 150/25 mm ² .
DV 110 kV Čapljina – Opuzen	12,3	Povećanje prijenosne moći. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Nedeljanec - Formin	21,9	Povećanje prijenosne moći. Potreban dogovor s ELES.
DV 110 kV Nedeljanec – Čakovec 1	13,7	Odgođena revitalizacija radi uvođenja voda Nedeljanec – Lenti u TS Čakovec.
DV 110 kV Nedeljanec – Čakovec 2	14	Odgođena revitalizacija radi uvođenja voda Nedeljanec – Lenti u TS Čakovec.
DV 110 kV Mraclin – Ivanić 1	29,3	Odgođena revitalizacija radi uvođenja voda Mraclin – EVP Ludina u TS Ivanić.
DV 110 kV EVP Ludina – Kutina	23,6	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Bjelovar – Koprivnica	32,1	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Pračno – Rafinerija	6,6	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Cres - Lošinj	42	Revitalizacija zbog starosti opreme .
DV 220 kV Mostar – Zakučac	49,5	Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Buje -Kopar	4,1	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju. Potreban dogovor s ELES - om Slovenija (12,3 km) Al/Č 150/25 mm ² .
DV 110 kV Neum – Ston	6,8	Povećanje prijenosne moći. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Opuzen – Neum	19,5	Povećanje prijenosne moći. Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
DV 110 kV Vinkovci – Županja	31,8	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 220 kV Žerjavinec – Mraclin	26,4	Revitalizacija zbog starosti.
DV 2x110 kV Mraclin – Tumbri	20,8	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Plomin – Raša 2	13,4	Povećanje prijenosne moći kroz revitalizaciju Al/Č 150/25 mm ² .
DV 220 kV Senj – Brinje	15,5	Moguća ranija revitalizacija zbog priključenja HE Senj 2.
DV 110 kV Pračno – TE Sisak	5,65	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 110 kV Međurić – Kutina	11	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 2x110 kV Međurić – Novska	15,3	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 220 kV TE Sisak – Mraclin	44	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 220 kV Međurić – TE Sisak	45	Revitalizacija zbog starosti opreme.
DV 220 kV Prijedor – Međurić	62	Potreban dogovor s Elektroprijenos BiH.
UKUPNO (km)	1479,65	

Lista transformatorskih stanica za revitalizaciju prikazana je tablicama 5.3. i 5.4.

Tablica 5.3. Lista transformatorskih stanica za revitalizaciju s početkom realizacije u periodu 2018.-2020. godina

TS	Napomena
TS Krk	Zamjena sekundarne opreme nadzora, upravljanja, zaštite i mjerenja
TS 220/110 kV Pehlin	Zamjena preostale VN, sekundarne i pomoćne opreme, te građevinski i elektromontažni radovi u RP 220 kV, Sekundarna oprema, pomoćni pogoni i uvođenje VN polja 110 kV u GIS Zamjena mrežnog transformatora AT1 220/110 kV, 150 MVA
HE-TS Rijeka	Zamjena primarne i sekundarne opreme - oprema i radovi.
TS 400/220/110 kV Melina	Nabava i ugradnja prekidača 220 kV i revitalizacija 220 kV postrojenja.
TS Slavonski Brod 2	VP Andrijevci.
TS Sl. Brod	-
TS 110/35 kV Osijek 1	-
TS 220/110 kV Đakovo	VP 110 kV Sl. Brod.
TS 400/220/110/10 kV Konjsko	Ugradnja trećeg transformatora 220/110 kV, 150 MVA i ugradnja pripadne primarne opreme TP 220 i 110 kV. Revitalizacija sekundarnih sustava RP 220 kV i RP 110 kV .
TS 110/35 kV Pračno	Revitalizacija primarne i sekundarne opreme RP 110 kV
TS 110/35 kV Ivanić Grad	Revitalizacija primarne i sekundarne opreme RP 110 kV
TS 110/35 kV Virovitica,	Revitalizacija
TS 110/35 kV ČAKOVEC	Proširenje TS i revitalizacija 110 kV postrojenja i sekundarne opreme
TS MELINA	Dogradnja drugog sabirničkog sustava, zamjena VN i sekundarne opreme 400 kV postrojenja
HE-TS VINODOL	Zamjena sekundarne opreme NUZM-a s izgradnjom relejne kućice
TS Krasica	Revitalizacija pomoćnih postrojenja i sekundarne opreme nadzora, upravljanja, zaštite i mjerenja s izgradnjom relejne kućice u 110 kV postrojenju
TS Crikvenica	Zamjena sekundarne opreme nadzora, upravljanja, zaštite i mjerenja
RP 110 kV OMIŠALJ	Revitalizacija/rekonstrukcija rasklopišta 110 kV
TS 220/110 kV Plomin	Zamjena sekundarne opreme 110 kV i 220 kV postrojenja
TS 110/20 kV POREČ	Zamjena sekundarne opreme 110 kV postrojenja
TS 110/35 kV Lički Osik	Zamjena sekundarne opreme 110 kV postrojenja
TS 110/20 kV Lovran	Zamjena primarne i sekundarne opreme 110 kV postrojenja
TS 110/35 kV Osijek 1	Revitalizacija
TS 110/35 kV Osijek 2	Revitalizacija
TS Nova Gradiška	Zamjena sekundarnog sustava
TS 110/35/10 kV Našice	Revitalizacija
TS 220/110 kV Đakovo	Revitalizacija 110 kV postrojenja
RP HE Orlovac	Revitalizacija postrojenja 220 kV

TS 220/110/10 kV MRACLIN	Rekonstrukcija postrojenja 220 kV
TS 220/110/10 kV Mraclin	Rekonstrukcija postrojenja 110 kV
TE SISAK	Rekonstrukcija postrojenja 110 kV
TS 110/20 kV RAKITJE	Revitalizacija primarne i sekundarne opreme RP 110 kV
KTE JERTOVEC	Revitalizacija 110 kV postrojenja i sekundarne opreme
HE ČAKOVEC	Revitalizacija postrojenja 110 kV
TS 400/110/30 kV TUMBRI	Rekonstrukcija cijevnih sabirnica i nosača cijevnih 400 kV sabirnica. Zamjena zaštite sabirnica 400 kV i 110 kV postrojenja.
TS 400/110/30 kV TUMBRI	Rekonstrukcija cijevnih sabirnica i nosača cijevnih 400 kV sabirnica. Zamjena zaštite sabirnica 400 kV i 110 kV postrojenja.

Tablica 5.4. Lista transformatorskih stanica za revitalizaciju s početkom realizacije u periodu 2021-2027. godina

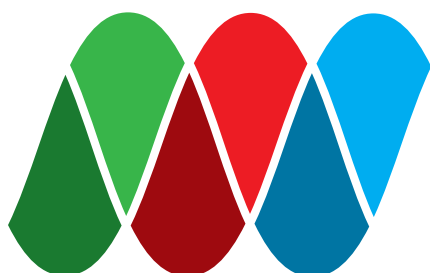
TS	Napomena
TS 400/220/110 kV Melina	Zamjena preostale primarne i sekundarne opreme i dogradnja drugog sabirničkog sustava RP 400 kV; Izgradnja dva vodna polja za prihvat 2x400 kV Plomin. Zamjena primarne i sekundarne opreme 110 kV.
TS 220/110 kV Bilice	Revitalizacija trafo polja TR 2
TS 220/110/35 kV Međurić	Revitalizacija RP 110 kV; Zamjena sustava za nadzor i upravljanje i rekonstrukcija 220 VDC
TS 110/35 kV Slavonski Brod	Zamjena primarne i sekundarne opreme
TS 110/35/10 kV Vinkovci	Zamjena sekundarnih sustava
TS 110/35 kV Nova Gradiška	Zamjena rastavljača te sustava za nadzor i upravljanje
TS 110/35/10 kV Beli Manastir	Zamjena jednog transformatora
TS 110/35/10 kV Slatina	Zamjena transformatora
TS 110/35/10 kV Đakovo 2	Zamjena prekidača i rastavljača
TS 110/35 kV Kraljevac	Rekonstrukcija RP 110 kV i pomoćnih postrojenja, ugradnja drugog trafo polja i uvođenje u SDV, zamjena jednog transformatora
TS 110/35/10 kV Dugi Rat	Zamjena dijela primarne i sekundarne opreme i uvođenje u SDV
TS 110/35 kV Kaštela	Ugradnja novog transformatora i trafo polja te usklađenje obračunskih mjernih mjesta s korisnicima mreže (ODS, Cemex i Željezara)
TS 110/35 kV Opuzen	Zamjena dijela primarne i sekundarne opreme i uvođenje u SDV
TS 110/10(20) kV Pag	Ugradnja drugog transformatora i opremanje pripadnog trafo polja
TS 110/35 kV Zadar	Zamjena jednog transformatora
TS 110/10(20) kV Biograd	Zamjena dijela primarne i sekundarne opreme
TS 110/35/10(20) kV Makarska	Rekonstrukcija RP 110 kV i zamjena sustava upravljanja
TS 110/35 kV Stari Grad	Zamjena jednog transformatora
TS 110/10 kV Split 3 (Visoka)	Izgradnja 110 kV sabirničkog sustava i ugradnja trećeg transformatora radi zadovoljenja kriterija n-1
TS 110/(20)10 kV Sućidar	Izgradnja GIS 110 kV postrojenja
TS 110/35 kV Knin	Zamjena jednog transformatora
TS 110/30(20) kV Jarun	Ugradnja GIS 110 kV postrojenja
TS 110/35 kV Križevci	Zamjena rastavljača te sustava za nadzor i upravljanje
TS 110/35 kV Koprivnica	Revitalizacija 110 kV postrojenja i uvođenje u SDV
TS 110/35 kV Buje	Zamjena transformatora 110/35(20) kV
TS 110/35 kV Lički Osik	Zamjena jednog transformatora
TS 110/35 kV Otočac	Zamjena jednog transformatora
TS 110/35 kV Meterize	Kompletna rekonstrukcija TS i rekonstrukcija uvoda dalekovoda

TS	Napomena
TS 220/110 kV Zakučac	Rekonstrukcija pomoćnih pogona
TS 110/x kV Stari grad	Ugradnja kompenzacije (kondenzatorske baterije) zbog rješavanja problema niskih napona kod otvorenog prstena
TS 400/220/110 kV Melina	Zamjena transformatora AT1 i AT2 400/220 kV 400 MVA i AT5 220/110 kV, 150 MVA zbog starosti
TS 220/110/10 kV Mraclin	Rekonstrukcija postrojenja 220 kV i 110 kV
TS 220/110/35 kV Pehlin	Zamjena mrežnih transformatora 220/110 kV, 150 MVA AT1 i AT2 (zbog starosti)
TS 110/35 kV Pazin	Zamjena primarne opreme osim prekidača
TS 110/35 kV Crikvenica	Zamjena primarne i sekundarne opreme, osim prekidača
TS 110/35/10 kV Dolinka	Zamjena transformatora T2 110/35/10 kV 20(40) MVA zbog starosti i sekundarne opreme
TS 110/10 kV Matulji	Zamjena sekundarne opreme
TS 110/35 kV Krk	Zamjena primarne opreme osim prekidača i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Delnice	Zamjena sekundarne oprema
TS 110/35/10 kV Rovinj	Zamjena sekundarne opreme
TS 110/35 kV Gračac	Zamjena transformatora T1 i T2 110/35 kV 20(40) MVA zbog starosti i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Lošinj	Zamjena primarne i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Otočac	Zamjena sekundarne opreme
TS 110/20 kV Rab	Zamjena primarne i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Raša	Zamjena transformatora T1 i T3 110/35(20)kV zbog starosti
TS 110/35 kV Šijana	Zamjena transformatora T1 i T2 110/35 kV 40 MVA zbog starosti i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Krasica	Zamjena primarne i sekundarne opreme, osim prekidača
TS 110/35 kV Nedeljanec	Rekonstrukcija sabirničkog sustava
TS 110/35 kV Bjelovar	Zamjena sekundarne opreme
TS 110/20/10 kV Samobor	Zamjena sekundarne opreme
TS 110/30 kV Dugo Selo	Zamjena sekundarne opreme
RP 110 kV + EVP 110/25 kV Moravice	Zamjena sekundarne opreme
TS 400/110 kV RHE Velebit	Rekonstrukcija 400 i 110 kV postrojenja i pomoćnih pogona
TS 110/35 kV Knin	Rekonstrukcija primarne i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Sinj	Rekonstrukcija primarne i sekundarne opreme
TS 110/35 kV Trogir	Rekonstrukcija primarne i sekundarne opreme

* u tijeku je ocjena stanja i procjena ulaganja u postrojenja koje je HOPS-u na upravljanje predala HEP – Proizvodnja, od kojih će dio trebati revitalizirati poput HE Čakovec, 110 kV RP TE Sisak i HE Dubrava

6.

***ENTSO-E DESETOGODIŠNJI
PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE
MREŽE (TYNDP) I PROJEKTI OD
ZAJEDNIČKOG INTERESA (PCI)***



6. ENTSO-E DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE (TYNDP) I HR PLAN 2018.-2027.

a) ENTSO-E desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2016

ENTSO-E desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2016 (eng. Ten Year Network Development Plan 2016 – TYNDP 2016) je publiciran krajem 2016. godine, te je potom dobio pozitivno mišljenje ACER-a.

ENTSO-E je razvio i predstavio četiri dugoročne vizije za 2030.g. u TYNDP 2016:

1. Najsporiji napredak (eng. Slowest progress),
2. Ograničeni napredak (eng. Constrained progress),
3. Nacionalna zelena tranzicija (eng. National green transition) i
4. Europska zelena revolucija (eng. European green revolution).

Kroz navedene vizije su predstavljeni europski ciljevi koji uzimaju u obzir integraciju obnovljivih izvora, primjenu mjera energetske učinkovitosti, smanjenje emisija CO₂, pojačanje bilateralnih prijenosnih kapaciteta, itd.

TYNDP 2016 sadrži između ostalog i tijekom 2015. godine objavljeni Regionalni investicijski plan za regiju kontinentalna jugoistočna Europa i listu projekata koja sadrži popis svih planiranih investicija (projekata) naponskog nivoa > 150 kV, a koji su ocijenjeni CBA (Cost-Benefit Analysis) metodologijom i kojima je pridijeljen status pan-europskog značaja. Kao projekti pan-europskog značaja označeni su oni projekti koji predstavljaju skup visokonaponskih postrojenja i objekata naponske razine veće od 150 kV, lociranih u potpunosti ili dijelom u jednoj od 32 zemlje članice ENTSO-E.

U listi projekata od pan-europskog značaja unutar TYNDP 2016 prezentirani su sljedeći projekti od značaja za prijenosnu mrežu jugoistočne Europe i Hrvatske.

Tablica 6.1. Projekti od značaja za prijenosnu mrežu jugoistočne Europe i Hrvatske unutar TYNDP

Oznaka projekta	Oznaka investicije	Lokacija 1	Lokacija 2	Opis investicije
136	227	Banja Luka (BA)	Lika (HR)	Nova interkonekcija 400 kV između HR i BiH.
	617	Lika(HR)	Brinje(HR)	DV 400 kV u dužini 55 km koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220 kV Brinje – Konjsko.
	618	Lika(HR)	Velebit(HR)	DV 400 kV u dužini 60 km koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220 kV Brinje – Konjsko.
	619	Lika (HR)	-	Nova TS 400/110 kV, 2x300 MVA.
	620	Brinje (HR)	-	Nova TS 400/220 kV, 1x400 MVA.
	633	Konjsko	Velebit	DV 400 kV u dužini 100 km koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220 kV Brinje – Konjsko.
141	223	Cirkovce (SI)	Heviz (HU), Žerjavinec (HR)	Nova interkonekcija 400 kV između HR i SI, te HR i HU.
241	1276	Đakovo	Tuzla	Revitalizacija prijelazom na 400 kV razinu.
	1277	Đakovo	Gradačac	Revitalizacija prijelazom na 400 kV razinu.
	1278	Đakovo	-	Nadogradnja rasklopišta na 400 kV razinu.
	1279	Đakovo	Razbojište	Novi 2x400 kV vod koji omogućuje povezivanje planirane 400 kV TS Đakovo na 400 kV vod Žerjavinec - Ernestinovo
243	1269	Ernestinovo	Sombor	Nova interkonekcija 400 kV između HR i Srbije.

