



ELEKTROPRIJENOS BiH  
ЕЛЕКТРОПРЕНОС БИХ

# ***DUGOROČNI PLAN RAZVOJA PRENOSNE MREŽE 2015. - 2024.***

## ***KNJIGA I***

**Septembar 2015.**

“Elektroprenos Bosne i Hercegovine” a.d. Banja Luka  
78000 Banja Luka, Marije Bursać 7a,  
Tel. +387 51 246 500, Fax: +387 51 246 550  
Operativna područja:  
Banja Luka, Sarajevo, Mostar i Tuzla

IB: 402369530009  
MB: 11001416  
BR: 08-50.3.-01-4/06  
Ministarstvo pravde BiH  
Sarajevo

Korisničke banke i brojevi računa  
UniCredit Bank a.d. B. Luka 5510010003400849  
Raiffeisen Bank 1610450028020039  
Sberbank a.d. 5672411000000702  
Nova Banka a.d. 5550070151342858  
NLB Banka 1320102011989379

## SADRŽAJ:

### KNJIGA I

POPIS SKRAĆENICA .....	5
<b>1. UVOD .....</b>	<b>6</b>
<b>2. SADRŽAJ DUGOROČNOG PLANA RAZVOJA PRENOSNE MREŽE .....</b>	<b>8</b>
<b>3. KARAKTERISTIKE EES BiH .....</b>	<b>9</b>
3.1. Prenosna mreža BiH .....	9
3.1.1. Operativno područje Banja Luka .....	10
3.1.2. Operativno područje Mostar .....	11
3.1.3. Operativno područje Sarajevo .....	12
3.1.4. Operativno područje Tuzla .....	13
3.2. Proizvodnja i potrošnja električne energije .....	13
<b>4. KRITERIJI PLANIRANJA .....</b>	<b>18</b>
4.1. Principi za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže .....	18
4.2. Kriteriji za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže .....	18
<b>5. ULAZNI PODACI .....</b>	<b>23</b>
5.1. Indikativni plan razvoja proizvodnje .....	23
5.1.1. Novi proizvodni objekti .....	23
5.1.2. Prognoza potrošnje .....	24
5.2. Faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje .....	25
5.3. Podaci dostavljeni od elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH .....	27
<b>6. GUBICI U PRENOSNOJ MREŽI .....</b>	<b>29</b>
<b>7. STATISTIKA KVAROVA I VRIJEME ZASTOJA ZBOG KVAROVA I ODRŽAVANJA DALEKOVODA I MREŽNIH TRANSFORMATORA .....</b>	<b>31</b>
<b>8. MODEL ZA ANALIZE ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA BiH .....</b>	<b>33</b>
8.1. Ulazni podaci za model .....	35
8.1.1. Odobreni Planovi investicija .....	35
8.1.2. Radikalno napojene TS 110/x kV .....	37
8.1.3. Krute veze .....	38
8.1.4. Objekti van funkcije .....	39
8.1.5. Rekonstrukcije dalekovoda .....	39
8.1.6. Novi proizvodni/potrošački objekti .....	40
8.1.6.1. MHE Ustiprača i MHE Dub .....	41
8.1.6.2. TE Stanari .....	41
8.1.6.3. VE Trusina .....	42
8.1.6.4. HE Ulog .....	42
8.1.6.5. TE – TO Zenica .....	43
8.1.6.6. HE Vranduk .....	43
8.1.6.7. HE Dabar .....	44
8.1.6.8. Blok 7 u TE Tuzla .....	44
8.1.6.9. HE Ustikolina .....	45
8.1.6.10. Blok 8 u TE Kakanj .....	46
8.1.6.11. R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad .....	46
8.1.7. Novi interkonektivni vodovi .....	47
8.1.8. Nove TS 110/x kV .....	48
8.1.8.1. TS 110/20/10 kV Živinice (2017. godina) .....	50
8.1.8.2. TS 110/10(20) kV Doboj Istok (2018. godina) .....	50
8.1.8.3. TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 (2017. godina) .....	51
8.1.8.4. TS 110/x kV Tušanj (2018. godina) .....	52
8.1.8.5. TS 110/10(20) kV Ljubuški 2 (Vitina) (2019. godina) .....	53
8.1.8.6. TS 110/20(10) kV Zenica 5 (2023. godina) .....	53
8.1.8.7. TS 110/35/10 kV Bijeljina 5 (2018. godina) .....	54
8.1.8.8. TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 (Kočerina) (2020. godina) .....	54
<b>9. ANALIZA TOKOVA SNAGA I NAPONSKIH PRILIKA .....</b>	<b>56</b>
9.1. Analiza za 2015. godinu .....	56
9.2. Analiza za 2019. godinu .....	59
9.3. Analiza za 2024. godinu .....	61
9.3.1. Rezultati analize tokova snaga i nap. prilika sa izgrađenim DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR) ...	63

9.3.2. Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika sa izgrađenom transformacijom 400/110 kV na lokaciji Jelah/Stanari.....	64
9.3.3. Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika sa izgrađenim DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR) i transformacijom 400/110 kV na lokaciji Jelah/Stanari.....	65
9.4. Režim minimalnih opterećenja.....	66
9.4.1. Analiza za 2015. godinu.....	68
9.4.2. Analiza za 2019. godinu.....	70
9.4.3. Analiza za 2024. godinu.....	71
<b>10. INTERKONEKCIJE.....</b>	<b>74</b>
10.1. Scenarij 1.....	74
10.1.1. Analize sa izgrađenom TS 400/110 kV Jelah.....	75
10.1.2. Analize sa izgrađenom TS 400/110 kV Stanari.....	75
10.2. Scenarij 2.....	75
10.2.1. Analize sa izgrađenom TS 400/110 kV Jelah.....	76
10.2.2. Analize sa izgrađenom TS 400/110 kV Stanari.....	76
<b>11. REKONSTRUKCIJE I PROŠIRENJA ELEMENATA PRENOSNOG SISTEMA.....</b>	<b>77</b>
11.1. Zamjena energetskih transformatora.....	77
11.2. Proširenja VN i SN postrojenja.....	77
11.3. Rekonstrukcije/sanacije.....	77
11.3.1. Rekonstrukcije/sanacije VN i SN postrojenja.....	78
11.3.2. Rekonstrukcije/sanacije DV.....	78
<b>12. PREGLED NOVIH PRENOSNIH KAPACITETA, REKONSTRUKCIJA I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH SA PROCJENOM POTREBNIH I RASPOLOŽIVIH SREDSTAVA.....</b>	<b>79</b>
12.1. Procjena potrebnih sredstava.....	79
12.2. Procjena raspoloživih sredstava.....	100
<b>13. PRORACUN STRUJA KRATKIH SPOJEVA.....</b>	<b>101</b>
<b>14. ZAKLJUČAK.....</b>	<b>108</b>
<b>LITERATURA.....</b>	<b>112</b>

## **KNJIGA II**

### **1. PRILOG 1**

1.1. Tehnički podaci o dalekovodima 400 kV, 220 kV i 110 kV koji su u funkciji prenosa električne energije u BiH.....	3
---	---

### **2. PRILOG 2**

2.1. Dostignuto i prognozirano opterećenje postojećih TS.....	15
2.2. Dostignuto i prognozirano opterećenje postojećih i novih TS.....	22
2.3. Opterećenja po čvorištima u trenutku dostizanja maksimalnog i minimalnog opterećenja sistema u 2013. godini.....	31
2.4. Faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje po TS za period 2009. – 2013. godina.....	35

### **3. PRILOG 3**

3.1. Pregled novih TS 110/x kV i priključnih vodova za nove TS 110/x kV.....	116
3.2. Pregled zahtjeva elektroprivreda u BiH.....	117

### **4. PRILOG 4**

4.1. Pregled TS sa ugrađenim jednim transformatorom i plan ugradnje drugog transformatora.....	168
4.2. Pregled nekompletnih DV polja 110 kV i plan kompletiranja.....	171
4.3. Pregled jednostrano napojenih TS i plan obezbjeđenja dvostranog napajanja.....	172
4.4. Pregled objekata van funkcije i plan vraćanja u funkciju.....	173
4.5. Pregled i plan ukidanja krutih veza.....	174

### **5. PRILOG 5**

5.1. Statistika zastoja na dalekovodima za period 2009. – 2013.....	176
5.2. Statistika zastoja na mrežnim transformatorima za period 2009. – 2013.....	186

### **6. PRILOG 6**

6.1. Analiza tokova snaga i naponskih prilika - šematski prikaz.....	187
6.2. Interkonekcije 2024. godina – šematski prikaz.....	225

## **7. PRILOG 7**

7.1. Procjena troškova izgradnje DV 400 kV i 220 kV .....	229
7.2. Procjena troškova izgradnje/rekonstrukcije DV 110 kV .....	234
7.3. Procjena troškova izgradnje/rekonstrukcije TS .....	237
7.4. Procjena troškova polja i pojedinačnih elemenata u TS .....	240
7.5. Procjena troškova za SN ćelije .....	241

## **8. PRILOG 8**

8.1. Zamjena energetskih transformatora.....	243
8.2. Proširenja TS – izgradnja novog DV polja .....	257
8.3. Rekonstrukcija VN i SN postrojenja u TS .....	258
8.4. Rekonstrukcija DV .....	262

## **9. PRILOG 9**

9.1. Proračun struja trolejnih kratkih spojeva – šematski prikaz .....	265
9.2. Proračun struja jednofaznih k.s. – šematski prikaz .....	275

## **10. PRILOG 10**

10. Registar podnijetih zahtjeva za priključak.....	286
---	-----

## POPIS SKRAĆENICA

<b>EES BiH</b>	Elektroenergetski sistem BiH
<b>NOS BiH</b>	Nezavisni operater sistema u BiH
<b>DERK</b>	Državna regulatorna komisija za električnu energiju
<b>UO</b>	Upravni odbor
<b>MK</b>	Mrežni kodeks
<b>Plan</b>	Dugoročni plan razvoja prenosne mreže za period 2015. – 2024. godina
<b>IPRP</b>	Indikativni plan razvoja proizvodnje 2015. – 2024. godina
<b>SECI</b>	Southeast European Cooperative Initiative
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>TYNDP</b>	Ten - Year Network Development Plan
<b>HOPS</b>	Hrvatski operator prijenosnog sustava
<b>TE</b>	Termoelektrana
<b>HE</b>	Hidroelektrana
<b>VE</b>	Vjetroelektrana
<b>DC</b>	Dispečerski centar
<b>DV</b>	Dalekovod
<b>TS</b>	Transformatorska stanica
<b>MOP</b>	Metalom oklopljeno postrojenje
<b>VN</b>	Visokonaponsko
<b>SN</b>	Srednjenaponsko
<b>EVP</b>	Elektrovučna podstanica
<b>Elaborat</b>	Elaborat tehničkog rješenja priključka (u skladu sa Pravilnikom o priključku)
<b>FMERI</b>	Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije
<b>MHE</b>	Mala hidroelektrana
<b>KV</b>	Kablovski vod
<b>RS</b>	Rasklopište
<b>ZE-DO</b>	Zeničkodobojski
<b>JP EP BiH</b>	Javno preduzeće Elektroprivreda Bosne i Hercegovine d.d. – Sarajevo
<b>JP EP HZ HB</b>	Javno preduzeće Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne d.d. – Mostar
<b>MH EP RS</b>	Mješoviti Holding Elektroprivreda Republike Srpske a.d. Trebinje
<b>BDP</b>	Bruto društveni proizvod
<b>OPGW</b>	Optical ground wire

## 1. UVOD

Prema Odluci o izdavanju licence za djelatnost prenosa električne energije (broj licence 05-28-12-341-20/12 od 17.01.2013.), Uslovima za korištenje licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije tačka 3.23. koji su sastavni dio Licence, Elektroprenos BiH je zadužen za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže za period od 10 godina, koji obuhvata i problematiku prekograničnih vodova.

Takođe, prema Uslovima za korištenje licence za obavljanje djelatnosti nezavisnog operatora sistema tačka 3.21., NOS BiH, u koordinaciji sa Elektroprenosom BiH učestvuje u planiranju i analizama efekata novih interkonektivnih vodova na regionalnom nivou. Analize se daju u sklopu Indikativnog plana razvoja proizvodnje (presječna 5-ta i 10-ta godina) i odnose se na naponski nivo 400 kV i 220 kV. Pri izradi analiza koriste se podaci iz Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže.

Dugoročni plan razvoja prenosne mreže se dostavlja NOS BiH na pregled, odobrenje, direktnu reviziju i objavljivanje. NOS BiH organizuje reviziju Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže, nakon čega ga upućuje DERK-u na odobrenje. Po odobrenju od strane DERK-a, Dugoročni plan razvoja prenosne mreže objavljuje NOS BiH. Indikativni plan razvoja proizvodnje koristi se kao jedna od osnova za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže.

Po Mrežnom kodeksu L[1] (u daljem tekstu: MK) (maj 2011. godine), tačka 4.2.1., Elektroprenos i NOS BiH su nadležni za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže. Tačkom 4.2.3. MK definisan je cilj Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže: *„Cilj Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže je da na osnovu Indikativnog plana razvoja proizvodnje (bilansno uključeni proizvodni kapaciteti) i drugih relevantnih dokumenata, definiše potrebna pojačanja postojećih i izgradnju novih objekta prenosne mreže kako bi se pravovremeno pokrenule procedure vezane za njihovo projektovanje, obezbjeđenje sredstava, izgradnju i puštanje u pogon. Elektroprenos BiH će prilikom izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže voditi računa i o razvojnim planovima distributera.“* U tački 4.2.5. MK se navodi: *„Elektroprenos BiH izrađuje Dugoročni plan razvoja prenosne mreže za narednih 10 godina. Aktualizacija Plana vrši se svake godine.“*, a u tački 4.2.6.: *„Elektroprenos BiH je odgovoran za pokretanje postupka dobijanja saglasnosti ili dozvola koje su potrebne da bi se realizirao planirani razvoj prenosne mreže.“*

Procedura izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže, odobravanje i objavljivanje, te nosioci aktivnosti, definisani su MK, tačka 4.2. Kodeks planiranja i razvoja prenosne mreže, Licencom za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije i Licencom za obavljanje djelatnosti nezavisnog/neovisnog operatora sistema/sustava. U tačkama 4.3.5., 4.3.6., 4.3.7. i 4.3.8. MK se navodi:

*„Dugoročni plan razvoja prenosne mreže NOS BiH-u se dostavlja do kraja septembra odnosno pet mjeseci nakon što Indikativni plan razvoje proizvodnje odobri DERK.“*

*„Dugoročni plan razvoja prenosne mreže Elektroprenos BiH podnosi NOS BiH-u na pregled, odobravanje, direktnu reviziju i objavljivanje. Kada NOS BiH osnovano bude smatrao da je potrebno napraviti određene izmjene, od Elektroprenosa BiH može zatražiti da izmijeni pojedine elemente Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže.“*

*„NOS BiH će u roku od mjesec dana po prijemu prijedloga revidovati Dugoročni plan razvoja prenosne mreže. Stručni savjet za reviziju Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže formira NOS BiH. Zavisno od rezultata revizije, Dugoročni plan razvoja prenosne mreže će se vratiti Elektroprenosu BiH na doradu ili uputiti DERK-u na odobrenje.”*

*„NOS BiH će, nakon odobrenja DERK-a, svake godine objavljivati “Dugoročni plan razvoja prenosne mreže.”*

Ulazni podaci na kojima se temelji Dugoročni plan razvoja prenosne mreže su podaci kojima raspolaže prenosna kompanija (tehnički podaci o prenosnoj mreži, dostignuti nivo opterećenja po čvorištima 110/x kV, statistika zastoja elemenata prenosne mreže i dr.), podaci koje Korisnici dostavljaju NOS BiH za potrebe izrade Indikativnog plana razvoja proizvodnje, kao što su podaci o postojećim i novim proizvodnim objektima, informacije iz planova distributivnog razvoja o očekivanom porastu opterećenja i slično, te prognoza potrošnje preuzeta iz odobrenog Indikativnog plana razvoja proizvodnje.

Planirani proizvodni objekti koji su uključeni u Dugoročni plan razvoja prenosne mreže su oni proizvodni objekti koji su bilansno uključeni u odobreni Indikativni plan razvoja proizvodnje (MK tč.4.2.3.), a način njihovog priključenja na prenosnu mrežu je u skladu sa zaključcima revidovanog Elaborata tehničkog rješenja priključka (u skladu sa Pravilnikom o priključku) (u daljem tekstu: Elaborat).

Uvažavajući obavezu ispunjenja kriterija iz MK, evidentno je da u momentu izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže za period 2015. – 2024. godina (u daljem tekstu: Plan) i dalje postoji niz neizvjesnosti što sa aspekta buduće proizvodnje (imajući u vidu instalisane kapacitete uvrštene u „Spisak prijavljenih proizvodnih kapaciteta“ u Prilogu 1. Indikativnog plana razvoja proizvodnje 2015. – 2024. godina L[2] (u daljem tekstu: IPRP) i dinamiku njihove izgradnje), što sa aspekta buduće potrošnje, a koje direktno utiču na optimalan razvoj prenosne mreže. Stoga se aktuelizacija Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže, u skladu sa MK (tačka 4.2.5.) vrši svake godine.

## 2. SADRŽAJ DUGOROČNOG PLANA RAZVOJA PRENOSNE MREŽE

Sadržaj Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže definisan je MK (tačka 4.3.9.) i sa uključenim aktuelnim i planskim podacima obuhvata:

- a. Pregled dalekovoda i kablova sa tehničkim podacima,
- b. Maksimalne i minimalne snage proizvodnih jedinica,
- c. Maksimalne i minimalne aktivne i reaktivne snage konzumnih čvorišta,
- d. Način priključka novih proizvodnih i potrošačkih kapaciteta shodno dinamici njihovog ulaska u pogon,
- e. Procjenu opterećenja elemenata prenosne mreže na bazi procjene istovremenog maksimalnog i minimalnog opterećenja korisnika prenosne mreže koristeći kriterij sigurnosti (n-1),
- f. Gubitke u prenosnoj mreži,
- g. Proračun trofaznih i jednofaznih struja kratkih spojeva za svako mrežno čvorište,
- h. Potrebna pojačanja mreže i/ili promjene u topološkoj strukturi prenosne mreže,
- i. Statistiku kvarova i vrijeme zastoja zbog kvarova i održavanja dalekovoda i mrežnih transformatora u posljednjih pet godina,
- j. Procjenu potrebnih investicija za realizaciju predloženih planova.

U skladu sa Uslovima za korištenje licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije, pored sadržaja definisanog MK, Dugoročni plan razvoja prenosne mreže obuhvata i problematiku novih prekograničnih vodova (tačka 3.23.), pri čemu se planiranje razvoja prenosne mreže BiH usklađuje sa drugim mrežama i prenosnim sistemima (tačka 3.22.). NOS BiH, u koordinaciji sa Elektroprenosom BiH, učestvuje u planiranju i analizama efekata novih interkonektivnih vodova na regionalnom nivou. Pri izradi analiza koriste se podaci iz Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže.



### 3. KARAKTERISTIKE EES BiH

#### 3.1. Prenosna mreža BiH

Pregled objekata koje Elektroprenos BiH a.d. Banja Luka koristi u obavljanju djelatnosti prenosa električne energije dat je u Tabelama 3.1., 3.2., 3.3., 3.4. i 3.5.:

Tabela 3.1. Dalekovodi u vlasništvu Elektroprenosa BiH

Nazivni napon	Broj dalekovoda	Broj interkonekcija	Dužina (km)
400 kV	14	4	864,73
220 kV	40	9	1465,70
110 kV	220	13	3810,76
110 kV (kabl)	6	-	32,21
UKUPNO	280	26	6172,4

Tabela 3.2. Dalekovodi koji nisu u vlasništvu Elektroprenosa BiH, a u funkciji su prenosa električne energije u BiH

Nazivni napon	Broj dalekovoda	Broj interkonekcija	Dužina (km)
220 kV	1	1	12,70
110 kV	4	3	60,56
UKUPNO	5	4	63,26

Nazivi dalekovoda, sa tehničkim podacima, na koje se odnose Tabele 3.1. i 3.2. dati su u Prilogu 1. Vezano za dalekovode u vlasništvu Elektroprenosa BiH, od 14 dalekovoda 400 kV jedan je u funkciji po 220 kV naponu. Od ukupno 220 dalekovoda izgrađenih za rad na 110 kV naponu 6 dalekovoda radi na 35 kV naponu, dok se dijelovi 4 dalekovoda 110 kV, koji još uvijek nisu sanirani nakon ratnih razaranja, koriste za rad na 35 kV naponu.

Tabela 3.3. TS u vlasništvu Elektroprenosa BiH

Vrsta trafostanice	Broj trafostanica
TS 400/x kV i RP	9
TS 220/x kV i RP	9
TS 110/x kV i RP	128
TS 35/x kV	5
UKUPNO	146+5

Od ukupno 128 TS 110/x kV osam je u dvovlasništvu od čega su četiri EVP-a.

Tabela 3.4. Transformatori u vlasništvu Elektroprenosa BiH

Prenosni odnos transformatora	Broj transformatora	Instalisana snaga (MVA)
400/220 kV	7	2800
400/110 kV	7	2100
220/110 kV	13	1950
110/x kV	219	5306,5
SN/SN	30	169
Ukupno	277	12475,5

U tabeli se ne vodi drugi transformator 220/110 kV u RP Trebinje koji je smješten u RP Trebinje, ali još uvijek nije spreman za pogon (nisu završeni elektromontažni radovi na izgradnji trafo polja).

Tabela 3.5. Transformatori koji nisu u vlasništvu Elektroprenosa BiH, a u funkciji su prenosa električne energije

Prenosni odnos transformatora	Broj transformatora	Instalisana snaga (MVA)
220/115 kV*	1	150
Ukupno	1	150

\* Transformator 220/115 kV u TE Tuzla (u vlasništvu JP Elektroprivreda BiH)

Elektroprenos BiH se, teritorijalno i funkcionalno gledano, sastoji od četiri operativna područja: Banja Luka, Mostar, Sarajevo i Tuzla. U skladu s tim, u nastavku su date karakteristike prenosne mreže BiH po Operativnim područjima:

### 3.1.1. Operativno područje Banja Luka

- Obuhvata područje sjeverozapadne Bosne sa ukupno 37 transformatorskih stanica i jednim EVP-om (EVP Kulen Vakuf) u dvojnomo vlasništvu JP Željeznice FBiH i Elektroprenosa BiH.
- Operativno područje se sastoji od dvije terenske jedinice: Banja Luka i Bihać.
- Najjača čvorna tačka je TS 400/110 kV Banja Luka 6 sa mrežnim transformatorima 400/110 kV (2x300 MVA) i transformatorima 110/10(20)/10 kV (2x20 MVA).
- Na ovom području postoji jedan dalekovod 400 kV (DV 400 kV Banja Luka – Tuzla), koncentracija prenosne mreže 220 kV i 110 kV sa dvije 220 kV interkonektivne veze prema Hrvatskoj: DV 220 kV Prijedor 2 – Međurić i DV 220 kV Prijedor 2 – Mraclin, te vezama po 110 kV naponu: DV 110 kV EVP Kulen Vakuf – Gračac (HR) i DV 110 kV Bosansko Grahovo – Knin (HR). Veze prema Hrvatskoj DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak I/II su devastirane u ratu i još uvijek nema planova za vraćanje na prijeratno stanje. Dio DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak I se koristi za napajanje TS Dubica, dok se dio DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak II koristi za napajanje TS Prijedor 1 (kruta veza). Dalekovodi DV 110 kV Bosansko Grahovo – EVP Ličko Dugo Polje (HR) i DV 110 kV Drvar – EVP Ličko Dugo Polje (HR) su prespojeni na ulazu u EVP Ličko Dugo Polje čime je formiran DV 110 kV Bosansko Grahovo – Drvar koji dijelom ulazi u teritoriju Republike Hrvatske.
- U Plan investicija Elektroprenosa BiH za 2015. godinu uvrštena je izgradnja transformatorskih stanica: TS 110/x kV Banja Luka 9, TS 110/x kV Banja Luka 10, TS 110/x kV Kneževo, TS 110/x kV Kostajnica, TS 110/x kV Prijedor 6, TS 110/x kV Gradiška 2, TS 110/x kV Prnjavor 2, TS 110/x kV Laktaši 2, TS 110/x kV Šipovo i TS 110/x kV Bužim.
- Radijalno napojene su TS 110/20 kV Kotor Varoš, TS 110/20/6,3 kV Banja Luka 7, TS 110/20 kV Čelinac, TS 110/20 Cazin 2 i TS 110/20/10 kV Novi Grad.

### 3.1.2. Operativno područje Mostar

- Obuhvata područje Hercegovine sa ukupno 31 transformatorskom stanicom i jednim EVP-om (EVP Konjic) u dvojnog vlasništvu JP Željeznice FBiH i Elektroprenosa BiH.
- Operativno područje se sastoji od dvije terenske jedinice: Mostar i Trebinje.
- TS 35/10 kV Buna i TS 35/10 kV Glamoč su u funkciji po 35 kV naponu.
- U toku 2011. godine u pogon po 110 kV naponu je puštena TS Kupres, kao i DV 110 kV Bugojno – Kupres. Trenutno se TS Kupres napaja jednostrano. Nakon izgradnje DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres biće obezbijeđeno dvostrano napajanje ove TS.
- U toku 2012. godine u pogon po 110 kV naponu je puštena TS Rama/Prozor i DV 110 kV Jablanica – Rama/Prozor.
- U toku 2013. godine pušten je u pogon DV 110 kV Tomislavgrad – Livno. Njegovim puštanjem u pogon riješen je problem jednostranog napajanja TS Tomislavgrad i TS Livno.
- U Plan investicija Elektroprenosa BiH za 2015. godinu uvrštena je izgradnja transformatorskih stanica: TS 110/x kV Mostar 9 (Buna), TS 110/x kV Čitluk 2, TS 110/x kV Željuša.
- DV 110 kV Tomislavgrad – Rama je pušten u probni rad u toku 2011. godine. Za ovaj DV još uvijek nije dobijena upotrebna dozvola zbog neriješenih imovinsko – pravnih odnosa. Njegovim puštanjem u pogon riješiće se problem jednostranog napajanja TS Rama i TS Jablanica.
- Prenosna mreža ovog područja pretrpila je velika razaranja i još uvijek su u pogonu prelazna rješenja napravljena u ratu. Rekonstrukcija nekih ratom oštećenih vodova je u toku, dok je rekonstrukcija preostalih vodova planirana kroz rješavanje raspleta vodova na ovom području.
- Najjače čvorne tačke su TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 sa mrežnim transformatorima 400/220 kV (2x400 MVA) i 220/110 kV (2x150 MVA), te transformatorima 110/35/10 kV (2x20 MVA) i RP 400/220/110/35 kV Trebinje sa mrežnim transformatorima 400/220 kV (400 MVA) i 220/110 kV (150 MVA), te transformatorima 110/35 kV (2x20 MVA).
- Koncentracija prenosne mreže 400, 220 i 110 kV sa više interkonektivnih veza prema Hrvatskoj i Crnoj Gori: DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko, DV 400 kV Trebinje – Podgorica, DV 220 kV Mostar 4 – Zakućac, DV 220 kV Trebinje – Perućica, DV 220 kV Trebinje – Plat (privremena veza za priključenje TS Plat, najduže do završetka probnog rada G1 u HE Dubrovnik nakon njegove obnove planirane za 2015. godinu). Veza sa susjednim sistemima po 110 kV naponu ostvarena je preko: DV 110 kV Grude – Imotski (HR), DV 110 kV Livno – Buško Blato (HR), DV 110 kV Ljubuški – Vrgorac (HR), DV 110 kV Bileća – Nikšić (CG), DV 110 kV Čapljina – Opuzen (HR), DV 110 kV Neum – Opuzen (HR), DV 110 kV Neum – Ston (HR), DV 110 kV RP Trebinje – Komolac (HR) i DV 110 kV RP Trebinje – Herceg Novi (CG).
- Na ovom području veoma je razvijena 220 kV mreža kojom su na EES BiH priključeni veliki proizvodni objekti u dolinama rijeka Neretve i Trebišnjice, te najveći pojedinačni potrošač električne energije u BiH „Aluminij” d.d. Mostar.

- Prema dodijeljenim koncesijama, na području Hercegovine, te Livna i Tomislavgrada, očekuje se značajan porast proizvodnje iz VE.
- Preostale radijalno napojene TS su: TS 110/10 Nevesinje, TS 110/35/10 kV Stolac, TS 110/20/10 kV Uskoplje/G. Vakuf, TS 110/20/10 kV Kupres i TS 110/35/6 kV Gacko.
- TS 110/10/10 kV Neum nema direktno napajanje iz EES BiH nego je preko susjednog sistema Republike Hrvatske (TS Opuzen i TS Ston) uvezana u EES BiH.

### 3.1.3. Operativno područje Sarajevo

- Obuhvata područje Sarajeva, Srednje i Istočne Bosne sa ukupno 42 transformatorske stanice i dva EVP-a (EVP Blažuj i EVP Dobrinje) u dvojnomo vlasništvu JP Željeznice FBiH i Elektroprenosa BiH.
- Operativno područje se sastoji od tri terenske jedinice: Sarajevo, Višegrad i Zenica.
- TS 35/10 kV Žepče je u funkciji po 35 kV naponu.
- U toku 2011. godine u pogon je puštena TS Sarajevo 11.
- U Plan investicija Elektroprenosa BiH za 2015. godinu uvrštena je izgradnja TS 110/x kV Fojnica, TS 110/x kV Sarajevo 12 i TS 110/x kV Žepče, te ugradnja transformacije 110/x kV u TS 400/110/x kV Sarajevo 10 i TS 110/x kV Ilijaš.
- Najjače čvorne tačke su: TS 400/110 kV Sarajevo 10 sa mrežnim transformatorima 400/110 kV (2x300 MVA), TS 400/220/110/35/20/10 kV Sarajevo 20 sa mrežnim transformatorima 400/220 kV (400 MVA) i 400/110 kV (300 MVA), te transformatorima 110/10/35 kV (20 MVA) i 110/20(10)/10 kV (20 MVA), TS 400/220/110/35/20/10 kV Višegrad sa mrežnim transformatorima 400/220 kV (400 MVA) i 400/110 kV (300 MVA), te transformatorima 110/35/10 kV (20 MVA) i 110/20/10 kV (16 MVA).
- Postoje dvije 220 kV interkonektivne veze: DV 220 kV Višegrad – Vardište (SR) i DV 220 kV Sarajevo 20 – Piva (CG). Dionica Sarajevo 20 – Buk Bijela dalekovoda DV 220 kV Sarajevo 20 – Piva, izgrađena je kao 400 kV dalekovod. Prijeratne veze sa susjednim sistemima po 110 kV naponu DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja (CG) i DV Višegrad – (HE Potpeć – Pljevlja) (SR) su u funkciji po 35 kV naponu (od Čajniča do Pljevalja, odnosno od Višegrada do Rudog).
- Prema dodijeljenim koncesijama, na području ZE – DO Kantona i Istočne Bosne očekuje se značajan porast proizvodnje iz HE, kao i iz mHE.
- Završena je rekonstrukcija ratom porušenih 110 kV vodova prema TS Sarajevo 20 izuzev DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20/I i II. Puštanje pod napon DV 110 kV Sarajevo 20 – Sarajevo 13/I planira se u 2015. godini, kao i puštanje pod napon DV 110 kV Sarajevo 18 – Sarajevo 20 (potrebna rekonstrukcija polja DV 110 kV Sarajevo 20 u TS Sarajevo 18). Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 20 – Sarajevo 13/II nije planirana u ovom planskom periodu jer je bivše DV polje Sarajevo 20/II u TS Sarajevo 13 zauzeto, a nema prostora za ugradnju još jednog DV polja.
- Radijalno napojene su TS 110/35/10 kV Kiseljak, TS 110/35/10 kV Vareš i TS 110/35/10 kV Foča. Prije rata je započeta izgradnja DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča. Ovaj dalekovod je izgrađen do Dobrog polja i koristi se za napajanje distributivne potrošnje po 35 kV naponu.

- Od novembra 2014. godine u pogonu je mobilna TS 110/10(20) kV Grbavica (na lokaciji buduće TS 110/x kV Sarajevo 12), za koju je Elektroprenos BiH dao odobrenje za priključenje na 110 kV mrežu po principu ulaz/izlaz na KV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13.

### 3.1.4. Operativno područje Tuzla

- Obuhvata područje sjeveroistočne Bosne sa ukupno 38 transformatorskih stanica.
- Operativno područje se sastoji od dvije terenske jedinice: Doboj i Tuzla.
- TS 35/10(20) kV Kerep i TS 35/10 kV Kalesija rade na naponu 35 kV.
- Najjače čvorne tačke su: TS 400/220/110 kV Tuzla sa mrežnim transformatorima 400/220 kV (2x400MVA) i 220/110 kV (2x150 MVA) i TS 400/110/35 kV Ugljevik sa jednim mrežnim transformatorom 400/110 kV (300 MVA) i transformatorom 110/35 kV (31,5 MVA).
- Koncentracija prenosne mreže 400 kV, 220 kV i 110 kV sa dvije 400 kV interkonektivne veze: DV 400 kV Ugljevik – Ernestinovo (HR) i DV 400 kV Ugljevik – Sremska Mitrovica (SR), dvije 220 kV interkonektivne veze: DV 220 kV TE Tuzla – Đakovo (HR), DV 220 kV Gradačac – Đakovo (HR) i četiri 110 kV veze: DV 110 kV Bosanski Brod – Slavonski Brod, DV 110 kV Orašje – Županja, DV 110 kV Janja – Lešnica (SR) i DV 110 kV Zvornik – HE Zvornik (SR).
- Koncentracija urbano – industrijske potrošnje sa veoma neravnomjernim opterećenjem čvorišta 110/x kV.
- Potrebno je riješiti problem napajanja grada Tuzle koji se trenutno napaja iz samo dva čvorišta TS Tuzla Centar i TE Tuzla po 35 kV sa mrežnog transformatora koji se prvenstveno koristi za napajanje vlastite potrošnje TE Tuzla. Smanjenoj pouzdanosti snabdijevanja doprinosi i činjenica da je DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare od 2006. godine van pogona zbog klizišta. Sanacija klizišta i puštanje pod napon ovog dalekovoda je planirano do kraja 2015. godine.
- U Plan investicija Elektroprenosa BiH za 2015. godinu uvrštena je izgradnja TS 110/x kV Tuzla 3 čijom će se izgradnjom popraviti napajanje istočnog dijela Tuzle (Slavinovići i Simin Han), TS 110/x kV Jelah i TS 110/x kV Kalesija.
- Radijalno napojene su: TS 110/35/6 kV Banovići, TS 110/35/10 kV Tešanj i TS 110/35/10 kV Srebrenica.
- Od oktobra 2012. godine u pogonu je mobilna TS 110/10(20) kV Doboj Istok, za koju je Elektroprenos BiH dao odobrenje za priključenje na 110 kV mrežu krutom vezom na DV 110 kV Gračanica – Doboj.

Na slici 3.4. prikazana je karta EES BiH za 2013. godinu.

## 3.2. Proizvodnja i potrošnja električne energije

Prema tački 4.3.9. b) MK, Plan treba da sadrži i podatke o maksimalnim i minimalnim snagama postojećih proizvodnih jedinica. Ovi podaci preuzeti su iz IPRP i navedeni su u Tabeli 3.6.. U ovoj tabeli su navedene i godine izlaska iz pogona pojedinih blokova prema dinamici koju su korisnici dostavili NOS BiH.

Tabela 3.6. Maksimalne i minimalne snage postojećih proizvodnih jedinica i godine izlaska iz pogona

Red. br.	Naziv objekta	Instalisana snaga agregata (MW)	Max. snaga na mreži prenosa (MW)	Godina izlaska iz pogona
<b>Postojeći objekti</b>				
<b>Hidroelektrane</b>				
1.	Trebinje I	2x54+1x63	171	-
2.	Dubrovnik*	2x108	108	-
3.	Čapljina	2x220	440	-
4.	Rama	2x80	160	-
5.	Jablanica	6x30	180	-
6.	Grabovica	2x57	114	-
7.	Salakovac	3x70	210	-
8.	Mostar	3x24	72	-
9.	Jajce I	2x30	60	-
10.	Bočac	2x55	110	-
11.	Višegrad	3x105	315	-
12.	Peć – Mlini	2x15,3	30,6	-
13.	Mostarsko blato	2x30	60	-
<b>Termoelektrane</b>				
14.	Tuzla 2 (G3)	100	85	2019.
15.	Tuzla 3 (G4)	200	175	2024.
16.	Tuzla 4 (G5)	200	180	-
17.	Tuzla 5 (G6)	215	190	-
18.	Kakanj 3 (G5)	118	103	2022.
19.	Kakanj 4 (G6)	110	85	-
20.	Kakanj 5 (G7)	230	205	-
21.	Gacko (G1)	300	276	-
22.	Ugljevik (G1)	300	279	-

\* - bilansira se samo G2

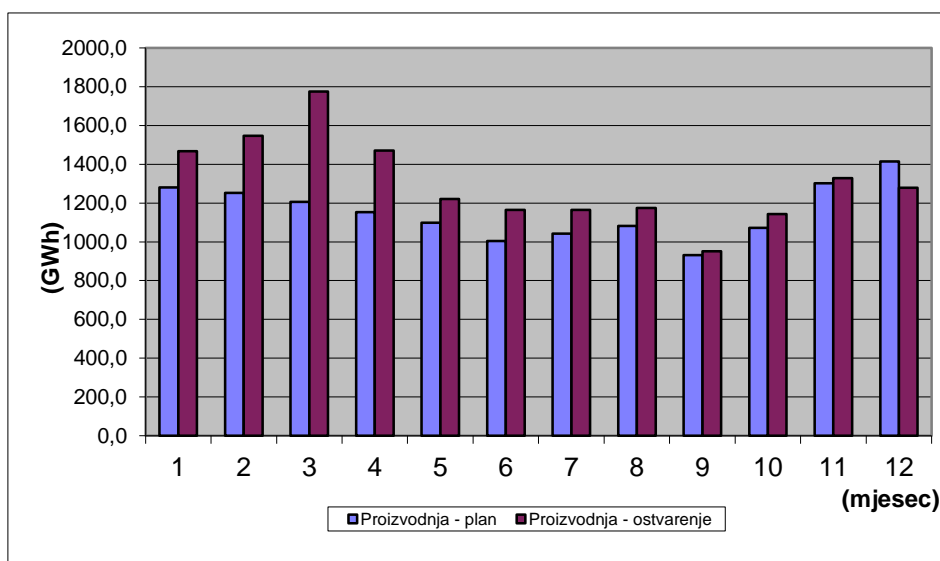
Prema IPRP maksimalna snaga na mreži prenosa koja se može angažovati iz proizvodnih kapaciteta u BiH iznosi: hidroelektrane 2.030,6 MW, termoelektrane 1.578 MW.

