



ELEKTROPRIJENOS BiH
ЕЛЕКТРОПРЕНОС БИХ

DUGOROČNI PLAN RAZVOJA PRENOSNE MREŽE 2016. - 2025.

KNJIGA I

Maj 2016.

“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

1. UVOD	6
2. SADRŽAJ DUGOROČNOG PLANA RAZVOJA PRENOSNE MREŽE	8
3. KARAKTERISTIKE EES BiH	9
3.1. Prenosna mreža BiH.....	9
3.1.1. Operativno područje Banja Luka	10
3.1.2. Operativno područje Mostar.....	10
3.1.3. Operativno područje Sarajevo	12
3.1.4. Operativno područje Tuzla.....	12
3.2. Proizvodnja i potrošnja električne energije	13
4. KRITERIJI PLANIRANJA	17
4.1. Principi za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže	17
4.2. Kriteriji za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže	17
5. ULAZNI PODACI	23
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 maksimalnog 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
6. GUBICI U PRENOSNOJ MREŽI	29
7. STATISTIKA KVAROVA I VRIJEME ZASTOJA ZBOG KVAROVA I ODRŽAVANJA DALEKOVODA I MREŽNIH TRANSFORMATORA	31
8. MODEL ZA ANALIZE ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA BiH	34
8.1. Ulazni podaci za model.....	36
8.1.1. Odobreni Plan investicija za 2015. godinu.....	36
8.1.2. Radijalno napojene TS 110/x kV	38
8.1.3. Krute veze	39
8.1.4. Objekti van funkcije.....	40
8.1.5. Rekonstrukcije dalekovoda	40
8.1.6. Novi proizvodni/potrošački objekti.....	41
8.1.6.1. MHE Ustiprača i MHE Dub	41
8.1.6.2. TE Stanari.....	42
8.1.6.3. VE Trusina	42
8.1.6.4. HE Ulog.....	43
8.1.6.5. TE – TO KTG Zenica	44
8.1.6.6. HE Vranduk.....	44
8.1.6.7. HE Dabar	45
8.1.6.8. Blok 7 u TE Tuzla	45
8.1.6.9. HE Ustikolina	46
8.1.6.10. Blok 8 u TE Kakanj.....	46
8.1.6.11. R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad.....	47
8.1.6.12. VE Podveležje	47
8.1.7. Novi interkonektivni vodovi	49
8.1.8. Nove TS 110/x kV	51
8.1.8.1. TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 (2018. godina).....	52
8.1.8.2. TS 110/35/10(20) kV Živinice (2019. godina)	53
8.1.8.3. TS 110/35/10 kV Bijeljina 5 (2019. godina)	53
8.1.8.4. TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 (2020. godina).....	54
8.1.8.5. TS 110/35/10/6 kV Tušanj (2020. godina)	55
8.1.8.6. TS 110/10(20) kV Ljubuški 2 (2020. godina)	56
8.1.8.7. TS 110/20(10) kV Zenica 5 (2024. godina).....	56
8.1.8.8. TS 110/10(20) kV Doboj Istok (2025. godina).....	57
8.1.8.9. Ugradnja transformacije 110/20 kV u TS Prijedor 2 (2025. godina).....	58
9. ANALIZA TOKOVA SNAGA I NAPONSKIH PRILIKA	59
9.1. Analiza za 2016. godinu.....	59
9.2. Analiza za 2020. godinu.....	63
9.3. Analiza za 2025. godinu.....	66

9.4. Režim minimalnih opterećenja.....	67
9.4.1. Analiza za 2016. godinu.....	69
9.4.2. Analiza za 2020. godinu.....	71
9.4.3. Analiza za 2025. godinu.....	72
10. PRORAČUN PRENOSNIH KAPACITETA	75
11. REKONSTRUKCIJE I PROŠIRENJA ELEMENATA PRENOSNOG SISTEMA	77
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
12. PREGLED NOVIH PRENOSNIH KAPACITETA, REKONSTRUKCIJA I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH SA PROCJENOM POTREBNIH I RASPOLOŽIVIH SREDSTAVA	79
12.1. Procjena potrebnih sredstava.....	79
12.2. Procjena raspoloživih sredstava	100
13. PRORAČUN STRUJA KRATKIH SPOJEVA.....	101
14. ZAKLJUČAK	108
LITERATURA	112

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.....	16
2.2. Dostignuto i prognozirano opterećenje postojećih i novih TS.....	23
2.3. Opterećenja po čvorištima u trenutku dostizanja maksimalnog i minimalnog opterećenja EES BiH u 2014. godini	31
2.4. Faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja maksimalnog mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje po TS za period 2010 – 2014. godina	35

3. PRILOG 3

3.1. Pregled novih TS 110/x kV i priključnih vodova za nove TS	116
3.2. Pregled zahtjeva elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH.....	118

4. PRILOG 4

4.1. Pregled TS sa ugrađenim jednim transformatorom i plan ugradnje drugog transformatora	181
4.2. Pregled nekompletnih DV polja 110 kV i plan kompletiranja.....	184
4.3. Pregled jednostrano napojenih TS i plan obezbjeđenja dvostranog napajanja	185
4.4. Pregled objekata van funkcije i plan vraćanja u funkciju	186
4.5. Pregled i plan ukidanja krutih veza.....	187

5. PRILOG 5

5.1. Statistika zastoja na dalekovodima za period 2010. – 2014.....	189
5.2. Statistika zastoja na mrežnim transformatorima za period 2010. – 2014.	199

6. PRILOG 6

6.1. Analiza tokova snaga i naponskih prilika - šematski prikaz	200
---	-----

7. PRILOG 7

7.1. Procjena troškova izgradnje DV 400 kV i 220 kV	238
7.2. Procjena troškova izgradnje/rekonstrukcije DV 110 kV	243
7.3. Procjena troškova izgradnje/rekonstrukcije TS	246
7.4. Procjena troškova polja i pojedinačnih elemenata u TS	249
7.5. Procjena troškova za SN ćelije	250

8. PRILOG 8

8.1. Zamjena energetskih transformatora.....	252
8.2. Proširenja TS – izgradnja novog DV polja	262

8.3. Rekonstrukcija VN i SN postrojenja u TS	263
8.4. Rekonstrukcija DV	269
9. PRILOG 9	
9.1. Proračun struja trofaznih kratkih spojeva – šematski prikaz	275
9.2. Proračun struja jednofaznih kratkih spojeva – šematski prikaz	285
10. PRILOG 10	
10. Registar podnijetih zahtjeva za priključak.....	296

POPIS SKRAĆENICA

BDP	Bruto društveni proizvod
DC	Dispečerski centar
DERK	Državna regulatorna komisija za električnu energiju
DV	Dalekovod
EES BiH	Elektroenergetski sistem BiH
Elaborat	Elaborat tehničkog rješenja priključka (u skladu sa Pravilnikom o priključku)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EVP	Elektrovučna podstanica
FMERI	Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije
HE	Hidroelektrana
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava
IPRP	Indikativni plan razvoja proizvodnje 2016. – 2025. godina
JP EP BiH	Javno preduzeće Elektroprivreda Bosne i Hercegovine d.d. – Sarajevo
JP EP HZ HB	Javno preduzeće Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne d.d. – Mostar
KB	Kablovski vod
MHE	Mala hidroelektrana
MH EP RS	Mješoviti Holding Elektroprivreda Republike Srpske a.d. Trebinje
MK	Mrežni kodeks
MOP	Metalom oklopljeno postrojenje
NOS BiH	Nezavisni operator sistema u BiH
OPGW	Optical ground wire
Plan	Dugoročni plan razvoja prenosne mreže za period 2016. – 2025. godina
RS	Rasklopište
SECI	Southeast European Cooperative Initiative
SN	Srednjenaponsko
TE	Termoelektrana
TS	Transformatorska stanica
TTC	Ukupni prenosni kapacitet (Total Transfer Capacity)
TYNDP	Ten – Year Network Development Plan
UO	Upravni odbor
VE	Vjetroelektrana
VN	Visokonaponsko
ZE-DO	Zeničko – dobojski

1. UVOD

Prema Odluci o izdavanju licence za djelatnost prenosa električne energije (broj licence 05-28-12-341-20/12 od 17.01.2013. godine), 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., Nezavisni operator sistema u BiH (u daljem tekstu: 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 Državnoj regulatornoj komisiji za električnu energiju (u daljem tekstu: DERK) 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.

Prema 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 objekata 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, odobravanja i objavljivanja, 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 razvoja 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 prenosne mreže 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 tačka 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 2016. – 2025. 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“ iz Priloga 1. Indikativnog plana razvoja proizvodnje 2016. – 2025. 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 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	15	4	865,93
220 kV	40	9	1465,7
110 kV	221	13	3814,05
110 kV (kabl)	7	-	32,08
UKUPNO	283	26	6177,76

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	60,55
UKUPNO	5	4	73,25

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 15 dalekovoda 400 kV jedan je u funkciji po 220 kV naponu. Od ukupno 221 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 transformatorske stanice	Broj
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	236	5336
SN/SN	31	173
UKUPNO	294	12359

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 dvojnog 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 6 – Tuzla 4), 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 zbog nevremena 70-tih godina prošlog vijeka i nema planova za njihovo vraćanje na projektovano 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 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 transformatorske stanice 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 obezbijedeno 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 i TS 110/x kV Željuša.
- Nakon dobijanja upotrebne dozvole DV 110 kV Tomislavgrad – Rama je pušten u pogon čime je riješen 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 (prema „Sporazumu o uklopnom stanju TS Plat” između HOPS, NOS BiH i Elektroprenosa BiH iz decembra 2013. godine, ovo je 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 Čapljina – Opuzen (HR), DV 110 kV Neum – Opuzen (HR), DV 110 kV Neum – Ston (HR), DV 110 kV RP Trebinje – Komolac (HR), DV 110 kV Bileća – Nikšić (CG) 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, ali i iz MHE.
- 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 13 – Sarajevo 20/I planira se u 2016. 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 13 – Sarajevo 20/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 KB 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 Brod – Slavonski Brod (HR), DV 110 kV Orašje – Županja (HR), 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.
- DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare je 31.07.2015. godine pušten u pogon nakon što je od 2006. godine bio van pogona usljed pada stuba prouzrokovanog klizištem.
- 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 2014. 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 proizvodnih jedinica prema dostavljenoj dinamici.

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

Red. br.	Naziv objekta	Instalisana snaga agregata (MW)	Max. snaga na mreži prenosa (MW)	God. izlaska iz pogona
Hidroelektrane				
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	-

Red. br.	Naziv objekta	Instalisana snaga agregata (MW)	Max. snaga na mreži prenosa (MW)	God. izlaska iz pogona
Termoelektrane				
14.	Tuzla 2 (G3)	100	85	2019.
15.	Tuzla 3 (G4)	200	175	2021.
16.	Tuzla 4 (G5)	200	180	-
17.	Tuzla 5 (G6)	215	190	-
18.	Kakanj 3 (G5)	118	103	2024.
19.	Kakanj 4 (G6)	110	85	-
20.	Kakanj 5 (G7)	230	205	-
21.	Gacko (G1)	300	276	-
22.	Ugljevik (G1)	300	279	-

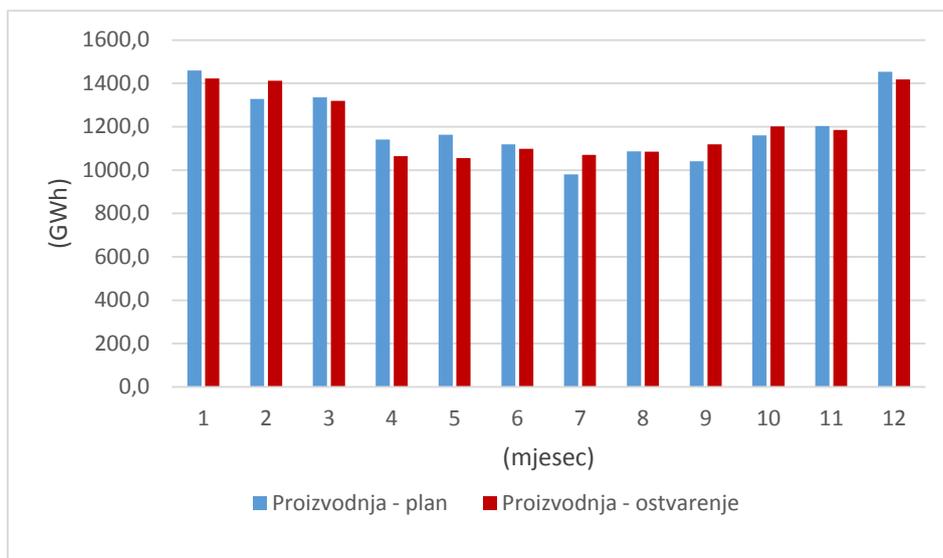
* - bilansira se samo G2; podatak o max. snazi na mreži prenosa preuzet iz IPRP, iako je snaga agregata u HE Dubrovnik povećana na 126 MW

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.

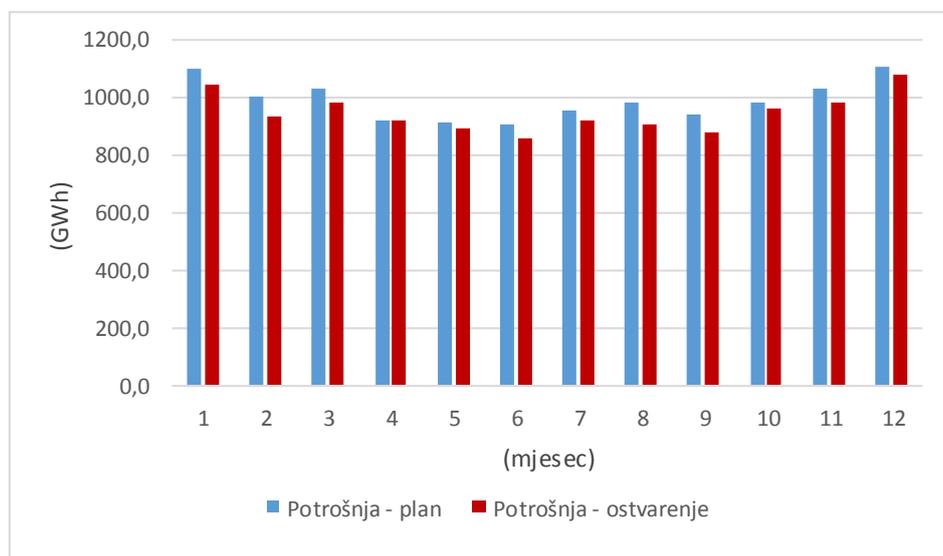
Bilans električne energije na prenosnoj mreži (prema podacima Elektroprenosa BiH) za 2014. godinu, po mjesecima, dat je u Tabeli 3.7.:

Tabela 3.7. Elektroenergetski bilans po mjesecima za 2014.

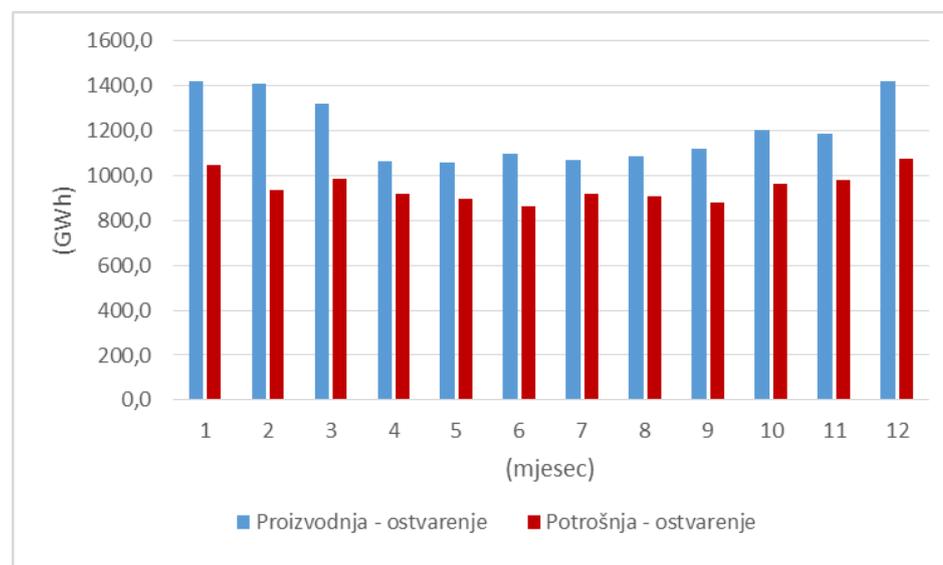
GWh		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ukupno
1	Proizvodnja - plan	1459,8	1328,6	1335,4	1141,5	1163,2	1118,7	979,6	1086,7	1041,3	1160,8	1203,1	1453,3	14472,0
2	Proizvodnja - ostvarenje	1423,1	1412,7	1318,8	1063,8	1055,9	1098,7	1070,1	1085,3	1119,5	1201,2	1184,6	1418,4	14452,1
3	Prijem iz drugih EES	275,1	214,8	285,0	336,0	290,5	228,1	266,3	308,7	206,2	220,4	315,4	257,0	3203,5
4	Ukupno (2+3)	1698,2	1627,5	1603,8	1399,8	1346,4	1326,8	1336,4	1394,0	1325,7	1421,6	1500,0	1675,4	17655,6
5	Potrošnja - plan	1099,8	1004,0	1034,9	919,7	915,3	910,2	958,8	982,5	939,9	985,6	1033,5	1107,6	11891,8
6	Potrošnja - ostvarenje	1047,2	936,4	983,7	920,7	896,3	861,5	919,9	909,8	881,2	962,7	982,8	1076,9	11379,1
7	Isporuka drugim EES	622,3	669,0	598,9	454,3	434,2	445,2	395,4	458,6	422,2	438,0	494,9	565,9	5998,9
8	Ukupno (6+7)	1669,5	1605,4	1582,6	1375,0	1330,5	1306,7	1315,3	1368,4	1303,4	1400,7	1477,7	1642,8	17378,0
9	Gubici - Plan	33,0	31,0	29,0	29,0	23,0	21,0	25,0	27,0	24,0	26,0	27,0	30,0	325,0
10	Gubici (4-8) - Ostvarenje	28,7	22,1	21,2	24,8	15,9	20,1	21,1	25,6	22,3	20,9	22,3	32,5	277,6



Slika 3.1. Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži za 2014. godinu



Slika 3.2. Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži za 2014. godinu



Slika 3.3. Proizvodnja i potrošnja električne energije na prenosnoj mreži za 2014. godinu

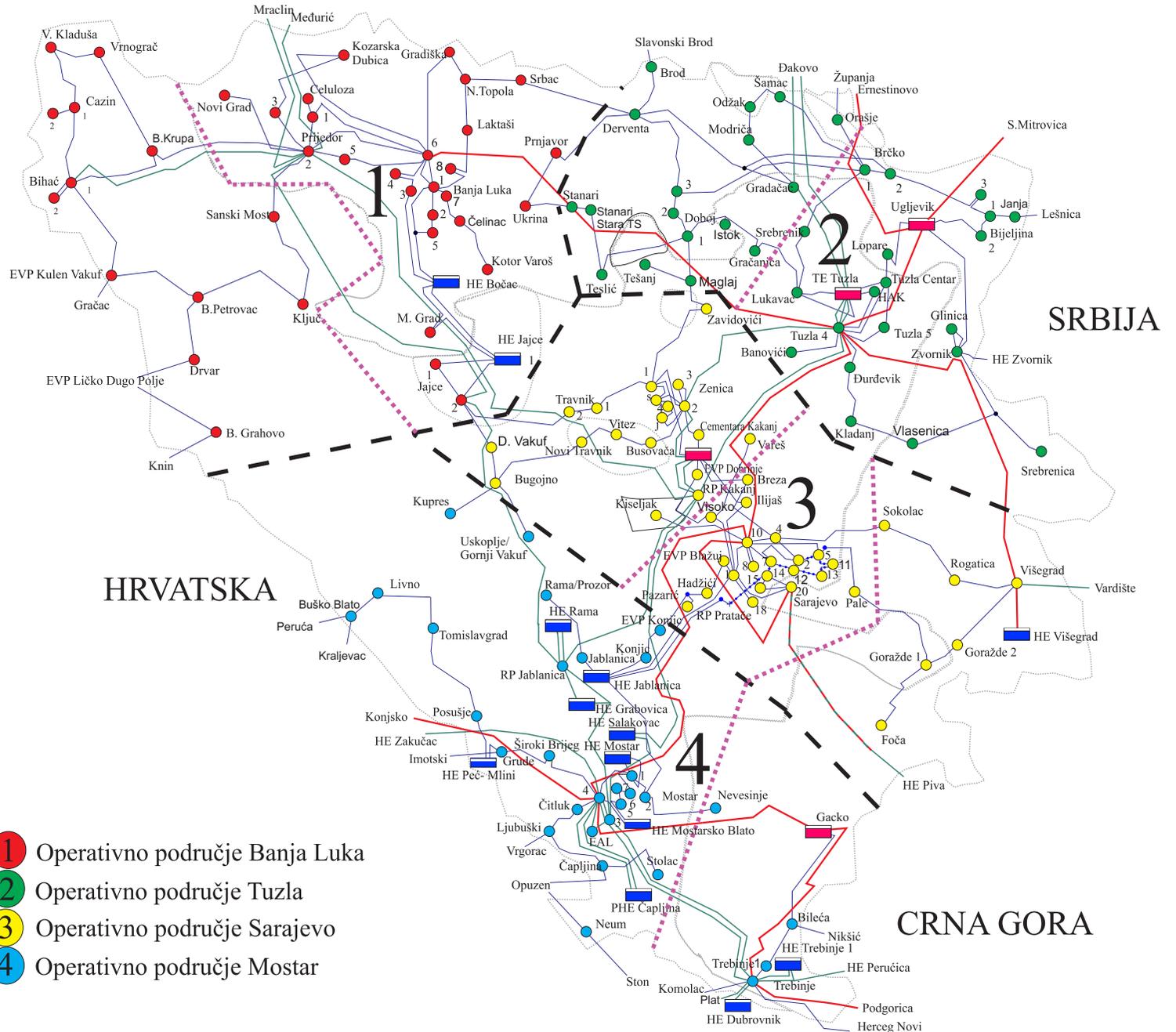
— — — Granica operativnih područja
 Granica terenskih jedinica

Legend:
Legenda:

- TL (transmission line) 400 kV
DV 400 kV
- TL 400 kV - Under 220 kV voltage
DV 400 kV - Pod naponom 220 kV
- TL 220 kV
DV 220 kV
- TL 110 kV
DV 110 kV
- 110 kV Cable
110 kV Kabl

- Hydro power plants
Hidroelektrane
- Thermal power plants
Termoelektrane
- Substation
Trafostanica
- Hard connection
čvrsta veza

- 1 Operativno područje Banja Luka
- 2 Operativno područje Tuzla
- 3 Operativno područje Sarajevo
- 4 Operativno područje Mostar



Slika 3.4. Karta EES BiH za 2014. godinu

4. KRITERIJI PLANIRANJA

Minimum kriterija koji moraju biti zadovoljeni prilikom izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže definisani su MK, Poglavlje 4. Osim MK i Uslova za korištenje licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije, kod izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže 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 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 osvrtom 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 IPRP (u skladu sa tačkom 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 neraspodjivosti 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 elementa 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 transformatorske stanice,
- 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),
- prognozirano 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 transformatorskih stanica 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 (zamjena 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 opreme i radova datih u Prilogu 7. 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 finansijski 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 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 2015. godine izradio IPRP, koji je odobren Odlukom DERK-a broj: 05-28-13-345-3/14 donesenoj na sjednici održanoj 23.04.2015. 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 instalisana snaga novih proizvodnih objekata koji su bilansno uvršteni u Bilans snaga i energija na prenosnoj mreži za period 2016. – 2025. godina iznosi 1.961,57* MW, a ukupna godišnja proizvodnja je 10.100,19* GWh L[2]. Bilansno su uključeni sljedeći proizvodni objekti:

- MHE Ustiprača i MHE Dub, instalisane snage 2x4,7MW i 2x3,86 MW (ukupno 17,12 MW), godišnje proizvodnje 41,28 GWh i 33,13 GWh, investitora Hidroinvest d.o.o., koji se priključuju na RS 110 kV Dub. Priključenje rasklopišta Dub je predviđeno za 2016. godinu.
- TE Stanari, instalisane 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 instalisane 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 KTG Zenica, instalisane snage 2x126 MW + 1x135,5 MW (387,5 MW), godišnje proizvodnje 3.250,8 GWh, investitora KTG Zenica. Planirano vrijeme priključenja elektrane je 2018. 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 2018. 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 2018. 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.
- VE Jelovača – instalisane snage 36 MW, godišnje proizvodnje 102,3 GWh, investitora JP F.L. Wind d.o.o. Planirano vrijeme priključenja VE Jelovača je 2016. godina.
- VE Debelo brdo – instalisane snage 54 MW, godišnje proizvodnje 150,0 GWh, investitora Koncig d.o.o. Planirano vrijeme priključenja VE Debelo brdo je 2016. godina.
- VE Podveležje – instalisane snage 48 MW, godišnje proizvodnje 95,0 GWh, investitora JP EP BiH d.d. Planirano vrijeme priključenja VE Podveležje je 2016. godina.
- VE Orlovača – instalisane snage 42,9 MW, godišnje proizvodnje 86,36 GWh, investitora HB WIND d.o.o. Planirano vrijeme priključenja VE Orlovača je 2016. godina.