Osim projekta Hrvatske i Bosne i Hercegovine, u TYNDP 2016 kao PCI projekt uključena je i izgradnja DV 2x400 kV od TS Cirkovce u Sloveniji do mađarske granice, čija bi se jedna trojka trebala priključiti na trojku DV 2x400 kV Žerjavinec – Heviz. Radi se o PCI projektu broj 141, a njegovi promotori su slovenski i mađarski operatori prijenosnog sustava.

b) Hrvatski projekti od zajedničkog europskog interesa (eng. Project of common interest) – PCI projekti

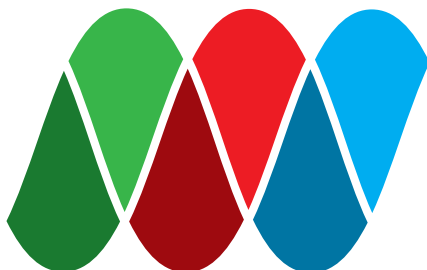
Već spomenutom odlukom EC od 18. studenog 2015. (ANNEX VII - amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council, as regards the Union list of Projects of Common Interest), pod točkom 10.3, jedan tzv. #Smart Grid“ hrvatski projekt je uvršten na PCI listu! Radi se o projektu pod nazivom SINCRO.GRID, kojeg je HOPS osmislio i pokrenuo zajedno s slovenskim operatorom prijenosnog sustava (ELES) i operatorima distribucijskih sustava Hrvatske i Slovenije (HEP-ODS i SODO), te su ga nominirali za PCI listu, u čemu su operatori sustava Slovenije i Hrvatske, dviju zemalja članica EU, u potpunosti uspjeli.

Projekt SINCRO.GRID dobio je financijsku potporu EU putem fonda „Connecting European Facilities – CEF“ u iznosu od 51 % potrebnih sredstva za njegovu realizaciju.

Detaljniji opis projekta SINCRO.GRID je dan u prethodnom poglavlju (4.1.4.1.).

7.

***PLAN RAZVOJA SUSTAVA
VOĐENJA EES-A
I PRATEĆE ICT
INFRASTRUKTURE***



7. PLAN RAZVOJA SUSTAVA VOĐENJA EES-A I PRATEĆE ICT INFRASTRUKTURE

7.1. UVOD

Kontinuirani razvoj sustava vođenja EES-a i pratećih ICT sustava garancija je očuvanja njegove sigurnosti, funkcionalnosti i stabilnosti. To podrazumijeva nadogradnju i modernizaciju postojećih sustava, te primjenu suvremenih tehnologija i novih računalnih alata. Nadalje, razvoj tržišta električnom energijom moguće je provesti intenzivnim korištenjem i primjenom moderne ICT tehnologije.

Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže u dijelu koji se odnosi na informacijsko komunikacijske tehnologije HOPS-a izrađen je na temelju dosadašnjih razvojnih planova i aktivnosti. Izgradnja mrežnih centara i ICT procesnih podsustava mora slijediti izgradnju prijenosne mreže, zahtjeve ENTSO-E, promjene zakonske regulative, bilateralne sporazume između susjednih operatora i omogućiti uključenje novih objekata u sustav daljinskog vođenja, sigurno vođenje cijelog elektroenergetskog sustava i djelovanje tržišta električnom energijom.

Planove za srednjoročni period razvoja procesne i poslovne informatike nije moguće kvalitetno pripremiti zbog brzih tehnoloških promjena sistemskih koncepcija i tehnologija na području ICT-a kao i značajnih promjena u životnom ciklusu korištenja opreme. Predloženi plan u najboljoj namjeri nastavlja već prije započetu inicijativu osiguravanja cjelovite potpore procesne informatike u poslovanju HOPS-a na operativnom taktičkom i strateškom nivou.

Najviši prioritet pridijeljen je projektu modernizacije mrežnih centara prijenosne mreže uključivo i svih neophodno potrebnih aktivnosti i zahvata u elektroenergetskim objektima i telekomunikacijskoj mreži. Modernizacija mrežnih centara ima strateški značaj ne samo za HOPS, nego za cjelokupni razvoj i sigurnost rada hrvatskog elektroenergetskog sustava, te djelovanje i razvoj tržišta električnom energijom u Hrvatskoj.

7.2. PLAN 2018. – 2027.

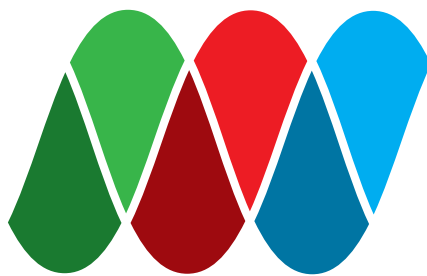
Planom razvoja i izgradnje informacijskih tehnologija procesnog sustava HOPS-a za sljedeće desetgodišnje razdoblje predviđeno je:

- Nastavak modernizacije i razvoja SCADA/EMS/AGC/OTS sustava u svim centrima prijenosne mreže i njihova kontinuirana nadogradnja i proširenje,
- Razvoj i instalacija aplikacija i programskih sustava za nadzor rada obnovljivih i distribuiranih izvora energije u skladu s novim zahtjevima u okruženju,
- Zamjena i nadogradnja sustava neprekidnog napajanja u NDC,
- Nadogradnja platformi za razvoj i testiranje,
- Tržišne funkcija – potpora djelovanju tržišta električnom energijom, trajna nadogradnja dodavanjem novih funkcionalnosti i aplikacija u skladu s donošenjem novih pravilnika, usvajanja zakonske regulative i sklapanja bilateralnih sporazuma sa susjedima,
- Izgradnja i uspostava sustava za praćenje rada agregata u primarnoj regulaciji,
- Unapređenje sustava za razmjenu podataka i analizu sigurnosti (Common tool for data exchange and n-1 security assessment – CTDS) u okviru TSC-a,
- Implementaciju zajedničkog modela podataka (CDM) i nastavno CGMES u NDC,
- Nadogradnja i proširenje sustava za upravljanje mrežom i sigurnošću za procesni sustav,

- Nadogradnja i proširenje sustava nadzora EES-a u realnom vremenu (WAMS) i postupni prijelaz prema smart grid tehnologiji i aplikacijama,
- Proširenje sustava sekundarne regulacije radne snage i frekvencije i uključivanje novih elektrana,
- Modernizacija poslovno tehničkog i poslovnog informacijskog sustava te dodavanje novih aplikacija za cjelovitu potporu odvijanju svih poslovnih procesa,
- Nadogradnja i proširenje izvještajnih sustava HOPS-a,
- Opremanje rezervnog dispečerskog centra sa svim funkcionalnostima,
- Proširenje i nadogradnja komunikacijskog sustava i procesnog LAN-a u EE objektima isključivo za potrebe procesnog sustava

8.

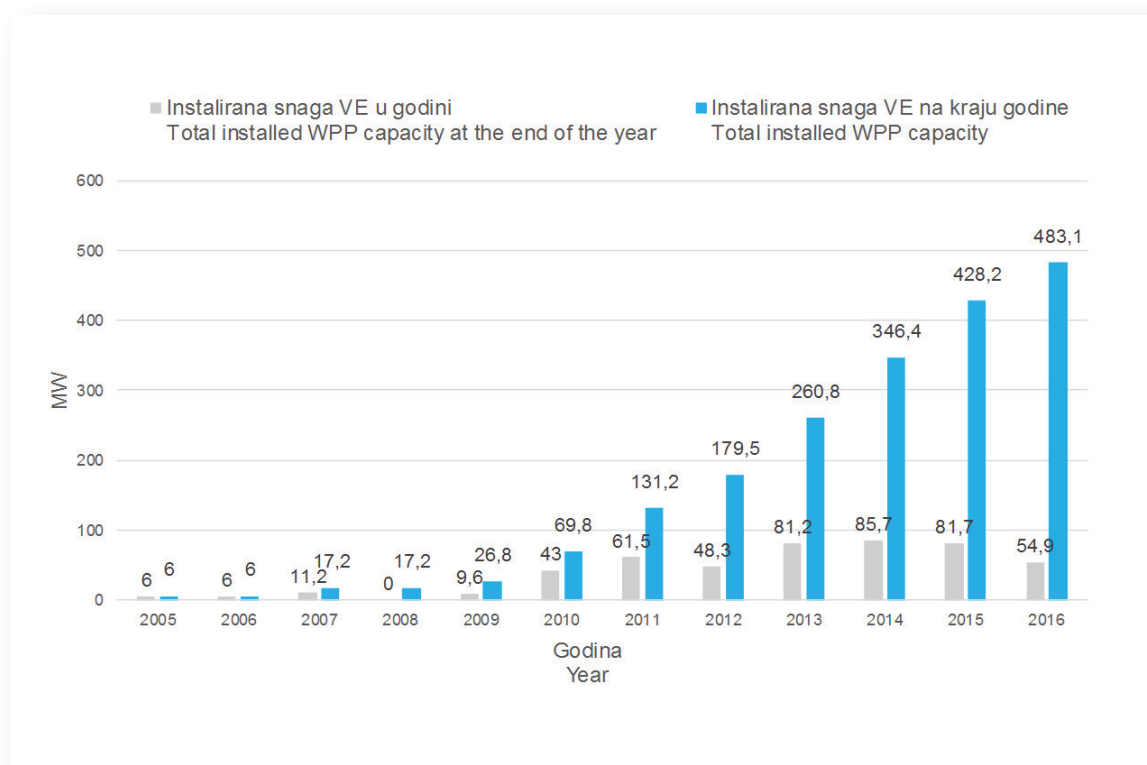
***MOGUĆNOSTI PRIHVATA I
TROŠKOVI INTEGRACIJE
VJETROELEKTRANA U EES***



8. MOGUĆNOSTI PRIHVATA I TROŠKOVI INTEGRACIJE VJETROELEKTRANA U EES

Integracija VE u hrvatski elektroenergetski sustav dovodi do dodatnih zahtjeva u pogledu vođenja sustava i dimenzioniranja elektroenergetske mreže, što je zakonska odgovornost HOPS-a. Do sad izvršene analize upućuju da do razine integracije od oko 800 MW neće biti potrebni veći zahvati u prijenosnoj mreži u pogledu izgradnje novih vodova i TS (za veće razine integracije HOPS planira primijeniti princip „zonskog priključka“), no značajno se povećavaju zahtjevi na osiguravanje pomoćnih usluga sekundarne i/ili brze tercijarne regulacijske rezerve (regulacija snage i frekvencije) čija je mogućnost dobave sa strane HOPS-a u ovom trenutku ograničena, budući da te pomoćne usluge unutar EES RH može pružiti samo HEP – Proizvodnja, odnosno trenutno ne postoji način nabave tih usluga na tržištu.

Na slici 8.1. prikazana je vremenska dinamika dosadašnje izgradnje VE U Hrvatskoj. Temeljem odredbi novog Zakona o tržištu električne energije (Čl. 48. ZOTEE - NN 102/15), kojim su van snage stavljeni „Kriteriji za uvrštenje projekata vjetroelektrana na listu za priključenje na elektroenergetsku mrežu“ (HOPS, 20. veljače 2012.) i „Postupovnik izdavanja prethodne elektroenergetske suglasnosti za vjetroelektrane te opći uvjeti ugovora o priključenju vjetroelektrana na elektroenergetsku mrežu“, te naloženo HOPS-u sklopiti ugovore o priključenju vjetroelektrana koje su do stupanja na snagu novog ZOTEE sklopile ugovor o otkupu električne energije s HROTE-om, trenutno ugovore o priključenju na prijenosnu mrežu imaju vjetroelektrane ukupne snage 744 MW.



Slika 8.1. Vremenska dinamika dosadašnje izgradnje VE u Hrvatskoj
(Napomena: krajem 2017. priključeno ili u izgradnji: 608,95 MW)

Mogućnosti povećanja prihvata VE u EES RH ovisit će o nizu faktora, među kojima su najvažniji:

- Osiguranje dovoljne P/f regulacijske rezerve koju može nabaviti HOPS i uređenje odnosa u pogledu pružanja i naplate pomoćnih usluga (odgovorni subjekti HOPS i HEP – Proizvodnja, u budućnosti i ostali tržišni sudionici).
- Uključivanje OiE u mehanizam uravnoteženja.
- Poboljšavanje kvalitete prognoze proizvodnje VE i konzuma
- Provedba ovlasti HOPS-a za ograničavanje proizvodnje VE u slučaju ugrožavanja sigurnosti pogona sustava.
- Dugoročna izgradnja KTE i RHE na tržišnim principima.

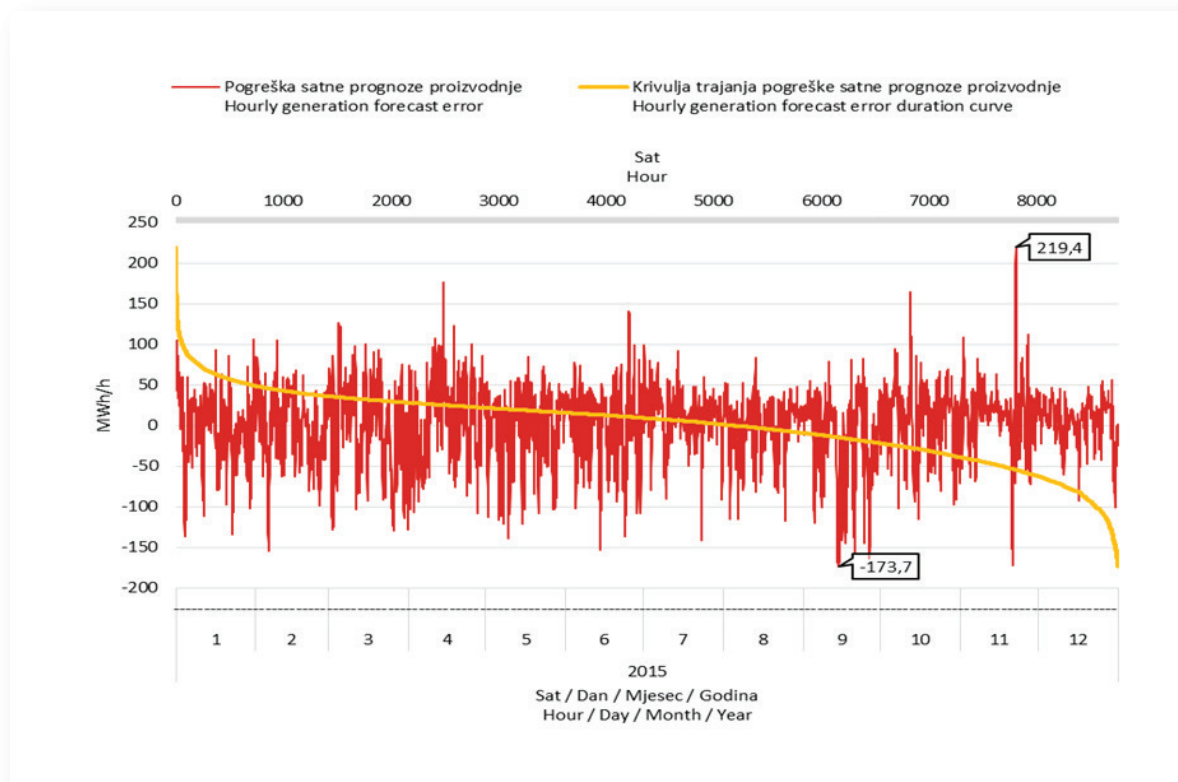
Provedba prethodno navedenih mjera ne ovisi samo o HOPS-u već ovisi i o ostalim relevantnim subjektima u RH.

Osim u tehničkom pogledu, integracija VE u hrvatski EES izaziva troškove i investicijska ulaganja koji se izravno ili neizravno tiču poslovanja HOPS-a. To su, pored investicijskih ulaganja u dodatna pojačanja prijenosne mreže, troškovi osiguravanja dodatnih pomoćnih usluga i dodatni troškovi energije uravnoteženja.