Bilans električne energije na prenosnoj mreži (prema podacima Elektroprenosa BiH) za 2013. godinu, po mjesecima, dat je u Tabeli 3.7.:

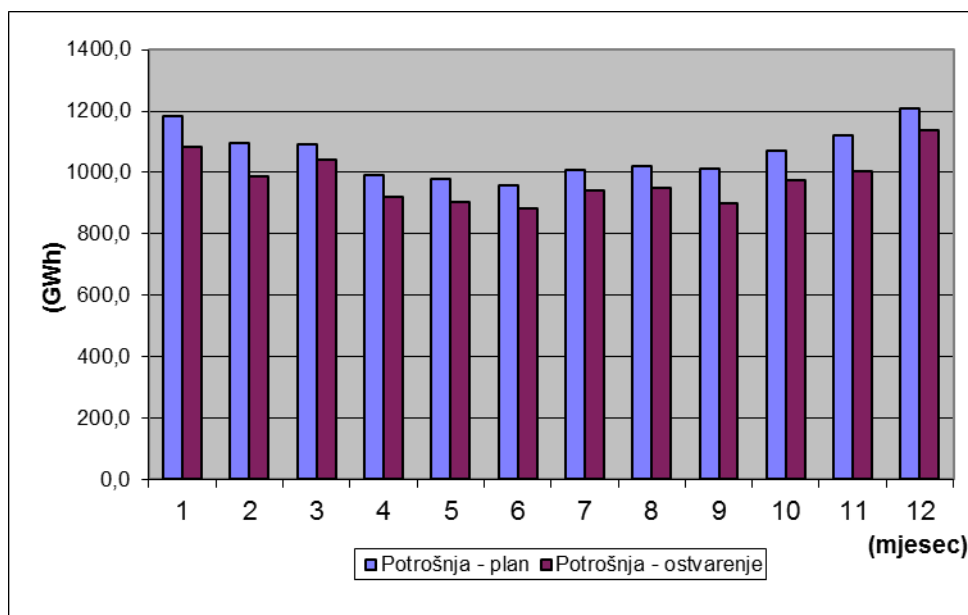
Tabela 3.7. Elektroenergetski bilans po mjesecima za 2013.

GWh		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ukupno
1	Proizvodnja - plan	1281,1	1252,6	1205,5	1153,8	1097,9	1003,5	1041,8	1081,5	931,0	1071,9	1301,8	1414,3	13836,7
2	Proizvodnja - ostvarenje	1467,5	1546,6	1775,9	1470,6	1221,5	1165,2	1164,2	1174,3	951,7	1142,9	1328,3	1278,2	15686,9
3	Prijem iz drugih EES	278,5	184,7	176,8	226,3	259,7	208,8	299,8	285,3	337,3	305,7	286,4	375,6	3224,9
4	Ukupno (2+3)	1746,0	1731,3	1952,7	1696,9	1481,2	1374,0	1464,0	1459,6	1289,0	1448,6	1614,7	1653,8	18911,8
5	Potrošnja - plan	1182,1	1095,0	1093,2	990,7	977,6	956,2	1007,7	1018,9	1014,2	1070,1	1119,2	1208,8	12733,6

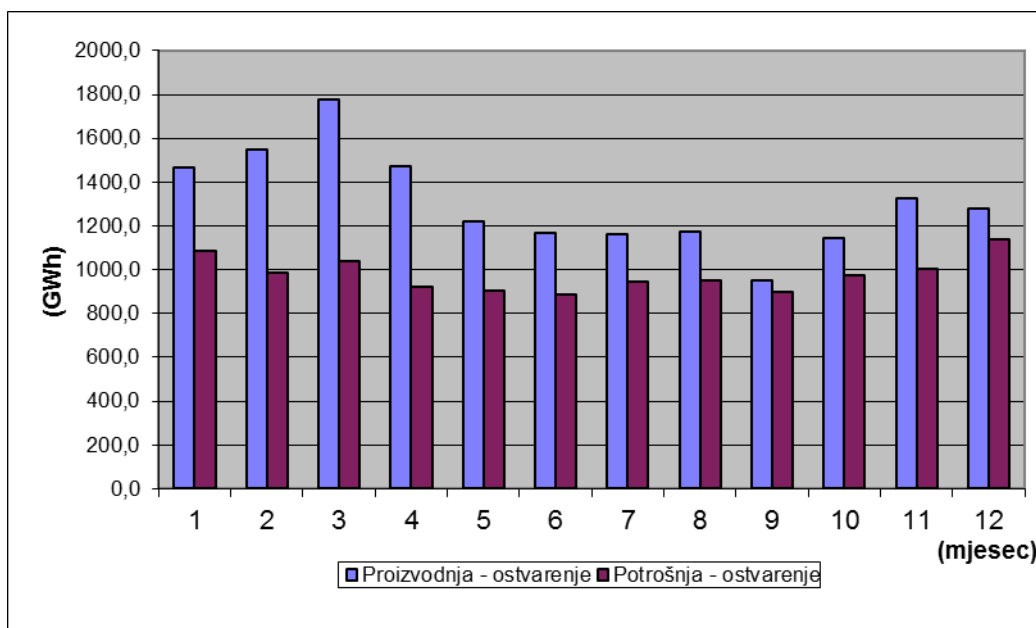
GWh		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ukupno
6	Potrošnja - ostvarenje	1083,9	987,3	1039,8	921,2	904,7	884,8	942,5	951,0	897,8	976,4	1003,8	1138,8	11732,0
7	Isporuka drugim EES	632,8	716,1	883,2	721,3	561,8	467,6	496,6	481,9	367,1	445,8	583,4	484,8	6842,4
8	Ukupno (6+7)	1716,7	1703,4	1923,0	1642,5	1466,5	1352,4	1439,1	1432,9	1264,9	1422,2	1587,2	1623,6	18574,4
9	Gubici - Plan	33,5	29,6	29,0	25,9	25,3	22,3	26,0	27,5	22,3	25,3	29,5	34,2	330,4
10	Gubici (4-8) - Ostvarenje	29,3	27,9	29,7	54,4	14,7	21,6	24,9	26,7	24,1	26,4	27,5	30,2	337,4



Slika 3.1. Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži za 2013. godinu

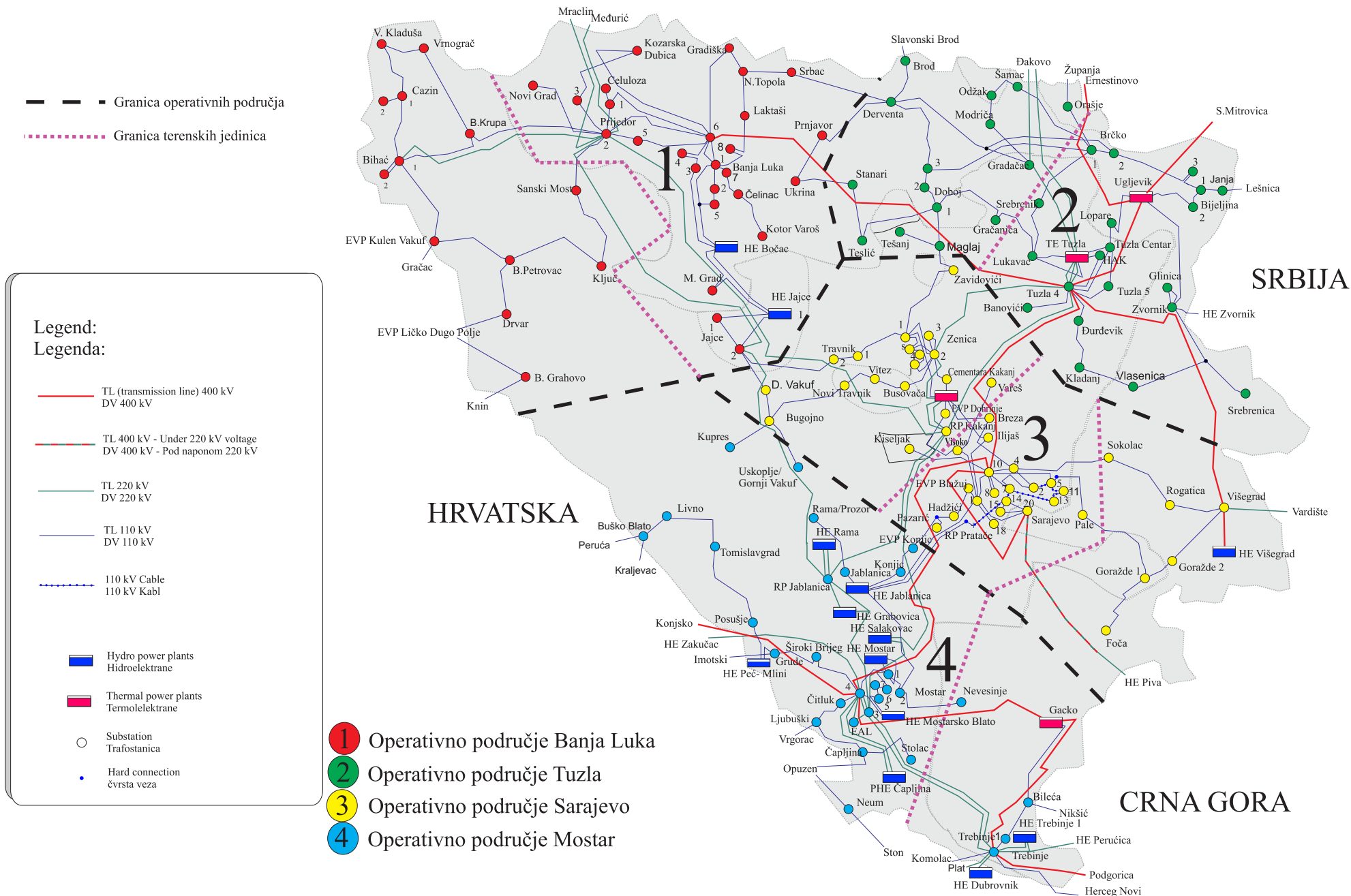


Slika 3.2. Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži za 2013. godinu



Slika 3.3. Proizvodnja i potrošnja električne energije na prenosnoj mreži za 2013. godinu





Slika 3.4. Karta EES BiH za 2013. godinu

## 4. KRITERIJI PLANIRANJA

Minimum kriterija koji moraju biti zadovoljeni prilikom izrade Dugoročnog plana definisani su MK, Poglavlje 4. Osim MK i Uslova za korištenje licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije, kod izrade Dugoročnog plana moraju biti ispoštovani sljedeći principi i kriteriji:

### 4.1. Principi za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže

1. Odluka Skupštine akcionara Elektroprenosa BiH, br. 01-SA-581/12 od 03.02.2012. godine (izvod):  
*“- Investiranje u prenosnu mrežu na području dva entiteta realizovat će se poštujući kapital odnos u Kompaniji (paritet: Federacija BiH – 58,89%; Republika Srpska – 41,11%).”*
2. Odluka Skupštine akcionara Elektroprenosa BiH, br. SA-7184/13 od 23.12.2013. godine (izvod):  
*“- Desetogodišnji plan razvoja prenosne mreže, Plan poslovanja za period 2014. – 2016. sa planom investicija izraditi i usvojiti poštujući: opšte principe planiranja elektroprenosne mreže, tehničke kriterije planiranja, a na bazi kapital odnosa i principa usvojenih na vanrednoj Skupštini akcionara/dioničara Kompanije održanoj 03.02.2012. godine, kao i u skladu sa Uslovima licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije i Mrežnim kodeksom.”*
3. Zaključak Upravnog odbora Kompanije od 26.03.2014. godine (izvod):  
*“- dodati TS 110/35/10 kV Stanari u 2014. godini sa iznosom sredstava 6,0 mil. KM.  
- brisati rekonstrukciju postojeće TS 110/35 kV Stanari.”*
4. Zaključak Uprave Kompanije br. 01-2210/2014 od 26.03.2014. godine (izvod):  
*“- angažovaće se nezavisna stručna institucija koja će utvrditi najbolje rješenje za lokaciju transformacije 400/110 kV, sa osvrtnom na Stanare, Jelah ili neku drugu lokaciju, uvažavajući tehno – ekonomske kriterije.  
- interkonekcije DV 400 kV Banja Luka – Lika, DV 400 kV Tuzla – Đakovo, DV 2x400 kV Višegrad – Vardište (Bajina Bašta – Pljevlja), DV 400 kV Buk Bijela (Sarajevo 20) – Brezna će biti sadržane u Dugoročnom planu razvoja prenosne mreže.”*

### 4.2. Kriteriji za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže

1. Osnova za izradu Plana sa aspekta novih proizvodnih objekata i prognoze potrošnje je odobreni IPRP. U Dugoročnom planu planirati priključenje samo onih novih proizvodnih objekata koji su bilansno uključeni u Indikativni plan razvoja proizvodnje (tačka 4.2.3. MK).
2. U Dugoročnom planu se novi proizvodni objekti koji su bilansno uvršteni u IPRP priključuju na način koji je određen usvojenim Elaboratom pri čemu je neophodno imati jednak pristup (nediskriminirajući) za sve Korisnike koji se priključuju na prenosnu mrežu.
3. U Dugoročnom planu planirati priključenje samo onih novih potrošača koji su bilansno uključeni u IPRP.

4. Analizom tokova snaga i naponskih prilika za normalno pogonsko stanje provjeravaju se vrijednosti opterećenja elemenata prenosne mreže u odnosu na utvrđene granične vrijednosti tako da:

- opterećenje ne smije preći dozvoljeno termičko opterećenje vodiča, odnosno instalisanu snagu transformatora,
- naponi u svim čvorištima moraju ostati u granicama:
  - za 400 kV mrežu između 380 kV i 420 kV,
  - za 220 kV mrežu između 198 kV i 242 kV,
  - za 110 kV mrežu između 99 kV i 121 kV,

pri čemu se pretpostavlja da su granice dozvoljenog termičkog opterećenja konstantne neovisno o posmatranom razdoblju u godini (zima, ljeto).

Elementi prenosne mreže koji su u normalnom pogonu opterećeni 100% i više biće uvršteni u Dugoročni plan u godini kada dostignu ovaj nivo opterećenja i biće predložene mjere za njihovo rješavanje.

5. Kriterij sigurnosti (n-1)

Kriterij (n-1) je ispunjen ako, nakon jednostrukog ispada jednog od elemenata: voda, mrežnog transformatora, interkonektivnog voda, kao i generatora priključenog na prenosnu mrežu:

- naponi u svim čvorištima ostanu u dozvoljenim granicama:
  - za 400 kV mrežu između 380 kV i 420 kV,
  - za 220 kV mrežu između 198 kV i 242 kV,
  - za 110 kV mrežu između 99 kV i 121 kV,
- opterećenje prenosnih vodova i mrežnih transformatora nije veće od vrijednosti termičkog opterećenja vodiča, odnosno instalisane snage transformatora, u slučaju neraspoloživosti bilo kojeg prenosnog elementa (vod, transformator),
- nema prekida snabdijevanja električnom energijom.

Kriterij (n-1) ne primjenjuje se na ispad dvosistemskog ili višesistemskog voda (tačka 4.2.13. MK).

Elementi prenosne mreže za koje analiza prema (n-1) kriteriju sigurnosti pokaže opterećenje od 100% i više, biće uvršteni u Dugoročni plan u godini kada dostignu ovaj nivo opterećenja i biće predložene mjere za njihovo rješavanje.

Ukoliko se pri primjeni (n-1) kriterija sigurnosti pokaže da isti nije zadovoljen za određene elemente prenosne mreže pri čemu se promjenom uklopnog stanja mreže problem može otkloniti, ovi elementi prenosne mreže se evidentiraju u Dugoročnom planu, ali se ne predlaže izgradnja novih elemenata prenosne mreže.

Elementi prenosne mreže za koje analiza prema (n-1) kriteriju sigurnosti pokaže opterećenje od 90% do 100% biće u Dugoročnom planu evidentirani, te će se pratiti porast njihovog opterećenja.

Ako postoji više varijanti koje rješavaju uočene probleme, odabire se rješenje sa najmanjim troškovima.

Od aktivnosti za rasterećenje opterećenih elemenata se može privremeno odstupiti ukoliko je u planskom periodu planirana izgradnja objekata koji dovode do njihovog rasterećenja.

6. U opštem slučaju, na granici prenosne i distributivne mreže mora biti ispunjen kriterij (n-1). U slučaju radijalnog priključka na prenosu mrežu jednim vodom ili jednim transformatorom 110/x kV, od kriterija (n-1) može se privremeno odstupiti, ako je osigurano napajanje iz srednjenaponskih mreža u punom iznosu (tačka 4.2.14. MK).

- 6.1. Za svaku transformatorsku stanicu potrebno je osigurati napajanje iz najmanje dva čvorišta ili preko dva voda iz jednog dovoljno pouzdanog čvorišta.

Određivanje prioriteta za rješavanje radijalno napojenih TS 110/x kV vrši se na osnovu:

- dostignutog i prognoziranog opterećenja TS u planskom periodu,
- konzuma koji ostaje bez napajanja u slučaju ispada postojećeg voda,
- rezerve po distributivnoj mreži.

- 6.2. Za transformatorske stanice 110/x kV u koje je ugrađen samo jedan energetski transformator, potrebno je planirati ugradnju drugog transformatora u onim objektima u kojima nije obezbjeđena 100% rezerva kroz distributivnu mrežu.

Određivanje prioriteta za ugradnju drugog transformatora vrši se na osnovu:

- dostignutog i prognoziranog opterećenja TS u planskom periodu u kojoj je planirana ugradnja drugog transformatora,
- nivoa rezervnog napajanja koji je moguće obezbijediti kroz srednjenaponsku mrežu,
- starosti postojećeg transformatora.

7. U transformatorskim stanicama 400/x kV i 220/x kV ugradnja drugog mrežnog transformatora se vrši na osnovu analiza tokova snaga i naponskih prilika poštujući ograničenja definisana u tačkama 4 i 5.

8. Izgradnja nove TS 400/x kV

U slučaju da analize tokova snaga i naponskih prilika ukažu na probleme u 110 kV mreži koje nije moguće riješiti zahvatima u 110 kV mreži ili isti iziskuju velike troškove, ovakvi problemi se rješavaju izgradnjom novih TS 400/110 kV. Nove TS 400/110 kV se grade i kao zamjena za postojeće TS 220/110 kV čiji je životni vijek na izmaku, a gdje za to postoje uslovi odnosno u područjima gdje je izgrađena mreža 400 kV. Prilikom izgradnje novih TS 400/110 kV potrebno je planirati ugradnju transformatora 400/110 kV sa regulacijom pod opterećenjem u cilju regulacije naponskih prilika i tokova snaga. U slučaju da analize pokažu da je na područjima sa razvijenom 220 kV mrežom ekonomski isplativije izgraditi TS 220/110 kV može se odustati od izgradnje TS 400/110 kV.

Nove TS 400/220 kV se grade samo u područjima gdje je razvijena prenosna mreža 220 kV i gdje se javlja potreba za dotokom energije iz 400 kV mreže. Ove TS se mogu graditi i prilikom postepenog prelaska prenosne mreže 220 kV na prenosnu mrežu 400 kV.

9. Izgradnja nove TS 110/x kV

Analizom dostignutog i prognoziranog maksimalnog opterećenja postojećih TS 110/x kV, uz uvažavanje faktora opterećenja TS, u planskom periodu definiše se potreba povećanja snage transformacije u postojećoj TS ili izgradnja novog 110/x kV čvorišta.

Odluka o izgradnji nove TS 110/x kV donosi se na osnovu sljedećih kriterija:

- kada dostignuto ili prognozirano vršno opterećenje postojeće TS 110/x kV, koja ima rezervu u napajanju po distributivnoj mreži, dostigne 80% instalisane snage postojećih transformatora (za normalno uklopno stanje) potrebno je planirati ili povećanje snage transformacije ili izgradnju novog 110/x kV objekta koji će preuzeti dio opterećenja postojećeg objekta.

Povećanje snage transformacije podrazumijeva zamjenu postojećih transformatorskih jedinica jedinicama veće snage.

- kada dostignuto ili prognozirano vršno opterećenje postojeće TS 110/x kV, koja nema rezervu u napajanju po distributivnoj mreži, prelazi 60% instalisane snage transformatora potrebno je planirati ili povećanje snage transformacije ili izgradnju novog 110/x kV objekta koji će preuzeti dio opterećenja postojećeg objekta,
- kada planirano opterećenje nove TS 110/x kV prema prijedlogu nadležne elektroprivrede u godini njenog puštanja u pogon prelazi 8 MVA za područja gdje nema 110/x kV trafostanice,
- kada izmjereno ili planirano vršno opterećenje u postojećoj TS 35/x kV prelazi 8 MVA,
- nezadovoljavajućih naponskih prilika u srednjenaponskoj mreži koja se napaja iz postojeće TS 110/x kV (kvalitet napajanja u skladu sa Opštim uslovima za isporuku i snabdijevanje električnom energijom).
- Kada u grupi TS za napajanje gradskih TS 110/x kV (dvije ili više TS na međusobnoj udaljenosti do 10 km), kod ispada najvećeg transformatora nije moguće obezbijediti napajanje po elektrodistributivnoj mreži iz susjednih stanica, a prethodno su iscrpljene mogućnosti za povećanje instalisane snage.

10. U novim transformatorskim stanicama 110/x kV potrebno je planirati ugradnju dva energetska transformatora sa mogućnošću paralelnog rada.

Izuzetak čine TS 110/x kV koje se grade zbog popravljivanja naponskih prilika u distributivnoj mreži.

11. Za sve nove DV treba predvidjeti OPGW kao zaštitno uže na dalekovodu.

12. U planskom periodu je potrebno:

- riješiti sve krute tačke u 110 kV mreži,
- u skladu sa energetske potrebama planirati sanaciju i vraćanje u funkciju ratom porušenih objekata prenosne mreže,
- izvršiti kompletiranje svih nekompletnih 110 kV dalekovodnih polja.

13. Zamjena energetskih transformatora 110/x kV se planira na osnovu:

- već evidentiranog kvara transformatora,
- loših eksploatacionih karakteristika transformatora,
- neodgovarajućeg prenosnog odnosa i/ili grupe spoja transformatora uzimajući u obzir kriterij (n-1) i paralelan rad transformatora,
- starosti transformatora (životni vijek: 40 godina). Za transformatore 110/x kV u stanicama u kojima je dostignuta/prognozirana snaga TS manja od snage

- transformacije preostale ispravne jedinice ne planira se zamjena i za veći životni vijek od definisanog (ukoliko ni jedan transformator nije stariji od 50 godina),
- prognoziranog opterećenja TS.

U slučaju TS sa dva transformatora koji ne mogu raditi paralelno prioriteta se određuju na osnovu konzuma koji ostaje bez napajanja u slučaju ispada jednog transformatora.

14. Zamjena transformatora 400/x kV i 220/x kV se planira na osnovu:

- kvara transformatora,
- loših eksploatacionih karakteristika transformatora.

Zbog visokih investicionih troškova transformatora 400/x kV i 220/x kV oni se ne mijenjaju samo na osnovu životnog vijeka (42 – 50 godina) i ostaju u pogonu sve dok je to tehnički moguće.

15. Predmetom Dugoročnog plana su i rekonstrukcije elemenata sistema i to:

- značajne rekonstrukcije dalekovoda,
- značajne rekonstrukcije transformatorskih stanica,
- značajne rekonstrukcije SN postrojenja.

Prijedlozi za rekonstrukciju definišu se na osnovu:

- neodgovarajućih nazivnih karakteristika primarne opreme sa aspekta zadovoljenja očekivanih struja kratkog spoja,
- stanja opreme, odnosno elemenata prenosne mreže,
- životnog vijeka opreme:
  - zgrade trafostanica i građevinski dio postrojenja: 50 godina,
  - dalekovodi: 45 godina
  - kablovski vodovi: 50 godina,
  - MOP 110 kV: 35 godina,
  - SN ćelije: 30 godina,
  - ostala oprema u postrojenjima: 35 godina,
  - oprema za zaštitu i upravljanje, oprema sistema za obračunsko mjerenje, telekomunikaciona oprema: 15 godina.

Prilikom planiranja rekonstrukcija TS treba voditi računa da se, ukoliko je moguće, sve potrebne rekonstrukcije (zamjene opreme) predviđene u planskom periodu u jednoj TS grupišu u istoj godini.

Okvirna procjena sredstava potrebnih za rekonstrukciju dalekovoda vrši se na osnovu prosječnih cijena nabavki koje su dio Dugoročnog plana. Stvarni iznos sredstava i obim rekonstrukcije će se odrediti nakon izrade odgovarajućih elaborata. Izrada elaborata će se planirati u okviru godišnjih planova investicija.

Procjena potrebnih finansijskih sredstava se vrši uvažavajući ekonomske kriterije, odnosno između tehnički mogućih rješenja odabire se najpovoljnije.

## 5. ULAZNI PODACI

Osnovni ulazni podaci za izradu Plana su:

- postojeći i planirani novi proizvodni objekti,
- dostignuta i prognozirana potrošnja u EES BiH u planskom periodu,
- dostignuta i prognozirana maksimalna opterećenja čvorišta 110/x kV,
- tehnički podaci o prenosnoj mreži,
- zahtjevi potrošača.

Pored navedenog, kod izrade Plana ispoštovane su i Odluke i zaključci Skupštine akcionara, UO Kompanije i Uprave Kompanije date u Poglavlju 4.

Dostignuta maksimalna opterećenja po čvorištima 110/x kV su izmjerene vrijednosti, dok je prognoza neistovremenih maksimalnih opterećenja po čvorištima rađena na osnovu ostvarene maksimalne potrošnje u prethodnom periodu i ostvarenog trenda porasta.

Tehnički podaci o elementima EES BiH, korišteni kao ulazni parametar za Plan, su podaci o: transformatorskim stanicama 110/x kV, 220/x kV i 400/x kV, vodovima naponskog nivoa 110 kV, 220 kV i 400 kV, mrežnim transformatorima i transformatorima 110/x kV.

### 5.1. Indikativni plan razvoja proizvodnje

Prema Uvjetima za korištenje licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije, Indikativni plan razvoja proizvodnje predstavlja jednu od osnova za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže. NOS BiH je u aprilu 2014. godine izradio IPRP, koji je odobren Odlukom Državne regulatorne komisije za električnu energiju (DERK) broj: 05-28-13-137-2/14 donesenog na sjednici održanoj 22.05.2014. godine.

Iz odobrenog IPRP, preuzeti su podaci o postojećim i novim proizvodnim objektima (bilansiranim), te podaci o dostignutoj i prognoziranoj potrošnji EES BiH za planski period.

#### 5.1.1. Novi proizvodni objekti

Ukupna instalirana snaga novih proizvodnih objekata koji su bilansno uvršteni u Bilans snaga i energija na prenosnoj mreži za period 2015. – 2024. godina iznosi 1.784,95\* MW, a ukupna godišnja proizvodnja je 9.505,7\* GWh. Bilansno su uključeni sljedeći proizvodni objekti:

- mHE Ustiprača i mHE Dub, instalirane snage 2x4,7MW i 2x3,86 MW (ukupno 17,12 MW), godišnje proizvodnje 33,13 GWh i 41,28 GWh, investitora Hidroinvest d.o.o., koji se priključuju na RS 110 kV Dub. Priključenje rasklopišta Dub je predviđeno za 2015. godinu.
- TE Stanari, instalirane snage 1x300 MW, godišnje proizvodnje 2.000,0 GWh, investitora EFT – Rudnik i Termoelektrana Stanari d.o.o. Priključenje TE Stanari na prenosnu mrežu predviđeno je za 2016. godinu.
- VE Trusina instalirane snage 17x3 MW (51 MW), godišnje proizvodnje 160,0 GWh, investitora EOL Prvi d.o.o. Planirano vrijeme priključenja VE Trusina je 2016. godina.

---

\* mHE na Sutjesci nisu uračunate u ukupnu proizvodnju na prenosnoj mreži, jer su Investitoru izdati Uslovi za priključak na 35 kV u TS Gacko.

- TE – TO Zenica, instalisane snage 2x126 MW + 1x135,5 MW (387,5 MW), godišnje proizvodnje 3.250,8 GWh, investitora KTG Zenica. Planirano vrijeme priključenja elektrane 2017. godina.
- HE Ulog, instalisane snage 2x17,22 MW (34,44 MW), godišnje proizvodnje 82,340 GWh, investitora EFT – HE Ulog d.o.o. Planirano vrijeme priključenja HE Ulog je 2017. godina.
- HE Vranduk, instalisane snage 2x9,28 MW + 1x1,07 MW (19,63 MW), godišnje proizvodnje 96,38 GWh, investitora JP EP BiH. Planirano vrijeme priključenja HE Vranduk je 2018. godina.
- TE Tuzla – blok 7, instalisane snage 1x450 MW, godišnje proizvodnje 2.604,0 GWh, investitora JP EP BiH. Planirano vrijeme priključenja bloka 7 u TE Tuzla je 2019. godina.
- HE Dabar, instalisane snage 3x53,5 MW (160,5 MW), godišnje proizvodnje 251,8 GWh, investitora MH ERS. Planirano vrijeme priključenja HE Dabar je 2019. godina.
- HE Ustikolina, instalisane snage 3x20,16 MW (60,48 MW), godišnje proizvodnje 236,8 GWh, investitora JP EP BiH. Planirano vrijeme priključenja HE Ustikolina je 2021. godina.
- TE Kakanj – blok 8, instalisane snage 1x300 MW, godišnje proizvodnje 910,0 GWh, investitora JP EP BiH. Planirano vrijeme priključenja bloka 8 u TE Kakanj je 2022. godina.

### 5.1.2. Prognoza potrošnje

U IPRP su definisana tri osnovna scenarija prognoze potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH u periodu 2015. – 2024.:

- Pesimistični scenario – niži scenario (prosječni godišnji porast 1,5%)
- Realistični scenario – bazni scenario (prosječni godišnji porast 2,6%)
- Optimistični scenario – viši scenario (prosječni godišnji porast 3,2%)

Pored tri osnovna scenarija prognoze potrošnje u L[2] data je prognoza potrošnje koja se bazira na predviđenom porastu BDP-a. Uz pretpostavljeni rast BDP od 4,5% u 2015. godini, odnosno 5% za period do 2024. godine i prethodno proračunati koeficijent elastičnosti 0,5 dobije se porast potrošnje električne energije od 2,25% u 2015. godini, odnosno 2,5% za period 2015. do 2024. godine.

Prethodno navedeni scenariji su dobiveni na osnovu analize podataka o planiranoj potrošnji kupaca direktno priključenih na prenosnu mrežu i planirane bruto distributivne potrošnje TS 110/x kV dostavljenih od elektroprivrednih kompanija u BiH i Brčko Distrikta. Za većinu direktno priključenih kupaca predviđa se konstantna potrošnja električne energije tokom posmatranog desetogodišnjeg perioda, kao i konstantna maksimalna snaga L[2]. Distributivna potrošnja bi u narednom planskom periodu trebala imati prosječan rast od oko 2,8% u baznom scenariju, 3,5% u višem scenariju i 1,5% u nižem scenariju L[2].

Vršna satna snaga konzuma na prenosnoj mreži u 2013. godini zabilježena je 24.12.2013. godine kada je iznosila 2074 MW što je smanjenje u odnosu na 2012. godinu za 69 MW, ali i za oko 11% više od "treće srijede u januaru" iste godine. Međutim, kako se vrši procjena potrebne jednovremene snage konzuma EES BiH na prenosnoj mreži, a ne jednovremena snaga ENTSO-E konzuma, kao startna vrijednost je uzeta postignuta snaga od 2074 MW u 2013. godini. Iz IPRP je vidljivo da nema kontinuiteta u vrijednostima jednovremenih snaga konzuma BiH na prenosnoj mreži. Ipak, isključujući godine u kojima je zabilježen pad, rast maksimalnih snaga se može procijeniti na oko 2% godišnje, a rast minimalnih snaga na oko 3%.



U Tabeli 5.1. prikazan je bilans jednovremenih maksimalnih snaga na prenosnoj mreži za period 2015. – 2024. godina L[2]. Pod pretpostavkom realizacije planirane izgradnje novih proizvodnih kapaciteta u planskom periodu može biti obezbjeđena dovoljna rezerva snage u sistemu. Međutim, ukoliko dođe do pomjeranja planiranih rokova puštanja u pogon novih proizvodnih kapaciteta, uz gašenje postojećih i eventualnu lošu hidrologiju, vrlo je realna pojava deficita snage u toku planskog perioda.

Tabela 5.1. Procjena konzuma i rezerve na prenosnoj mreži za period 2015. – 2024.

(MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži	2158	2201	2245	2290	2336	2382	2430	2479	2528	2579
Potrebna snaga primarne rezerve	15	16	16	16	17	17	17	17	17	17
Potrebna snaga sekundarne rezerve	74	75	76	78	79	81	82	82	82	82
Potrebna snaga tercijerne rezerve	250	300	300	300	300	400	400	400	400	400
UKUPNO	2497	2592	2637	2684	2732	2880	2929	2978	3027	3078
Postojeći + bilansirani	4091	4353	4353	4533	4858	4858	4923	5090	5090	4915
BILANS	1594	1761	1716	1849	2126	1977	1994	2113	2063	1837

## 5.2. Faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje

U procesu planiranja razvoja elektroenergetskog sistema važnu ulogu igraju dijagrami opterećenja koji, u zavisnosti od vremenske osnove na kojoj su razmatrani, mogu biti dnevni, sedmični, mjesečni, godišnji, itd.

U okviru Plana analiza pokazatelja značajnih za ocjenu opravdanosti proširenja postojećih i izgradnje novih TS rađena je na osnovu podataka o registrovanoj prenesenoj energiji i vršnoj snazi po TS na mjesečnom nivou:

- registrovana prenesena aktivna energija u toku mjeseca (kWh)
- registrovana prenesena reaktivna energija u toku mjeseca (kVArh)
- maksimalno aktivno opterećenje u TS ( $P_{max}$ ) ostvareno u datom mjesecu (MW)
- reaktivno opterećenje ( $Q_{max}$ ) u momentu  $P_{max}$  (MVar)
- maksimalno aktivno opterećenje po obračunskom mjernom mjestu ( $P_{max}/OMM$ ) ostvareno u datom mjesecu (MW)
- reaktivno opterećenje po obračunskom mjernom mjestu ( $Q_{max}/OMM$ ) u momentu  $P_{max}/OMM$  (MVar)
- aktivno opterećenje po obračunskom mjernom mjestu u trenutku  $P_{max}$  (MW)

Navedeni podaci prate se od januara 2008. godine i na osnovu njih se računaju faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje, koji su po definiciji:

Faktor mjesečnog opterećenja: 
$$m^m = \frac{W_p^m}{a^m \times P_{pM}^m}$$

Vrijeme iskorištenja mjesečnog opterećenja:  $T_M^m = \frac{W_p^m}{P_{pM}^m}$

Srednje mjesečno opterećenje:  $P_{psr}^m = \frac{W_p^m}{a^m}$

gdje su:

$W_p^m$  - prenesena aktivna energija u toku mjeseca (MWh)

$P_{pM}^m$  - maksimalno aktivno mjesečno opterećenje (MW)

$a^m$  - koeficijent koji zavisi od broja sati u mjesecu (672, 696, 720, 744)

Izračunate vrijednosti karakterističnih pokazatelja po mjesecima za: 2009., 2010., 2011., 2012. i 2013. godinu prikazani su u Prilogu 2.

U 2013. godini, posmatrajući cijelu prenosnu mrežu, moguće je uočiti da se u najvećem broju slučajeva faktor opterećenja TS kreće u intervalu od 0,55 do 0,75 uz relativno male promjene na nivou određene TS od mjeseca do mjeseca. Nešto veće odstupanje faktora opterećenja TS u određenom mjesecu je najčešće posljedica privremene promjene uklopnog stanja pri kojem TS neko kraće vrijeme biva rasterećena ili dodatno opterećena.

Prema kriterijima planiranja koji se koriste prilikom odlučivanja o izgradnji novog 110/x kV čvorišta ili povećanju snage transformacije postojećeg 110/x kV čvorišta, registrovano vršno opterećenje postojećih TS 110/x kV igra važnu ulogu. U posmatranom vremenskom periodu 2009. – 2013. bitno je pomenuti sljedeće situacije:

- početak 2009. godine koji je obilježilo smanjenje, odnosno prekid snabdijevanja prirodnim gasom, što se najvećim dijelom odrazilo na prostor gradske jezgre Sarajeva gdje je evidentan rast potrošnje u januaru 2009. godine praćen rastom maksimalnog mjesečnog opterećenja gradskih TS 110/x kV. Uzimajući u obzir da se radilo o kratkotrajnoj vanrednoj situaciji, ovaj porast opterećenja pojedinih čvorišta nije rezultirao aktivnostima u smislu povećanja instaliranih kapaciteta ili izgradnje nove TS 110/x kV, ali je ostala obaveza da se u narednom periodu prate opterećenja ovih TS;
- u februaru 2012. godine veći broj TS zabilježio je maksimalna ostvarena opterećenja koja su posljedica ekstremnih vremenskih uslova (veliki snijeg, niske temperature), a koji su, između ostalog, izazvali i havarije na prenosnim dalekovodima. Registrovana vršna opterećenja su ostvarena uz relativno visok faktor opterećenja (od 0,65 do 0,75). Na osnovu te činjenice, te uzimajući u obzir podatke o ranije ostvarenim vršnim opterećenjima, u 46 TS 110/x kV je ostvareno vršno opterećenje TS korigovano podacima iz 2012. godine. Nova registrovana vršna opterećenja su dalje korištena kao podloga za prognozu vršnog opterećenja TS do kraja planskog perioda, odnosno ocjenu o potrebi povećanja instalirane snage transformacije u predmetnoj TS, te potrebu o izgradnji novog 110/x kV čvorišta.

