



ELEKTROPRIJENOS BiH
ЕЛЕКТРОПРЕНОС БИХ

DUGOROČNI PLAN RAZVOJA PRENOSNE MREŽE 2017 - 2026.

KNJIGA I

Novembar 2016.

"Elektroprivreda Bosne i Hercegovine" a.d. Banja Luka IB: 402369530009
78000 Banja Luka, Marije Bursać 7a,
Tel. +387 51 246 500, Fax: +387 51 246 550
Operativna područja:
Banja Luka, Sarajevo, Mostar i Tuzla

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.....	11
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	22
5.1. Indikativni plan razvoja proizvodnje.....	22
5.1.1. Novi proizvodni objekti.....	22
5.1.2. Prognoza potrošnje.....	23
5.2. Faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja maksimalnog mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje.....	24
5.3. Podaci dostavljeni od elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH.....	25
6. GUBICI U PRENOSNOJ MREŽI	28
7. STATISTIKA KVAROVA I VRIJEME ZASTOJA ZBOG KVAROVA I ODRŽAVANJA DALEKOVODA I MREŽNIH TRANSFORMATORA	30
8. MODEL ZA ANALIZE ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA BiH	32
8.1. Ulazni podaci za model.....	34
8.1.1. Odobreni Planovi investicija.....	34
8.1.2. Radijalno napojene TS 110/x kV.....	36
8.1.3. Krute veze.....	37
8.1.4. Objekti van funkcije.....	38
8.1.5. Rekonstrukcije dalekovoda.....	38
8.1.6. Novi proizvodni/potrošački objekti.....	39
8.1.6.1. MHE Dub.....	39
8.1.6.2. HE Mrsovo.....	40
8.1.6.3. VE Trusina.....	41
8.1.6.4. VE Podveležje.....	41
8.1.6.5. HE Ulog.....	42
8.1.6.6. Blok 7 u TE Tuzla.....	43
8.1.6.7. TE Ugljevik 3 – blok 3 i 4.....	43
8.1.6.8. TE Banovići.....	44
8.1.6.9. HE Dabar.....	44
8.1.6.10. HE Vranduk.....	45
8.1.6.11. TE – TO KTG Zenica.....	46
8.1.6.12. HE Ustikolina.....	46
8.1.6.13. Blok 8 u TE Kakanj.....	47
8.1.7. Novi interkonektivni vodovi.....	48
8.1.8. Nove TS 110/x kV.....	51
8.1.8.1. TS 110/35/10(20) kV Živinice (2019. godina).....	52
8.1.8.2. TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 (2020. godina).....	53
8.1.8.3. TS 110/35/10(20) kV Lukavac 2 (2020. godina).....	53
8.1.8.4. TS 110/35/10/6 kV Tušanj (2021. godina).....	54
8.1.8.5. TS 110/35/10 kV Bijeljina 5 (2023. godina).....	55
8.1.8.6. TS 110/10(20) kV Ljubuški 2 (2025. godina).....	56
8.1.8.7. TS 110/20(10) kV Zenica 5 (2025. godina).....	56
8.1.8.8. TS 110/10(20) kV Dobož Istok (2026. godina).....	57
8.1.8.9. Ugradnja transformacije 110/20 kV u TS Prijedor 2 (2026. godina).....	57
9. ANALIZA TOKOVA SNAGA I NAPONSKIH PRILIKA	58
9.1. Analiza za 2017. godinu.....	58

9.2. Analiza za 2021. godinu.....	60
9.3. Analiza za 2026. godinu.....	64
9.4. Režim minimalnih opterećenja.....	65
9.4.1. Analiza za 2017. godinu.....	68
9.4.2. Analiza za 2021. godinu.....	69
9.4.3. Analiza za 2026. godinu.....	70
10. PRORAČUN PRENOSNIH KAPACITETA	74
11. PRORAČUN STRUJA KRATKIH SPOJEVA.....	76
12. REKONSTRUKCIJE I PROŠIRENJA ELEMENATA PRENOSNOG SISTEMA	82
12.1. Zamjena energetskih transformatora	82
12.2. Proširenja VN i SN postrojenja.....	82
12.3. Rekonstrukcije/sanacije.....	82
12.3.1. Rekonstrukcije/sanacije VN i SN postrojenja	82
12.3.2. Rekonstrukcije/sanacije DV	83
13. PREGLED NOVIH PRENOSNIH KAPACITETA, REKONSTRUKCIJA I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH SA PROCJENOM POTREBNIH I RASPOLOŽIVIH SREDSTAVA.....	84
13.1. Procjena potrebnih sredstava.....	84
13.2. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika izgradnje/proširenja/rekonstrukcije/sanacije	85
13.3. Procjena raspoloživih sredstava	97
14. ZAKLJUČAK	98
LITERATURA	102

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.....	17
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 2015. godini.....	29
2.4. Faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja maksimalnog mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje po TS za period 2011 – 2015. godina	33

3. PRILOG 3

3.1. Pregled novih TS 110/x kV i priključnih vodova za nove TS	114
3.2. Pregled zahtjeva elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH	116

4. PRILOG 4

4.1. Pregled TS sa ugrađenim jednim transformatorom i plan ugradnje drugog transformatora.....	189
4.2. Pregled nekompletnih DV polja 110 kV i plan kompletiranja.....	192
4.3. Pregled jednostrano napojenih TS i plan obezbjeđenja dvostranog napajanja	193
4.4. Pregled objekata van funkcije i plan vraćanja u funkciju	194
4.5. Pregled i plan ukidanja krutih veza.....	195

5. PRILOG 5

5.1. Statistika zastoja na dalekovodima za period 2011 – 2015.....	197
5.2. Statistika zastoja na mrežnim transformatorima za period 2011 – 2015.	207

6. PRILOG 6

6.1. Analiza tokova snaga i naponskih prilika - šematski prikaz	208
---	-----

7. PRILOG 7

7.1. Procjena troškova izgradnje DV 400 kV i 220 kV	246
7.2. Procjena troškova izgradnje/rekonstrukcije DV 110 kV	251
7.3. Procjena troškova izgradnje/rekonstrukcije TS	254
7.4. Procjena troškova polja i pojedinačnih elemenata u TS	257
7.5. Procjena troškova za SN ćelije	258

8. PRILOG 8

8.1. Zamjena energetskih transformatora.....	260
8.2. Proširenja TS – izgradnja novog DV polja	270
8.3. Rekonstrukcija VN i SN postrojenja u TS.....	271
8.4. Rekonstrukcija DV	277

9. PRILOG 9

9.1. Proračun struja trofaznih kratkih spojeva – šematski prikaz	282
9.2. Proračun struja jednofaznih kratkih spojeva – šematski prikaz	313

10. PRILOG 10

10. Registar podnijetih zahtjeva za priključak	345
--	-----

POPIS SKRAĆENICA

BDP	Bruto društveni proizvod
CHE	Crpna hidroelektrana
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 2017. – 2026. 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 2017 – 2026. 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 BiH 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 2017. – 2026. 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 2017. – 2026. 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	864,50
220 kV	40	9	1461,70
110 kV	227	13	3821,08
110 kV (kabl)	7	-	32,08
UKUPNO	289	26	6179,36

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

Nazivni napon	Broj dalekovoda	Broj interkonekcija	Dužina (km)
220 kV	1	1	12,70
110 kV	4	3	60,56
UKUPNO	5	4	73,26

Nazivi dalekovoda, sa tehničkim podacima, na koje se odnose Tabele 3.1. i 3.2. dati su u Prilogu 1. Vezano za dalekovode u vlasništvu Elektroprenosa BiH, od 15 dalekovoda 400 kV jedan je u funkciji po 220 kV naponu. Od ukupno 227 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	10
TS 220/x kV i RP	8
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	14	2100
110/x kV	229	5342,5
SN/SN	33	183
UKUPNO	290	12525,5

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 – Stanari), 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 (1)/(2) 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 (1) se koristi za napajanje TS Dubica, dok se dio DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (2) 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 2016. 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 Šipovo i TS 110/x kV Bužim.
- Do kraja 2016. godine planirano je puštanje pod napon TS 110/x kV Laktaši 2.
- Radijalno napojene transformatorske stanice su: TS 110/20 kV Kotor Varoš (te dalje TS 110/20/6,3 kV Banja Luka 7 i 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 Glamoč je u funkciji po 35 kV naponu.

- U Plan investicija Elektroprenosa BiH za 2016. godinu uvrštena je izgradnja transformatorskih stanica: TS 110/x kV Čitluk 2 i TS 110/x kV Željuša.
- U oktobru 2016. godine puštena je u pogon TS 110/35/10(20) kV Mostar 9, a do kraja 2016. godine planirano je puštanje pod napon transformacije 110/x kV u TS Mostar 1.
- 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 TS 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. 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 Trebinje – Komolac (HR), DV 110 kV Bileća – Nikšić (CG) i DV 110 kV 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 Plan investicija Elektroprenosa BiH za 2016. godinu uvrštena je izgradnja 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.
- Do kraja 2016. godine planirano je puštanje pod napon TS 110/x kV Fojnica.
- 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/(1) i (2). Puštanje pod napon DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20/(1) planira se u 2017. 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/(2) nije planirana u ovom planskom periodu jer je bivše DV polje Sarajevo 20/(2) u TS Sarajevo 13 zauzeto, a nema prostora za ugradnju još jednog DV polja.
- Radijalno napojene su TS Sarajevo 18, 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 zbog pada stuba prouzrokovanog klizištem.
- U Plan investicija Elektroprenosa BiH za 2016. 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, te ugradnja transformacije 110/x kV u TS HAK.

- 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 2015. 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 dinamici iz IPRP.

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

Red. br.	Naziv objekta	Instalisana snaga agregata (MW)	Max. snaga na mreži prenosa (MW)	Tehnički minimum (MW)	God. izlaska iz pogona
Hidroelektrane					
1.	Trebinje I	2x54+1x63	171	2x26+1x28	-
2.	Dubrovnik*	1x108+1x126	126	2x55	-
3.	Čapljina	2x220	440	2x140	-
4.	Rama	1x80+1x90	170	2x55	-
5.	Jablanica	6x30	180	6x12	-
6.	Grabovica	2x57	114	2x25	-
7.	Salakovac	3x70	210	3x35	-
8.	Mostar	3x24	72	3x12	-
9.	Jajce I	2x30	60	2x17	-
10.	Jajce II	3x10	30	3x5,5	-
11.	Bočac	2x55	110	2x32	-
12.	Višegrad	3x105	315	3x70	-
13.	Peć – Mlini	2x15,3	30,6	2x4,8	-
14.	Mostarsko blato	2x30	60	2x10	-
15.	Ustiprača	2x3,45	6,9	2x0,862	-
Termoelektrane					
16.	Tuzla 2 (G3)	100	90	60	2024.
17.	Tuzla 3 (G4)	200	180	125	2024.
18.	Tuzla 4 (G5)	200	180	125	-
19.	Tuzla 5 (G6)	223	200	115	-
20.	Kakanj 3 (G5)	110	100	60	2024.
21.	Kakanj 4 (G6)	110	100	55	-
22.	Kakanj 5 (G7)	230	208	140	-
23.	Gacko (G1)	300	276	180	-
24.	Ugljevik (G1)	300	279	155	-
25.	Stanari	300	262,5	150	-

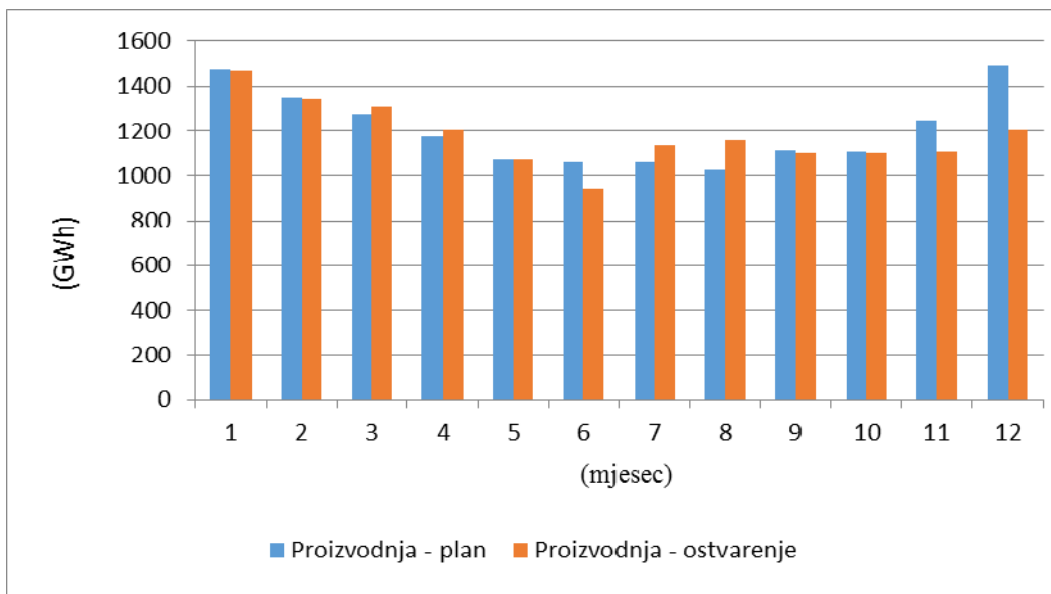
* - bilansira se samo G2;

Prema IPRP maksimalna snaga na mreži prenosa koja se može angažovati iz proizvodnih kapaciteta u BiH iznosi: hidroelektrane 2.095,5 MW, termoelektrane 1.875,5 MW.