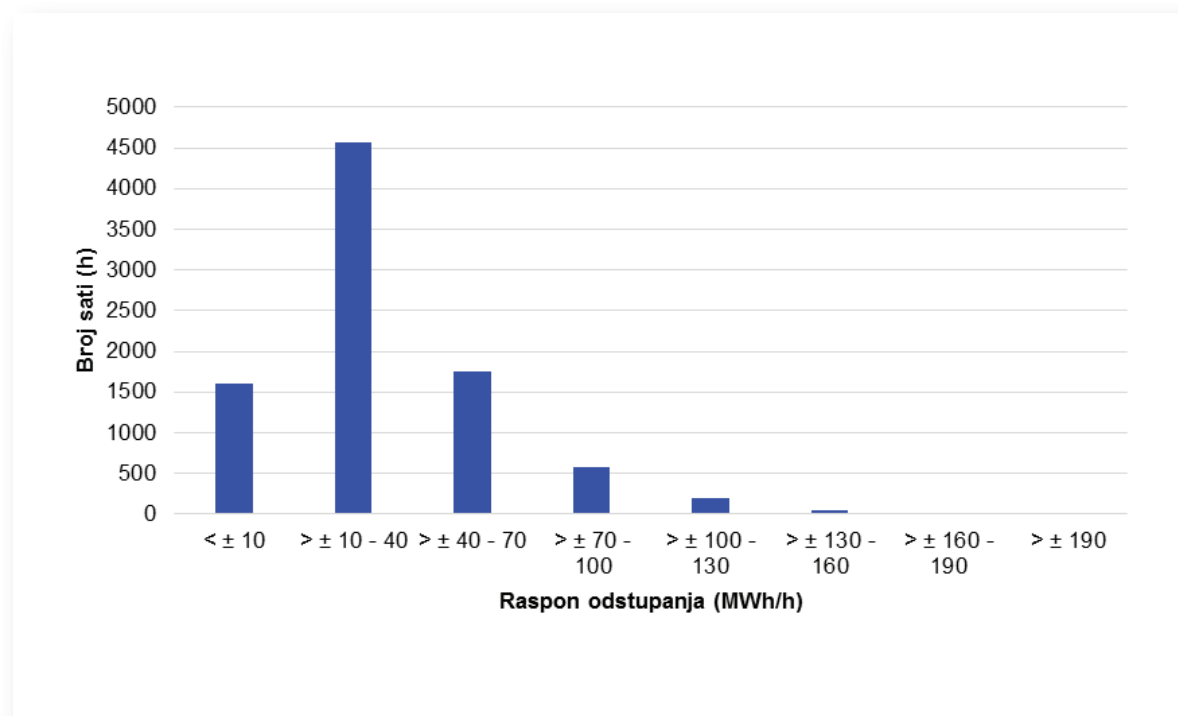
Mogućnosti povećanja prihvata VE u EES RH ovisit će prvenstveno o mogućnostima nabave pomoćnih usluga sekundarne i brze tercijarne P/f regulacije u budućnosti, pri čemu će od presudne važnosti za HOPS biti i odstupanja prognozirane i ostvarene proizvodnje vjetroelektrana, odnosno mehanizmi energije uravnoteženja i snage regulacije.

Za buduće scenarije integracije VE raspon ukupnih troškova sekundarne i tercijarne regulacije za uravnoteženje najviše ovisi o instaliranoj snazi VE i prosječnoj pogrešci planiranja proizvodnje VE. S obzirom da je nakon 01.01.2017. godine stvarnu obavezu planiranja proizvodnje VE preuzeo HROTE, za iznos troška uravnoteženja (koji je rashod u poslovanju HOPS-a) od velike će važnosti biti točnost prognoze HROTE-a.

Na slici 8.2. prikazana su kao primjer zabilježena odstupanja između prognozirane i ostvarene proizvodnje svih VE u 2015. godini.

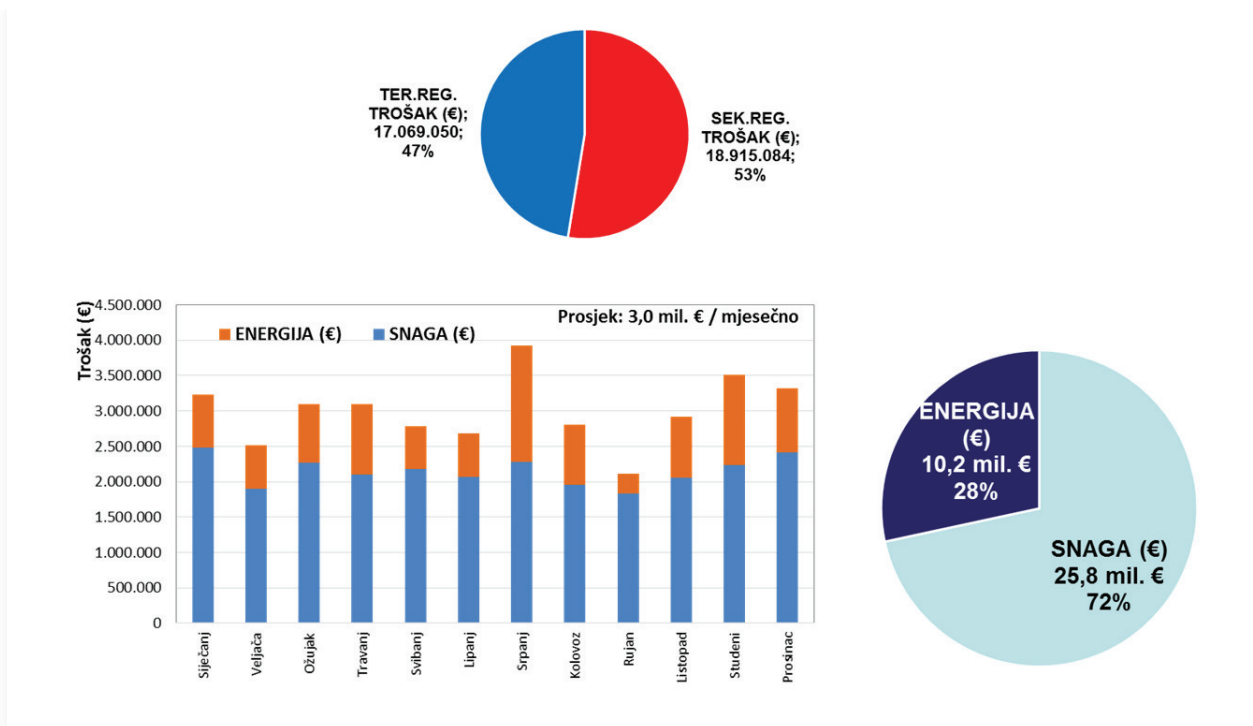


8.2. Razlike između prognozirane i ostvarene proizvodnje svih VE u 2015. godini



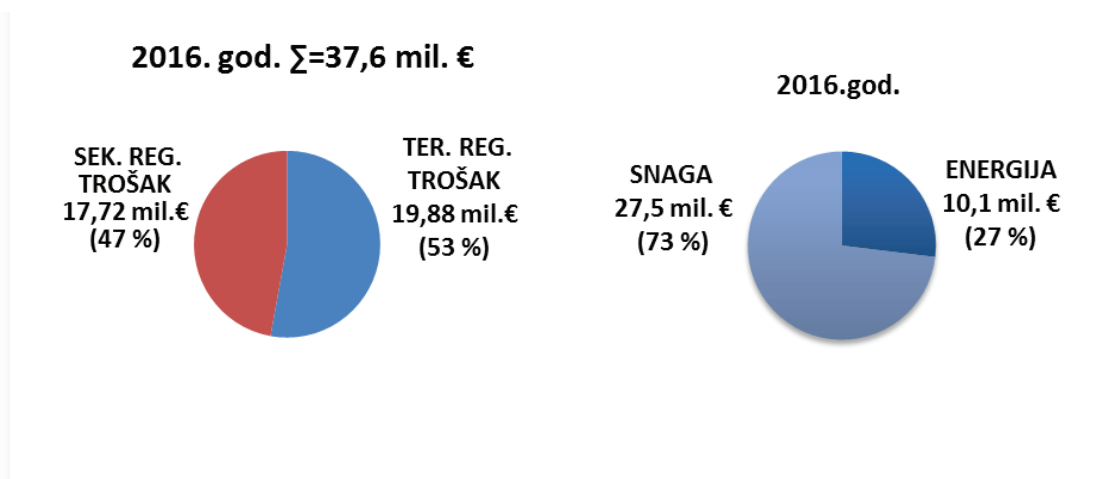
Slika 8.3. Razlike između prognozirane i ostvarene proizvodnje VE u 2015. godini

Tijekom 2015. godine za potrebe uravnoteženja sustava HOPS je s HEP Proizvodnjom ugovorio sekundarnu i tercijarnu regulaciju tako da se rezerva snage plaća „fiksno“ dok se energija uravnoteženja plaća „varijabilno“ ovisno o aktiviranoj (izmjerenoj) vrijednosti regulacijske energije. Ukupan trošak uravnoteženja u 2015. godini iznosio je 36 mil. € od čega je fiksni dio troška uravnoteženja (rezerva snage) iznosio 25,8 mil. € (72%) a varijabilni dio troška (aktivacija) iznosio 10,2 mil. € (28%), što je grafički prikazano na slici 8.3.



Slika 8.4. Trošak pomoćnih usluga HOPS-a u 2015. godini za uravnoteženje EES

Slično je ostvareno i u 2016. godini. Ukupan trošak uravnoteženja u 2016. godini iznosio je 37,6 mil. € od čega je fiksni dio troška uravnoteženja (rezerva snage) iznosio 27,5 mil. € (73%) a varijabilni dio troška (aktivacija) iznosio 10,1 mil. € (27%), što je grafički prikazano na slici 8.4.

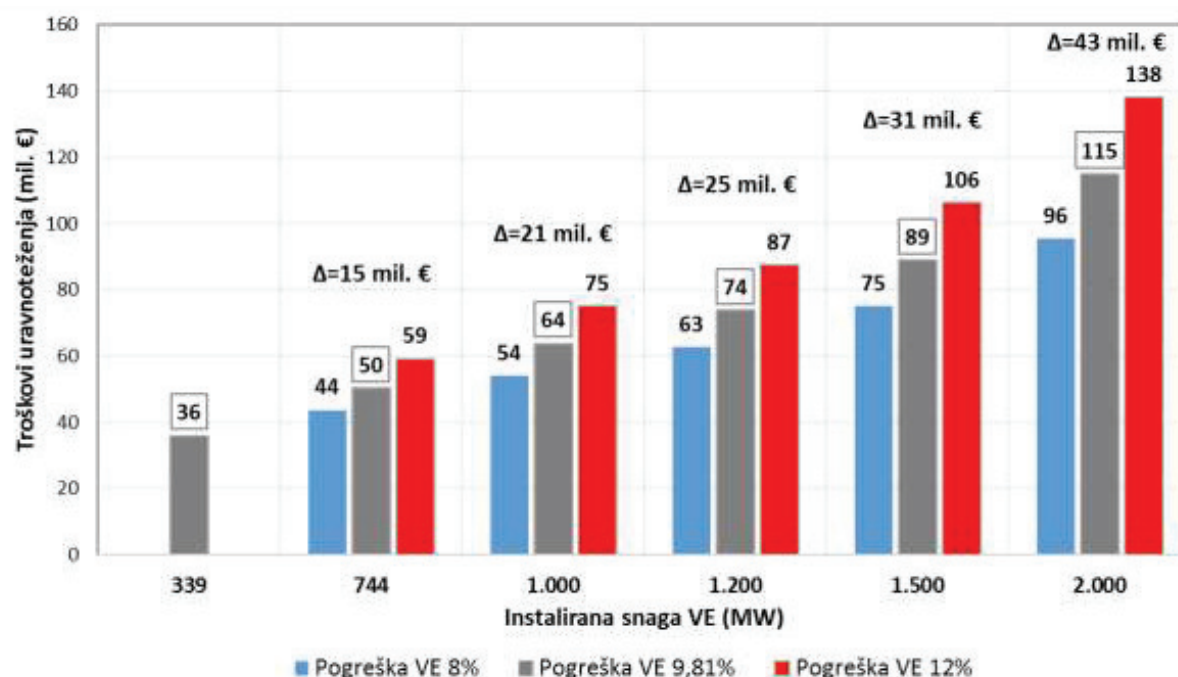


Slika 8.5. Trošak pomoćnih usluga HOPS-a u 2016. godini za uravnoteženje EES

Radi integracije VE ukupne snage 744 MW procjenjuje se da će ukupni troškovi sekundarne i tercijarne P/f regulacije porasti na oko 50 milijuna € s postojeće razine od 36 milijuna € ako se održi ista prosječna pogreška prognoze VE.

Detaljnije je predmetna problematika predočena u studiji „Mogućnosti prihvata obnovljivih izvora energije u hrvatski elektroenergetski sustav“ (EIHP, svibanj 2016.) čiji je sažetak [28] javno objavljen na web stranicama HOPS-a.

Usporedba procjene ukupnih troškova uravnoteženja za druge scenarije integracije VE (1000 MW, 1200 MW, 1500 MW i 2000 MW) prema [28] prikazana je sumarno na slici 8.5.



Slika 8.6. Raspon ukupnih troškova sekundarne i tercijarne regulacije za uravnoteženje ovisno o instaliranoj snazi VE i prosječnoj pogrešci predviđanja proizvodnje VE – prema [28]

Integracijom VE ukupne snage 1000 MW zahtjev na tercijarnu rezervu snage porastao bi na ± 316 MWh/h a ukupni troškovi uravnoteženja porasli bi s postojeće razine od 36 mil. € na oko 64 mil. € uz istu prosječnu pogrešku prognoze VE (9,81%) nakon što obvezu prognoze proizvodnje preuzme HROTE.

U svim scenarijima integracije VE pretpostavljeno je da se 99% svih odstupanja može uravnotežiti unutar sustava, stoga 1% najvećih odstupanja ostaje uravnoteženo izvan hrvatskog sustava. Dodatno, trošak uravnoteženja procijenjen je korištenjem istih jediničnih cijena koje je HOPS ugovorio za 2015. godinu i realno je očekivati da će rastom zahtjeva na tercijarnu rezervu snage rasti i cijena po kojoj se ista može pružiti.

Radi integracije VE ukupne snage 1000, 1200 ili 1500 MW procjenjuje se da će ukupni troškovi sekundarne i tercijarne P/f regulacije za uravnoteženje porasti na oko 64, 74 ili 89 milijuna € ako se održi ista prosječna pogreška prognoze VE nakon što ju preuzme HROTE (u odnosu na postojeću prognozu HOPS-a)..

Zaključno se može konstatirati da značajnija integracija VE u EES Hrvatske podrazumijeva značajno povećanje troškova za pomoćne usluge sekundarne regulacije i tercijarne regulacije za uravnoteženje koje sada HOPS plaća pružatelju pomoćnih usluga (HEP Proizvodnja) temeljem bilateralnih ugovora.

Većom integracijom VE povećat će se značajno troškovi tercijarne rezerve za uravnoteženje, a ti troškovi povećat će svoj udio u ukupnim troškovima za uravnoteženje (značajna će biti izdvajanja za sekundarnu i tercijarnu regulacijsku rezervu, dok će troškovi za energiju proizvedenu u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji za uravnoteženje umjerenije porasti).

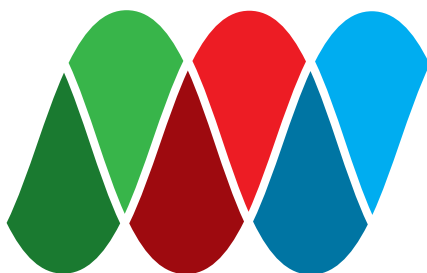
Potrebno je naglasiti da niti jedna od nabrojanih kategorija troškova ne bi smjela opterećivati poslovanje HOPS-a koji je u obvezi pružati usluge svim korisnicima prijenosne mreže na nediskriminirajući način.