Podaci o ostvarenim vršnim opterećenjima po TS, te mjesečni pokazatelji (faktor opterećenja, srednje opterećenje i vrijeme iskorištenja vršnog opterećenja) po TS prikupljeni u periodu od šest godina (2008. – 2013.) čine solidnu osnovu za procjenu opterećenosti određene TS i ukazuju na one TS čije pokazatelje treba pažljivije pratiti u narednom periodu. U 2013. godini je, u odnosu na period 2008. – 2012. došlo do porasta zabilježenog vršnog opterećenja u 19

TS 110/x kV i dvije TS 35/x kV koje su u vlasništvu Elektroprenosa. Od ovog broja, u 12 TS 110/x kV zabilježeno vršno opterećenje u 2013. godini je ostvareno sa faktorom mjesečnog opterećenja većim od 0,55, odnosno faktor opterećenja u tom mjesecu je na nivou prosječne vrijednosti faktora opterećenja u posmatranoj TS (TS Banja Luka 7, TS B.Krupa, TS B.Brod, TS B.Petrovac, TS Dobož Istok, TS Gračanica, TS Kiseljak, TS Neum, TS Sarajevo 1, TS Sarajevo 4, TS Tešanj, TS Žepče). Takođe, određeni broj TS i dalje bilježi pad vršnog opterećenja iz godine u godinu (TS Brčko 1, TS Brčko 2, TS Čapljina, TS Ljubuški, TS Šamac, TS Široki Brijeg).

Navedeni pokazatelji će i u narednom periodu imati značajnu ulogu u procesu planiranja razvoja prenosne mreže i služice kao jedna od osnova za donošenje odluka o potrebi proširenja i izgradnje novih TS 110/x kV.

### **5.3. Podaci dostavljeni od elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH**

Za potrebe izrade Plana Elektroprenos BiH je, kako bi omogućio ravnopravan tretman, uputio zahtjev svim elektroprivredama u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH da dostave:

- prijedloge za izgradnju novih TS 110/x kV sa prognoziranim maksimalnim opterećenjem u razmatranom planskom periodu uz odgovarajuće energetske obrazloženje kojim se elaborira potreba njihove izgradnje,
- lokacije planiranih novih TS 110/x kV, kao i
- ostale dokumente i podatke koji se smatraju relevantnim za planiranje izgradnje novih TS 110/x kV.

JP Elektroprivreda BiH je dostavilo prijedloge za izgradnju novih TS 110/x kV u okviru kojih je, za većinu objekata, data prognoza potrošnje u godini ulaska u pogon nove TS 110/x kV, mogućnost njihovog rezervnog napajanja kroz distributivnu mrežu, moguća lokacija buduće TS i postojeći objekti koji se rasterećuju (i sa kojom snagom) ulaskom u pogon novih objekata, te obrazloženje za njihovu izgradnju. Takođe, dostavljeni su zahtjevi za rekonstrukciju postojećih TS 110/x kV u svrhu zamjene postojeće/dotrajale opreme i prilagodbi postrojenja i transformatora za prelazak na 20 kV naponski nivo, odnosno napuštanje 10 i 35 kV naponskog nivoa. U skladu sa razvojnim planovima JP Elektroprivreda BiH dostavljena je lista proizvodnih objekata, sa planiranom instalisanom snagom, koji bi trebali biti izgrađeni u posmatranom planskom periodu, a koji mogu imati uticaj na razvoj prenosne mreže.

JP Elektroprivreda HZ HB je dostavilo prijedloge za izgradnju novih TS 110/x kV, povećanje snage postojećih transformatora i ugradnje dodatnih transformatora u okviru kojih je navedena potencijalna lokacija novih TS 110/x kV. Takođe, dostavljena je prognoza potrošnje za postojeće TS 110/x kV i za planirane nove TS 110/x kV, u kojoj je u obzir uzeto rasterećenje postojećih TS 110/x kV ulaskom u pogon novih TS 110/x kV.

MH Elektroprivreda RS je dostavio prijedloge za izgradnju novih TS 110/x kV u okviru kojih je data planirana godina puštanja u pogon i obrazloženje za izgradnju. Takođe, dostavljeni su prijedlozi za povećanje snage postojećih TS 110/x kV sa obrazloženjima.

JP „Komunalno Brčko“ d.o.o. Brčko distrikt BiH je dostavilo prognozu potrošnju na području Brčko distrikta u razmatranom planskom periodu, pri čemu je istaknuto da su postojeći

instalirani kapaciteti u TS Brčko 1 i TS Brčko 2 dovoljni za pokrivanje konzuma u planskom periodu. Takođe, dostavljen je zahtjev za zamjenom postojećih transformatora u TS Brčko 2. Podaci dostavljeni od elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH za potrebe izrade Plana su dati u Prilogu 3..

Pregled novih transformatorskih stanica 110/x kV koje su, na osnovu analiza baziranih na usvojenim kriterijima planiranja, uvrštene u Plan dat je u Prilogu 3. U okviru pregleda novih transformatorskih stanica 110/x kV, prema Zaključku UO Kompanije od 26.03.2014. godine, uvrštena je i nova TS 110/x Stanari.

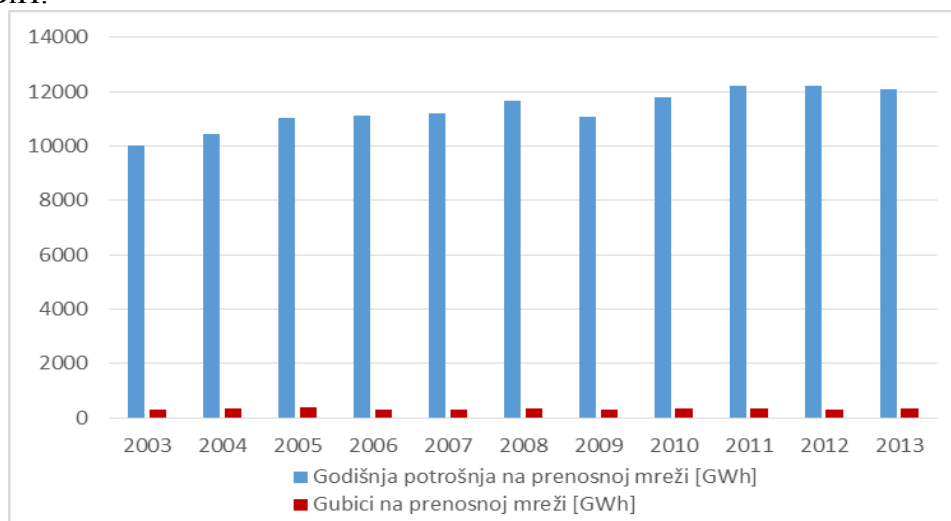
## 6. GUBICI U PRENOSNOJ MREŽI

U periodu 2003. – 2013. godina gubici u prenosnoj mreži su se kretali u iznosu od 2,60% (2012. godine) do 3,6% (2005. godine) ukupne godišnje potrošnje električne energije na prenosnoj mreži, što se može vidjeti iz Tabele 6.1. i dijagrama na slici 6.1. (podaci iz IPRP).

Tabela 6.1. Ukupna godišnja potrošnja na prenosnoj mreži i gubici na prenosnoj mreži u periodu 2003. – 2013.

Godina	2003.	2004.	2005.	2006.	2007.	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.
Godišnja potrošnja na prenosnoj mreži [GWh]	9735,0	10140,9	10662,5	10796,7	10870,5	11338,8	10786,5	11468,9	11879,7	11852,9	11732,0
Gubici na prenosnoj mreži [GWh]	294,84	321,29	383,71	311,07	312,0	326,5	306,1	337,9	324,17	308,14	343,10
Pumpni rad [GWh]	0	0	0		12,4	0	0	2,2	21,4	65,97	0
Ukupna potrošnja na prenosnoj mreži [GWh]	10029,8	10462,2	11046,2	11107,7	11194,9	11665,3	11092,6	11809,0	12225,3	12227,0	12075,1
Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na potrošnju [%]	3,03	3,17	3,60	2,88	2,87	2,88	2,84	2,95	2,73	2,60	2,92

Gubici od 2003. do 2005. godine predstavljaju zbir gubitaka za tri elektroprivrede, dok gubici od 2006. do 2013. godine predstavljaju stvarno izmjerene gubitke na jedinstvenoj prenosnoj mreži u BiH.



Slika 6.1. Ukupna godišnja potrošnja i gubici u prenosnoj mreži u periodu 2003. – 2013.

U Bilansu električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2015. – 2024. godina data je procjena gubitaka u prenosnoj mreži za posmatrani planski period i to u iznosu od 2,2% u odnosu na planiranu proizvodnju na prenosnoj mreži.

Proizvodnja, potrošnja i gubici na mreži prenosa na osnovu izmjerenih vrijednosti u 2013. godini dati su u Tabeli 6.2.

Tabela 6.2. Proizvodnja, potrošnja i gubici – ostvarenje na mreži prenosa u 2013. godini (podaci Elektroprenosa BiH)

GWh	Ostvarenje u 2013. godini												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ukupno
Proizvodnja	1467,5	1546,6	1775,9	1470,6	1221,5	1165,2	1164,2	1174,3	951,7	1142,9	1328,3	1278,2	15686,9
Potrošnja	1083,9	987,3	1039,8	921,2	904,7	884,8	942,5	951,0	897,8	976,4	1003,8	1138,8	11732,0
Gubici	29,3	27,9	29,7	54,4	14,7	21,6	24,9	26,7	24,1	26,4	27,5	30,2	337,4
Gubici (%)	1,68	1,61	1,52	3,21	0,99	1,57	1,70	1,83	1,87	1,82	1,70	1,83	1,78

U Tabeli 6.3. (u IPRP, Tabela 7.6. – Bilansi električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2015. – 2024.) data je prognoza potrošnje električne energije na prenosnoj mreži za tri scenarija potrošnje (niži, bazni i viši), a planirana proizvodnja na prenosnoj mreži za jedan scenarij, koji, pored postojećih proizvodnih objekata, uključuje bilansno uvrštene nove proizvodne objekte. Ovaj scenarij proizvodnje uzima u obzir planirane remonte i dinamiku izlaska iz pogona postojećih proizvodnih jedinica, kao i dinamiku ulaska u pogon novih proizvodnih objekata, te ukupne gubitke na prenosnoj mreži u odnosu na planiranu proizvodnju na prenosnoj mreži.

Tabela 6.3. Planirana proizvodnja na mreži prenosa, prognozirana potrošnja električne energije i gubici na mreži prenosa za period 2015. – 2024.

[GWh]	Godina									
	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
Proizvodnja - scenario I	17672,6	19452,6	19808,6	20083,0	21484,8	21364,8	21508,6	21071,6	21302,6	21262,6
Potrošnja – scenario 1	12087	12268	12452	12639	12828	13021	13216	13414	13615	13820
Potrošnja – scenario 2	12350	12671	13001	13339	13685	14041	14406	14781	15165	15559
Potrošnja – scenario 3	12495	12895	13307	13733	14173	14626	15094	15577	16076	16590
Gubici (2,2% proizvodnje)	388,8	428,0	435,8	441,8	472,7	470,0	473,2	463,6	468,7	467,8

Na osnovu modela EES BiH, koji je detaljno objašnjen u Poglavlju 8, izvršena je analiza gubitaka u snazi (MW) u režimu maksimalnog opterećenja EES BiH po naponskim nivoima i za presječne planske godine. U provedenim analizama gubici mrežnih transformatora 400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV su uračunati u gubitke u 110 kV mreži EES BiH. Gubici blok transformatora u elektranama i gubici transformatora 110/x kV nisu uzeti u obzir. U Tabeli 6.4. prezentirani su rezultati analize.

Tabela 6.4. Gubici u snazi (MW) u režimu maksimalnog opterećenja u EES BiH u prenosnoj mreži po naponskim nivoima i u odnosu na vršno opterećenje EES BiH

Godina	2015.	2019.	2024.
Gubici u 400 kV mreži [MW]	2,54	7,82	14,36
Gubici u 220 kV mreži [MW]	8,45	6,85	23,31
Gubici u 110 kV mreži [MW]	24,53	20,78	41,11
Ukupni gubici u prenosnoj mreži EES BiH [MW]	35,52	35,45	78,78
Vršno opterećenje EES BiH [MW]	2185	2363	2606
Gubici u odnosu na vršno opterećenje EES BiH [%]	1,63	1,50	3,02

## 7. STATISTIKA KVAROVA I VRIJEME ZASTOJA ZBOG KVAROVA I ODRŽAVANJA DALEKOVODA I MREŽNIH TRANSFORMATORA

U Prilogu 5 dat je tabelarni pregled statističkih podataka o zastojsima dalekovoda i mrežnih transformatora zbog kvarova i održavanja za period 2009. – 2013. godina. Za 2009., 2010., 2011. i 2012. godinu su navedeni podaci o ukupnom broju i trajanju zastoja po pojedinim elementima prenosne mreže, dok su za 2013. godinu, pored ukupnog broja i trajanja zastoja, posebno prikazani podaci o ukupnom broju i trajanju neplaniranih, te ukupnom broju i trajanju planiranih zastoja.

Od januara 2008. godine, mjesečni podaci o planiranim i neplaniranim isključenjima dalekovoda i transformatora vode se na način da se razdvoje aktivni kvarovi, prolazni kvarovi, prinudna isključenja i planirana isključenja, pojedinačno po broju i trajanju. Ovakav način evidencije podataka omogućava da se posebno registruju elementi prenosne mreže sa velikim brojem/trajanjem neplanskih zastoja (aktivni i prolazni kvarovi, te prinudna isključenja), odnosno planskih isključenja. Na osnovu tih podataka računaju se pouzdanosti, kako pojedinačnih elemenata, tako sistema u cjelini. Podaci o pouzdanosti zajedno sa podacima o pogonskoj spremnosti važni su za odluku o revitalizaciji, a posebno za elemente koji su na granici svog životnog vijeka. Iz razloga preciznijeg praćenja, za sve zastoje bi, pored broja i trajanja, bilo značajno registrirati razloge koji su doveli do neplanskog, odnosno planskog zastoja, u smislu da li se radi o unutrašnjim ili vanjskim razlozima. Neplanski zastoji sa unutrašnjim razlogom nastaju zbog vlastite neispravnosti posmatranog prenosnog elementa, dok oni sa vanjskim razlogom nastaju zbog djelovanja zaštite ili isklupom. Planska isključenja sa unutrašnjim razlogom nastaju zbog planskih zahvata na samom prenosnom elementu, dok ona sa vanjskim razlogom nastaju zbog planskih zahvata izvan posmatranog elementa. Starost elementa utiče i na neplanske i na planske zastoje, ali samo one sa unutrašnjim razlogom, dok se vanjski razlozi za prisilne i planirane zastoje elemenata prenosne mreže događaju neovisno o starosti istih. Ovim podacima se potkrepljuju obrazloženja prilikom kandidovanja određenog elementa prenosne mreže za zamjenu/rekonstrukciju.

U nekim od susjednih prenosnih sistema, gdje se takođe prate i obrađuju navedeni statistički podaci L[3], neplanirani zastoji se evidentiraju na način da se po trajanju posebno posmatraju oni do 200 sati i oni preko 200 sati, te planirani zastoji do 800 sati i preko 800 sati. Posmatrajući na takav način podatke u prenosnoj mreži BiH za 2013. godinu, može se dati sljedeći pregled:

Tabela 7.1. Pregled neplanskih zastoja po elementima prenosne mreže u 2013. godini ukupnog trajanja dužeg od 200 h/godišnje

Red. br.	Element prenosne mreže (DV/mrežni transformator)	Neplanski zastoj		Napomena
		Ukupan broj zastoja	Ukupno trajanje zastoja (> 200 h/godišnje)	
1.	DV 400 kV Banja Luka 6 – Tuzla	17	520,00	13 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 519,88 sati.
2.	DV 220 kV HE Grabovica – RP Jablanica	30	373,53	28 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 373,50 sati.
3.	DV 220 kV Prijedor 2 – Mraclin (HR)	11	730,48	8 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 730,25 sati.
4.	DV 220 kV RP Jablanica – RP Kakanj	20	511,35	14 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 455,57 sati.

Red. br.	Element prenosne mreže (DV/mrežni transformator)	Neplanski zastoj		Napomena
		Ukupan broj zastoja	Ukupno trajanje zastoja (> 200 h/godišnje)	
5.	DV 110 kV Brčko 1 - Šamac	49	291,83	43 prinudna isključenja ukupnog trajanja 259,67 sati.
6.	DV 110 kV Cementara Kakanj – Zenica 2	7	461,10	1 aktivni kvar u trajanju od 459,77 sati.
7.	DV 110 kV Grude – Imotski (HR)	5	274,17	1 aktivni kvar u trajanju 269,43 sati.
8.	DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2	75	1127,43	21 aktivni kvar ukupnog trajanja 757,32 sati, 36 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 368,25 sati.
9.	Transformator T1 400/110 kV u TS Banja Luka 6	9	371,52	9 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 371,52 sati.
10.	Transformator T2 400/110 kV u TS Banja Luka 6	12	484,22	12 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 484,22 sati.
11.	Transformator T1 400/220 kV u RP Trebinje	7	1871,53	3 aktivna kvara ukupnog trajanja 1866,52 sati.
12.	Transformator T2 400/110 kV u TS Sarajevo 20	7	455,88	4 prinudna isključenja ukupnog trajanja 401,33 sati.
13.	Transformator T1 400/220 kV u TS Sarajevo 20	2	401,42	2 prinudna isključenja ukupnog trajanja 401,42 sati.

Tabela 7.2. Pregled planskih zastoja po elementima prenosne mreže u 2013. godini ukupnog trajanja dužeg od 800 h/godišnje

Red. br.	Element prenosne mreže (DV/mrežni transformator)	Planski zastoj		Napomena
		Ukupan broj zastoja	Ukupno trajanje zastoja (> 800 h/godišnje)	
1.	DV 400 kV Sarajevo 10 – Sarajevo 20	7	815,99	
2.	DV 220 kV RP Trebinje – HE Dubrovnik (1) (HR)	3	1280,48	
3.	DV 110 kV B.Krupa – Vrnograč	6	2165,75	
4.	DV 110 kV Orašje – Županja (HR)	3	1341,63	

U smislu generalne ocjene statističkih podataka za period 2009. – 2013. godina može se uočiti da je ukupan broj i trajanje zastoja u 2013. godini isti kao u 2012. godini, ali nešto dužeg trajanja (za 3594,31 sati) u odnosu na 2012. godinu, uzrokovanog prvenstveno dužim trajanjem planiranih isključenja na dalekovodima. Što se tiče neplaniranih zastoja koji su doveli do prekida u snabdijevanju potrošača električnom energijom može se konstatovati da su uglavnom kraćeg trajanja (do 1 h), a oni dužeg trajanja (preko 10 h) izazvani su ispadima u SN postrojenju.



## 8. MODEL ZA ANALIZE ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA BiH

Proizvodni objekti (postojeći i novi) u EES BiH su, za potrebe provedenih analiza, modelovani u skladu sa IPRP.

Nakon usaglašavanja sa NOS BiH, modeli za prosječne 2015., 2019. i 2024. godinu za režim maksimalnih opterećenja formirani su na sljedeći način:

- Potrošnja na prenosnoj mreži: potrošnja po čvorištima 110/x kV i potrošnja direktnih potrošača (osim Aluminijuma Mostar i RS Silicon) je bazno modelovana na vrijednosti zabilježenih opterećenja u trenutku maksimuma sistema u 2013. godini (24.12.2013. godine u 18:00 sati) koji je iznosio 2074 MW. Za analizirane prosječne godine izvršen je porast maksimalnog opterećenja sistema po godišnjoj stopi od 2%, odnosno izvršen je tako da maksimalna opterećenja sistema u prosječnim godinama odgovaraju prognoziranom vrijednostima datim u IPRP. Na tako dobijene vrijednosti maksimalnih opterećenja sistema po prosječnim godinama dodata je potrošnja RS Silicon (27 MW) jer ovaj potrošač nije bilansiran u IPRP, a planirano je njegovo priključenje u 2015. godini. Potrošnja Aluminijuma Mostar je u svim prosječnim godinama konstantna i iznosi 225 MW.
- Proizvodnja na prenosnoj mreži: kao bazni angažman elektrana na prenosnoj mreži uzet je onaj ostvaren u trenutku maksimuma sistema u 2013. godini, a za svaku prosječnu plansku godinu je onda uzet u obzir izlazak iz pogona postojećih proizvodnih kapaciteta u skladu sa Tabelom 3.6. i izgradnja novih proizvodnih kapaciteta. Ukupna proizvodnja na prenosnoj mreži je za prosječne planske godine definisana na sljedeći način:
  - Za 2015. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 300 MW,
  - Za 2019. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 500 MW,
  - Za 2024. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 800 MW.

Modeli za prosječne 2015., 2019. i 2024. godinu za režim minimalnih opterećenja formirani su na sljedeći način:

- Potrošnja na prenosnoj mreži: potrošnja po čvorištima 110/x kV je bazno modelovana na vrijednosti zabilježenih opterećenja u trenutku minimuma sistema u 2013. godini (02.05.2013. godine u 06:00 sati) koji je iznosio 866 MW. Za analizirane prosječne godine izvršen je porast minimalnog opterećenja sistema po godišnjoj stopi od 3% kako je definisano u IPRP. Na tako dobijene vrijednosti minimalnih opterećenja sistema po prosječnim godinama dodata je potrošnja RS Silicon (27 MW) jer ovaj potrošač nije bilansiran u IPRP, a planirano je njegovo priključenje u 2015. godini. U okviru prognoziranih minimalnih opterećenja sistema u prosječnim godinama potrošnja direktnih potrošača je zadržana na istom nivou kao u modelu maksimalnih opterećenja. Reaktivna opterećenja u režimu minimalnih opterećenja su modelovana sa faktorom snage 0,9.
- Proizvodnja na prenosnoj mreži: kao bazni angažman elektrana na prenosnoj mreži uzet je onaj ostvaren u trenutku minimuma sistema u 2013. godini, a za svaku prosječnu plansku godinu je onda uzet u obzir izlazak iz pogona postojećih proizvodnih kapaciteta u skladu sa Tabelom 3.6. i izgradnja novih proizvodnih kapaciteta. Ukupna proizvodnja na prenosnoj mreži je za prosječne planske godine definisana na sljedeći način:
  - za 2015. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 300 MW,
  - za 2019. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 500 MW,

- za 2024. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 800 MW.

Modeli susjednih sistema za 2015. i 2019. godinu su preuzeti iz SECI modela za režim maksimalnih i minimalnih opterećenja za 2015. godinu, a za 2024. godinu iz SECI modela za 2020. godinu.

Vežano za rad generatorskih jedinica u induktivnom/kapacitivnom režimu primijenjen je koncept da je, u cilju održanja profila modula napona po generatorskim čvorištima, rad generatorskih jedinica u skladu sa njihovom pogonskom kartom.

Prognoza opterećenja novih čvorišta 110/x kV izvršena je tako što je učešće opterećenja novog čvorišta u maksimalnom opterećenju EES BiH, prognoziranom u IPRP, izračunato na sljedeći način:

$$p(i) = \frac{P_v(i)}{\sum_j^n P_v(j)}$$

Gdje su:

$i$  –  $i$ -to novo čvorište 110/x kV,

$p(i)$  – učešće  $i$ -tog novog čvorišta u istovremenom maksimalnom opterećenju EES BiH,

$P_v(j)$  – vršno opterećenje  $j$ -tog čvorišta 110/x kV prema prognozi distributivne potrošnje,

$n$  – ukupan broj svih distributivnih čvorišta 110/x kV u EES BiH.

Na osnovu ovako dobivenog učešća opterećenja novog čvorišta 110/x kV u prognoziranom maksimalnom istovremenom opterećenju EES BiH u razmatranoj planskoj godini, opterećenje novog čvorišta se računa na sljedeći način:

$$P(i) = (P - P_{dir}) \cdot p(i)$$

Gdje su:

$P(i)$  – opterećenje  $i$ -tog novog čvorišta 110/x kV u (MW),

$P$  – maksimalno opterećenje EES BiH na mreži prenosa u razmatranoj godini u skladu sa IPRP,

$P_{dir}$  – ukupno opterećenje svih industrijskih potrošača direktno spojenih na prenosnu mrežu.

Ovaj način prognoze potrošnje po čvorištima 110/x kV je korišten kod određivanja potreba izgradnje novih objekata prenosne mreže primjenom kriterija sigurnosti (n-1) pri čemu su reaktivna opterećenja u režimu maksimalnih opterećenja uzeta sa faktorom snage 0,95.

Opterećenja industrijskih potrošača priključenih direktno na prenosnu mrežu modelovana su kako je već gore navedeno, pri čemu se uzelo u obzir da maksimalna snaga direktno priključenog potrošača ne smije preći iznose koje su ovi potrošači dostavili za potrebe izrade IPRP. Maksimalno opterećenje Steelmin BH d.o.o. Jajce je preuzeto iz Ugovora o korištenju prenosne mreže koji su ovaj korisnik i Elektroprenos BiH sklopili u toku 2012. godine. Maksimalno opterećenje industrijskih potrošača je dato u Tabeli 8.

Tabela 8. Maksimalno opterećenje industrijskih potrošača

Naziv potrošača	Opterećenje (MW)
Aluminij d.d. Mostar	234
Arcelor Mittal Steel Zenica	110
B.S.I. Jajce	27
Alumina Zvornik	16
Cementara Kakanj	13,3
Steelmin BH d.o.o. Jajce	60
Željezara Ilijaš	5,6
R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad	27
Ukupno	492,9

### 8.1. Ulazni podaci za model

Objekti koji su ušli u model formiran za potrebe analiza tokova snaga i naponskih prilika u normalnom pogonskom stanju, kao i analiza tokova snaga i naponskih prilika uz primjenu (n-1) kriterija sigurnosti, su:

#### 8.1.1. Odobreni Planovi investicija

Pored postojećih objekata, u model EES BiH uvršteni su novi objekti i postojeći objekti (ukoliko planirana rekonstrukcija ima uticaj na model EES) planirani za rekonstrukciju odobreni Planom investicija za 2015. godinu, a čija realizacija još uvijek nije završena. Objekti i procjena godine završetka dati su u Tabeli 8.1.

Tabela 8.1. Objekti odobreni Planom investicija

Red. br.	Projekat/Objekat	Procjena završetka (godina)
1.	Rekonstrukcija DV 35 (110 kV) Mrkonjić Grad – Šipovo	2015
2.	TS 110/x kV Tuzla 3 sa priključnim DV	2015
3.	TS 400/x kV Trebinje (drugi transformator 220/110 kV)	2015
4.	DV 110 kV HE Mostar – Mostar 1	2015
5.	DV 2x220 kV Posušje – Rama	2015
6.	Rekonstrukcija DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare	2015
7.	Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20/I	2015
8.	DV 110 kV Sarajevo 18 – Sarajevo 20 (polje Sarajevo 20 u TS Sarajevo 18)	2015
9.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 2	2015
10.	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	2015
11.	DV 110 kV Tomislavgrad – Rama*	2015
12.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg	2015
13.	Rekonstrukcija DV 110 kV Grude – Široki Brijeg	2015
14.	TS 110/35 kV Stanari (premještanje stare TS na novu lokaciju)	2016

Red. br.	Projekat/Objekat	Procjena završetka (godina)
15.	TS 110/x kV Šipovo	2016
16.	TS 110/x kV Fojnica	2016
17.	DV 110 kV Visoko – Fojnica	2016
18.	DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići ulaz/izlaz za TS Žepče	2016
19.	TS 110/x kV Laktaši 2 sa priključnim DV	2016
20.	TS 110/x kV Bužim	2016
21.	TS 110/35/10(20) kV Mostar 9	2016
22.	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Mostar 1– Čapljina u TS Mostar 9	2016
23.	TS 110/x kV Banja Luka 9 sa priključnim DV	2016
24.	TS 110/x kV Žepče	2016
25.	TS 110/x kV Čitluk 2	2016
26.	DV 2x110 kV TS Čitluk 2 na DV 110 kV Čitluk – Ljubuški	2016
27.	TS 110/x kV Gradiška 2 sa priključnim DV	2016
28.	TS 110/x kV Prnjavor 2 sa priključnim DV	2016
29.	TS 110/x kV Ilijaš	2016
30.	TS 400/110/x kV Sarajevo 10	2016
31.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina	2016
32.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 2 – Stolac	2016
33.	Rekonstrukcija DV 2x110 kV Mostar 1 – HE Jablanica	2016
34.	DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2016
35.	DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres	2016
36.	DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 9	2016
37.	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (dionica Ugljevik – Blagojevića Han 19 km)	2016
38.	Rekonstrukcija DV 110 kV Grude – Imotski (HR)	2016
39.	Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10	2016
40.	Rekonstrukcija DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi (CG)	2016
41.	Rekonstrukcija DV 110 kV Bileća – Nikšić	2016
42.	DV 2x110 kV za TS Pazarić ulaz/izlaz na DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići	2016
43.	TS 110/x kV Sarajevo 12	2017
44.	TS 110/x kV Kalesija	2017
45.	DV 2x110 kV Kalesija ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2017
46.	TS 110/x kV Kneževo	2017
47.	DV 110 kV Kotor Varoš – Kneževo	2017
48.	TS 110/x kV Jelah sa priključnim DV	2017
49.	DV 110 kV Jelah – Tešanj	2017
50.	TS 110/x kV Prijedor 6	2017

Red. br.	Projekat/Objekat	Procjena završetka (godina)
51.	DV 2x110 kV ulaz/izlaz za TS Prijedor 6 na DV 110 kV B. Luka 6 – K. Dubica	2017
52.	TS 110/x kV Željuša	2017
53.	DV 2x110 kV za TS Željuša ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1	2017
54.	TS 110/x kV B. Luka 10	2017
55.	DV 110 kV Novi Grad – Banja Luka 6 (dionica od DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak do Kostajnica – TS Novi Grad)	2017
56.	DV 110 kV B. Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do B.Luka 5)	2017
57.	Rekonstrukcija DV 110 kV Stolac – Bileća (dionica Berkovići – Stolac)	2017
58.	DV 110 kV Rama – Uskoplje	2017
59.	DV 110 kV Banovići – Zavidovići	2017
60.	DV 110 kV Kneževo – Šipovo	2017
61.	Rekonstrukcija DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2	2017
62.	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT – TS Gradačac)	2017
63.	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (svođenje u TS Prijedor 1)	2017
64.	TS 110/x kV Kostajnica	2018
65.	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica	2018

\* – nedostaje Upotrebna dozvola za dio dalekovoda na području Hercegovacko – neretvanskog kantona

### 8.1.2. Radijalno napojene TS 110/x kV

U okviru dosadašnje konfiguracije prenosne mreže postoji 15 trafostanica 110/x kV radijalno napojenih po 110 kV naponu. Jedan od kriterija definisanih MK (poglavlje 4.), koji moraju biti zadovoljeni kod planiranja razvoja prenosne mreže, je kriterij sigurnosti (n-1). U slučaju radijalnog priključka transformatorske stanice 110/x kV na prenosnu mrežu jednim vodom, od kriterija (n-1) može se privremeno odstupiti, ako je osigurano napajanje iz srednjenaponskih mreža u punom iznosu. Dugoročno gledano, neophodno je osigurati napajanje iz dva smjera za sve 110/x kV trafostanice, te je u Planu za sve radijalno napojene transformatorske stanice planirano obezbjeđenje dvostranog napajanja. Za transformatorske stanice za koje je moguće obezbijediti dvostrano napajanje iz više pravaca analizirane su moguće varijante i odabrana bolja sa tehničkog i ekonomskog aspekta.

Pregled radijalno napojenih TS i analiziranih načina obezbjeđenja dvostranog napajanja prikazan je u Tabeli 8.2. Prioriteti su određeni na osnovu nivoa konzuma koji ostaje bez napajanja i vremena potrebnog za realizaciju druge veze.

Tabela 8.2. Radijalno napojene TS

Red. br.	Naziv TS	Način obezbjeđenja dvostranog napajanja	Godina izgradnje
1.	TS Kotor Varoš	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	2015.*
2.	TS Sarajevo 18	Rekonstrukcija DV polja 110 kV Sarajevo 20 u TS Sarajevo 18	2015.*

Red. br.	Naziv TS	Način obezbjeđenja dvostranog napajanja	Godina izgradnje
3.	TS Gacko	DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2016.*
4.	TS Nevesinje		
5.	TS Kupres	DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres	2016.*
6.	TS Tešanj	DV 110 kV Jelah – Tešanj	2017.*
7.	TS Uskoplje	DV 110 kV Rama – Uskoplje	2017.*
8.	TS Novi Grad	DV 110 kV Novi Grad – Banja Luka 6 (dionica od DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak do TS Novi Grad)	2017.*
9.	TS Stolac	Rekonstrukcija DV 110 kV Bileća – Stolac (dionica Berkovići – Stolac)	2017.*
10.	TS Banovići	DV 110 kV Banovići – Zavidovići	2017.*
11.	TS Šipovo	DV 110 kV Kneževo – Šipovo	2017.*
12.	TS Kneževo		
13.	TS Kiseljak	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica	2018.*
14.	TS Foča	DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča (dionica Miljevina – Foča)	2018.
15.	TS Srebrenica	DV 110 kV Srebrenica – Vlasenica (dionica Konjević Polje – Srebrenica)	2018.
16.	TS Cazin 2	DV 110 kV Cazin 1 – Cazin 2/II	2019.
17.	TS Vareš	DV 110 kV Vareš – Kladanj	2023.

\* U Planu investicija

### 8.1.3. Krute veze

U prenosnoj mreži BiH postoji šest transformatorskih stanica 110/x kV koje su u 110 kV mrežu uklopljene po sistemu krute veze (T spoj). S obzirom da ovakav način uvezivanja reducira pouzdanost i sigurnost napajanja potrošača, to je u toku planskog perioda predviđeno rješavanje svih postojećih krutih veza u sistemu.

Pregled objekata sa krutim vezama i analiziranim načinom njihovog rješavanja dat je u Tabeli 8.3.

Tabela 8.3. Krute veze u sistemu

Red. br.	Naziv objekta	Kruta veza na	Način rješavanja	Godina izgradnje
1.	TS Pazarić	DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići DV 110 kV Sarajevo 1 – HE Jablanica/II	Ulaz/izlaz na DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići	2016.* (kompletiranje polja u 2019. g.)
2.	TS Prijedor 1	DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak II	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2	2017.*
3.	TS Brčko 2	DV 110 kV Gradačac – Derventa	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT – TS Gradačac)	2017.*
4.	TS B. Luka 5	DV 110 kV HE Bočac – Banja Luka 1	DV 110 kV B. Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do B.Luka 5) ili izgradnja novog DV 110 kV B. Luka 5 – HE Bočac	2017.*

Red. br.	Naziv objekta	Kruta veza na	Način rješavanja	Godina izgradnje
5.	TS Vlasenica	DV 110 kV Zvornik – Srebrenica	DV 110 kV Srebrenica – Vlasenica (dionica Konjević Polje – Srebrenica)	2018.
6.	TS Doboj Istok	DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica (izgradnja TS 110/x kV Doboj Istok)	2018.

\* U Planu investicija

#### 8.1.4. Objekti van funkcije

Iako je prenosna mreža, nakon ratnih dejstava, najvećim dijelom vraćena u funkciju, preostalo je 12 dalekovoda 110 kV koji još uvijek nisu sanirani, te je u planskom periodu predviđeno njihovo saniranje i vraćanje u funkciju. U model su uvršteni objekti prikazani u Tabeli 8.4.

Tabela 8.4. Objekti van funkcije

Red. br.	Naziv objekta	Godina vraćanja u funkciju
1.	DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare	2015.*
2.	DV 110 kV Sarajevo 20 – Sarajevo 13/I	2015.*
3.	DV 110 kV Sarajevo 18 – Sarajevo 20	2015.*
4.	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 2	2015.*
5.	DV 110 kV Sarajevo 10 – Sarajevo 7/II	2016.*
6.	DV 110 kV Sarajevo 10 – Sarajevo 2	2016.*
7.	DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina	2016.*
8.	DV 110 kV Mostar 2 – Stolac	2016.*
9.	DV 2x110 kV Mostar 1 – HE Jablanica	2016.*
10.	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2017.
11.	DV 110 kV Stolac – Bileća	2017.*
12.	DV 110 kV Goražde – Pljevlja	2020. **

\* U Planu investicija

\*\* Ovaj DV se rekonstruiše na području BiH, ali se ne vraća u funkciju već ostaje u pogonu po 35 kV.

#### 8.1.5. Rekonstrukcije dalekovoda

U skladu sa definisanim kriterijima za sanaciju/rekonstrukciju DV u model EES BiH uvršteni su dalekovodi dati u Tabeli 8.5. pri čemu su navedeni samo oni čiji parametri utiču na promjene u modelu sa aspekta analize tokova snaga, a koji nisu uvršteni u Planove investicija.