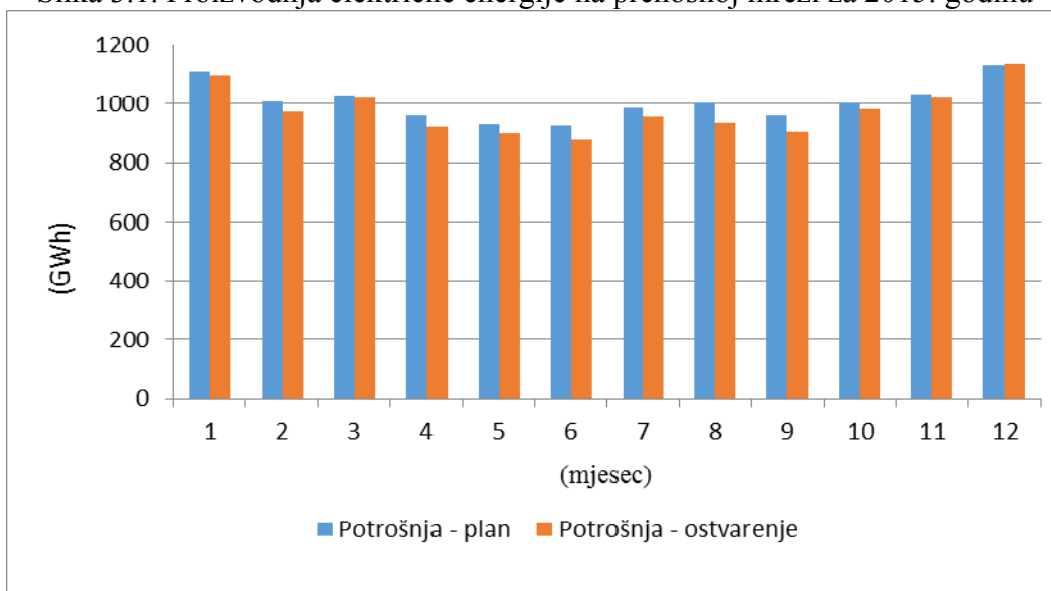
Bilans električne energije na prenosnoj mreži (prema podacima Elektroprenosa BiH) za 2015. godinu, po mjesecima, dat je u Tabeli 3.7.:

Tabela 3.7. Elektroenergetski bilans po mjesecima za 2015. godinu

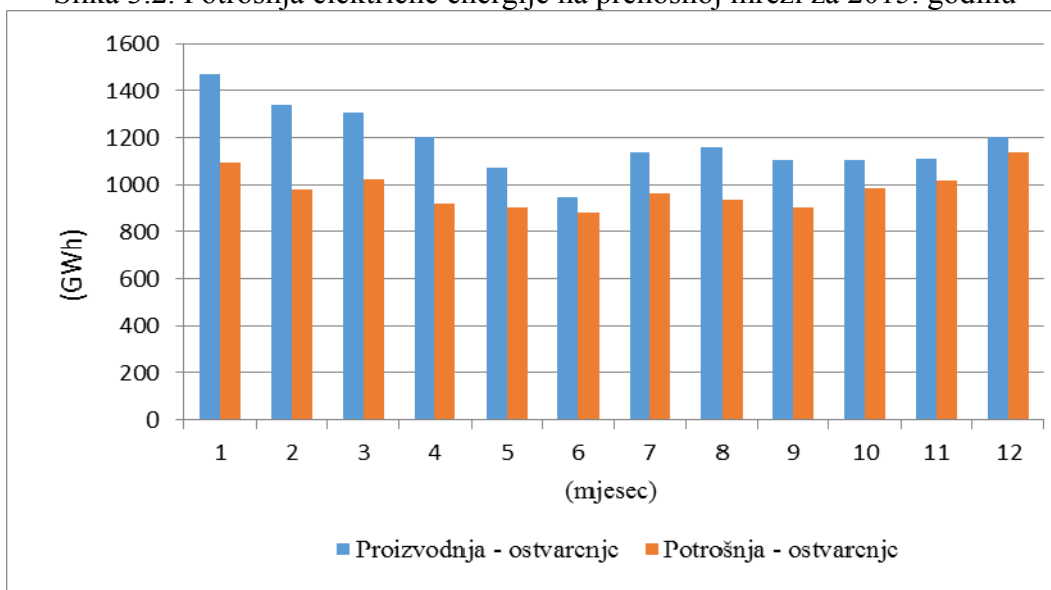
GWh		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ukupno
1	Proizvodnja - plan	1470,5	1351,9	1273,8	1175,7	1077,1	1064,3	1059,6	1024,0	1112,1	1109,2	1248,2	1487,3	14453,7
2	Proizvodnja - ostvarenje	1469,4	1340,0	1305,6	1203,7	1075,8	946,4	1134,3	1156,2	1106,1	1105,2	1110,3	1204,7	14157,7
3	Prijem iz drugih EES	237,4	227,3	264,7	377,0	368,7	322,9	403,2	329,1	249,0	339,5	355,7	450,8	3925,3
4	Ukupno (2+3)	1706,8	1567,3	1570,3	1580,7	1444,5	1269,3	1537,5	1485,3	1355,1	1444,7	1466,0	1655,5	18083,0
5	Potrošnja - plan	1106,6	1010,2	1029,5	964,2	935,3	926,9	986,5	1003,5	962,2	1002,5	1031,5	1132,5	12091,4
6	Potrošnja - ostvarenje	1094,1	974,4	1025,2	922,2	899,8	878,6	958,7	936,6	904,5	982,3	1020,0	1136,7	11733,1
7	Isporuka drugim EES	584,9	559,4	517,5	634,8	520,5	366,7	550,4	516,5	429,9	435,8	416,7	480,0	6013,1
8	Ukupno (6+7)	1679,0	1533,8	1542,7	1557,0	1420,3	1245,3	1509,1	1453,1	1334,4	1418,1	1436,7	1616,7	17746,2
9	Gubici – Plan	32,0	30,0	29,0	30,0	22,0	24,0	25,0	27,0	24,0	26,0	28,0	31,0	328,0
10	Gubici (4-8) - Ostvarenje	27,8	33,5	27,6	23,7	24,2	24,0	28,4	32,2	20,7	26,6	29,3	38,8	336,8



Slika 3.1. Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži za 2015. godinu



Slika 3.2. Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži za 2015. godinu



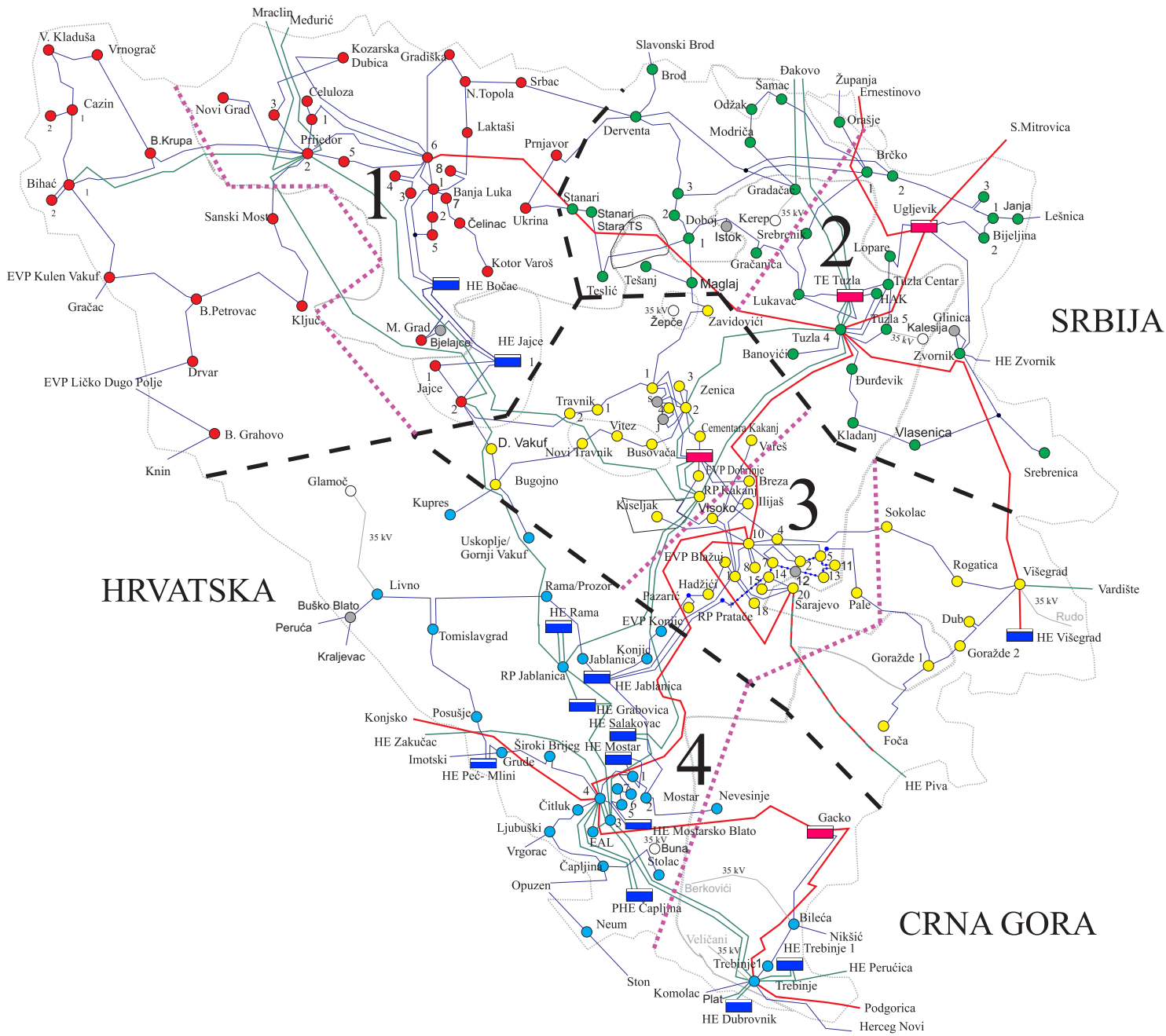
Slika 3.3. Proizvodnja i potrošnja električne energije na prenosnoj mreži za 2015. godinu

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
- TL 110 (MV) kV
DV 110 (SN) kV
- Hydro power plants
Hidroelektrane
- Thermal power plants
Termoelektrane
- Substation
Trafostanica
- Hard connection
čvrsta veza
- - - Granica operativnih područja
- - - Granica terenskih jedinica

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

○ TS SN/x koja je u vlasništvu Elektroprenosa
 ● TS VN/x koja nije u vlasništvu Elektroprenosa



Slika 3.4. Karta EES BiH za 2015 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.”

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 za koje postoje indicije da će dostići preopterećenje, biti će uvršteni u Dugoročni plan.

5. Kriterij sigurnosti (n-1)

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

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

Kriterij (n-1) ne primjenjuje se na ispad dvosistemske ili višesistemske vode (tačka 4.2.13. MK).

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

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

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

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

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

6. U opštem slučaju, na granici prenosne i distributivne mreže mora biti ispunjen kriterij (n-1). U slučaju radijalnog priključka na prenosu mrežu jednim vodom ili jednim transformatorom 110/x kV, od kriterija (n-1) može se privremeno odstupiti, ako je osigurano napajanje iz sredjenaponskih 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 obezbijedena 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 popravljavanja naponskih prilika u distributivnoj mreži.

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

12. U planskom periodu je potrebno:

- rješavati sve krute tačke u 110 kV mreži,
- u skladu sa energetskim 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:

- ranije evidentiranog kvara transformatora,
- loših eksploatacionih karakteristika transformatora,
- rezultata elaborata stanja energetskog transformatora,
- neodgovarajućeg prenosnog odnosa i/ili grupe spoja transformatora uzimajući u obzir kriterij (n-1) i paralelan rad transformatora,
- starosti transformatora (životni vijek: 40 godina). Za transformatore 110/x kV u stanicama u kojima je dostignuta/prognozirana snaga TS manja od snage transformacije preostale ispravne jedinice ne planira se zamjena i za veći životni vijek od definisanog (ukoliko ni jedan transformator nije stariji od 50 godina),
- prognoziranog opterećenja TS.

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

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

- ranije evidentiranog kvara transformatora,
- rezultata elaborata stanja energetskog 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,
- rezultata elaborata stanja dalekovoda,
- 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 za SCADA sisteme, telekomunikaciona oprema: 15 godina,
 - oprema sistema za obračunsko mjerenje u objektima: 20 godina.

Okvirna procjena sredstava potrebnih za rekonstrukciju dalekovoda vrši se na osnovu prosječnih cijena opreme i radova koje su dio Dugoročnog plana. Rekonstrukcije planirane po kriterijima starosti iz prethodnog pasusa su samo indikator, te će se prije uvrštavanja predmetnih rekonstrukcija u trogodišnji/godišnji plan investicija stvarni iznos sredstava i obim rekonstrukcije odrediti nakon izrade odgovarajućih elaborata koji će sadržavati detaljnu analizu opravdanosti rekonstrukcije. Izrada elaborata će se planirati u okviru trogodišnjeg/godišnjeg plana investicija.

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.

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 Skupštine akcionara 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 junu 2016. godine izradio IPRP, koji je odobren Odlukom DERK-a broj: 05-28-13-330-12/15 donesenoj na sjednici održanoj 28.06.2016. 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 2017. – 2026. godina iznosi 2.511,41 MW, a ukupna godišnja proizvodnja je 14.451,14 GWh L[2]. Bilansno su uključeni sljedeći proizvodni objekti:

- MHE Dub, instalisane snage 2x4,7MW (9,4 MW), godišnje proizvodnje 44,2 GWh, investitora Hidroinvest d.o.o., koji se priključuju na RS 110 kV Dub. Priključenje rasklopišta Dub je predviđeno za 2017. godinu.
- HE Mrsovo, instalisane snage 1x36,8 MW (36,8 MW), godišnje proizvodnje 135,6 GWh, investitora Comsar Energy Hydro d.o.o. Planirano vrijeme priključenja HE Mrsovo je 2017. godina.
- HE Ulog, instalisane snage 2x17,22 MW (34,44 MW), godišnje proizvodnje 82,340 GWh, investitora EFT – HE Ulog d.o.o. Planirano vrijeme priključenja HE Ulog je 2017. godina.
- 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 2017. godina.
- VE Podveležje, instalisane snage 16x3 MW (48 MW), godišnje proizvodnje 100,0 GWh, investitora JP EP BiH. Planirano vrijeme priključenja VE Podveležje je 2018. godina.