5.1.2. Prognoza potrošnje

U IPRP L[2] su definisana tri osnovna scenarija prognoze potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH u periodu 2016. – 2025. godina:

- Pesimistični scenario – niži scenario (prosječni godišnji porast 1,2%)
- Realistični scenario – bazni scenario (prosječni godišnji porast 2,2%)
- Optimistični scenario – viši scenario (prosječni godišnji porast 2,9%)

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-a dobije se porast potrošnje električne energije od 1,25% u 2016. godini, odnosno 2,0% za period 2017. do 2025. godina.

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, prema L[2], u planskom periodu trebala imati prosječan rast od oko 2,2% u baznom scenariju, 2,9% u višem scenariju i 1,2% u nižem scenariju.

Vršna satna snaga konzuma na prenosnoj mreži u 2014. godini zabilježena je 31.12.2014. godine kada je iznosila 2207 MW što je povećanje u odnosu na 2013. godinu za 133 MW i za

oko 22% 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 2207 MW u 2014. godini. Iz L[2] 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. je, prema L[2], dat bilans jednovremenih maksimalnih snaga na prenosnoj mreži za period 2016. – 2025. godina. S obzirom da u 2016. godini u pogon ulazi 5 novih vjetroelektrana instalisane snage 232 MW, to će zahtijevati dodatnih 40 MW sekundarne rezerve.

Tabela 5.1. Procjena konzuma i rezerve na prenosnoj mreži za period 2016. – 2025. godina

(MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži	2234	2278	2324	2371	2418	2466	2516	2566	2617	2670
Potrebna snaga primarne rezerve	16	16	16	17	17	17	17	17	17	17
Potrebna snaga sekundarne rezerve	102	103	104	105	106	107	108	109	111	112
Potrebna snaga tercijerne rezerve	300	300	300	400	400	400	400	400	400	400
UKUPNO	2652	2697	2744	2892	2941	2990	3041	3092	3145	3198
Postojeći + bilansirani	4160	4533	4712	5037	5037	5000	5270	5270	5095	5095
BILANS SNAGE	1508	1836	1968	2145	2096	2010	2229	2178	1950	1897

5.2. Faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja maksimalnog 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 maksimalnog 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 maksimalnog 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: 2010., 2011., 2012., 2013. i 2014. godinu prikazani su u Prilogu 2.

U 2014. 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 2010. – 2014. godina bitno je pomenuti sljedeće situacije:

- 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 instalisane snage transformacije u predmetnoj TS, te potrebu o izgradnji novog 110/x kV čvorišta.
- u maju 2014. godine šire područje centralne, sjeveroistočne i sjeverozapadne Bosne bilo je pogođeno poplavama, što je, uz brojna pokrenuta klizišta imalo za rezultat oštećenje ili uništenje velikog dijela distributivne mreže. U prenosnoj mreži takođe su zabilježena oštećenja na pojedinim dalekovodima prvenstveno usljed klizišta na stubnim mjestima, zbog čega su se trase pojedinih DV morale djelimično i izmjestiti. Takođe, u najkritičnijim danima (15. i 16.05.2014. godine) jedan broj TS 110/x kV je ostao bez 110 kV napona: TS Gračanica, TS Dobož 2, TS Bijeljina 1, TS Janja, TS Šamac i TS Čelinac.

Podaci o ostvarenim vršnim opterećenjima po TS, te mjesečni pokazatelji (faktor opterećenja, srednje opterećenje i vrijeme iskorištenja maksimalnog vršnog opterećenja) po TS prikupljeni u periodu od sedam godina (2008. – 2014.) čine solidnu osnovu za procjenu opterećenosti određene TS i ukazuju na one TS čije pokazatelje treba pažljivije pratiti u narednom periodu.

U 2014. godini je najveće opterećenje u proteklom petogodišnjem periodu ostvareno u 26 TS 110/x kV, pri čemu je u 19 TS 110/x kV zabilježeno vršno opterećenje 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.

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 razvoja prenosne mreže 2015. – 2024. godina 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,
- za navedeni planski period.

Budući da su se sve elektroprivrede u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH odazvali ovom zahtjevu i dostavili tražene podatke upućen im je zahtjev da za potrebe izrade Plana razvoja prenosne mreže 2016. – 2025. godina dostave iste podatke za plansku 2025. godinu. Podatke za 2025. godinu su dostavili JP EP BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH. Stoga u nastavku dajemo pregled dostavljenih podataka.

JP EP 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. Svi navedeni podaci dostavljeni za period 2015. – 2024. godina su dopunjeni sa podacima za 2025. godinu. U skladu sa razvojnim planovima JP EP 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. U okviru podataka koji su dostavljeni za presječnu 2025. godinu izvršena je promjena ulaska u pogon novih proizvodnih objekata za koje su prethodno dostavljeni podaci.

JP EP 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 EP 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 potrošnje na području Brčko distrikta u razmatranom planskom periodu, pri čemu je istaknuto da su postojeći instalisani 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 sa transformatorima koji omogućavaju paralelan rad sa transformatorima u TS Brčko 1. Prognoza dostavljena za planski period 2015. – 2024. godina je proširena sa 2025. godinom, te su potvrđeni navodi iz prethodnog zahtjeva o potrebi zamjene 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.

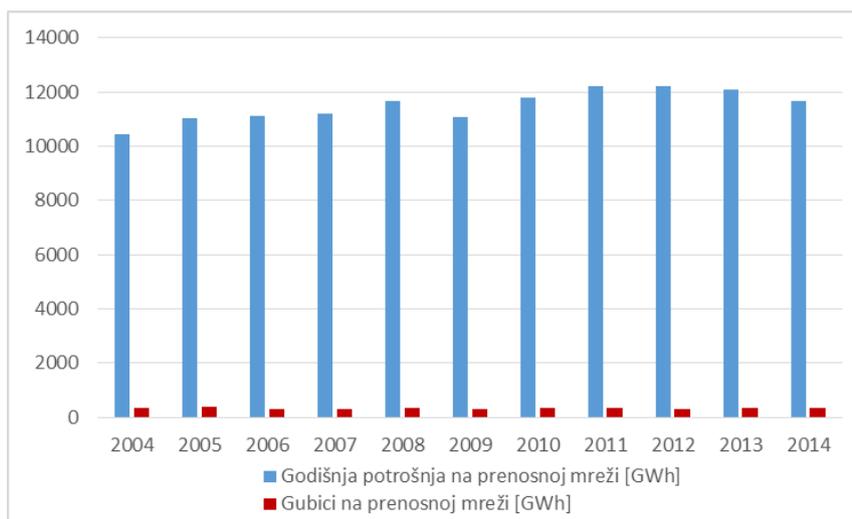
6. GUBICI U PRENOSNOJ MREŽI

U periodu 2004. – 2014. 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 2004. – 2014. godina

Godina	2004.	2005.	2006.	2007.	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.
Godišnja potrošnja na prenosnoj mreži [GWh]	10140,9	10662,5	10796,7	10870,5	11338,8	10786,5	11468,9	11879,7	11852,9	11732,0	11345,6
Gubici na prenosnoj mreži [GWh]	321,29	383,71	311,07	312,0	326,5	306,1	337,9	324,17	308,14	343,10	304,19
Pumpni rad [GWh]	0	0	0	12,4	0	0	2,2	21,4	65,97	0	0
Ukupna potrošnja na prenosnoj mreži [GWh]	10462,2	11046,2	11107,7	11194,9	11665,3	11092,6	11809,0	12225,3	12227,0	12075,1	11649,8
Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na potrošnju [%]	3,17	3,60	2,88	2,87	2,88	2,84	2,95	2,73	2,60	2,92	2,68

Gubici 2004. i 2005. godine predstavljaju zbir gubitaka za tri elektroprivrede, dok gubici od 2006. do 2014. godine predstavljaju stvarno izmjerene gubitke na jedinstvenoj prenosnoj mreži u BiH.



Slika 6.1. Ukupna godišnja potrošnja i gubici u prenosnoj mreži u periodu 2004. – 2014.

U Bilansu električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2016. – 2025. godina L[2] 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 2014. godini dati su u Tabeli 6.2.

Tabela 6.2. Proizvodnja, potrošnja i gubici – ostvarenje na mreži prenosa u 2014. godini
(podaci Elektroprenosa BiH)

GWh	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ukupno
Proizvodnja (ostvarenje + prijem iz drugih EES)	1698,2	1627,5	1603,8	1399,8	1346,4	1326,8	1336,4	1394,0	1325,7	1421,6	1500,0	1675,4	17655,6
Potrošnja (ostvarenje)	1047,2	936,4	983,7	920,7	896,3	861,5	919,9	909,8	881,2	962,7	982,8	1076,9	11379,1
Gubici	28,7	22,1	21,2	24,8	15,9	20,1	21,1	25,6	22,3	20,9	22,3	32,5	277,6
Gubici (%) u odnosu na proizvodnju	1,69	1,36	1,32	1,77	1,18	1,51	1,58	1,84	1,68	1,47	1,49	1,94	1,71

U Tabeli 6.3. (u IPRP, Tabela 7.6. – Bilansi električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2016. – 2025.) 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 2016. – 2025. godina

GWh	Godina									
	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.
Proizvodnja – scenario 1	16651,0	20235,1	20721,8	22318,6	21982,6	22078,4	22731,4	22591,4	22492,4	22492,4
Potrošnja – scenario 1	12236	12383	12531	12682	12834	12988	13144	13302	13461	13623
Potrošnja – scenario 2	12357	12629	12907	13191	13481	13777	14081	14390	14707	15030
Potrošnja – scenario 3	12442	12803	13174	13556	13949	14354	14770	15198	15639	16093
Gubici (2,2% proizvodnje)	366,3	445,2	455,9	491,0	483,6	485,7	500,1	497,0	494,8	494,8

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	2016.	2020.	2025.
Gubici u 400 kV mreži [MW]	2,51	18,84	17,69
Gubici u 220 kV mreži [MW]	10,41	16,52	17,23
Gubici u 110 kV mreži [MW]	29,68	32,49	34,09
Ukupni gubici u prenosnoj mreži EES BiH [MW]	42,60	67,85	69,01
Vršno opterećenje EES BiH [MW]	2234	2418	2670
Gubici u odnosu na vršno opterećenje EES BiH [%]	1,91	2,81	2,58

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 2010. – 2014. godina. Za 2010., 2011., 2012. i 2013. godinu su navedeni podaci o ukupnom broju i trajanju zastoja po pojedinim elementima prenosne mreže, dok su za 2014. 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 i sistema u cjelini. Podaci o pouzdanosti zajedno sa podacima o pogonskoj spremnosti važni su za odluku o rekonstrukciji, 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 (prema L[6]), 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 godišnje. Posmatrajući na takav način podatke u prenosnoj mreži BiH za 2014. godinu, može se dati sljedeći pregled:

Tabela 7.1. Pregled neplanskih zastoja po elementima prenosne mreže u 2014. 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	26	2531,02	18 prinudnih isključenja u trajanju od 2408,67 h, 5 aktivnih kvarova u trajanju od 122,13 h.
2.	DV 400 kV Tuzla – Višegrad	16	235,90	8 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 195,85 h.
3.	DV 400 kV Ugljevik – Ernestinovo	18	228,05	6 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 176,87 h.

Red. br.	Element prenosne mreže (DV/mrežni transformator)	Neplanski zastoј		Napomena
		Ukupan broj zastoја	Ukupno trajanje zastoја (> 200 h/godišnjje)	
4.	DV 220 kV Bihać 1 – Prijedor 2	10	255,30	8 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 255,12 h.
5.	DV 220 kV Mostar 4 – Zakućac	14	548,12	4 aktivna kvara ukupnog trajanja 541,00 h.
6.	DV 220 kV Prijedor 2 – Međurić	8	339,83	3 prinudna isključenja ukupnog trajanja 337,90 h.
7.	DV 220 kV Prijedor 2 – Mraclin	31	3389,37	26 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 3388,93 h.
8.	DV 220 kV Prijedor 2 – RP Kakanj	16	1331,65	7 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 1307,05 h.
9.	DV 110 kV Banja Luka 8 – Laktaši	3	1059,98	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 1059,92 h.
10.	DV 110 kV Čapljina – Opuzen	6	394,92	3 aktivna kvara ukupnog trajanja 394,75 h.
11.	DV 110 kV Derventa – Prnjavor	8	313,63	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 138,70 h, 3 prinudna isključenja ukupnog trajanja 174,08 h.
12.	DV 110 kV Grude – Imotski	4	2928,00	4 aktivna kvara ukupnog trajanja 2928,00 h.
13.	DV 110 kV Neum – Ston	5	317,83	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 317,53 h.
14.	DV 110 kV Stanari – Ukrina	4	235,05	3 prinudna isključenja ukupnog trajanja 234,40 h.
15.	TR 1 400/110 kV, 300 MVA u TS Banja Luka 6	14	1965,47	14 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 1965,47 h.
16.	TR 2 400/110 kV, 300 MVA u TS Banja Luka 6	10	984,73	10 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 984,73 h.
17.	TR 3 220/110 kV, 150 MVA u TS Mostar 4	5	2307,77	5 aktivnih kvarova ukupnog trajanja 2307,77 h.
18.	TR 220/110 kV, 150 MVA u TS Bihać 1	8	255,12	8 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 255,12 h.

Tabela 7.2. Pregled planskih zastoја po elementima prenosne mreže u 2014. godini ukupnog trajanja dužeg od 800 h/godišnjje

Red. br.	Element prenosne mreže (DV/mrežni transformator)	Planski zastoј		Napomena
		Ukupan broj zastoја	Ukupno trajanje zastoја (> 800 h/godišnjje)	
1.	DV 400 kV Banja Luka 6 – Tuzla	5	877,98	
2.	DV 220 kV RP Trebinje – HE Dubrovnik (2)	3	826,02	
3.	DV 110 kV Derventa – Prnjavor	5	1569,15	
4.	DV 110 kV Grude – Imotski	3	1467,52	
5.	TR 1 400/110 kV, 300 MVA u TS Banja Luka 6	6	981,87	
6.	TR 2 400/110 kV, 300 MVA u TS Banja Luka 6	4	1181,18	

U smislu generalne ocjene statističkih podataka, može se uočiti da je ukupan broj zastoја u 2014. godini manji nego u 2013. godini, ali znatno dužeg trajanja (za 11545,11 sati) u odnosu na 2013. godinu. Razlog ovome je prvenstveno znatno duže trajanje neplanskih zastoја dalekovoda. Kako se može vidjeti iz tabele 7.1., najduže vrijeme neplanskih zastoја

uzrokovano je prinudnim isključenjima dalekovoda 400 i 220 kV, a zbog popravljanja naponskih prilika u mreži.

Duži prekidi u snabdijevanju potrošača električnom energijom registrovani u 2014. godini uzrokovani su neplanskim zastojima elemenata prenosne mreže. Pri tome su neplanski zastoji trajanja do 10 h uglavnom uzrokovani kvarovima u SN postrojenju, izuzev kvara na DV 110 kV Kupres – Bugojno zbog naslaga leda. Međutim, u 2014. godini u periodu poplava su zabilježeni i duži prekidi u snabdijevanju potrošača uzrokovani poplavama u postrojenjima, od kojih su najduži zastoji u sljedećim TS: TS Doboj 2 (102 sata, 38 minuta), TS Gračanica (96 sati, 45 minuta), TS Šamac (49 sati, 8 minuta), TS Janja (46 sati, 3 minute), TS Čelinac (44 sata, 33 minute) i TS Bijeljina 1 (32 sata, 20 minuta). Zastoji u napajanju potrošača duži od 10 sati zabilježeni su i u TS Lopare (14 sati, 51 minuta) zbog proboja na SMT 110 kV zbog čega je prinudno isključen transformator 110/35/10 kV u TS, kao i u TS Đurđevik (11 sati, 57 minuta) zbog proboja na provodnim izolatorima zbog čega je prinudno ostvareno beznaponsko stanje sabirnica.

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 2016., 2020. i 2025. 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 Aluminij d.d. Mostar, Steelmin BH d.o.o. Jajce i R-S Silicon) je bazno modelovana na vrijednosti zabilježenih opterećenja u trenutku maksimuma sistema u 2014. godini (31.12.2014. godine u 18:00 sati) koji je iznosio 2207 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.
Potrošnja Aluminij d.d. Mostar je u svim prosječnim godinama konstantna i iznosi 225 MW. Potrošnja Steelmin BH d.o.o. Jajce u svim prosječnim godinama iznosi 30 MW, a potrošnja R-S Silicon, koji je pušten u probni rad u julu 2015. godine, iznosi 27 MW.
- Proizvodnja na prenosnoj mreži: kao bazni angažman elektrana na prenosnoj mreži uzet je onaj ostvaren u trenutku maksimuma sistema u 2014. godini, a za svaku prosječnu plansku godinu je uzet u obzir i izlazak iz pogona postojećih proizvodnih kapaciteta u skladu sa Tabelom 3.6., kao i izgradnja novih proizvodnih kapaciteta. Ukupna proizvodnja na prenosnoj mreži je za prosječne planske godine definisana na sljedeći način:
 - Za 2016. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 300 MW,
 - Za 2020. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 500 MW,
 - Za 2025. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 800 MW.

Modeli za prosječne 2016., 2020. i 2025. 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 2014. godini (05.08.2014. godine u 06:00 sati) koji je iznosio 833 MW. Za analizirane prosječne godine izvršen je porast minimalnog opterećenja sistema po godišnjoj stopi od 3% kako je definisano u IPRP.
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 2014. godini, a za svaku prosječnu plansku godinu je uzet u obzir i izlazak iz pogona postojećih proizvodnih kapaciteta u skladu sa Tabelom 3.6., kao i izgradnja novih proizvodnih kapaciteta. Ukupna proizvodnja na prenosnoj mreži je za prosječne planske godine definisana na sljedeći način:
 - za 2016. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 300 MW,
 - za 2020. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 500 MW,
 - za 2025. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 800 MW.

Modeli susjednih sistema za 2016. godinu su preuzeti iz SECI modela za režim maksimalnih i minimalnih opterećenja za 2015. godinu, a za 2020. i 2025. godinu iz SECI modela za 2020. godinu.

Vezano 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,

$P_v(i)$ – prognozirano vršno opterećenje i -tog čvorišta,

$P_v(j)$ – 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 Plan investicija za 2015. godinu

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.	TS 110/x kV Šipovo	2016.
2.	Rekonstrukcija DV 35 (110 kV) Mrkonjić Grad – Šipovo	2016.
3.	TS 110/x kV Tuzla 3 sa priključnim DV	2016.
4.	TS 400/x kV Trebinje (drugi transformator 220/110 kV)	2016.
5.	TS 110/x kV Fojnica	2016./2023.
6.	DV 110 kV Visoko – Fojnica	2016.
7.	Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20/I	2016.
8.	DV 110 kV Sarajevo 18 – Sarajevo 20 (polje Sarajevo 20 u TS Sarajevo 18)	2016.
9.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 2	2016.
10.	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	2016.
11.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg	2016.
12.	Rekonstrukcija DV 110 kV Grude – Široki Brijeg	2016.
13.	TS 110/x kV Žepče	2016./2018.
14.	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići za TS Žepče	2016.
15.	TS 110/x kV Laktaši 2 sa priključnim DV	2016.