Temeljem svih provedenih analiza razvidno je da je za mogućnost buduće veće integracije vjetroelektrana od presudne važnosti sljedeće:

1. Povećanje integracije VE potrebno je u budućnosti provoditi postupno, uz odgovarajuće pripreme i analize dotadašnjeg utjecaja izgrađenih VE na pogon sustava.
2. Osigurati provođenje odgovarajućeg mehanizma uravnoteženja u kojem bi trebali sudjelovati svi subjekti odgovorni za odstupanje te osigurati odgovarajuću naknadu za prijenos u cilju pokrivanja troškova uravnoteženja VE koje neće ugrožavati poslovanje HOPS-a.
3. Dinamiku integracije VE potrebno je uskladiti s procesom povećanja kvalitete prognoze proizvodnje VE, odnosno prognozu proizvodnje VE potrebno je kontinuirano unaprjeđivati.
4. Za određenu razinu integracije VE potrebno je ugovoriti dostatnu sekundarnu i tercijarnu P/f rezervu za uravnoteženje, ako su iznosi iste tehnički i ekonomski dostupni od strane pružatelja tih usluga u RH, odnosno ako bilo koji pružatelj tih usluga može i želi ugovoriti te usluge s HOPS-om.
5. HOPS treba koristiti i druge mehanizme uravnoteženja sustava, na primjer sudjelujući na unutardnevnom (likvidnom!) tržištu električne energije u RH i tržištu uravnoteženja (jednom kada bude organizirano).
6. Veća integracija VE (okvirno snage veće od 1000 MW) osim u pogledu uravnoteženja sustava ima značajan utjecaj i na potrebna pojačanja prijenosne mreže, stoga HOPS na vrijeme treba organizirati i administrativno pripremiti izgradnju potrebnih pojačanja mreže, u smislu upisivanja neophodnih novih vodova i transformatorskih stanica u prostorne planove, definiranje trasa, rješavanje imovinsko-pravnih odnosa na trasama ili lokacijama prijenosnih objekata, izradi projektne dokumentacije i drugom.

9.

***PROVOĐENJE MJERA
ENERGETSKE UČINKOVITOSTI
U PRIJENOSNOJ MREŽI***



9. PROVOĐENJE MJERA ENERGETSKE UČINKOVITOSTI U PRIJENOSNOJ MREŽI

9.1. ZAKONSKE OBVEZE HOPS-A ZA POBOLJŠANJE ENERGETSKE UČINKOVITOSTI

Zakonom o tržištu električne energije (NN 22/2013, 95/2015, 102/2015), koji je na snazi od 03.10.2015., člankom 30. stavak 39., propisana je obveza operatora prijenosnog sustava da prilikom donošenja desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže definira iznos godišnje energetske uštede u postotku od prosječne godišnje ukupne isporučene električne energije u prethodne tri godine, te pri tome uzme u obzir upravljanje potrošnjom i distribuiranu proizvodnju, koji mogu eventualno odgoditi potrebu za pojačanjem prijenosne mreže.

Donošenjem Zakona o energetske učinkovitosti (NN 127/2014) se u zakonodavstvo Republike Hrvatske prenijela Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. o energetske učinkovitosti. Tim se zakonom uređuje područje učinkovitog korištenja energije, donošenje planova na lokalnoj, područnoj (regionalnoj) i nacionalnoj razini za poboljšanje energetske učinkovitosti te njihovo provođenje, mjere energetske učinkovitosti, obveze energetske učinkovitosti, obveze regulatornog tijela za energetiku, operatora prijenosnog sustava, itd.

Odredbe iz članka 16. stavka 4. Zakona o energetske učinkovitosti obuhvaćaju procjenu potencijala za povećanje energetske učinkovitosti infrastrukture za električnu energiju (prijenosne i distribucijske mreže), koja obuhvaća analizu mogućnosti primjene različitih mjera i naprednih tehnologija za povećanje energetske učinkovitosti u mrežama, kao što su:

- smanjenje tehničkih gubitaka u prijenosnoj i distribucijskoj mreži i
- učinkovitiji pogon postojećih objekata u mreži, što može dovesti do eventualnog smanjenja gubitaka u prijenosnoj i distribucijskoj mreži ali i ukupno potrebnih ulaganja u nove objekte prijenosne i distribucijske mreže.

U trećem Nacionalnom akcijskom planu energetske učinkovitosti RH za razdoblje 2014. do 2016. godine, koji je izrađen prema predlošku koji je utvrdila Europska komisija i kojeg se pridržavaju države članice Europske unije, HOPS je predložio i provodio mjere poboljšanja energetske učinkovitosti, kao što su zamjena dionica podmorskih kabela i energetskih transformatora s ciljem smanjenja gubitaka električne energije. Za razdoblje 2014. do 2016. godine, procijenjena godišnja energetska ušteda je bila oko 0,03 % prosječne ukupne isporučene el. energije.

U četvrtom Nacionalnom akcijskom planu energetske učinkovitosti RH za razdoblje 2017. do 2019. godine, HOPS je predložio i planirao provesti sljedeće mjere poboljšanja energetske učinkovitosti:

- zamjene starih energetskih transformatora s novima transformatorima manjih gubitaka
- revitalizacije starih dalekovoda sa zamjenom vodiča, upotrebom visokotemperaturnih vodiča malih provjesa (HTLS vodiči) te većim presjekom aluminijskog plašta odnosno manjim gubicima
- optimiranje vođenja pogona EES-a i pojedinih elemenata

Za razdoblje 2017. do 2019. godine, u prethodnim planu razvoja HOPS je procijenio da će godišnja energetska ušteda biti oko 0,07 % prosječne ukupne isporučene el. energije godišnje u zadnje tri godine.

9.2. GUBICI U PRIJENOSU ELEKTRIČNE ENERGIJE U HRVATSKOJ

Do gubitaka u prijenosu električne energije dolazi prvenstveno radi prolaska struje kroz vodiče nadzemnih vodova, podzemnih i podmorskih kabela, te energetske transformatora (uz gubitke radi magnetiziranja jezgre istih), ali i radi ostalih postrojenja unutar prijenosne mreže poput kompenzacijskih uređaja, napajanja sekundarnih sustava unutar transformatorskih stanica, mjerne opreme, i sličnog.

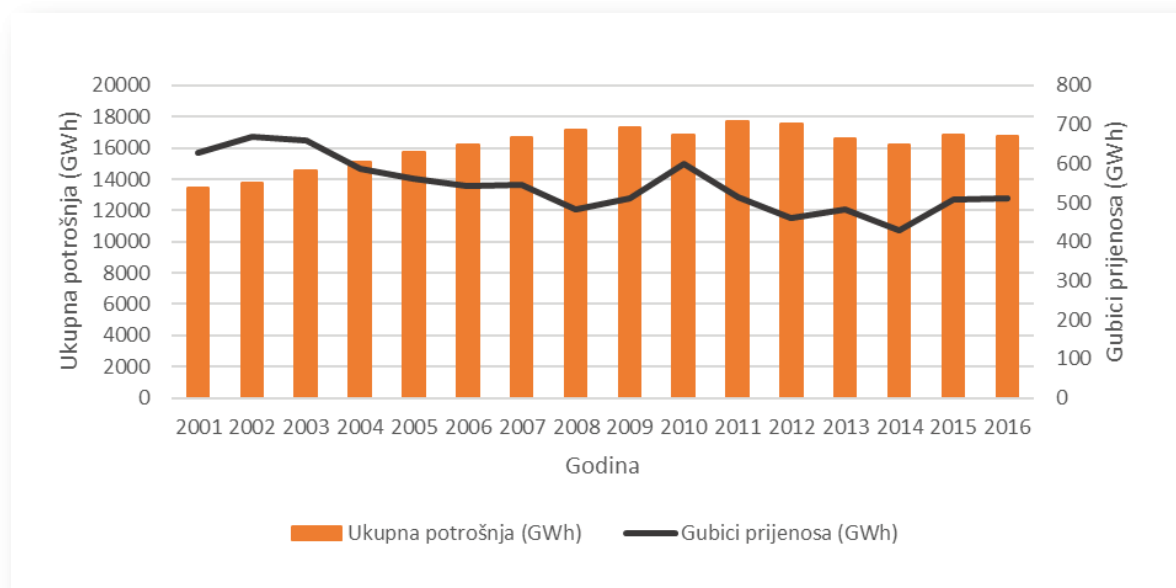
Najveći je udio gubitaka radi prolaska struja kroz vodiče i radi magnetiziranja jezgri velikih energetske transformatora. Budući da su gubici proporcionalni kvadratu iznosa struje i djelatnom otporu vodiča, mjerama energetske efikasnosti nastoji se utjecati na te dvije veličine, bilo kroz dodatna financijska ulaganja u zamjenu vodiča i opreme, bilo kroz vođenje elektroenergetskog sustava kojim se nastoji utjecati na pojedine parametre pogona (na primjer napone i struje u mreži, tokove aktivne i reaktivne energije kroz pojedine jedinice mreže), te tako minimizirati gubitke u prijenosu električne energije.

Analizama prošlih bilanci hrvatskog EES, kao i izvršenim proračunima, koje se redovno provode u HOPS-u, a posebice u zadnje vrijeme, pokazano je da iznos godišnjih gubitaka u prijenosnoj mreži ovisi o čitavom nizu faktora, od kojih su najznačajniji:

- bilanci sustava odnosno godišnjem uvozu i izvozu električne energije, odnosno iznosu tranzita prijenosnom mrežom,
- potrošnji električne energije od strane domaćih kupaca,
- angažmanu elektrana u hrvatskom EES, ovisnom o hidrološkim značajkama promatrane godine i stanju na tržištu električne energije,
- ostalim faktorima (raspoloživost mreže, vođenje sustava i dr.).

Ukupni gubici u prijenosnoj mreži na godišnjoj razini za razdoblje 2001.-2016. godina prikazani su detaljnije tablicom 2.2 i slikom 2.5. u poglavlju 2. ovog desetogodišnjeg plana, iz kojih je razvidno da su ukupni gubici prijenosne mreže u Hrvatskoj u zadnjim godinama na razini oko 450-500 GWh, odnosno oko 2 % ukupno prenesene električne energije, što je uobičajeni prosjek i u većini prijenosnih mreža u EU.

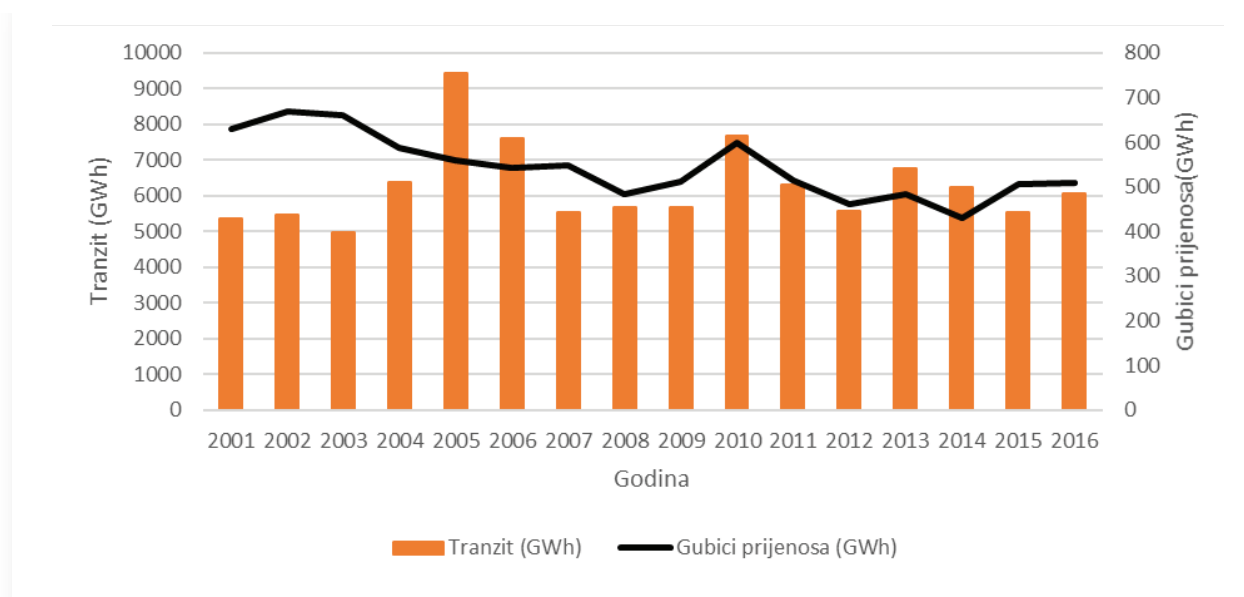
Na slici 9.1 prikazani su konzum (ukupna potrošnja) i gubici prijenosa u razdoblju 2001.-2016. Iz slike je vidljivo da ne postoji korelacija apsolutnog iznosa gubitaka i ukupne potrošnje, odnosno da gubici nužno ne prate varijacije u konzumu prijenosa. U razdoblju 2001. do 2009. konzum prijenosa je kontinuirano rastao dok su se gubici u prijenosnoj mreži smanjivali, za razliku od posljednjih 6 godina kada s relativnom stagnacijom odnosno padom konzuma prijenosa dolazi i do relativnog smanjenja iznosa gubitaka u prijenosnoj mreži i variranjem oko 500 GWh.



Slika 9.1. Konzum prijenosa te gubici prijenosa električne energije u RH za razdoblje 2001. – 2016. g.

S druge strane, važna karakteristika hrvatske prijenosne mreže, kako s aspekta sigurnosti pogona i održavanja tržišnih aktivnosti, tako i s aspekta gubitaka je izuzetno jaka povezanost sa susjednim elektroenergetskim sustavima. Dok se s jedne strane time značajno povećava sigurnost pogona, s druge strane se zbog tranzita povećavaju gubici u mreži.

Na slici 9.2 prikazani su tranziti prijenosnom mrežom i apsolutni iznos gubitaka u prijenosu u razdoblju 2001.-2016., te je vidljivo da u dijelu tog razdoblja, nakon 2008. godine odnosno nakon rekonstrukcije dvije zone UCTE, tranziti direktno utječu na iznos gubitaka (porast tranzita uzrokuje porast gubitaka i obrnuto). U razmatranom razdoblju 2001. do 2016. godine tranziti hrvatskom prijenosnom mrežom kretali su se u rasponu od 5 TWh do 9,4 TWh, a u posljednjem petogodišću prosječni iznos tranzita je 6 TWh godišnje, a gubitaka 478 GWh (tablica 2.2. u poglavlju 2. ovog desetogodišnjeg plana).



Slika 9.2. Tranziti prijenosnom mrežom i gubici prijenosa električne energije u RH (2001. – 2016.)

9.3. MJERE ZA SMANJENJE GUBITAKA U PRIJENOSNOJ MREŽI I NJIHOVI OČEKIVANI UČINCI

Budući da HOPS ne utječe na vozne redove elektrana, proizvodnju vjetroelektrana i ostalih OiE, kao ni tržišne transakcije uključujući uvoz električne energije, te tranzite prijenosnom mrežom za potrebe trećih zemalja, moguć utjecaj HOPS-a na iznos gubitaka u prijenosnoj mreži ograničen je sljedećim mjerama odnosno aktivnostima:

1) Mjere vezane za vođenje pogona EES-a:

- topološke promjene u mreži ovisno o trenutnom pogonskom stanju,
- promjena uklopnog stanja transformatora 400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV i 110/x kV u vlasništvu/nadležnosti HOPS-a i optimiranje rada transformatora s kosom regulacijom (TS Žerjavinec, TS-HE Senj)
- upravljanje naponima i optimiranje tokova snaga u mreži,
- optimiranje rada generatora (radne točke s faktorom snage u granicama 0,95 -1)

2) Mjere vezane uz kratkoročni i dugoročni razvoj prijenosne mreže

- zamjene starih energetske transformatora s novima transformatorima manjih gubitaka
- revitalizacije starih dalekovoda sa zamjenom vodiča, upotrebom HTLS vodiča s većim presjekom aluminijskog plašta odnosno manjim gubicima
- zamjena podmorskih 110 kV kabela
- planirana pojačanja prijenosne mreže (izgradnja novih vodova)
- ugradnja uređaja za kompenzaciju reaktivne energije (VSR, SVC)
- planirana zamjena nadzemnih 110 kV vodova kabelskim vodovima

Upravljanje potrošnjom (Demand-side management) je skup mjera kojima se nastoji postići visoka elastičnost potrošnje tako da kupci brzo reagiraju na trenutnu tržišnu cijenu električne energije, smanjujući svoju potrošnju u razdoblju visoke cijene, te povećavajući potrošnju u razdoblju niske cijene. Međutim, na prijenosnu su mrežu direktno priključeni samo veliki industrijski kupci koji za svoje najčešće energetske intenzivne proizvodne procese trebaju neprekidnu i pouzdanu dobavu električne energije, te ne dozvoljavaju česte i/ili nepredvidljive promjene.