- TE Ugljevik 3 – blok 3 i 4, instalisane snage 2x300 MW (600 MW), godišnje proizvodnje 4.380,0 GWh, investitora Comsar Energy Republika Srpska d.o.o. Planirano vrijeme priključenja TE Ugljevik 3 je 2019. godina
- TE – TO KTG Zenica, instalisane snage 2x126 MW + 1x135,5 MW (387,5 MW), godišnje proizvodnje 3.250,0 GWh, investitora KTG Zenica. Planirano vrijeme priključenja elektrane je 2020. godina.
- TE Banovići, instalisane snage 1x350 MW (350 MW), godišnje proizvodnje 2.200,0 GWh, investitora RMU „Banovići“ d.d. Banovići. Planirano vrijeme priključenja TE Banovići je 2020. godina
- HE Vranduk, instalisane snage 2x9,28 MW + 1x1,07 MW (19,63 MW), godišnje proizvodnje 96,4 GWh, investitora JP EP BiH. Planirano vrijeme priključenja HE Vranduk je 2020. 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 (159,2 MW), godišnje proizvodnje 251,8 GWh, investitora MH ERS. Planirano vrijeme priključenja HE Dabar je 2020. godina.
- HE Ustikolina, instalisane snage 3x20,16 MW (65,48 MW), godišnje proizvodnje 236,8 GWh, investitora JP EP BiH. Planirano vrijeme priključenja HE Ustikolina je 2022. 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 2023. 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 2017 – 2026. godina:

- Pesimistični scenario – niži scenario (prosječni godišnji porast 1,1%)
- Realistični scenario – bazni scenario (prosječni godišnji porast 1,9%)
- 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 1,55% u 2017. godini, odnosno 2,0% za period 2018 – 2026. 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 2,5% u baznom scenariju, 3,6% u višem scenariju i 1,5% u nižem scenariju.

Vršna satna snaga konzuma na prenosnoj mreži u 2015. godini zabilježena je 31.12.2015. godine kada je iznosila 2105 MW što je smanjenje u odnosu na 2014. godinu za 102 MW i za oko 19% 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 2105 MW u 2015. 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 1,9% godišnje, a rast minimalnih snaga na oko 3%. U Tabeli 5.1. je, prema L[2], dat bilans jednovremenih maksimalnih snaga konzuma na prenosnoj mreži za period 2017 – 2026. godina.

Tabela 5.1. Procjena jednovremenih maksimalnih snaga konzuma na prenosnoj mreži

(MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži	2166	2208	2249	2292	2336	2380	2425	2471	2518	2566

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:

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

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

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

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: 2011., 2012., 2013., 2014. i 2015. godinu prikazani su u Prilogu 2.

U 2015. 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 2011 – 2015. godina bitno je istaći sljedeće:

- 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 Doboj 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 osam godina (2008 – 2015.) čine solidnu osnovu za procjenu opterećenosti određene TS i ukazuju na one TS čije pokazatelje treba pažljivije pratiti u narednom periodu.

U 2015. godini je maksimalno opterećenje u proteklom petogodišnjem periodu ostvareno u 23 TS 110/x kV, pri čemu je u 14 TS 110/x kV zabilježeno vršno opterećenje ostvareno sa faktorom mjesečnog opterećenja većim od prosječnog faktora opterećenja u posmatranoj TS.

Navedeni pokazatelji će i u narednom periodu imati značajnu ulogu u procesu planiranja razvoja prenosne mreže i služiće 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 Dugoročnog 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 Dugoročnog 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.

Isti zahtjev upućen je za dostavu podataka za plansku 2026. godinu za potrebe izrade Plana. Podatke za 2026. godinu su dostavili ME ERS i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH. Stoga u nastavku dajemo pregled svih 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 kV 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. Za plansku 2026. godinu nema novih podataka, nego ostaju prijedlozi nominovani Dugoročnim planom razvoja prenosne mreže 2015. – 2024. godina.

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, a

zatim i 2026. godinom, te su potvrđeni navodi iz prvog 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.

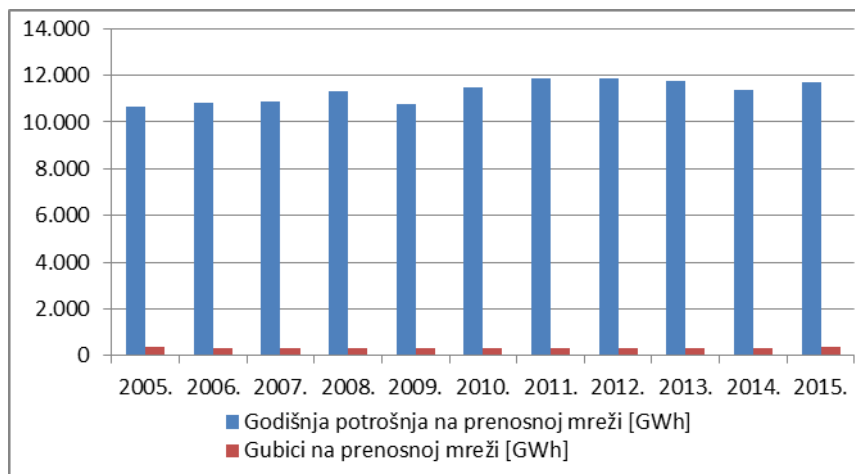
6. GUBICI U PRENOSNOJ MREŽI

U periodu 2005 – 2015. godina gubici u prenosnoj mreži su se kretali u opsegu 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 2005 – 2015. godina

Godina	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Godišnja potrošnja na prenosnoj mreži [GWh]	10663	10797	10871	11338	10787	11469	11880	11853	11732	11379	11719
Gubici na prenosnoj mreži [GWh]	383,71	311,07	312,0	326,5	306,1	337,9	324,17	308,14	343,10	304,19	359,00
Pumpni rad [GWh]	0	0	12,4	0	0	2,2	21,4	65,97	0	0	13,9
Ukupna potrošnja na prenosnoj mreži [GWh]	11047	11108	11195	11665	11093	11809	12226	12227	12075	11683	12092
Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na potrošnju [%]	3,60	2,88	2,87	2,88	2,84	2,95	2,73	2,60	2,92	2,68	3,06

Gubici iz 2005. godine predstavljaju zbir gubitaka za tri elektroprivrede, dok gubici od 2006. do 2015. godine predstavljaju stvarno izmjerene gubitke na jedinstvenoj prenosnoj mreži u BiH.



Slika 6.1. Ukupna godišnja potrošnja i gubici u prenosnoj mreži u periodu 2005 – 2015.

U Bilansu električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2017 – 2026. 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 2015. godini dati su u Tabeli 6.2.

Tabela 6.2. Proizvodnja, potrošnja i gubici – ostvarenje na mreži prenosa u 2015. godini
(podaci Elektroprenosa BiH)

GWh	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ukupno
Proizvodnja (ostvarenje + prijem iz drugih EES)	1706,8	1567,3	1570,3	1580,7	1444,5	1269,3	1537,5	1485,3	1355,1	1444,7	1466,0	1655,5	18083,0
Potrošnja (ostvarenje)	1094,1	974,4	1025,2	922,2	899,8	878,6	958,7	936,6	904,5	982,3	1020,0	1136,7	11733,1
Gubici	27,8	33,5	27,6	23,7	24,2	24,0	28,4	32,2	20,7	26,6	29,3	38,8	336,8
Gubici (%) u odnosu na proizvodnju	1,63	2,14	1,76	1,50	1,68	1,89	1,85	2,17	1,53	1,84	2,00	2,34	1,86

U Tabeli 6.3. (u IPRP, Tabela 8.6. – Bilansi električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2017 – 2026.) 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 2017 – 2026. godina

GWh	Godina									
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Proizvodnja – scenario 1	16565,1	16971,7	23568,2	29270,4	28895,4	29067,2	29656,2	28747,2	28747,2	28547,2
Potrošnja – scenario 1	11978	12110	12243	12378	12514	12652	12791	12932	13074	13218
Potrošnja – scenario 2	12169	12400	12635	12875	13120	13369	13623	13882	14146	14415
Potrošnja – scenario 3	12409	12768	13139	13520	13912	14315	14730	15158	15597	16049
Gubici (2,2% proizvodnje)	364,4	373,4	518,5	643,9	635,7	639,5	652,4	632,4	632,4	628,0

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	2017	2021	2026
Gubici u 400 kV mreži [MW]	2,28	8,63	17,92
Gubici u 220 kV mreži [MW]	10,11	18,59	22,68
Gubici u 110 kV mreži [MW]	25,73	31,59	36,55
Ukupni gubici u prenosnoj mreži EES BiH [MW]	38,12	58,81	77,15
Vršno opterećenje EES BiH [MW]	2166	2336	2566
Gubici u odnosu na vršno opterećenje EES BiH [%]	1,76	2,52	3,01

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

U Prilogu 5 dat je tabelarni pregled statističkih podataka o zastoju dalekovoda i mrežnih transformatora zbog kvarova i održavanja za period 2011 – 2015. godina. Za 2011., 2012., 2013. i 2014. godinu su navedeni podaci o ukupnom broju i trajanju zastoja po pojedinim elementima prenosne mreže, dok su za 2015. 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 isklopom. 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[3]), neplanirani zastoji se evidentiraju na način da se po trajanju posebno posmatraju oni do 200 sati i oni preko 200 sati, te planirani zastoji do 800 sati i preko 800 sati godišnje. Posmatrajući na takav način podatke u prenosnoj mreži BiH za 2015. godinu, može se dati sljedeći pregled:

Tabela 7.1. Pregled neplanskih zastoja po elementima prenosne mreže u 2015. 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 Mostar 4 – Sarajevo 10	7	1709,13	4 aktivna kvara ukupnog trajanja 1708,9 sati.
2.	DV 400 kV Ugljevik – Ernestinovo	24	461,22	11 aktivnih kvarova ukupnog trajanja 415,07 sati.
3.	DV 220 kV Prijedor 2 – Jajce 2	12	201,43	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 188,4 sata.
4.	DV 220 kV Prijedor 2 – Mraclin	19	1075,05	11 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 1049,08 sati.

Red. br.	Element prenosne mreže (DV/mrežni transformator)	Neplanski zastoj		Napomena
		Ukupan broj zastoja	Ukupno trajanje zastoja (> 200 h/godišnje)	
5.	DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (1)	22	491,63	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 488,62 sata.
6.	DV 110 kV Bijeljina 1 – Janja	3	310,55	1 aktivni kvar u trajanju 255,00 sati.
7.	DV 110 kV Derventa – Gradačac	20	1756,27	5 aktivnih kvarova ukupnog trajanja 1738,35 sati.
8.	DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica	8	651,83	8 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 651,83 sati.
9.	DV 110 kV HE Mostar – RP Mostar 1 (1)	2	838,07	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 838,07 sati.
10.	DV 110 kV Lukavac – Srebrenik	20	258,52	20 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 258,52 sata.

Tabela 7.2. Pregled planskih zastoja po elementima prenosne mreže u 2015. godini ukupnog trajanja dužeg od 800 h/godišnje

Red. br.	Element prenosne mreže (DV/mrežni transformator)	Planski zastoj		Napomena
		Ukupan broj zastoja	Ukupno trajanje zastoja (> 800 h/godišnje)	
1.	DV 220 kV Buk Bijela – Sarajevo 20	7	1156	
2.	DV 220 kV Mostar 4 – Zakućac	7	922,15	
3.	DV 220 kV Trebinje – HE Dubrovnik (2)	3	894,97	
4.	DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg	97	908,35	

U smislu generalne ocjene statističkih podataka, može se uočiti da je ukupan broj zastoja u 2015. godini veći nego u 2014. godini, ali znatno kraćeg trajanja (za 11292,19 sati) u odnosu na 2014. godinu. Razlog ovome je prvenstveno znatno kraće trajanje neplanskih zastoja dalekovoda (za 5989,43 sati) i transformatora (za 6069,28 sati) u 2015. godini u odnosu na 2014. godinu. U okviru toga, posebno se ističe znatno kraće trajanje prinudnih isključenja (za 10670,49 sati) u 2015. godini u odnosu na 2014. godinu. Treba napomenuti da je u 2015. godini zabilježen znatno manji broj prinudnih isključenja dalekovoda 400 kV i 220 kV i mrežnih transformatora 400/x kV i 220/x kV zbog visokih napona u mreži, u odnosu na 2014. godinu.

Prekidi u snabdijevanju potrošača električnom energijom registrovani u 2015. godini uzrokovani su i neplanskim i planskim zastojima elemenata prenosne mreže i trajanja su uglavnom do 10 sati. Neplanski zastoji trajanja više od 10 sati uzrokovani su najčešće kvarovima u postrojenjima i to uglavnom u transformatorskim stanicama sa jednim transformatorom 110/x kV (TS Prijedor 3, TS Drvar), te kvarovima na dalekovodima 110 kV kod jednostrano napojenih transformatorskih stanica (TS Gacko, TS Kupres, TS Bileća pri čemu je DV 110 kV Bileća – Nikšić bio u kvaru). Planski zastoji trajanja više od 10 sati uzrokovani su, osim planskih rekonstrukcija, remonta DV i ispitivanja zaštita, uglavnom isključenjima dalekovoda 110 kV koji napajaju jednostrano napojene TS 110/x kV zbog zamjene postojećih zemnih užadi OPGW-om.