Red. br.	Projekat/Objekat	Procjena završetka (godina)
16.	TS 110/x kV Bužim	2016.
17.	TS 110/x kV Čitluk 2	2016.
18.	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Čitluk – Ljubuški za TS Čitluk 2	2016.
19.	TS 110/x kV Gradiška 2 sa priključnim DV	2016.
20.	DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres	2016.
21.	Rekonstrukcija DV 2x110 kV Mostar 1 – HE Jablanica	2016./ 2017.
22.	TS 110/35/10(20) kV Mostar 9	2016.
23.	DV 2x220 kV HE Rama – Posušje	2016.
24.	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina za TS Mostar 9	2017.
25.	DV 110 kV HE Mostar – Mostar 1	2017.
26.	TS 110/x kV Banja Luka 9 sa priključnim DV	2017.
27.	TS 110/x kV Prnjavor 2 sa priključnim DV	2017.
28.	TS 110/x kV Ilijaš	2017.
29.	TS 400/110/x kV Sarajevo 10	2017.
30.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina	2017.
31.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 2 – Stolac	2017.
32.	DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 9	2017.
33.	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (dionica Ugljevik – Blagojevića Han od 19 km)	2017.
34.	Rekonstrukcija DV 110 kV Grude – Imotski (HR)	2017.
35.	Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10	2017.
36.	Ulaz/izlaz na DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići za TS Pazarić	2017.
37.	TS 110/x kV Jelah sa priključnim DV	2017.
38.	DV 110 kV Jelah – Tešanj	2017.
39.	TS 110/x kV Sarajevo 12	2018.
40.	DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2018.
41.	TS 110/x kV Prijedor 6	2018.
42.	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (Prijedor 1) za TS Prijedor 6	2018.
43.	TS 110/x kV Željuša	2018.
44.	Ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1 za TS Željuša	2018.
45.	TS 110/x kV Banja Luka 10	2018.
46.	DV 110 kV Novi Grad – Banja Luka 6 (dionica od DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak do Kostajnica – TS Novi Grad)	2018.
47.	DV 110 kV B. Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do Banja Luka 5)	2018.
48.	Rekonstrukcija DV 110 kV Stolac – Bileća (dionica Berkovići – Stolac)	2018.
49.	DV 110 kV Rama – Uskoplje/Gornji Vakuf	2018.
50.	DV 110 kV Banovići – Zavidovići	2018.

Red. br.	Projekat/Objekat	Procjena završetka (godina)
51.	Rekonstrukcija DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2	2018.
52.	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT – TS Gradačac)	2018.
53.	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (svodenje u TS Prijedor 1)	2018.
54.	TS 110/x kV Kalesija	2019.
55.	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik za TS Kalesija	2019.
56.	TS 110/x kV Kostajnica	2019.
57.	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica	2019.

8.1.2. Radijalno napojene TS 110/x kV

U okviru dosadašnje konfiguracije prenosne mreže postoji 15 transformatorskih stanica 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 sredjenaponskih mreža u punom iznosu. Dugoročno gledano, neophodno je osigurati napajanje iz dva smjera za sve 110/x kV transformatorske stanice, 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 je bolja sa tehničkog i ekonomskog aspekta.

Tako su za obezbjeđenje dvostranog napajanja Srebrenice razmatrane dvije varijante:

- Varijanta I: izgradnja DV 110 kV Srebrenica – Vlasenica (dionica kruta veza Konjević Polje – Srebrenica), u dužini od 18,9 km i pripadajućeg 110 kV polja u TS Srebrenica,
- Varijanta II: izgradnja DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija (izgradnja dalekovoda 110 kV od državne granice sa Republikom Srbijom do TS Srebrenica u dužini od 7 km i pripadajućeg 110 kV polja u TS Srebrenica).

Predloženom Varijantom I obezbjeđuje se dvostrano napajanje TS Srebrenica i rješava kruta veza TS Vlasenica na DV 110 kV Srebrenica – Zvornik. U Varijanti II se obezbjeđuje dvostrano napajanje Srebrenice, ali se ne rješava kruta veza TS Vlasenica na DV 110 kV Srebrenica – Zvornik.

Kako se u Varijanti II obezbjeđuje dvostrano napajanje TS Ljubovija u Republici Srbiji, a sklopljen je bilateralni sporazum između Republike Srbije i Bosne i Hercegovine o izgradnji DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija, u Plan je uvrštena Varijanta II i ona se razmatra u svim analizama.

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	Procjena završetka (godina)
1.	TS Kotor Varoš	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	2016.*
2.	TS Sarajevo 18	Rekonstrukcija DV polja 110 kV Sarajevo 20 u TS Sarajevo 18	2016.*
3.	TS Kupres	DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres	2016.*
4.	TS Tešanj	DV 110 kV Jelah – Tešanj	2017.*
5.	TS Gacko	DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2018.*
6.	TS Nevesinje		
7.	TS Uskoplje	DV 110 kV Rama – Uskoplje	2018.*
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)	2018.*
9.	TS Stolac	Rekonstrukcija DV 110 kV Bileća – Stolac (dionica Berkovići – Stolac)	2018.*
10.	TS Banovići	DV 110 kV Banovići – Zavidovići	2018.*
11.	TS Kiseljak	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica	2019.*
12.	TS Srebrenica	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2019.**
13.	TS Foča	DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča (dionica Miljevina – Foča)	2020.
14.	TS Cazin 2	DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 2 (dionica od TS Cazin 2 do DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 1)	2020.
15.	TS Šipovo***	DV 110 kV Jajce 1 – Šipovo	2020.
16.	TS Vareš	DV 110 kV Vareš – Kladanj	2025.

* U Planu investicija za 2015. godinu

** Odabrana varijanta II

*** Nova TS

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).

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

Tabela 8.3. Krute veze u sistemu

Red. br.	Naziv objekta	Kruta veza na	Način rješavanja	Procjena završetka (godina)
1.	TS Pazarić	DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići	Ulaz/izlaz na DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići	2017.* (kompl. polja u 2019. g.)
		DV 110 kV Sarajevo 1 – HE Jablanica/II		
2.	TS Prijedor 1	DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak II	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2	2018.*
3.	TS Brčko 2	DV 110 kV Gradačac – Derвента	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT – TS Gradačac)	2018.*

Red. br.	Naziv objekta	Kruta veza na	Način rješavanja	Procjena završetka (godina)
4.	TS Banja Luka 5	DV 110 kV HE Bočac – Banja Luka 1	DV 110 kV Banja Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do Banja Luka 5)	2018.*
5.	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)	2025.
6.	TS Vlasenica	DV 110 kV Srebrenica – Zvornik	–	–

* U Planu investicija za 2015. godinu

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	Planirana godina vraćanja u funkciju
1.	DV 110 kV Sarajevo 20 – Sarajevo 13/I	2016.*
2.	DV 110 kV Sarajevo 18 – Sarajevo 20	2016.*
3.	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 2	2016.*
4.	DV 110 kV Sarajevo 10 – Sarajevo 7/II	2017.*
5.	DV 110 kV Sarajevo 10 – Sarajevo 2	2017.*
6.	DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina	2017.*
7.	DV 110 kV Mostar 2 – Stolac	2017.*
8.	DV 2x110 kV Mostar 1 – HE Jablanica	2016./2017.*
9.	DV 110 kV Stolac – Bileća	2018.*
10.	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2019.
11.	DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja	2024.**

* U Planu investicija za 2015. godinu

** Ovaj DV se rekonstruiše na području BiH, ali se ne vraća u funkciju po 110 kV 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 i naposkih prilika, 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 ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2017.
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 ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2017.
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 ² novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2017.
12.	DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže Cu 120 mm ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2018.
13.	DV 110 kV Doboj 2 – Doboj 3	Zamjena starog užeta AlFe 210/35 mm ² novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2019.
14.	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	2019.
15.	DV 110 kV Lukavac – Srebrenik	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže AlFe 150/25 mm ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2022.

8.1.6. Novi proizvodni/potrošački objekti

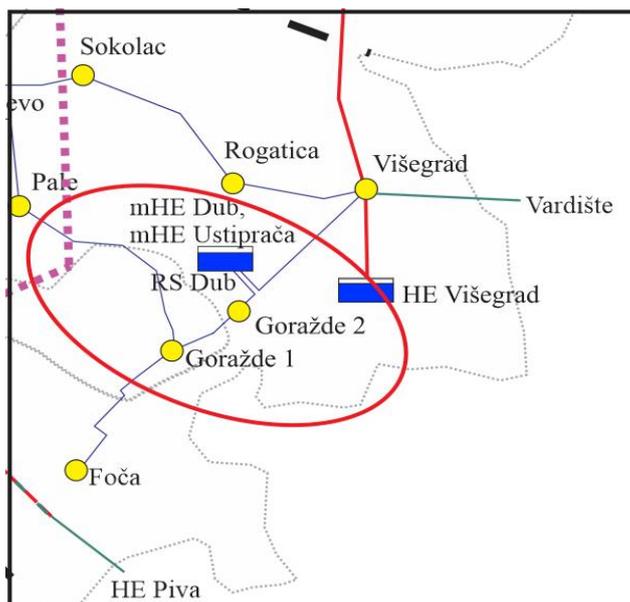
U skladu sa tačkom 5.2.1. MK, po kojoj Elektroprenos BiH mora različitim kategorijama Korisnika ponuditi mogućnost ugovaranja priključenja na prenosnu mrežu, u model su uvršteni svi priključni dalekovodi za nove proizvodne objekte navedene u nastavku. Način priključenja proizvodnih objekata definisan 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 godina u kojim su određene elektrane bilansirane u IPRP.

8.1.6.1. MHE Ustiprača i MHE Dub

MHE Dub i MHE Ustiprača, instalisane snage 9,4 MW i 6,9 MW (ukupno 16,3 MW), godišnje proizvodnje 44,16 GWh i 35,35 GWh (ukupno 79,51 GWh) (podaci iz Ugovora o priključku koji je Elektroprenos BiH sklopio sa investitorom 21.01.2015. godine), investitora Hidroinvest d.o.o. Rogatica, priključuju se na rasklopište 35/110 kV Dub. Prema L[4] i Ugovoru o priključku priključenje rasklopišta 35/110 kV Dub na prenosnu mrežu je izvedeno po principu ulaz – izlaz DV 2x110 kV na DV 110 kV Višegrad – Goražde 2 u 2015. godini. MHE Ustiprača je u toku 2015. godine puštena u probni rad preko rasklopišta Dub.

Način uklapanja MHE Dub i MHE Ustiprača prikazan je na Slici 8.1.



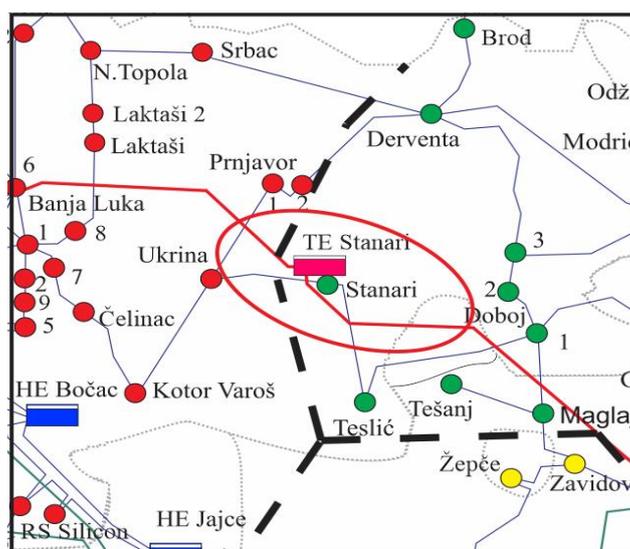
Slika 8.1. Uklapanje MHE Dub i MHE Ustiprača u EES BiH

8.1.6.2. TE Stanari

TE Stanari, instalisane snage 1x300 MW, godišnje proizvodnje 2000 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 TE Stanari na prenosnu mrežu izvesti će se po principu ulaz – izlaz DV 400 kV Banja Luka 6 – Tuzla 4, a za vlastitu potrošnju TE Stanari po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Ukrina – Stanari (stara TS). Puštanje u probni rad TE Stanari se planira za kraj 2015. godine.

Način uklapanja TE Stanari prikazan je na Slici 8.2.



Slika 8.2. Uklapanje TE Stanari u EES BiH

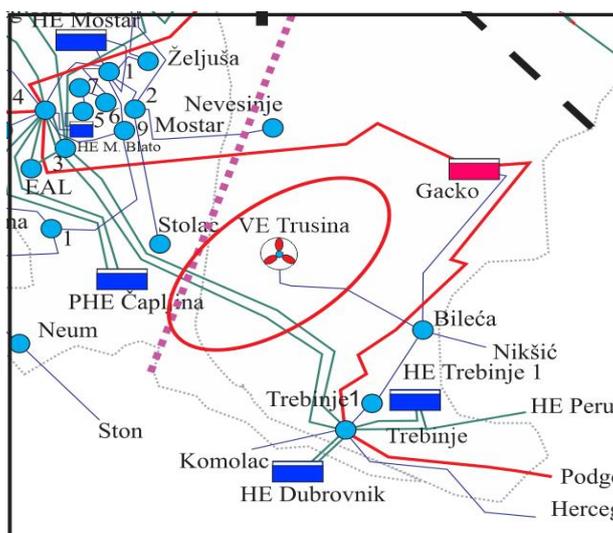
8.1.6.3. VE Trusina

VE Trusina, instalisane snage 15x3,3 MW (49,5 MW), godišnje proizvodnje 160,0 GWh (podaci iz Zahtjeva za izdavanje Uslova za priključak koji je investitor dostavio

Elektroprenosu BiH), 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.

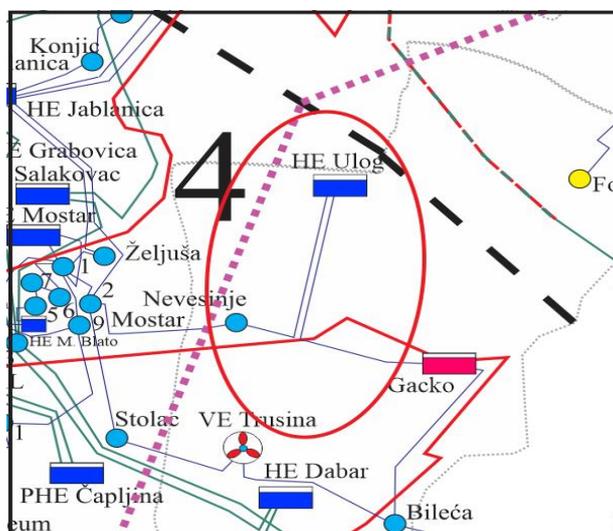
Način uklapanja VE Trusina u prvoj fazi priključenja prikazan je na Slici 8.3.



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 82,34 GWh, investitora EFT – HE Ulog d.o.o., priključuje se na 110 kV mrežu u 2018. 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.

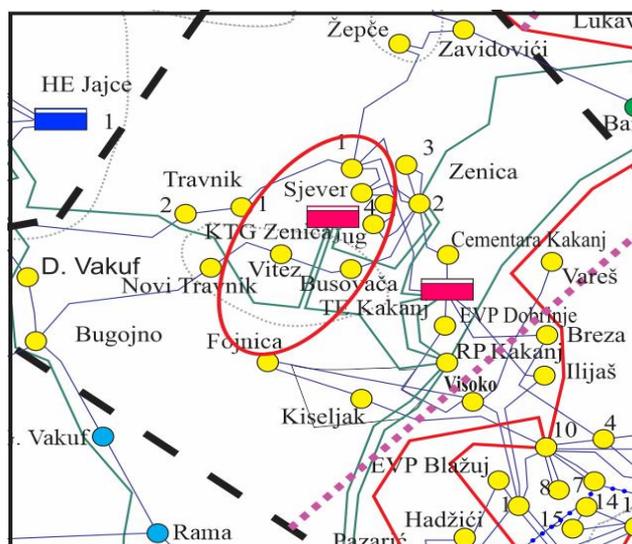


Slika 8.4. Uklapanje HE Ulog u EES BiH

8.1.6.5. TE – TO KTG Zenica

TE – TO KTG Zenica, instalisane snage $2 \times 126 \text{ MW} + 1 \times 135,5 \text{ MW}$ (387,5 MW), godišnje proizvodnje 3250 GWh, investitora KTG Zenica, planira se priključiti na prenosnu mrežu 220 kV u 2018. godini (procjena NOS BiH iz IPRP). Prema L[8] uklapanje TE – TO KTG Zenica predviđeno je po principu ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Kakanj – Prijedor 2 i izgradnjom DV 220 kV TE – TO KTG Zenica – Zenica 2.

Način uklapanja TE –TO KTG Zenica prikazan je na Slici 8.5.

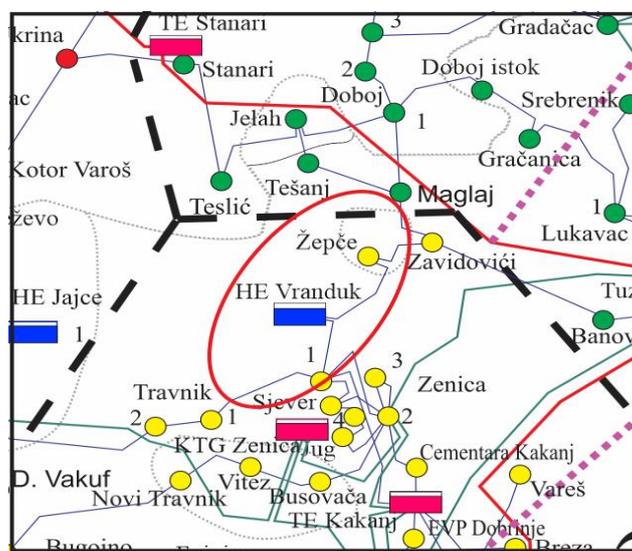


Slika 8.5. Priključenje TE – TO Zenica u EES BiH

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.

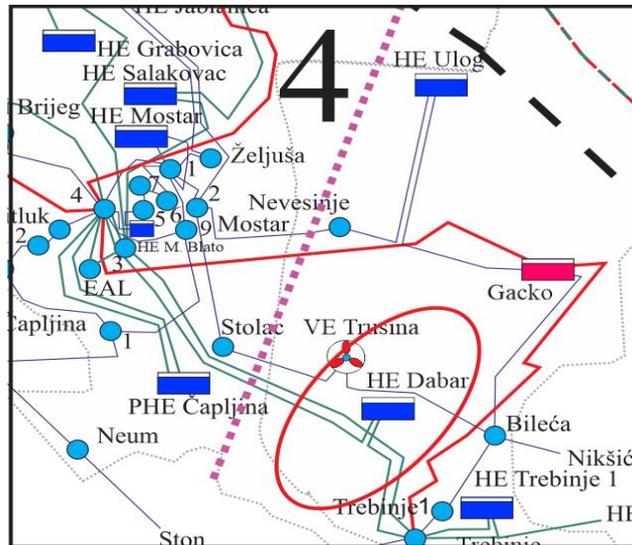
Način uklapanja HE Vranduk prikazan je na Slici 8.6.



Slika 8.6. Uklapanje HE Vranduk u EES BiH

8.1.6.7. HE Dabar

HE Dabar, instalisane snage 3x58,8 MW (176,4 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 RP Mostar 3 – Trebinje (2). Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu, planirano je priključenje 2016. godine, a u IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2018. godini. Način uklapanja HE Dabar prikazan je na Slici 8.7.

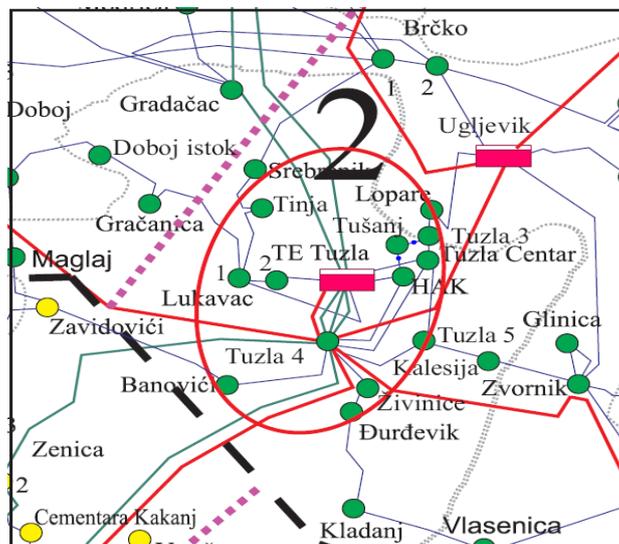


Slika 8.7. Uklapanje HE Dabar u EES BiH

8.1.6.8. Blok 7 u TE Tuzla

TE Tuzla – blok 7, instalisane snage 1x450 MW, godišnje proizvodnje 2604,0 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 400 kV sabirnice u TS Tuzla 4. Prilikom izdavanja Uslova za priključak investitor se izjasnio da prihvata priključenje direktno na TS 400/220/110 kV Tuzla 4 sa jednim jednosistemskim 400 kV dalekovodom.

Način uklapanja bloka 7 TE Tuzla u EES BiH prikazan je na Slici 8.8.

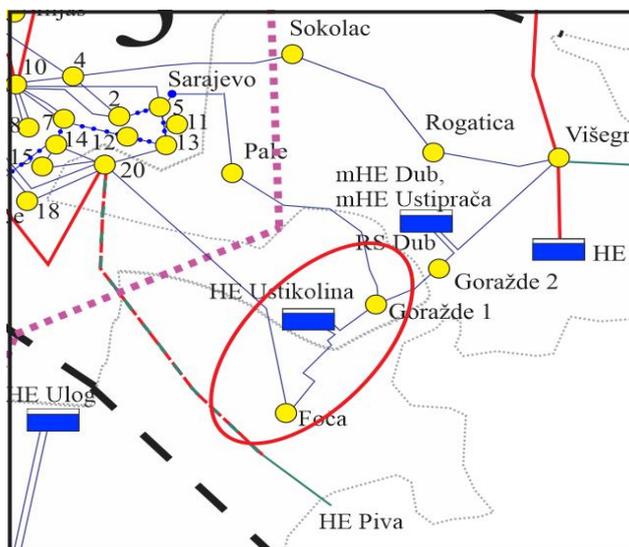


Slika 8.8. Priključenje bloka 7 TE Tuzla u EES BiH

8.1.6.9. HE Ustikolina

HE Ustikolina, instalisane snage 3x21,8 MW (65,4 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.

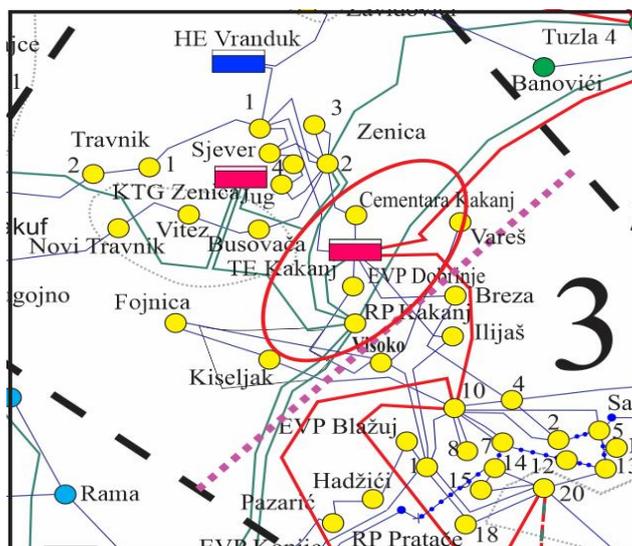


Slika 8.9. Priključenje HE Ustikolina u EES BiH

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 4, 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.