Stoga, HOPS trenutno nema ugovore s kupcima vezane za upravljanje potrošnjom, već se analizira skup mjera za primjenu unutar različitih kategorija kupaca koji se napajaju iz distributivnih mreža, što u konačnici može imati i povoljan utjecaj na smanjenje gubitaka u distribucijskoj, a ograničeno i u prijenosnoj mreži.

U sklopu izrade odgovarajućih studija razvoja prijenosne mreže, provedenim analizama i proračunima analizirani su i gubici odnosno očekivane uštede u gubicima u prijenosnoj mreži, te je procijenjeno da je gore navedenim mjerama u ovom desetogodišnjem planu razvoja moguće očekivati odgovarajuće uštede u gubicima koje su detaljnije prikazane tablicom 9.1.

Tablica 9.1. Procjena mogućih ušteda u gubicima prijenosne mreže u desetogodišnjem razdoblju (2018. – 2027.)

Mjera	Procjena mogućih ušteda u gubicima (GWh / godišnje)		
	2018. – 2020.	2021.- 2023.	2024. – 2027.
Zamjena vodiča na nadzemnim vodovima (HTLS vodiči)	0,2	0,4	0,6
Zamjena podmorskih 110 kV kabela	0,2	1,4	1,7
Planirana pojačanja mreže	7	20	35
Ugradnja kompenzacijskih uređaja (2xVSR + 1x SVC)	0	-3,4	-3,5
Planirane zamjene energetskih transformatora	0,2	0,3	0,4
Planirano kabliranje nadzemnih vodova 110 kV	0	0,4	0,5
Optimiranje tokova snaga	0,7	0,7	0,7
Optimiranje rada generatora	2,0	5,7	6,8
Optimiranje rada energetskih transformatora	7,1	8,1	9,3
SUMA PRIMJENE SVIH MJERA (GWh / godišnje)	17,4	33,6	51,5

Prema tim procjenama proizlazi da je u razdoblju 2018. – 2020. godine moguće očekivati uštedu u gubicima električne energije oko 17 GWh prosječno godišnje, u razdoblju 2021. – 2023. godine oko 34 GWh prosječno godišnje, a u razdoblju od 2024. do 2027. godine oko 51 GWh prosječno godišnje.

Prema tablici 2.2 u poglavlju 2. ovog desetogodišnjeg plana, prosječna godišnja ukupno isporučena električna energija prijenosne mreže (ukupna potrošnja ili konzum + tranzit) u zadnje tri godine (2014. - 2016.) iznosila je 22 538 GWh, što za naredno trogodišnje razdoblje (2018. – 2020.) daje sljedeću očekivanu prosječnu godišnju uštedu:

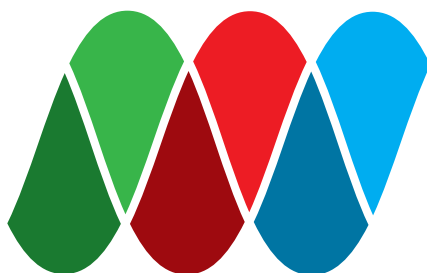
Očekivana prosječna godišnja ušteda (2018.-2020.) = $17,4 \times 100 / 22\ 538 = 0,077 \%$

S obzirom na to da se uz planirani porast potrošnje (opterećenja) očekuje i porast gubitaka u prijenosu, očekivane uštede od primjene pojedinačnih mjera djelomično će kompenzirati očekivani porast gubitaka u mreži, što znači da je moguće uz određene pretpostavke (na primjer bez značajnijeg povećanja tranzita preko hrvatske prijenosne mreže u budućnosti, na što HOPS ne može utjecati, odnosno može vrlo ograničeno utjecati) očekivati da se gubici i u budućnosti kreću oko 2 % ukupno prenesene električne energije prijenosnom mrežom.

Do daljnjeg smanjenja gubitaka u budućnosti može doći razvojem novih i energetski efikasnijih tehnologija, te daljnjom revitalizacijom i izgradnjom mreže koristeći vodiče najnovije generacije s manjim električnim otporom, odnosno manjim gubicima.

10.

**PROCJENA INVESTICIJSKIH
ULAGANJA U IZGRADNJU
OBJEKATA PRIJENOSNE
MREŽE U DESETOGODIŠNJEM
RAZDOBLJU**



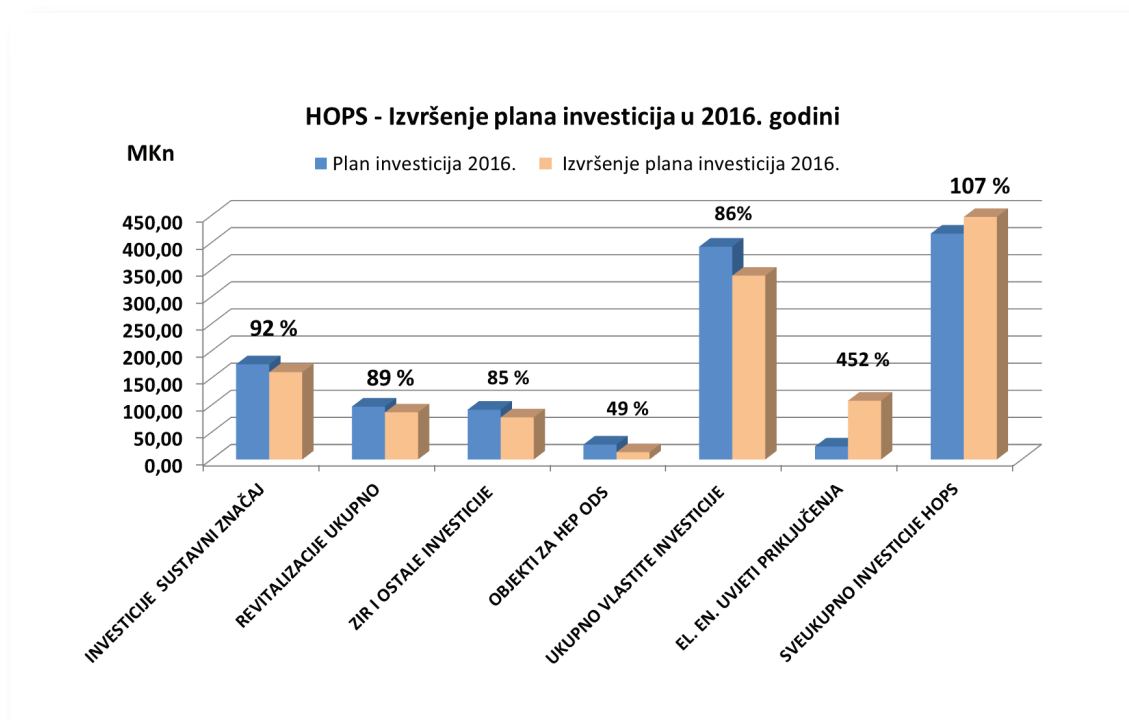
10. PROCJENA INVESTICIJSKIH ULAGANJA U IZGRADNJU OBJEKATA PRIJENOSNE MREŽE U DESETOGODIŠNJEM RAZDOBLJU

10.1. PREGLED REALIZACIJE PLANA INVESTICIJA 2016. GODINE

Odlukom Uprave Društva broj 119.4.15 od 21. rujna 2015. godine, usvojen je Plan investicija Hrvatskog operatora prijenosnog sustava d.o.o. za 2016. godinu u iznosu od 416.572.339 kn, sukladno prethodnom prijedlogu trogodišnjeg plana razvoja (2016.-2018.) odnosno desetogodišnjeg plana razvoja (2016.-2025.).

Nadzorni odbor Društva je Odlukom broj: 42.5.15. od 25. rujna 2015. godine dao suglasnost na isti. Plan je danom 31. prosinca 2016. godine izvršen u iznosu od 447.422.817 kn ili 107,4% u odnosu na nominalni plan koji je donijela Uprava Društva.

Pregled izvršenja Plana investicija 2016. godine po stavkama odnosno strukturi investicija je prikazan u tablici 10.1., a grafički prikazan na slici 10.1.



Slika 10.1. Pregled izvršenja Plana investicija HOPS-a u 2016. godini

Vlastite investicije HOPS-a u prijenosnu mrežu u 2016. godini realizirane su s 86,4%, dok su priključenja realizirana 452,3%.

Realizacija priključenja konvencionalnih elektrana na prijenosnu mrežu veća je od planiranog zbog ranije realizacije dijela aktivnosti priključenja Bloka C u TE Sisak – izgradnje rasklopišta 220 kV TE Sisak - što je omogućilo oko 84 milijuna kn veću ukupnu aktivaciju priključenja od planiranog.

Tablica 10.1. Pregled izvršenja godišnjeg plana investicija za 2016. godinu (kn)

R. br.	O B J E K T / PLANSKA STAVKA	Plan investicija 2016. (kn)	Obračunato 31.12.2016. (kn)	Izvršenje plana (%)	Odstupanje od Plana (kn)
1.	INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU - SUSTAVNI ZNAČAJ	175 639 738	161 071 034	91,71	-14 568 704
1.1.	SINCRO.GRID PROJEKT		672 800	16,82	-3 327 200
1.2.	ENERGETSKI TRANSFORMATORI 220/110 kV i 110/35(30) kV		28 876 608	119,82	4 776 608
1.3.	INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU		102 130 966	95,80	-4 482 955
1.4.	EU PCI PROJEKTI - HR PROJEKTI UNUTAR TYNDP 2014 ENTSO-E		0	0,00	-100 000
1.5.	PROCESNA, POSLOVNA INFORMATIKA I TELEKOMUNIKACIJE		18 409 284	66,50	-9 273 167
1.6.	PRIPREMA INVESTICIJA		10 981 376	83,55	-2 161 990
2.	REVITALIZACIJE UKUPNO	97 620 000	86 869 343	88,99	-10 750 657
2.1.	REVITALIZACIJE VODOVI	41 160 000	32 691 933	79,43	-8 468 067
2.2.	REVITALIZACIJE TS	56 460 000	54 177 410	95,96	-2 282 590
3.	ZIR I OSTALE INVESTICIJE	91 892 917	77 701 314	84,56	-14 191 603
3.1.	ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE	56 111 380	62 666 700	111,68	6 555 320
3.2.	OSTALE INVESTICIJE	35 081 537	14 710 862	41,93	-20 370 675
3.3.	RAZVOJ	700 000	323 752	46,25	-376 248
4.	ZAJEDNIČKI OBJEKTI S HEP ODS	27 461 684	13 413 345	48,84	-14 048 339
5.	HOPS - UKUPNO VLASTITE INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU (1. DO 4.)	392 614 339	339 055 036	86,36	-53 559 303
6.	EL. EN. UVJETI PRIKLJUČENJA (6.1. + 6.2. + 6.3.)	23 958 000	108 367 781	452,32	84 409 781
6.1.	PRIKLJUČENJE OBJEKATA KUPACA		0	0,00	-1 890 000
6.2.	PRIKLJUČAK KONVENCIONALNIH ELEKTRANA		96 009 989	1 095,00	87 241 988
6.3.	PRIKLJUČAK VE		12 357 792	0,00	-942 207
SVEUKUPNO INVESTICIJE HOPS (5. + 6.)		416 572 339	447 422 817	107,41	30 850 478

Razlozi odstupanja izvršenja u odnosu na usvojeni plan, u najvećoj mjeri uzrokovani su:

1. veći broj objekata/projekata u planu investicija odnosi se na značajnije investicije po opsegu i vrijednosti te se za realizaciju istih sklapa više ugovora (oprema, radovi, usluge). Posljedično, čest je slučaj da zbog toga povremeno dolazi do promjena planirane dinamike i vrijednosti, što onda utječe i na izvršenje predmetnih stavki u promatranom vremenskom periodu.
2. problemima u rješavanju imovinsko pravnih odnosa (velik broj čestica, nedostupni stvarni vlasnici, vjerodostojnost posjednika, kašnjenja ispunjenja obveze drugih subjekata i dr.) – primjerice priključak TS Sesvete na prijenosnu mrežu (stavka Zajednički objekti s HEP-ODS) i s tim projektom povezana zamjena vodiča na DV 110 kV Resnik-Žerjavinec (stavka Revitalizacije vodovi), što je zbog istog razloga bio slučaj i prethodne 2015. godine.
3. promjene dinamike radova na pojedinim objektima, koji su uvjetovani stanjem u mreži
4. realizacija (dinamika) izgradnje i revitalizacije objekata prijenosne mreže, između ostalog, značajno ovisi o vremenskim (ne)prilikama. Zbog vremenskih prilika je također došlo do promjene u realizaciji pojedinih projekata revitalizacije, što je pomaklo samu realizaciju u odnosu na planiranu dinamiku.

Zbog prethodno navedenih odstupanja, tijekom 2016. godine, provedene su prenamjene sredstava u planu investicija, te je dio sredstava preusmjeren u projekte čije je izvršenje moglo biti veće od prvotno planiranog u 2016. godini (primjerice dio sredstava Ostalih investicija u Zamjene i rekonstrukcije (ZIR), dio Revitalizacije vodova u izgradnju ostalih objekata u prijenosnoj mreži, itd.). Takav pristup omogućio je predočeno dobro izvršenje plana vlastitih investicija HOPS-a od 86,4 % u 2016. godini.

Zajedno s povećanim izvršenjem priključaka konvencionalnih elektrana (TE Sisak C) u odnosu na planirano, ukupno izvršenje plana investicija za 2016. godinu veće je od planiranog.

10.2. PREGLED PLANA INVESTICIJA U DESETOGODIŠNJEM RAZDOBLJU 2018.- 2027. GODINE

U ovom su poglavlju sumarno prikazane planirane investicije u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže po godinama za trogodišnje razdoblje 2018.-2020., te sumarno za razdoblje 2021.-2027. godina. Procjena potrebnih ulaganja u izgradnju vodova, transformatorskih stanica, sustav vođenja, pripadnu ICT infrastrukturu i revitalizaciju postojećih prijenosnih objekata, te zamjene i rekonstrukcije, određena je na temelju planskih jediničnih cijena opreme i radova i detaljno prikazana Tablicama investicija u Prilogu 1 ovog plana.

Sukladno Tablicama investicija u Prilogu 1, u sljedećoj tablici je predočen sumarni pregled ulaganja za prve tri godine (2018.-2020.), te zbirno za razdoblje 2021.-2027. godina, a u nastavku su putem grafičkih prikaza i tablica ova ulaganja u razvoj prijenosne mreže detaljnije predočena.

Tablica 10.2. Plan investicija u prijenosnu mrežu 2018.-2027.