Tabela 8.5. Rekonstrukcije DV

Red. br.	Naziv DV	Obim rekonstrukcije	Završetak rekonstrukcije
1.	DV 110 kV Bileća – Trebinje 1	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže AlFe 150/25 mm <sup>2</sup> ) novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	2016
2.	DV 110 kV Trebinje – Trebinje 1		
3.	DV 110 kV Bijeljina 3 – Brčko 2		
4.	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6		

Red. br.	Naziv DV	Obim rekonstrukcije	Završetak rekonstrukcije
5.	DV 110 kV Neum – Opuzen	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže AlFe 150/25 mm <sup>2</sup> ) novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	2016
6.	DV 110 kV Neum – Ston		
7.	DV 110 kV Čapljina – Opuzen		
8.	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7		
9.	DV 110 kV Trebinje – Komolac		
10.	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 7		
11.	DV 110 kV Derventa – Doboj 3	Zamjena starog užeta AlFe 210/35 mm <sup>2</sup> novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	2017
12.	DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže Cu 120 mm <sup>2</sup> ) novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	
13.	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	Deminiranje i izgradnja dionice SM 56.-TS Zvornik; od TS Tuzla 5-SM 56 stubovi u lošem stanju; izolacija polimerna, ostala izolacija je staklo	
14.	DV 110 kV Doboj 2 – Doboj 3	Zamjena starog užeta AlFe 210/35 mm <sup>2</sup> novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	2018
15.	DV 110 kV Lukavac – Srebrenik	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže AlFe 150/25 mm <sup>2</sup> ) novim AlFe 240/40 mm <sup>2</sup> užetom	2021

### 8.1.6. Novi proizvodni/potrošački objekti

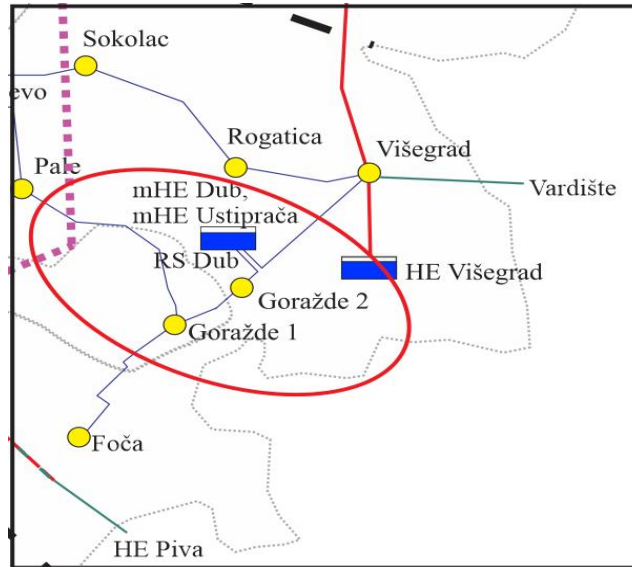
U skladu sa tačkom 5.2.1. MK, po kojoj Elektroprenos BiH mora različitim kategorijama Korisnika obezbijediti mogućnost priključenja na prenosnu mrežu, u model su uvršteni svi priključni dalekovodi za nove proizvodne objekte koji su bilansirani u IPRP. Način priključenja proizvodnih objekata definisan je Elaboratom. S obzirom da izgradnja novih proizvodnih objekata kasni u odnosu na rokove koje su dostavili investitori kod izrade Elaborata, odnosno rokove definisane izdatim Uslovima za priključak, to postoji razlika između godina priključenja definisanih Uslovima za priključak i godine u kojoj je određena elektrana bilansirana u IPRP.

Osim novih proizvodnih objekata prema IPRP, u Planu je, prema dogovoru sa NOS BiH, uvršten i potrošač R-S Silicon za koji je Elaborat urađen u julu 2014. godine. S obzirom da je priključenje ovog potrošača planirano za 2015. godinu, isti je uvršten u svim analizama za Plan.



### 8.1.6.1. MHE Ustiprača i MHE Dub

MHE Dub i MHE Ustiprača, instalisane snage  $2 \times 4,7$  MW i  $2 \times 3,86$  MW (ukupno 17,12 MW), godišnje proizvodnje 41,28 GWh i 33,13 GWh, investitora Hidroinvest d.o.o., priključuju se na rasklopište 35/110 kV Dub. Prema L[4] priključenje rasklopišta 35/110 kV Dub na prenosnu mrežu izvesti će se po principu ulaz – izlaz DV  $2 \times 110$  kV na DV 110 kV Višegrad – Goražde 2, a planirani termin priključenja je 2015. godina. Način uklapanja MHE Dub i MHE Ustiprača prikazan je na Slici 8.1.

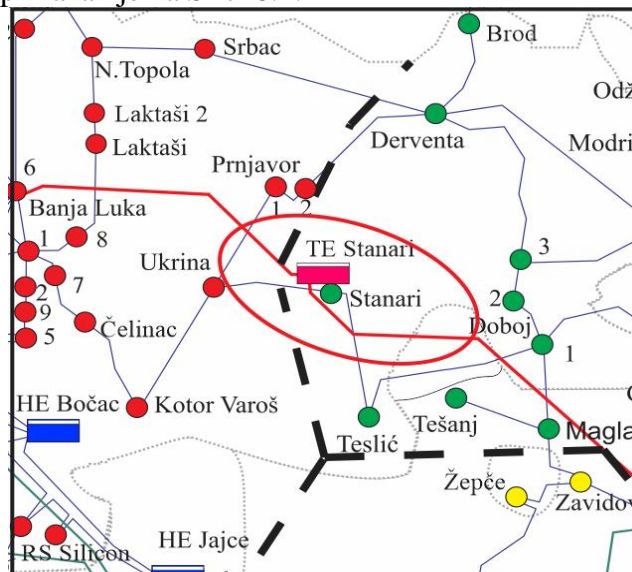


Slika 8.1. Uklapanje MHE Dub i MHE Ustiprača u EES BiH

### 8.1.6.2. TE Stanari

TE Stanari, instalisane snage  $1 \times 300$  MW, godišnje proizvodnje 2.000 GWh, investitora EFT – Rudnik i Termoelektrana Stanari d.o.o., planira se priključiti na prenosnu mrežu 400 kV u 2016. godini.

Prema L[5] priključenje TS Stanari na prenosnu mrežu izvesti će se po principu ulaz – izlaz DV 400 kV B.Luka 6 – Tuzla 4 i po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Stanari – Ukrina (vlastita potrošnja TE Stanari), a planirani termin priključenja je 2016. godina. Način uklapanja TE Stanari prikazan je na Slici 8.2.

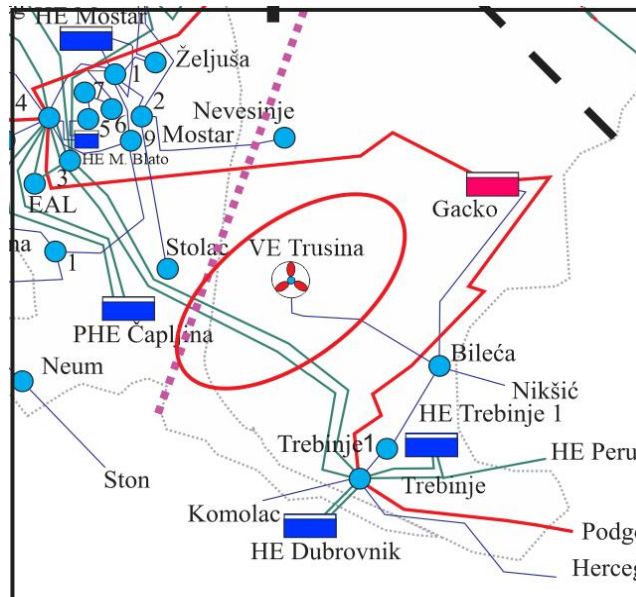


Slika 8.2. Uklapanje TE Stanari u EES BiH

### 8.1.6.3. VE Trusina

VE Trusina, instalisane snage 17x3 MW (51 MW), godišnje proizvodnje 160,0 GWh, investitora EOL Prvi d.o.o., planira se priključiti na prenosnu mrežu 110 kV u 2016. godini. Prema L[6] uklapanje VE Trusina predviđeno je u dvije faze izgradnjom DV 2x110 kV od VE Trusina do postojećeg DV 110 kV Bileća – Stolac. Budući da dionica DV 110 kV Bileća – Stolac od Stoca do Berkovića nije rekonstruisana to će se do njene rekonstrukcije, u prvoj fazi priključenja, jedan sistem DV 2x110 kV od VE Trusina do postojećeg DV 110 kV Bileća – Stolac koristiti po 110 kV kao DV 110 kV VE Trusina – Bileća. Drugi sistem DV 2x110 kV od VE Trusina do postojećeg DV 110 kV Bileća – Stolac će se do rekonstrukcije dionice DV 110 kV Bileća – Stolac od Stoca do Berkovića koristiti po 35 kV naponu za napajanje konzuma Berkovića.

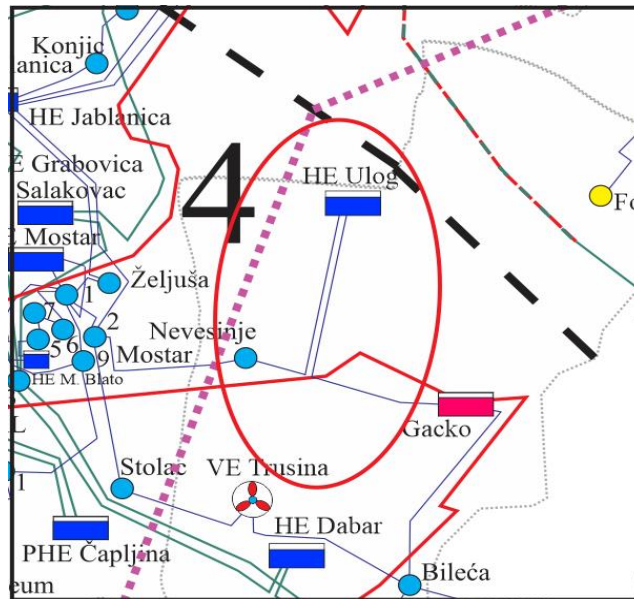
U drugoj fazi će se, nakon rekonstrukcije DV 110 kV Bileća – Stolac od Stoca do Berkovića, VE Trusina priključiti po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Bileća – Stolac. Način uklapanja VE Trusina u prvoj fazi priključenja prikazan je na Slici 8.3.



Slika 8.3. Priključenje VE Trusina u EES BiH

### 8.1.6.4. HE Ulog

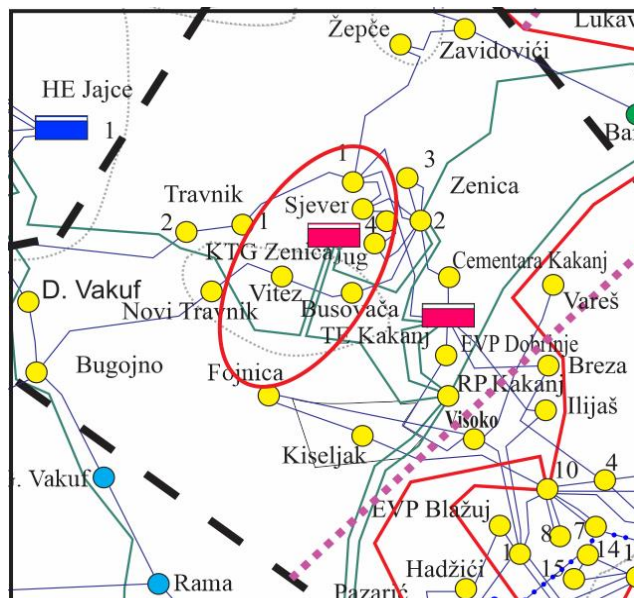
HE Ulog, instalisane snage 2x17,22 MW (34,44 MW), godišnje proizvodnje 82.340 MWh, investitora EFT – HE Ulog d.o.o., priključuje se na 110 kV mrežu u 2017. godini (procjena NOS BiH iz IPRP). Prema L[7] uklapanje HE Ulog predviđeno je po principu ulaz/izlaz na budući DV 110 kV Nevesinje – Gacko. Način uklapanja HE Ulog prikazan je na Slici 8.4.



Slika 8.4. Uklapanje HE Ulog u EES BiH

#### 8.1.6.5. TE – TO Zenica

TE – TO Zenica, instalisane snage  $2 \times 126 \text{ MW} + 1 \times 135,5 \text{ MW}$  (387,5 MW), godišnje proizvodnje 3.250,8 GWh, investitora KTG Zenica, planira se priključiti na prenosnu mrežu 220 kV u 2017. godini (procjena NOS BiH iz IPRP). Prema L[8] uklapanje TE - TO Zenica predviđeno je po principu ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Kakanj – Prijedor i izgradnjom DV 220 kV TE – TO Zenica – Zenica 2. Način uklapanja TE –TO Zenica prikazan je na Slici 8.5.

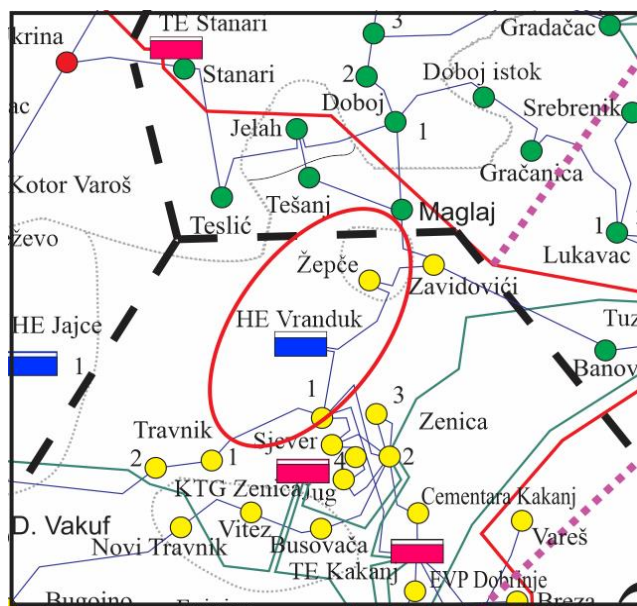


Slika 8.5. Priključenje TE – TO Zenica u EES BiH

#### 8.1.6.6. HE Vranduk

HE Vranduk, instalisane snage  $2 \times 9,28 \text{ MW} + 1 \times 1,07 \text{ MW}$  (19,63 MW), godišnje proizvodnje 96,38 GWh, investitora JP EP BiH, prema L[9] priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići (Žepče). Prema izdatim Uslovima za

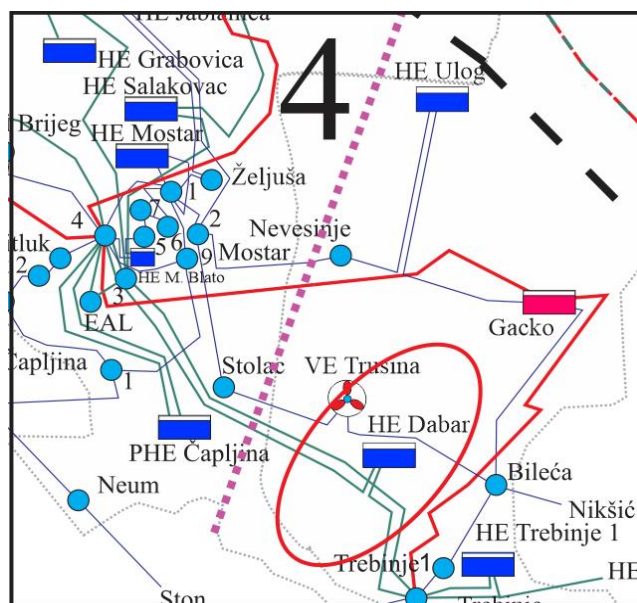
priključak na prenosnu mrežu, planirano je priključenje 2015. godine, a u IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2018. godini. Način uklapanja HE Vranduk prikazan je na Slici 8.6.



Slika 8.6. Uklapanje HE Vranduk u EES BiH

#### 8.1.6.7. HE Dabar

HE Dabar, instalisane snage  $3 \times 53,5$  MW (160,5 MW), godišnje proizvodnje 251,8 GWh, investitora MH ERS, prema L[10] priključuje se na 220 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 220 kV Mostar 3 – Trebinje/II. Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu, planirano je priključenje 2016. godine, a u IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2019. godini. Način uklapanja HE Dabar prikazan je na Slici 8.7.

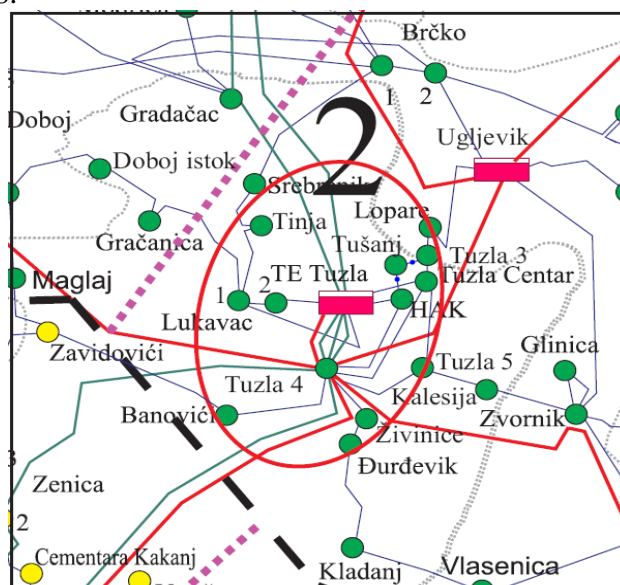


Slika 8.7. Uklapanje HE Dabar u EES BiH

#### 8.1.6.8. Blok 7 u TE Tuzla

TE Tuzla – blok 7, instalisane snage  $1 \times 450$  MW, godišnje proizvodnje 2.604 GWh, investitora JP EP BiH, planira se priključiti na prenosnu mrežu 400 kV u 2019. godini. Prema

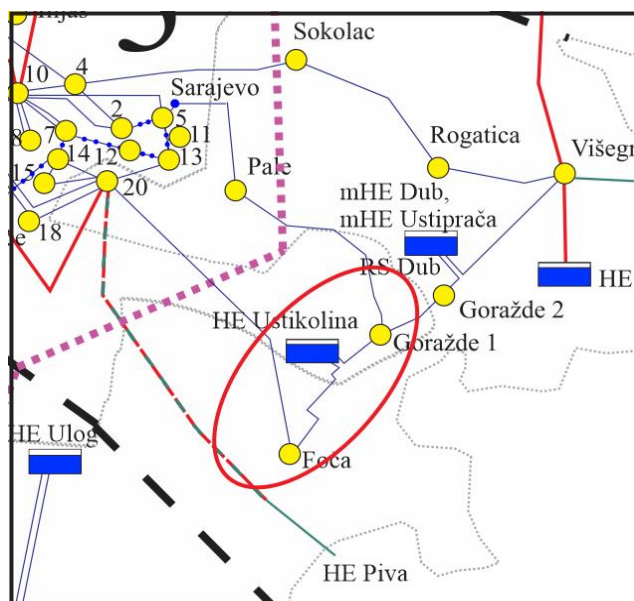
L[11] uklapanje bloka 7 u TE Tuzla na prenosnu mrežu 400 kV predviđeno je direktnom vezom na sabirnice 400 kV u TS Tuzla. Prilikom izdavanja Uslova za priključak investitor se izjasnio da prihvata priključenje direktno na TS 400/220/110 Tuzla 4 sa jednim jednosistemskim 400 kV dalekovodom. Način uklapanja bloka 7 TE Tuzla u EES BiH prikazan je na Slici 8.8.



Slika 8.8. Priključenje bloka 7 TE Tuzla u EES BiH

#### 8.1.6.9. HE Ustikolina

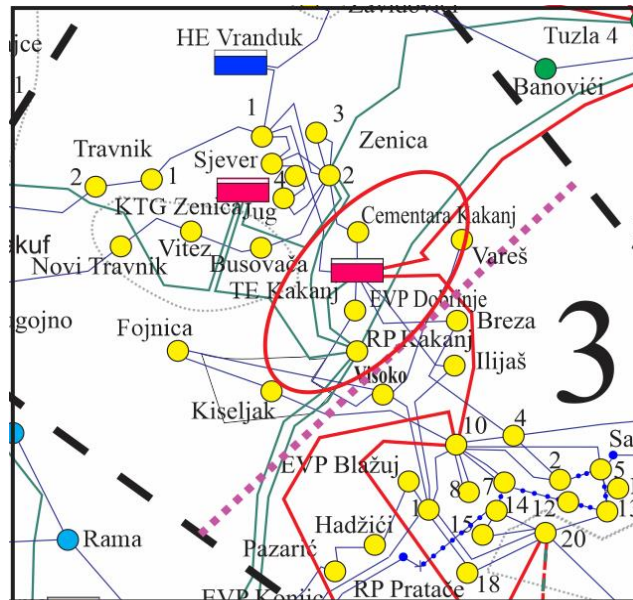
HE Ustikolina, instalisane snage  $3 \times 20,16$  MW (60,48 MW), godišnje proizvodnje 236,8 GWh, investitora JP EP BiH, prema L[12] priključuje se na 110 kV mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Foča – Goražde 1. U IPRP HE Ustikolina je bilansno uključena u 2021. godini. Uslovi za priključak HE Ustikolina na prenosnu mrežu još uvijek nisu izdati jer investitor nije dostavio Urbanističku saglasnost za izgradnju elektrane. Način uklapanja HE Ustikolina prikazan je na Slici 8.9.



Slika 8.9. Priključenje HE Ustikolina u EES BiH

### 8.1.6.10. Blok 8 u TE Kakanj

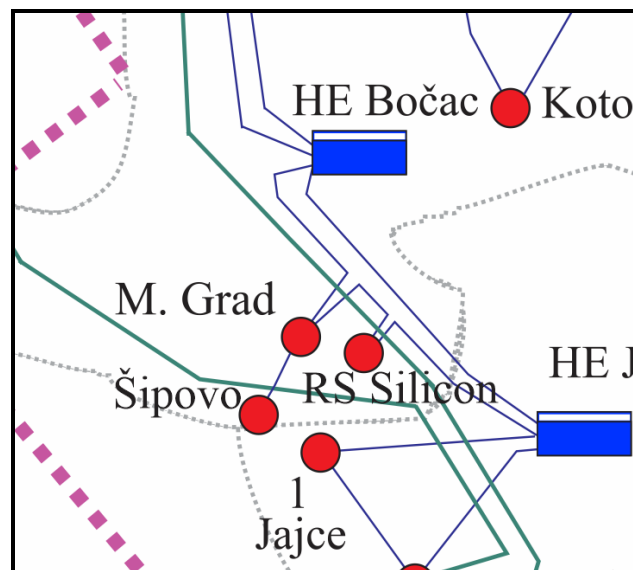
TE Kakanj – blok 8, instalisane snage 1x300 MW, godišnje proizvodnje 910,0 GWh, investitora JP EP BiH, planira se priključiti na prenosnu mrežu 400 kV u 2022. godini. Prema L[13] uklapanje bloka 8 u TE Kakanj predviđeno je po principu ulaz/izlaz na DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla, te prelaskom sadašnjih sabirnica i postojećeg bloka 7 sa 220 kV na 400 kV. Način uklapanja bloka 8 TE Kakanj u EES BiH prikazan je na Slici 8.10.



Slika 8.10. Priključenje bloka 8 TE Kakanj u EES BiH

### 8.1.6.11. R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad

Potrošač R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad, instalisane snage 36 + 5 MVA (priključne snage 27 MW), godišnje potrošnje 220 GWh, investitora R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad, planira se priključiti na mrežu 110 kV u 2015. godini. Prema L[14] uklapanje R-S Silicon na prenosnu mrežu predviđeno je po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jajce 1 – Mrkonjić Grad. Način uklapanja R-S Silicon prikazan je na Slici 8.11.



Slika 8.11. Uklapanje R-S Silicon

Korisnici čije je priključenje predviđeno u planskom periodu sa načinom i godinom priključenja (prijava NOS-u BiH)/bilansiranja (procjena NOS BiH iz IPRP) dati su u Tabeli 8.6.

Tabela 8.6. Novi proizvodni/potrošački objekti

Red. broj	Proizvodni/potroš. objekat	Način priključenja	Godina priključenja/bilansiranja
1.	RS Dub	ulaz/izlaz na DV 110 kV Višegrad – Goražde 2	2015./2015.
2.	HE Vranduk	ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići (Žepče)	2018./2018.
3.	HE Ulog	ulaz/izlaz na DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2015./2017.
4.	HE Dabar	ulaz/izlaz na DV 220 kV Mostar 3 – RP Trebinje/II	2019./2019.
5.	TE Stanari	ulaz/izlaz na DV 400 kV Banja Luka 6 – Tuzla 4	2016./2016.
	TE Stanari – vlastita potrošnja	ulaz/izlaz na DV 110 kV Stanari – Ukrina	
6.	HE Ustikolina	ulaz/izlaz na DV 110 kV Goražde 1 – Foča	2021./2021.
7.	TE Tuzla, blok 7	DV 400 kV Tuzla – TE Tuzla (G7)	2019./2019.
8.	TE Kakanj, blok 8	ulaz/izlaz na DV 400 kV Sarajevo 10–Tuzla	2022./2022.
9.	TE – TO Zenica	ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Kakanj – Prijedor 2 i DV 220 kV TE – TO Zenica – Zenica 2	2015./2017.
10.	VE Trusina	ulaz/izlaz na DV 110 kV Bileća – Stolac	2015./2016.
11.	R-S Silicon	Ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jajce 1 – Mrkonjić Grad	2015.

### 8.1.7. Novi interkonektivni vodovi

U Plan su uvršteni novi interkonektivni vodovi dati u Tabeli 8.7.

Tabela 8.7. Novi interkonektivni vodovi

Red. broj	Naziv objekta	Godina puštanja u pogon
1.	DV 2x400 kV Višegrad – Vardište (Bajina Bašta – Pljevlja)	2018./2023.
2.	DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika	2022.
3.	DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo	2024.

DV 2x400 kV Višegrad – Vardište (B. Bašta – Pljevlja) je uvršten u Plan na osnovu rezultata Studije izvodljivosti: 400 kV Interconnection Serbia-Montenegro-BiH (konačni izvještaj) L[15]. U prvoj fazi (2018. godina) planira se izgradnja i puštanje u pogon jedne trojke voda DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta uz demontažu postojeće veze DV 220 kV Višegrad – Požega. U drugoj fazi (2023. godina) planira se puštanje u pogon druge trojke voda 400 kV od TS Višegrad do Pljevalja uz uvođenje ovog voda u PHE Bistrica na način da se ostvaruje

veza DV 400 kV Višegrad – PHE Bistrica – Pljevlja. Dužina dvostrukog dalekovoda 400 kV od TS Višegrad do granice sa Srbijom iznosi 19 km. Izgradnja DV 2x400 kV Višegrad – Vardište (B. Bašta – Pljevlja) je uvrštena i u TYNDP 2014, a potvrđena je i u TYNDP 2016.

DV 400 kV Buk Bijela (Sarajevo 20) – Brezna nije uvršten u Plan, iako se nalazi u Zaključku Uprave Kompanije br. 01-2210/2014 od 26.03.2014. godine, jer je ovaj DV razmatran u Studiji izvodljivosti: 400 kV Interconnection Serbia-Montenegro-BiH, ali je kao konačno rješenje odabrana veza DV 2x400 kV Višegrad – Vardište (B. Bašta – Pljevlja).

Za DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika postignut je dogovor između HOPS-a, NOS BiH i Elektroprenosa BiH da se pokrene inicijativa prema Evropskim fondovima za sufinansiranje prilikom izrade Studije izvodljivosti, projektovanja i same izgradnje dalekovoda. Ovaj DV je u Plan uvršten na osnovu Zaključka Uprave Kompanije br. 01-2210/2014 od 26.03.2014. godine. Prema preliminarnim razmatranjima dužina dalekovoda 400 kV u Bosni i Hercegovini iznosi 115 km (ukupna dužina dalekovoda je 160 km). Izgradnja DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika je uvrštena i u TYNDP 2014, a potvrđena je i u TYNDP 2016.

DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo je uvršten u Plan na osnovu Zaključka Uprave Kompanije br. 01-2210/2014 od 26.03.2014. godine. Prema preliminarnim razmatranjima dužina dalekovoda 400 kV u Bosni i Hercegovini iznosi 64,7 km (ukupna dužina dalekovoda je 101 km). Izgradnja DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo je kao usaglašeni prijedlog između NOS BiH i HOPS-a predložena za dalje analize u TYNDP 2016, za period do 2030. godine.

Zbog naprijed navedenog kao ulazni podatak za model EES BiH u okviru Plana uvrštena je izgradnja interkonekcije DV 2x400 kV Višegrad – Vardište (B. Bašta – Pljevlja), dok druge dvije interkonekcije nisu uvrštene kao ulazni podatak za početne modele u presječnim planskim godinama.

### 8.1.8. Nove TS 110/x kV

Polazeći od odredbi MK i Uslova za korištenje licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije da Elektroprenos, kod izrade Dugoročnog plana razvoja, treba „voditi računa i o razvojnim planovima distributera“, ustanovljeni su kriteriji u okviru poglavlja 4. na osnovu kojih je procijenjena potreba i opravdanost izgradnje objekata predloženih od strane elektroprivrednih preduzeća u BiH.

Nove transformatorske stanice 110/x kV sa načinom priključenja, te planiranom dinamikom izgradnje date su u Tabeli br. 8.8.

Tabela 8.8. Nove TS 110/x kV sa načinom priključenja

Red. br.	Naziv objekta	Način priključenja	Godina izgradnje
1.	TS 110/x kV Tuzla 3*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare	2015
2.	TS 110/x Čitluk 2*	ulaz/izlaz DV 110 kV Čitluk – Ljubuški	2016
3.	TS 110/x kV Banja Luka 9*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 2 – Banja Luka 5	2016
4.	TS 110/x kV Bužim*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Bosanska Krupa – Vrnograč	2016
5.	TS 110/x kV Fojnica*	DV 110 kV Visoko – Fojnica	2016



Red. br.	Naziv objekta	Način priključenja	Godina izgradnje
6.	TS 110/x kV Gradiška 2*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Gradiška	2016
7.	TS 110/x kV Ilijaš*	ugradnja transformacije 110/x kV u TS 110/x kV Željezara Ilijaš	2016
8.	TS 110/x kV Laktaši 2*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Laktaši – Nova Topola	2016
9.	TS 110/x kV Mostar 9*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina	2016
10.	TS 110/x kV Prnjavor 2*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Prnjavor – Derventa	2016
11.	TS 110/x kV Šipovo*	DV 110 kV Mrkonjić Grad – Šipovo	2016
12.	TS 110/x kV Žepče*	ulaz/izlaz DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići	2016
13.	TS 400/110/x kV Sarajevo 10*	ugradnja transformacije 110/x kV u TS 400/110 kV Sarajevo 10	2016
14.	TS 110/x kV Sarajevo 12*	ulaz/izlaz na KV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13	2017
15.	TS 110/x kV Banja Luka 10*	KV 110 kV Banja Luka 2 – Banja Luka 10 – Banja Luka 3	2017
16.	TS 110/x kV Jelah*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Teslić	2017
17.	TS 110/x kV Kalesija*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2017
18.	TS 110/x kV Kneževo*	DV 110 kV Kotor Varoš – Kneževo	2017
19.	TS 110/x kV Lukavac 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac	2017
20.	TS 110/x kV Prijedor 6*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – K. Dubica	2017
21.	TS 110/x kV Željuša*	ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1	2017
22.	TS 110/x kV Živinice	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 4 – Đurđevik	2017
23.	TS 110/x kV Doboj Istok	ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica	2018
24.	TS 110/x kV Kostajnica*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Novi Grad – Banja Luka 6	2018
25.	TS 110/x kV Tušanj	izgradnja DV 110 kV HAK – Tušanj i KV 110 kV Tuzla 3 – Tušanj	2018
26.	TS 110/x kV Bijeljina 5	DV 110 kV Bijeljina 3 – Bijeljina 5	2018
27.	TS 110/x kV Ljubuški 2	DV 110 kV Grude – Ljubuški 2 i DV 110 kV Ljubuški – Ljubuški 2	2019
28.	TS 110/x kV Široki Brijeg 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Grude – Široki Brijeg	2020
29.	TS 110/x kV Zenica 5	ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 2 – Busovača	2023

\* U Planu investicija

Pored navedenih novih TS 110/x kV u Plan je, u skladu sa Zaključkom UO Kompanije od 26.03.2014. godine, uvrštena i nova TS 110/x kV Stanari.

U nastavku su data obrazloženja o potrebi izgradnje novih TS 110/x kV u skladu sa kriterijima koje nisu uvrštene u Plan investicija Elektroprenosa BiH:

#### **8.1.8.1. TS 110/20/10 kV Živinice (2017. godina)**

Područje PJD Živinice napaja se iz četiri transformatorske stanice: TS 35/10 kV Živinice I, TS 35/10 kV Živinice II, TS 35/10 kV Ljubače i TS 35/10 kV Dubrave. Konzum ovog područja čine 22.800 domaćinstava i 1.775 kupaca iz kategorije ostala potrošnja. Zabilježeno vršno opterećenje PJD Živinice iznosi 26,6 MW, što je više od 60 % instalisane snage tipske trafostanice za područja sa jednom TS 110/x kV.

U posljednjih nekoliko godina vidljiv je stalni rast potrošnje na ovom području, pogotovo dio konzuma koji se napaja iz TS 35/10 kV Živinice I i TS 35/10 kV Živinice II. Maksimalno izmjereno opterećenje ovih transformatorskih stanica iznosi 11 MW i 10 MW, respektivno. TS 35/10 kV Živinice I napajaju se iz TS 110/35/6 kV Tuzla 5 čije maksimalno opterećenje iznosi 31,82 MW, a TS 35/10 kV Živinice II iz TS 110/35/6 kV Đurđevik čije maksimalno opterećenje iznosi 22,96 MW.

S obzirom na dostignute nivoe opterećenja TS 35/10 kV Živinice I i TS 35/10 kV Živinice II (iznad 8 MVA), što je najveća snaga tipske transformatorske jedinice u distributivnim TS, te prognozirani porast potrošnje konzuma opštine Živinice, nameće se potreba izgradnje nove TS 110/35/10(20) kV. U prilog potrebi izgradnje nove TS ide i činjenica da u dijelu konzuma koji se napaja iz TS Živinice II preko 10 kV odvoda Kovači, Toplice i Kuljani vladaju loše naponske prilike.

Prema prijedlogu JP EP BiH, lokacija buduće TS 110/35/10(20) kV Živinice bila bi na lokaciji postojeće TS 35/10 kV Živinice II. U 2017. godini, kada se planira ulazak u pogon nove TS, njeno opterećenje bi, prema prognozi JP EP BiH iznosilo 13 MW. Izgradnjom ove TS i optimizacijom uklopnog stanja distributivne mreže rasteretile bi se i TS 110/35/6 kV Đurđevik sa cca 11 MW i TS 110/35/6 kV Tuzla 5 sa cca 2 MW. Uvođenjem transformacije 110/20/10 kV omogućilo bi se prelazak na 20 kV nivo i rješavanje loših naponskih prilika.

Uklapanje TS 110/35/10(20) kV Živinice planirano je po principu ulaz – izlaz na DV 110 kV Đurđevik – Tuzla 4. Dužina priključnog dalekovoda iznosi cca 2x1,8 km.

#### **8.1.8.2. TS 110/10(20) kV Doboj Istok (2018. godina)**

Područje Općine Doboj Istok se napajalo iz TS 110/35/10 kV Gračanica (vršno opterećenje 22,93 MW) preko dva 10 kV odvoda Klokočnica i Brijesnica. Opterećenje 10 kV odvoda Klokočnica u 2008. godini iznosilo je cca 1,5 MW, a 10 kV odvoda Brijesnica cca 2,3 MW, što ukupno iznosi cca 3,8 MW. Sa odvoda 10 kV Klokočnica dužine 22,8 km napaja se veći broj TS 10/0,4 kV sa maksimalno zabilježenim padom napona 7,9% na 10 kV strani. Sa odvoda 10 kV Brijesnica dužine 10,2 km napaja se veći broj TS 10/0,4 kV na kojima naponi sabirnica prelaze propisano odstupanje, a maksimalni zabilježeni pad napona iznosi 11,1% na 10 kV strani. Prema važećim Opštim uslovima za isporuku električne energije dozvoljeni pad napona na 10 kV iznosi  $\pm 10\%$ .

Osim toga, općina Doboj Istok se obratila ED Tuzla sa zvaničnim zahtjevom za obezbjeđenje dodatnih 2,5 MW za napajanje planirane nove industrijske zone. S obzirom da postojeći

dalekovodi Klokotnica i Brijesnica imaju ograničen prenos snage i nezadovoljavajuće naponske prilike, buduće potrošače nije moguće napojiti preko navedenih dalekovoda. Na području Općine Doboj Istok u toku je intenzivna izgradnja novih poslovnih i stambenih objekata, te se očekuje značajan porast potrošnje u narednom periodu.

Loše naponske prilike na ovom području moguće je privremeno riješiti prelaskom na 20 kV napon. Međutim, trend porasta konzuma pokazuje da bi se za par godina ponovo pojavili isti problemi sa naponskim prilikama.

Kao dugoročno rješenje navedenih problema nameće se izgradnja nove TS 110/10(20) kV Doboj Istok čije će ukupno opterećenje u godini ulaska u pogon (2018. godina) iznositi 6,31 MW.

Nova TS 110/10(20) kV Doboj Istok biće priključena na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz – izlaz na DV 110 kV Gračanica – Doboj 1.

S obzirom na nezadovoljavajuće naponske prilike i nemogućnost priključenja novih potrošača na području Općine Doboj Istok, JP EP BiH je, kao privremeno rješenje do izgradnje nove TS 110/10(20) kV Doboj Istok, kupila mobilnu TS 110/10(20) kV, a Elektroprenos BiH je dao odobrenje za njeno priključenje na 110 kV mrežu krutom vezom na DV 110 kV Gračanica – Doboj. Mobilna TS je u pogonu od oktobra 2012. godine i njeno sadašnje opterećenje je 5,71 MW.

#### **8.1.8.3. TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 (2017. godina)**

Centralni dio gradske zone Lukavca i dio industrijske zone koji se razvija prema Općini Tuzla napaja se iz TS 35/10 kV Lukavac II, instalisane snage 1x8 MVA. Sadašnje vršno opterećenje konzuma, u normalnom uklopnom stanju, iznosi 5,7 MVA što je 71% nazivne snage transformatora 35/10 kV, 8 MVA. Takođe, preko 10 kV odvoda iz ove TS su ostvarene veze sa konzumom TS 35/10 kV Modrac i TS 35/10 kV Delića Potok, koje služe za njihovo rezervno napajanje.