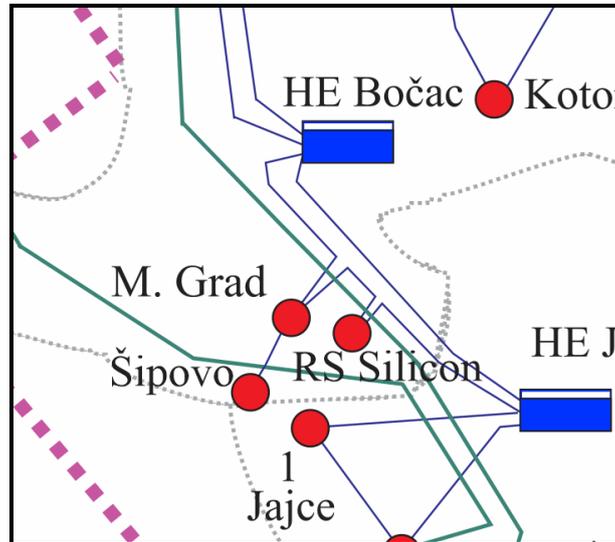


Slika 8.10. Priključenje bloka 8 TE Kakanj u EES BiH

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

Potrošač R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad, instalisane snage 41 MVA (36 + 5 MVA, priključne snage 27 MW), godišnje potrošnje 220 GWh, investitora R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad, je pušten u probni rad na mreži 110 kV u julu 2015. godine. 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, što je i realizovano.

Način uklapanja R-S Silicon prikazan je na Slici 8.11.

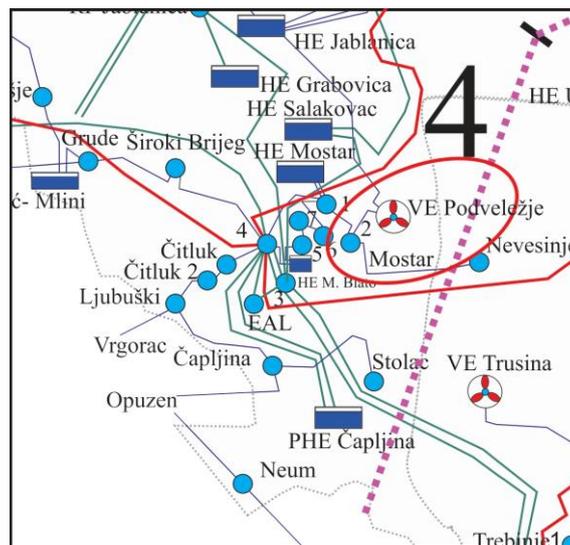


Slika 8.11. Uklapanje R-S Silicon

8.1.6.12. VE Podveležje

VE Podveležje, instalisane snage 16x3 MW (48 MW), godišnje proizvodnje 251,8 GWh, investitora JP EP BiH d.d., priključuje se na 110 kV mrežu u 2016. godini. Prema L[15] priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2.

Način uklapanja VE Podveležje prikazan je na Slici 8.12.



Slika 8.12. Uklapanje VE Podveležje

Pored prethodno navedenih objekata, u IPRP su u 2016. godini bilansno uvrštene i VE Jelovača, VE Debelo brdo i VE Orlovača. Ipak, ovi objekti (koji se nalaze na području FBiH) nisu uvršteni u Plan iz sljedećih razloga:

Vlada Federacije BiH je na svojoj 118. Sjednici održanoj 05.06.2014. godine, nakon razmatranja Informacije o realizaciji projekata izgradnje vjetroelektrana u FBiH i statusa priključenja na prenosnu mrežu, donijela Zaključke V.broj: 1063/2014 od 05.06.2014 godine. Ovom odlukom definišu se, između ostalog, kriteriji za izdavanje Prethodne saglasnosti za priključak vjetroelektrana na prenosnu mrežu od strane Federalnog ministarstva energije, rudarstva i industrije (u daljem tekstu: FMERI).

Zaključcima od 05.06.2014. godine Vlada FBiH je zadužila FMERI da izda Prethodnu saglasnost za priključak na prenosnu mrežu za vjetroelektrane za koje je Parlament FBiH dao saglasnost za kreditno zaduženje kod Njemačke razvojne banke KfW, a to su:

- VE Mesihovina (instalirana snaga: 55 MW, investitor: JP EP HZ HB d.d. Mostar),
- VE Podveležje (instalirana snaga: 48 MW, investitor: JP EP BiH d.d. Sarajevo).

Prema ovim Zaključcima Prethodna saglasnost za priključak na prenosnu mrežu za nove vjetroelektrane, za preostalu raspoloživu instaliranu snagu od 127 MW, će se dodijeliti onim investitorima projekata koji prvi dostave FMERI-u sljedeće dokaze:

1. energetska dozvola,
2. bankovnu garanciju kojom će se dokazati da su osigurana sredstva za finansiranje cijelog projekta,
3. potpisan predugovor o isporuci vjetroturbina za projekat.

Stoga je u Plan uvrštena samo izgradnja VE Podveležje dok se ostale vjetroelektrane (uključujući VE Jelovača, VE Debelo brdo i VE Orlovača za koje je već revidovan Elaborat) nalaze u istoj situaciji i biće uključene u Plan nakon što steknu uslove za izdavanje Prethodne saglasnosti za priključak na prenosnu mrežu od strane FMERI-a.

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.	MHE Dub	na RS Dub po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Višegrad – Goražde 2	2015./2016.
	MHE Ustiprača		2016./2016.
2.	R-S Silicon	ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jajce 1 – Mrkonjić Grad	2015./2016.
3.	TE Stanari	ulaz/izlaz na DV 400 kV Banja Luka 6 – Tuzla 4	2015./2016.
	TE Stanari – vlastita potrošnja	ulaz/izlaz na DV 110 kV Ukrina – Stanari (stara TS)	
4.	HE Ulog	ulaz/izlaz na DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2016./2018.
5.	VE Trusina	ulaz/izlaz na DV 110 kV Bileća – Stolac	2016./2016.
6.	VE Podveležje	ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2	2016./2016.
7.	TE – TO KTG Zenica	ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Kakanj – Prijedor 2 i DV 220 kV TE – TO KTG Zenica – Zenica 2	2017./2018.

Red. broj	Proizvodni/potroš. objekat	Način priključenja	Godina priključenja/bilansiranja
8.	HE Vranduk	ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići (Žepče)	2018./2018.
9.	HE Dabar	ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (2)	2018./2018.
10.	TE Tuzla, blok 7	DV 400 kV Tuzla 4 – TE Tuzla (G7)	2019./2019.
11.	HE Ustikolina	ulaz/izlaz na DV 110 kV Goražde 1 – Foča	2021./2021.
12.	TE Kakanj, blok 8	ulaz/izlaz na DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4	2022./2022.

8.1.7. Novi interkonektivni vodovi

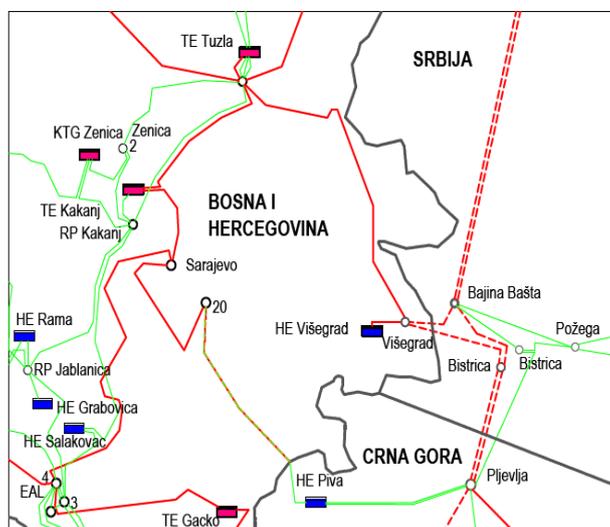
U Plan su uvršteni novi interkonektivni vodovi dati u Tabeli 8.7.

Tabela 8.7. Novi interkonektivni vodovi

Red. broj	Naziv objekta	Godina puštanja u pogon
1.	DV 2x400 kV Višegrad – Bajina Bašta/RHE Bistrica	2018./2023.
2.	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2019.
3.	DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika	2022.
4.	DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo	2025.

DV 2x400 kV Višegrad –Bajina Bašta/RHE Bistrica je uvršten u Plan na osnovu rezultata Studije izvodljivosti: 400 kV Interconnection Serbia–Montenegro–BiH (konačni izvještaj) L[16]. 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 RHE Bistrica na način da se ostvaruje veza DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja. Dužina dvostrukog dalekovoda 400 kV od TS Višegrad do granice sa Srbijom iznosi 19 km. Izgradnja DV 2x400 kV Višegrad – Bajina Bašta/RHE Bistrica je uvrštena i u TYNDP 2014.

Način uklapanja DV 2x400 kV Višegrad – Bajina Bašta/RHE Bistrica nakon druge faze izgradnje prikazan je na slici 8.13.

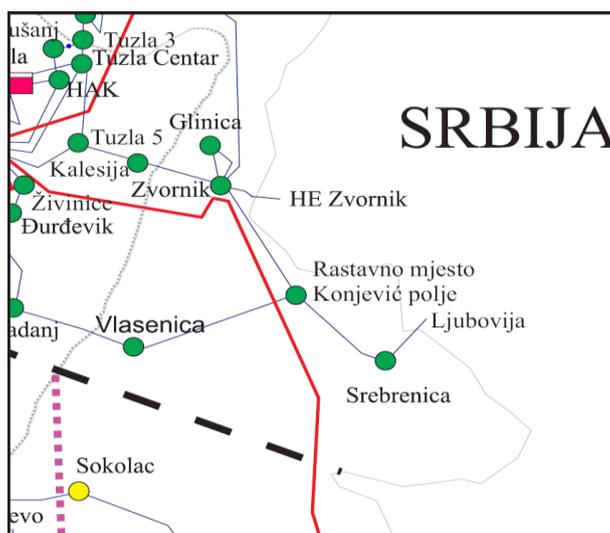


Slika 8.13. Uklapanje DV 2x400 kV Višegrad – Bajina Bašta/RHE Bistrica

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 – Bajina Bašta/RHE Bistrica.

Izgradnja DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija je planirana na osnovu bilateralnog sporazuma Republike Srbije i Bosne i Hercegovina. TS Ljubovija u Republici Srbiji i TS Srebrenica su obje radijalno napojene iz 110 kV mreže. Obezbjedenje dvostranog napajanja ovih TS iz vlastitih elektroenergetskih sistema bi zahtijevalo mnogo veća ulaganja u odnosu na izgradnju prekograničnog dalekovoda 110 kV. Prema preliminarnim razmatranjima dužina dalekovoda 110 kV u Bosni i Hercegovini iznosi 7 km (ukupna dužina dalekovoda je 8 km).

Način uklapanja DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija prikazan je na slici 8.14.

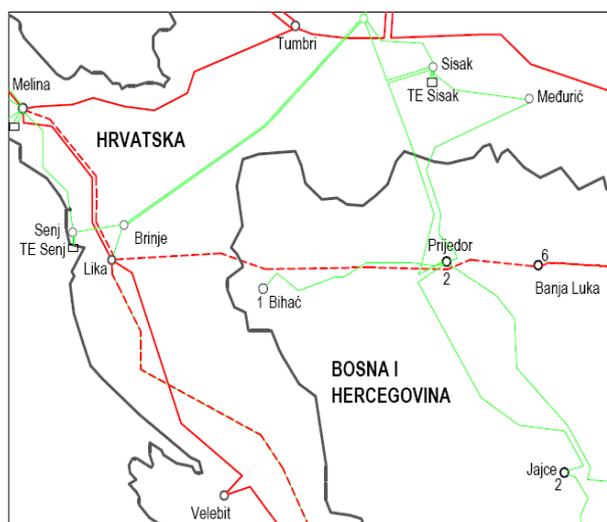


Slika 8.14. Uklapanje DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija

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. U saradnji sa HOPS-om i NOS-om BiH izrađen je Projektni zadatak za izradu studije izvodljivosti za izgradnju ovog dalekovoda. 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 u TYNDP 2014. Način uklapanja DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika prikazan je na slici 8.15.

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 je predložena za dalje analize u TYNDP 2016, za period do 2030. godine.

Kao ulazni podatak u Plan uvrštena je izgradnja interkonekcije DV 2x400 kV Višegrad – Bajina Bašta/RHE Bistrica na osnovu rezultata Studije izvodljivosti L[15] i DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika budući da je u saradnji sa HOPS-om i NOS-om BiH izrađen Projektni zadatak za izradu studije izvodljivosti i isti se nalazi u TYNDP 2014. Izgradnja DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo nije uvrštena u Plan kao ulazni podatak budući da će se tek analizirati u okviru TYNDP 2016.



Slika 8.15. Uklapanje DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika

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	2016.
2.	TS 110/x kV Čitluk 2*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Čitluk – Ljubuški	2016.
3.	TS 110/x kV Bužim*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Bosanska Krupa – Vrnograč	2016.
4.	TS 110/x kV Fojnica*	DV 110 kV Visoko – Fojnica	2016./2023.
5.	TS 110/x kV Gradiška 2*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Gradiška	2016.
6.	TS 110/x kV Laktaši 2*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Laktaši – Nova Topola	2016.
7.	TS 110/x kV Šipovo*	DV 110 kV Mrkonjić Grad – Šipovo	2016.
8.	TS 110/x kV Žepče*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići	2016./2018.
9.	TS 110/x kV Banja Luka 9*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 2 – Banja Luka 5	2017.
10.	TS 110/x kV Ilijaš*	ugradnja transformacije 110/x kV u TS 110/x kV Željezara Ilijaš	2017.
11.	TS 110/x kV Mostar 9*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina	2016./2017.
12.	TS 110/x kV Prnjavor 2*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Prnjavor – Derventa	2017.

Red. br.	Naziv objekta	Način priključenja	Godina izgradnje
13.	TS 400/110/x kV Sarajevo 10*	ugradnja transformacije 110/x kV u TS 400/110 kV Sarajevo 10	2017.
14.	TS 110/x kV Jelah*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Teslić	2017.
15.	TS 110/x kV Sarajevo 12*	ulaz/izlaz na KB 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13	2018.
16.	TS 110/x kV Banja Luka 10*	KB 2x110 kV ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 2 i KB 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 10	2018.
17.	TS 110/x kV Prijedor 6*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (Prijedor 1)	2018.
18.	TS 110/x kV Željuša*	ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1	2018.
19.	TS 110/x kV Široki Brijeg 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Grude – Široki Brijeg	2018.
20.	TS 110/x kV Živinice	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 4 – Đurđevik	2019.
21.	TS 110/x kV Kalesija*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2019.
22.	TS 110/x kV Kostajnica*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Novi Grad – Banja Luka 6	2019.
23.	TS 110/x kV Bijeljina 5	DV 110 kV Bijeljina 3 – Bijeljina 5	2019.
24.	TS 110/x kV Lukavac 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (2)	2020.
25.	TS 110/x kV Tušanj	izgradnja DV 110 kV HAK – Tušanj i KB 110 kV Tuzla 3 – Tušanj	2020.
26.	TS 110/x kV Ljubuški 2	DV 110 kV Grude – Ljubuški 2 i DV 110 kV Ljubuški – Ljubuški 2	2020.
27.	TS 110/x kV Zenica 5	ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 2 – Busovača	2024.
28.	TS 110/x kV Doboj Istok	ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica	2025.
29.	TS 220/110/x kV Prijedor 2	ugradnja transformacije 110/x kV u TS 220/110 kV Prijedor 2	2025.

* U Planu investicija za 2015. godinu

U nastavku su data obrazloženja o potrebi izgradnje novih TS 110/x kV u skladu sa kriterijima.

8.1.8.1. TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 (2018. 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 2025. godini iznosilo 25,74 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 distributivna 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 Široki Brijeg 2 u 2018. godini koja bi preuzela dio potrošnje TS Široki Brijeg i napajala industrijsku zonu Kočerin.

Ukupno opterećenje nove TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 bi, prema prognozi JP EP HZ HB, iznosilo 8 MW u trenutku njenog ulaska u pogon koji je predviđen za 2018. godinu.

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

8.1.8.2. TS 110/35/10(20) kV Živinice (2019. 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 transformatorske stanice 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 23,28 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 2019. godini, kada se planira ulazak u pogon nove TS, njeno opterećenje bi, prema prognozi JP EP BiH iznosilo 21 MW. Izgradnjom ove TS i optimizacijom uklopnog stanja distributivne mreže rasteretile bi se i TS 110/35/6 kV Đurđevik sa cca 9 MW i TS 110/35/6 kV Tuzla 5 sa cca 12 MW. Uvođenjem transformacije 110/35/10(20) kV omogućio 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 2x1,81 km.

8.1.8.3. TS 110/35/10 kV Bijeljina 5 (2019. 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 1x12,5 MVA i 1x20 MVA (ostvareno vršno opterećenje iznosi 0,48 MW), koja se do sada nije koristila za napajanje distributivnih potrošača, ali su instaliranjem transformatora 20 MVA stvoreni uslovi za njeno korištenje u ovu svrhu.

Dostignuto vršno opterećenje TS Bijeljina 3 iznosi 29,15 MW, a prognozirano opterećenje u krajnjoj godini planskog perioda iznosi 31,64 MW. S obzirom da prilikom ispada transformatora 40 MVA više od 12,25 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 52,59 MW, odnosno 69,2% 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 sjeverni dio grada Bijeljine.

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.

8.1.8.4. TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 (2020. godina)

Centralni dio gradske zone Lukavca i dio industrijske zone koji se razvija prema opštini 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 58,17 MW, odnosno 86% 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 25 MW u trenutku ulaska u pogon TS. Izgradnjom TS Lukavac 2 djelimično će se rasteretiti TS Lukavac (cca 10 MW). U 2020. godini, kada je planirana izgradnja TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2, opterećenje TS 110/35 kV Lukavac iznosiće 50,18 MW, odnosno 73,88% ukupne trenutno instalisane snage.

Uklapanje TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 planirano je po principu ulaz/izlaz (cca 2,25 km i 3,22 km) na DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac/I.

8.1.8.5. TS 110/35/10/6 kV Tušanj (2020. godina)

Napajanje užeg područja grada Tuzle vrši se samo iz 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 cca 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 terećenje TS Tuzla Centar za dodatnih 10 MVA.

Međutim, problem opterećenja TS Tuzla 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 2020. godini, kada se

planira puštanje u pogon nove TS 110/x kV Tušanj, bi iznosilo 53,97 MW što je 71,0% instalisane snage energetskih transformatora, a na kraju planskog perioda 62,69 MW, odnosno 82,5% 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 transformatorske stanice 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 2020. 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 (6,98 km) i KB 110 kV Tušanj – Tuzla 3 (cca 6 km).

8.1.8.6. TS 110/10(20) kV Ljubuški 2 (2020. godina)

Vršno opterećenje konzuma TS Ljubuški iznosi 26,04 MW, a prognozirano opterećenje na kraju planskog perioda iznositi će 26,69 MW, što predstavlja 70,24% 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 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 MW u 2020. 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).

8.1.8.7. TS 110/20(10) kV Zenica 5 (2024. 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 46,37 MW što predstavlja 81,35% instalisane snage ugrađenih transformatora u TS Zenica 3. Iz tog razloga, te zbog loših eksploatacionih karakteristika transformatora T1 20 MVA u TS Zenica 3, planirana je zamjena ovog transformatora sa transformatorom 40 MVA (2018. godina). I nakon zamjene transformatora, prognozirano opterećenje TS Zenica 3 u krajnjoj godini planskog perioda iznosiće 61,01% 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 JP 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 2024. godini, kada se planira njeno puštanje u pogon, iznosi 10 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 2x650 m.

8.1.8.8. TS 110/10(20) kV Doboj Istok (2025. godina)

Područje opštine 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, opština 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 Klokočnica i Brijesnica imaju ograničen prenos snage i nezadovoljavajuće naponske prilike, buduće potrošače nije moguće napojiti preko navedenih dalekovoda. Na području opština 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 (2025. godina) iznositi 6,30 MW.

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

S obzirom na nezadovoljavajuće naponske prilike i nemogućnost priključenja novih potrošača na području Opštine 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 Doboj 1 - Gračanica. Mobilna TS je u pogonu od oktobra 2012. godine i njeno sadašnje opterećenje je 5,71 MW.

8.1.8.9. Ugradnja transformacije 110/20 kV u TS Prijedor 2 (2025. godina)

Područje opštine Prijedor se napaja iz TS 110/20/10 kV Prijedor 1, TS 110/20/10 kV Prijedor 3 i TS 110/20/10/6,3 kV Prijedor 5. U okviru Plana planiran je ulazak u pogon TS 110/x kV Prijedor 6 koja će rasteretiti TS 110/x kV Prijedor 1 i TS 110/x kV Prijedor 3. Prema prognozi potrošnje i nakon rasterećenja TS Prijedor 1 će na kraju planskog perioda imati opterećenje od 24,61 MW. S obzirom da u krugu TS 220/110 kV Prijedor 2 postoji srednjenaponsko (20 kV) postrojenje u okviru Plana planira se ugradnja transformacije 110/20 kV u krugu postojeće TS Prijedor 2 čime se dodatno rasterećuje TS Prijedor 1 sa 8 MW.

Izgradnjom TS Prijedor 6 (2018. godina) i ugradnjom transformacije 110/20 kV u TS Prijedor 2 rješava se problem u napajanju opštine Prijedor, te se smanjuje opterećenje TS Prijedor 1 sa visokih 31,95 MW na 16,61 MW.

9. ANALIZA TOKOVA SNAGA I NAPONSKIH PRILIKA

Analize prenosne mreže koje se provode 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 donose se odluke 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 prosječne godine 2016., 2020. i 2025.

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 prosječne 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 MK i kriterijima planiranja iz Poglavlja 4.

Šematski prikazi rezultata provedenih analiza dati su u Prilogu 6.