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 2017., 2021. i 2026. 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 i Steelmin BH d.o.o. Jajce) je bazno modelovana na vrijednosti zabilježenih opterećenja u satu u kojem je zabilježen maksimum sistema u 2015. godini (31.12.2015. godine 18-ti sat), a koji je iznosio 2105 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.
- **Proizvodnja na prenosnoj mreži:** kao bazni angažman elektrana na prenosnoj mreži uzet je onaj ostvaren u satu kada je zabilježen maksimum sistema u 2015. 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 2017. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 300 MW,
 - Za 2021. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 500 MW,
 - Za 2026. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 800 MW.

Modeli za prosječne 2017., 2021. i 2026. 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 satu u kojem je zabilježen minimum sistema u 2015. godini (02.05.2015. godine 4-ti sat), a koji je iznosio 858 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 satu kada je zabilježen minimum sistema u 2015. 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 2017. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 300 MW,
 - za 2021. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 500 MW,
 - za 2026. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 800 MW.

Modeli susjednih sistema za 2017. godinu su preuzeti iz SECI modela za režim maksimalnih i minimalnih opterećenja za 2015. godinu, za prosječnu 2021. iz SECI modela za 2020. godinu, a za prosječnu 2026. godinu iz SECI modela za 2025. 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	17
Cementara Kakanj	13,3
Steelmin BH	60
Željezara Ilijaš	5,6
R-S Silicon	27
UKUPNO	493,9

8.1. Ulazni podaci za model

U nastavku su navedeni objekti planirani za izgradnju/rekonstrukciju koji su ušli u model EES BiH formiran za potrebe analiza tokova snaga i naponskih prilika u normalnom pogonskom stanju i uz primjenu (n-1) kriterija sigurnosti, te model za proračun kratkih spojeva, a koji utiču na navedeni model:

8.1.1. Odobreni Planovi investicija

U model EES BiH su, pored postojećih objekata, uvršteni i novi objekti, te postojeći objekti planirani za rekonstrukciju (ukoliko planirana rekonstrukcija ima uticaj na model EES) odobrenim Planom investicija za 2016. godinu i usvojenim Planom investicija za period 2016 – 2018. godina. U Tabeli 8.1.1. su navedeni objekti čija je izgradnja/rekonstrukcija bila predmet prethodnih planova investicija (prije Plana investicija za 2016. godinu), a realizovana je u 2016. godini ili se očekuje da će biti realizovana do kraja 2016. godine. U Tabeli 8.1.2. su navedeni objekti čija je izgradnja/rekonstrukcija predmet Plana investicija za 2016. godinu i Plana investicija za period 2016 – 2018. godina te planirana godina završetka.

Tabela 8.1.1. Objekti čija je realizacija planirana u 2016. godini

Red. br.	Projekat/Objekat	Napomena
1.	TS 400/x kV Trebinje (drugi transformator 220/110 kV)	U pogonu
2.	Rekonstrukcija DV 110 kV Grude – Široki Brijeg	Probni rad
3.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg	Probni rad
4.	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina za TS Mostar 9	Izgrađen
5.	TS 110/35/10(20) kV Mostar 9	U pogonu
6.	TS 110/x kV Laktaši 2 sa priključnim DV	
7.	TS 110/x kV Mostar 1 – ugradnja transformacije i SN postrojenja	
8.	Rekonstrukcija DV 35 (110 kV) Mrkonjić Grad – Šipovo	
9.	TS 110/x kV Fojnica	
10.	DV 110 kV Visoko – Fojnica	

Tabela 8.1.2. Objekti odobreni Planovima investicija

Red. br.	Projekat/Objekat	Procjena završetka (godina)
1.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 2 (u pogon ulazi 2019. godine nakon rekonstrukcije DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina)	2017.
2.	TS 110/x kV Šipovo	2017.
3.	TS 110/x kV Bužim	2017.
4.	TS 110/x kV Gradiška 2 sa priključnim DV	2017.
5.	Rekonstrukcija DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2	2017.
6.	TS 110/x kV Tuzla 3 sa priključnim DV	2017.
7.	Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20/I	2017.
8.	DV 110 kV Sarajevo 18 – Sarajevo 20 (polje Sarajevo 20 u TS Sarajevo 18)	2017.
9.	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	2017.
10.	TS 110/x kV Žepče sa priključnim DV	2017.
11.	TS 110/x kV Čitluk 2 sa priključnim DV	2017.
12.	DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres	2017.
13.	Rekonstrukcija DV 2x110 kV Mostar 1 – HE Jablanica	2017./2018.
14.	DV 2x220 kV HE Rama – Posušje	2017.
15.	DV 110 kV HE Mostar – Mostar 1	2017.
16.	TS 110/x kV Banja Luka 9 sa priključnim DV	2017.
17.	TS 110/x kV Ilijaš	2017.
18.	TS 400/110/x kV Sarajevo 10	2017.
19.	DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 9	2017.
20.	Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10	2017.
21.	Ulaz/izlaz na DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići za TS Pazarić	2017.
22.	TS 110/x kV Jelah sa priključnim DV	2017.
23.	DV 110 kV Jelah – Tešanj	2017.
24.	TS 110/x kV HAK – ugradnja transformacije i SN postrojenja	2017.
25.	TS 110/x kV Prnjavor 2 sa priključnim DV	2018.
26.	TS 110/x kV Sarajevo 12	2018.
27.	DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2018.
28.	TS 110/x kV Željuša sa priključnim DV	2018.
29.	TS 110/x kV Banja Luka 10 sa priključnim KB	2018.
30.	DV 110 kV B. Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do Banja Luka 5)	2018.
31.	Rekonstrukcija DV 110 kV Bileća – Stolac (dionica Berkovići – Stolac)	2018.
32.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina	2019.
33.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 2 – Stolac	2019.
34.	TS 110/x kV Prijedor 6 sa priključnim DV	2019.
35.	DV 110 kV Novi Grad – Banja Luka 6 (dionica od DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak do Kostajnica – TS Novi Grad)	2019.
36.	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (svođenje u TS Prijedor 1)	2019.

Red. br.	Projekat/Objekat	Procjena završetka (godina)
37.	TS 110/x kV Kalesija sa priključnim DV	2019.
38.	TS 110/x kV Kostajnica	2019.
39.	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica	2019.
40.	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2019.
41.	DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf	2019.
42.	Rekonstrukcija DV 110 kV Grude – Imotski (HR)	2020.
43.	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (dionica Ugljevik – Blagojevića Han od 19 km)	2020.
44.	DV 110 kV Rama – Uskoplje/Gornji Vakuf	2020.
45.	DV 110 kV Banovići – Zavidovići	2020.

Dva su moguća načina uklapanja DV 2x220 kV Rama – Posušje u EES BiH:

- Uklapanje sa jedne strane na DV 220 kV Mostar 4 – Zakućac otvaranjem istog, a sa druge strane na DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (1), također otvaranjem dalekovoda na način da se formiraju nove veze:
 - DV 220 kV HE Rama – Mostar 4,
 - DV 220 kV RP Jablanica – HE Zakućac.
- Uklapanje sa jedne strane na DV 220 kV Mostar 4 – Zakućac otvaranjem istog, a sa druge strane na DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (1), također otvaranjem dalekovoda na način da se formiraju nove veze:
 - DV 220 kV HE Rama – HE Zakućac,
 - DV 220 kV RP Jablanica – Mostar 4,

te se DV 220 kV RP Jablanica – Jajce 2 uvodi u HE Rama, pri čemu se formiraju veze DV 220 kV RP Jablanica – HE Rama i DV 220 kV HE Rama – Jajce 2.

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 srednjenaponskih 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.

Pregled radijalno napojenih TS i način 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	2017.
2.	TS Sarajevo 18	Rekonstrukcija DV polja 110 kV Sarajevo 20 u TS Sarajevo 18	2017.
3.	TS Kupres	DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres	2017.
4.	TS Tešanj	DV 110 kV Jelah – Tešanj	2017.
5.	TS Gacko	DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2018.
6.	TS Nevesinje		
7.	TS Stolac	Rekonstrukcija DV 110 kV Bileća – Stolac (dionica Berkovići – Stolac)	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)	2019.
9.	TS Kiseljak	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica	2019.
10.	TS Srebrenica	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2019.
11.	TS Banovići	DV 110 kV Banovići – Zavidovići	2020.
12.	TS Uskoplje	DV 110 kV Rama – Uskoplje/Gornji Vakuf	2020.
13.	TS Foča	DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča (dionica Miljevina – Foča)	2021.
14.	TS Cazin 2	DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 2 (dionica od TS Cazin 2 do DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 1)	2021.
15.	TS Šipovo	DV 110 kV Jajce 1 – Šipovo	2021.
16.	TS Vareš	DV 110 kV Vareš – Kladanj	2026.

8.1.3. Krute veze

U prenosnoj mreži BiH postoji sedam 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 DV 110 kV Sarajevo 1 – HE Jablanica (2)	Ulaz/izlaz na DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići	2017.
2.	TS Sarajevo 7	DV 110 kV Sarajevo 10 – Sarajevo 2	Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 10 – Sarajevo 2	2017.
3.	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.
4.	TS Prijedor 1	DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (2)	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2	2019.

Red. br.	Naziv objekta	Kruta veza na	Način rješavanja	Procjena završetka (godina)
5.	TS Brčko 2	DV 110 kV Gradačac – Derventa	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT – TS Gradačac)	2020.
6.	TS Doboj Istok	DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica (izgradnja TS 110/x kV Doboj Istok)	2026.
7.	TS Vlasenica	DV 110 kV Srebrenica – Zvornik	–	–

8.1.4. Objekti van funkcije

Iako je prenosna mreža nakon ratnih dejstava najvećim dijelom vraćena u funkciju, preostalo je 11 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 navedeni 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 (1)	2017.
2.	DV 110 kV Sarajevo 18 – Sarajevo 20	2017.
3.	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 2 (u pogon ulazi 2019. g. nakon rekonstrukcije Mostar 1 – Čapljina)	2017.
4.	DV 110 kV Sarajevo 10 – Sarajevo 7 (2)	2017.
5.	DV 110 kV Sarajevo 10 – Sarajevo 2	2017.
6.	DV 2x110 kV Mostar 1 – HE Jablanica	2017./2018.
7.	DV 110 kV Bileća – Stolac	2018.
8.	DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina	2019.
9.	DV 110 kV Mostar 2 – Stolac	2019.
10.	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2019.
11.	DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja	2026.*

* 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 naponskih prilika, a koji nisu uvršteni u Planove investicija.

Tabela 8.5. Rekonstrukcije DV

Red. br.	Naziv objekta	Obim	Procjena završetka (godina)
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	2019.
2.	DV 110 kV Trebinje – Trebinje 1		
3.	DV 110 kV Bijeljina 3 – Brčko 2		
4.	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6		
5.	DV 110 kV Neum – Opuzen		
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 Tuzla 5 – Zvornik	Deminiranje i izgradnja SM 56.- Zvornik; od Tuzla 5-SM 56 stubovi u lošem stanju; izolacija polimerna, ostala izolacija je staklo	2019.
12.	DV 110 kV Derventa – Doboj 3	Zamjena starog užeta AlFe 210/35 mm ² novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2019.
13.	DV 110 kV Doboj 2 – Doboj 3	Zamjena starog užeta AlFe 210/35 mm ² novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2020.
14.	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	2024.

8.1.6. Novi proizvodni/potrošački objekti

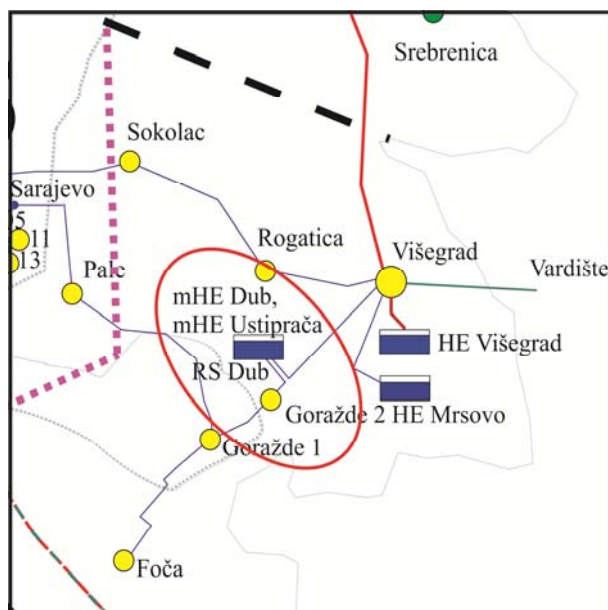
U skladu sa tačkom 5.2.1. MK, po kojoj Elektroprenos BiH mora različitim kategorijama Korisnika ponuditi mogućnost priključenja na prenosnu mrežu, u model su uvršteni svi priključni dalekovodi za nove proizvodne objekte navedene u nastavku. Način priključenja proizvodnih objekata definisan je Elaboratom.

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. Uz saglasnost NOS BiH, datum planiranog priključenja HE Ulog je pomjeren za 2018. godinu.