Dva značajna kupca na 35 kV naponu, sa aspekta angažovane snage i potrošnje električne energije na ovom području su Fabrika cementa Lukavac i Fabrika sode. Fabrika cementa Lukavac se napaja iz TS 35/6 kV Fabrika cementa Lukavac, instalisane snage 2x12,5 MVA, čije je dostignuto vršno opterećenje bilo 11 MW u 2011. godini, a napaja se iz TS 110/35/10 kV Lukavac. Fabrika sode Lukavac napaja se iz TS 110/35 kV Lukavac 35 kV vodom koji ide do TS 35/6 kV Fabrika sode Lukavac. Dostignuto vršno opterećenje Fabrike sode u 2011. godini je 5 MW. Za slučaj havarijskih stanja ovi kupci nemaju mogućnost rezervnog napajanja, iako postoji veza po 35 kV naponu ove TS i sabirnica 35 kV u TE Tuzla, ali ograničenje u snazi koju je moguće angažovati preko TM1 110/35/10 kV u TE Tuzla ne dozvoljava rezervno napajanje. Naime, opterećenje konzuma zapadnog dijela Tuzle, te općina Lukavac i Živinice koji se napajaju sa 35 kV sabirnica u TE Tuzla iznosi cca 30 MW, koliko je upravo i ograničenje u snazi koju je moguće angažovati preko transformatora TM1 110/35/10 kV, 40 MVA u TE Tuzla.

Ostvareno vršno opterećenje TS 110/35/10 kV Lukavac je 48,87 MW, dok bi prognozirano vršno opterećenje na kraju planskog perioda iznosilo 59,93 MW, odnosno 88% ukupne trenutno instalisane snage u TS 110/35 kV Lukavac.

Na navedenom području očekuje se značajan porast potrošnje električne energije prvenstveno iz razloga intenzivirane izgradnje i širenja grada Lukavca prema Tuzli, planirane izgradnje industrijske zone na ulazu grada koja zahtjeva novih cca 4 MW, te očekivanog razvoja tehnologije uz povećanje snage za cca 4 MW za Fabriku cementa Lukavac i Fabriku sode.

Za obezbjeđenje kvalitetnog i sigurnijeg snabdijevanja električnom energijom, te zadovoljenje rastuće potrošnje postojećih i novih potrošača, predviđena je izgradnja TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 na mjestu sadašnje TS 35/10 kV Lukavac II koja je i u ranijim planovima Elektroprenosa planirana kao TS 110/35/10 kV, ali je u svojoj prvoj fazi izgrađena kao TS 35/10 kV. Ukupno opterećenje nove TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 bi, prema prognozi JP EP BiH, iznosilo 26,52 MW u trenutku ulaska u pogon koji je predviđen za 2017. godinu. Izgradnjom TS Lukavac 2 djelimično će se rasteretiti TS Lukavac (cca 18,5 MW). U 2017. godini, kada je planirana izgradnja TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2, opterećenje TS 110/35 kV Lukavac iznosiće 30,2 MW, odnosno 45% ukupne trenutno instalisane snage.

Uklapanje TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 planirano je po principu ulaz – izlaz (cca 2x2 km) na DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac/I.

#### **8.1.8.4. TS 110/x kV Tušanj (2018. godina)**

Napajanje užeg područja grada Tuzle vrši se iz samo jedne transformatorske stanice TS 110/35/10 kV Tuzla Centar budući da TS 110/10(20) kV Tuzla 3 još uvijek nije puštena u pogon. Nova TS 110/10(20) kV Tuzla 3 bi trebala da preuzme snabdijevanje konzuma istočnog dijela grada (Slavinovića i Siminog Hana), dok se zapadni, industrijski dio, grada napaja 35 kV vodovima iz TE Tuzla. Pored toga, dio konzuma šireg područja grada Tuzle se napaja i iz TS 110/35/6 kV Tuzla 5.

Međutim, stavljanjem van funkcije generatora G1 i G2 u TE Tuzla smanjena je raspoloživa snaga na 35 kV sabirnicama za 32 MW, a potom za još dodatnih 10 MVA sa transformatora TM1 110/35 kV, 40 MVA budući da je oprema u trafo polju dimenzionisana na samo 30 MVA.

Najavljeno je smanjenje raspoložive snage za još 10 MW, kako bi se zadovoljile dodatne, povećane, potrebe vlastite potrošnje TE Tuzla. Trenutno opterećenje transformatora TM1 u TE Tuzla iznosi oko 30 MW, te će se dodatnih 10 MW za potrebe distributivne potrošnje, morati obezbijediti iz TS Tuzla Centar čije vršno opterećenje iznosi 49,27 MW (što je 63,17% instalisane snage energetskih transformatora). Ovim uklopnim stanjem bi se već loše snabdijevanje potrošača na području gradske jezgre Tuzle još više pogoršalo. Analize provedene od strane ED Tuzla su pokazale da bi u slučaju ozbiljnog kvara u TS Tuzla Centar trebalo uvesti redukciju potrošnje u gradu Tuzli. Takođe iz TE Tuzla je najavljeno dalje umanjenje raspoložive snage sa 35 kV sabirnica u TE Tuzla čime se situacija usložnjava.

Dio konzuma industrijskih potrošača koji se napaja iz TE Tuzla se napaja preko sedam 35 kV kablova koji prolaze u neposrednoj blizini (cca 700 m) sadašnje TS HAK. TS 110/35/6 kV HAK služi isključivo za napajanje kompleksa HAK-a čije vršno opterećenje iznosi 1,22 MW. Stoga se kao najjednostavnije rješenje nameće izgradnja 35 kV postrojenja u TS HAK i uvođenje svih sedam 35 kV kablova iz TE Tuzla u ovu TS čime bi bilo izbjegnuto dalje opterećenje TS Tuzla Centar za dodatnih 10 MVA.

Međutim, problem opterećenja Tuzle Centar i dalje ostaje. Stoga je za rasterećenje TS Tuzla Centar, zadovoljenje potreba rastućeg konzuma, te obezbjeđenje rezervnog napajanja za

gradske TS 35/10 kV koje se izvorno napajaju iz TS Tuzla Centar, planirana izgradnja nove TS 110/x kV Tušanj. Prognozirano opterećenje TS Tuzla Centar u 2018. godini, kada se planira puštanje u pogon nove TS 110/x kV Tušanj, bi iznosilo 44,47 MW što je 58,52% instalisane snage energetskih transformatora, a na kraju planskog perioda 53,10 MW, odnosno 69,87% instalisane snage energetskih transformatora.

Nova TS se planira na prostoru sadašnje TS 35/6 kV Rudnik soli „Tušanj” (ili na prostoru pored ove TS) koju je nakon gašenja Rudnika soli „Tušanj” kupila JP EP BiH – ED Tuzla. TS 35/6 kV Tušanj direktno je vezana na trafostanice 35/10 kV koje se napajaju iz TS 110/35/10 kV Tuzla Centar (Tuzla I, Tuzla II, Tuzla III i Tuzla IV). Prema planovima JP EP BiH iz nove TS 110/x kV bi se napajale TS 35/10 kV Tuzla III (vršno opterećenje 9,5 MW), Tuzla IV i Tetima. Ukupno opterećenje nove TS 110/x kV Tušanj bi, prema prognozi EP BiH, iznosilo 14 MW u trenutku njenog ulaska u pogon koji je predviđen za 2018. godinu, a u istom iznosu bi se rasteretila TS Tuzla Centar.

S obzirom da je lokacija nove TS u užoj gradskoj jezgri to je prije određivanja načina priključenja na 110 kV mrežu izvršen pregled mogućih trasa priključnih dalekovoda, te je na osnovu toga planirano priključenje TS 110/x kV Tušanj na prenosnu mrežu izgradnjom DV 110 kV HAK – Tušanj i KV 110 kV Tušanj – Tuzla 3.

#### **8.1.8.5. TS 110/10(20) kV Ljubuški 2 (Vitina) (2019. godina)**

Vršno opterećenje konzuma TS Ljubuški iznosi 26,04 MW, a prognozirano opterećenje na kraju planskog perioda iznositi će 28,97 MW, što predstavlja više od 76,24% instalisane snage ugrađenih transformatora. Osim toga, na području opštine Ljubuški intenzivirani su radovi na uvođenju 20 kV naponskog nivoa što zahtijeva novu izvornu tačku 110/20 kV.

Stoga je planirana izgradnja nove TS 110/10(20) kV Ljubuški 2 (Vitina) koja bi, pored obezbjeđenja 20 kV napona, služila za rasterećenje postojeće TS 110/35/10 kV Ljubuški i napajanje konzuma na području Vitine (potez Ljubuški – Grude).

Ukupno opterećenje nove TS 110/10(20) kV Ljubuški 2 bi iznosilo 8,62 MW u 2019. godini, kada je planiran njen ulazak u pogon, za koliko će se rasteretiti postojeća TS Ljubuški.

Nova TS 110/10(20) kV Ljubuški 2 će se uvezati u EES BiH izgradnjom DV 110 kV Ljubuški – Ljubuški 2 (cca 7 km) i DV 110 kV Ljubuški 2 – Grude (cca 17 km).

#### **8.1.8.6. TS 110/20(10) kV Zenica 5 (2023. godina)**

Distributivni konzum šireg područja grada Zenice napaja se iz tri TS 110/x kV: TS 110/35 kV Zenica 1, instalisane snage 1x31,5 MVA, 1x20 MVA i jedan distributivni transformator 35/10 kV, 8 MVA, kojim se obezbjeđuje napajanje potrošača na 10 kV naponu; TS 110/35/20/10 kV Zenica 3 instalisane snage 1x40 MVA i 1x20 MVA; TS 110/35/20 kV Zenica 4 instalisane snage 1x40 MVA. Prognozirano opterećenje TS Zenica 3 u krajnjoj godini planskog perioda iznosiće 48,32 MW što predstavlja 84,78% instalisane snage ugrađenih transformatora u TS Zenica 3. Iz tog razloga, te zbog loših eksploatacionih karakteristika transformatora T1 20 MVA, planirana je zamjena ovog transformatora sa transformatorom 40 MVA (2017. godina). I nakon zamjene transformatora, prognozirano opterećenje TS Zenica 3 u krajnjoj godini planskog perioda iznosiće 63,58% instalisane snage transformacije. Stoga je potrebno planirati izgradnju nove TS 110/x kV koja bi rasteretila postojeću TS Zenica 3.

TS Zenica 1 i TS Zenica 4 ne mogu preuzeti dio opterećenja TS Zenica 3 zbog dislociranosti konzuma koji se napaja iz TS Zenica 3 u odnosu na TS Zenica 1 i TS Zenica 4 jer su iste locirane sa druge strane rijeke Bosne.

Prema prijedlogu EP BiH, lokacija nove TS 110/20(10) kV Zenica 5 je u blizini lokacije tunela Vijenac i mogućeg novog proizvodnog kapaciteta RMU Kakanj i RMU Zenica na ovom području. Prognozirano opterećenje TS Zenica 5 u 2023. godini, kada se planira njeno puštanje u pogon, iznosi 10,92 MW i rasteretiće TS Zenica 3 za isti iznos.

Uklapanje TS Zenica 5 planirano je po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 2 – Busovača pri čemu dužina priključnog voda iznosi cca 650 m.

#### **8.1.8.7. TS 110/35/10 kV Bijeljina 5 (2018. godina)**

Distributivni konzum područja Bijeljine se napaja iz dvije TS 110/x kV: TS 110/35/10 kV Bijeljina 1, instalisane snage 3x20 MVA i TS 110/35/10 kV Bijeljina 3, instalisane snage 1x40 MVA i 1x20 MVA. Na području Bijeljine postoji i TS 110/20 kV Bijeljina 2 instalisane snage 2x12,5 MVA, ali ona trenutno nije iskorištena za napajanje distributivnih potrošača (ostvareno vršno opterećenje iznosi 0,48 MW), ali se planira njeno korištenje u ovu svrhu.

Dostignuto vršno opterećenje TS Bijeljina 3 iznosi 28,56 MW, a prognozirano opterećenje u krajnjoj godini planskog perioda iznosi 31,22 MW. S obzirom da prilikom ispada transformatora 40 MVA više od 12,22 MVA potrošnje ostaje bez napajanja, a da TS Bijeljina 1 i TS Bijeljina 3 mogu međusobno obezbijediti rezervu u napajanju od cca 8 MW, planirana je zamjena transformatora 20 MVA u TS Bijeljina 3 transformatorom 40 MVA.

Dostignuto vršno opterećenje TS Bijeljina 1 iznosi 51,15 MW, što je 89,7 % postojeće instalisane snage energetskih transformatora u TS Bijeljina 1. Zbog starosti i loših eksploatacionih karakteristika, kao i zbog porasta opterećenja ove TS, planirano je da se sva tri transformatora 20 MVA zamijene i umjesto njih ugrade dva transformatora od 40 MVA, čime bi se ukupna snaga transformacije u ovoj TS povećala na 80 MVA. U krajnjoj godini planskog perioda prognozirano opterećenje TS Bijeljina 1 iznosiće 56,22 MW, odnosno 73,97% instalisane snage novih transformatora (80 MVA). Kako bi se rasteretila TS Bijeljina 1 potrebno je planirati izgradnju nove TS 110/x kV na području Bijeljine.

Nova TS 110/35/10 kV Bijeljina 5 bi napajala naselja “Knez Ivo od Semberije”, “Slobomir” i sjeverni dio grada Bijeljine. Izgradnja ovih naselja predviđena je prostornim, urbanističkim i regulacionim planom opštine Bijeljina, a za njihovo napajanje predviđena je ukupna instalisana snaga TS 10/0,4 kV od 38 MVA.

Izgradnja nove TS 110/35/10 kV Bijeljina 5 planirana je za 2018. godinu, a prognozirano opterećenje nove TS bi u toj godini iznosilo 8,0 MW za koliko će se rasteretiti TS Bijeljina 1.

Nova TS Bijeljina 5 će se u EES uklopiti dalekovodom 110 kV dužine cca 8,5 km na TS Bijeljina 3.

#### **8.1.8.8. TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 (Kočerina) (2020. godina)**

Nova TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 bi služila za rasterećenje TS 110/10 kV Široki Brijeg i napajanje industrijske zone na području Kočerina. Vršno opterećenje konzuma TS Široki Brijeg iznosi 23,86 MW.

Prema prognozi vršno opterećenje postojećeg konzuma TS Široki Brijeg bi u 2024. godini iznosilo 25,97 MW što predstavlja više od 60% ukupno instalisanog kapaciteta transformatorske stanice, pri čemu ova TS nema rezervnog napajanja kroz distributivnu mrežu. Industrijska zona na području Kočerina se intenzivno razvija. Na planiranoj lokaciji izgradnje postoji distributivana TS 35/10(20) kV Kočerin čije je pružimanje planirano u okviru izgradnje TS Široki Brijeg 2. Stoga je planirana izgradnja TS 110/x kV Kočerin u 2020. godini koja bi preuzela dio potrošnje TS Široki Brijeg i napajala industrijsku zonu Kočerina.

Ukupno opterećenje nove TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 bi, prema prognozi EP HZ HB, iznosilo 8,83 MW u trenutku njenog ulaska u pogon koji je predviđen za 2020. godinu.

Nova TS uklopiće se po principu ulaz – izlaz na DV 110 kV Široki Brijeg – Grude (2x110 kV, cca 2x0,5 km).

## 9. ANALIZA TOKOVA SNAGA I NAPONSKIH PRILIKA

Analize prenosne mreže koje se sprovode u cilju zadovoljenja zahtjeva postavljenih MK su:

- analiza tokova snaga i naponskih prilika u normalnom pogonskom stanju,
- analiza tokova snaga i naponskih prilika uz primjenu (n-1) kriterija sigurnosti,
- proračun struja trolnih i jednopolnih neistovremenih kratkih spojeva po čvorištima.

Na osnovu rezultata ovih analiza donosi se odluka o potrebnim pojačanjima prenosne mreže.

Kod analiza tokova snaga i naponskih prilika u normalnom pogonskom stanju i uz primjenu (n-1) kriterija sigurnosti primjenjuju se tehnički kriteriji definisani u Poglavlju 4.

Ove analize su, uz dogovor sa NOS BiH, za režim maksimalnog i minimalnog opterećenja sistema provedene za normalnu hidrologiju za presječne godine 2015., 2019. i 2024.

Za potrebe proračuna tokova snaga i naponskih prilika korišten je programski paket PSS/E.

U skladu sa usvojenim kriterijima planiranja, prikazani su rezultati analiza tokova snaga za normalno pogonsko stanje i (n-1) kriterij sigurnosti za elemente prenosne mreže opterećene preko 100%. Takođe su evidentirani i elementi opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja vodiča, odnosno nazivne snage transformatora, kako bi se njihova opterećenja mogla ubuduće pratiti. Pored rezultata tokova snaga, u opisima analiza za presječne planske godine prikazani su i rezultati naponskih prilika za normalno pogonsko stanje i (n-1) kriterij sigurnosti na onim sabirnicama gdje vrijednost napona izlazi izvan okvira dozvoljenih napona u skladu sa Mrežnim kodeksom i kriterijima planiranja iz Poglavlja 4.

Kod predlaganja izgradnje novih objekata 110 kV pretpostavljeno je da je za izgradnju novog objekta potrebno tri godine, te je u skladu sa tom pretpostavkom data i dinamika realizacije.

Šematski prikazi rezultata provedenih analiza dati su u Prilogu 6.

### 9.1. Analiza za 2015. godinu

Analiza tokova snaga za normalno uklopno stanje i (n-1) kriterij sigurnosti je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E												MON, APR 06 2015 13:39	
ELEKTROPRENOS BIH-MAX. REŽIM												ZONE TOTALS	
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2015 - 2024 - 2015. GOD.												IN MW/MVAR	
FROM -----AT ZONE BUSES-----													
TO													
X-- ZONE --X	GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-			
	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES		
										LINES	+ LOADS		
13	2537.0	0.0	0.0	2185.0	0.0	0.0	10.3	0.0	41.7	300.0	327.0		
BA	418.8	0.0	0.0	715.7	0.0	0.0	104.5	882.1	461.7	19.0	27.9		
COLUMN	2537.0	0.0	0.0	2185.0	0.0	0.0	10.3	0.0	41.7	300.0	327.0		
TOTALS	418.8	0.0	0.0	715.7	0.0	0.0	104.5	882.1	461.7	19.0	27.9		



Tabela 9.1. Angažman elektrana

<b>Hidroelektrane</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [MVA<sub>r</sub>]</b>
Bočac	100	30,6
Trebinje	128	-12,4
Višegrad	180	68,9
Dub	6	-1,7
Grabovica	54	11,3
Jablanica	159	42,0
Salakovac	44	14,5
Jajce 1	55	23,6
Jajce 2	27	9,3
M.blato	15	0
Peć-Mlini	29	9,7
Mostar	64	16,1
Rama	148	27,8
Dubrovnik	110	21,1
<b>UKUPNO</b>	<b>1119</b>	<b>260,8</b>

<b>Termoelektrane</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [MVA<sub>r</sub>]</b>
Gacko	229	78,0
Ugljevik	240	50,8
Kakanj, G5	93	-3,7
Kakanj, G6	98	-1,4
Kakanj, G7	209	22,6
Tuzla, G3	42	0
Tuzla, G4	160	-7,4
Tuzla, G5	172	-2,7
Tuzla, G6	175	21,7
<b>UKUPNO</b>	<b>1418</b>	<b>157,9</b>

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema elemenata sistema opterećenih preko 100% dozvoljenog termičkog opterećenja, odnosno nazivne snage transformatora, a svi naponi u mreži su u dozvoljenim granicama.

Elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja vodiča, odnosno nazivne snage transformatora su:

- DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi – 97,9%

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti prikazani su u tabelama u nastavku.

Tabela 9.2. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni preko 100% vrijednosti termičkog opterećenja

<b>Ispad grane</b>	<b>Opterećenje grane</b>	<b>Sn(%)</b>
DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/II	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/I	103,4
DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla/I	DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla/II	102,4
DV 400 kV Trebinje – Podgorica	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi	100,5
DV 110 kV Trebinje – Trebinje 1	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi	105,7

Tabela 9.3. (n-1) kriterij sigurnosti – sabirnice na kojima je napon izvan dozvoljenih granica

Ispad grane	Sabirnica na kojoj je napon izvan dozvoljenih granica	p.u.
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	TS Čitluk 110 kV	0,846
	TS Ljubuški 110 kV	0,851
	TS Stolac 110 kV	0,864
	TS Čapljina 110 kV	0,870

Uočena opterećenja elemenata sistema iznad 100% vrijednosti nazivne snage transformatora, odnosno dopuštenog termičkog opterećenja vodiča se smanjuju na vrijednosti manje od 100% termičkog opterećenja, dok se vrijednosti napona izvan dozvoljenih granica vraćaju u granice dozvoljenih naponskih odstupanja definisanih MK na sljedeći način:

1. Preopterećenje DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi:

Izgradnjom novog DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi sa provodnikom AlFe presjeka 240/40 mm<sup>2</sup> po trasi postojećeg dalekovoda (postojeći dalekovod AlFe 150/25 mm<sup>2</sup>). Međutim, zbog planirane izgradnje u EES Crne Gore kojim se rješavaju problemi vezani za napajanje TS Herceg Novi iz EES Crne Gore, u analizama provedenim za 2019. i 2024. godinu, pokazuje se da nema preopterećenja, kao ni opterećenja preko 90% ovog dalekovoda, te stoga nisu potrebne nikakve aktivnosti na povećanju prenosne moći ovog dalekovoda.

Visoko opterećenje ovog voda je poznato u praksi i rješava se odgovarajućim dispečerskim akcijama DC-a NOS BiH.

2. Preopterećenje DV 110 kV DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/I:

Prema kriterijima za izgradnju novih TS 110/x kV u 2017. godini potrebno je izgraditi TS Banja Luka 10, kojom se rasterećuju TS Banja Luka 1 i TS Banja Luka 2, a čiji način uklapanja (izgradnja KV 110 KV Banja Luka 2 – Banja Luka 10 i KV 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 10) pozitivno utiče na rasterećenje dalekovoda na potezu TS Banja Luka 6 – TS Banja Luka 1. Izgradnja TS Banja Luka 10 sa priključnim vodovima predmet je Plana investicija za 2015. godinu. Analize za 2019. godinu pokazuju da nakon izgradnje TS 110/x kV Banja Luka 10, KV 110 KV Banja Luka 2 – Banja Luka 10 i KV 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 10 opterećenje DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/I pada ispod 100% vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja, dok se ponovni porast opterećenja ovog dalekovoda preko 100% dozvoljenog termičkog opterećenja javlja u 2024. godini. Isto se eliminiše izgradnjom DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR), odnosno izgradnjom TS 400/x kV na području Jelaha/Stanara.

3. Preopterećenje DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac/II:

Prema kriterijima za obezbjeđenje dvostranog napajanja za radijalno napojene TS, u cilju ispunjenja (n-1) sigurnosnog kriterija, potrebno je u 2017. godini obezbijediti dvostrano napajanje za TS Banovići izgradnjom DV 110 kV Banovići – Zavidovići, a što je već uvršteno u Plan investicija za 2015. godinu. Izgradnja ovog dalekovoda pozitivno utiče na rasterećenje DV 110 kV TE Tuzla – TS Lukavac/II (kasnije DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac 2), tako da se u 2019. godini ovaj DV ne opterećuje preko 100% vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja. U 2024. godini, sa porastom opterećenja na širem području Tuzle, dolazi do ponovnog preopterećenja ovog dalekovoda. Mjere za rješavanje ovog preopterećenja su opisane u analizama za 2024. godinu.

4. Naponske prilike na potezu Čitluk – Ljubuški – Čapljina – Stolac – Opuzen – Neum – Ston:

- rekonstrukcijom DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 2,
- rekonstrukcijom i vraćanjem u projektovano stanje DV 110 kV Mostar 2 – Stolac,
- rekonstrukcijom i vraćanjem u projektovano stanje DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina.

Navedeno područje se trenutno gotovo u potpunosti napaja iz samo jedne čvorne tačke (TS 400/220/110/x kV Mostar 4) preko DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk. Trenutno se dionica DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina na potezu TS Mostar 1 – TS Mostar 2 koristi za napajanje TS Mostar 2, dok je prijeratni DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 2 van funkcije. Pored toga, dionica DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina na potezu Buna – TS Čapljina i dionica DV 110 kV Mostar 2 – Stolac na potezu Buna – TS Stolac koriste za napajanje TS Stolac (kao DV 110 kV Čapljina – Stolac). Dakle, iako je razmatrano područje preko 110 kV mreže povezano sa sistemom susjedne Hrvatske, ono je pri tome dosta udaljeno od čvornih tačaka iz kojih se može napojiti prilikom ispada DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk. Nakon rekonstrukcije prijeratnog DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 2, prema Planu investicija za 2015. godinu predviđene u 2015. godini, stvoriće se uslovi za oslobađanje dijela DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina, koji se trenutno koristi za vezu TS Mostar 1 – Mostar 2. Ovim će, uz rekonstrukciju DV 110 kV Mostar 2 – Stolac, biti stvoreni uslovi za vraćanje u projektovano stanje DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina čime će se u potpunosti otkloniti problemi na ovom području (ispad DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk više ne bi predstavljao problem). Rekonstrukcije DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina i DV 110 kV Mostar 2 – Stolac su uvrštene u Plan investicija za 2015. godinu i predviđen je njihov završetak u 2016. godini.

Dinamika vraćanja u pogon prethodno navedenih, ratom porušenih, dalekovoda potrebnih za rješavanje problema na potezu Čitluk – Ljubuški – Čapljina – Stolac – Opuzen – Neum – Ston je data i u Tabeli 8.4. Objekti van funkcije.

Elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja vodiča, odnosno nazivne snage transformatora pri analizi (n-1) kriterija sigurnosti su:

Tabela 9.4. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn(%)
DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla/II	DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla/I	97,1
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	DV 110 kV Čapljina – Opuzen	93,9

## 9.2. Analiza za 2019. godinu

Analiza tokova snaga za normalno uklopno stanje i (n-1) kriterij sigurnosti je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E		MON, APR 06 2015		14:05		ZONE TOTALS					
ELEKTROPRENOS BIH-MAX. REŽIM						IN MW/MVAR					
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2015 - 2024 - 2019. GOD.											
FROM -----AT ZONE BUSES-----											
X-- ZONE --X	GENE- FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-	TO TIE	TO TIES
	RATION	GENERATN	MOTORS	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	LOADS
13	2916.0	0.0	0.0	2363.0	0.0	0.0	10.8	0.0	41.4	500.8	527.8
BA	561.0	0.0	0.0	774.5	0.0	0.0	109.6	965.1	496.0	146.1	154.9
COLUMN	2916.0	0.0	0.0	2363.0	0.0	0.0	10.8	0.0	41.4	500.8	527.8
TOTALS	561.0	0.0	0.0	774.5	0.0	0.0	109.6	965.1	496.0	146.1	154.9

Tabela 9.5. Angažman elektrana

<b>Hidroelektrane</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [MVA<sub>r</sub>]</b>
Bočac	80	34,8
Trebinje	80	18,1
Višegrad	160	53,4
Ulog	15	-2,7
Dub	6	2,2
Grabovica	54	12,2
Jablanica	157	33,6
Salakovac	50	15,8
Vranduk	9	3,4
Jajce 1	52	12,8
Jajce 2	27	6
M.blato	25	0
Peć-Mlini	22	8,6
Mostar	50	13,6
Rama	140	30,2
Dabar	55	8,6
Dubrovnik	105	17,8
<b>UKUPNO</b>	<b>1087</b>	<b>268,4</b>

<b>Termoelektrane</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [MVA<sub>r</sub>]</b>
Gacko	200	46,2
Ugljevik	200	12,9
Stanari	250	102,2
Kakanj, G5	95	22,6
Kakanj, G7	200	112,7
Tuzla, G4	170	-1,7
Tuzla, G6	170	42,7
Tuzla, G7	400	-72,1
KTG Zenica	114	38,8
<b>UKUPNO</b>	<b>1799</b>	<b>304,3</b>

<b>Vjetroelektrane</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [MVA<sub>r</sub>]</b>
Trusina	30	-11,6
<b>UKUPNO</b>	<b>30</b>	<b>-11,6</b>

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema preopterećenih elemenata prenosnog sistema, a svi naponi u mreži su u dozvoljenim granicama.

Prema rezultatima analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti nema preopterećenih elemenata prenosnog sistema.

Elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja vodiča, odnosno nazivne snage transformatora pri analizi (n-1) kriterija sigurnosti su:

Tabela 9.6. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn(%)
DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II	DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I	92,2

### 9.3. Analiza za 2024. godinu

Analiza tokova snaga za normalno uklopno stanje i (n-1) kriterij sigurnosti je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E											THU, APR 09 2015 8:16	
ELEKTROPRENOS BIH--MAKSIMALNI REZIM											ZONE TOTALS	
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2015 - 2024 - 2024.GODINA											IN MW/MVAR	
FROM -----AT ZONE BUSES-----												
X-- ZONE --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE	TO TIES LOADS	
13	3503.0	0.0	0.0	2606.0	0.0	0.0	10.3	0.0	86.6	800.1	827.1	
BA	1099.2	0.0	0.0	854.4	0.0	0.0	103.8	951.3	930.9	161.4	170.3	
COLUMN	3503.0	0.0	0.0	2606.0	0.0	0.0	10.3	0.0	86.6	800.1	827.1	
TOTALS	1099.2	0.0	0.0	854.4	0.0	0.0	103.8	951.3	930.9	161.4	170.3	

Tabela 9.7. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	80	50
Trebinje	80	35,4
Višegrad	240	69,1
Ulog	15	2,3
Dub	6	3,3
Grabovica	108	43,6
Jablanica	150	69
Salakovac	120	47,6
Ustikolina	40	8,2
Vranduk	9	4,3
Jajce 1	52	31,6
Jajce 2	27	12,6
M.blato	55	18,7
Peć-Mlini	22	19,8
Mostar	50	35,6
Rama	140	55,6
Dabar	110	24,1
Dubrovnik	110	32
<b>UKUPNO</b>	<b>1414</b>	<b>562,8</b>

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	218	70,3
Ugljevik	270	60
Stanari	260	86,5
Kakanj, G7	210	45,8
Kakanj, G8	260	51,2
Tuzla, G5	170	78,5
Tuzla, G7	430	75,2
KTG Zenica	241	65,1
<b>UKUPNO</b>	<b>2059</b>	<b>532,6</b>

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]
Trusina	30	3,9
<b>UKUPNO</b>	<b>30</b>	<b>3,9</b>

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, svi naponi u mreži su u dozvoljenim granicama.

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti prikazani su u tabelama u nastavku.

Tabela 9.8. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni preko 100% vrijednosti termičkog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn(%)
TR 2 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	TR 1 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	127,8
TR 1 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	TR 2 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	127,0
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6/II	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6/I	111,0
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	103,9

Rezultati analiza za presječnu 2024. godinu pokazuju da se na širem području Tuzle i Banja Luke javljaju preopterećenja elemenata prenosne mreže. Transformatori 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6 se preopterećuju usljed ispada jednog, odnosno drugog zbog povećane evakuacije snage iz 400 kV u 110 kV mrežu na području Banja Luke. Ovo je prije svega uzrokovano porastom planiranih tranzita snage i energije preko 400 kV mreže u susjednim sistemima, a samim tim i u BiH, kao i planiranim porastom opterećenja na području Banja Luke. Zbog istih razloga se preopterećava DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I pri ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II, dok su povećana opterećenja ovog dalekovoda zabilježena pri ispadima DV 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 4 i DV 110 kV Banja Luka 4 – Banja Luka 6.

Zbog povećanja opterećenja na širem području Tuzle dolazi do preopterećenja DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik prilikom ispada DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3 i povećanog opterećenja DV 110 kV Lukavac 2 – TE Tuzla, DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla, DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik, TR 220/110 kV, 150 MVA u TE Tuzla, TR 1 i TR 2 400/220 kV, 400 MVA, te TR 3 220/110 kV, 150 MVA u TS Tuzla.

Tabela 9.9. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn(%)
DV 400 kV B.Luka 6 – TE Stanari	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	92,7
TR 400/110 kV; 300 MVA u TS Ugljevik	TR 220/110 kV; 150 MVA u TE Tuzla	94,7
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	96,8
DV 110 kV Bijeljina 2 – Ugljevik	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	96,8
DV 110 kV B.Luka 3 – B.Luka 4	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6/I	92,5
DV 110 kV B.Luka 4 – B.Luka 6	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6/I	96,6

<b>Ispad grane</b>	<b>Opterećenje grane</b>	<b>Sn(%)</b>
TR 2 400/220 kV; 400 MVA u TS Tuzla	TR 1 400/220 kV; 400 MVA u TS Tuzla	91,9
TR 1 400/220 kV; 400 MVA u TS Tuzla	TR 2 400/220 kV; 400 MVA u TS Tuzla	92,2
TR 220/110 kV; 150 MVA u TS Gradačac	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	99,3
TR 3 220/110 kV; 150 MVA u TS Tuzla	TR 220/110 kV; 150 MVA u TE Tuzla	90,4
TR 4 220/110 kV; 150 MVA u TS Tuzla	TR 3 220/110 kV; 150 MVA u TS Tuzla	90,7
DV 110 kV Lukavac 2 – TE Tuzla	DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla	99,3
DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla	DV 110 kV Lukavac 2 – TE Tuzla	94,8

Kao mjere za rješavanje uočenih preopterećenja na području Banja Luke i Tuzle, analizirani su sljedeći prijedlozi:

- izgradnja DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR),
- izgradnja transformacije 400/110/x kV na širem području Doboja/Stanara,
- izgradnja DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR) i transformacije 400/110/x kV na širem području Doboja/Stanara.

### **9.3.1. Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika sa izgrađenim DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR)**

U nastavku su prikazani rezultati analiza za normalno uklopno stanje mreže i za (n-1) kriterij sigurnosti.

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje svi naponi u mreži su u dozvoljenim granicama i nema preopterećenih elemenata sistema.

Rezultati analiza tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti su prikazani u nastavku.

Tabela 9.10. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni preko 100% vrijednosti termičkog opterećenja

<b>Ispad grane</b>	<b>Opterećenje grane</b>	<b>Sn(%)</b>
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	105,2
TR 220/110 kV, 150 MVA u TS Gradačac	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	100,6
DV 110 kV Lukavac 2 – TE Tuzla	DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla	100,3

Izgradnjom DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR) rješavaju se uočena preopterećenja transformatora 400/110 kV u TS Banja Luka 6, ali oni ostaju opterećeni preko 90% (94,3%, odnosno 93,6%). Preopterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I pri analizi (n-1) kriterija se rješava, ali ostaje opterećen preko 90% (91,6%).

Preopterećenje DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik ostaje i nakon izgradnje DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR), te se povećava sa 103,9% na 105,2% pri ispadu DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3. Opterećenje ovog voda se povećava i pri ispadu transformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Gradačac sa 99,3% na iznos preko 100% (100,6%) dozvoljenog termičkog

opterećenja vodiča. Takođe se povećava opterećenje DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla prilikom ispada DV 110 kV Lukavac 2 – TE Tuzla sa 99,3% na iznos iznad 100% (100,3%). Opterećenja ostalih elemenata prenosne mreže na području Tuzle i dalje ostaju prisutna u približno istim iznosima kao prije izgradnje DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR).

Tabela 9.11. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn(%)
DV 400 kV B.Luka 6 – TE Stanari	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	90,3
TR 2 400/110 kV; 300 MVA u TS B.Luka 6	TR 1 400/110 kV; 300 MVA u TS B.Luka 6	94,3
TR 1 400/110 kV; 300 MVA u TS B.Luka 6	TR 2 400/110 kV; 300 MVA u TS B.Luka 6	93,6
TR 400/110 kV; 300 MVA u TS Ugljevik	TR 220/110 kV; 150 MVA u TE Tuzla	94,6
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	97,5
DV 110 kV Bijeljina 2 – Ugljevik	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	97,6
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6/II	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6/I	91,6
TR 3 220/110 kV; 150 MVA u TS Tuzla	TR 220/110 kV; 150 MVA u TE Tuzla	90,1
TR 4 220/110 kV; 150 MVA u TS Tuzla	TR 3 220/110 kV; 150 MVA u TS Tuzla	90,1
TR 2 220/110 kV; 150 MVA u TS Zenica 2	TR 1 220/110 kV; 150 MVA u TS Zenica 2	90,2
TR 1 220/110 kV; 150 MVA u TS Zenica 2	TR 2 220/110 kV; 150 MVA u TS Zenica 2	90,2
DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla	DV 110 kV Lukavac 2 – TE Tuzla	95,7

### 9.3.2. Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika sa izgrađenom transformacijom 400/110 kV na lokaciji Jelah/Stanari

Rezultati analiza za presječnu 2024. godinu pokazuju da na preopterećenja i opterećenja elemenata prenosne mreže preko 90% dozvoljenog termičkog opterećenja koja se javljaju na širem području Tuzle i Banja Luke povoljno utiče izgradnja transformacije 400/110 kV na širem području Doboja (Jelah/Stanari). U cilju eliminisanja uočenih problema u mreži razmatrana je izgradnja transformacije 400/110 kV na lokaciji TS 110/x kV Jelah i izgradnja transformacije 400/110 kV na lokaciji TE Stanari.

TS 400/110 kV Jelah na lokaciji TS 110/x kV Jelah bi se u EES BiH uklopila na sljedeći način:

- po principu ulaz/izlaz na DV 400 kV Tuzla – TE Stanari,
- izgradnjom DV 110 kV Doboj 1 – Jelah.

TS 400/110 kV Stanari na lokaciji TE Stanari bi se u EES BiH uklopila na sljedeći način:

- na 400 kV sabirnice TE Stanari po principu produženih sabirnica,
- izgradnjom DV 110 kV Stanari – Prnjavor 2,
- izgradnjom DV 110 kV Stanari – Doboj 3.



U oba slučaja izgradnje TS 400/110 kV rješavaju se sva preopterećenja, odnosno opterećenja elemenata prenosne mreže na području Tuzle, kao i preopterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I.