9.1. Analiza za 2016. 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      FRI, DEC 04 2015  9:43
ELEKTROPRENOS BIH-MAX REZIM-2016. GODINA              AREA TOTALS
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2016-2025. GOD.              IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
TO
GENE- FROM IND  TO IND      TO      TO BUS  GNE BUS
RATION GENERATN  MOTORS    LOAD    SHUNT  DEVICES
X-- AREA --X
13      2592.9    0.0    0.0    2234.0    0.0    0.0    10.4    0.0    48.6    300.0    300.0    0.0
BA      587.0     0.0    0.0    740.7     0.0    0.0    105.0   872.5  507.1   106.6   106.6
COLUMN  2592.9    0.0    0.0    2234.0    0.0    0.0    10.4    0.0    48.6    300.0    300.0    0.0
TOTALS  587.0     0.0    0.0    740.7     0.0    0.0    105.0   872.5  507.1   106.6   106.6
    
```

Tabela 9.1. Angažman elektrana

Hydroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	53	20,7
Trebinje	90	-12,3
Višegrad	192	70,6
Dub i Ustiprača	13	-2,2
Grabovica	70	28,4
Jablanica	153	44,4
Salakovac	76	36,4
Jajce 1	41	25,4

Hydroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Jajce 2	26	10,2
Mostarsko Blato	10	0
Peć-Mlini	23	19,8
Mostar	42	16,0
Rama	140	24,4
Dubrovnik	104	22,0
UKUPNO	1033	303,8

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	214,7	80,4
Ugljevik	228	72,8
Stanari	260	82,2
Kakanj, G6	87	1,1
Kakanj, G7	180	18,5
Tuzla, G4	175	5,1
Tuzla, G5	170	-7,1
Tuzla, G6	170	18,0
UKUPNO	1484,7	271,0

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Trusina	39	-1,7
Podveležje	36	13,9
UKUPNO	75	12,2

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.

Element sistema opterećen između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja vodiča, odnosno nazivne snage transformatora je:

- DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi – 93,8%.

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

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn (%)
DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/II	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/I	131,3
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	DV 110 kV Čapljina – Opuzen (HR)	121,6
DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/I	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/II	101,3
DV 400 kV Trebinje – Podgorica	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi	106,3

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

Ispad grane	Sabirница na kojoj je napon izvan dozvoljenih granica	(p.u.)
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	TS Čapljina 110 kV	0,844
	TS Čitluk 2 110 kV	0,809

Ispad grane	Sabirnica na kojoj je napon izvan dozvoljenih granica	(p.u.)
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	TS Čitluk 110 kV	0,807
	TS Ljubuški 110 kV	0,815
	TS Stolac 110 kV	0,838
DV 110 kV Čitluk – Čitluk 2	TS Čapljina 110 kV	0,882
	TS Čitluk 2 110 kV	0,860
	TS Ljubuški 110 kV	0,862
	TS Stolac 110 kV	0,877
DV 110 kV Čitluk 2 - Ljubuški	TS Ljubuški 110 kV	0,888
	TS Stolac 110 kV	0,898

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 mm² po trasi postojećeg dalekovoda (postojeći vodiči AlFe 150/25 mm²). Međutim, zbog planirane izgradnje u EES Crne Gore kojim se rješavaju problemi vezani za napajanje TS Herceg Novi iz EES Crne Gore, analize provedene za 2020. i 2025. godinu pokazuju da nema preopterećenja, kao ni opterećenja preko 90% ovog dalekovoda, te stoga nisu potrebne nikakve aktivnosti na povećanju prenosa 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 B. Luka 1 – B. Luka 6/I i DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/II:

Zbog planiranog priključenja nove TE Stanari (262,5 MW na pragu elektrane) u 2016. godini dolazi do povećanja tokova snaga preko transformatora T1 i T2 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6, te dalje preko 110 kV dalekovoda iz TS Banja Luka 6 u 110 kV mrežu na području Banja Luke. Iz tog razloga dolazi do povećanja opterećenja DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/I i DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/II u normalnom pogonskom stanju, te preopterećenja ovih dalekovoda pri analizi (n-1) kriterija sigurnosti. Prema kriterijima za izgradnju novih TS 110/x kV u 2018. 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 KB 2x110 kV ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 2 i KB 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 10) pozitivno utiče na rasterećenje dalekovoda na potezu TS B. Luka 6 – TS B. Luka 1. Analize za 2020. godinu pokazuju da nakon izgradnje TS 110/x kV Banja Luka 10, te KB 2x110 kV ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 2 i KB 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 10 opterećenje DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/I pada na 94%, a DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/II ispod 90% dozvoljenog termičkog opterećenja pri ispadu jednog, odnosno drugog voda. U 2025. godini opterećenje oba navedena dalekovoda je ispod 90% dozvoljenog termičkog opterećenja zbog planirane izgradnje DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR). Pored toga, analize su pokazale da na smanjenje opterećenja ovih dalekovoda pozitivno utiče i izgradnja TS 400/110 kV na širem području Doboja (Jelah/Stanari).

3. Preopterećenje DV 110 kV Čapljina – Opuzen (HR):

Planiranom rekonstrukcijom DV 110 kV Čapljina – Opuzen (HR) u 2017. godini u okviru koje je predviđena zamjena postojećih vodiča vodičima većeg presjeka (AlČe 240/40 mm²).

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 se 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 dosta udaljeno od čvornih tačaka iz kojih se može napojiti prilikom ispada navedenih u Tabeli 9.3.

Nakon rekonstrukcije prijeratnog DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 2 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, odnosno DV 110 kV Čitluk – Čitluk 2 i DV 110 kV Čitluk 2 – Ljubuški više ne bi predstavljali problem). Završetak rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina i DV 110 kV Mostar 2 – Stolac je predviđen u 2017. 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 HE Bočac – KT Banja Luka 5	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6/I	90,7
TR 220/110 kV; 150 MVA u TE Tuzla	DV 110 kV HAK – TE Tuzla	93,7
	DV 110 kV HAK – Tuzla	94,1
DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla/II	DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla/I	90,9
DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla/I	DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla/II	95,8
DV 110 kV Čitluk – Čitluk 2	DV 110 kV Čapljina – Opuzen	95,4

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn (%)
DV 400 kV RP Trebinje – Gacko	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi	94,9
TR 400/220 kV; 400 MVA u RP Trebinje		95,2
DV 220 kV RP Trebinje – RP Mostar 3/I		94,5
DV 220 kV RP Trebinje – RP Mostar 3/II		94,5
DV 110 kV Bileća – Gacko		94,2
DV 220 kV RP Trebinje – Plat		95,9
DV 220 kV RP Trebinje – Perućica		96,5
DV 110 kV Trebinje – Komolac		96,8
DV 110 kV Neum – Opuzen		94,6
DV 110 kV Neum – Ston		94,7

9.2. Analiza za 2020. 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, NOV 19 2015 16:00
ELEKTROPRENOS BIH-MAX. REZIM-2020. GODINA              AREA TOTALS
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2016 - 2025 - 2020. GOD.      IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
GENE- FROM IND  TO IND  TO      TO BUS  GNE BUS  TO LINE  FROM  TO      -NET INTERCHANGE-
X-- AREA --X  RATION GENERATN  MOTORS  LOAD  SHUNT  DEVICES  SHUNT CHARGING  LOSSES  TO TIE  TO TIES  DESIRED
                                     TO BUS  DEVICES  SHUNT CHARGING  LOSSES  LINES  + LOADS  NET INT
13      3002.8    0.0    0.0  2418.0  0.0    0.0    10.6   0.0    74.2   500.0  500.0   0.0
BA      795.6     0.0    0.0   801.2  0.0    0.0   107.6  918.4  696.6  108.6  108.6
COLUMN  3002.8    0.0    0.0  2418.0  0.0    0.0    10.6   0.0    74.2   500.0  500.0   0.0
TOTALS  795.6     0.0    0.0   801.2  0.0    0.0   107.6  918.4  696.6  108.6  108.6

```

Tabela 9.5. Angažman elektrana

Hydroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	100	44,6
Trebinje	111	36,0
Višegrad	160	60,7
Ulog	15	3,2
Dub i Ustiprača	13	3,0
Grabovica	39	16,4
Jablanica	153	18,9
Salakovac	55	23,2
Vranduk	9	4,3
Jajce 1	41	17,3
Jajce 2	26	7,5
Mostarsko Blato	10	0
Peć-Mlini	23	15,0
Mostar	42	15,6
Rama	160	44,2
Dabar	55	19,0
Dubrovnik	114	32,2
UKUPNO	1126	361,1

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	207,8	87,9
Ugljevik	240	30,6
Stanari	260	71,0
Kakanj, G6	87	34,6
Kakanj, G7	180	74,8
Tuzla, G4	175	3,8
Tuzla, G6	185	48,3
Tuzla, G7	350	30,0
KTG Zenica	114	49,4
UKUPNO	1798,8	430,4

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Trusina	30	-11,6
Podveležje	48	15,7
UKUPNO	78	4,1

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema preopterećenih elemenata prenosnog sistema, kao ni elemenata opterećenih između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja. 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 9.6. (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	108,8
TR 1 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	TR 2 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	107,8

Preopterećenja transformatora T1 i T2 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6 uočena u 2020. godini i dalje rastu u narednim godinama, sve do planirane izgradnje DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR) koja je predviđena u 2022. godini nakon čega opterećenje ovih transformatora pada ispod 90% nazivnog termičkog opterećenja. S obzirom da se dinamika izgradnje DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR) usaglašava između HOPS-a, NOS BiH i Elektroprenosa BiH nije realno očekivati da izgradnja ovog dalekovoda bude završena prije 2022. godine što znači da bi do tada problem preopterećenja transformatora u TS Banja Luka 6 ostao neriješen.

Osim navedenih preopterećenja transformatora u TS Banja Luka 6, u 2020. godini su zabilježena i opterećenja elemenata prenosne mreže između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja prikazana u tabeli 9.7. koja u kasnijim godinama još rastu.

Tabela 9.7. (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	94,1
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	90,5

Analize provedene u 2025. godini su pokazale da i pored izgradnje DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR) postoji problem preopterećenja DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik (105,2%) pri ispadu DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3, a između 90% i 100% dozvoljenog termičkog opterećenja opterećeni su sljedeći elementi prenosnog sistema: TR 220/110 kV; 150 MVA u TE Tuzla (94,3% pri ispadu TR 400/110 kV; 300 MVA u TE Ugljevik), TR 3 220/110 kV; 150 MVA u TS Tuzla (90,9 % pri ispadu TR 4 220/110 kV; 150 MVA u TS Tuzla), DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla (96,8% pri ispadu DV 110 kV Lukavac 2 – TE Tuzla), DV 110 kV Lukavac 2 – TE Tuzla (92,5% pri ispadu DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla) i DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik (97,0% pri ispadu DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2, 97,1% pri ispadu DV 110 kV Bijeljina 2 – Ugljevik, odnosno 99,6% pri ispadu TR 220/110 kV; 150 MVA u TS Gradačac).

Na preopterećenja transformatora T1 i T2 400/110 kV, 300 MVA u TS Banja Luka 6 uočena u 2020. godini i preopterećenje DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik uočeno u 2025. godini, kao i opterećenja elemenata prenosne mreže preko 90% dozvoljenog termičkog opterećenja koja se javljaju u 2020. i 2025. godini 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 RP Stanari.

TS 400/110 kV Jelah koja bi se gradila 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 – RP Stanari,
- izgradnjom DV 110 kV Doboje 1 – Jelah.

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

- na 400 kV sabirnice RP Stanari,
- izgradnjom DV 110 kV Stanari – Prnjavor 2,
- izgradnjom DV 110 kV Stanari – Doboje 3.

Analize u skladu sa (n-1) kriterijem sigurnosti provedene u 2020. godini pokazuju da se u oba slučaja izgradnje TS 400/110 kV rješavaju sva gore navedena uočena preopterećenja, odnosno opterećenja elemenata prenosne mreže na području Banja Luke i Tuzle.

Iako su analize za 2020. i 2025. godinu pokazale da je za rješavanje uočenih preopterećenja elemenata prenosne mreže neophodna izgradnja transformacije 400/110 kV na lokaciji Jelah/Stanari, shodno Zaključku Uprave Kompanije broj: 01-2210/2014 od 26.03.2014. godine, niti jedna od njih nije uvrštena u Plan. Naime, prema ovom Zaključku: „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 tehnološke – ekonomske kriterije“.

9.3. Analiza za 2025. 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, NOV 26 2015  9:27
ELEKTROPRENOS BIH - MAX. REZIM                          AREA TOTALS
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2016.-2025. 2025 GOD.          IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
X-- AREA --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  DESIRED
                                     + LOADS  NET INT
13      3554.0    0.0    0.0  2670.0    0.0    0.0    7.5    0.0    76.4    800.0    800.0    0.0
BA      884.7     0.0    0.0  885.3     0.0    0.0    77.6   941.9   844.8    18.9    18.9
COLUMN  3554.0    0.0    0.0  2670.0    0.0    0.0    7.5    0.0    76.4    800.0    800.0    0.0
TOTALS  884.7     0.0    0.0  885.3     0.0    0.0    77.6   941.9   844.8    18.9    18.9
    
```

Tabela 9.8. Angažman elektrana

Hydroelectric	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	100	50
Trebinje	105	32,9
Višegrad	240	63,5
Ulog	15	0,5
Ustiprača	6	2,1
Grabovica	100	29,4
Jablanica	150	52,2
Salakovac	100	36,6
Ustikolina	40	5,6
Vranduk	9	4,3
Jajce 1	52	21,4
Jajce 2	27	9,0
Mostarsko Blato	55	13,9
Peć-Mlini	22	18,4
Mostar	50	29,1
Rama	140	38,4
Dabar	110	18,5
Dubrovnik	110	29,6
UKUPNO	1431	455,4

Thermal	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	214	49,9
Ugljevik	260	42,2
Stanari	260	66,1
Kakanj, G6	86	46,9
Kakanj, G7	210	30,4
Kakanj, G8	210	31,5
Tuzla, G5	170	61,6
Tuzla, G7	400	50,4
KTG Zenica	241	33,4
UKUPNO	2051	412,4

Wind	P [MW]	Q [MVar]
Trusina	30	0,3
Podveležje	42	16,2
UKUPNO	72	16,5

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, 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. Analize za 2025. godinu pokazuju da se planiranom izgradnjom DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR) i TS 400/110 kV nezavisno od lokacije (Stanari ili Jelah) rješavaju sva ranije uočena preopterećenja i opterećenja elemenata prenosnog sistema između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja vodiča, odnosno nazivne snage transformatora.

U zavisnosti od lokacije izgradnje nove TS 400/110 kV (Stanari ili Jelah) analize u 2025. godini pokazuju da su elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja za (n-1) kriterij sigurnosti:

Tabela 9.9. (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 – RP Stanari	DV 110 kV Teslić - Jelah	92,4

Tabela 9.10. (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 – RP Stanari	DV 110 kV Kotor Varoš - Ukrina	90,9

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 9.11. 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 (%)
Mostar 4	400 kV	441,58	7262	83,00
	220 kV	249,34	199	2,27
Trebinje	400 kV	441,54	6113	69,78
	220 kV	252,16	1138	12,99
	110 kV	125,55	22	0,25
Tuzla 4	400 kV	435,21	4076	46,53
	220 kV	249,34	199	2,27
Sarajevo 10	400 kV	437,4	5720	65,00
	110 kV	124,81	152	1,74
Banja Luka	400 kV	431,02	1299	14,83
	110 kV	124,71	77	0,88

* - prema dokumentu „Izveštaj o stanju sistema za upravljanje i kvalitetu snabdijevanja električnom energijom koja se odnosi na kvalitet napona u 2014. godini“, autor: NOS BiH

U Tabeli 9.11. su date vrijednosti napona koje prelaze granice definisane MK, registrovane tokom 2014. godine u pojedinim karakterističnim čvorištima u EES BiH, te njihovo trajanje. Izvor podataka navedenih u tabeli 9.11. je „Izveštaj o stanju sistema za upravljanje i kvalitetu snabdijevanja električnom energijom koja se odnosi na kvalitet napona u 2014. godini“ koji NOS BiH podnosi DERK-u. Iz tabele je vidljivo da su sa aspekta pojave visokih napona najviše ugrožene 400 kV sabirnice u TS Mostar 4, te 220 kV sabirnice u TS Trebinje.

S obzirom da su visoki naponi već duže vrijeme prisutan 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[17]. 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.

Prema L[17] 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, srednjeročne i dugoročne mjere za trajno rješavanja problematike visokih napona u L[17] 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 ili TS Banja Luka 6, 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, ugradnja prigušnica u Hrvatskoj i dr.).

Provedena ekonomska analiza u L[17] ukazala je na prednost ugradnje kompenzacijskog postrojenja u odnosu na plaćanje pomoćne usluge kompenzacije reaktivne snage i sinhronu kompenzacije.

Zaključak do kojeg se došlo u L[17] glasi:

„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 2016. godinu

Analiza za minimalni režim 2016. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, DEC 04 2015 13:23
ELEKTROPRIENOS BIH-MIN REZIM-2016. GODINA              AREA TOTALS
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2016-2025.-2016 GOD.           IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
TO
TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO
SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES
- NET INTERCHANGE -
TO TIE TO TIES DESIRED
LINES + LOADS NET INT
X-- AREA --X
13 1217.5 0.0 0.0 883.7 0.0 0.0 11.0 0.0 22.7 300.0 300.0 0.0
BA -54.8 0.0 0.0 376.2 0.0 0.0 111.5 906.9 258.8 105.7 105.7
COLUMN 1217.5 0.0 0.0 883.7 0.0 0.0 11.0 0.0 22.7 300.0 300.0 0.0
TOTALS -54.8 0.0 0.0 376.2 0.0 0.0 111.5 906.9 258.8 105.7 105.7

```

Tabela 9.12. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	35	9,0
Jajce 1	20	2,6
Jajce 2	14	2,2
Mostar	12	-3,0
Dubrovnik	100	-7,6
UKUPNO	181	3,2

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	212,6	14,6
Stanari	230	-98,6
Kakanj, G7	198	0,4
Tuzla, G4	170	13,1
Tuzla, G6	190	18,0
UKUPNO	1000,6	-52,5

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Podveležje	36	-5,5
UKUPNO	36	-5,5

Rezultati analiza za režim minimalnih opterećenja su pokazali da u 2016. godini postoji problem sa visokim naponima čije vrijednosti u 400 kV mreži prelaze 420 kV, a u 220 kV mreži dostižu vrijednosti veće od 242 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. Lošim naponskim prilikama posebno u mreži 400 kV, ali i 220 kV, dodatno doprinosi nepovoljan angažman proizvodnih jedinica u minimumu opterećenja sistema u 2016. godini u kojem su, u skladu sa uputama NOS BiH, proizvodni objekti angažovani u skladu sa ostvarenim angažmanom u minimumu opterećenja sistema u 2014. godini. Naime, nijedna HE na 220 kV mreži, izuzev HE Dubrovnik, nije u pogonu dok u 400 kV mreži nisu u pogonu TE Ugljevik i HE Višegrad. To uzrokuje dodatne tokove reaktivne energije na, ionako podopterećenim, vodovima 400 kV i 220 kV i pogoršanje naponskih prilika.

Na analiziranom modelu za 2016. godinu je radi poboljšanja naponskih prilika na sabirnicama 400 kV u TS Banja Luka 6, RP Stanari i TS Tuzla dozvoljen rad u poduzbudi generatora u TE Stanari. U tabeli 9.13. su date sabirnice na kojima je proračunima prekoračena granična vrijednost definisana MK.

Tabela 9.13.

Čvor	Nazivni napon [kV]	Izračunata vrijednost [kV]
Gacko	400	423,01
Višegrad	400	422,99
Tuzla	400	422,27
Sarajevo 10	400	421,61
Trebinje	400	421,44
Mostar 4	400	421,34
Sarajevo 20	400	420,93
Prijedor 2	220	244,82
Bihać 1	220	243,12
Sarajevo 20	220	242,41

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 pronalazjenja načina za snižavanje zabilježenih visokih napona u provedenim analizama za 2016. 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 promjenom položaja regulacionih preklopki transformatora ne rješavaju problemi sa visokim naponima u mreži 220 kV i 400 kV.

9.4.2. Analiza za 2020. godinu

Analiza za minimalni režim 2020. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, NOV 26 2015 13:00
ELEKTROPRENOS BIH - MIN. REZIM-2020. GODINA             AREA TOTALS
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2016 - 2025 - 2020.GODINA      IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
X-- AREA --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  DESIRED
                                         TO LINE  SHUNT  CHARGING  LOSSES  LINES  +  LOADS  NET INT
13          1535.1    0.0    0.0    994.6    0.0    0.0    11.0    0.0    29.5    500.0  500.0    0.0
BA          112.2     0.0    0.0    428.6    158.3   0.0    111.3   953.7  315.9   52.0   52.0
COLUMN     1535.1    0.0    0.0    994.6    0.0    0.0    11.0    0.0    29.5    500.0  500.0    0.0
TOTALS     112.2     0.0    0.0    428.6    158.3   0.0    111.3   953.7  315.9   52.0   52.0

```

Tabela 9.16. Angažman elektrana

Hydroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	50	12,6
Višegrad	160	15,4
Jajce 1	20	5,6
Jajce 2	14	4,4
Mostar	22	8,2
Dubrovnik	110	11,5
UKUPNO	376	57,7

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	213,1	3,6
Stanari	230	2,4
Kakanj, G7	210	13,9
Tuzla, G4	170	6,4
Tuzla, G7	300	23,3
UKUPNO	1123,1	49,6

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Podveležje	36	4,9
Ukupno	36	4,9

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

Prema zahtjevu NOS BiH, a na osnovu Zaključaka iz L[17] Elektroprenos BiH je obavezan uvrstiti ugradnju prigušnice u Dugoročni plan razvoja prenosne mreže. Efekat ugradnje prigušnice na smanjenje napona na 400 kV naponskom nivou u BiH je analiziran za prosječnu 2020. godinu. Analize su vršene na konačnom modelu EES BiH za planirano stanje u prosječnoj 2020. godini. U model je uključena nova interkonektivna veza između BiH i Republike Srbije (DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta). Analiziran je scenarij bez uključene prigušnice u TS Mostar 4 i sa uključenom prigušnicom.

Rezultati analiza provedenih za minimalni režim za 2020. 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 2025. godinu

Analiza za minimalni režim 2025. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, NOV 26 2015 11:53
ELEKTROPRENOS BIH - MIN. REZIM                          AREA TOTALS
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2016 - 2025 - 2025.GODINA      IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
GENE- FROM IND TO IND TO TO BUS GNE BUS TO TO FROM TO -NET INTERCHANGE-
RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED
X-- AREA --X          TO IND TO IND
13          1996.7    0.0    0.0 1153.0    0.0    0.0    11.0    0.0    32.7    800.0    800.0    0.0
BA          153.0     0.0    0.0  506.8    159.0   0.0    111.5   1002.2  369.4    8.6     8.6
COLUMN     1996.7    0.0    0.0 1153.0    0.0    0.0    11.0    0.0    32.7    800.0    800.0    0.0
TOTALS     153.0     0.0    0.0  506.8    159.0   0.0    111.5   1002.2  369.4    8.6     8.6

```

Tabela 9.17. Angažman elektrana

Hydroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	50	13,8
Višegrad	160	8,4
Jablanica	75	19,8
Salakovac	50	7,1
Ustikolina	40	-0,2
Jajce 1	20	5,4
Jajce 2	14	2,4
Mostar	22	7,5
Rama	70	11,9
Dubrovnik	110	10,1
UKUPNO	611	86,2

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	209,7	23,8
Stanari	230	5,0
Kakanj, G7	210	4,2
Kakanj, G8	210	4,3
Tuzla, G6	190	4,0
Tuzla, G7	300	22,9
UKUPNO	1349,7	64,2

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Podveležje	36	2,7
UKUPNO	36	2,7

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

U model za 2025. godinu, pored novog interkonektivnog 400 kV dalekovoda Višegrad – Bajina Bašta, uvršteni su i novi 400 kV interkonektivni dalekovodi Višegrad – RHE 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 TS Sarajevo 10 (420,69 kV) i TE Kakanj (421,36 kV). 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 su svedeni u granice propisane MK.