8.1.6.1. MHE Dub

MHE Dub instalisane snage 9,4 MW, godišnje proizvodnje 44,2 GWh (podaci iz Ugovora o priključku koji je Elektroprenos BiH sklopio sa investitorom 21.01.2015. godine), investitora Hidroinvest d.o.o. Rogatica, priključuje se na rasklopište 35/110 kV Dub. Rasklopište 35/110 kV Dub je u toku 2015. godine, u skladu sa L[4] i Ugovorom o priključku, priključeno na

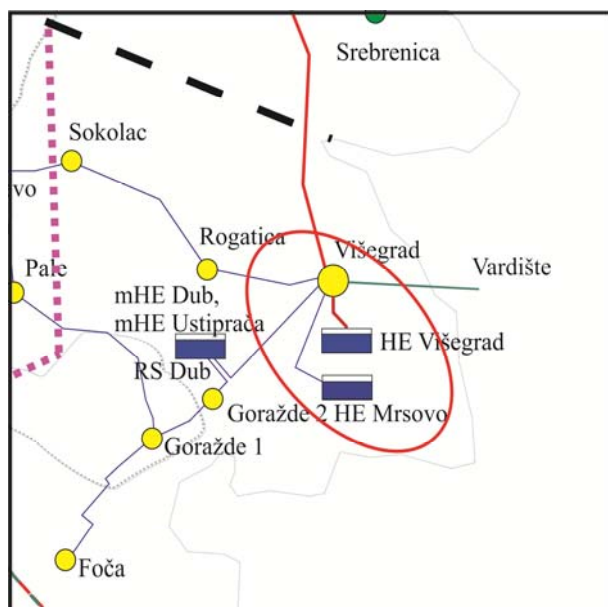
prenosnu mrežu po principu ulaz – izlaz na DV 110 kV Višegrad – Goražde 2. MHE Ustiprača je u toku 2015. godine, preko rasklopišta Dub, puštena u probni rad. Prema Ugovoru o priključku predviđeno je da se priključenje MHE Dub izvrši u decembru 2016. godine. U IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2017. godini. Način priključenja MHE Dub prikazan je na Slici 8.1.



Slika 8.1. Priključenje MHE Dub u EES BiH

8.1.6.2. HE Mrsovo

HE Mrsovo, instalisane snage 1x36,8 MW, godišnje proizvodnje 135,6 GWh, investitora Comsar Energy Hydro d.o.o., priključuje se na 110 kV mrežu u 2017. godini (u skladu sa izdatim Uslovima za priključak i IPRP-om). Prema L[5] priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Višegrad – Rudo (koji je trenutno u pogonu po 35 kV), pri čemu će jedna trojka priključnog voda biti iskorištena za priključak HE Mrsovo na 110 kV prenosnu mrežu. U sklopu HE Mrsovo će se formirati transformacija 110/35 kV, te će druga trojka priključnog voda biti u funkciji po 35 kV naponu u cilju napajanja konzuma Rudog. Način priključenja HE Mrsovo prikazan je na Slici 8.2.



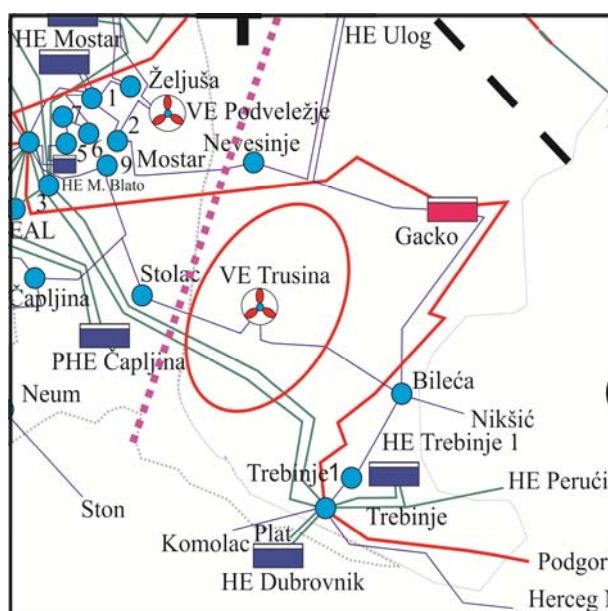
Slika 8.2. Priključenje HE Mrsovo u EES BiH

8.1.6.3. VE Trusina

VE Trusina, instalisane snage $15 \times 3,3$ MW (49,5 MW), godišnje proizvodnje 160,0 GWh (podaci iz Ugovora o priključku koji je sa investitorom sklopljen 01.04.2016. godine), investitora EOL Prvi d.o.o., planira se priključiti na prenosnu mrežu 110 kV u 2017. godini. Prema L[6] i Ugovoru o priključku 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 priključnog voda od VE Trusina do postojećeg DV 110 kV Bileća – Stolac koristiti po 110 kV kao DV 110 kV VE Trusina – Bileća. Drugi sistem priključnog voda 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.

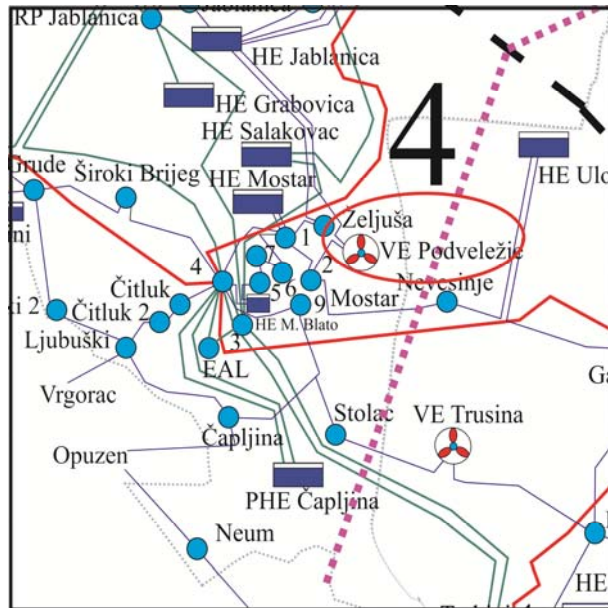
Način priključenja VE Trusina u konačnoj fazi priključenja prikazan je na Slici 8.3.



Slika 8.3. Priključenje VE Trusina u EES BiH

8.1.6.4. VE Podveležje

VE Podveležje, instalisane snage 16×3 MW (48 MW), godišnje proizvodnje 119,8 GWh, investitora JP EP BiH d.d., priključuje se na 110 kV mrežu u 2018. godini. Prema L[7] i Ugovoru o priključku (potpisan 16.08.2016. godine) VE Podveležje se na prenosnu mrežu priključuje po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2. Način priključenja VE Podveležje prikazan je na Slici 8.4.

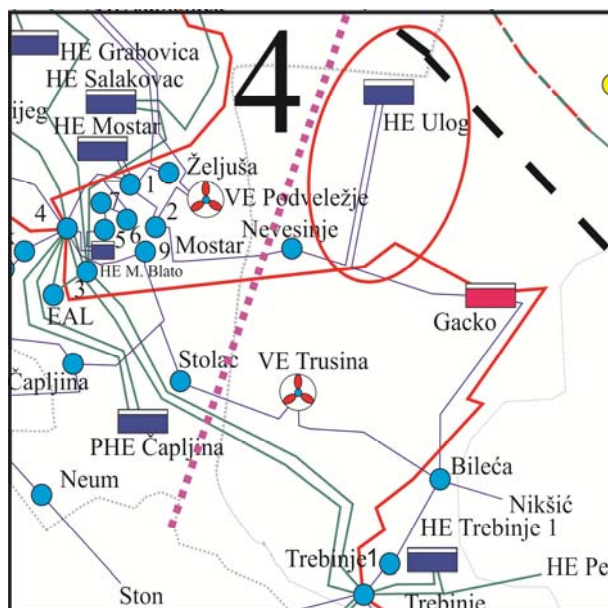


Slika 8.4. Priklučenje VE Podveležje u EES BiH

8.1.6.5. HE Ulog

HE Ulog, instalisane snage $2 \times 17,22$ MW (34,44 MW), godišnje proizvodnje 82,34 GWh, investitora EFT – HE Ulog d.o.o., u skladu sa L[8] priključuje se na prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na budući DV 110 kV Nevesinje – Gacko. Prema izdatim Uslovima za priključak priključenje HE Ulog je bilo planirano u 2015. godini, a u IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2017. godini. Ipak, uzimajući u obzir činjenicu da Elektroprenos BiH planira u toku 2018. godine izgraditi DV 110 kV Nevesinje – Gacko, to je priključenje HE Ulog, u skladu sa dogovorom sa NOS BiH, u ovom Planu predviđeno za 2018. godinu.

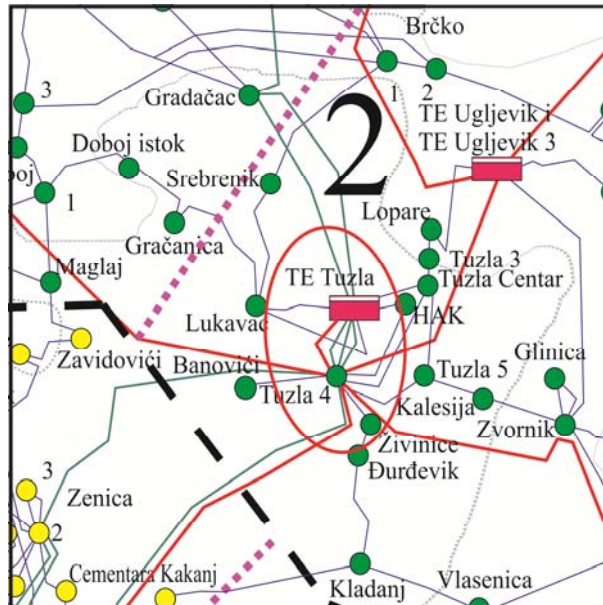
Način priključenja HE Ulog prikazan je na Slici 8.5.



Slika 8.5. Priklučenje HE Ulog u EES BiH

8.1.6.6. Blok 7 u TE Tuzla

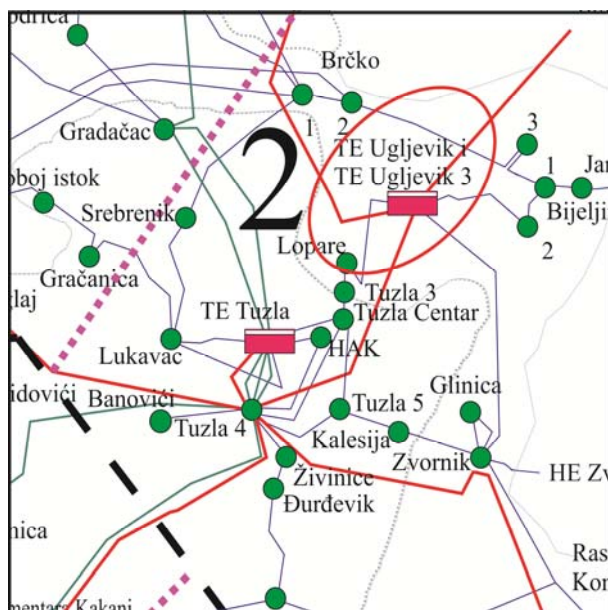
TE Tuzla – blok 7, instalisane snage 1x450 MW, godišnje proizvodnje 2.604,0 GWh, investitora JP EP BiH, planira se priključiti na prenosnu mrežu 400 kV u 2019. godini (podaci iz IPRP). U skladu sa izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu priključenje ove elektrane planirano je 2018. godine. Prema L[9] 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 priključenja bloka 7 TE Tuzla u EES BiH prikazan je na Slici 8.6.



Slika 8.6. Priključenje bloka 7 TE Tuzla u EES BiH

8.1.6.7. TE Ugljevik 3 – blok 3 i 4

TE Ugljevik 3 – blok 3 i 4, instalisane snage 2x300 MW (600 MW), godišnje proizvodnje 4380,0 GWh, investitora Comsar Energy Republika Srpska d.o.o., prema L[10], priključuje se na prenosnu mrežu direktno na 400 kV sabirnice u postojećoj TS 400/110/35 kV Ugljevik na dva rezervna polja 400 kV. Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu priključenje ove elektrane je planirano 2018. godine, a u IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2019. godini. Način priključenja bloka 3 i 4 TE Ugljevik 3 u EES BiH prikazan je na Slici 8.7.

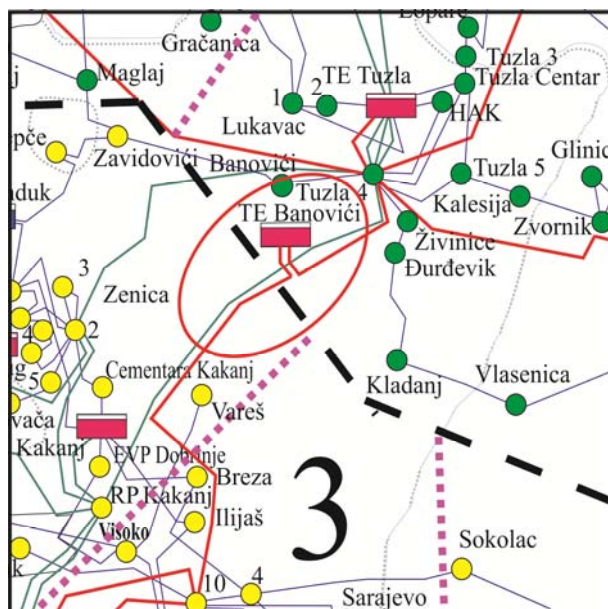


Slika 8.7. Priklučenje blokova 3 i 4 TE Ugljevik 3 u EES BiH

8.1.6.8. TE Banovići

TE Banovići, instalisane snage 1x350 MW (350 MW), godišnje proizvodnje 2252,3 GWh, investitora RMU „Banovići“ d.d. Banovići, prema L[11], priključuje se na prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4. Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu priključenje ove elektrane je planirano 2019. godine, a u IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2020. godini.

Način priključenja TE Banovići u EES BiH prikazan je na Slici 8.8.