Nakon izgradnje transformacije 400/110 kV na području Jelaha/Stanara ne rješava se preopterećenje transformatora 400/110 kV, 300 MVA u TS Banja Luka 6, te su i dalje iznad 100% vrijednosti nazivne snage transformatora.

### 9.3.3. Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika sa izgrađenim DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR) i transformacijom 400/110 kV na lokaciji Jelah/Stanari

Kao što su analize u prethodnim razmatranjima pokazale, ni izgradnja DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR), ni izgradnja TS 400/110 kV na lokaciji Jelah/Stanari ne rješavaju sva uočena preopterećenja u prenosnoj mreži za pretpostavljeni maksimalni režim u 2024. godini.

U nastavku su prikazani rezultati analiza sa izgrađenim DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR) i izgrađenom transformacijom 400/110 kV na lokaciji Jelah/Stanari.

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje svi naponi u mreži su u dozvoljenim granicama i nema elemenata sistema opterećenih preko vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja, odnosno nazivne snage transformatora.

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti su pokazali da nema elemenata prenosnog sistema opterećenih preko vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja vodiča, odnosno nazivne snage transformatora, a svi naponi u mreži su u dozvoljenim granicama.

Za slučaj izgradnje TS 400/110 kV na području Stanara, opterećenje DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina iznosi 99,5% prilikom ispada DV 400 kV Banja Luka 6 – TE Stanari. Za slučaj izgradnje TS 400/110 kV na području Jelaha, opterećenje DV 110 kV Teslić – Jelah iznosi 92,2% prilikom ispada DV 400 kV Banja Luka 6 – TE Stanari.

Elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja za (n-1) kriterij sigurnosti su:

Tabela 9.11. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja za slučaj izgradnje TS Jelah

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn(%)
DV 400 kV Banja Luka 6 – TE Stanari	DV 110 kV Teslić - Jelah	92,2

Tabela 9.12. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja za slučaj izgradnje TS Stanari

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn(%)
DV 400 kV Banja Luka 6 – TE Stanari	DV 110 kV Kotor Varoš - Ukrina	99,5

Iako su analize za 2024. godinu pokazale da je za rješavanje uočenih preopterećenja elemenata prenosne mreže neophodna izgradnja transformacije 400/110 kV na lokaciji Jelah/Stanari niti jedna od njih nije uvrštena u Plan. Naime, Zaključak Uprave Kompanije broj: 01-2210/2014 od 26.03.2014. godine je: „angažovaće se nezavisna stručna institucija koja će utvrditi najbolje rješenje za lokaciju transformacije 400/110 kV, sa osvrtom na Stanare, Jelah ili neku drugu lokaciju, uvažavajući tehno – ekonomske kriterije“.

Kako su analize pokazale da se izgradnjom DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR) (uz izgradnju transformacije 400/110 kV na lokaciji Jelah/Stanari) rješavaju uočena preopterećenja elemenata prenosne mreže ova interkonekcija je uvrštena u konačni model EES BiH za 2024. godinu, te je razmatrana u okviru analiza provedenih u poglavljima 9.4. i 10. u odgovarajućim planskim godinama.

#### 9.4. Režim minimalnih opterećenja

Analize za režim minimalnih opterećenja se provode kako bi se utvrdile naponske prilike u EES koje su u uskoj vezi sa reaktivnom snagom koja protiče kroz elemente prenosnog sistema. U elektroenergetskim sistemima u kojima ne postoji dovoljno mogućnosti za regulaciju napona i reaktivne snage pri određenim pogonskim stanjima mogu se javiti slučajevi odstupanja napona od granica definisanih MK.

Tabela 9.13. Maksimalno zabilježeni napon i trajanje napona iznad dozvoljene vrijednosti

TS	Sabirnice	Maksimalno zabilježeni napon (kV)	Broj sati iznad dozvoljene vrijednosti (h)		Udio vremena iznad dozvoljene vrijednosti (%)	
			normalan pogon	poremećen pogon	normalan pogon	poremećen pogon
Mostar 4	400 kV	433,74	2099	2099	24	24
	220 kV	246,24	311	22	4	0
	110 kV	123,37	221	8	3	0
Tuzla 4	400 kV	429,39	1479	1479	17	17
	220 kV	245,84	404	5	5	0
	110 kV	117,77	0	0	0	0
Sarajevo 20	400 kV	430,46	1088	1088	12	12
	220 kV	248,58	1232	83	14	1
	110 kV	122,88	47	0	1	0
Trebinje	400 kV	429,32	459	459	5	5
	220 kV	245,42	119	6	1	0
	110 kV	124,28	117	8	1	0
Višegrad	400 kV	423,82	1	1	0	0
	220 kV	241,95	0	0	0	0
	110 kV	121,89	11	0	0	0
Banja Luka 6	400 kV	426,34	221	221	3	3
	110 kV	120,34	0	0	0	0
Ugljevik	400 kV	418,15	0	0	0	0
	110 kV	120,14	0	0	0	0
Sarajevo 10	400 kV	431,25	1002	1002	11	11
	110 kV	123,04	100	0	1	0
Prijedor 2	220 kV	251,2	2540	940	29	11
	110 kV	121,74	4	0	0	0
TE Tuzla	220 kV	252,83	56	41	1	1
	110 kV	117,41	0	0	0	0
Gradačac	220 kV	243,96	11	11	0	0
RP Jablanica	220 kV	247,63	1203	59	14	1
RP Kakanj	220 kV	245,29	431	4	5	0
Mostar 3	220 kV	245,08	150	5	2	0

S obzirom da su visoki naponi aktuelni problem u EES BiH, to je NOS BiH 2011. godine pokrenuo izradu Studije „Tehno-ekonomski aspekti regulacije napona kao pomoćne (sistemske) usluge – identifikacija i sanacija nedozvoljenih napona na prenosnoj mreži BiH“

L[16]. U ovoj Studiji analizirana je problematika pojave previsokih napona u prenosnoj mreži BiH, kao dio sveobuhvatne analize mogućnosti regulacije napona i reaktivne snage u BiH, te su predložene određene aktivnosti i mjere za sniženje visokih napona.

U Tabeli 9.13. su date vrijednosti napona koje prelaze granice definisane MK, registrovane tokom 2011. godine u pojedinim karakterističnim čvorištima u EES BiH, te njihovo trajanje, preuzete iz L[16].

Iz tabele 9.13. vidljivo je da su sa aspekta pojave visokih napona najviše ugrožene 400 kV sabirnice TS Mostar 4, TS Tuzla 4, TS Sarajevo 10 i Sarajevo 20, te 220 kV sabirnice TS Sarajevo 20 i TS Prijedor 2. Evidentno je i da su često ugrožena rubna čvorišta prenosne mreže prema susjednim sistemima (Mostar 4, Sarajevo 20, Prijedor 2) što znači da uzrok problema djelimično dolazi iz susjednih EES (Hrvatska, Crna Gora), odnosno da se eventualno širi u susjedne sisteme. Budući da rubna čvorišta prema EES Srbije nisu ugrožena (Ugljevik, Višegrad) moguće je pretpostaviti da EES Srbije ne doprinosi pogoršanju naponske situacije u prenosnoj mreži BiH L[16].

Prema L[16] uzroci pojave visokih napona u prenosnoj mreži BiH su sljedeći:

1. slabo opterećeni 400 kV vodovi u razdobljima niskog opterećenja konzuma,
2. povremena niska potrošnja reaktivne snage konzuma u BiH gledano sa 110 kV mreže (situacije niskog radnog opterećenja, ali povećane reaktivne snage potrošnje koje nastupaju ljeti, značajnijim korištenjem klima uređaja dovode do nižih napona u mreži),
3. neredoviti i rijedak rad generatora u BiH u kapacitivnom dijelu pogonskog dijagrama, posebno rijedak rad CHE Čapljina u kompenzatorskom režimu,
4. uobičajeno blokirani položaji preklopki regulacionih transformatora,
5. nepodešavanja prenosnog omjera transformatora koji imaju mogućnost promjene istog u beznaponskom stanju,
6. nepovoljan uticaj susjednih EES Hrvatske i Crne Gore, posebno EES Hrvatske gdje naponi na južnom kraku 400 kV mreže gotovo polovicu vremena godišnje prelaze maksimalno dozvoljenu gornju granicu (TS Konjsko),
7. općenito nedovoljne mogućnosti Q/U regulacije na 400 kV naponskoj razini.

Kao kratkoročne, srednjoročne i dugoročne mjere za trajno rješavanje problematike visokih napona u L[16] je predloženo:

- Uvođenje naknade generatorima za pružanje usluge Q/U regulacije, uz odobrenje DERK-a, omogućilo bi tehno-ekonomski održivu opciju rješavanja svih problema povezanih s naponsko-reaktivnim prilikama u BiH (visoki naponi, te eventualno sistematski niski naponi u budućnosti, minimiziranje gubitaka, povećanje prenosne moći, minimiziranje tokova reaktivne snage interkonektivnim vodovima i dr.).
- Izgradnjom kompenzacijskog postrojenja 150 Mvar priključenog na 400 kV mrežu u TS Mostar 4, te u slučaju odabira mehanički uklopive prigušnice eventualno i dodatne izgradnje takvog postrojenja snage 100 Mvar priključenog na 400 kV ili 110 kV sabirnice TS Tuzla 4, NOS BiH bi bio u stanju u potpunosti sanirati naponske prilike u BiH bez obzira na motiviranost generatora za rad u poduzbudi, te bez obzira na ostvarenje ostalih uticajnih faktora u budućnosti (porast konzuma, tranzita mrežom, izgradnja TE priključenih na 400 kV mrežu, izgradnja prigušnica u Hrvatskoj, i dr.).

Provedena ekonomska analiza u L[16] ukazala je na prednost ugradnje kompenzacijskog postrojenja u odnosu na plaćanje pomoćne usluge kompenzacije reaktivne snage i sinhrona kompenzacije.

Zaključak do kojeg se došlo u L[16] glasi:

„Ukoliko se NOS BiH odluči predložiti Elektroprijenos BiH, uz suglasnost DERK-a, izgradnju kompenzacijskog postrojenja, potrebno je donijeti odluku o tipu postrojenja i lokaciji istog. Po kriteriju manjih troškova prednost se može dati ugradnji prigušnice snage 150 Mvar, po mogućnosti izvedbe u najmanje tri modula po 50 Mvar radi omogućavanja diskretne regulacije, direktno ili preko transformatora priključene na 400 kV mrežu, na lokaciji TS Mostar 4. NOS BiH treba dodatno studijski ispitati ostale aspekte pogona kompenzacijskog postrojenja i njegovog utjecaja na sustav, kao što su prijelazne pojave pri sklopnim operacijama, harmonici i utjecaj na dinamičku stabilnost sustava, te odrediti tip kompenzacijskog postrojenja između mehanički uklopive prigušnice kao jeftinijeg rješenja, ili tiristorski upravljive prigušnice odnosno statičkog Var kompenzatora kao nešto skupljeg, ali tehnički boljeg rješenja. U slučaju da se nadležne institucije odluče za ugradnju prigušnice, potrebno je dodatno razmotriti potrebu, te odlučiti o eventualnoj ugradnji i druge prigušnice snage 100 Mvar, priključene na 400 kV ili 110 kV mrežu na sjeveru zemlje (TS Tuzla 4).

Autori predlažu da NOS BiH pokrene raspravu o načinu rješavanja problematike visokih napona u prijenosnoj mreži, prvenstveno s Elektroprijenos BiH i DERK, te da se odluči o načinu sanacije naponskih prilika između dvije predložene mjere, odnosno kombinacijom tih mjera.

Autori smatraju da se problematika pojave visokih napona u prijenosnoj mreži BiH može značajno ublažiti izgradnjom jednog kompenzacijskog postrojenja snage 150 Mvar na lokaciji TS Mostar 4 (priključak na 400 kV naponsku razinu), odnosno u potpunosti riješiti izgradnjom i drugog takvog postrojenja snage 100 Mvar na lokaciji TS Tuzla 4 (priključak na 400 kV ili 110 kV naponsku razinu), te da bi Elektroprijenos BiH, na prijedlog NOS BiH te uz suglasnost DERK-a, trebao uvrstiti izgradnju tog postrojenja u plan razvoja prijenosne mreže, a DERK bi trebao odobriti investiciju u kompenzacijsko postrojenje/postrojenja kroz povećanje tarife za prijenos.“

#### 9.4.1. Analiza za 2015. godinu

Analiza za minimalni režim 2015. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      TUE, MAY 26 2015  8:17
ELEKTROPRENOS BIH - MIN. REŽIM                          AREA TOTALS
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2015 - 2024 - 2015. GOD.        IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
      GENE- FROM IND  TO IND  TO   TO BUS  TO   TO   -NET INTERCHANGE-
X-- AREA --X  RATION GENERATN  MOTORS  LOAD  SHUNT  GNE BUS  TO LINE  FROM  TO  TO TIE  TO TIES  DESIRED
                TO LINE  CHARGING  LOSSES  LINES  + LOADS  NET INT
13              1277.8    0.0    0.0  945.7  0.0    0.0    10.9    0.0    21.2  300.0  300.0    0.0
BA              5.4      0.0    0.0  400.1  0.0    0.0    110.3   948.1  224.4  218.8  218.8
COLUMN         1277.8    0.0    0.0  945.7  0.0    0.0    10.9    0.0    21.2  300.0  300.0    0.0
TOTALS         5.4      0.0    0.0  400.1  0.0    0.0    110.3   948.1  224.4  218.8  218.8

```

Tabela 9.14. Angažman elektrana

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	214,8	2,1
Kakanj	84	-2,7
Tuzla	200	-2,1
<b>Ukupno</b>	<b>498,8</b>	<b>-2,7</b>

<b>Hidroelektrane</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [MVar]</b>
Višegrad	256	-5,7
Salakovac	65	4,1
Jablanica	159	-6,7
Dubrovnik	94	6,9
Mlini	10	2,0
Mostar	59	2,6
Rama	79	-1
Jajce 1	29	3,2
Jajce 2	28	2,7
<b>Ukupno</b>	<b>779</b>	<b>8,1</b>

Rezultati analiza za režim minimalnih opterećenja su pokazali da u 2015. godini postoji problem sa visokim naponima čije vrijednosti u 400 kV mreži prelaze 420 kV, a u 220 kV mreži dostižu vrijednosti od 241 kV. Ovo je prije svega uzrokovano malim opterećenjima u EES BiH što se najviše oslikava u 400 kV mreži, ali i neželjenim tokovima reaktivne energije iz EES Hrvatske uzrokovanih visokim naponima u ovom sistemu, te rijetkim radom generatora u kapacitivnom režimu. U tabeli 9.15. su date sabirnice na kojima je proračunima prekoračena granična vrijednost definisana MK.

Tabela 9.15.

<b>Čvor</b>	<b>Nazivni napon [kV]</b>	<b>Proračunata vrijednost [kV]</b>
Sarajevo 10	400	420,73
Gacko	400	422,38
Trebinje	400	421,59
Sarajevo 20	400	420,21
Mostar 4	400	420,51
Ugljevik	400	420,62
Tuzla 4	400	420,18
HE Višegrad	400	420,18
Višegrad	400	420,19
Sarajevo 20	220	242,23

Budući da za prvu plansku godinu nije moguće izvršiti ugradnju opreme kojom će se naponi svesti na prihvatljiv nivo moguće je primijeniti samo kratkoročne mjere.

U cilju pronalaženja načina za snižavanje zabilježenih visokih napona u provedenim analizama za 2015. godinu izvršene su promjene položaja regulacionih preklopki energetskih transformatora prenosnog odnosa 400/220 kV/kV, 400/110 kV/kV i 220/110 kV/kV. Preklopke su podešene tako da se održi napon na 110 kV sabirnicama u granicama propisanim MK. Rezultati provedenih analiza (Prilog 6.) su pokazali da se samo promjenom položaja regulacionih preklopki transformatora ne rješavaju problemi sa visokim naponima u mreži 220 kV i 400 kV. Stoga je analizirana situacija isključenja podopterećenih vodova koji proizvode reaktivnu energiju. Tako se isključenjem DV 400 kV Banja Luka 6 – Tuzla 4 naponi dovode u granice definisane MK (izuzev na 400 kV sabirnicama TE Gacko i TS Trebinje gdje napon iznosi 421,61 kV i 420,88 kV) (Prilog 6.). Inače, isključenje podopterećenih vodova u EES BiH koji u režimu minimalnih opterećenja generišu reaktivnu snagu je trenutno uobičajena praksa u EES BiH što, u koordinaciji sa susjednim sistemima, provodi DC NOS BiH.

## 9.4.2. Analiza za 2019. godinu

Analiza za minimalni režim 2019. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E TUE, MAY 26 2015 8:19												
ELEKTROPRENOS BIH - MIN. REŽIM AREA TOTALS												
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2015 - 2024 2019.GODINA IN MW/MVAR												
X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	-----AT FROM IND GENERATN	AREA TO IND MOTORS	BUSES----- TO IND LOAD	TO TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET TO TIE LINES	INTERCHANGE- TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
13	1590.9	0.0	0.0	1061.0	0.0	0.0	11.0	0.0	18.9	500.0	500.0	0.0
BA	47.3	0.0	0.0	451.8	160.4	0.0	111.1	994.4	230.1	88.3	88.3	
COLUMN	1590.9	0.0	0.0	1061.0	0.0	0.0	11.0	0.0	18.9	500.0	500.0	0.0
TOTALS	47.3	0.0	0.0	451.8	160.4	0.0	111.1	994.4	230.1	88.3	88.3	

Tabela 9.16. Angažman elektrana

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Tuzla	380	7,9
KTG Zenica	70	-1,2
Gacko	219,9	1,5
Kakanj	180	3,4
Stanari	220	6,6
<b>Ukupno</b>	<b>1069,9</b>	<b>18,2</b>

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Višegrad	82	5,6
Jablanica	50	11,8
Salakovac	65	0
Mostar	59	9,6
Rama	79	-1,2
Mlini	10	2,4
Jajce 1	29	6,3
Jajce 2	27	5,7
Dubrovnik	100	-3,4
<b>Ukupno</b>	<b>501</b>	<b>36,8</b>

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Trusina	20	-7,7

Prema zahtjevu NOS BiH, a na osnovu Zaključaka L[16] Elektroprenos BiH je obavezan uvrstiti ugradnju prigušnice u plan. Efekat ugradnje prigušnice na smanjenje napona na 400 kV naponskom nivou u BiH je analiziran za presječnu 2019. godinu. Analize su vršene na konačnom modelu EES BiH za planirano stanje u presječnoj 2019. godini. U model je uključena nova interkonektivna veza između BiH i Republike Srbije (Višegrad – Bajina Bašta). Analiziran je scenarij bez uključene prigušnice u TS Mostaru 4 i sa uključenom prigušnicom.

Rezultati analiza provedenih za minimalni režim za 2019. godinu, bez uključene prigušnice i uz ograničenje rada generatora u kapacitivnom režimu, pokazuju da i dalje postoje problemi sa visokim naponima u EES BiH. Analize za slučaj kada je uključena prigušnica od 150

MVAr na 400 kV naponski nivo u TS Mostar 4 naponi na svim sabirnicama se dovode u granice definisane MK.

### 9.4.3. Analiza za 2024. godinu

Analiza za minimalni režim 2024. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      TUE, MAY 26 2015  8:47
ELEKTROPRENOS BIH - MIN. REŽIM                          AREA TOTALS
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2015 - 2024 - 2024.GOD.         IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
GENE- FROM IND TO IND TO TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-
RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED
X-- AREA --X          +-----+
13          2036.8    0.0    0.0  1190.8    0.0    0.0    10.8    0.0    35.2    800.0    800.0    0.0
BA          89.3     0.0    0.0   512.4   156.9    0.0   109.1  1004.2  378.0   -63.0   -63.0
COLUMN     2036.8    0.0    0.0  1190.8    0.0    0.0    10.8    0.0    35.2    800.0    800.0    0.0
TOTALS     89.3     0.0    0.0   512.4   156.9    0.0   109.1  1004.2  378.0   -63.0   -63.0
    
```

Tabela 9.17. Angažman elektrana

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Kakanj	340	3
Tuzla	400	-4,7
Ugljevik	190	-1,1
Gacko	211,2	7,8
Stanari	235	-3,2
KTG Zenica	80	9,7
<b>Ukupno</b>	<b>1456,2</b>	<b>11,9</b>

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Višegrad	82	2,8
Dubrovnik	102	-0,1
Dabar	30,4	7,9
Trebinje	40	1,6
Rama	79	4,1
Jablanica	50	15,8
Jajce 1	29	5,1
Jajce 2	27	6,9
Salakovac	65	6,8
Mostar	40	16,2
Mlini	10	6,5
Dub	6	1
Ustikolina	20	2,8
<b>Ukupno</b>	<b>580,4</b>	<b>77,4</b>

Napomena: Proizvodnja reaktivne snage je za varijantu sa uključenom prigušnicom u TS Mostar 4

U model za 2024. godinu, pored novog interkonektivnog 400 kV dalekovoda Bajina Bašta – Višegrad, uvršteni su i novi 400 kV interkonektivni dalekovodi Višegrad – Bistrica i Banja Luka 6 – Lika. Zbog izgradnje ovih dalekovoda povećavaju se transferi aktivne snage preko 400 kV mreže u BiH. Međutim i dalje su svi 400 kV dalekovodi podopterećeni (opterećenja ispod prirodne snage), te se ponašaju kao proizvođači reaktivne snage zbog čega dolazi do pogoršanja naponskih prilika na 400 kV naponskom nivou u BiH. Analize su provedene za

slučaj bez ugrađene prigušnice u TS Mostar 4 i sa ugrađenom prigušnicom. Za slučaj bez prigušnice i dalje se javljaju problemi sa visokim naponima pri čemu su za analizirano stanje mreže ugrožene 400 kV sabirnice Tuzla 4 i TE Ugljevik. Pravilnim izborom prenosnog odnosa energetskih transformatora 400/220 kV/kV, 400/110 kV/kV i 220/110 kV/kV naponi u 220 kV i 110 kV mreži se mogu svesti u granice propisane MK. Puštanjem u pogon prigušnice u TS Mostar 4 naponske prilike na svim naponskim nivoima u BiH se svode u granice propisane MK.

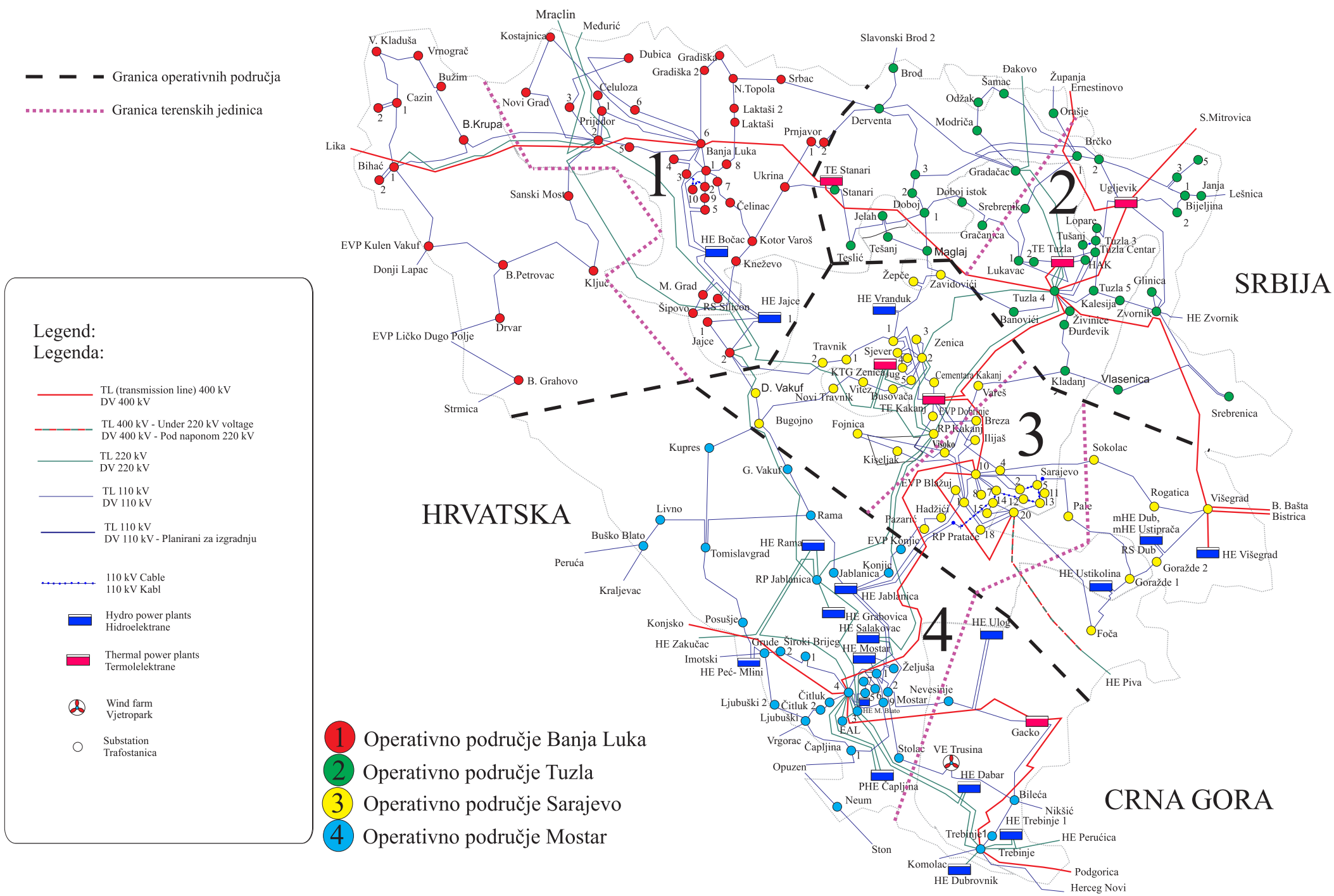
Na osnovu provedenih analiza za režim minimalnih opterećenja za presječne godine, može se zaključiti da se pojava visokih napona na prenosnoj mreži BiH naponskog nivoa 400 kV i 220 kV može riješiti ugradnjom prigušnice priključene direktno na 400 kV naponski nivo u TS Mostar 4.

Prema L[16] u prvoj fazi prigušnicu od 150 MVAR je potrebno ugraditi na 400 kV sabirnice u TS Mostar 4, a kasnije, za potpunu sanaciju problema sa naponima potrebno je ugraditi još jednu prigušnicu snage 100 MVAR u TS Tuzla 4 ili TS Banja Luka 6 s tim da se autor zbog manjih gubitaka opredijelio za ugradnju prigušnice u TS Tuzla 4.

Uvažavajući činjenicu da su u L[16] provedene opsežne analize naponskih prilika u smislu broja analiziranih scenaria, to je u ovom Planu predviđena ugradnja prigušnica i to: u prvoj fazi ugradnju prigušnice 150 MVAR priključene direktno na 400 kV sabirnice u TS Mostar 4, a u drugoj fazi ugradnju prigušnice 100 MVAR priključene direktno na 400 kV sabirnice u TS Tuzla 4, a u skladu sa Zaključcima L[16].

Na slici 9.1. prikazana je karta EES BiH za 2024. godinu.





Slika 9.1. Karta EES BiH za 2024. godinu

## 10. INTERKONEKCIJE

U cilju provjere uticaja izgradnje novih interkonektivnih dalekovoda između BiH i susjednih sistema, izvršene su analize tokova snaga i provjere (n-1) kriterija sigurnosti na modelu za prosječnu 2024. godinu, a analizirana su dva scenarija izvoza iz BiH. U model EES BiH uvrštene su novi interkonektivni DV: DV 2x400 kV Višegrad – Vardište (B. Bašta – Pljevlja) kao ulazni podatak u model i DV 400 kV Banja Luka – Lika kao rezultat analiza. DV 400 kV Tuzla – Đakovo nije uvršten u model s obzirom da još uvijek nisu poduzete konkretne aktivnosti na njegovoj izgradnji sa HOPS-om. Analize za scenarije izvoza u dva slučaja su provedene za pretpostavljeni maksimalni angažman postojećih i novih proizvodnih jedinica u 2024. godini. Uzimajući u obzir proizvodnju, potrošnju i rezervu definisane u IPRP, te gubitke u prenosnoj mreži, određen je raspoloživi višak električne energije koji iznosi 1500 MW.

U model BiH za provjeru uticaja izgradnje interkonektivnih vodova uvrštena su i rješenja kojima se otklanjaju uočena preopterećenja mreže, a rezultati analiza prikazani su za obje varijante izgradnje TS 400/110 kV na širem području Doboja. Modeli zemalja iz okruženja preuzeti su iz SECI modela za 2020. godinu. U razmatranim scenarijima izvoza povećavana je proizvodnja proizvodnih jedinica u EES BiH, a smanjivana je proizvodnja u EES u koje se izvozi.

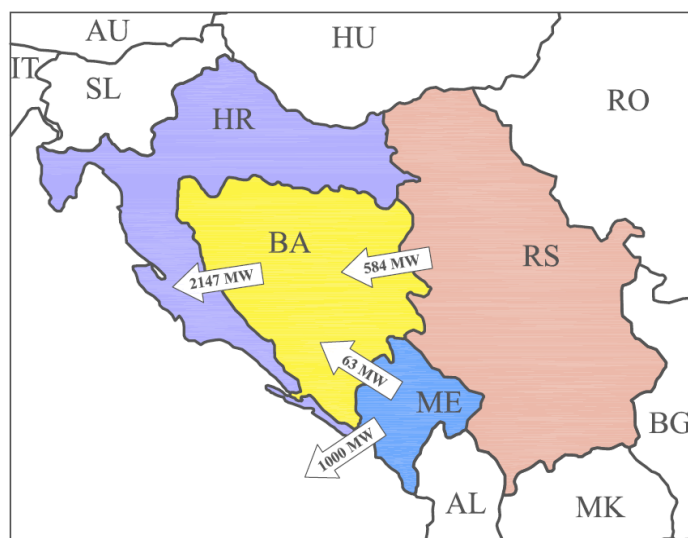
U prvom scenariju je pretpostavljen izvoz iz BiH prema Hrvatskoj, Srbiji i Crnoj Gori, a u drugom scenariju prema Italiji, Crnoj Gori i Albaniji.

### 10.1. Scenarij 1.

Izvoz 1500 MW iz BiH prema:

- Hrvatskoj – 1200 MW,
- Srbiji – 180 MW,
- Crnoj Gori – 120 MW.

Prekogranični tokovi u ovako definisanom scenariju izvoza prikazani su na sljedećoj slici:



Slika 10.1. Prekogranični tokovi – Scenarij 1. (2024. godina)

### 10.1.1. Analize sa izgrađenom TS 400/110 kV Jelah

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema preopterećenih elemenata prenosnog sistema, a svi naponi u mreži su u dozvoljenim granicama.

Prema rezultatima analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti nema preopterećenih elemenata prenosnog sistema.

Elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja vodiča, odnosno nazivne snage transformatora pri analizi (n-1) kriterija sigurnosti su:

Tabela 10.1. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni preko 90% dozvoljenog termičkog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn(%)
DV 400 kV Stanari – Banja Luka 6	DV 110 kV Jelah - Teslić	94,5

### 10.1.2. Analize sa izgrađenom TS 400/110 kV Stanari

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema preopterećenih elemenata prenosnog sistema, a svi naponi u mreži su u dozvoljenim granicama.

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti prikazani su u Tabeli 10.2..

Tabela 10.2. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni preko 100% dozvoljenog termičkog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn(%)
DV 400 kV Stanari – Banja Luka 6	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	106,1

Nakon ispada DV 400 kV Stanari – Banja Luka 6, zbog preopterećenja DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina doći će do njegovog ispada zbog preopterećenja. Ispadom ovog dalekovoda nema dodatnih preopterećenja elemenata prenosne mreže i naponi su unutar granica definisanih Mrežnim kodeksom.

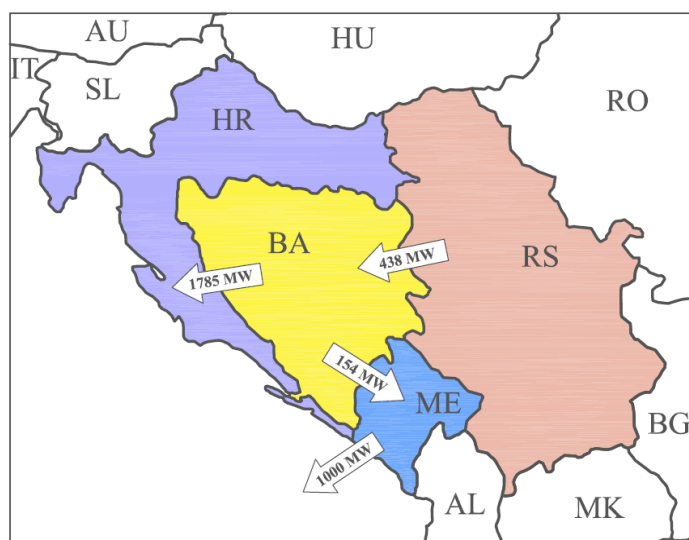
Nema elemenata prenosne mreže koji su opterećeni između 90 i 100% dozvoljenog termičkog opterećenja vodiča, odnosno nazivne snage transformatora pri analizi (n-1) kriterija sigurnosti.

## 10.2. Scenarij 2.

Izvoz 1500 MW iz BiH prema:

- Italiji – 1000 MW (HVDC kabl iz Crne Gore – TS 400/x kV Lastva koja se uklapa na postojeći DV 400 kV Trebinje – Podgorica),
- Crnoj Gori – 200 MW,
- Albaniji – 300 MW.

Prekogrančni tokovi u ovako definisanom scenariju izvoza prikazani su na sljedećoj slici:



Slika 10.2. Prekogranični tokovi – Scenarij 2. (2024. godina)

### 10.2.1. Analize sa izgrađenom TS 400/110 kV Jelah

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema preopterećenih elemenata prenosnog sistema, a svi naponi u mreži su u dozvoljenim granicama.

Prema rezultatima analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti nema preopterećenih elemenata prenosne mreže niti elemenata koji su opterećeni između 90 i 100% dozvoljenog termičkog opterećenja vodiča, odnosno nazivne snage transformatora pri analizi (n-1) kriterija sigurnosti.

### 10.2.2. Analize sa izgrađenom TS 400/110 kV Stanari

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema preopterećenih elemenata prenosnog sistema, a svi naponi u mreži su u dozvoljenim granicama.

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti prikazani su u Tabeli 10.3..

Tabela 10.3. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni preko 100% dozvoljenog termičkog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn(%)
DV 400 kV Stanari – Banja Luka 6	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	96,7

Na osnovu provedenih analiza za oba scenarija možemo zaključiti da u slučaju izvoza električne energije iz BiH (zbog povećanog angažmana proizvodnih objekata) pri ispadu DV 400 kV TE Stanari – Banja Luka 6 dolazi do povećanja opterećenja DV 110 kV Jelah – Teslić ili DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina u zavisnosti od lokacije TS 400/110 kV. Opterećenje DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina (za analizirani scenarij 1 i u slučaju da se gradi TS 400/110 kV Stanari) u slučaju ispada DV 400 kV Stanari – Banja Luka 6 prelazi 100% dozvoljenog termičkog opterećenja. Analize su pokazale da ispadom ovog dalekovoda nema dodatnih preopterećenja elemenata prenosne mreže BiH.

## **11. REKONSTRUKCIJE I PROŠIRENJA ELEMENATA PRENOSNOG SISTEMA**

Pored izgradnje novih elemenata prenosnog sistema, Plan obuhvata:

- zamjenu energetskog transformatora kao najskupljeg elementa postrojenja i sa najdužim vremenom isporuke,
- proširenja VN i SN postrojenja,
- značajne rekonstrukcije/sanacije VN i SN postrojenja u transformatorskim stanicama,
- značajne rekonstrukcije/sanacije dalekovoda.

### **11.1. Zamjena energetskih transformatora**

Obzirom da su energetski transformatori najskuplji element u transformatorskim stanicama to je njihova zamjena razmatrana odvojeno od zamjene ostale opreme. Odabir transformatora koji će u razmatranom planskom periodu biti zamijenjen, izvršen je na osnovu kriterija definisanih u Poglavlju 4.

Pregled transformatora predloženih i odabranih za zamjenu i korištenih kriterija dat je u Prilogu 8.

### **11.2. Proširenja VN i SN postrojenja**

Proširenje VN postrojenja podrazumijeva:

- izgradnju novog DV polja radi potrebe priključenja novog dalekovoda kojim se obezbjeđuje bilo dvostrano napajanje TS 110/x kV, ukidanje antenske veze, priključenje nove 110/x kV ili priključenje novog korisnika na prenosnu mrežu. Pregled TS u kojima je u ovom Planskom periodu potrebno izgraditi novo DV polje sa dinamikom realizacije dat je u Prilogu 8.
- ugradnju drugog transformatora sa pripadajućim poljima u TS 110/x kV predstavlja zadovoljenje kriterija (n-1) na granici prenosne i distributivne mreže na način kako je opisano u Poglavlju 4. U transformatorskim stanicama 400/x kV i 220/x kV potreba ugradnje drugog mrežnog transformatora je određena provjerom u odnosu na granične vrijednosti pogonskih veličina u prenosnoj mreži u normalnom režimu rada i uz primjenu (n-1) sigurnosnog kriterija.  
Pregled TS u kojima je u ovom planskom periodu planirana ugradnja drugog transformatora sa kriterijima koji opredjeljuju njihovu ugradnju i prioritete ugradnje, te dinamikom realizacije dat je u Prilogu 4.

### **11.3. Rekonstrukcije/sanacije**

Tokom eksploatacije objekti prenosnog sistema, odnosno njihova oprema stare, te svaki element ima svoj očekivani životni vijek. S obzirom da tokom procesa starenja oprema postepeno gubi svoje karakteristike, to se broj i trajanje kvarova povećava. Na ovaj način proces starenja opreme i postrojenja ima značajan uticaj na rad elektroenergetskog sistema. Nepouzdana i starija postrojenja mogu ugroziti rad cjelokupnog sistema. Takođe, zbog porasta nivoa struja kratkog spoja vremenom je potrebno zamjeniti dio opreme (ili postrojenja) čije nazivne karakteristike sa aspekta zadovoljenja očekivanih struja kratkog spoja nisu odgovarajuće.