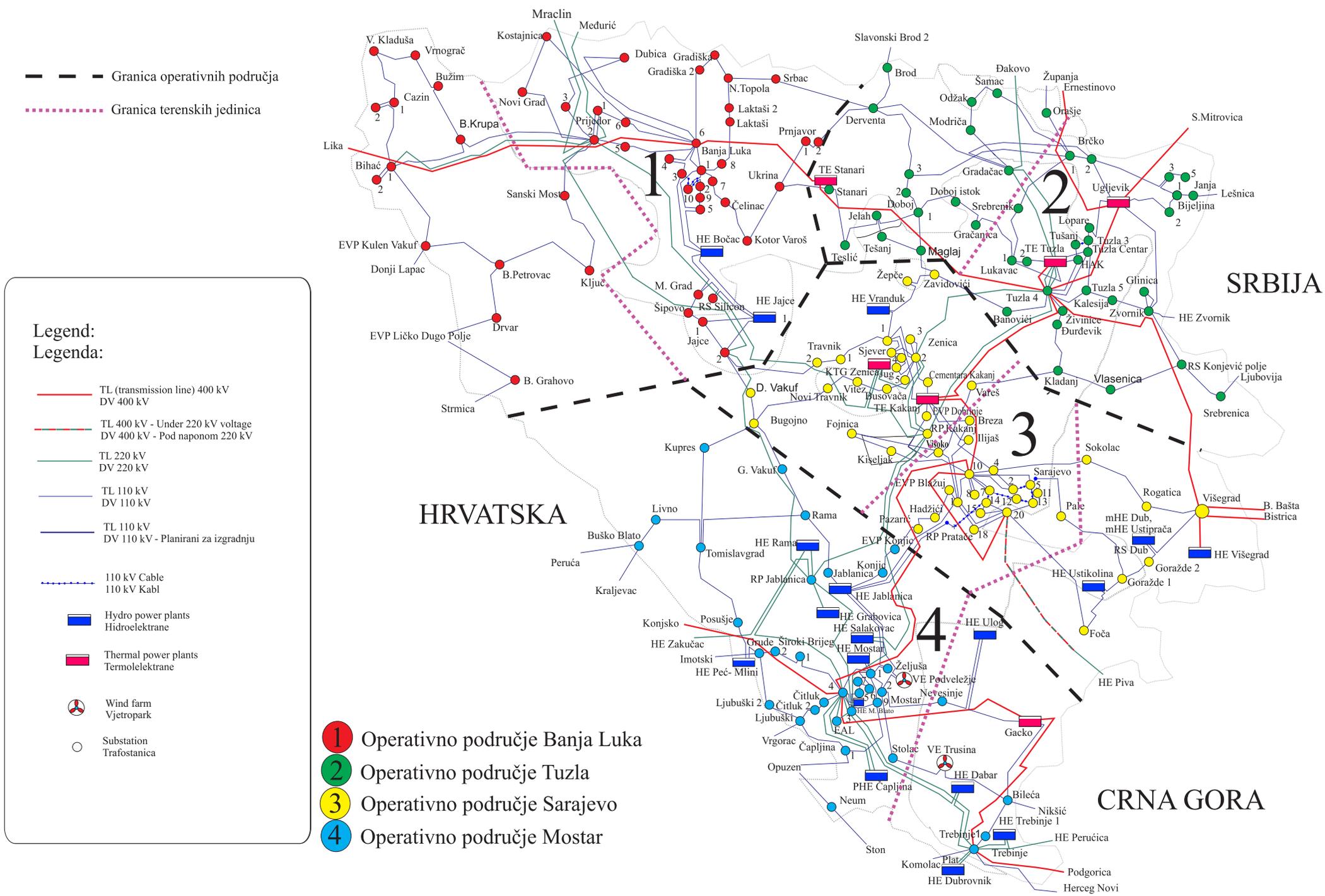
Sa uključenom prigušnicom u TS Mostar 4 naponske prilike na svim naponskim nivoima u BiH se svode u granice propisane MK.

Na osnovu provedenih analiza za režim minimalnih opterećenja za presječne planske 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[17] 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.

Uvažavajući činjenicu da su u L[17] provedene opsežne analize naponskih prilika u smislu broja analiziranih scenarija, to je u Planu predviđena ugradnja prigušnica i to: u prvoj fazi ugradnja prigušnice 150 MVar priključene direktno na 400 kV sabirnice u TS Mostar 4 (u 2018. godini), a u drugoj fazi ugradnja prigušnice 100 MVar priključene direktno na 400 kV sabirnice u TS Banja Luka 6 (u 2025. godini).

Na slici 9.1. prikazana je karta EES BiH za 2025. godinu.



Slika 9.1. Karta EES BiH za 2025. godinu

10. PRORAČUN PRENOSNIH KAPACITETA

U cilju evidentiranja zagušenja na prenosnoj mreži 220 i 400 kV naponskog nivoa koja mogu nastati usljed razmjene snage između Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja, izvršena je procjena ukupnih prenosnih kapaciteta (TTC – Total Transfer Capacity). Ova procjena je izvršena za prosječnu 2025. godinu primjenom ENTSO-E metodologije. Kako je izgradnja novih interkonektivnih dalekovoda DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika i Višegrad – Bajina Bašta/RHE Bistrica već dogovorena između HOPS-a, NOS BiH i Elektroprenosa BiH, odnosno EMS-a, NOS BiH i Elektroprenosa BiH, to su u model uvršteni ovi dalekovodi. DV 400 kV Tuzla – Đakovo nije uvršten u model s obzirom da će se izgradnja ovog DV tek analizirati u okviru TYNDP 2016.

Prema ENTSO-E metodologiji za proračun prenosnih kapaciteta mjerodavna je mreža naponskog nivoa 220 kV i više, a mreža 110 kV i nižeg naponskog nivoa se modeluje samo u slučaju da značajnije utiče na mrežu višeg naponskog nivoa. Podloga za analizu je konačan model EES Bosne i Hercegovine za prosječnu 2025. godinu, a modeli susjednih zemalja preuzeti su iz SECI modela. U model Republike Srbije uključene su i sabirnice 400 kV u RHE Bistrica (zbog izgradnje DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica), a u model Republike Hrvatske je uključena interkonekcija Banja Luka – Lika.

Na osnovu analiza stacionarnog stanja, formiran je model za proračun TTC-a na način da je uticaj 110 kV mreže (proizvodnja i potrošnja) modelovan na čvorištima višeg naponskog nivoa TS 220/x kV i TS 400/x kV dok je mreža naponskog nivoa 220 kV i više detaljno modelovana. Zbog značajnog uticaja 110 kV mreže Crne Gore na mrežu naponskog nivoa 220 kV i 400 kV, u model Crne Gore uključena je i 110 kV mreža. Model za proračun TTC-a podešen je tako da tokovi snaga i naponske prilike na mreži 220 kV i više odgovaraju tokovima snaga i naponskim prilikama kompletnog modela (model koji u sebi sadrži detaljan model generatora i pripadajućih blok-transformatora, te detaljan model mreže 110 kV i više).

Bilans snage za EES Bosne i Hercegovine, Republike Hrvatske, Republike Srbije i Crne Gore u kompletnom modelu iznosi:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E												
ELEKTROPRENOS BIH - MAX. REZIM												
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2016.-2025. 2025 GOD.												
AREA TOTALS												
IN MW/MVAR												
-NET INTERCHANGE-												
X-- AREA --X	GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
	RATION	IND	IND	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
13	4089.6	0.0	0.0	2670.0	0.0	0.0	7.5	0.0	87.9	1324.2	1324.2	0.0
BA	978.6	0.0	0.0	885.3	0.0	0.0	77.4	952.2	969.1	-1.0	-1.0	
16	2578.2	0.0	0.0	3475.5	0.0	0.0	2.8	0.0	143.5	-1043.7	-1043.7	0.0
HR	668.6	0.0	0.0	762.5	0.0	0.0	0.0	1284.5	1279.3	-88.8	-88.8	
38	1490.1	0.0	0.0	1022.9	0.5	0.0	3.5	0.0	30.7	432.5	432.5	550.0
ME	245.6	0.0	0.0	365.1	-33.1	0.0	20.6	406.9	343.6	-43.7	-43.7	
46	8833.6	0.0	0.0	7867.4	0.0	0.0	12.8	0.0	206.0	747.4	747.4	750.0
RS	2330.3	0.0	0.0	2621.5	0.0	0.0	81.4	2199.9	2382.1	-554.8	-554.8	

Rezultati proračuna TTC-a između Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja prikazani su u tabeli 10.1. Pored rezultata dobivenih proračunom, u tabeli su prikazane i vrijednosti TTC-a za prosječnu 2015. godinu preuzete iz IPRP 2016. – 2025. godina.

Upoređujući vrijednosti TTC-a za 2015. godinu i proračunate vrijednosti za 2025. godinu dolazimo do zaključka da se izgradnjom novih interkonektivnih dalekovoda, te pojačanjima prenosne mreže Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja koja su uvrštena u model dobijaju znatno veće vrijednosti TTC-a između Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja od trenutnih

vrijednosti. Međutim, uzimajući u obzir uticaj 110 kV mreže, procijenjena je vrijednost TTC-a u smjeru BA>HR u iznosu od 1440 MW.

Tabela 10.1. Rezultat proračuna TTC-a za presječnu 2025. godinu

Smjer	2015. (MW)	2025. (MW)
BA > HR	800	1440
HR > BA		1180
BA > RS	600	1500
RS > BA		1530
BA > ME	500	1263
ME > BA		1140

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 TS 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 23 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.

Za elemente prenosne mreže koji su u Plan uvršteni na osnovu kriterija za životni vijek, prije uvrštavanja u godišnji plan investicija pojedinačnog elementa, u slučajevima gdje je to potrebno, biće urađen elaborat stanja i procjene preostalog životnog vijeka na osnovu kojeg će se donijeti odluka o zamjeni/rekonstrukciji.

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 u Tabelama 12.1. i 12.2. Za ocjenu vrijednosti investicija korištene su jedinične cijene date u Prilogu 7.

U Tabeli 12.1. data su ukupna potrebna sredstva za realizaciju planiranih investicija u narednom desetogodišnjem periodu i odnos ulaganja Federacija BiH – Republika Srpska.

Tabela 12.1. Procjena potrebnih sredstava za investicije za Dugoročni plan razvoja prenosne mreže za period 2016. – 2025. godina

Red. br.	Projekat/Objekat	Ukupno (mil. KM)	FBiH	RS	FBiH	RS
			mil. KM		%	
I	IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA I INTERKONEKCIJE	352,31	189,35	162,96	53,75	46,25
II	REKONSTRUKCIJA/SANACIJA TS I DV	536,27	334,84	201,43	62,44	37,56
III	UGRADNJA PRIGUŠNICA	13,70	7,20	6,50	52,55	47,45
UKUPNO (I+II+III)		902,28	531,39	370,89	58,89	41,11

Pojedinačni projekti sa vrijednošću investicije i dinamikom izgradnje dati su u Tabeli 12.2.

Tabela 12.2. 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)
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
UKUPNA POTREBNA SREDSTVA (I+II+III)		148,21	181,69	170,48	94,55	79,78	24,93	96,24	14,35	13,35	78,71	902,28
I	IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA	44,18	36,62	83,05	30,03	35,95	0,00	69,70	1,54	5,50	45,75	352,31
I-1	IZGRADNJA NOVIH TS I DV	44,18	36,62	63,85	28,94	35,95	0,00	0,00	1,54	5,50	11,39	227,97
1	TS 110/x kV Bužim, 1x20 MVA, sa priključnim DV (svođenje DV 110 kV Bosanska Krupa – Vrnograč u TS Bužim)	2,39										2,39
2	TS 110/x kV Čitluk 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Čitluk – Ljubuški)	5,10										5,10
3	TS 110/x kV Fojnica, 2x20 MVA, sa priključnim DV (izgradnja DV 110 kV Visoko – Fojnica)	6,66							1,54			8,20
4	TS 110/x kV Gradiška 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Gradiška)	5,10										5,10
5	TS 110/x kV Laktaši 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Laktaši – Nova Topola)	5,21										5,21
6	TS 110/x kV Šipovo, 2x20 MVA, sa priključnim DV (rekonstrukcija DV 35 (110) kV Mrkonjić Grad – Šipovo)	4,65										4,65
7	TS 110/x kV Tuzla 3, 2x20 MVA, sa priključnim vodom (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare)	3,19										3,19
8	TS 110/x kV Žepče, 2x20 MVA sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići)	3,50		2,68								6,18
9	DV 110 kV Bileća – Stolac (ulaz/izlaz za VE Trusina)	0,78										0,00
10	DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2 (ulaz/izlaz za VE Podveležje)	0,55										0,00
11	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	4,37										4,37
12	DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres	3,76										3,76
13	DV 2x220 kV HE Rama – Posušje - uvođenje u EES BiH	0,25										0,25
14	TS 110/x kV Banja Luka 9, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV B. Luka 2 – B. Luka 5)		4,53									4,53

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
15	TS 110/x kV Ilijaš, 2x20 MVA		4,35									4,35
16	TS 110/x kV Jelah, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Teslić)		6,25									6,25
17	TS 110/x kV Mostar 9, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina)		5,80									5,80
18	TS 110/x kV Prnjavor 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Derвента – Prnjavor)		5,00									5,00
19	TS 400/110/x kV Sarajevo 10, 2x31,5 MVA (ugradnja transformacije 110/x kV)		4,30									4,30
20	DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići (ulaz/izlaz za TS Pazarić)		0,30									0,30
21	DV 110 kV HE Mostar – RP Mostar 1		0,49									0,49
22	DV 110 kV Jelah – Tešanj		1,00									1,00
23	DV 110 kV Mostar 4 - Mostar 9		2,11									2,11
24	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (dionica Ugljevik – Blagojevića Han)		2,49									2,49
25	TS 110/x kV Banja Luka 10, 2x40 MVA, sa priključnim vodom (KB 2x110 kV Banja Luka 10 na DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 2 i KB 110 kV Banja Luka 10 – Banja Luka 3)			17,16								17,16
26	TS 110/x kV Prijedor 6, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (Prijedor 1))			5,02								5,02
27	TS 110/x kV Sarajevo 12, 2x40 MVA, sa priključnim vodom (ulaz/izlaz na KB 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13)			9,10								9,10
28	TS 110/x kV Široki Brijeg 2, 2x20 MVA sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Grude – Široki Brijeg)			5,30								5,30
29	TS 110/x kV Željuša, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1)			5,40								5,40
30	DV 110 kV Banovići – Zavidovići			3,88								3,88

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
31	DV 110 kV Banja Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do Banja Luka 5)			0,33								0,33
32	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (svođenje u TS Prijedor 1)			0,05								0,05
33	DV 110 kV Banja Luka 6 – Kostajnica – Novi Grad (dionica Knežica – buduća TS Kostajnica – Novi Grad)			5,20								5,20
34	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT – TS Gradačac)			0,96								0,96
35	DV 110 kV Nevesinje – Gacko			6,17								6,17
36	DV 110 kV Rama/Prozor – Uskoplje/Gornji Vakuf			2,60								2,60
37	DV 110 kV Nevesinje – Gacko (ulaz/izlaz za HE Ulog)			4,80								0,00
38	DV 220 kV RP Kakanj – Prijedor 2 (ulaz/izlaz za TE - TO KTG Zenica)			4,76								0,00
39	DV 220 kV TE - TO KTG Zenica – Zenica 2			2,82								0,00
40	DV 110 kV Zenica 1 – Žepče (ulaz/izlaz za HE Vranduk)			0,23								0,00
41	DV 220 kV Mostar 3 – Trebinje/2 (ulaz/izlaz za HE Dabar)			8,58								0,00
42	TS 110/x kV Živinice, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 4 – Đurđevik)				6,11							6,11
43	TS 110/x kV Bijeljina 5, 2x20 MVA, sa priključnim DV (izgradnja DV 110 kV Bijeljina 3 – Bijeljina 5)				6,30							6,30
44	TS 110/x kV Kalesija, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik)				5,90							5,90
45	TS 110/x kV Kostajnica, 2x20 MVA (priključni DV obezbijeden kroz izgradnju DV 110 kV Banja Luka 6 – Kostajnica – Novi Grad)				5,20							5,20
46	Rastavno mjesto 110 kV Konjević Polje				1,93							1,93
47	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica				3,50							3,50
48	DV 400 kV Tuzla 4 – TE Tuzla - blok 7				3,19							0,00

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
49	TS 110/x kV Lukavac 2, 2x40 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (2))					7,00						7,00
50	DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča (3 km na DV Sarajevo 20 – Bogatići i dionica od 15 km Miljevina – Foča dionica Miljevina – Foča)					4,10						4,10
51	TS 110/x kV Ljubuški 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (izgradnja DV 110 kV Grude – Ljubuški 2 i DV 110 kV Ljubuški – Ljubuški 2)					8,70						8,70
52	TS 110/x kV Tušanj, 2x40 MVA, sa priključnim vodom (izgradnja DV 110 kV HAK – Tušanj i KB 110 kV Tuzla 3 – Tušanj)					12,10						12,10
53	DV 110 kV Cazin 2 - Bihać 1 (dionica od TS Cazin 2 do DV 110 kV Bihać 1 - Cazin 1)					1,55						1,55
54	DV 110 kV Jajce 1 - Šipovo					2,50						2,50
55	DV 110 kV Goražde 1 – Foča (ulaz/izlaz za HE Ustikolina)						0,13					0,00
56	DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla (ulaz/izlaz za TE Kakanj - blok 8)							12,74				0,00
57	TS 110/x kV Zenica 5, 2x20 MVA sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 2 – Busovača)									5,50		5,50
58	TS 110/x kV Doboj Istok, 1x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica)										3,60	3,60
59	TS 220/110 kV Prijedor 2, 1x20 MVA (ugradnja transformacije 110/x kV)										1,20	1,20
60	DV 110 kV Vareš – Kladanj										6,59	6,59
I-2	IZGRADNJA NOVIH INTERKONEKTIVNIH DALEKOVODA	0,00	0,00	19,20	1,09	0,00	0,00	69,70	0,00	0,00	34,36	124,34
1	DV 2x400 kV Višegrad – Bajina Bašta/RHE Bistrica (uključujući DV polja 400 kV B. Bašta i Pljevlja/RHE Bistrica u TS 400/110/35/10 kV Višegrad)			19,20								19,20

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
2	DV 110 kV Srebrenica - Ljubovija (dionica u BiH)				1,09							1,09	
3	DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (dionica B. Luka 6 – granica BiH - RH)							68,50				68,50	
4	TS 400/110/35/10 kV Banja Luka 6 – DV polje 400 kV Lika							1,20				1,20	
5	DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo (dionica TE Tuzla - granica BiH - RH)										34,36	34,36	
II	REKONSTRUKCIJE / SANACIJE POSTOJEĆIH OBJEKATA (II-1+II-2+II-3)	104,03	145,07	80,24	64,52	43,83	24,93	26,54	12,81	7,85	26,46	536,27	
II-1	Transformatorske stanice	Predmet rekonstrukcije /sanacije	90,27	51,89	48,55	35,27	37,08	22,86	22,65	8,19	3,24	17,37	337,36
1	TS 400/110/35/6,3 kV Gacko	Izgradnja novog DV polja, VN			0,38	0,60						0,98	
2	TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 (Čule)	VN		0,15								0,15	
3	TS 400/110 kV Sarajevo 10	VN, zamjena TR					6,39					6,39	
4	TS 400/220/110/10 kV Sarajevo 20	Izgradnja novog DV polja, VN, SN					0,41	5,54				5,95	
5	TS 400/220/110/35 kV Trebinje	Ugradnja trafo polja, VN, zamjena TR	0,78		3,82							4,60	
6	TS 400/220/110 kV Tuzla 4	VN, SN, izgradnja novog DV polja**	3,75			3,20						5,75	
7	TS 400/110/35/10 kV Ugljevik	Ugradnja drugog TR, VN			1,29						5,50	6,79	
8	TS 400/220/110/35/10(20) kV Višegrad	SN, zamjena TR				2,13						2,13	
9	TS 220/110/35/10 kV Bihac 1	VN, SN, zamjena TR			2,14		0,82					2,96	

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
10	TS 220/110/35/10 kV Gradačac	SN, izgradnja novog DV polja, zamjena TR	0,72		0,40							1,03	2,15
11	RP 220 kV Kakanj	VN									1,20		1,20
12	TS 220/110 kV Zenica 2	Zamjena TR, ugradnja trećeg trafoa i pripadajućih polja*, izgradnja novog DV polja**, VN	3,53		5,03		0,76						8,60
13	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 1	SN	1,45										1,45
14	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 2	SN, zamjena TR, izgradnja novog DV polja	1,60		0,38								1,98
15	TS 110/20/10 kV Banja Luka 3	VN, zamjena TR, izgradnja novog DV polja, SN	2,44		0,38							1,85	4,67
16	TS 110/20 kV Banja Luka 4	VN, SN	1,21			0,98							2,19
17	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 5	Izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR	0,39	0,47									0,86
18	TS 110/35/6 kV Banovići	SN, kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja		0,18	0,76								0,94
19	TS 110/20/10 kV Bihać 2	Ugradnja drugog TR, VN, SN		1,27		1,89							3,16
20	TS 110/35/10 kV Bijeljina 1	VN, SN, zamjena TR (2X)	6,06										6,06
21	TS 110/35/10 kV Bijeljina 2	VN, SN										2,68	2,68

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
22	TS 110/35/10 kV Bijeljina 3	Zamjena TR			1,03								1,03
23	TS 110/35/10 kV Bileća	VN, SN, zamjena TR	4,43										4,43
24	TS 110/35/10(20) kV Bosanska Krupa	VN, SN							0,98				0,98
25	TS 110/35/10(20) kV Bosanski Petrovac	VN, SN, ugradnja drugog TR			2,26								2,26
26	TS 110/35/10 kV Brčko 2	Zamjena TR, VN		1,03								0,55	1,58
27	TS 110/35/10(20) kV Breza	SN				0,74							0,74
28	TS 110/35(20)/10/6 kV Brod	VN, SN, zamjena TR		4,20									4,20
29	TS 110/20/10 kV Bugojno	VN, SN, zamjena TR								2,64			2,64
30	TS 110/35/10 kV Busovača	VN, SN, ugradnja drugog TR	3,55										3,55
31	TS 110/35/10(20) kV Cazin 1	Ugradnja drugog TR, VN, SN		1,29			2,19						3,48
32	TS 110/20/10 kV Cazin 2	Kompletiranje DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR, izgradnja novog DV polja					3,46						3,46
33	TS 110/35/10/6 kV Cementara	SN, zamjena TR										1,71	1,71
34	TS 110/35/10 kV Čapljina	SN	0,57										0,57
35	TS 110/10 kV Čitluk	VN, SN				1,15							1,15
36	TS 110/35/10 kV Derventa	VN, SN, zamjena TR			5,85								5,85
37	TS 110/35/10/6 kV Doboj 1	Zamjena TR				1,03							1,03
38	TS 110/35/10 kV Doboj 2	VN, SN					2,32						2,32
39	TS 110/35/10(20) kV Doboj 3	Ugradnja drugog TR						1,29					1,29
40	TS 110/35/10 kV Drvar	VN, SN, ugradnja drugog TR					3,67						3,67