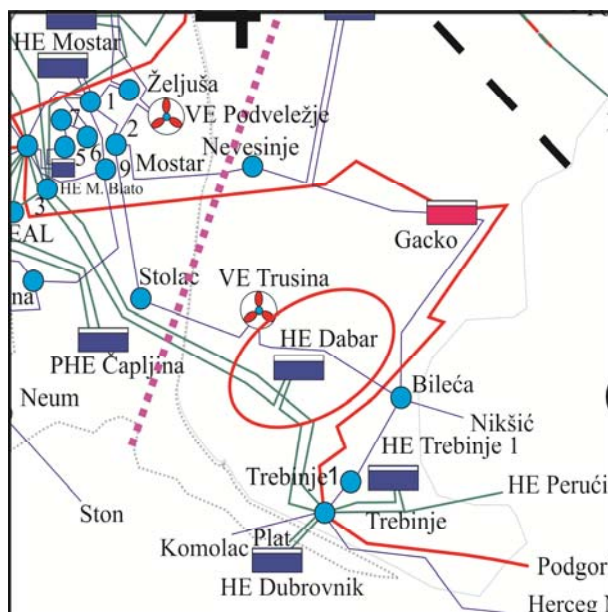


Slika 8.8. Priklučenje TE Banovići u EES BiH

8.1.6.9. HE Dabar

HE Dabar, instalisane snage 3x58,8 MW (176,4 MW), godišnje proizvodnje 251,8 GWh, investitora MH ERS, prema L[12] 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 u toku 2016. godine, a u IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2020. godini. Način priključenja HE Dabar prikazan je na Slici 8.9.

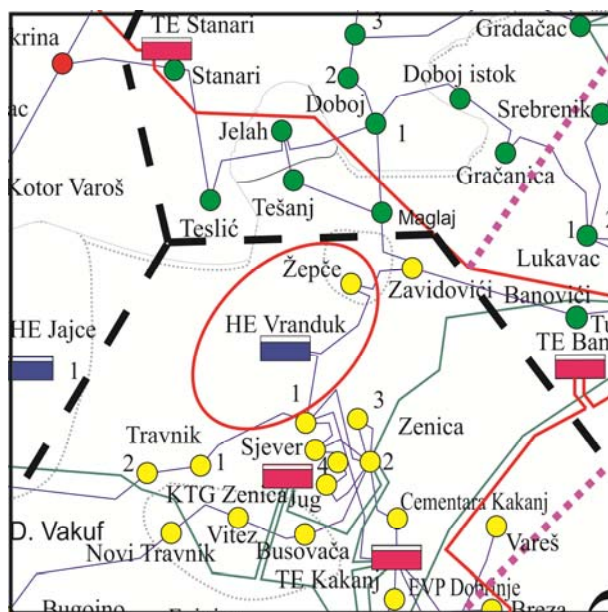


Slika 8.9. Priključenje HE Dabar u EES BiH

8.1.6.10. 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[13] 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 2019. godine, a u IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2020. godini.

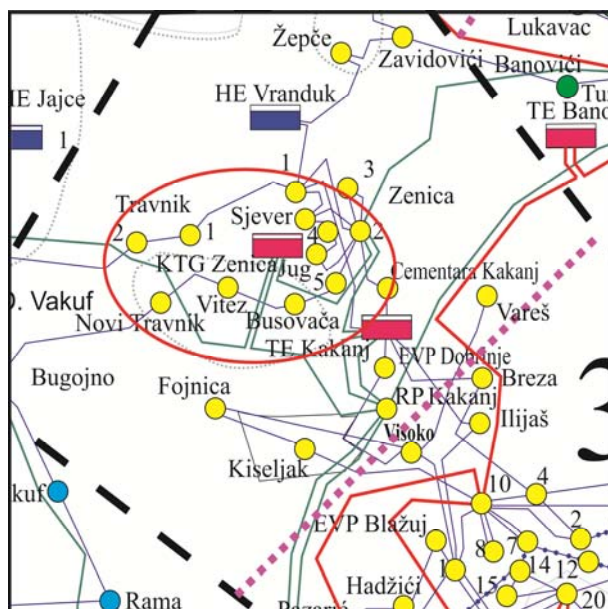
Način priključenja HE Vranduk prikazan je na Slici 8.10.



Slika 8.10. Priključenje HE Vranduk u EES BiH

8.1.6.11. TE – TO KTG Zenica

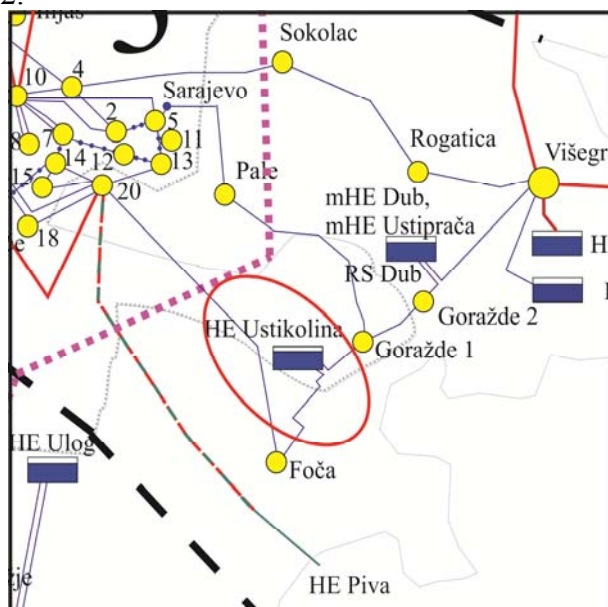
TE – TO KTG Zenica, instalisane snage $2 \times 126 \text{ MW} + 1 \times 135,5 \text{ MW}$ (387,5 MW), godišnje proizvodnje 3.250 GWh, investitora KTG Zenica, planira se priključiti na prenosnu mrežu 220 kV u 2020. godini (procjena NOS BiH iz IPRP). Prema L[14] uklapanje TE – TO KTG Zenica predviđeno je po principu ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Kakanj – Prijedor 2 i izgradnjom DV 220 kV TE – TO KTG Zenica – Zenica 2. Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu priključenje TE – TO KTG Zenica je bilo planirano za 2015. godinu. Način priključenja TE –TO KTG Zenica prikazan je na Slici 8.11.



Slika 8.11. Priključenje TE – TO KTG Zenica u EES BiH

8.1.6.12. HE Ustikolina

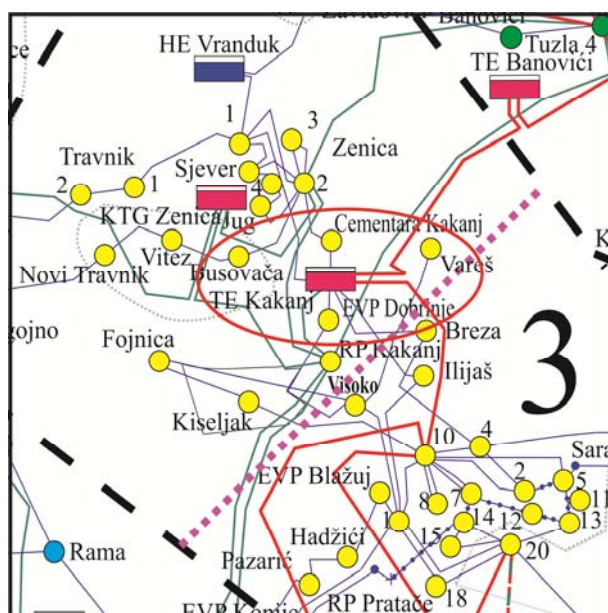
HE Ustikolina, instalisane snage $3 \times 21,8 \text{ MW}$ (65,4 MW), godišnje proizvodnje 236,8 GWh, investitora JP EP BiH, prema L[15] priključuje se na 110 kV mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Foča – Gorazde 1. U IPRP HE Ustikolina je bilansno uključena u 2022. godini. Uslovi za priključak HE Ustikolina na prenosnu mrežu još uvijek nisu izdati jer investitor nije dostavio Urbanističku saglasnost za izgradnju elektrane. Način priključenja HE Ustikolina prikazan je na Slici 8.12.



Slika 8.12. Priključenje HE Ustikolina u EES BiH

8.1.6.13. 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 2023. godini (podaci iz IPRP). U skladu sa izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu priključenje ove elektrane planirano je 2019. godine. Prema L[16] 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 priključenja bloka 8 TE Kakanj u EES BiH prikazan je na Slici 8.13.



Slika 8.13. Priklučenje bloka 8 TE Kakanj u EES BiH

Korisnici čije je priključenje predviđeno u planskom periodu sa načinom priključenja i godinom bilansiranja (IPRP), dati su u Tabeli 8.6.

Tabela 8.6. Novi proizvodni/potrošački objekti

Red. broj	Proizvodni/potroš. objekat	Način priključenja	Godina bilansiranja
1.	MHE Dub	na RS Dub po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Višegrad – Goražde 2	2017.
2.	HE Mrsovo	ulaz/izlaz na DV 110 kV Višegrad – Rudo	2017.
3.	HE Ulog	ulaz/izlaz na DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2018.
4.	VE Trusina*	ulaz/izlaz na DV 110 kV Bileća – Stolac	2018.
5.	VE Podveležje	ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2	2018.
6.	TE Ugljevik 3, blok 3 i 4	direktno na 400 kV sabirnice u postojećoj TS 400/110/35 kV Ugljevik	2019.
7.	TE Tuzla, blok 7	DV 400 kV Tuzla 4 – TE Tuzla (G7)	2019.
8.	TE – TO KTG Zenica	ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Kakanj – Prijedor 2 i DV 220 kV TE – TO KTG Zenica – Zenica 2	2020.

Red. broj	Proizvodni/potroš. objekat	Način priključenja	Godina bilansiranja
9.	TE Banovići	ulaz/izlaz na DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4	2020.
10.	HE Vranduk	ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići (Žepče)	2020.
11.	HE Dabar	ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (2)	2020.
12.	HE Ustikolina	ulaz/izlaz na DV 110 kV Foča – Goražde 1	2022.
13.	TE Kakanj, blok 8	ulaz/izlaz na DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4	2023.

* I faza: jedan sistem priključnog voda od VE Trusina do postojećeg DV 110 kV Bileća – Stolac će se koristiti po 110 kV kao DV 110 kV VE Trusina – Bileća; II faza: nakon rekonstrukcije DV 110 kV Bileća – Stolac od Stoca do Berkovića, VE Trusina će biti priključena po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Bileća – Stolac.

8.1.7. Novi interkonektivni vodovi

U Planu su razmatrani novi interkonektivni vodovi dati u Tabeli 8.7.

Tabela 8.7. Novi interkonektivni vodovi

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

* Navedeni DV je predmet analize u okviru TYNDP 2016. Kako godina puštanja u pogon još uvijek nije tačno definisana (očekivana godina je 2030. godina), ovaj DV nije uvršten u Plan

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 i TYNDP 2016, u okviru šireg projekta izgradnje i rekonstrukcije prenosne mreže na teritoriji Hrvatske i BiH u kojem se navodi da ovaj projekat doprinosi povećanju prekograničnog prenosnog kapaciteta, koji podržava integraciju obnovljivih izvora, kao i pojačanje prenosne mreže u Hrvatskoj dozvoljavajući prenos energije iz sadašnjih i budućih obnovljivih izvora u Hrvatskoj i BiH. Način uklapanja DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika prikazan je na slici 8.14.



Slika 8.14. Uklapanje DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika

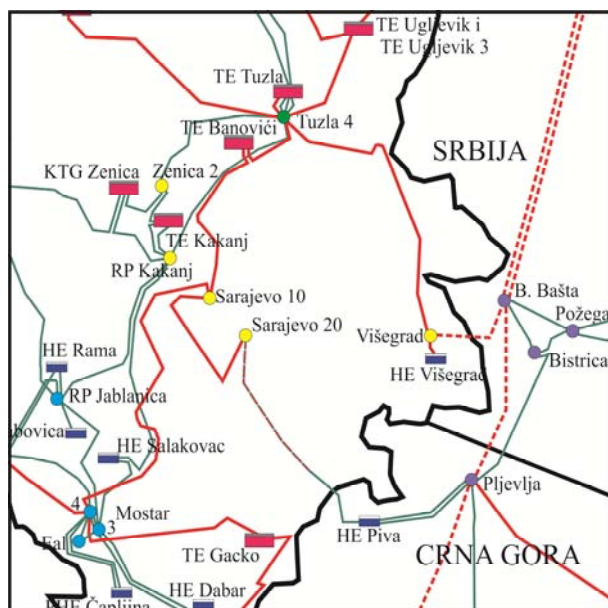
Izgradnja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta i DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja je planirana na osnovu rezultata Studije izvodljivosti: 400 kV Interconnection Serbia–Montenegro–BiH (konačni izvještaj) L[17]. Prema L[17] dionica ove dvije interkonektivne veze na teritoriji Bosne i Hercegovine će se graditi kao dvostruki dalekovod 400 kV pri čemu će se koristiti trasa postojećeg DV 220 kV Višegrad – Vardište. U prvoj fazi (2018. godina) planirana je izgradnja i puštanje u pogon DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta uz demontažu DV 220 kV Višegrad – Vardište.

Prema L[17] u drugoj fazi (2022. godina) planirano je puštanje u pogon DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja. Dužina dvostrukog dalekovoda 400 kV od TS Višegrad do granice sa Srbijom iznosi 19 km. Izgradnja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta i DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja je uvrštena u TYNDP 2014 i TYNDP 2016 u kojem se navodi da je cilj ovog projekta povećanje prenosnog kapaciteta unutar regije i olakšanje razmjene energije između sjeveroistočnog i jugozapadnog dijela Evrope.

U Plan je uvrštena samo izgradnja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta u 2022. godini jer je u IPRP navedeno da se sa ovom investicijom kasni u odnosu na ono što je navedeno u Studiji izvodljivosti. Izgradnja DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja nije uvrštena u Plan jer se u IPRP navodi da ovaj dalekovod neće biti izgrađen u razmatranom desetogodišnjem periodu.