### **11.3.1. Rekonstrukcije/sanacije VN i SN postrojenja**

U 22 transformatorske stanice 110/x kV izgrađena su nekompletna dalekovodna polja. Zbog postizanja selektivnosti rada zaštita, a time i povećanja pouzdanosti i sigurnosti rada sistema u okviru rekonstrukcija TS, pored zamjene opreme, predviđeno je i kompletiranje svih takvih polja. Rekonstrukcije/sanacije VN i SN postrojenja planirane su prema prijedlozima nadležnih operativnih područja.

Tabela rekonstrukcija VN i SN postrojenja sa dinamikom data je u Prilogu 8, a u Prilogu 4 je dat pregled nekompletnih polja.

### **11.3.2. Rekonstrukcije/sanacije DV**

Rekonstrukcije/sanacije dalekovoda planirane su prema:

- prijedlozima zasnovanim na stanju i starosti,
- rezultatima analiza tokova snaga i naponskih prilika za normalan režim rada i uz primjenu (n-1) kriterija sigurnosti koji su ukazali na potrebu povećanja prenosne moći dalekovoda kako bi se otklonila uočena zagušenja u mreži,
- statistici kvarova i vremenu zastoja zbog kvarova.

Tabela rekonstrukcija DV sa dinamikom data je u Prilogu 8.

## 12. PREGLED NOVIH PRENOSNIH KAPACITETA, REKONSTRUKCIJA I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH SA PROCJENOM POTREBNIH I RASPOLOŽIVIH SREDSTAVA

### 12.1. Procjena potrebnih sredstava

Procjena potrebnih sredstava za investicije data je Tabelama 12.1., 12.2.1., 12.2.2. i 12.2.3. Za ocjenu vrijednosti investicija korištene su jedinične cijene date u Prilogu 7.

Iz navedenih tabela se vidi da, u skladu sa MK, Uvjetima za korištenje licence, zaključcima vanredne Skupštine akcionara/dioničara Kompanije održane 03.02.2012. godine, Odlukom Skupštine akcionara Elektroprenosa BiH od 23.12.2013. godine, zaključcima UO Kompanije od 26.03.2014. godine i zaključkom Uprave Kompanije od 26.03.2014. godine, potrebna sredstva iznose 845,72 mil. KM, pri čemu je odnos ulaganja FBiH : RS = 58,89% : 41,11% (Tabela 12.1.).

Tabela 12.1. Procjena potrebnih sredstava za investicije za Dugoročni plan razvoja prenosne mreže za period 2015. – 2024. godina

Red. br.	Projekat/Objekat	Ukupno (mil. KM)	F BiH	RS	F BiH	RS
			mil. KM		%	
I	IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA I INTERKONEKCIJE	352,22	181,59	170,62	51,56	48,44
II	REKONSTRUKCIJA/SANACIJA TS i DV	479,81	308,41	171,40	64,28	35,72
<b>Sredstva (I+II)</b>		<b>832,02</b>	<b>490,00</b>	<b>342,02</b>	<b>58,89</b>	<b>41,11</b>
III	IZGRADNJA PRIGUŠNICA	13,70	-	-	-	-
<b>UKUPNO (mil. KM)</b>						<b>845,72</b>

Pojedinačni projekti sa vrijednostima investicija i dinamikom izgradnje dati su u Tabelama 12.2.1., 12.2.2. i 12.2.3.

Tabela 12.2.1. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika - izgradnja novih objekata

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
I	<b>IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA</b>	<b>6,377</b>	<b>74,691</b>	<b>82,352</b>	<b>56,807</b>	<b>10,510</b>	<b>5,390</b>	<b>0,000</b>	<b>69,699</b>	<b>12,030</b>	<b>34,360</b>	<b>352,215</b>
I-1	<b>Transformatorske stanice</b>	<b>1,000</b>	<b>54,890</b>	<b>57,100</b>	<b>18,490</b>	<b>5,290</b>	<b>5,290</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>5,290</b>	<b>0,000</b>	<b>147,350</b>
1	TS 110/x kV Tuzla 3, 2x20	1,000										1,000
2	TS 110/x kV Banja Luka 9 sa priključnim DV		4,320									4,320
3	TS 110/x kV Bužim		2,390									2,390
4	TS 110/x Čitluk 2, 2x20 MVA		5,310									5,310
5	TS 110/x kV Fojnica, 2x20 MVA		3,300									3,300
6	TS 110/x kV Gradiška 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV		4,060									4,060
7	TS 110/x kV Ilijaš, 2x20 MVA		4,500									4,500
8	TS 110/x kV Laktaši 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV		4,120									4,120
9	TS 110/x kV Mostar 9, 2x20 MVA		3,870									3,870
10	TS 110/x kV Prnjavor 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV		4,180									4,180
11	TS 400/110/x kV Sarajevo 10, 2x31,5 MVA		4,730									4,730
12	TS 110/x kV Šipovo, 2x20 MVA (+ novo 110 kV DV polje za TS Kneževo)		5,030									5,030
13	TS 110/x kV Žepče, 2x20 MVA		3,080									3,080
14	TS 110/35 kV Stanari (premiještanje TS na novu lokaciju)		6,000									6,000
14	TS 110/x kV Sarajevo 12, 2x40 MVA			9,100								9,100
15	TS 110/35/10(20) kV Jelah sa priključnim DV			6,250								6,250
16	TS 110/x kV Kalesija, 2x20 MVA			4,620								4,620
17	TS 110/x kV Kneževo, 2x20 MVA (+ novo 110 kV DV polje za TS Šipovo)			3,730								3,730
18	TS 110/x kV Lukavac 2, 2x40 MVA			6,110								6,110
19	TS 110/x kV Prijedor 6, 2x20 MVA			3,840								3,840
20	TS 110/x kV Željuša, 2x20 MVA			5,700								5,700
21	TS 110/x kV Živinice, 2x20 MVA			5,700								5,700



Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
22	TS 110/x kV Banja Luka 10			12,050								12,050
23	TS 110/x kV Bijeljina 5				4,560							4,560
24	TS 110/x kV Doboj Istok, 2x20 MVA				3,980							3,980
25	TS 110/x kV Kostajnica, 2x20 MVA				3,840							3,840
26	TS 110/x kV Tušanj, 2x40 MVA				6,110							6,110
27	TS 110/x kV Ljubuški 2, 2x20 MVA					5,290						5,290
28	TS 110/x kV Široki Brijeg 2						5,290					5,290
29	TS 110/x kV Zenica 5									5,290		5,290
<b>I-2</b>	<b>Dalekovodi</b>	<b>5,377</b>	<b>19,801</b>	<b>25,252</b>	<b>19,120</b>	<b>5,220</b>	<b>0,100</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>6,740</b>	<b>0,000</b>	<b>81,609</b>
1	DV 110 kV HE Mostar - Mostar 1	0,489										0,489
2	DV 110 kV Kotor Varoš - Ukrina	4,370										4,370
3	DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare (ulaz - izlaz za TS Tuzla 3)	0,200										0,200
4	DV 110 kV Višegrad - Goražde 2 (ulaz-izlaz za RS Dub)	0,035										0,000
5	DV 110 kV Tomislavgrad - Rama	0,068										0,068
6	DV 2x220 kV Rama - Posušje - uvođenje u EES BiH	0,250										0,250
7	DV 110 kV HE Jajce – Mrkonjić Grad (ulaz - izlaz za RS Silicon)	0,102										0,000
8	DV 400 kV Banja Luka 6 – Tuzla (ulaz - izlaz za TE Stanari)		1,062									0,000
9	DV 110 kV Čitluk – Ljubuški (ulaz – izlaz za TS Čitluk 2)		0,160									0,160
10	DV 110 kV Mostar 1 - Čapljina (svodenje u TS Mostar 9)		1,010									1,010
11	DV 110 kV Stanari – Ukrina (ulaz - izlaz za VP za TE Stanari)		0,345									0,000
12	DV 110 kV Tomislavgrad - Kupres		3,760									3,760
13	DV 110 kV Ugljevik - Brčko 2 (dionica Ugljevik - Blagojevića Han)		2,492									2,492
14	DV 110 kV Visoko-Fojnica		3,250									3,250

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
15	DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići (ulaz – izlaz za TS Žepče)		0,550									0,550
16	DV 110 kV Nevesinje - Gacko		6,169									6,169
17	DV 110 kV EVP Konjic - Hadžići (ulaz - izlaz za TS Pazarić)		0,300									0,300
18	DV 110 kV Bileća - Stolac (ulaz – izlaz za VE Trusina)		1,485									0,000
19	DV 110 kV Mostar 4 - Mostar 9		2,110									2,110
20	DV 110 kV Tuzla 5 - Zvornik (ulaz - izlaz za TS Kalesija)			0,144								0,144
21	DV 110 kV Banovići - Zavidovići			3,880								3,880
22	KV 110 kV B. Luka 2 - B. Luka 10 - B. Luka 3			3,360								3,360
23	DV 110 kV Banja Luka 5 - HE Bočac (dionica KT do B.Luka 5)			0,330								0,330
24	DV 110 kV Banja Luka 6 - Prijedor 2 (svođenje u TS Prijedor 1)			0,053								0,053
25	DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (1) (ulaz – izlaz za TS Prijedor 6)			0,315								0,315
26	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT - TS Gradačac)			0,960								0,960
27	DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1 (ulaz - izlaz u TS Željuša)			0,290								0,290
28	DV 110 kV Jelah - Tešanj			0,780								0,780
29	DV 110 kV Kneževo – Šipovo			5,120								5,120
30	DV 110 kV Kotor Varoš – Kneževo			2,640								2,640
31	DV 110 kV Nevesinje - Gacko (ulaz - izlaz za HE Ulog)			4,800								0,000
32	DV 110 kV Novi Grad - Banja Luka 6 (dionica od DV 110 kV Banja Luka 6 - Sisak do TS Novi Grad)			3,910								3,910
33	DV 110 kV Rama - Uskoplje			2,600								2,600
34	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (ulaz - izlaz za TS Lukavac 2)			0,460								0,460
35	DV 110 kV Tuzla 4 - Đurđevik (ulaz - izlaz za TS Živinice)			0,410								0,410
36	DV 220 kV TETO KTG Zenica - Zenica 2			2,820								0,000

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
37	Priključni DV 2x220 kV (ulaz-izlaz) za TETO KTG Zenica sa DV 220 kV Kakanj - Prijedor			4,758								0,000
38	DV 110 kV Banja Luka 6 – Novi Grad (priključni DV 2x110 kV za TS Kostajnica na DV 110 kV Banja Luka 6 - Novi Grad)				1,150							1,150
39	DV 110 kV Bijeljina 3 - Bijeljina 5				1,550							1,550
40	DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica (ulaz – izlaz za TS Doboj Istok)				0,050							0,050
41	DV 110 kV Hak – Tušanj i KV Tušanj - Tuzla 3				6,170							6,170
42	DV 110 kV Kiseljak - Fojnica				3,140							3,140
43	DV 110 kV Sarajevo 20 - Foča (3 km na DV Sarajevo 20 - Bogatići i dionica od 15 km Miljevina - Foča dionica Miljevina - Foča)				4,100							4,100
44	DV 110 kV Srebrenica - Vlasenica (dionica Konjević Polje - Srebrenica)				2,960							2,960
45	DV 110 kV Zenica 1 - Žepče (ulaz-izlaz za HE Vranduk)				0,230							0,000
46	DV 110 kV Cazin 1 - Cazin 2/II					1,500						1,500
47	DV 110 kV Grude – Ljubuški 2 – Ljubuški					3,720						3,720
48	DV 220 kV Mostar 3 – Trebinje/2 (ulaz - izlaz za HE Dabar)					8,580						0,000
49	DV 400 kV Tuzla – TE Tuzla - blok 7					3,190						0,000
50	DV 110 kV Grude - Široki Brijeg (ulaz - izlaz za TS Široki Brijeg 2)						0,100					0,100
51	DV 110 kV Goražde 1 – Foča (ulaz - izlaz za HE Ustikolina)							0,130				0,000
52	DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla (ulaz - izlaz za TE Kakanj - blok 8)								12,740			0,000
53	DV 110 kV Zenica 2 - Busovača (ulaz – izlaz za TS Zenica 5)									0,150		0,150
54	DV 110 kV Vareš - Kladanj									6,590		6,590

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
I-3	<b>Interkonekcije</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>19,197</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>69,699</b>	<b>0,000</b>	<b>34,360</b>	<b>123,256</b>
1	DV 2x400 kV Višegrad - Vardište (B.Bašta - Pljevlja) (uključujući DV polja 400 kV B.Bašta i Pljevlja u TS 400/110/35/10 kV Višegrad) (1)				19,197							19,197
2	DV 400 kV Banja Luka 6 - Lika (dionica B. Luka 6 - granica BiH - RH)								68,499			68,499
3	TS 400/110/35/10 kV Banja Luka 6 - DV polje 400 kV Lika								1,200			1,200
4	DV 400 kV TE Tuzla - Đakovo (dionica TE Tuzla - granica BiH - RH)										34,360	34,360

(1) Troškovi procjenjeni u skladu sa Glavnim projektom i uključuju izgradnju dalekovoda, dalekovodnih polja i trafo stanice

- Varijabilni dio naknade za priključak koji ne ulazi u sumu potrebnih sredstava

\* Ugradnja trećeg trafoa 220/110 MVA sa pripadajućim poljima u iznosu od 4.23 mil.KM služi isključivo za stvaranje tehničkih uslova u mreži za priključenje TE - TO Zenica i finansira se iz Naknade za priključak i tarife, te ova sredstva nisu uključena u ukupni zbir, s obzirom da još uvijek nije skopljen Ugovor o priključku sa Investitorom

Tabela 12.2.2. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika – rekonstrukcije

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
<b>II</b>	<b>REKONSTRUKCIJE / SANACIJE POSTOJEĆIH OBJEKATA</b>											<b>479,808</b>	
<b>II-1</b>	<b>Transformatorske stanice</b>		<b>101,422</b>	<b>29,211</b>	<b>30,205</b>	<b>60,860</b>	<b>31,250</b>	<b>11,280</b>	<b>26,750</b>	<b>14,550</b>	<b>12,370</b>	<b>18,130</b>	<b>336,028</b>
1	TS 400/110/35/6,3 kV Gacko	Izgradnja novog DV polja, VN		0,380		0,600							0,980
2	TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 (Čule)	VN, zamjena TR		0,150								3,210	3,360
3	TS 400/110 kV Sarajevo 10	VN, zamjena TR				6,390							6,390
4	TS 400/220/110/10 kV Sarajevo 20	Izgradnja novog DV polja, VN, SN				0,410			5,540				5,950
5	TS 400/220/110/35 kV Trebinje	VN, zamjena TR	0,915			3,820							4,735
6	TS 400/220/110 kV Tuzla 4	Izgradnja novog DV polja, VN, SN	3,752			2,000	1,203						5,752
7	TS 400/220/110/35/10(20) kV Višegrad	SN, zamjena TR					2,130						2,130
9	TS 220/110/35/10 kV Bihać 1	VN, SN			2,140								2,140
10	TS 220/110/35/10 kV Gradačac	SN, izgradnja novog DV polja	0,720		0,400								1,120
11	RP 220 kV Kakanj	VN										1,200	1,200
12	TS 220/110 kV Zenica 2	Zamjena TR, ugradnja trećeg trafoa i pripadajućih polja*, izgradnja novog DV polja, VN	3,530		5,032		0,760						4,290
13	TS 110/35/10 kV Bosansko Grahovo	VN, SN										1,140	1,140
14	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 1	SN	1,474										1,474

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
15	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 2	SN, zamjena TR, izgradnja novog DV polja	1,600		0,380								1,980
16	TS 110/20/10 kV Banja Luka 3	VN, zamjena TR, izgradnja novog DV polja	2,440		0,380								2,820
17	TS 110/20 kV Banja Luka 4	VN, SN	1,210			0,980							2,190
18	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 5	Izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR	0,390						1,270				1,660
19	TS 110/35/6 kV Banovići	Kompletiranje DV polja, Izgradnja novog DV polja, SN			0,940							0,750	1,690
20	TS 110/20/10 kV Bihać 2	Ugradnja drugog TR, VN, SN	1,270			1,890							3,160
21	TS 110/35/10 kV Bijeljina 1	VN, SN, Zamjena TR (2X)		6,061									6,061
22	TS 110/35/10 kV Bijeljina 3	Zamjena TR				1,030							1,030
23	TS 110/35/10 kV Bileća	VN, SN, Zamjena TR	4,426										4,426
24	TS 110/35/10(20) kV Bosanska Krupa	VN, SN							0,980				0,980
25	TS 110/35/10(20) kV Bosanski Petrovac	VN, SN, Ugradnja drugog TR								2,260			2,260
26	TS 110/35/10 kV Brčko 2	Zamjena TR			1,030								1,030
27	TS 110/35/10(20) kV Breza	SN							0,740				0,740
28	TS 110/35(20)/10/6 kV Brod	VN, SN, zamjena TR			4,200								4,200
29	TS 110/20/10 kV Bugojno	VN, SN								1,820			1,820
30	TS 110/35/10 kV Busovača	VN, SN, ugradnja drugog TR	2,060	1,490									3,550

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024		
31	TS 110/35/10(20) kV Cazin 1	Ugradnja drugog TR, izgradnja novog DV polja, VN, SN	1,290				2,570							3,860
32	TS 110/20/10 kV Cazin 2	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR					3,460							3,460
33	TS 110/35/10/6 kV Cementara	SN, zamjena TR											1,710	1,710
34	TS 110/35/10 kV Čapljina	SN	0,570											0,570
35	TS 110/10 kV Čitluk	VN, SN				1,150								1,150
36	TS 110/35/10 kV Derventa	VN, SN, zamjena TR				5,850								5,850
37	TS 110/35/10/6 kV Doboj 1	Zamjena TR					1,030							1,030
38	TS 110/35/10 kV Doboj 2	VN, SN					2,320							2,320
39	TS 110/35/10(20) kV Doboj 3	Ugradnja drugog TR							1,290					1,290
40	TS 110/35/10(20) kV Donji Vakuf	VN, SN, ugradnja drugog TR											2,150	2,150
41	TS 110/35/10 kV Drvar	VN, SN, ugradnja drugog TR		2,380				1,290						3,670
42	TS 110/35/6 kV Đurđevik	VN, SN							3,600					3,600
43	EVP 110/25 kV Blažuj	VN						0,810						0,810
44	EVP 110/25 kV Dobrinje	Kompletiranje DV polja (2), rekonstrukcija mjernog polja										0,810		0,810
45	EVP 110/25 Kulen Vakuf	VN							0,540					0,540
46	TS 110/35/10(20) kV Foča	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, SN				2,360								2,360
47	TS 110/35/10 (20) kV Goražde 1	SN (proširenje), zamjena TR					1,130							1,130

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024		
48	TS 110/35/10 kV Gračanica	VN, SN, zamjena TR	0,460								2,370			2,830
49	TS 110/20/10 kV Gradiška	SN	1,410											1,410
50	TS 110/35/10 kV Grude	Izgradnja novog DV polja, VN, SN			1,960									1,960
51	TS 110/10(20) kV Hadžići	Ugradnja drugog TR							1,510					1,510
52	TS 110/35/6 kV HAK	VN, SN, ugradnja drugog TR	3,210		2,580									5,790
53	TS 110/35/10 kV Jablanica	Kompletiranje DV polja, VN, SN				1,800								1,800
54	TS 110/35/10 kV Jajce 1	VN, SN, zamjena TR			2,590									2,590
55	TS 110/35/10(20) kV Janja	Ugradnja drugog TR							1,290					1,290
56	TS 110/20/10 kV Kiseljak	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	1,530			2,420								3,950
57	TS 110/35/10 kV Kladanj	Kompletiranje DV polja, VN, ugradnja drugog TR (nabavljen ali nije ugrađen), izgradnja novog DV polja		0,930								0,380		1,310
58	TS 110/20/10 kV Ključ	VN, SN, ugradnja drugog TR					2,410							2,410
59	TS 110/35/10 kV Konjic	VN, SN, zamjena TR	2,760											2,760
60	TS 110/20 kV Kotor Varoš	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja trafo polja	3,120											3,120



Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
61	TS 110/20/10 kV Kozarska Dubica	Kompletiranje DV polja (2), VN, SN	2,570										2,570
62	TS 110/10(20) kV Kupres	Izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR		0,380						1,270			1,650
63	TS 110/20 kV Laktaši	Kompletiranje DV polja, VN, SN, ugradnja trafo polja	2,160										2,160
64	TS 110/35/10 kV Livno	VN, SN				2,050							2,050
65	TS 110/35/10 kV Ljubuški	Izgradnja novih DV polja (2), VN, SN	0,185	1,470			0,380						2,035
66	TS 110/35/10 kV Lopare	Kompletiranje DV polja, VN, SN	0,380	1,460								0,600	2,440
67	TS 110/35 kV Lukavac	Zamjena TR, SN	2,260									0,200	2,460
68	TS 110/35/10 kV Maglaj	Ugradnja drugog TR, VN, SN	1,140									1,800	2,940
69	TS 110/35/10 kV Modriča	VN, SN, zamjena TR							4,230				4,230
70	TS 110/35/10 kV Mostar 2	VN, zamjena TR, SN	2,090			1,300							3,390
71	TS 110/35/10 kV Mostar 5 (Rodoč)	SN				1,650							1,650
72	TS 110/35/10 kV Mostar 6 (Rudnik)	VN, SN, zamjena TR	3,855										3,855
73	TS 110/10 kV Mostar 7 (Balinovac)	Kompletiranje DV polja, SN, zamjena TR (2)	0,920			1,880					1,030		3,830
74	TS 110/20/10 kV Mrkonjić Grad	Izgradnja novog DV polja, VN, zamjena TR	2,080										2,080
75	TS 110/35/10 kV N. Travnik	SN, zamjena TR	1,660										1,660

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024		479,808
76	TS 110/10 kV Neum	Ugradnja trafo polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	0,350			2,020								2,370
77	TS 110/35/10 kV Nevesinje	Kompletiranje DV polja, izgradnja DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	3,545											3,545
78	TS 110/20/10 kV Nova Topola	Ugradnja drugog TR	1,030											1,030
79	TS 110/20/10 kV Novi Grad	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	3,260											3,260
80	TS 110/35/10 kV Orašje	VN, SN										2,500		2,500
81	TS 110/35/10 kV Pale	VN, SN, zamjena TR				3,550								3,550
82	TS 110/35/10 kV Pazarić	Izgradnja novih DV polja (2), VN, SN						3,130						3,130
83	TS 110/35/10 kV Posušje	VN, SN			1,515									1,515
84	TS 110/20/10 kV Prijedor 1	Izgradnja novog DV polja, SN, zamjena TR	0,940											0,940
85	TS 110/20/10 kV Prijedor 3	Kompletiranje DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	2,680											2,680
86	TS 110/20/10 kV Prnjavor	Kompletiranje DV polja, VN, ugradnja drugog TR	2,270											2,270
87	TS 110/35/10 kV Rama/ Prozor	Kompletiranje DV polja, SN			0,380		1,250							1,630
88	TS 110/10/35 kV Rogatica	VN, SN					2,120							2,120
89	RS 110 kV Mostar 1 (Raštani)	VN, SN	3,510											3,510

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024		
90	TS 110/10 kV Široki Brijeg	VN, SN, zamjena TR	0,510						0,800					1,310
91	TS 110/35/10 kV Šamac	Zamjena TR, VN, SN	1,220			0,590								1,810
92	TS 110/20/10 kV Sanski Most	SN, VN	1,050			0,860								1,910
93	TS 110/35/10 kV Sarajevo 1	VN, zamjena TR, SN	3,991						0,430					4,421
94	TS 110/35/10 kV Sarajevo 2	VN, SN, zamjena TR	0,460			1,370								1,830
95	TS 110/10 kV Sarajevo 4	Zamjena TR, VN, SN			0,820						1,910			2,730
96	TS 110/10 kV Sarajevo 5	VN, SN, zamjena TR			4,600									4,600
97	TS 110/10 kV Sarajevo 7	SN, zamjena TR	2,350										1,370	3,720
98	TS 110/10 kV Sarajevo 8	Kompletiranje DV polja, SN, Zamjena TR								3,090				3,090
99	TS 110/10 kV Sarajevo 13	SN, Zamjena TR	3,150											3,150
100	TS 110/10 kV Sarajevo 14	VN, SN, Zamjena TR		5,390										5,390
101	TS 110/10 kV Sarajevo 15	Kompletiranje DV polja, SN, zamjena TR	3,200			1,540								4,740
102	TS 110/35/10 kV Sarajevo 18	Rekonstrukcija DV polja, SN, ugradnja drugog TR	0,750									2,600		3,350
103	TS 110/10/35 kV Sokolac	VN, SN, ugradnja drugog TR									2,320			2,320
104	TS 110/20 kV Srbac	VN, SN, ugradnja drugog TR	1,250			1,490								2,740
105	TS 110/35/10(20) kV Srebrenica	Izgradnja novog DV polja				0,380								0,380
106	TS 110/35/10 kV Srebrenik	VN, SN			1,520								1,000	2,520

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024		
107	TS 110/35/10 kV Stolac	Ugradnja trafo polja, rekonstrukcija DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	0,370		1,940								0,920	3,230
108	TS 110/35/10 kV Tešanj	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR, SN, proširenje SN		3,000										3,000
109	TS 110/35/10 kV Teslić	VN, SN, ugradnja drugog TR, zamjena TR	0,530	3,000						1,030				4,560
110	TS 110/35/10 kV Tomislavgrad	VN				0,450								0,450
111	TS 110/35/10 kV Travnik 1	SN, zamjena TR				1,230								1,230
112	TS 110/20/10 kV Travnik 2	SN										0,890		0,890
113	TS 110/35/10 kV Trebinje 1	Ugradnja drugog TR, VN, SN		1,300					2,000					3,300
114	TS 110/10(20) kV Tuzla 3	Izgradnja novog DV polja				0,380								0,380
115	TS 110/35/6 kV Tuzla 5	Rekonstrukcija DV polja, SN		1,000										1,000
116	TS 110/35/10 kV Tuzla Centar	VN, zamjena TR, SN	1,520			2,000								3,520
117	TS 110/35/10 kV Ugljevik	Ugradnja drugog TR				1,290								1,290
118	TS 110/20 kV Ukrina	Izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	0,380							3,040				3,420
119	TS 110/20/10 kV Uskoplje/Gornji Vakuf	Izgradnja novog trafo polja, kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, VN, ugradnja drugog TR	0,350		1,560								0,920	2,830

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024		
120	TS 110/35/10 kV Vareš	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR										3,850		3,850
121	TS 110/35/10(20) kV Velika Kladuša	VN, SN					1,760							1,760
122	TS 110/35/10 kV Visoko	Izgradnja novog DV polja, zamjena TR, SN	0,390			2,060							1,470	3,920
123	TS 110/20/10 kV Vitez	VN, SN, zamjena TR					3,290							3,290
124	TS 110/35/10 kV Vlasenica	VN, SN, ugradnja drugog TR							4,540					4,540
125	TS 110/35/10(20) kV Vrnograč	VN									1,170			1,170
126	TS 110/35/10 kV Zavidovići	Izgradnja novog DV polja, SN			0,380						1,440			1,820
127	TS 110/35 kV Zenica 1	VN, zamjena TR	0,830	0,820										1,650
128	TS 110/35/20/10 kV Zenica 3	VN, SN, zamjena TR				4,070								4,070
129	TS 110/20/35 kV Zenica 4	Kompletiranje DV polja, SN, ugradnja drugog TR					3,510							3,510
130	TS 110/35 kV Zvornik	Izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	4,100											4,100
131	TS 35/10 kV Žepče	SN			0,890									0,890
<b>II-2</b>	<b>Dalekovodi</b>		<b>16,352</b>	<b>59,191</b>	<b>25,617</b>	<b>14,058</b>	<b>4,890</b>	<b>3,970</b>	<b>3,894</b>	<b>2,260</b>	<b>2,716</b>	<b>10,832</b>	<b>143,780</b>	
1	DV 110 kV Grude - Imotski (HR) (1951/1982)			4,050										4,050
2	DV 110 kV EVP Konjic - Konjic (1954/1970)				0,280									0,280
3	DV 110 kV EVP Dobrinje - TE Kakanj (1954/1971)				0,500									0,500
4	DV 110 kV Sarajevo 2 - Sarajevo 10 (1954/1970/1979)			0,813										0,813

Red. br.	Projekat /Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
5	DV 110 kV EVP Konjic - Hadžići (1954/1970/1981)			1,210								1,210
6	DV 110 kV Sarajevo 1 - Sarajevo 10 (1954/1970/1979/2002)	0,510										0,510
7	DV 110 kV Lukavac - TE Tuzla (1) (1955/1967)	0,821										0,821
8	DV 110 kV Doboj 1 - Maglaj (1955/1971)				0,810							0,810
9	DV 110 kV Maglaj - Zavidovići (1955/1971)				0,610							0,610
10	DV 110 kV Doboj 1 - Gračanica (1955/1976/1986)					0,910						0,910
11	DV 110 kV 2x110 kV HE Jablanica - Sarajevo 1 II/III (1955/1957/1997)			3,000								3,000
12	DV 110 kV Gračanica - Lukavac (1955/1976/1986/1998) - OPGW	0,585					1,700					2,285
13	DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg (1955/1988/1999)	1,360										1,360
14	DV 110 kV Travnik 1 - Zenica 1 (1955/1971/2002)				1,000							1,000
15	DV 110 kV Zenica 1 - Zenica Sjever (1955/1976/2005)	0,260										0,260
16	DV 110 kV Zenica 4 - Zenica Jug (1955/1976/2001/2005)					0,050						0,050
17	DV 110 kV Zenica 4 - Zenica Sjever (1955/1976/2001/2005)					0,230						0,230
18	DV 110 kV Grude - Široki Brijeg (1955)	1,340										1,340
19	DV 110 kV Doboj 1 - Doboj 2 (1956/1975/1980)	0,270										0,270
20	DV 110 kV Tuzla 5 - Tuzla Centar (1956/1977/1988)	0,172										0,172
21	DV 110 kV Tuzla 5 - Zvornik (1956/1977/1988)			3,000								3,000
22	DV 110 kV Brod - Derventa (1956/1975/1994)	0,300										0,300
23	DV 110 kV Derventa - Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)		1,110									1,110
24	DV 110 kV Doboj 2 - Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)				0,840							0,840
25	DV 220 kV Mostar 4 - Zakučac (HR) (1958/1965/1977/2007)		2,860									2,860

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
26	DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (2) i DV 2x110 kV Banja Luka 1 - HE Bočac (1957/1980) na dionici: od priključka KT Banja Luka do TS Banja Luka 1			1,500								1,500
27	DV 110 kV Banja Luka 6 - Sisak (1) (HR)/BiH (1957/1980)			3,200								3,200
28	DV 110 kV Mostar 2 - Stolac (1957/1980)		0,955									0,955
29	DV 2x110 kV Banja Luka 1 - HE Bočac (1957/1981) dionica od HE Bočac do KT Banja Luka			3,400								3,400
30	DV 110 kV HE Bočac - HE Jajce 1 (1957/1981)	0,900										0,900
31	DV 110 kV Bileća - Stolac (1957/1980/2000)			2,685								2,685
32	DV 110 kV Bileća - Nikšić (CG) (1957)		0,605									0,605
33	DV 110 kV Ilijaš - Sarajevo 1 (1957)	0,721										0,721
34	DV 110 kV Mostar 2 - RP Mostar 1 (1957)	0,560										0,560
35	DV 110 kV Zenica 1 - Zenica 2 (1958/1971)					0,220						0,220
36	DV 110 kV Cementara Kakanj - Zenica 2 (1958/1971/1976)				1,060							1,060
37	DV 110 kV Cementara Kakanj - TE Kakanj (1958/1971/1976/2000/2005)	0,310										0,310
38	DV 110 kV Čapljina - Opuzen (HR) (1959/1969)		0,390									0,390
39	DV 110 kV Neum - Opuzen (HR) (1959/1969)		0,340									0,340
40	DV 110 kV Neum - Ston (HR) (1960/1976)		0,420									0,420
41	DV 110 kV Bileća - Trebinje 1 (1960/2006)		3,860									3,860
42	DV 110 kV Trebinje - Trebinje 1 (1960/2006)		1,000									1,000
43	DV 110 kV Čapljina - RP Mostar 1 (1960)		4,000									4,000
44	DV 110 kV Goražde 1 - Pljevlja (CG) (1960/)						1,900					1,900
45	DV 110 kV Lukavac - Srebrenik (1960)	0,546						1,300				1,846
46	DV 220 kV Prijedor 2 - RP Kakanj (1962/1969)			1,250							1,000	2,250

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
47	DV 220 kV RP Kakanj - Tuzla 4 (1962/1977)		3,170									3,170
48	DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1) (1962/1980)	0,276										0,276
49	DV 110 kV Banja Luka 6 - Prijedor 2 (1962/1971/1980)					3,100						3,100
50	DV 220 kV RP Kakanj - TE Kakanj (G5) (1962)				1,270							1,270
51	DV 220 kV RP Kakanj - TE Kakanj (trafo) (1962)				0,740							0,740
52	DV 110 kV Breza - Sarajevo 4 (1964/1977/1999)									1,240		1,240
53	DV 110 kV Breza - TE Kakanj (1964/1977/1999)									0,787		0,787
54	DV 220 kV Mostar 4 - RP Mostar 3 (1) (1965/1977)	0,370										0,370
55	DV 110 kV Donji Vakuf - Jajce 2 (1965/1985)			1,742								1,742
56	DV 110 kV Bugojno - Donji Vakuf (1965/1985/1996)			0,820								0,820
57	DV 220 kV HE Salakovac - RP Kakanj (1965/2001)	0,600										0,600
58	DV 220 kV HE Salakovac - RP Mostar 3 (1965/2001)		4,490									4,490
59	DV 220 kV HE Trebinje 1 - Trebinje (1965/2002)		1,480									1,480
60	DV 220 kV RP Mostar 3 - Trebinje (1) (1965)		5,600									5,600
61	DV 220 kV Trebinje - HE Perućica (CG) (1965)		1,950									1,950
62	DV 110 kV B.Krupa - Prijedor 2 (1968/1978/1998)							1,524				1,524
63	DV 110 kV Trebinje - Komolac (HR) (1968/2006)		0,690									0,690
64	DV 220 kV RP Mostar 3 - Trebinje (2) (1968/2007)		5,600									5,600
65	DV 220 kV RP Jablanica - RP Kakanj (1968)				4,200							4,200
66	DV 220 kV RP Jablanica - RP Mostar 3 (1968)		3,200									3,200
67	DV 220 kV HE Rama - RP Jablanica (1) (1969)		1,380									1,380
68	DV 220 kV HE Rama - RP Jablanica (2) (1969)			1,380								1,380
69	DV 110 kV Trebinje - Herceg Novi (CG) (1969)		1,850									1,850
70	DV 110 kV Sarajevo 13 - Sarajevo 20 (I) (1970/1986)	0,452										0,452
71	DV 220 kV TE Kakanj (G5) - Zenica 2 (1971/1999)				2,130							2,130
72	DV 110 kV Bijeljina 3 - Brčko 2 (1972/1988/2000)		2,280									2,280



Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
73	DV 400 kV Buk Bijela - Sarajevo 20 (1976/1986)	1,860										1,860
74	DV 110 kV B.Petrovac - Drvar (1976/1986)				0,634							0,634
75	DV 220 kV Mostar 4 - RP Mostar 3 (2) (1976)							0,380				0,380
76	DV 110 kV Čitluk - Ljubuški (1976)							0,690				0,690
77	DV 110 kV Zenica 2 - Zenica Jug (1976)								0,600			0,600
78	DV 110 kV Zenica 2 - Zenica Sjever (1976)								0,430			0,430
79	DV 110 kV Čapljina - Ljubuški (1977)								0,730			0,730
80	DV 110 kV Mostar 4 - RP Mostar 1 (1977)								0,500			0,500
81	DV 110 kV HE Mostarsko Blato - Mostar 4 (1978/2010)										0,210	0,210
82	DV 110 kV HE Mostarsko Blato - Mostar 5 (1978/2010)										0,210	0,210
83	DV 110 kV Busovača - Zenica 2 (1978/)									0,688		0,688
84	DV 110 kV Mostar 2 - Nevesinje (1979/2004)										1,800	1,800
85	DV 220 kV Mostar 4 - PHE Čapljina (1) (1979/)										2,500	2,500
86	DV 220 kV Mostar 4 - PHE Čapljina (2) (1979/)										2,500	2,500
87	DV 110 kV HE Mostar - RP Mostar 1 (1) (1979/)										0,250	0,250
88	DV 110 kV Mostar 5 - Mostar 7 (1979)		0,430									0,430
89	DV 110 kV Mostar 6 - Mostar 7 (1979)		1,600									1,600
90	DV 110 kV Sarajevo 4 - Sokolac (1979)										2,362	2,362
91	DV 110 kV Vareš - Visoko (1979/)	0,391										0,391
92	DV 110 kV Lopare - Tuzla Centar (1980/1998)	0,060										0,060
93	DV 110 kV Kiseljak - Sarajevo 10 (1980) - OPGW	0,360										0,360
94	DV 110 kV Modriča - Odžak (1982)	0,420										0,420
95	DV 110 kV Odžak - Šamac (1982)	0,340										0,340
96	DV 110 kV Banovići - Tuzla 4 (1983) - OPGW	0,400										0,400

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
97	DV 110 kV Cazin 1 - Cazin 2 (1984) - OPGW	0,185										0,185
98	DV 110 kV Bugojno - Kupres (1985) - OPGW	0,274				0,380						0,654
99	DV 110 kV Bugojno - Uskoplje/Gornji Vakuf (1985) - OPGW						0,370					0,370
100	DV 110 kV B.Grahovo - EVP L. D. Polje (HR) (1987) - OPGW				0,483							0,483
101	DV 110 kV Drvar - EVP L.D.Polje (HR) (1987) - OPGW				0,281							0,281
102	DV 110 kV Brčko 1 - Doboj 3 (1993) - OPGW			1,500								1,500
103	DV 110 kV Blagojevića Han - Brčko 2 (1994) - OPGW			0,150								0,150
104	DV 110 kV Mostar 6 - RP Mostar 1 (1955/1979/1995)		0,540									0,540
105	DV 110 kV Brčko 1 - Srebrenik (2002) - OPGW	0,700										0,700
106	DV 110 kV Kladanj - Vlasenica (2004) - OPGW	0,510										0,510
107	DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1 (I/II)		4,180									4,180
108	DV 110 kV Tuzla 3 - Lopare - OPGW		0,348									0,348
109	DV 110 kV Tuzla 3 - Tuzla Centar - OPGW	0,150										0,150
110	DV 35(110) kV Mrkonjić Grad - Šipovo	0,350										0,350

\* Ugradnja trećeg trafoa 220/110 MVA sa pripadajućim poljima u iznosu od 4.23 mil.KM služi isključivo za stvaranje tehničkih uslova u mreži za priključenje TE - TO Zenica i finansira se iz Naknade za priključak i tarife, te ova sredstva nisu uključena u ukupni zbir, s obzirom da još uvijek nije sklopljen Ugovor o priključku sa Investitorom

Tabela 12.2.3. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika – ugradnja prigušnica

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
III	<b>UGRADNJA PRIGUŠNICA</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>7,200</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>6,500</b>	<b>13,700</b>
1	TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 (Čule) (MSR - 150 MVA)*				7,200							7,200
2	TS 400/220/110 kV Tuzla 4 (MSR - 100 MVA)*										6,500	6,500

\* Vrijednost investicije preuzeta iz L[16]

## 12.2. Procjena raspoloživih sredstava

Raspoloživa vlastita sredstva za investiciono ulaganje u periodu 2015. – 2024. godina prikazana su u Tabeli 12.3.. U ovoj tabeli su prikazana i sredstva fiksnog dijela naknade za priključak koja se, prema Pravilniku o priključku, naplaćuju od korisnika koji se priključuju na prenosnu mrežu, a namijenjena su za učešće u finansiranju stvaranja tehničkih uslova u mreži za obezbjeđenje priključenja korisnika. Raspoloživa sredstva za investiranje od fiksnog dijela naknade za priključak izračunata su u skladu sa Pravilnikom o priključku:  $N=C \times P$ , gdje je N jednokratni novčani iznos koji plaća Korisnik radi obezbjeđenja uslova za priključenje, C jedinična cijena priključne snage Korisnika (50 KM/kW, odobreno od strane DERK-a 10.04.2014. godine), a P odobrena instalisana snaga Korisnika.