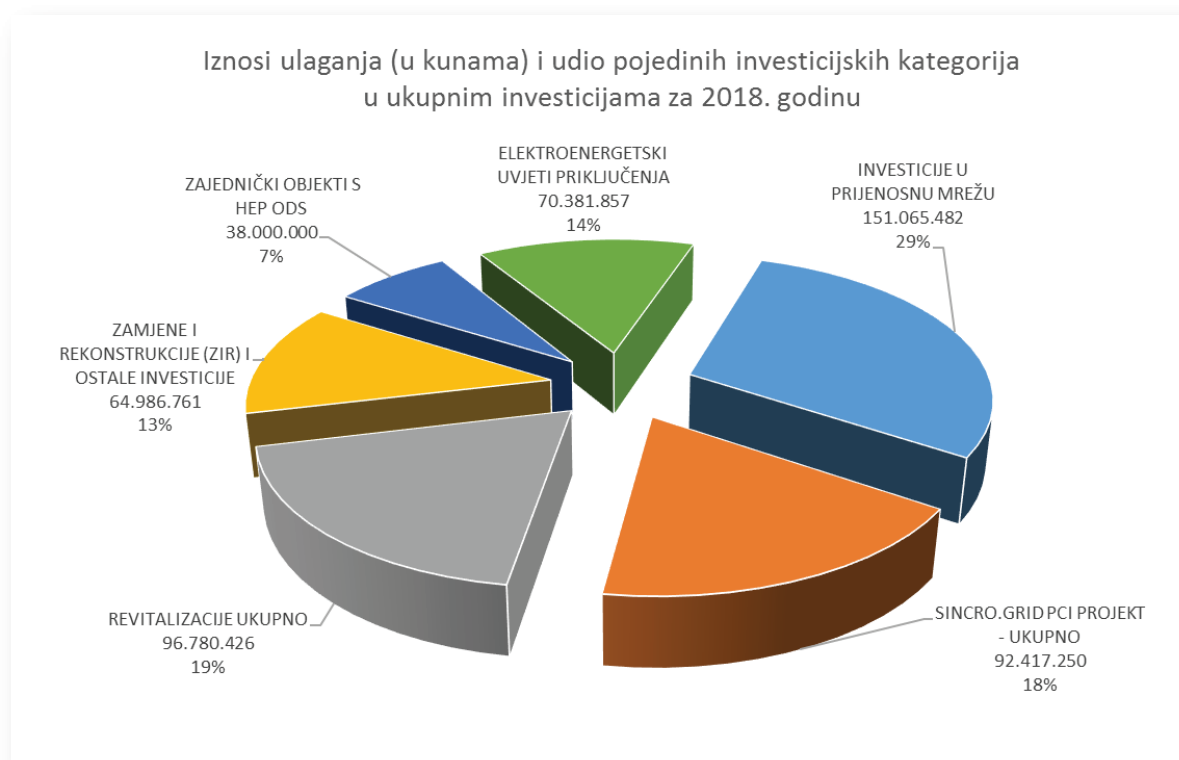
R. br.	O B J E K T / PLANSKA STAVKA	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2020.	Ukupna ulaganja u 2018. - 2020.	Ukupna ulaganja u 2021. - 2027.	Ukupna ulaganja u 2018.-2027.
1.	INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU - SUSTAVNI ZNAČAJ	243 482 732	225 388 386	179 846 714	648 717 832	1 149 265 384	1 797 983 216
1.1.	SINCRO.GRID PCI PROJEKT - ukupno	92 417 250	85 460 250	18 945 000	196 822 500	0	196 822 500
1.2.	ENERGETSKI TRANSFORMATORI 220/110 kV i 110/35(30) kV	24 375 000	20 590 000	40 360 000	85 325 000	182 400 000	267 725 000
1.3.	INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU	88 879 482	92 489 136	95 098 460	276 467 078	605 382 880	881 849 958
1.4.	HR projekti unutar TYNDP 2016 ENTSO-E pripreme aktivnosti	9 000 000	0	0	9 000 000	147 000 000	156 000 000
1.5.	ICT	17 511 000	15 549 000	13 943 000	47 003 000	130 781 400	177 784 400
1.6.	PRIPREMA INVESTICIJA	11 300 000	11 300 000	11 500 254	34 100 254	83 701 104	117 801 358
2.	REVITALIZACIJE UKUPNO	96 780 426	179 633 194	224 171 409	500 585 029	2 264 583 699	2 765 168 728
2.1.	REVITALIZACIJE VODOVI	25 762 883	83 716 468	61 339 500	170 818 851	1 406 082 282	1 576 901 133
2.1.1.	ZAMJENA PODMORSKIH KABELA 110 kV	5 822 000	46 856 468	0	52 678 468	267 725 000	320 403 468
2.1.2.	VODOVI 110 kV I 220 kV REVITALIZACIJA I POVEĆANJE PRIJENOSNE MOĆI	15 000 000	19 010 000	38 800 000	72 810 000	177 106 782	249 916 782
2.1.3.	REVITALIZACIJE OSTALI VODOVI	4 940 883	17 850 000	22 539 500	45 330 383	961 250 500	1 006 580 883
2.2.	REVITALIZACIJE TS	71 017 543	95 916 726	162 831 909	329 766 178	858 501 417	1 188 267 595
3.	ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE (ZIR) I OSTALE INVESTICIJE	64 986 761	56 149 465	61 737 067	182 873 293	499 310 739	682 184 032
3.1.	ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE	43 757 361	35 266 565	41 527 067	120 550 993	319 533 539	440 084 532
3.2.	OSTALE INVESTICIJE	16 929 400	16 582 900	17 910 000	51 422 300	151 477 200	202 899 500
3.3.	RAZVOJ	4 300 000	4 300 000	2 300 000	10 900 000	28 300 000	39 200 000
4.	ZAJEDNIČKI OBJEKTI S HEP ODS	38 000 000	57 925 000	66 231 394	162 156 394	368 085 000	530 241 394
5.	HOPS - UKUPNO VLASTITE INVESTICIJE U PRIJENOSNU MREŽU (1. DO 4.)	443 249 919	519 096 045	531 986 584	1 494 332 548	4 281 244 822	5 775 577 370
6.	"EL. EN. UVJETI PRIKLJUČENJA (6.1. + 6.2. + 6.3.)"	70 381 857	73 219 110	0	143 600 967	29 498 000	173 098 967
6.1.	PRIKLJUČENJE OBJEKATA KUPACA	2 000 000	6 476 900	0	8 476 900	0	8 476 900
6.2.	PRIKLJUČAK NOVIH KONVENCIONALNIH ELEKTRANA	4 614 957	0	0	4 614 957	0	4 614 957
6.3.	PRIKLJUČAK VJETROELEKTRANA	63 766 900	66 742 210	0	130 509 110	29 498 000	160 007 110
SVEUKUPNO INVESTICIJE HOPS (5. + 6.)		513 631 776	592 315 155	531 986 584	1 637 933 515	4 310 742 822	5 948 676 337

Kao što je vidljivo, u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže, ne računajući priključke, trebat će u narednom trogodišnjem razdoblju uložiti oko 1,5 milijarde kuna, a u desetogodišnjem razdoblju ukupno oko 5,8 milijardi kuna, što je sukladno procjenama iz prethodnih srednjoročnih planova.

Visina potrebnih ulaganja za priključenja korisnika prijenosne mreže (elektrane, VE, veliki kupci, itd.) ovisi prvenstveno o stvarnoj realizaciji izgradnje tih objekata. U ovaj plan glede priključenja su uvršteni samo objekti koji imaju sklopljen ugovor o priključenju, te su ukupna ulaganja za priključke predviđena u iznosu od oko 144 milijuna kuna u trogodišnjem, odnosno ukupno oko 173 milijuna kuna u desetogodišnjem razdoblju, što je značajno manje od ovih iznosa u prethodnim planovima, a što je rezultat primjene prethodno objašnjenog strožeg kriterija.

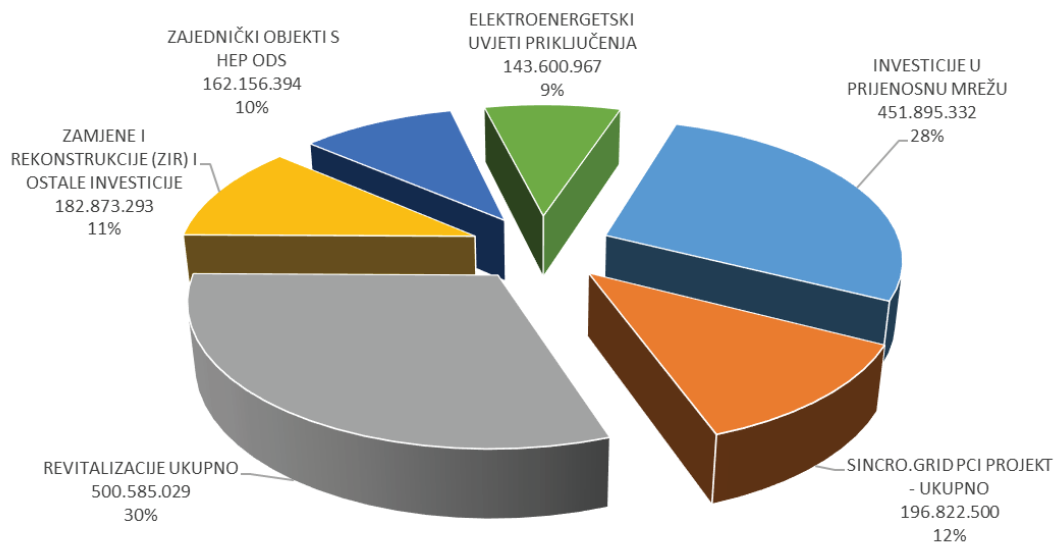
Dakako, ako koji objekt dođe do realizacije i sklopi Ugovor o priključenju s HOPS-om, to će se uvrstiti u iznose priključenja u budućim novelacijama plana.

Na sljedećim su slikama podaci iz prethodne tablice i grafički predočeni.



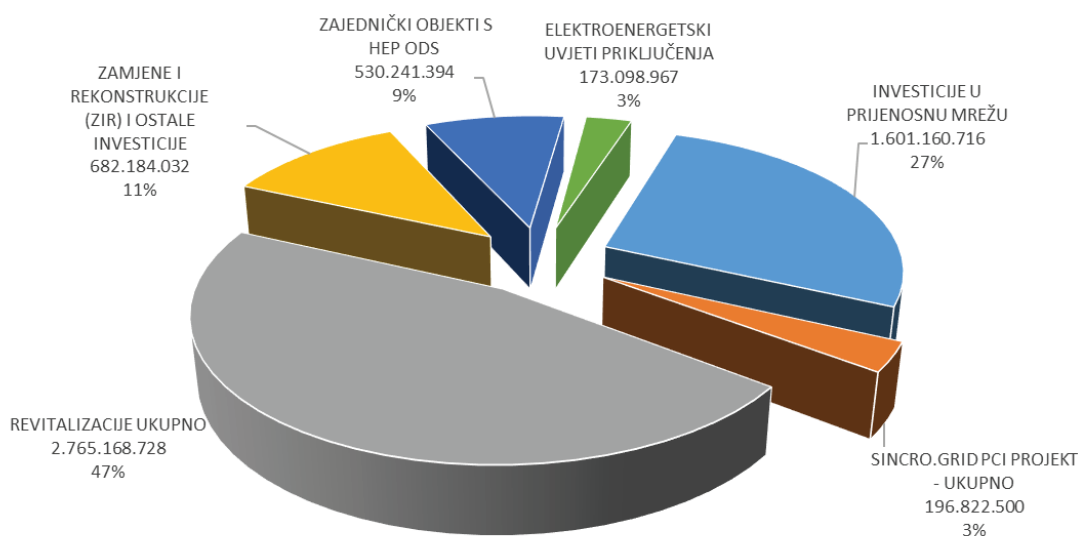
Slika 10.2. Pregled investicija za 2018. godinu

Iznosi ulaganja (u kunama) i udio pojedinih investicijskih kategorija u ukupnim investicijama za razdoblje 2018.-2020.



Slika 10.3. Pregled investicija za trogodišnje razdoblje 2018.-2020.

Iznosi ulaganja (u kunama) i udio pojedinih investicijskih kategorija u ukupnim investicijama za razdoblje 2018.-2027.



Slika 10.4. Pregled investicija za desetogodišnje razdoblje 2018.-2027.

Potrebno je naglasiti da će temeljem realizacije kratkoročnih planova razvoja, ostvarene stope porasta opterećenja, dinamike izlaska iz pogona postojećih i izgradnje novih izvora, te dinamike izgradnje vjetroelektrana, biti nužna ažuriranja kako kratkoročnih planova, tako i desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže.

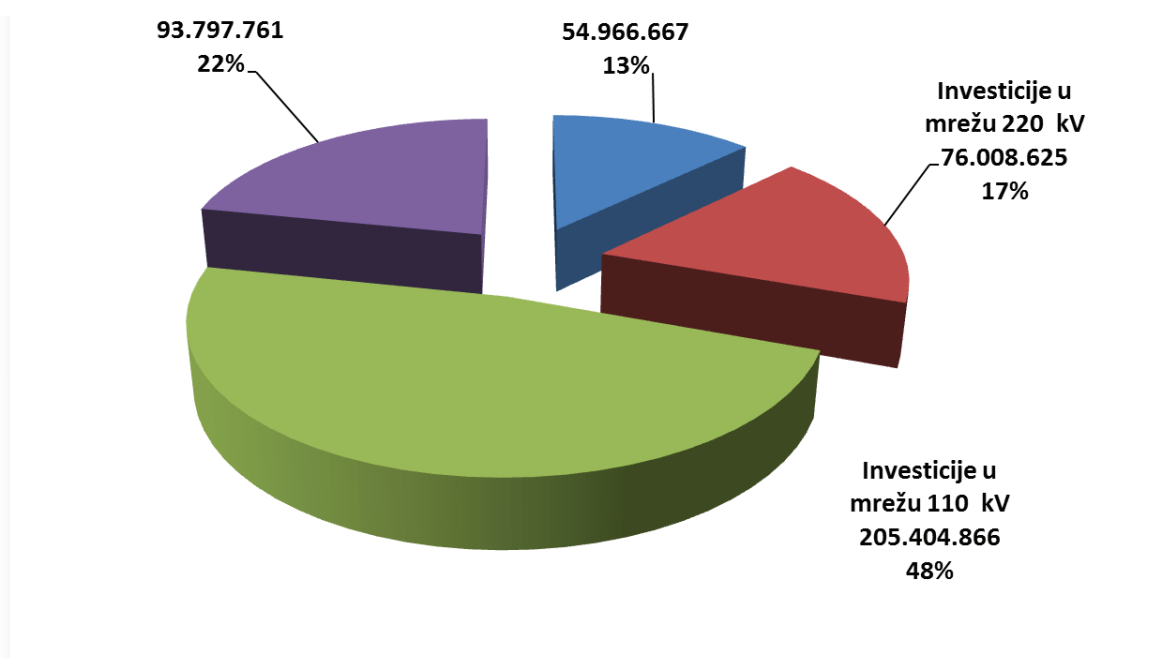
Tablicama u nastavku su prikazane investicije po tipu, razlogu i vrsti, te podijeljene po pojedinim naponskim razinama 400 kV, 220 kV i 110 kV.