Finansijska sredstva planirana u ovom Planu odnose se na izgradnju dionice dvostrukog DV 400 kV do granice sa Republikom Srbijom.

Način uklapanja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta prikazan je na slici 8.15.



Slika 8.15. Uklapanje DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta

Izgradnja DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija je planirana na osnovu bilateralnog sporazuma Republike Srbije i Bosne i Hercegovine. TS Ljubovija u Republici Srbiji i TS Srebrenica su obje radijalno napojene iz 110 kV mreže. Na ovaj način obezbjeđuje se dvostrano napajanje ovih TS. 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 8.16.



Slika 8.16. Uklapanje DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija

DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo i DV 400 kV Gradačac – Đakovo nisu uvršteni u Plan jer se u IPRP navodi da je očekivana godina puštanja u pogon ovih dalekovoda 2030. godina. Prema preliminarnim razmatranjima dužina dalekovoda 400 kV u Bosni i Hercegovini bi iznosila 64,7 km (ukupna dužina dalekovoda je 101 km).

Izgradnja DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo je kao usaglašeni prijedlog između NOS BiH i HOPS-a predložena za dalje analize u TYNDP 2016, za period do 2030. godine. Na osnovu

prijedloga je izgradnja ovih DV uvrštena u TYNDP 2016, u okviru šireg projekta izgradnje i rekonstrukcije prenosne mreže na teritoriji Hrvatske i BiH u kojem se navodi da je cilj ovog projekta zamjena postojećih interkonektivnih vodova sa 220 kV na 400 kV. Ovaj projekat se nalazi u fazi razmatranja i navodi se da postoji potreba za predstudiju izvodljivosti.

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 Bužim	ulaz/izlaz na DV 110 kV Bosanska Krupa – Vrnograč	2017.
2.	TS 110/x kV Gradiška 2	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Gradiška	2017.
3.	TS 110/x kV Šipovo	DV 110 kV Mrkonjić Grad – Šipovo	2017.
4.	TS 110/x kV Žepče	ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići	2017.
5.	TS 110/x kV Banja Luka 9	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 2 – Banja Luka 5	2017.
6.	TS 110/x kV Ilijaš	ugradnja transformacije 110/x kV u TS 110/x kV Željezara Ilijaš	2017.
7.	TS 110/x kV Tuzla 3	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare	2017.
8.	TS 110/x Čitluk 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Čitluk – Ljubuški	2017.
9.	TS 400/110/x kV Sarajevo 10	ugradnja transformacije 110/x kV u TS 400/110 kV Sarajevo 10	2017.
10.	TS 110/x kV Jelah	ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Teslić	2017.
11.	TS 110/x kV Prnjavor 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Prnjavor – Derventa	2018.
12.	TS 110/x kV Sarajevo 12	ulaz/izlaz na KB 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13	2018.
13.	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.
14.	TS 110/x kV Željuša	ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1	2018.
15.	TS 110/x kV Prijedor 6	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (Prijedor 1)	2019.
16.	TS 110/x kV Kalesija	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2019.

Red. br.	Naziv objekta	Način priključenja	Godina izgradnje
17.	TS 110/x kV Kostajnica	ulaz/izlaz na DV 110 kV Novi Grad – Banja Luka 6	2019.
18.	TS 110/x kV Živinice	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 4 – Đurđevik	2019.
19.	TS 110/x kV Široki Brijeg 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Grude – Široki Brijeg	2020.
20.	TS 110/x kV Lukavac 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (2)	2020.
21.	TS 110/x kV Tušanj	izgradnja DV 110 kV HAK – Tušanj i KB 110 kV Tuzla 3 – Tušanj	2021.
22.	TS 110/x kV Bijeljina 5	DV 110 kV Bijeljina 3 – Bijeljina 5	2023.
23.	TS 110/x kV Ljubuški 2	DV 110 kV Grude – Ljubuški 2 i DV 110 kV Ljubuški – Ljubuški 2	2025.
24.	TS 110/x kV Zenica 5	ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 2 – Busovača	2025.
25.	TS 110/x kV Doboj Istok	ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica	2026.
26.	TS 220/110/x kV Prijedor 2	ugradnja transformacije 110/x kV u TS 220/110 kV Prijedor 2	2026.

U nastavku su data obrazloženja o potrebi izgradnje novih TS 110/x kV u skladu sa kriterijima, a koje nisu uvrštene u Planove investicija.

8.1.8.1. TS 110/35/10(20) kV Živinice (2019. godina)

Šire područje Živinica 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 ovog područja 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 30,64 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 naponski 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.

8.1.8.2. TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 (2020. godina)

Nova TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 bi služila za rasterećenje TS 110/10 kV Široki Brijeg i napajanje industrijske zone na području Kočerina. Vršno opterećenje konzuma TS Široki Brijeg iznosi 20,40 MW.

Prema prognozi vršno opterećenje postojećeg konzuma TS Široki Brijeg bi u 2026. godini iznosilo 23,87 MW što predstavlja 62,82% 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. U okviru izgradnje TS Široki Brijeg 2 planirano je da TS 35/10(20) kV Kočerin preraste u TS 110/x kV. Stoga je, u 2020. godini, planirana izgradnja TS 110/x kV Široki Brijeg 2 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 2020. godinu.

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

8.1.8.3. 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 71,25% 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 41,69 MW, dok bi prognozirano vršno opterećenje na kraju planskog perioda iznosilo 53,56 MW, odnosno 78,85% 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 u grad koja zahtijeva 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 34,85 MW, odnosno 51,31% 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.

8.1.8.4. TS 110/35/10/6 kV Tušanj (2021. 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 48,1 MW (što je 63,29% 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 2021. godini, kada se planira puštanje u pogon nove TS 110/x kV Tušanj, bi iznosilo 55,20 MW što je 72,63% instalisane snage energetskih transformatora, a na kraju planskog perioda 63,84 MW, odnosno 84% 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 2021. 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).

8.1.8.5. TS 110/35/10 kV Bijeljina 5 (2023. 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 0,46 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 35,92 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 89,74% 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 50,50 MW, odnosno 66,45% 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 2023. 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.

8.1.8.6. TS 110/10(20) kV Ljubuški 2 (2025. godina)

Vršno opterećenje konzuma TS Ljubuški iznosi 22,36 MW, a prognozirano opterećenje na kraju planskog perioda iznositi će 22,87 MW, što predstavlja 60,18% 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 2025. 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 (2025. 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 45,65 MW što predstavlja 80,09% 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 60,07% 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 2025. 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 2x650m.

8.1.8.8. TS 110/10(20) kV Doboj Istok (2026. godina)

Područje opštine Doboj Istok se napajalo iz TS 110/35/10 kV Gračanica (vršno opterećenje 21,14 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 (2026. godina) iznositi 6,52 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 (2026. 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 25,12 MW. S obzirom da u krugu TS 220/110 kV Prijedor 2 postoji sredjenaponsko (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 (2019. 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 32,46 MW na 17,12 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 tropskih 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 2017., 2021. i 2026.

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 2017. 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, AUG 05 2016 11:11
ELEKTROPRENOS BIH-MAKSIMALNI REZIM                      AREA TOTALS
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2017-2026. GODINA - 2017. GODINA  IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
TO
TO BUS GNE BUS
TO LINE FROM TO
SHUNT CHARGING LOSSES
- NET INTERCHANGE-
TO TIE TO TIES DESIRED
LINES + LOADS NET INT
X-- AREA --X
13 2517.1 0.0 0.0 2166.0 0.0 0.0 7.7 0.0 43.6 299.8 299.8 0.0
BA 495.2 0.0 0.0 711.9 0.0 0.0 78.0 861.2 469.1 97.3 97.3
COLUMN 2517.1 0.0 0.0 2166.0 0.0 0.0 7.7 0.0 43.6 299.8 299.8 0.0
TOTALS 495.2 0.0 0.0 711.9 0.0 0.0 78.0 861.2 469.1 97.3 97.3

```

Tabela 9.1. Angažman elektrana

Hydroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	100	20,9
Trebinje	79	7,8
Višegrad	172	29,2
Dub i Ustiprača	5,5	0,9
Grabovica	55	6,4
Jablanica	115	37,6
Salakovac	130	18,3
Jajce 1	25	12,3

Hydroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Jajce 2	18	10,9
Mostarsko Blato	10	5,6
Peć – Mlini	10	6,7
Mostar	24,2	8,3
Rama	140	15,4
Dubrovnik	125	16,6
Mrsovo	14	4,8
UKUPNO	1022,7	201,7

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	210	46,4
Ugljevik	200	27,8
Stanari	251,5	43,7
Kakanj, G6	91	20,6
Kakanj, G7	206	39,4
Tuzla, G4	160	40,2
Tuzla, G5	176	38,3
Tuzla, G6	160	34,6
UKUPNO	1454,5	290,9

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Trusina	40	2,6
UKUPNO	40	2,6

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 – 91,1%.

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 (2)	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (1)	121,5
DV 400 kV Trebinje – Podgorica	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi	104,1

Uočena opterećenja elemenata sistema iznad 100% vrijednosti dopuštenog termičkog opterećenja vodiča se smanjuju na vrijednosti manje od 100% termičkog opterećenja 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-u Crne Gore kojim se rješavaju problemi vezani za napajanje TS Herceg Novi iz EES-a Crne Gore, analize provedene za 2021. i 2026. godinu pokazuju da nema preopterećenja, kao ni opterećenja preko 90% ovog dalekovoda, te stoga nisu potrebne nikakve aktivnosti na povećanju njegove prenosne moći. Visoko opterećenje ovog voda je poznato u praksi i rješava se odgovarajućim dispečerskim akcijama DC-a NOS BiH.

2. Preopterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1):

U skladu sa odobrenim Planom investicija za 2016. godinu planirana je izgradnja 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 10 – Banja Luka 3) pozitivno utiče na rasterećenje 110 kV dalekovoda na potezu TS Banja Luka 6 – TS Banja Luka 1. Analize za 2021. 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 10 – Banja Luka 3 opterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) pada na 92,9%, pri ispadu drugog voda. U 2026. 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).

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

Tabela 9.3. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn (%)
TR 220/110 kV; 150 MVA u TE Tuzla	DV 110 kV HAK – Tuzla	94,4
DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (1)	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (2)	93,9
DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla (1)	DV 110 kV Lukavac 1 – TE Tuzla (2)	93,8

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti su pokazali da su naponi na svim sabirnicama u mreži u dozvoljenim granicama definisanim MK.

9.2. Analiza za 2021. 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													TUE, AUG 16 2016 12:16	
ELEKTROPRENOS BIH--MAKSIMALNI REZIM													AREA TOTALS	
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2017-2026. GODINA - 2021. GODINA													IN MW/MVAR	
FROM -----AT AREA BUSES-----														
X-- AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET TO TIE LINES	INTERCHANGE- TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT		
13	2908.5	0.0	0.0	2336.0	0.0	0.0	8.0	0.0	64.5	500.0	500.0	0.0		
BA	819.5	0.0	0.0	767.8	0.0	0.0	85.3	883.5	682.0	167.9	167.9			
COLUMN	2908.5	0.0	0.0	2336.0	0.0	0.0	8.0	0.0	64.5	500.0	500.0	0.0		
TOTALS	819.5	0.0	0.0	767.8	0.0	0.0	85.3	883.5	682.0	167.9	167.9			

Tabela 9.4. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	100	35,0
Trebinje	62,5	36,2
Višegrad	140	40,3
Ulog	15	6,5
Dub i Ustiprača	13	1,7
Grabovica	39	12,5
Jablanica	120	24,5
Salakovac	55	19,9
Vranduk	9	1,5
Jajce 1	41	12,8
Jajce 2	26	10,2
Mostarsko Blato	10	4,9
Peć – Mlini	23	9,7
Mostar	42	11,9
Rama	120	61,3
Dabar	25	4,8
Dubrovnik	114	34,3
Mrsovo	14	5,3
UKUPNO	968,5	333,3

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	200	62,6
Ugljevik, G1	200	40,1
Ugljevik 3, G3 i G4	200	34,4
Stanari	260	52,3
Kakanj, G6	70	2,4
Kakanj, G7	180	49,2
Tuzla, G6	160	74,1
Tuzla, G7	300	70,8
Banovići	250	57,0
KTG Zenica	80	30,1
UKUPNO	1900	473,0

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Trusina	20	6,9
Podveležje	20	6,3
UKUPNO	40	13,2

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 9.5. (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	110,9
TR 1 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	TR 2 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	110,2

Rezultati analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti su pokazali da su naponi na svim sabirnicama u mreži u dozvoljenim granicama definisanim MK.

Preopterećenja transformatora T1 i T2 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6 uočena u 2021. godini i dalje rastu u narednoj godini 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 2021. godini su zabilježena i opterećenja elemenata prenosne mreže između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog termičkog opterećenja prikazana u tabeli 9.6. koja u kasnijim godinama još rastu (izuzev DV 220 kV TE Tuzla – Tuzla 4 (1) i (2)).

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

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn (%)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	96,3
DV 220 kV TE Tuzla – Tuzla 4 (1)	DV 220 kV TE Tuzla – Tuzla 4 (2)	95,1
DV 220 kV TE Tuzla – Tuzla 4 (2)	DV 220 kV TE Tuzla – Tuzla 4 (1)	94,6
DV 110 kV Bijeljina 2 – Ugljevik	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	93,7
TR 220/110 kV; 150 MVA u TS Gradačac	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	93,4
DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2)	DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1)	92,9
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	92,8

Analize provedene u 2026. godini su pokazale da i pored izgradnje DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR) postoji problem preopterećenja elemenata prenosne mreže prilikom ispada pojedinih elemenata, te su stoga u tabeli u nastavku prikazani rezultati ove analize.

Tabela 9.7. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni preko 100% vrijednosti termičkog opterećenja u 2026. godini

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn (%)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	104,3
TR 220/110 kV, 150 MVA u TS Gradačac	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	102,9
DV 110 kV Bijeljina 2 – Ugljevik	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	101,6
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	100,6

Takođe, i pored izgradnje DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR), analize provedene u 2026. godini su pokazale da su između 90% i 100% dozvoljenog termičkog opterećenja opterećeni elementi prenosne mreže navedenih u tabeli 9.8.

Tabela 9.8. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi sistema opterećeni između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja u 2026. godini

Ispad grane	Opterećenje grane	Sn (%)
TR 400/110 kV; 300 MVA u TE Ugljevik	TR 220/110 kV; 150 MVA u TS Gradačac	96,2
	TR 220/110 kV; 150 MVA u TE Tuzla	95,4
DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla	DV 110 kV Lukavac 2 – TE Tuzla	96,2
DV 110 kV Lukavac 2 – TE Tuzla	DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla	95,2
DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	TR 220/110 kV u TS Gradačac	92,4
T2 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	T1 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	91,8
DV 400 kV Banja Luka 6 – Stanari	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	91,8
T1 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	T2 400/110 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	91,1
DV 220 kV TE Tuzla – Gradačac	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	90,6
TR 3 220/110 kV; 150 MVA u TS Tuzla 4	TR 220/110 kV; 150 MVA u TE Tuzla	90,1
TR 4 220/110 kV; 150 MVA u TS Tuzla 4	TR 3 220/110 kV; 150 MVA u TS Tuzla 4	90,0

Na preopterećenja transformatora T1 i T2 400/110 kV, 300 MVA u TS Banja Luka 6 uočena u 2021. godini i preopterećenje DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik uočeno u 2026. godini, kao i opterećenja elemenata prenosne mreže preko 90% dozvoljenog termičkog opterećenja koja se javljaju u 2021. i 2026. 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 području Jelaha i izgradnja transformacije 400/110 kV na lokaciji RP Stanari.

TS 400/110 kV Jelah koja bi se gradila na području Jelaha bi se u EES BiH uklopila na sljedeći način:

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

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 – Doboj 3.

Analize u skladu sa (n-1) kriterijem sigurnosti provedene u 2021. godini pokazuju da se u oba slučaja izgradnje TS 400/110 kV rješavaju navedena uočena preopterećenja u presječnoj

2021. godini, odnosno opterećenja elemenata prenosne mreže na području Banja Luke i Tuzle.

Iako su analize za 2021. i 2026. godinu su pokazale da je za rješavanje uočenih preopterećenja elemenata prenosne mreže neophodna izgradnja transformacije 400/110 kV na lokaciji Jelah/Stanari, s obzirom da još uvijek nije određena tačna lokacija, to ova TS nije uvrštena u Plan. Najbolje rješenje za lokaciju transformacije 400/110 kV, sa osvrtom na Stanare, Jelah ili neku drugu lokaciju, uvažavajući tehno – ekonomske kriterije, odrediti će stručna institucija čiji je odabir u toku.

9.3. Analiza za 2026. 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, AUG 12 2016  13:48
ELEKTROPRENOS BIH-MAKSIMALNI REZIM                    AREA TOTALS
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2017-2026. GODINA - 2026. GODINA  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  TO BUS  TO BUS  TO BUS  TO BUS  TO BUS  TO BUS  TO BUS  TO TIE  TO TIES  NET INT
                                     TO BUS  TO BUS  TO BUS  TO BUS  TO BUS  TO BUS  TO BUS  TO BUS  TO TIE  TO TIES  NET INT
13      3457.7  0.0  0.0  2566.0  0.0  0.0  8.0  0.0  83.8  800.0  800.0  800.0
BA      933.9   0.0  0.0  843.4   0.0  0.0  85.3  930.1  877.5  57.9  57.9
COLUMN 3457.7  0.0  0.0  2566.0  0.0  0.0  8.0  0.0  83.8  800.0  800.0  800.0
TOTALS  933.9   0.0  0.0  843.4   0.0  0.0  85.3  930.1  877.5  57.9  57.9
    
```