Prenesena sredstva zaključno sa 30.09.2014. godine po usvojenom Planu investicija iz 2014. godine obuhvataju ukupna sredstva za investicije u skladu sa Planom investicija za 2014. godinu koja nisu utrošena do 30.09.2014. godine, te se prenose za realizaciju u naredni period. Za realizaciju u naredni period se prenose i sredstva ostvarene slobodne amortizacije iz perioda 2007 – 2013 godina koja nisu bila raspoređena po objektima u Planu investicija za 2014. godinu.

Slobodna amortizacija za period 2015. – 2024. godina data je na osnovu planskih iznosa amortizacije i otplate kredita, umanjena za iznose amortizacije donacija za navedene godine.

Na osnovu prethodno navedenog, ukupna vlastita raspoloživa sredstva za investiranje u periodu 2015. – 2024. iznose 825,629 mil. KM.

Tabela 12.3. Raspoloživa vlastita sredstva za investiciono ulaganje u periodu 2015. – 2024. godina

Red. br	Godina	Slobodna amortizacija			Dobit	Fiksni dio naknade za		Ukupno
		Postojeći objekti	Planirana realizacija investicija	Ukupno (3+4)		Naziv objekta	Iznos	
1	2	3	4	5	6	8	9 (5+6+8)	
1	2007 - 2014*			187.698.837				187.698.837
2	2014**			39.541.945				39.541.945
3	ocjena 2014			29.277.964				29.277.964
4	plan 2015	28.102.647		28.102.647		MHE Dub i MHE Ustiprača R-S Silicon	856.000 1.350.000	30.308.647
5	plan 2016	28.523.598	6.124.100	34.647.698		TE Stanari VE Trusina	15.000.000 2.550.000	52.197.698
6	plan 2017	27.881.807	13.962.700	41.844.507		KTG Zenica HE Ulog	19.375.000 1.722.000	62.941.507
7	plan 2018	25.927.467	19.695.100	45.622.567		HE Vranduk	981.500	46.604.067
8	plan 2019	27.398.041	23.885.312	51.283.353		TE Tuzla, blok 7 HE Dabar	22.500.000 8.025.000	81.808.353
9	plan 2020	28.650.904	25.421.712	54.072.616				54.072.616
10	plan 2021	28.819.439	26.018.712	54.838.151		HE Ustikolina	3.024.000	57.862.151
11	plan 2022	26.927.895	29.585.212	56.513.107		TE Kakanj, blok 8	15.000.000	71.513.107
12	plan 2023	24.524.345	30.264.362	54.788.707				54.788.707
13	plan 2024	21.957.525	35.055.376	57.012.901				57.012.901
	<b>Ukupno</b>			<b>735.245.000</b>			<b>90.383.500</b>	<b>825.628.500</b>

### Napomena:

\* - raspoloživa sredstva slob. amortizacije iz perioda 2007 - 2014 prema Izvještaju o finansijskoj realizaciji investicija sa 30.09.2014.

\*\* - neraspoređena sredstva amortizacije po Planu investicija za 2014. godinu

### 13. PRORAČUN STRUJA KRATKIH SPOJEVA

Poznavanje struja kratkog spoja je neophodan podatak, kako kod projektovanja novih mreža i elektroenergetskih objekata, tako i kod praćenja rada ili proširenja postojećih EES. Proračuni struja kratkog spoja, kako za aktuelna, tako i za perspektivna stanja izgrađenosti EES, služe za provjeru parametara opreme i uređaja u pogonu, provjeru uzemljenja u visokonaponskim postrojenjima, ispitivanje i podešavanje zaštita, odabir opreme i uređaja u visokonaponskim postrojenjima, proračune uzemljivača i uticaja elektroenergetskih objekata na metalne konstrukcije, telekomunikacione vodove, itd.

Proračuni maksimalnih struja trolejnog i jednopolnog kratkog spoja za Plan urađeni su u uslovima maksimuma sistema u 2024. godini, pri angažmanu svih proizvodnih jedinica na mreži Elektroprenosa BiH.

Proračuni struja kratkog spoja izvršeni su na modelu koji uključuje elektroenergetske sisteme: Albanije, Bosne i Hercegovine, Bugarske, Crne Gore, Grčke, Hrvatske, Mađarske, Makedonije, Rumunije, Slovenije, Srbije i Turske. Ovaj model je napravljen u okviru radne grupe SECI za perspektivno stanje mreža navedenih zemalja za 2020. godinu. Model navedenih zemalja se bazira na detaljnom modelovanju elemenata sistema 110 kV, odnosno 150 kV, 220 kV i 400 kV sa generatorima modelovanim na generatorskom naponu i pripadajućim blok transformatorima. Na ovaj način je uzet u obzir uticaj susjednih mreža na veličinu struja kratkog spoja u EES BiH. U ovaj model uneseni su objekti prenosne mreže BiH sa pripadajućim podacima, koji su obuhvaćeni Planom, te je na taj način izvršen proračun za perspektivno stanje prenosne mreže EES BiH u 2024. godini.

Proračunima su obuhvaćeni trolejni i jednopolni kratki spojevi u subtranzijentnom režimu kratkog spoja.

U pogledu režima rada i konfiguracije mreže EES BiH, proračuni su urađeni uvažavajući sljedeće činjenice:

- angažovanje izvora je u skladu sa IPRP,
- svi vodovi su u pogonu,
- neutralne tačke svih autotransformatora (400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV) su direktno uzemljene, odnosno u svakom postrojenju obavezno je uzemljena jedna neutralna tačka transformatora 110/x kV koji su modelovani kao tronamotajni transformatori,
- u elektranama se uzemljava neutralna tačka blok transformatora najveće generatorske jedinice ili one jedinice koja je najčešće u pogonu. Ukoliko u postrojenju postoji i mrežni transformator, uzemljava se i neutralna tačka mrežnog transformatora,
- prelazni otpor uzemljenja i otpor rasprostiranja uzemljivača je jednak nuli.

Kako su proračuni provedeni za puno uklopno stanje mreže rezultati su pokazali da struja trolejnog kratkog spoja na 110 kV sabirnicama u TS Sarajevo 10, u slučaju da su u pogonu oba transformatora 400/110 kV sa uzemljenim zvjezdama, iznosi 29,11 (kA), a struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 34,18 (kA). U slučaju da transformatori u TS Sarajevo 10 rade na način da je zvjezdište jednog uzemljeno, a drugog transformatora izolovano, struja trolejnog kratkog spoja ostaje ista, dok struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 30,97 (kA). Uzimajući u obzir tačku 4.6.8. MK u Tabeli 13. u nastavku, kao i na shemama u Prilogu 9. su date vrijednosti struja neistovremenih trolejnih i jednopolnih kratkih spojeva na sabirnicama 400 kV, 220 kV i 110 kV u EES BiH na kraju planskog perioda na način da je u TS Sarajevo 10 u pogonu samo jedan transformator 400/110 kV, 300 MVA.

Tabela 13. Struje neistovremenih trolelnih i jednofaznih kratkih spojeva na sabirnicama 400, 220 i 110 kV EES BiH za 2024. godinu

Broj	Naziv objekta TS/RP	Nazivni napon sabirnica (kV)	Struja trolelnog k.s. $I_{k3F}(kA)$	Struja jednofaznog k.s. $I_{k1F}(kA)$
1	Tuzla 4	400	21,92	21,58
2	TE Tuzla	400	19,12	18,73
3	Ugljevik	400	18,55	16,24
4	Višegrad	400	17,29	14,73
5	HE Višegrad	400	15,95	13,80
6	Mostar 4	400	14,87	12,16
7	TE Kakanj	400	14,09	13,50
8	Sarajevo 10	400	13,37	12,63
9	TE Gacko	400	11,14	10,43
10	RP Trebinje	400	10,87	8,90
11	Sarajevo 20	400	9,92	8,95
12	TE Stanari	400	9,41	9,51
13	Banja Luka 6	400	6,62	6,46
14	Mostar 4	220	24,89	22,63
15	RP Mostar 3	220	24,33	21,79
16	Tuzla 4	220	24,04	27,12
17	EAL	220	22,94	20,23
18	TE Tuzla	220	21,55	22,62
19	TE Tuzla - G6	220	17,96	17,26
20	RP Trebinje	220	17,35	16,73
21	RP Kakanj	220	17,09	14,18
22	Zenica 2	220	16,23	15,74
23	TE - TO Zenica	220	16,21	15,95
24	RP Jablanica	220	15,23	13,12
25	HE Čapljina	220	14,62	14,48
26	TE Kakanj, TR 150 MVA	220	13,17	10,47
27	Prijedor 2	220	11,92	9,39
28	HE Rama	220	11,65	10,37
29	HE Salakovac	220	11,38	10,51
30	HE Grabovica	220	10,91	9,53
31	HE Trebinje	220	9,55	8,91
32	Sarajevo 20	220	8,39	7,91
33	Gradačac	220	8,38	6,83
34	HE Dabar	220	8,29	7,65
35	Jajce 2	220	6,66	6,16
36	Bihać 1	220	4,08	4,23

Broj	Naziv objekta TS/RP	Nazivni napon sabirnica (kV)	Struja trofaznog k.s. $I_{k3F}(kA)$	Struja jednofaznog k.s. $I_{k1F}(kA)$
37	Sarajevo 10	110	24,59	27,41
38	Sarajevo 20	110	23,92	22,85
39	Sarajevo 7	110	23,35	24,89
40	Sarajevo 12	110	22,89	24,42
41	Sarajevo 14	110	22,88	24,18
42	Sarajevo 13	110	22,67	24,08
43	Sarajevo 11	110	22,10	23,44
44	Sarajevo 5	110	21,82	23,00
45	Sarajevo 1	110	21,24	19,47
46	Tuzla 4	110	21,21	24,37
47	Sarajevo 2	110	21,18	22,14
48	TE Kakanj	110	21,13	20,42
49	Mostar 4	110	21,05	22,02
50	Banja Luka 6	110	19,98	22,35
51	Sarajevo 15	110	19,85	17,19
52	Sarajevo 4	110	19,34	17,72
53	HAK	110	18,91	19,90
54	TE Tuzla	110	18,88	20,21
55	Zenica 2	110	18,86	21,60
56	TE Ugljevik	110	18,47	14,41
57	EVP Blažuj	110	18,34	16,08
58	HE Mostarsko blato	110	17,98	17,53
59	Sarajevo 8	110	17,01	15,49
60	Mostar 1	110	16,96	16,18
61	Tuzla Centar	110	16,71	15,65
62	Mostar 5	110	16,30	15,04
63	Zenica 1	110	16,06	14,32
64	Cementara	110	15,86	13,07
65	Sarajevo 18	110	15,82	13,26
66	HE Mostar	110	15,69	14,87
67	Zenica 3	110	15,55	15,24
68	Banja Luka 1	110	15,31	15,92
69	Prijedor 2	110	15,27	13,18
70	Tuzla 3	110	15,12	13,93
71	EVP Dobrinje	110	15,03	12,22
72	HE Jablanica	110	15,00	16,15
73	Željezara Sjever	110	14,99	14,70
74	Tušanj	110	14,64	13,65
75	Jablanica	110	14,58	15,50

Broj	Naziv objekta TS/RP	Nazivni napon sabirnica (kV)	Struja trofaznog k.s. $I_{k3F}(kA)$	Struja jednofaznog k.s. $I_{k1F}(kA)$
76	Tuzla 5	110	14,47	12,42
77	Mostar 7	110	14,46	12,53
78	Mostar 6	110	14,40	12,50
79	RP Trebinje	110	13,90	15,76
80	Banja Luka 2	110	13,71	14,51
81	Višegrad	110	13,47	13,78
82	Banja Luka 10	110	13,44	14,13
83	Prijedor 1	110	13,43	10,99
84	Banja Luka 3	110	13,32	13,93
85	Jajce 2	110	13,21	14,47
86	Visoko	110	13,21	11,13
87	Zenica 4	110	12,82	12,43
88	Jajce 1	110	12,78	13,60
89	Mostar 9	110	12,68	10,29
90	Željezara Jug	110	12,60	12,15
91	HE Jajce 1	110	12,44	12,50
92	Banja Luka 4	110	12,25	10,59
93	Zenica 5	110	12,24	10,33
94	Banja Luka 1	110	12,22	10,77
95	Mostar 2	110	12,13	10,17
96	Banja Luka 7	110	11,96	10,66
97	Hadžići	110	11,94	10,32
98	HE Bočac	110	11,92	11,91
99	Lukavac 2	110	11,39	9,82
100	Željuša	110	11,34	8,87
101	Banja Luka 9	110	11,28	10,97
102	Banja Luka 5	110	11,27	10,33
103	Zvornik	110	11,22	9,08
104	Ilijaš	110	11,15	8,22
105	Brčko 2	110	10,73	8,78
106	Živinice	110	10,71	8,81
107	Lopare	110	10,63	8,22
108	Grude	110	10,43	8,52
109	RP Pratače	110	10,46	10,25
110	Banja Luka 8	110	10,31	9,17
111	Čitluk	110	10,31	9,57
112	Vranduk	110	10,05	7,98
113	Brčko 1	110	10,00	8,55
114	Glinica	110	9,70	7,59



Broj	Naziv objekta TS/RP	Nazivni napon sabirnica (kV)	Struja trolnog k.s. $I_{k3F}(kA)$	Struja jednog k.s. $I_{k1F}(kA)$
115	Breza	110	9,64	6,92
116	Ljubuški	110	9,63	8,09
117	Čitluk 2	110	9,61	8,46
118	Derventa	110	9,54	8,11
119	Gradačac	110	9,52	9,21
120	Široki Brijeg	110	9,33	7,04
121	Čapljina	110	9,24	7,17
122	Široki Brijeg 2	110	9,24	7,11
123	Prijedor 5	110	9,23	7,57
124	Trebinje 1	110	9,10	9,26
125	Pazarić	110	9,02	8,25
126	Busovača	110	9,01	7,48
127	Mrkonjić Grad	110	8,96	7,91
128	Prijedor 3	110	8,96	6,92
129	RS Silicon	110	8,91	8,02
130	Đurđevik	110	8,74	7,01
131	Bugojno	110	8,73	7,80
132	Bijeljina 2	110	8,64	7,42
133	Ljubuški 2	110	8,62	6,92
134	Bijeljina 1	110	8,49	7,39
135	Doboj 1	110	8,48	7,89
136	Banovići	110	8,41	6,76
137	Kalesija	110	8,40	6,29
138	Zavidovići	110	8,21	7,05
139	Čelinac	110	8,10	6,46
140	Rama	110	8,05	6,76
141	Donji Vakuf	110	7,87	6,40
142	Konjic	110	7,78	6,33
143	Bijeljina 3	110	7,75	6,58
144	Doboj 2	110	7,73	6,67
145	Kiseljak	110	7,72	5,95
146	Travnik 1	110	7,69	6,01
147	HE Peć Mlini	110	7,65	6,52
148	RS Dub	110	7,66	7,21
149	Maglaj	110	7,60	6,55
150	Laktaši	110	7,57	6,47
151	Doboj 3	110	7,53	7,23
152	Tomislavgrad	110	7,44	5,76
153	Brod	110	7,44	5,29

Broj	Naziv objekta TS/RP	Nazivni napon sabirnica (kV)	Struja trofaznog k.s. $I_{k3F}(kA)$	Struja jednofaznog k.s. $I_{k1F}(kA)$
154	Jelah	110	7,40	6,84
155	EVP Konjic	110	7,37	5,78
156	Goražde 2	110	7,30	6,96
157	Goražde 1	110	7,26	7,01
158	Žepče	110	7,26	5,65
159	Travnik 2	110	7,19	5,66
160	Laktaši 2	110	7,17	6,13
161	Doboj Istok	110	7,15	6,13
162	Fojnica	110	7,14	5,42
163	Srebrenik	110	7,09	5,92
164	Vitez	110	7,08	5,90
165	Kotor Varoš	110	7,03	5,74
166	Pale	110	7,00	5,58
167	Janja	110	7,00	5,36
168	Nova Topola	110	6,96	6,20
169	Gračanica	110	6,94	5,81
170	Tešanj	110	6,93	6,18
171	EVP Kulen Vakuf	110	6,87	5,15
172	Buško Blato	110	6,78	5,03
173	Gornji Vakuf/Uskoplje	110	6,77	6,66
174	Gradiška 2	110	6,65	5,35
175	Bihać 1	110	6,64	8,30
176	Kladanj	110	6,59	5,56
177	Novi Travnik	110	6,57	5,30
178	Modriča	110	6,57	5,94
179	Vareš	110	6,52	6,58
180	Ukrina	110	6,29	5,46
181	Rogatica	110	6,25	5,61
182	HE Ustikolina	110	6,25	6,39
183	Gradiška 1	110	6,24	5,47
184	Kupres	110	6,18	5,30
185	Bihać 2	110	6,06	7,00
186	Livno	110	6,02	5,30
187	Odžak	110	5,80	5,23
188	Bileća	110	5,70	4,89
189	Srbac	110	5,67	4,96
190	Sanski Most	110	5,60	4,89
191	Sokolac	110	5,60	4,68
192	Posušje	110	5,58	4,48

Broj	Naziv objekta TS/RP	Nazivni napon sabirnica (kV)	Struja trolnog k.s. $I_{k3F}(kA)$	Struja jednog k.s. $I_{k1F}(kA)$
193	Teslić	110	5,56	5,28
194	Prnjavor 2	110	5,53	4,81
195	Prnjavor 1	110	5,52	4,88
196	Šamac	110	5,36	4,55
197	Šipovo	110	5,34	4,25
198	Bosanski Petrovac	110	5,26	4,50
199	Neum	110	5,22	4,30
200	Stanari	110	5,18	4,69
201	Kneževo	110	5,17	4,14
202	Bijeljina 5	110	5,06	3,66
203	Prijedor 6	110	5,01	3,91
204	Kozarska Dubica	110	5,00	4,14
205	Nevesinje	110	4,94	4,02
206	Novi Grad	110	4,87	3,94
207	Foča	110	4,85	4,13
208	Bosanska Krupa	110	4,84	4,50
209	Stolac	110	4,68	3,68
210	Vlasenica	110	4,62	4,13
211	Grahovo	110	4,60	3,61
212	Srebrenica	110	4,52	4,19
213	VE Trusina	110	4,28	4,12
214	Cazin 1	110	4,28	5,03
215	Drvar	110	4,23	3,53
216	Orašje	110	4,14	3,27
217	Kostajnica	110	4,11	3,27
218	Ključ	110	4,06	3,39
219	HE Ulog	110	3,79	3,66
220	Cazin 2	110	3,74	4,16
221	Bužim	110	3,56	3,52
222	Gacko	110	3,44	3,16
223	Velika Kladuša	110	3,37	3,44
224	Vrnograč	110	3,37	3,38

**Napomena:** u modelu EES BiH na kojem je izvršen proračun nije modelovano 400/110 kV postrojenje na području Doboja/Stanara. Nakon što bude poznata lokacija i način uklapanja ovog postrojenja u 110 kV prenosnu mrežu doći će do povećanja vrijednosti struja trolnog kratkog spoja na susjednim sabirnicama 400 kV i 110 kV.

## 14. ZAKLJUČAK

Sa ciljem da se kod izrade Plana ispoštuju odredbe MK i Uslova za korištenje licence, te uvažavajući Odluke Skupštine akcionara Elektroprenosa BiH od 03.02.2012. godine i 23.12.2013. godine, Zaključak UO i Zaključak Uprave Elektroprenosa BiH od 26.03.2014. godine, Plan je urađen na sljedeći način:

1. izvršeni su objekti prema Zaključku UO od 26.03.2014. godine:
  - nova TS 110/x kV Stanari,
2. izvršeni su novi interkonektivni vodovi prema Zaključku Uprave od 26.03.2014. godine, na način i u skladu sa obrazloženjem datim u podpoglavlju 8.1.7:
  - DV 2x400 kV Višegrad – Bajina Bašta – Bistrica,
  - DV 400 kV Banja Luka – Lika,
  - DV 400 kV Tuzla – Đakovo.
3. podaci o postojećim i novim proizvodnim objektima, prognoziranoj potrošnji, te planiranom izvozu električne energije u razmatranom planskom periodu su dijelom preuzeti iz IPRP (odobren od strane DERK-a u maju 2014. godine), a dijelom usaglašeni sa NOS BiH,
4. izvršeni su objekti čija je izgradnja/rekonstrukcija/sanacija započeta u usvojenom Planu investicija za 2015. godinu,
5. sagledana je potreba izgradnje, rekonstrukcije i proširenja prenosnog sistema uvažavajući tehničke kriterije planiranja razvoja prenosne mreže definisane MK za normalnu hidrologiju, te su primjenom ekonomskog kriterija o minimiziranju troškova izabrana rješenja koja obezbjeđuju minimalne investicijske troškove,
6. izvršeni su rezultati analiza tokova snaga i naponskih prilika na prenosnoj mreži za normalno uklopno stanje i prema (n-1) kriteriju sigurnosti u normalnim hidrološkim prilikama, za režim maksimalnih i minimalnih opterećenja,
7. iako su rezultati analiza ukazali na potrebu izgradnje nove TS 400/110 kV na širem području Doboja ova TS nije izvršena u Plan jer je Uprava Kompanije na sjednici 26.03.2014. godine zaključila: „angažovaće se nezavisna stručna institucija koja će utvrditi najbolje rješenje za lokaciju transformacije 400/110 kV, sa osvrtom na Stanare, Jelah ili neku drugu lokaciju, uvažavajući tehno – ekonomske kriterije“.

Od novih proizvodnih objekata, u Plan su uključeni sljedeći objekti bilansno izvršeni u IPRP: mHE Ustiprača i mHE Dub, TE Stanari, VE Trusina, HE Ulog, TE-TO KTG Zenica, HE Vranduk, TE Tuzla, HE Dabar, HE Ustikolina i TE Kakanj. Za MHE na rijeci Sutjesci je, u međuvremenu, investitor promijenio način priključenja, te su izdati Uslovi za priključak na 35 kV u TS Gacko.

Dinamika ulaska u pogon novih proizvodnih objekata i instalisane snage su preuzete iz IPRP, a način uklapanja ovih objekata u prenosnu mrežu je preuzet iz Elaborata.

Uvažavajući kriterije definisane u Poglavlju 4. u Planu je predviđeno:

- obezbjeđenje dvostranog napajanja za 17 radijalno napojenih TS 110/x kV, bilo izgradnjom novog ili rekonstrukcijom postojećeg dalekovoda,
- vraćanje u funkciju preostalih 12 ratom uništenih dalekovoda,
- rješavanje postojećih krutih veza u mreži 110 kV u cilju povećanja pouzdanosti i sigurnosti snabdijevanja potrošača. Radi se o 6 TS 110/x kV koje su u 110 kV mrežu uvezane „T“ spojem,
- kompletiranje nekompletnih dalekovodnih polja 110 kV u 22 TS 110/x kV,

- ugradnja drugog energetskog transformatora u TS 110/x kV koje nemaju 100% rezervu kroz distributivnu mrežu. Izuzetak čine TS B. Grahovo (max. opterećenje 1,72 MVA) i TS Goražde 2 (max. opterećenje 2,35 MVA, rezerva kroz distributivnu mrežu 42,6%). Planirana je ugradnja 38 transformatora 110/x kV,
- značajne rekonstrukcije dalekovoda i transformatorskih stanica uvažavajući stanje i starost opreme, eksploatacione karakteristike, stepen opterećenja kao i činjenicu o dugogodišnjem neulaganju,
- povećanja kapaciteta postojećih, odnosno izgradnje novih TS 110/x kV na osnovu podataka o registrovanim maksimalnim opterećenjima po pojedinim čvorištima (Elektroprenos BiH), prognoze opterećenja za postojeće i nove potrošače koje su elektroprivrede dostavile NOS-u za potrebe izrade IPRP, podacima koje su pojedine elektroprivrede dostavile Elektroprenosu za potrebe izrade ovog Plana, podataka iz eksploatacije o padovima napona i gubicima u distributivnoj mreži. Tako je prema usvojenim kriterijima za izgradnju odabrano 29 novih TS 110/x, a po Zaključku UO od 26.03.2014. godine u Plan je uvrštena i TS 110/35/10 kV Stanari.

Analize tokova snaga i naponskih prilika u okviru Plana su provedene za presječne 2015., 2019. i 2024. godinu na modelima u koje su uvršteni objekti u skladu sa 8.1. Ulazni podaci za model. Novi interkonektivni vodovi, u skladu sa tačkom 8.1.7. posebno su analizirani u poglavlju 10. Interkonekcije.

Rezultati provedenih analiza u ovom Planu pokazali su da je u planskom periodu potrebno izvršiti:

- izgradnju TS 400/110 kV na širem području Doboja. Ova TS nije uvrštena u Plan u skladu sa Zaključkom Uprave Kompanije,
- izgradnju interkonekcije DV 400 kV Banja Luka – Lika (HR).

Izgradnja/rekonstrukcija objekata prenosne mreže koji su rezultat analiza provedenih u okviru Dugoročnog plana razvoja 2014 – 2023 i to:

- rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 2, DV 110 kV Mostar 2 – Stolac i DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina,
- izgradnja DV 110 kV Banovići – Zavidovići sa pripadajućim poljima,
- izgradnja TS Banja Luka 10 i njeno uklapanje u prenosnu mrežu izgradnjom KV 110 kV Banja Luka 2 – Banja Luka 10 i KV 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 10 sa pripadajućim poljima,

uključena je u usvojeni Plan investicija za 2015. godinu. Stoga su iste u Planu preuzete kao započete investicije, a provedene analize su ponovo potvrdile njihovu neophodnost.

Rezultati analiza za režim minimalnih opterećenja su pokazali da u 2015. godini postoje problemi sa visokim naponima u EES BiH što se najviše oslikava u 400 kV, ali i 220 kV mreži, a koji su uzrokovani malim opterećenjima u EES BiH, neželjenim tokovima reaktivne energije iz susjednih sistema, te izbjegavanjem rada proizvodnih objekata u EES BiH u kapacitivnom režimu. Problem sa visokim naponima u EES BiH u 2015. godini nije moguće riješiti samo promjenom položaja regulacionih preklopki mrežnih transformatora već je potrebno primijeniti isključenje podoptrećenih vodova koji proizvode reaktivnu energiju i interkonektivnih vodova kojima se reaktivna energija injektira u EES BiH, vodeći pri tome računa da se ne ugrozi stabilan rad EES BiH i susjednih sistema. Ovo je situacija koja je poznata u praksi.

Analize za minimalni režim u 2019. godini pokazuju da, uz ograničenje rada generatora u kapacitivnom režimu, i dalje postoje problemi sa visokim naponima u EES BiH. U skladu sa obavezama preuzetim prilikom revizije Plana razvoja prenosne mreže 2014 – 2023, u ovom Planu je analiziran efekat ugradnje prigušnica u skladu sa zaključcima L[16]. U 2019. godini je stoga analiziran efekat ugradnje prigušnice 150 MVar na sabirnicama 400 kV u TS Mostar 4. Analize su pokazale da se u tom slučaju naponi na svim sabirnicama dovode u granice definisane MK.

Nakon izgradnje novih interkonektivnih 400 kV vodova (Višegrad – Bajina Bašta – Bistrica i Banja Luka - Lika) u 2024. godini se povećavaju transferi aktivne snage preko 400 kV mreže u BiH. Međutim i dalje su svi 400 kV dalekovodi podopterećeni (opterećenja ispod prirodne snage), te se ponašaju kao proizvođači reaktivne snage zbog čega dolazi do pogoršanja naponskih prilika na 400 kV naponskom nivou u BiH. Provedene analize pokazuju da se, za slučaj bez ugrađene prigušnice u TS Mostar 4, i dalje javljaju problemi sa visokim naponima pri čemu su ugrožene prvenstveno sabirnice 400 kV Tuzla 4 i TE Ugljevik dok se pravilnim izborom prenosnog odnosa mrežnih transformatora 400/220 kV/kV, 400/110 kV/kV i 220/110 kV/kV naponi u 220 kV i 110 kV mreži mogu svesti u granice propisane MK. Puštanjem u pogon prigušnice u TS Mostar 4 naponske prilike na svim naponskim nivoima u BiH se svode u granice propisane MK.

Na osnovu provedenih analiza za režim minimalnih opterećenja za presječne godine, može se zaključiti da se pojava visokih napona na prenosnoj mreži BiH naponskog nivoa 400 kV i 220 kV može riješiti ugradnjom prigušnice priključene direktno na 400 kV naponski nivo u TS Mostar 4.

Prema L[16] u prvoj fazi je potrebno ugraditi prigušnicu od 150 MVar na 400 kV sabirnice u TS Mostar 4, a kasnije, za potpunu sanaciju problema sa naponima potrebno je ugraditi još jednu prigušnicu snage 100 MVar u TS Tuzla 4 ili TS Banja Luka 6, s tim da se autor zbog manjih gubitaka opredijelio za ugradnju prigušnice u TS Tuzla 4.

Uvažavajući činjenicu da su u L[16] provedene opsežne analize naponskih prilika u smislu broja analiziranih scenarija, te u skladu sa obavezama preuzetim prilikom revizije Dugoročnog plana razvoja 2014. – 2023. godine, u ovom Planu je predviđena ugradnja:

- prigušnice 150 MVar priključene direktno na 400 kV sabirnice u TS Mostar 4, u prvoj fazi,
- prigušnice 100 MVar priključene direktno na 400 kV sabirnice u TS Tuzla 4, u drugoj fazi.

Analize provedene za dogovorene scenarije izvoza iz BiH pokazuju da planirane izgradnje novih interkonektivnih dalekovoda, na način i u skladu sa obrazloženjem datim u podpoglavlju 8.1.7., za rezultat daju jedino preopterećenje DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina pri analizi (n-1) kriterija i to pri ispadu DV 400 kV Banja Luka 6 – Stanari za analizirani scenarij 1. sa izgrađenom transformacijom 400/110 kV pri TE Stanari. Međutim, ispad ovog dalekovoda usljed preopterećenja ne uzrokuje nikakva dodatna preopterećenja elemenata prenosne mreže.

Rješenja predložena na osnovu analiza su uzela u obzir da se, gdje god je to bilo moguće, izvrši rekonstrukcija postojećih vodova s obzirom da je to rješenje ekonomski povoljnije i da je sve evidentniji problem obezbjeđenja trasa za nove dalekovode. Dinamika realizacije je data na način da je u Plan uvrštena godina u kojoj se očekuje puštanje u pogon određenog objekta uz procjenu sredstava neophodnih za njihovu realizaciju.

Prenosna mreža planirana na ovaj način obezbjeđuje:

- jednake uslove za već priključene korisnike i one koji će se priključiti na prenosnu mrežu. To podrazumijeva ujednačene uslove vezane za stanje prenosne mreže po pitanju starosti i znavljanja opreme, izgradnje novih objekata, pogonske spremnosti objekata, pouzdanosti i sigurnosti prenosa električne energije,
- zadovoljenje osnovnih zahtjeva koji se pred nju postavljaju u pogledu dugoročnog, sigurnog i pouzdanog prenosa električne energije.

Proračuni maksimalnih struja trolejnog i jednopolnog kratkog spoja za Plan urađeni su u uslovima maksimuma sistema u 2024. godini. Rezultati proračuna su pokazali da struja trolejnog kratkog spoja na 110 kV sabirnicama u TS Sarajevo 10, u slučaju da su u pogonu oba transformatora 400/110 kV sa uzemljenim zvjezdastima, iznosi 29,11 (kA), a struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 34,18 (kA). U slučaju da transformatori u TS Sarajevo 10 na način da je zvjezdište jednog uzemljeno, a drugog transformatora izolovano, struja trolejnog kratkog spoja ostaje ista, dok struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 30,97 (kA). Vrijednosti struja trolejnog i jednopolnog kratkog spoja u svim čvorištima u 2024. godini su u granicama propisanim MK.

Potrebna sredstva za realizaciju predloženih investicija za period 2015. – 2024. godina, u skladu sa MK, Uvjetima za korištenje licence, zaključcima vanredne Skupštine akcionara/dioničara Kompanije održane 03.02.2012. godine, zaključcima UO Kompanije od 26.03.2014. godine i zaključkom Uprave Kompanije od 26.03.2014. godine, iznose 832,023 mil. KM, pri čemu je odnos ulaganja FBiH : RS = 58,89% : 41,11% . Pored toga, za izgradnju prigušnica u EES BiH potrebno je izdvojiti još 13,70 mil. KM što ukupno čini sumu od 845,723 mil. KM. Od toga:

- izgradnja novih objekata iznosi 352,215 mil. KM
  - nove TS: 147,350 mil. KM,
  - novi DV: 81,609 mil. KM,
  - nove interkonekcije: 123,256 KM.
- rekonstrukcije/sanacije iznose 479,808 mil. KM:
  - rekonstrukcije/sanacije VN i SN postrojenja: 336,028 mil. KM,
  - rekonstrukcije/sanacije DV: 143,780 mil. KM.

Procjena vlastitih raspoloživih sredstava za investiranje u periodu 2015. – 2024. iznosi 825,629 mil. KM.

## LITERATURA

- [1] Mrežni kodeks, maj 2011. godine
- [2] Indikativni plan razvoja proizvodnje 2015. – 2024. godine
- [3] „Metoda i kriteriji u revitalizaciji elektroenergetske prenosne mreže“ – doktorska disertacija, Davor Bajs, Split 2007. godine
- [4] Elaborat „Tehničko rješenje priključenja rasklopišta 10/110 kV HE Dub na prenosnu mrežu“, Elektroenergetski koordinacioni centar Ltd., februar 2010. godine
- [5] „Elaborat tehničkog rješenja priključka TE Stanari na prenosnu mrežu“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o., novembar 2014. godine
- [6] „Elaborat tehničkog rješenja priključka VE Trusina na prenosnu mrežu“, Elektrotehnički fakultet Univerzitet u Beogradu, decembar 2013. godina
- [7] Elaborat „Tehničko rješenje priključka HE Ulog na prenosnu mrežu 110 kV“, Elektroenergetski koordinacioni centar Ltd., januar 2010. godine
- [8] „Elaborat tehničkog rješenja priključka TE – TO KTG Zenica na prijenosnu mrežu“, Energetski institut Hrvoje Požar, travanj 2013. godine
- [9] „Elaborat tehničkog rješenja priključka HE Vranduk na prenosnu mrežu 110 kV“, Energoinvest, maj 2010. godine
- [10] „Elaborat tehničkog rješenja priključka HE Dabar“, Elektroenergetski koordinacioni centar Ltd., juli 2012. godine
- [11] Elaborat „Priključenje bloka 7 TE Tuzla na EES Bosne i Hercegovine“, Elektroenergetski koordinacioni centar Ltd., oktobar 2009. godine
- [12] „Elaborat tehničkog rješenja priključka HE Ustikolina na prenosnu mrežu 110 kV“, Energoinvest, juni 2012. godine
- [13] Elaborat „Tehničko rješenje priključka bloka 8 TE Kakanj na prenosnu mrežu 400 kV“, Elektroenergetski koordinacioni centar Ltd., oktobar 2009. godine
- [14] „Elaborat tehničkog rješenja priključenja termolučne peći „R-S Silicon“ Mrkonjić Grad na prenosnu mrežu BiH“, EKC d.o.o. Beograd, juli 2014. godina
- [15] Feasibility Study Including ESIA – 400 kV Interconnection Serbia-Montenegro-BiH, 19th February 2015
- [16] „Tehno – ekonomski aspekti regulacije napona kao pomoćne (sistemske) usluge – identifikacija i sanacija nedozvoljenih napona na prenosnoj mreži“, Energetski institut Hrvoje Požar, srpanj 2012. godine