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
41	TS 110/35/6 kV Đurđevik	VN, SN								3,60				3,60
42	EVP 110/25 kV Blažuj	VN					0,81							0,81
43	EVP 110/25 kV Dobrinje	Kompletiranje DV polja (2), rekonstrukcija mjernog polja					0,81							0,81
44	EVP 110/25 Kulen Vakuf	VN							0,54					0,54
45	TS 110/35/10(20) kV Foča	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, SN					2,36							2,36
46	TS 110/35/10 (20) kV Goražde 1	SN (proširenje), zamjena TR						1,13						1,13
47	TS 110/20/10 kV Gračanica	SN, VN, zamjena TR	0,78							2,37				3,15
48	TS 110/20/10 kV Gradiška	SN	1,33											1,33
49	TS 110/35/10 kV Grude	Izgradnja novog DV polja, VN, SN			1,96									1,96
50	TS 110/10(20) kV Hadžići	Ugradnja drugog TR			1,51									1,51
51	TS 110/35/6 kV HAK	VN, SN, ugradnja drugog TR, izgradnja novog DV polja		5,79										5,79
52	TS 110/35/10 kV Jablanica	Kompletiranje DV polja, VN, SN				1,80								1,80
53	TS 110/35/10 kV Jajce 1	VN, SN, zamjena TR, izgradnja novog DV polja		4,01										4,01
54	TS 110/35/10(20) kV Janja	Ugradnja drugog TR							1,29					1,29

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
55	TS 110/20/10 kV Kiseljak	Ugradnja drugog TR (trafo nabavljen, nedostaje 110 kV prekidač), VN, kompletiranje DV polja, SN, izgradnja novog DV polja	0,41			2,42								2,83
56	TS 110/35/10 kV Kladanj	Ugradnja drugog TR (nabavljen ali nije ugrađen), kompletiranje DV polja, VN, izgradnja novog DV polja		0,93									0,38	1,31
57	TS 110/20/10 kV Ključ	VN, SN, ugradnja drugog TR			2,41									2,41
58	TS 110/35/10 kV Konjic	VN, SN, zamjena TR	2,76											2,76
59	TS 110/20 kV Kotor Varoš	Kompletiranje DV polja, VN, SN, izgradnja novog DV polja, ugradnja trafo polja	2,62											2,62
60	TS 110/20/10 kV Kozarska Dubica	Kompletiranje DV polja (2), VN, SN, zamjena TR	2,42										1,03	3,45
61	TS 110/10(20) kV Kupres	Izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR	0,38							1,27				1,65

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
62	TS 110/20 kV Laktaši	Kompletiranje DV polja, VN, SN, ugradnja trafo polja	1,97											1,97
63	TS 110/35/10 kV Livno	VN, SN				2,05								2,05
64	TS 110/35/10 kV Ljubuški	Izgradnja DV polja (2x),VN, SN	0,19	1,85										2,04
65	TS 110/35/10 kV Lopare	Kompletiranje DV polja, VN, SN	0,38	1,46									0,60	2,44
66	TS 110/35 kV Lukavac	Zamjena TR, SN	2,26										0,20	2,46
67	TS 110/35/10 kV Maglaj	Ugradnja drugog TR		1,14										1,14
68	TS 110/35/10 kV Modriča	VN, SN, zamjena TR					4,23							4,23
69	TS 110/35/10 kV Mostar 2	VN, zamjena TR, SN	2,09			1,30								3,39
70	TS 110/35/10 kV Mostar 5 (Rodoč)	SN				1,65								1,65
71	TS 110/35/10 kV Mostar 6 (Rudnik)	VN, SN, zamjena TR		3,86										3,86
72	TS 110/10 kV Mostar 7 (Balinovac)	Kompletiranje DV polja, SN, zamjena TR (2)	0,92			1,88					1,03			3,83
73	TS 110/20/10 kV Mrkonjić Grad	Izgradnja novog DV polja, VN, zamjena TR	2,19											2,19
74	TS 110/35/10 kV Novi Travnik	SN, zamjena TR	1,66											1,66
75	TS 110/10 kV Neum	Ugradnja trafo polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	0,35		2,02									2,37

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
76	TS 110/35/10 kV Nevesinje	Kompletiranje DV polja, izgradnja DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	3,54											3,54
77	TS 110/20/10 kV Nova Topola	Ugradnja drugog TR	1,03											1,03
78	TS 110/20/10 kV Novi Grad	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	3,19											3,19
79	TS 110/35/10 kV Pale	VN, SN, zamjena TR			3,55									3,55
80	TS 110/35/10 kV Pazarić	Izgradnja novih DV polja (2), VN, SN				3,13								3,13
81	TS 110/35/10 kV Posušje	VN, SN			1,52									1,52
82	TS 110/20/10 kV Prijedor 1	SN	0,89											0,89
83	TS 110/20/10 kV Prijedor 3	Kompletiranje DV polja (2X), VN, SN, ugradnja drugog TR	2,39											2,39
84	TS 110/20/6,3 kV Prijedor 5	VN,SN						1,85						1,85
85	TS 110/20/10 kV Prnjavor	Kompletiranje DV polja (2X), VN, ugradnja drugog TR, SN	1,98				0,74							2,72
86	TS 110/35/10 kV Rama/ Prozor	Kompletiranje DV polja, SN			0,38		1,25							1,63
87	TS 110/35/10 kV Rogatica	VN, SN					2,12							2,12
88	RS 110 kV Mostar 1 (Raštani)	VN, SN	3,51											3,51
89	TS 110/20/10 kV Sanski Most	SN, VN	1,05				1,16							2,21

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
90	TS 110/35/10 kV Sarajevo 1	VN, zamjena TR (2X), SN	3,99						0,43					4,42
91	TS 110/35/10 kV Sarajevo 2	VN, SN, zamjena TR (2X)	0,39			2,37								2,76
92	TS 110/10 kV Sarajevo 4	Zamjena TR, VN, SN			2,73									2,73
93	TS 110/10 kV Sarajevo 5	VN, SN, zamjena TR		4,60										4,60
94	TS 110/10 kV Sarajevo 7	Zamjena TR (2X)	2,35											2,35
95	TS 110/10 kV Sarajevo 8	Kompletiranje DV polja (2X), SN, zamjena TR					3,09							3,09
96	TS 110/10 kV Sarajevo 13	SN, zamjena TR	3,15											3,15
97	TS 110/10 kV Sarajevo 14	VN, SN, zamjena TR		5,39										5,39
98	TS 110/10 kV Sarajevo 15	Kompletiranje DV polja, zamjena TR (2X), SN		3,20		1,54								4,74
99	TS 110/35/10 kV Sarajevo 18	Rekonstrukcija DV polja (2X), SN, ugradnja drugog TR	0,75			1,70								2,45
100	TS 110/35/10 kV Sokolac	VN, SN, ugradnja drugog TR							2,32					2,32
101	TS 110/20 kV Srbac	Ugradnja drugog TR, VN, SN		1,27		1,49								2,76
102	TS 110/35/10(20) kV Srebrenica	Izgradnja novog DV polja				0,38								0,38
103	TS 110/35/10 kV Srebrenik	VN			1,52									1,52

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
104	TS 110/35/10 kV Stolac	Ugradnja trafo polja, rekonstrukcija DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	0,37		1,94							0,92	3,23
105	TS 110/35/10 kV Šamac	Zamjena TR, VN, SN	1,22			0,59							1,81
106	TS 110/10 kV Široki Brijeg	VN, SN	0,51						0,80				1,31
107	TS 110/35/10 kV Teslić	Ugradnja drugog TR, VN, SN, zamjena TR	0,53	3,00					1,03				4,56
108	TS 110/35/10 kV Tešanj	Ugradnja drugog TR, izgradnja novog DV polja, SN, proširenje SN, kompletiranje DV polja		3,00									3,00
109	TS 110/35/10 kV Tomislavgrad	VN				0,45							0,45
110	TS 110/35/10 kV Travnik 1	SN, zamjena TR					1,23						1,23
111	TS 110/35/10 kV Trebinje 1	Ugradnja drugog TR, VN, SN		1,30				2,00					3,30
112	TS 110/10(20) kV Tuzla 3	Izgradnja novog DV polja					0,38						0,38
113	TS 110/35/6 kV Tuzla 5	Rekonstrukcija DV polja, SN		1,00									1,00
114	TS 110/35/10 kV Tuzla Centar	VN, zamjena TR, SN	1,52			2,00							3,52
115	TS 110/20 kV Ukrina	Izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	0,38						3,04				3,42

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
116	TS 110/20/10 kV Uskoplje/Gornji Vakuf	Izgradnja novog trafo polja, VN, kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR	0,35		1,56							0,92	2,83
117	TS 110/35/10 kV Vareš	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR										2,04	2,04
118	TS 110/35/10(20) kV Velika Kladuša	VN, SN					1,76						1,76
119	TS 110/35/10 kV Visoko	Izgradnja novog DV polja, zamjena TR (2X), SN	0,38					3,53					3,91
120	TS 110/20/10 kV Vitez	Proširenje SN, VN, SN, zamjena TR	0,36					2,94					3,29
121	TS 110/35/10 kV Vlasenica	VN, SN, ugradnja drugog TR							4,54				4,54
122	TS 110/35/10(20) kV Vrnograč	VN								1,17			1,17
123	TS 110/35/10 kV Zavidovići	Izgradnja novog DV polja, SN			0,38						1,60		1,98
124	TS 110/35 kV Zenica 1	VN, zamjena TR	0,65						1,00				1,65
125	TS 110/35/20/10 kV Zenica 3	VN, SN, zamjena TR			4,07								4,07

Red. br.	Projekat/Objekat	Predmet rekonstrukcije /sanacije	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
126	TS 110/35/20 kV Zenica 4	Kompletiranje DV polja (2X), SN, ugradnja drugog TR					3,51						3,51
127	TS 110/35 kV Zvornik	Izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	2,60	1,50									4,10
II-2	SCADA sistem		0,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,00
1	Zanavljanje SCADA sistema u centrima za upravljanje u sjedištima OP-a***			8,00									8,00
II-3	Telekomunikacije		0,00	12,00	12,00	12,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,00
1	Zanavljanje telekomunikacione opreme****			12,00	12,00	12,00							36,00
II-4	Dalekovodi		13,77	73,18	19,69	17,25	6,75	2,07	3,89	4,62	4,61	9,09	154,91
1	DV 110 kV Sarajevo 1 – Sarajevo 10 (1954/1970/1979/2002)		0,49										0,49
2	DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (1) (1955/1967)		0,81										0,81
3	DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg (1955/1988/1999)		1,26										1,26
4	DV 110 kV Grude – Široki Brijeg (1955)		1,24										1,24
5	DV 110 kV Ilijaš – Sarajevo 1 (1957)		0,68										0,68
6	DV 110 kV Mostar 2 – RP Mostar 1 (1957)		0,43										0,43
7	DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20 (I) (1970/1986)		0,44										0,44
8	DV 400 kV Buk Bijela – Sarajevo 20 (1976/1986)		1,51										1,51
9	DV 110 kV Vareš – Visoko (1979/)		0,39										0,39
10	DV 110 kV Kiseljak – Sarajevo 10 (1980)		0,36										0,36
11	DV 110 kV Bugojno – Kupres (1985)		0,26				0,38						0,64
12	DV 110 kV HE Jablanica – RP Mostar 1 (I/II)		4,18	5,10									9,28
13	DV 35(110) kV Mrkonjić Grad – Šipovo		0,29										0,29

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
14	DV 220 kV RP Kakanj – Tuzla 4 (1962/1977)	1,42	6,16									7,58
15	DV 110 kV Grude – Imotski (HR) (1951/1982)		4,05									4,05
16	DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10 (1954/1970/1979)		0,81									0,81
17	DV 110 kV Zenica 1 – Zenica Sjever (1955/1976/2005)		0,26									0,26
18	DV 110 kV Tuzla 5 – Tuzla Centar (1956/1977/1988)		0,17									0,17
19	DV 110 kV Derventa – Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)		1,10									1,10
20	DV 220 kV Mostar 4 – Zakučac (HR) (1958/1965/1977/2007)		2,86									2,86
21	DV 110 kV Mostar 2 – Stolac (1957/1980)		0,96									0,96
22	DV 110 kV HE Bočac – HE Jajce 1 (1957/1981)		1,65									1,65
23	DV 110 kV Bileća – Nikšić (CG) (1957)		0,61									0,61
24	DV 110 kV Cementara Kakanj – TE Kakanj (1958/1971/1976/2000/2005)		0,31									0,31
25	DV 110 kV Čapljina – Opuzen (HR) (1959/1969)		0,39									0,39
26	DV 110 kV Neum – Opuzen (HR) (1959/1969)		0,34									0,34
27	DV 110 kV Neum – Ston (HR) (1960/1976)		0,42									0,42
28	DV 110 kV Bileća – Trebinje 1 (1960/2006)		3,86									3,86
29	DV 110 kV Trebinje – Trebinje 1 (1960/2006)		1,00									1,00
30	DV 110 kV Čapljina – RP Mostar 1 (1960)		4,00									4,00
31	DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) (1962/1980)		0,28									0,28
32	DV 220 kV HE Salakovac – RP Kakanj (1965/2001)		7,50									7,50
33	DV 220 kV HE Salakovac – RP Mostar 3 (1965/2001)		4,49									4,49
34	DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (1) (1965)		5,60									5,60
35	DV 220 kV Trebinje – HE Perućica (CG) (1965)		1,95									1,95
36	DV 110 kV Trebinje – Komolac (HR) (1968/2006)		0,69									0,69
37	DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (2) (1968/2007)		5,60									5,60

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
38	DV 220 kV RP Jablanica – RP Mostar 3 (1968)		3,20									3,20
39	DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (1) (1969)		1,38									1,38
40	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi (CG) (1969)		1,85									1,85
41	DV 110 kV Bijeljina 3 – Brčko 2 (1972/1988/2000)		2,28									2,28
42	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7 (1979)		0,43									0,43
43	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 7 (1979)		1,60									1,60
44	DV 110 kV Banovići – Tuzla 4 (1983)		0,40									0,40
45	DV 110 kV Blagojevića Han – Brčko 2 (1994)		0,15									0,15
46	DV 110 kV Mostar 6 – RP Mostar 1 (1955/1979/1995)		0,54									0,54
47	DV 110 kV Brčko 1 – Srebrenik (2002)		0,70									0,70
48	DV 110 kV Tuzla 3 – Lopare		0,35									0,35
49	DV 110 kV Tuzla 3 – Tuzla Centar		0,15									0,15
50	DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf (1965/1985/1996)			0,82								0,82
51	DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2 (1965/1985)			1,74								1,74
52	DV 110 kV Doboj 1 – Doboj 2 (1956/1975/1980)			0,27								0,27
53	DV 110 kV Brod – Derвента (1956/1975/1994)			0,30		1,10						1,40
54	DV 110 kV Lukavac – Srebrenik (1960)			0,55				1,30				1,85
55	DV 220 kV Mostar 4 – RP Mostar 3 (1) (1965/1977)			0,37								0,37
56	DV 220 kV HE Trebinje 1 – Trebinje (1965/2002)			1,48								1,48
57	DV 110 kV Kladanj – Vlasenica (2004)			0,51								0,51
58	DV 110 kV EVP Konjic – Konjic (1954/1970)			0,28								0,28
59	DV 110 kV EVP Dobrinje – TE Kakanj (1954/1971)			0,50								0,50
60	DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići (1954/1970/1981)			1,21								1,21
61	DV 110 kV 2x110 kV HE Jablanica – Sarajevo 1 II/III (1955/1957/1997)			3,00								3,00
62	DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2) (1957/1980)			0,23								0,23

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
63	DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (1) (HR)/BiH (1957/1980)			1,65								1,65
64	DV 110 kV Bileća – Stolac (1957/1980/2000)			2,69								2,69
65	DV 220 kV Prijedor 2 – RP Kakanj (1962/1969)			1,22								1,22
66	DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (2) (1969)			1,38								1,38
67	DV 110 kV Brčko 1 – Doboj 3 (1993)			1,50								1,50
68	DV 110 kV Doboj 1 – Maglaj (1955/1971)				0,81							0,81
69	DV 110 kV Maglaj – Zavidovići (1955/1971)				0,61							0,61
70	DV 110 kV Travnik 1 – Zenica 1 (1955/1971/2002)				1,00							1,00
71	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik (1956/1977/1988)				3,00							3,00
72	DV 110 kV Doboj 2 – Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)				0,84							0,84
73	DV 110 kV Cementara Kakanj – Zenica 2 (1958/1971/1976)				1,06							1,06
74	DV 220 kV RP Kakanj – TE Kakanj (G5) (1962)				1,27							1,27
75	DV 220 kV RP Kakanj – TE Kakanj (trafo) (1962)				0,74							0,74
76	DV 220 kV RP Jablanica – RP Kakanj (1968)				4,20							4,20
77	DV 220 kV TE Kakanj (G5) – Zenica 2 (1971/1999)				2,13							2,13
78	DV 110 kV Bosanski Petrovac – Drvar (1976/1986)				0,63							0,63
79	DV 110 kV Cazin 1 – Cazin 2 (1984)				0,19							0,19
80	DV 110 kV Bosansko Grahovo – EVP Ličko Dugo Polje (HR) (1987)				0,48							0,48
81	DV 110 kV Drvar – EVP Ličko Dugo Polje (HR) (1987)				0,28							0,28
82	DV 110 kV Modriča – Odžak (1982)					0,42						0,42
83	DV 110 kV Odžak – Šamac (1982)					0,34						0,34
84	DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica (1955/1976/1986)					0,91						0,91
85	DV 110 kV Zenica 4 – Zenica Jug (1955/1976/2001/2005)					0,05						0,05

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
86	DV 110 kV Zenica 4 – Zenica Sjever (1955/1976/2001/2005)					0,23						0,23
87	DV 110 kV Zenica 1 – Zenica 2 (1958/1971)					0,22						0,22
88	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (1962/1971/1980)					3,10						3,10
89	DV 110 kV Gračanica – Lukavac (1955/1976/1986/1998)						1,70					1,70
90	DV 110 kV Bugojno – Uskoplje/Gornji Vakuf (1985)						0,37					0,37
91	DV 110 kV Bosanska Krupa – Prijedor 2 (1968/1978/1998)							1,52				1,52
92	DV 220 kV Mostar 4 – RP Mostar 3 (2) (1976)							0,38				0,38
93	DV 110 kV Čitluk – Ljubuški (1976)							0,69				0,69
94	DV 110 kV Zenica 2 – Zenica Jug (1976)								0,60			0,60
95	DV 110 kV Zenica 2 – Zenica Sjever (1976)								0,43			0,43
96	DV 110 kV Čapljina – Ljubuški (1977)								0,73			0,73
97	DV 110 kV Mostar 4 – RP Mostar 1 (1977)								0,50			0,50
98	DV 110 kV Sarajevo 4 – Sokolac (1979)								2,36			2,36
99	DV 110 kV Breza – TE Kakanj (1964/1977/1999)									0,79		0,79
100	DV 110 kV Busovača – Zenica 2 (1978/)									0,69		0,69
101	DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja (CG) (1960/)									3,13		3,13
102	DV 110 kV Mostar 2 – Nevesinje (1979/2004)										1,80	1,80
103	DV 110 kV HE Mostar – RP Mostar 1 (1) (1979/)										0,25	0,25
104	DV 220 kV Mostar 4 – EAL (1980)										0,50	0,50
105	DV 220 kV Mostar 3 – EAL (1980)										0,30	0,30
106	DV 110 kV HE Jablanica – TS Jablanica (1980)										0,15	0,15
107	DV 110 kV Rogatica – Sokolac (1980)										3,23	3,23
108	DV 110 kV Rogatica – Višegrad (1980)										2,86	2,86

Red. br.	Projekat/Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
III	UGRADNJA PRIGUŠNICA	0,00	0,00	7,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,50	13,70
1	TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 (Čule) (MSR - 150 MVA)*****			7,20								7,20
2	TS 400/110 kV Banja Luka 6 (MSR - 100 MVA)										6,50	6,50

Napomena:

- * 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 KTG Zenica. Investicija će biti pokrenuta tek nakon što Elektroprenos BiH i Investitor potpišu Ugovor o priključku.
- ** Ugradnja DV polja 220 kV u TS Zenica 2 (2018.) i DV 400 kV u TS Tuzla 4 (2019.) je isključivo za priključenje novih proizvodnih objekata (TE - TO KTG Zenica i TE Tuzla - G7) i finansira se iz naknade za priključak. Planirana sredstva ne ulaze u ukupna sredstva potrebna za realizaciju investicija.
- *** Planirana sredstva se odnose na zamjenu SCADA sistema.
- **** Planirana sredstva se odnose na zamjenu terminalne TK opreme po TS, jer je postojeća oprema i tehnološki zastarjela i nema više rezervnih dijelova.
- ***** Vrijednost investicije preuzeta iz L[17]

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

12.2. Procjena raspoloživih sredstava

Raspoloživa vlastita sredstva za investiciono ulaganje u periodu 2016. – 2025. 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.

Sredstva slobodne amortizacije za 2016. godinu uključuju:

- neutrošena sredstva iz plana investicija na dan 30.09.2015. godine,
- razliku između ostvarene i planirane amortizacije prema PI za 2015. godinu za 2014. godinu,
- razliku između ocjene ostvarenja i planirane amortizacije (PI za 2015. godinu) za 2015. godinu,
- procjenu slobodne amortizacije za 2016. godinu.

Slobodna amortizacija za period 2017. – 2025. 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 2016. – 2025. iznose 852,29 mil.KM.