Tablica 10.3. Plan investicija u prijenosnu mrežu po naponskim razinama

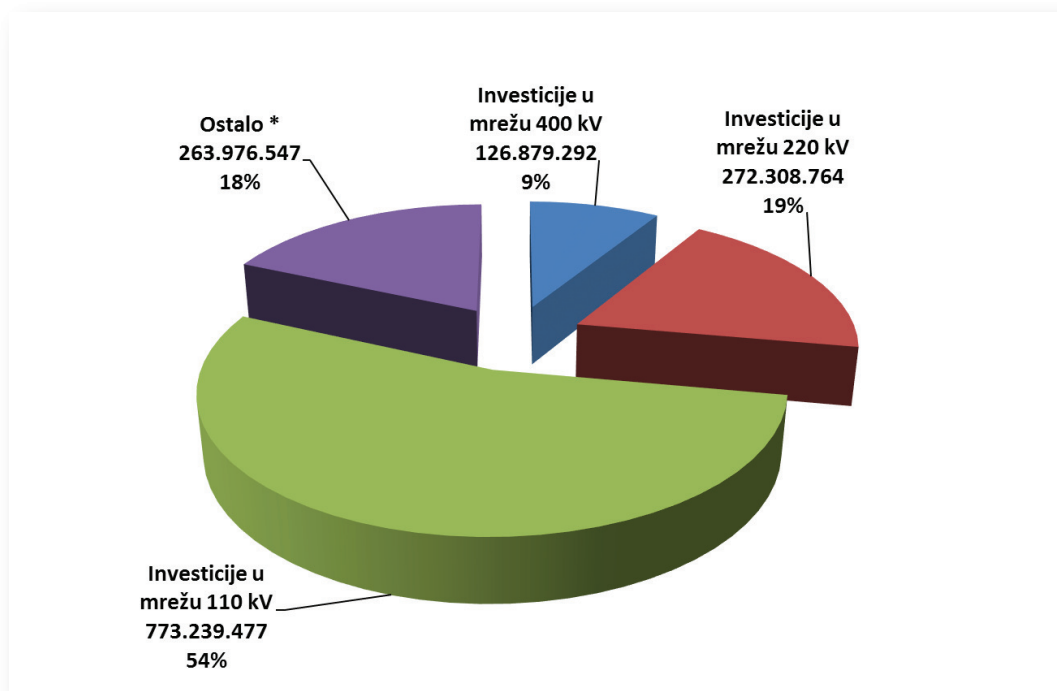
	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2020.	Ukupna ulaganja od 2018. - 2020.	Ukupna ulaganja od 2021. - 2027.	Ulaganje u 10G razdoblju
Investicije u mrežu 400 kV	54 966 667	51 840 125	20 072 500	126 879 292	388 500 000	515 379 292
Investicije u mrežu 220 kV	76 008 625	92 730 125	103 570 014	272 308 764	579 790 532	852 099 296
Investicije u mrežu 110 kV	205 404 866	246 670 862	321 163 749	773 239 477	2 382 747 376	3 297 018 989
Ostalo *	93 797 761	82 998 465	87 180 321	263 976 547	713 793 243	977 269 790
UKUPNO	430 177 919	474 239 577	531 986 584	1 436 404 080	4 064 831 151	5 641 767 367

*(priprema investicija. ICT, ZIR, Ostale investicije)

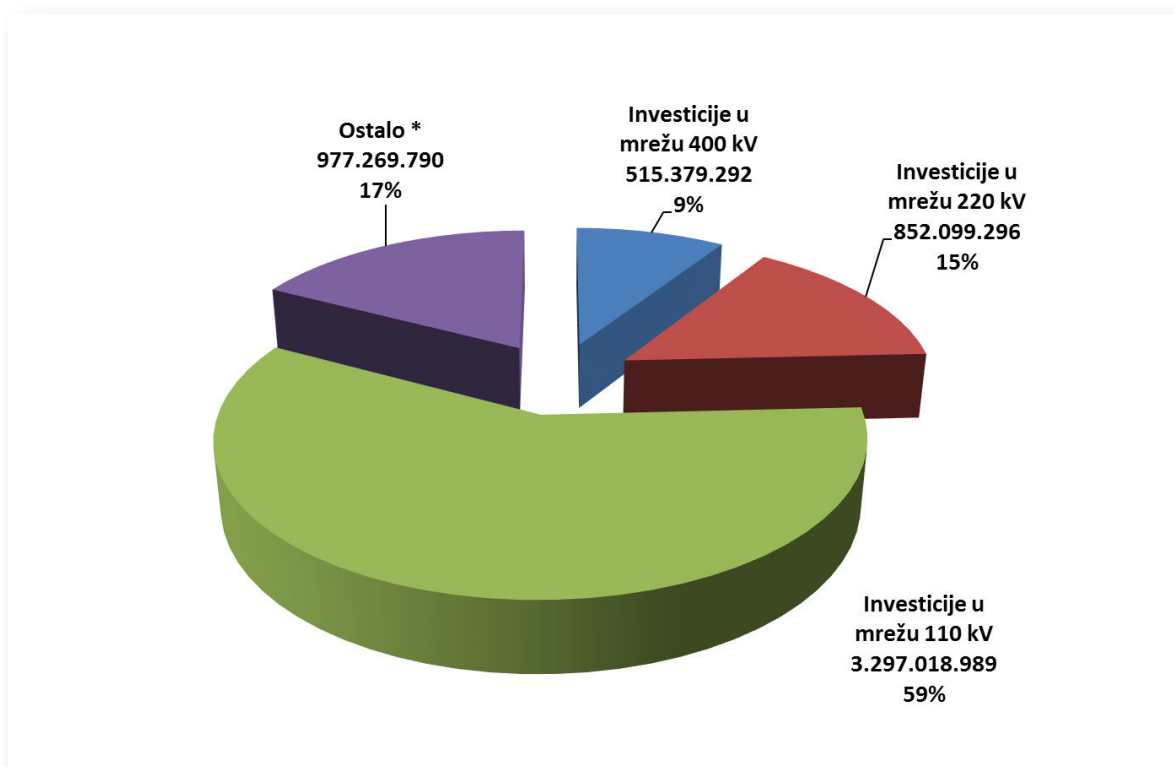
Prethodni podaci su i grafički predočeni na sljedećim slikama.



Slika 10.5. Pregled investicija po naponskim razinama za 2018. godinu



Slika 10.6. Pregled investicija po naponskim razinama za trogodišnje razdoblje 2018.-2020.



Slika 10.7. Pregled investicija po naponskim razinama za desetogodišnje razdoblje 2018.-2027.

Tablica 10.4. Plan investicija u mrežu 400 kV po tipu

R.br.	Vrsta investicije	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2017.g.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2020.	Ukupna ulaganja od 2018. - 2020.	Ukupna ulaganja od 2021. - 2027.	Ulaganje u 10G razdoblju.
1.	Transformatorska stanica	486 500 000	63 541 958	6 198 042	5 660 000	8 600 000	20 458 042	252 500 000	272 958 042
2.	Transformator	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Nadzemni vod	767 300 000	200 000	1 100 000	2 000 000	2 000 000	5 100 000	136 000 000	141 100 000
4.	Kabel	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	Pomorski kabel	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Uređaj za kompenzaciju	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Ostalo	22 460 000	10 550 000	10 460 000	1 450 000	0	11 910 000	0	11 910 000
8.	Ukupno	1 276 260 000	74 291 958	17 758 042	9 110 000	10 600 000	37 468 042	388 500 000	425 968 042

Tablica 10.5. Plan investicija u mrežu 220 kV po tipu

R.br.	Vrsta investicije	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2017.g.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2020.	Ukupna ulaganja od 2018. - 2020.	Ukupna ulaganja od 2021. - 2027.	Ulaganje u 10G razdoblju
1.	Transformatorska stanica	445 388 440	129 260 394	13 400 000	22 300 000	39 687 514	75 387 514	180 740 532	256 128 046
2.	Transformator	176 875 849	48 875 849	6 200 000	4 390 000	18 810 000	29 400 000	98 600 000	128 000 000
3.	Nadzemni vod	394 900 000	340 000	10 200 000	23 310 000	35 600 000	69 110 000	300 450 000	369 560 000
4.	Kabel	0	0	0	0	0	0	0	0
5.	Pomorski kabel	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Uređaj za kompenzaciju	202 434 000	5 611 500	92 417 250	85 460 250	18 945 000	196 822 500	0	196 822 500
7.	Ostalo	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	Ukupno	1 219 598 289	184 087 743	122 217 250	135 460 250	113 042 514	370 720 014	579 790 532	950 510 546

Tablica 10.6. Plan investicija u mrežu 110 kV po tipu

R.br.	Vrsta investicije	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2017.g.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2020.	Ukupna ulaganja od 2018. - 2020.	Ukupna ulaganja od 2021. - 2027.	Ulaganje u 10G razdoblju
1.	Transformatorska stanica	2 067 834 184	168 446 984	115 534 234	146 286 726	190 345 355	452 166 315	1 050 220 885	1 502 387 200
2.	Transformator	156 700 000	16 975 000	18 175 000	16 200 000	21 550 000	55 925 000	83 800 000	139 725 000
3.	Nadzemni vod	1 494 155 323	53 672 744	36 510 883	64 664 136	79 851 294	181 026 313	1 084 456 266	1 265 482 579
4.	Kabel	226 764 085	17 696 731	7 000 000	15 520 000	37 517 354	60 037 354	147 530 000	207 567 354
5.	Pomorski kabel	345 900 000	25 496 532	5 822 000	46 856 468	0	52 678 468	267 725 000	320 403 468
6.	Uređaj za kompenzaciju	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Ostalo	289 565 000	329 041 344	120 232 510	84 998 465	79 080 067	284 311 042	679 222 139	963 533 181
8.	Ukupno	4 580 918 592	611 329 335	303 274 627	374 525 795	408 344 070	1 086 144 492	3 312 954 290	4 399 098 782

Tablica 10.7. Plan investicija u mrežu 400 kV po razlogu

R.br.	Vrsta investicije	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2017.g.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2020.	"Ukupna ulaganja od 2018. - 2020."	"Ukupna ulaganja od 2021. - 2027."	Ulaganje u 10G razdoblju.
1.	Preopterećenje elemenata mreže	390 100 000	100 000	0	0	0	0	15 000 000	15 000 000
2.	Loše stanje/starost opreme	138 960 000	17 050 000	3 120 000	2 690 000	4 600 000	10 410 000	81 500 000	91 910 000
3.	Priključenje kupca/proizvođača	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Sigurnost opskrbe (n-1)	353 200 000	57 141 958	5 638 042	6 420 000	6 000 000	18 058 042	160 000 000	178 058 042
5.	Kvaliteta napona	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Ekonomski kriteriji	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Povećanje PPK-a	385 000 000	0	0	0	0	0	132 000 000	132 000 000
8.	Ostalo	9 000 000	0	9 000 000	0	0	9 000 000	0	9 000 000
9.	Ukupno	1 276 260 000	74 291 958	17 758 042	9 110 000	10 600 000	37 468 042	388 500 000	425 968 042
10.	Ukupno	1 243 100 000	38 650 000	22 500 000	19 000 000	18 450 000	59 950 000	947 500 000	1 007 450 000

Tablica 10.8. Plan investicija u mrežu 220 kV po razlogu

R.br.	Vrsta investicije	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2017.g.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2020.	Ukupna ulaganja od 2018. - 2020.	Ukupna ulaganja od 2021. - 2027.	Ulaganje u 10G razdoblju.
1.	Preopterećenje elemenata mreže	46 575 849	38 575 849	3 000 000	3 000 000	2 000 000	8 000 000	0	8 000 000
2.	Loše stanje/starost opreme	591 147 839	128 219 793	12 200 000	21 300 000	37 687 514	71 187 514	306 740 532	377 928 046
3.	Priključenje kupca/proizvođača	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Sigurnost opskrbe (n-1)	379 440 601	11 680 601	14 600 000	25 700 000	54 410 000	94 710 000	273 050 000	367 760 000
5.	Kvaliteta napona	202 434 000	5 611 500	92 417 250	85 460 250	18 945 000	196 822 500	0	196 822 500
6.	Ekonomski kriteriji	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Povećanje PPK-a	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	Ostalo	0	0	0	0	0	0	0	0
9.	Ukupno	1 219 598 289	184 087 743	122 217 250	135 460 250	113 042 514	370 720 014	579 790 532	950 510 546
10.	Ukupno	1 078 440 196	168 157 877	39 446 432	86 108 625	82 890 125	208 445 182	581 837 137	790 282 319

Tablica 10.9. Plan investicija u mrežu 110 kV po razlogu

R.br.	Vrsta investicije	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2017.g.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2020.	Ukupna ulaganja od 2018. - 2020.	Ukupna ulaganja od 2021. - 2027.	Ulaganje u 10G razdoblju.
1.	Preopterećenje elemenata mreže	11 000 000	800 000	1 500 000	6 500 000	2 200 000	10 200 000	0	10 200 000
2.	Loše stanje/starost opreme	2 289 730 414	119 900 706	73 256 234	115 563 194	118 944 395	307 763 823	1 302 065 885	1 609 829 708
3.	Priključenje kupca/proizvođača	9 672 770	1 972 770	5 200 000	2 000 000	500 000	7 700 000	0	7 700 000
4.	Sigurnost opskrbe (n-1)	1 872 908 195	153 445 660	98 713 883	157 664 136	196 919 354	453 297 373	1 252 665 162	1 705 962 535
5.	Kvaliteta napona	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Ekonomski kriteriji	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Povećanje PPK-a	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	Ostalo	397 607 213	335 210 199	124 604 510	92 798 465	89 780 321	307 183 296	758 223 243	1 065 406 539
9.	Ukupno	4 580 918 592	611 329 335	303 274 627	374 525 795	408 344 070	1 086 144 492	3 312 954 290	4 399 098 782
10.	Ukupno	3 419 938 692	403 507 831	155 575 818	166 233 896	270 167 742	591 977 456	1 804 303 405	2 396 280 861

Tablica 10.10. Plan investicija u mrežu 400 kV po vrsti

R.br.	Vrsta investicije	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2017.g.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2020.	Ukupna ulaganja od 2018. - 2020.	Ukupna ulaganja od 2021. - 2027.	Ulaganje u 10G razdoblju.
1.	Novi objekt	668 200 000	100 000	1 100 000	2 000 000	2 000 000	5 100 000	292 000 000	297 100 000
2.	Revitalizacija	138 960 000	17 050 000	3 120 000	2 690 000	4 600 000	10 410 000	81 500 000	91 910 000
3.	Rekonstrukcija/zamjena	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Dogradnja postojećeg objekta	460 100 000	57 141 958	4 538 042	4 420 000	4 000 000	12 958 042	15 000 000	27 958 042
5.	Zamjena transformatora	0	0	0	0	0	0	0	0
6.	Ostalo	9 000 000	0	9 000 000	0	0	9 000 000	0	9 000 000
7.	Ukupno	1 276 260 000	74 291 958	17 758 042	9 110 000	10 600 000	37 468 042	388 500 000	425 968 042

Tablica 10.11. Plan investicija u mrežu 220 kV po vrsti

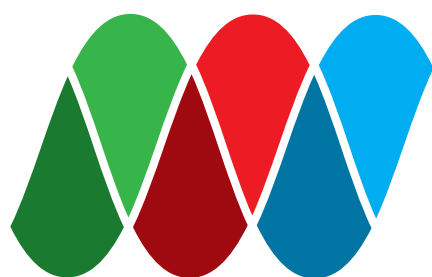
R.br.	Vrsta investicije	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2017.g.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2020.	"Ukupna ulaganja od 2018. - 2020."	"Ukupna ulaganja od 2021. - 2027."	Ulaganje u 10G razdoblju.
1.	Novi objekt	75 740 601	1 340 601	2 400 000	1 000 000	2 000 000	5 400 000	69 000 000	74 400 000
2.	Revitalizacija	764 547 839	128 259 793	21 200 000	44 610 000	73 287 514	139 097 514	412 190 532	551 288 046
3.	Rekonstrukcija/zamjena	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Dogradnja postojećeg objekta	202 434 000	5 611 500	92 417 250	85 460 250	18 945 000	196 822 500	0	196 822 500
5.	Zamjena transformatora	176 875 849	48 875 849	6 200 000	4 390 000	18 810 000	29 400 000	98 600 000	128 000 000
6.	Ostalo	0	0	0	0	0	0	0	0
7.	Ukupno	1 219 598 289	184 087 743	122 217 250	135 460 250	113 042 514	370 720 014	579 790 532	950 510 546

Tablica 10.12. Plan investicija u mrežu 110 kV po vrsti

R.br.	Vrsta investicije	Ukupna vrijednost ulaganja	Uloženo do 31.12.2017.g.	Ukupna ulaganja u 2018.	Ukupna ulaganja u 2019.	Ukupna ulaganja u 2020.	Ukupna ulaganja od 2018. - 2020.	Ukupna ulaganja od 2021. - 2027.	Ulaganje u 10G razdoblju.
1.	Novi objekt	1 368 901 068	170 702 227	102 204 749	136 515 000	148 890 108	387 609 857	797 088 984	1 184 698 841
2.	Revitalizacija	2 908 632 524	151 426 015	95 997 117	141 052 330	158 183 895	395 233 342	1 801 973 167	2 197 206 509
3.	Rekonstrukcija/zamjena	0	127 538 456	43 757 361	35 266 565	41 527 067	120 550 993	319 533 539	440 084 532
4.	Dogradnja postojećeg objekta	20 120 000	2 620 000	4 400 000	9 060 000	4 040 000	17 500 000	0	17 500 000
5.	Zamjena transformatora	156 700 000	16 975 000	18 175 000	16 200 000	21 550 000	55 925 000	83 800 000	139 725 000
6.	Ostalo	126 565 000	142 067 637	38 740 400	36 431 900	34 153 000	109 325 300	310 558 600	419 883 900
7.	Ukupno	4 580 918 592	611 329 335	303 274 627	374 525 795	408 344 070	1 086 144 492	3 312 954 290	4 399 098 782

11.

ZAKLJUČAK



11. ZAKLJUČAK

Novelirani desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže za razdoblje 2018.-2027. pripremljen je s osnovnom pretpostavkom porasta potrošnje električne energije i opterećenja EES prema umjerenijim stopama porasta u odnosu na one koje su sagledavane u prošlim planovima, te na temelju Ugovora o priključenju sklopljenim s postojećim i novim korisnicima prijenosne mreže. U obzir su uzeti planovi izgradnje novih elektrana, izlaska iz pogona postojećih elektrana, priključenja novih korisnika mreže, te planovi izgradnje zajedničkih (susretnih) objekata HOPS-a i HEP – ODS-a. Prijenosna mreža je planirana za sljedeće iznose vršnog opterećenja po razmatranim vremenskim razdobljima:

- Razdoblje do 2020. godine $P_{max} = 3349$ MW
- Razdoblje iza 2020. godine $P_{max} = 3832$ MW (u 2027. godini)

Pri izradi podloga za plan razvoja formirano je više scenarija ovisnih o izgradnji elektrana unutar hrvatskog EES, hidrološkim prilikama, te pravcima uvoza električne energije. Također su dodatno na osnovne scenarije analizirane sljedeće situacije:

- maksimalno ljetno opterećenje,
- minimalno godišnje opterećenje,
- visok i nizak angažman hidroelektrana i vjetroelektrana unutar EES,
- različiti scenariji ovisni o priključku novih objekata (korisnika) na prijenosnu mrežu.

Korištena metodologija ovog desetogodišnjeg plana razvoja hrvatske prijenosne mreže odgovara u potpunosti kriterijima planiranja mreže definiranim unutar novih Mrežnih pravila prijenosnog sustava (NN 67/17), a također je usklađena, kroz međunarodnu suradnju HOPS-a u okviru ENTSO-E i projekata EU, koliko je to primjenjivo, s odgovarajućim metodologijama operatora prijenosnih sustava u većini zemalja EU.

Ta metodologija, osim izrade klasičnih, determinističkih analiza (analiza tokova snaga, n-1 analiza sigurnosti), predviđa i izradu odgovarajućih ekonomsko-financijskih analiza, sve kako bi se dobili prijedlozi tehno-ekonomski optimalnih potrebnih investicija u prijenosnu mrežu.

Plan revitalizacije određen je koristeći kriterije i metodologiju utemeljenu na stvarnom stanju promatranih jedinica, na očekivanom životnom vijeku i ulozi pojedinačnih jedinica unutar EES.

Ovaj plan predstavlja sintezu rezultata desetogodišnjeg plana razvoja za razdoblje 2017. – 2026. te svih dosadašnjih pojedinačnih studijskih istraživanja s ciljem utvrđivanja potrebnih i objektivnih elektroenergetskih podloga za optimalno planiranje razvoja prijenosne mreže. Samim time predstavlja i moguću važnu podlogu za izradu drugih relevantnih planskih dokumenata na državnoj razini, te za kvalitetnije sudjelovanje u izradi odgovarajućih planova na regionalnoj i paneuropskoj razini, kao i ostvarivanje (su)financiranja investicija kroz odgovarajuće EU fondove i druge prikladne izvore.

Prema izvršenim analizama može se kao najvažnije zaključiti sljedeće:

- 400 kV mrežu (vodove) unutar razmatranog razdoblja će, pored neposrednih priključaka novih proizvodnih postrojenja i uz uspostavu dvostruke 400 kV veze Tumbri – Žerjavinec u zagrebačkoj mreži (izgradnja DV 2x400 kV Tumbri-lokacija Veleševac i prespajanje na postojeće 400 kV vodove prema TS Žerjavinec i TS Ernestinovo), biti potrebno dodatno pojačavati u slučaju izgradnje većeg broja proizvodnih postrojenja na području Like i Dalmacije (TE, HE, VE snage 800 MW ili više).

- takvo pojačanje se ostvaruje i revitalizacijom DV 220 kV Brinje-Konjsko i/ili prijelazom na 400 kV razinu, te izgradnjom nove TS 400/220 kV Lika/Brinje II, ili izgradnjom nove 400 kV veze Konjsko – Lika – Melina, čiji se početak izgradnje planira krajem razmatranog desetogodišnjeg perioda, a o čemu će se konačna odluka moći donijeti kad se završe sve analize predviđene studijom izvodljivosti i procjene utjecaja na okoliš i lokalnu zajednicu za te objekte (uključivo i interkonekciju 400 kV prema Banja Luci u BIH) za koje je HOPS dobio cjelokupno financiranje od EBRD-a i za koju se očekuje završetak krajem 2018. godine.
- izgradnji nove TS 400/110 kV Đakovo, s planiranim početkom u razdoblju oko 2025. godine, dat je prioritet u odnosu na ugradnju trećeg transformatora 400/110 kV u TS Ernestinovo. Konačnu odluku će trebati na vrijeme donijeti u budućim novelacijama planova razvoja, kad budu poznate sve utjecajne okolnosti, posebice raspoloživosti postojećih transformatora u TS Ernestinovo i porast konzuma na širem slavonskom području.
- u slučaju velike izgradnje vjetroelektrana na pojedinim područjima gdje je 110 kV mreža nedostatna za prihvat proizvodnje VE planirani su objekti za zonski priključak istih, odnosno nove TS 400(220)/110 kV (primjerice Gračac i/ili Knin-Pađene, ali i druge) kojima bi se proizvodnja grupa VE prenosila u 400(220) kV mrežu. Potrebno je napomenuti da za razmatrani scenarij izgradnje VE ukupne snage do 800 MW nema još potrebe za izgradnjom prethodno navedenih zonskih TS, no u scenariju izgradnje 1000 MW i više, pojavljuje se potreba barem za jednim zonskim priključkom ovisno o prostornoj raspodjeli VE.
- radi održavanja dozvoljenog naponskog profila u 400 i 220 kV mreži potrebno je početkom promatranog razdoblja u TS Konjsko, TS Melina i TS Mraclin ugraditi odgovarajuća kompenzacijska postrojenja ukupne snage 550 MVar, s priključkom na mrežu 220 kV radi manjih očekivanih gubitaka i investicija u odnosu na priključak na mrežu 400 kV. To će se ostvariti realizacijom SINCRO.GRID projekta, za kojeg je HOPS uspio osigurati 51 % financijskih sredstava potrebnih za cjelokupnu investiciju iz odgovarajućih fondova EU (CEF fond), zajedno sa slovenskim operatorom prijenosnog sustava (ELES) i operatorima distribucijskih sustava Hrvatske i Slovenije (HEP-ODS i SODO), s kojima je pokrenuo projekt o primjeni smart-grid tehnologije u oba prijenosna sustava i uspješno tijekom 2017. godine završio aplikaciju za CEF fond.
- Važan dio SINCRO.GRID projekta je upravo ugradnja kompenzacijskih uređaja u prijenosnoj mreži obje države, ali i realizacija virtualnog kontrolnog centra (VCBCC – eng. Virtual Cross-Border Control Center) koji predstavlja implementaciju moderne ICT tehnologije u povezivanju nacionalnih dispečerskih centara HOPS-a i ELES-a i njihovih SCADA sustava s odgovarajućim centrima i SCADA sustavima operatora distribucijskih sustava (HEP-ODS i SODO), s upotrebom inovativnih računalnih (softverskih) rješenja i programa za rješavanje optimizacijskih zadataka u regulaciji napona, gubitaka u mreži, sekundarnoj P/f regulaciji, internim zagušenjima i prognozi proizvodnje OIE i potrošnje.
- unutar razmatranog razdoblja vidljiva je potreba za izgradnjom TS 220/110 kV Vodnjan, dok se izgradnja TS 220/110 kV Vrboran ovim planom prolongira u razdoblje nakon 2027. godine.
- u HE Senj je ugrađen novi transformator s kosom regulacijom 220/110 kV, 200 MVA. Novi je transformator sposoban regulirati tokove djelatne snage čime će se ublažiti problem mogućih zagušenja u 110 kV mreži šireg područja, te odgoditi potreba za izgradnjom novog 110 kV dalekovoda na potezu Senj – Crikvenica.
- ostalu 220 kV mrežu unutar razmatranog razdoblja bit će potrebno pojačavati sukladno planovima priključenja novih proizvodnih objekata, planovima povezivanja 400 kV i 220 kV razine, uključujući revitalizaciju i povećanje prijenosne moći nekoliko važnih vodova 220 kV, a posebice na potezima Zakućac – Konjsko i Senj – Melina.
- značajni dio ukupnih investicija u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže odnosi se na 110 kV mrežu, koju će trebati lokalno pojačavati bilo izgradnjom novih vodova, bilo povećanjem prijenosne moći prilikom revitalizacije postojećih vodova primjenom novih tehnologija visokotemperaturnih vodiča malog provjesa (HTLS vodiči), vodeći računa o ekonomskoj opravdanosti takvih zahvata,
- za zagrebačku 110 kV prijenosnu mrežu je za razmatrano razdoblje utvrđeno da se primjenom odgovarajuće topologije 110 kV mreže sa sekcioniranjem u TE TO Zagreb održavaju zadovoljavajuće

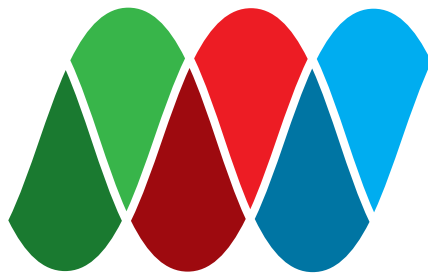
kratkospojne prilike, sa strujama kratkog spoja koje neće prijeći razinu od 40 kA, uz zadržavanje povoljnih tokova snaga. Sigurnosti zagrebačke mreže će značajno doprinijeti planirana izgradnja DV 2x400 kV Tumbri – Veleševac i DV 110 kV Tumbri – Botinec 2.

- značajne investicije će biti potrebne u zamjenu ostarjelih 110 kV podmorskih kabela „otočne 110 kV veze“, čiji je početak neophodan već na početku razmatranog razdoblja zbog zamjene neispravnog uljnog 110 kV podmorskog kabela na vezi Crikvenica – Krk.
- u splitskoj prijenosnoj mreži bit će potrebna revitalizacija starih odnosno izgradnja nekoliko novih transformatorskih stanica, važnih za sigurnost opskrbe šireg područja, a posebice TS Sućidar i TS Meterize.
- S HEP-ODS-om je usklađen plan razvoja i izgradnje zajedničkih (susretnih) objekata TS 110/x kV u razmatranom periodu. Trenutno se grade 3 nove TS 110/x kV uz odgovarajući priključak na 110 kV mrežu. U razdoblju do 2020. godine usuglašen je početak izgradnje još 6 novih TS 110/x kV, a u razdoblju 2021.-2027. godine usuglašen je početak izgradnje još 9 novih TS 110/x kV, od čega se za njih 7 planira i završetak izgradnje u tom razdoblju, a za njih 2 planira se završetak izgradnje iza 2027. godine.
- u predviđeni razvoj i izgradnju, te revitalizaciju prijenosne mreže, bez priključaka, trebat će unutar promatranog razdoblja do 2027. godine investirati oko 5,7 milijardi kuna, od čega će oko 1,5 milijardi kuna trebati uložiti u idućem trogodišnjem razdoblju.
- jedan dio budućih ograničenja u mreži može se otkloniti redišpečingom i ostalim aktivnim mjerama u vođenju pogona sustava, posebice planiranom primjenom DTR (eng. dynamic thermal rating) sustava na nizu 110 kV i 220 kV vodova, što upućuje na nužnost stalnog usavršavanja sustava vođenja EES, kako tehnološki ulaganjem u ICT infrastrukturu tako i u pogledu ljudskih resursa, budući da poboljšanja u sustavu vođenja mogu dovesti do vidljivih ušteda u prijenosu električne energije.
- značajnija integracija VE u EES Hrvatske podrazumijeva značajno povećanje troškova za energiju uravnoteženja, odnosno za pomoćne usluge (pored značajnog povećanja investicijskih ulaganja u potrebna pojačanja prijenosne mreže kod vrlo visoke razine integracije VE), pri čemu je potrebno jasno razlučiti da takvi troškovi ne bi smjeli dodatno opterećivati poslovanje HOPS-a kako ga ne bi onemogućili u izvršavanju svojih ostalih obveza i prema drugim korisnicima prijenosne mreže. Takva značajnija integracija VE u hrvatski EES neće biti moguća ako se efikasno i cjelovito ne riješi problem regulacije snage i frekvencije te energije uravnoteženja u cijelom hrvatskom EES-u.

Predmetni desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže u Republici Hrvatskoj obuhvaća nove objekte prijenosne mreže koji su studijski istraženi na razini studije pred-izvodljivosti, što znači da će se pri izradi kratkoročnih planova razvoja provoditi dodatna istraživanja njihove tehno-ekonomske opravdanosti izgradnje, te mogućnosti izgradnje s obzirom na prostorna, ekološka i druga ograničenja. To znači da će se vršiti novelacije prilikom donošenja novog desetogodišnjeg plana s obzirom na nove spoznaje i informacije, eventualna prostorna i okolišna ograničenja, te druge utjecajne faktore.

12.

LITERATURA



12. LITERATURA

- [1] Strategija energetskega razvoja Republike Hrvatske, Narodne novine br. 130/2009
- [2] Prilagodba i nadogradnja strategije energetskega razvoja Republike Hrvatske, Nacrt „zelene knjige“, Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, UNDP, Zagreb, 2008.
- [3] Potrebna izgradnja elektroenergetskih objekata i postrojenja u Republici Hrvatskoj u razdoblju 2001. do 2020. godine (Master plan), Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2001.
- [4] Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje 2008. – 2010. godine, HEP-OPS d.o.o., Zagreb, 2007.
- [5] Trogodišnji plan razvoja i izgradnje distribucijske mreže 2009 - 2011, HEP- ODS d.o.o., Zagreb, 2008.
- [6] Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje 2010. – 2012. godine, HEP-OPS d.o.o., Zagreb, 2010.
- [7] Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje 2012. – 2014. godine, HEP-OPS d.o.o., Zagreb, 2012.
- [8] Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje 2013. – 2015. godine, HEP-OPS d.o.o., Zagreb, 2013.
- [9] Trogodišnji plan razvoja i izgradnje distribucijske mreže 2012. – 2014., HEP ODS, Zagreb, 2012. Godine
- [10] Zakon o tržištu električne energije; Narodne novine br. 22/2013, 95/2015, 102/2015
- [11] Pravilnik o naknadi za priključenje na elektroenergetsku mreži i za povećanje priključne snage, HERA, 2006
- [12] Godišnje izvješće, HEP-OPS u razdoblju 1999. – 2016., Zagreb
- [13] ENTSO-E Pilot Ten Year Network Development Plan 2010 (TYNDP 2010); ENTSO-E, 2010
- [14] UCTE Planning Handbook,UCTE, 2004
- [15] Statistika pogonskih događaja u prijenosnoj mreži 1995 - 2012, HEP-OPS, Zagreb, objavlivano u razdoblju 1996. – 2013.
- [16] Dodatni tehnički uvjeti za priključak i pogon vjetroelektrana na prijenosnoj mreži,HEP-OPS, Zagreb, 2009.
- [17] ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2012 (TYNDP 2012); ENTSO-E, 2012.
- [18] Indikativni srednjoročni plan razvoja hrvatske prijenosne mreže; HEP-OPS, Zagreb, 2012.
- [19] Strateški energetske objekti; Podloga za uvrštenje u Program prostornog uređenja Republike Hrvatske, HEP-OPS, Zagreb, kolovoz 2012.
- [20] Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže (2014. – 2023.), HOPS, Zagreb, srpanj 2014.
- [21] Novelirane analize mogućnosti integracije vjetroelektrana u hrvatski elektroenergetski sustav, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, listopad 2014.
- [22] Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže (2015. – 2024.), HOPS, Zagreb, listopad 2014.
- [23] ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2014 (TYNDP 2014); ENTSO-E, 2014.
- [24] Razvoj prijenosne mreže šireg splitskog područja, Dalekovod projekt, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, rujan 2015.
- [25] ANNEX VII - amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council, as regards the Union list of Projects of Common Interest, EC, 18. studeni 2015.
- [26] „Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže 2016.-2025. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“, HOPS, Zagreb, ožujak 2016.
- [27] „Mogućnosti prihvata obnovljivih izvora energije u hrvatski elektroenergetski sustav“ , EIHP, svibanj 2016., - sažetak
- [28] Studija razvoja zagrebačke mreže, EIHP, rujan 2016.

- [29] „Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže 2017.-2026. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“, HOPS, Zagreb, siječanj 2017.
- [30] ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2016 (TYNDP 2016); ENTSO-E, 2016
- [31] Mrežna pravila prijenosnog sustava, Narodne novine br. 67/2017