Tabela 12.3. Raspoloživa vlastita sredstva za investiciono ulaganje u periodu 2016. – 2025. godina
(mil. KM)

Red. br	Godina	Slobodna amortizacija			Dobit	Fiksni dio naknade za priključak		Ukupno
		Postojeći objekti	Planirana realizacija investicija	Ukupno (3+4)		Naziv objekta	Iznos	
1	2	3	4	5	6	7		8 (5+6+7)
1	plan 2016			283,93		MHE Dub i MHE Ustiprača	0,68	304,82
						TE Stanari	15,00	
						VE Trusina	2,55	
						VE Podveležje	2,40	
						RS Sastavci (SN priklj.)	0,22	
						gradilište HE Dabar (SN priklj.)	0,04	
2	plan 2017	30,89	7,25	38,15			38,15	
3	plan 2018	28,74	13,91	42,65		KTG Zenica	19,38	73,55
						HE Ulog	1,72	
						HE Vranduk	0,98	
						HE Dabar	8,82	
4	plan 2019	30,98	20,78	51,76		TE Tuzla, blok 7	22,50	74,26
5	plan 2020	28,80	25,64	54,44				54,44
6	plan 2021	34,23	28,83	63,06		HE Ustikolina	3,27	66,33
7	plan 2022	29,11	29,52	58,63		TE Kakanj, blok 8	15,00	73,63
8	plan 2023	24,91	32,99	57,90				57,90
9	plan 2024	21,46	34,01	55,47				55,47
10	plan 2025	18,67	35,09	53,75				53,75
	Ukupno			759,73			92,56	852,29

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 2025. 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 2025. 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 proizvodnih jedinica 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, a u svakom postrojenju neutralne tačke transformatora 110/x kV, koji su modelovani kao tronamotajni transformatori, su uzemljene u skladu sa stvarnom situacijom u pogonu,
- 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 29,10 (kA), a struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 29,15 (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 26,20 (kA). Uzimajući u obzir tačku 4.6.8. MK u Tabeli 13. u nastavku, kao i na šemama u Prilogu 9. su date vrijednosti struja

neistovremenih trolnih 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 trolnih i jednopolnih kratkih spojeva na sabirnicama 400, 220 i 110 kV EES BiH za 2025. godinu

Red. br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	Struja trolnog k.s. I_{k3f} (kA)	Struja jednopolnog k.s. I_{k1f} (kA)
1	Tuzla 4	400	22,29	21,04
2	TE Tuzla	400	19,38	18,42
3	TE Ugljevik	400	18,22	16,29
4	Višegrad	400	17,27	15,61
5	HE Višegrad	400	15,93	14,48
6	Mostar 4	400	14,89	12,48
7	TE Kakanj	400	14,08	13,32
8	Sarajevo 10	400	13,35	11,98
9	TE Gacko	400	11,10	10,34
10	RP Stanari	400	11,02	10,59
11	RP Trebinje	400	10,78	8,30
12	Sarajevo 20	400	9,91	8,64
13	Banja Luka 6	400	9,25	8,14
14	Mostar 4	220	24,75	22,85
15	RP Mostar 3	220	24,19	21,94
16	Tuzla 4	220	23,84	22,21
17	EAL	220	22,82	20,38
18	TE Tuzla	220	21,30	19,77
19	TE Tuzla - G6	220	17,84	15,79
20	RP Kakanj	220	17,01	13,88
21	RP Trebinje	220	16,55	14,14
22	Zenica 2	220	16,14	14,63
23	TE-TO KTG Zenica	220	16,09	15,55
24	RP Jablanica	220	15,22	13,11
25	HE Čapljina	220	14,59	14,48
26	TE Kakanj, TR 150 MVA	220	13,12	10,33
27	HE Rama	220	11,65	10,37
28	HE Salakovac	220	11,35	10,50
29	HE Grabovica	220	10,91	9,53
30	Prijedor 2	220	10,39	8,11
31	HE Trebinje	220	9,33	8,60
32	Sarajevo 20	220	8,38	5,68
33	Gradačac	220	8,28	6,74
34	HE Dabar	220	8,22	7,58

Red. br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	Struja trofaznog k.s. I_{k3f} (kA)	Struja jednofaznog k.s. I_{k1f} (kA)
35	Jajce 2	220	6,56	5,43
36	Bihać 1	220	3,89	3,61
37	Sarajevo 10	110	24,58	23,55
38	Sarajevo 20	110	23,91	21,00
39	Sarajevo 7	110	23,34	22,15
40	Sarajevo 12	110	22,88	21,80
41	Sarajevo 14	110	22,88	21,56
42	Sarajevo 13	110	22,66	21,56
43	Banja Luka 6	110	22,21	19,14
44	Sarajevo 11	110	22,09	21,05
45	Sarajevo 5	110	21,82	20,70
46	Tuzla 4	110	21,28	20,49
47	Sarajevo 1	110	21,25	17,69
48	Sarajevo 20	110	21,17	20,00
49	TE Kakanj	110	21,14	20,06
50	Mostar 4	110	20,99	20,99
51	Sarajevo 15	110	19,84	15,90
52	Sarajevo 4	110	19,33	16,35
53	HAK	110	18,91	17,44
54	TE Tuzla	110	18,87	17,43
55	Zenica 2	110	18,83	18,21
56	TE Ugljevik	110	18,43	14,11
57	EVP Blažuj	110	18,35	14,73
58	HE Mostarsko blato	110	17,96	17,05
59	Mostar 1	110	17,11	16,19
60	Sarajevo 8	110	17,01	14,12
61	Tuzla Centar	110	16,72	14,25
62	Mostar 5	110	16,30	14,67
63	Banja Luka 1	110	16,25	14,67
64	Zenica 1	110	16,05	13,32
65	Cementara	110	15,86	12,66
66	Sarajevo 18	110	15,82	12,35
67	HE Mostar	110	15,81	14,88
68	Zenica 3	110	15,53	13,45
69	Tuzla 3	110	15,11	12,78
70	EVP Dobrinje	110	15,06	11,86
71	HE Jablanica	110	15,01	15,49
72	Željezara sjever	110	14,97	13,34
73	Prijedor 2	110	14,79	12,59
74	Tušanj	110	14,63	12,51
75	Banja Luka 10	110	14,63	13,03

Red. br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	Struja trolnog k.s. I_{k3f} (kA)	Struja jednog k.s. I_{k1f} (kA)
76	Jablanica	110	14,59	14,77
77	Tuzla 5	110	14,50	11,51
78	Mostar 7	110	14,49	12,45
79	Mostar 6	110	14,46	12,49
80	Banja Luka 3	110	14,44	12,86
81	Višegrad	110	13,45	9,75
82	RP Trebinje	110	13,45	9,94
83	Visoko	110	13,29	10,24
84	Jajce 2	110	13,17	12,78
85	Banja Luka 2	110	13,12	11,74
86	Prijedor 1	110	13,10	10,59
87	Banja Luka 4	110	12,98	9,90
88	Zenica 4	110	12,81	11,20
89	Jajce 1	110	12,79	12,28
90	Mostar 9	110	12,75	10,02
91	Željezara jug	110	12,58	10,95
92	Mostar 2	110	12,37	10,65
93	Banja Luka 7	110	12,28	9,90
94	Zenica 5	110	12,22	9,39
95	Lukavac	110	12,19	9,95
96	HE Bočac	110	12,04	12,12
97	HE Jajce 1	110	12,02	11,61
98	Hadžići	110	11,95	9,24
99	Zvornik	110	11,80	10,08
100	Banja Luka 5	110	11,52	9,61
101	Željuša	110	11,40	8,68
102	Lukavac 2	110	11,37	9,01
103	Banja Luka 9	110	11,25	9,76
104	Ilijaš	110	11,15	8,10
105	Živinice	110	10,93	8,30
106	Brčko 2	110	10,69	8,49
107	Banja Luka 8	110	10,67	8,60
108	Lopare	110	10,61	7,86
109	RP Pratače	110	10,45	9,80
110	Čitluk	110	10,26	8,44
111	Glinica	110	10,13	8,16
112	HE Vranduk	110	10,04	7,75
113	Brčko 1	110	9,95	8,23
114	Grude	110	9,66	7,22
115	Breza	110	9,64	6,57
116	Čitluk 2	110	9,55	7,62

Red. br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	Struja trofaznog k.s. I_{k3f} (kA)	Struja jednofaznog k.s. I_{k1f} (kA)
117	Ljubuški	110	9,54	7,42
118	VE Podveležje	110	9,51	8,00
119	Čapljina	110	9,50	7,20
120	Prijedor 6	110	9,49	6,83
121	Gradačac	110	9,45	9,16
122	Derventa	110	9,31	7,52
123	Prijedor 5	110	9,28	7,14
124	Široki Brijeg	110	9,08	6,55
125	Mrkonjić Grad	110	9,04	7,74
126	Đurđevik	110	9,03	6,73
127	Pazarić	110	9,02	6,82
128	Busovača	110	9,00	6,83
129	Trebinje 1	110	8,93	6,75
130	Prijedor 3	110	8,86	6,56
131	Široki Brijeg 2	110	8,78	6,38
132	Bugojno	110	8,70	6,91
133	RS Silicon	110	8,65	7,70
134	Bijeljina 2	110	8,63	7,19
135	Kalesija	110	8,50	6,12
136	Bijeljina 1	110	8,48	7,05
137	Ljubuški 2	110	8,42	6,31
138	Banovići	110	8,40	6,40
139	Doboj 1	110	8,39	7,22
140	Zavidovići	110	8,18	6,46
141	Rama	110	8,01	6,05
142	Donji Vakuf	110	7,85	5,85
143	Konjic	110	7,78	5,91
144	Bijeljina 3	110	7,74	6,21
145	Laktaši	110	7,72	6,04
146	Kiseljak	110	7,72	5,49
147	Čelinac	110	7,69	5,71
148	Travnik 1	110	7,69	5,64
149	Doboj 2	110	7,65	6,27
150	RS Dub	110	7,65	6,73
151	Maglaj	110	7,54	6,11
152	Doboj 3	110	7,45	5,91
153	Kladanj	110	7,39	5,72
154	RM Konjević Polje	110	7,37	6,27
155	EVP Konjic	110	7,37	5,41
156	HE Peć-Mlini	110	7,32	6,02
157	Jelah	110	7,30	6,25

Red. br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	Struja trofaznog k.s. I_{k3f} (kA)	Struja jednofaznog k.s. I_{k1f} (kA)
158	Laktaši 2	110	7,29	5,70
159	Goražde 2	110	7,28	6,57
160	Šipovo	110	7,28	5,65
161	Tomislavgrad	110	7,28	5,20
162	Goražde 1	110	7,24	6,67
163	Žepče	110	7,24	5,29
164	Travnik 2	110	7,19	5,25
165	Fojnica	110	7,14	5,03
166	Doboj Istok	110	7,10	5,65
167	Vitez	110	7,07	5,37
168	Srebrenik	110	7,07	5,42
169	Nova Topola	110	7,04	5,73
170	Janja	110	7,00	5,23
171	Pale	110	7,00	5,24
172	Brod	110	6,98	4,62
173	Gračanica	110	6,90	5,36
174	Tešanj	110	6,86	5,68
175	Gradiška 2	110	6,78	4,99
176	Gornji Vakuf	110	6,75	5,29
177	Vareš	110	6,66	4,96
178	Novi Travnik	110	6,56	4,88
179	Modriča	110	6,53	5,80
180	Bihać 1	110	6,36	6,83
181	Gradiška 1	110	6,32	5,08
182	EVP Kulen Vakuf	110	6,32	4,79
183	Buško Blato	110	6,29	4,55
184	Rogatica	110	6,25	4,94
185	HE Ustikolina	110	6,24	6,25
186	Vlasenica	110	6,22	5,20
187	Kupres	110	6,14	4,81
188	Neum	110	6,05	3,59
189	Ukrina	110	5,87	4,84
190	Kotor Varoš	110	5,84	4,32
191	Bihać 2	110	5,82	5,94
192	Odžak	110	5,77	5,03
193	Livno	110	5,74	3,97
194	Srbac	110	5,67	4,66
195	Bileća	110	5,65	4,52
196	Sokolac	110	5,60	4,24
197	Sanski Most	110	5,47	4,57
198	Posušje	110	5,46	4,09

Red. br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	Struja trolnog k.s. I_{k3f} (kA)	Struja jednog k.s. I_{k1f} (kA)
199	Teslić	110	5,44	4,71
200	Srebrenica	110	5,38	4,71
201	Prnjavor 2	110	5,33	4,32
202	Šamac	110	5,33	4,35
203	Prnjavor 1	110	5,30	4,36
204	Kozarska Dubica	110	5,09	3,77
205	Bijeljina 5	110	5,05	3,54
206	RP Stanari	110	5,00	4,09
207	Nevesinje	110	4,96	3,86
208	Novi Grad	110	4,86	3,60
209	Foča	110	4,84	3,81
210	Bosanski Petrovac	110	4,71	3,72
211	Stolac	110	4,69	3,95
212	Bosanska Krupa	110	4,67	4,06
213	VE Trusina	110	4,27	4,15
214	Orašje	110	4,13	3,40
215	Kostajnica	110	4,12	2,98
216	Ključ	110	3,90	3,04
217	HE Ulog	110	3,79	3,62
218	Cazin 2	110	3,58	3,50
219	Drvar	110	3,57	2,70
220	Gacko	110	3,43	2,90
221	Bužim	110	3,34	3,09
222	Cazin 1	110	3,24	3,21
223	Vrnograč	110	3,08	2,90
224	Grahovo	110	3,04	1,85
225	Velika Kladuša	110	2,97	2,82

Napomena: u modelu EES BiH na kojem je izvršen proračun nije modelovano 400/110 kV postrojenje na području Jelaha/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 Uprave Elektroprenosa BiH od 26.03.2014. godine, Plan je urađen na sljedeći način:

1. uvršteni 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/RHE Bistrica,
 - DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika,
 - DV 400 kV Tuzla – Đakovo,
 - DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija (na osnovu bilateralnog sporazuma dvije države).
2. 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 aprilu 2015. godine), a dijelom usaglašeni sa NOS BiH,
3. uvršteni su objekti čija je izgradnja/rekonstrukcija/sanacija započeta u usvojenom Planu investicija za 2015. godinu,
4. 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,
5. uvršteni su rezultati analiza tokova snaga i naponskih prilika na prenosnoj mreži za normalno uklopno stanje i prema (n-1) kriteriju sigurnosti, za režim maksimalnih i minimalnih opterećenja,
6. iako su rezultati analiza ukazali na potrebu izgradnje nove TS 400/110 kV na širem području Doboja ova TS nije uvrštena 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 uvršteni u IPRP: MHE Ustiprača i MHE Dub, TE Stanari, VE Trusina, HE Ulog, TE-TO KTG Zenica, HE Vranduk, blok 7 u TE Tuzla, HE Dabar, HE Ustikolina, blok 8 u TE Kakanj i VE Podveležje. MHE Dub je preko RS Dub priključena na prenosnu mrežu. TE Stanari su takođe priključeni na prenosnu mrežu i nalaze se u probnom radu. Za MHE na rijeci Sutjesci je, u međuvremenu, investitor promijenio način priključenja, te su izdati Uslovi za priključak na 35 kV u TS Gacko. Pored prethodno navedenih objekata u IPRP su bilansno uvrštene i VE Jelovača, VE Debelo brdo i VE Orlovača u 2016. godini, ali ove vjetroelektrane nisu uvrštene u Plan jer nisu stekle uslove za izdavanje Prethodne saglasnosti za priključak na prenosnu mrežu od strane FMERI.

U Plan je uključen i novi potrošač R-S Silicon d.o.o. Mrkonjić Grad, koji je već priključen na mrežu.

Dinamika ulaska u pogon novih proizvodnih objekata i instalisane snage su preuzeti 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 16 radijalno napojenih TS 110/x kV, bilo izgradnjom novog ili rekonstrukcijom postojećeg dalekovoda,
- vraćanje u funkciju preostalih 11 ratom uništenih dalekovoda,
- rješavanje postojećih krutih veza u mreži 110 kV u cilju povećanja pouzdanosti i sigurnosti snabdijevanja potrošača. Radi se o 5 TS 110/x kV koje su u 110 kV mrežu uvezane „T“ spojem,
- kompletiranje nekompletnih dalekovodnih polja 110 kV u 23 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 31 novog 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 BiH 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 9 novih TS 110/x, a 20 novih TS 110/x kV je u Plan uključeno na osnovu toga što su uvrštene u prethodne Planove investicija.

Analize tokova snaga i naponskih prilika u okviru Plana su provedene za presječne 2016., 2020. i 2025. godinu na modelima u koje su uvršteni objekti u skladu sa 8.1. Ulazni podaci za model. Uticaj izgradnje novih interkonektivnih vodova na vrijednost TTC-a posebno je analiziran 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 (Stanari ili Jelah).

Ova TS nije uvrštena u Plan s obzirom na zaključak Uprave Kompanije sa sjednice od 26.03.2014. godine. Pregovori oko načina angažovanja obrađivača Studije se vrše već duže vrijeme i očekivalo se da će do sada obrađivač biti izabran. Međutim, zbog kompleksnosti postupka odabira obrađivača teško je predvidjeti kada će biti prezentirani rezultati Studije.

Elementi prenosne mreže čijom izgradnjom se rješavaju preopterećenja navedena u opisu analiza za 2016. godinu predmet su aktuelnog Plana investicija. Za izgradnju DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR) postignut je dogovor između HOPS-a, NOS BiH i Elektroprenosa BiH o pokretanju inicijative prema Evropskim fondovima za sufinansiranje prilikom izrade Studije izvodljivosti, projektovanja i same izgradnje dalekovoda. U saradnji sa HOPS-om i NOS BiH izrađen je Projektni zadatak za izradu studije izvodljivosti za izgradnju ovog dalekovoda, a njegova izgradnja je planirana u 2022. godini.

Rezultati analiza za režim minimalnih opterećenja su pokazali da u 2016. 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 snage iz susjednih sistema, te izbjegavanjem rada proizvodnih objekata u EES BiH u kapacitivnom režimu. Problem sa visokim naponima u EES BiH u 2016. godini, i uz angažman u podpobudi novog generatora u TE Stanari, nije moguće riješiti promjenom

položaja regulacionih preklopki mrežnih transformatora. Isključenjem DV 400 kV Banja Luka 6 – Tuzla bi se naponske prilike u mreži 400 kV, kao i ugroženim sabirnicama 220 kV, znatno poboljšale. Međutim, s obzirom da je u 2016. godini na ovaj DV planirano priključenje TE Stanari ova mjera poboljšanja naponskih prilika se ne može primijeniti jer bi se time ugrozila pouzdana isporuka električne energije iz TE Stanari.

Analize za minimalni režim u 2020. godini pokazuju da, uz ograničenje rada generatora u kapacitivnom režimu, i dalje postoje problemi sa visokim naponima u EES BiH. Prema zahtjevu NOS BiH, a na osnovu Zaključaka iz L[17] Elektroprenos BiH je obavezan uvrstiti ugradnju prigušnice u Dugoročni plan razvoja prenosne mreže. Efekat ugradnje prigušnice na smanjenje napona na 400 kV naponskom nivou u BiH je analiziran za presječnu 2020. godinu. Analize su vršene na konačnom modelu EES BiH za planirano stanje u presječnoj 2020. godini. U model je uključena nova interkonektivna veza između BiH i Republike Srbije (DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta). Analiziran je scenarij bez uključene prigušnice u TS Mostar 4 i sa uključenom prigušnicom.

Rezultati analiza provedenih za minimalni režim za 2020. 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 pokazuju da se naponi na svim sabirnicama dovode u granice definisane MK.

Nakon izgradnje novih interkonektivnih 400 kV vodova (Višegrad – Bajina Bašta/RHE Bistrica i Banja Luka 6 – Lika) u 2025. 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 sabirnice 400 kV Sarajevo 10, Sarajevo 20 i TE Kakanj. 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 su svedeni 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[17] 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.

Uvažavajući činjenicu da su u L[17] provedene opsežne analize naponskih prilika u smislu broja analiziranih scenarija, te u skladu sa obavezama preuzetim prilikom revizije Dugoročnog plana razvoja 2014 – 2023, 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 Banja Luka 6, u drugoj fazi.

Rezultati proračuna TTC-a za 2025. godinu pokazuju da se izgradnjom novih interkonektivnih dalekovoda, te pojačanjima prenosne mreže Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja koja su uvrštena u model dobijaju znatno veće vrijednosti TTC-a između Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja od trenutnih vrijednosti.

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 2025. 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 29,10 (kA), a struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 29,15 (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 26,20 (kA). Zato su proračuni maksimalnih struja trolejnog i jednopolnog kratkog spoja urađeni na način da je u TS Sarajevo 10 u pogonu samo jedan transformator 400/110 kV, 300 MW. Rezultati proračuna urađenih na ovaj način pokazuju da su vrijednosti struja trolejnog i jednopolnog kratkog spoja u svim čvorištima u 2025. godini u granicama propisanim MK.

Potrebna sredstva za realizaciju predloženih investicija za period 2016. – 2025. godina, u skladu sa MK, Uvjetima za korištenje licence, zaključcima vanredne Skupštine akcionara/dioničara Kompanije održane 03.02.2012. godine i zaključkom Uprave Kompanije od 26.03.2014. godine, iznose 902,28 mil. KM. Od toga:

- izgradnja novih objekata iznosi 352,31 mil. KM
 - nove TS i DV: 227,97 mil. KM,
 - nove interkonekcije: 124,34 KM.
- rekonstrukcije/sanacije iznose 536,27 mil. KM:
 - rekonstrukcije/sanacije VN i SN postrojenja: 337,36 mil. KM,
 - rekonstrukcije/sanacije DV: 154,91 mil. KM,
 - zamjena SCADA sistema iznosi 8,0 mil. KM
 - znavljanje telekomunikacione opreme iznosi 36,0 mil. KM.
- ugradnja prigušnica u EES BiH 13,70 mil. KM:

Procjena vlastitih raspoloživih sredstava za investiranje u periodu 2016. – 2025. iznosi 852,29 mil. KM.

LITERATURA

- [1] Mrežni kodeks, maj 2011. godine
- [2] Indikativni plan razvoja proizvodnje 2016. – 2025., NOS BiH, mart 2015. godine
- [3] „Metoda i kriteriji u revitalizaciji elektroenergetske prenosne mreže“ – doktorska disertacija, Davor Bajš, Split 2007. godine
- [4] Elaborat „Tehničko rješenje priključenja rasklopišta 10/110 kV HE Dub na prenosnu mrežu“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, februar 2010. godine
- [5] „Elaborat tehničkog rješenja priključka TE Stanari na prenosnu mrežu“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, novembar 2014. godine
- [6] „Elaborat tehničkog rješenja priključka VE Trusina na prenosnu mrežu“, Elektrotehnički fakultet Univerzitet u Beogradu, decembar 2013. godine
- [7] Elaborat „Tehničko rješenje priključka HE Ulog na prenosnu mrežu 110 kV“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, 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 d.o.o. Beograd, juli 2012. godine
- [11] Elaborat „Priključenje bloka 7 TE Tuzla na EES Bosne i Hercegovine“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, 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 d.o.o. Beograd, oktobar 2009. godine
- [14] „Elaborat tehničkog rješenja priključenja termolučne peći „R-S Silicon“ Mrkonjić Grad na prenosnu mrežu BiH“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, juli 2014. godina
- [15] VE Podveležje „Idejni projekat tehničkog rješenja priključka VE Podveležje na prenosnu mrežu“, Energoinvest d.d. Sarajevo, februar 2014. godina
- [16] Feasibility Study Including ESIA – 400 kV Interconnection Serbia-Montenegro-BiH, 19th February 2015
- [17] „Tehno – ekonomski aspekti regulacije napona kao pomoćne (sistemske) usluge – identifikacija i sanacija nedozvoljenih napona na prenosnoj mreži“, Energetski institut Hrvoje Požar, srpanj 2012. godine