Tabela 9.9. Angažman elektrana

Hydroelektrane	P [MW]	Q [MVA _r]
Bočac	100	16,2
Trebinje	60	26,7
Višegrad	180	61,5
Ulog	14	1,2
Dub i Ustiprača	6	1,2
Grabovica	70	14,5
Jablanica	100	10,7
Salakovac	80	21,8
Ustikolina	20	2,9
Vranduk	8	1,4
Jajce 1	52	14,5
Jajce 2	27	12,4
Mostarsko Blato	27	2,9
Peć – Mlini	22	3,9
Mostar	50	8,6
Rama	140	34,8
Dabar	37	5,1
Dubrovnik	110	45,8
Mrsovo	12	3,4
UKUPNO	1115	289,5

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVA _r]
Gacko	200	49,8
Ugljevik, G1	200	51,4
Ugljevik 3, G3 i G4	200	43,7
Stanari	260	88,0

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVA _r]
Kakanj, G6	80	11,8
Kakanj, G7	200	50,4
Kakanj, G8	160	50,6
Tuzla, G5	160	76,6
Tuzla, G6	160	70,2
Tuzla, G7	300	66,2
Banovići	310	43,9
KTG Zenica	72,7	38,7
UKUPNO	2302,7	641,3

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVA _r]
Trusina	20	1,5
Podveležje	20	1,6
UKUPNO	40	3,1

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.

Prema rezultatima analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti nema preopterećenih elemenata prenosnog sistema. Svi naponi u mreži su u dozvoljenim granicama.

Analize za 2026. 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 2026. godini pokazuju da su elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti termičkog opterećenja za (n-1) kriterij sigurnosti:

Tabela 9.10. (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 – Stanari	DV 110 kV Teslić – Jelah	98,5
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3	DV 110 kV Brčko 2 – Ugljevik	90,2

Tabela 9.11. (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 – Stanari	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	98,9

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 propisanih granica.

U Tabeli 9.12. su date vrijednosti napona koje prelaze granice definisane MK, registrovane tokom 2015. godine u pojedinim karakterističnim čvorištima u EES BiH, te njihovo trajanje. Izvor podataka navedenih u tabeli 9.12. je „Izveštaj o stanju sistema za upravljanje i kvalitetu snabdijevanja električnom energijom koja se odnosi na kvalitet napona u 2015. godini“ koji NOS BiH podnosi DERK-u.

Tabela 9.12. 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	441,42	6366	72,70
	220 kV	253,59	4786	54,66
	110 kV	123,55	211	2,40
Trebinje	400 kV	444,47	6664	76,10
	220 kV	253,74	3295	37,63
	110 kV	123,75	564	6,40
Tuzla 4	400 kV	431,25	2507	28,63
	220 kV	246,80	1662	18,98
Sarajevo 10	400 kV	433,62	3314	37,84
	110 kV	124,12	818	9,30
Banja Luka 6	400 kV	430,94	1236	14,13
	110 kV	123,88	387	4,41
Prijeđor 2	220 kV	251,36	2663	30,40
	110 kV	125,6	1350	15,41

* prema dokumentu „Izveštaj o stanju sistema za upravljanje i kvalitetu snabdijevanja električnom energijom koja se odnosi na kvalitet napona u 2015. godini“, autor: NOS BiH.

Iz tabele je vidljivo da su sa aspekta pojave visokih napona najviše ugrožene 400 kV, kao i 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[18]. 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[18] 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[18] 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.).
- Izgradnja kompenzacijskog postrojenja 150 Mvar priključenog na 400 kV mrežu u TS Mostar 4, te u slučaju odabira mehanički uklopive prigušnice i, eventualno, dodatne izgradnje takvog postrojenja snage 100 Mvar priključenog na 400 kV ili 110 kV sabirnice TS Tuzla 4 ili TS Banja Luka 6, kojom bi NOS BiH 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[18] ukazala je na prednost ugradnje kompenzacijskog postrojenja u odnosu na plaćanje pomoćne usluge kompenzacije reaktivne snage i sinhrona kompenzacije.

Zaključak do kojeg se došlo u L[18] 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.

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“

Konačno, autori smatraju da se problematika pojave visokih napona u prenosnoj mreži BiH može značajno ublažiti izgradnjom jednog kompenzacijskog postrojenja snage 150 Mvar na lokaciji TS Mostar 4 (priključak na 400 kV naponskom nivou), odnosno u potpunosti riješiti izgradnjom i drugog takvog postrojenja snage 100 Mvar na sjeveru zemlje (priključak na 400

kV ili 110 kV naponskom nivou), te da bi Elektroprenos BiH, na prijedlog NOS BiH te uz saglasnost DERK-a, trebao uvrstiti izgradnju tog postrojenja u Dugoročni plan razvoja prenosne mreže, a DERK bi trebao odobriti investiciju u kompenzacijsko postrojenje/postrojenja kroz povećanje tarife za prenos.

9.4.1. Analiza za 2017. godinu

Analiza za minimalni režim 2017. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      TUE, AUG 09 2016 12:04
ELEKTROPRENOS BIH-MINIMALNI REZIM                      AREA TOTALS
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2017-2026. GODINA - 2017. GODINA  IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
X-- AREA --X  GENE- FROM IND  TO IND  TO  TO BUS  GNE BUS  TO  FROM  TO  -NET INTERCHANGE-
RATION GENERATN  MOTORS  LOAD  SHUNT  DEVICES  LINE  CHARGING  LOSSES  TO TIE  TO TIES  DESIRED
                                     SHUNT
13          1239.4    0.0    0.0  910.2    0.0    0.0    8.5    0.0    20.7    300.0    300.0    0.0
BA          -89.3     0.0    0.0  389.1    0.0    0.0    86.1   932.8   222.8   145.5   145.5
COLUMN     1239.4    0.0    0.0  910.2    0.0    0.0    8.5    0.0    20.7    300.0    300.0    0.0
TOTALS     -89.3     0.0    0.0  389.1    0.0    0.0    86.1   932.8   222.8   145.5   145.5
    
```

Tabela 9.13. Angažman elektrana

Hydroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Višegrad	150	-6,5
Ustiprača	5,5	4,6
Rama	55	-0,9
Dubrovnik	125	0,8
Jablanica	56	5,2
Jajce 1	29	0,6
Jajce 2	27,9	0,6
Mostar	20	-5,2
Mlini	10	1,5
UKUPNO	478,4	0,7

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	221,1	-20,5
Stanari	180	-57,9
Kakanj, G7	180	-5,3
Tuzla, G4	160	-0,1
UKUPNO	741,1	-83,8

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Trusina	20	-6,3
UKUPNO	20	-6,3

Rezultati analiza za režim minimalnih opterećenja su pokazali da u 2017. 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 2017. godini u kojem su proizvodne jedinice angažovane u skladu sa ostvarenim angažmanom u minimumu opterećenja sistema u 2015. godini.

Na analiziranom modelu za 2017. godinu je radi poboljšanja naponskih prilika u 400 kV i 220 kV mreži BiH dozvoljen rad u poduzbudi generatora u TE Stanari, dok ostali generatori priključeni na 220 kV i 400 kV mrežu rade u režimu „blage“ poduzbude, odnosno preuzimaju manji iznos reaktivne snage iz mreže, te na taj način nemaju značajan uticaj na naponske prilike u prenosnoj mreži. Bez obzira na ovakav način rada generatora naponi su i dalje izvan dozvoljenih granica propisanih MK. U tabeli 9.14. su date sabirnice na kojima je proračunima prekoračena granična vrijednost definisana MK.

Tabela 9.14.

Čvor	Nazivni napon [kV]	Izračunata vrijednost [kV]
Gacko	400	422,96
Višegrad	400	421,35
Tuzla	400	420,48
Sarajevo 10	400	422,81
Sarajevo 20	400	423,16
Trebinje	400	421,91
Mostar 4	400	422,81
Prijedor 2	220	245,80
Bihać 1	220	244,15
Sarajevo 20	220	243,39
RP Jablanica	220	242,26
HE Grabovica	220	242,27
HE Rama	220	242,38

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 2017. godinu izvršene su promjene položaja regulacionih preklopki energetskih transformatora prenosnog odnosa 400/220 kV/kV, 400/110 kV/kV i 220/110 kV/kV. Preklopke su podešene tako da se održi napon na 110 kV sabirnicama u granicama propisanim MK. Rezultati provedenih analiza (Prilog 6.) su pokazali da se samo promjenom položaja regulacionih preklopki transformatora ne rješavaju problemi sa visokim naponima u mreži 220 kV i 400 kV.

9.4.2. Analiza za 2021. godinu

Analiza za minimalni režim 2021. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, AUG 12 2016 16:42
ELEKTROPRENOS BIH-MINIMALNI REZIM                      AREA TOTALS
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2017-2026. GODINA - 2021. GODINA  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 LINE  + LOADS  NET INT
13      1563.1  0.0  0.0  1024.5  0.0  0.0  8.7  0.0  29.9  500.0  500.0  0.0
BA      118.2  0.0  0.0  440.2  155.4  0.0  92.6  955.3  310.3  75.0  75.0
COLUMN  1563.1  0.0  0.0  1024.5  0.0  0.0  8.7  0.0  29.9  500.0  500.0  0.0
TOTALS  118.2  0.0  0.0  440.2  155.4  0.0  92.6  955.3  310.3  75.0  75.0

```

Tabela 9.15. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Višegrad	84	4,2
Jajce 1	21	3,2
Jajce 2	26	3,9
Mostar	20,3	3,4
Dubrovnik	111,8	9,4
Dub i Ustiprača	5	1,3
Ulog	10	1,0
Mrsovo	10	-1,7
Jablanica	48	12,0
Peć – Mlini	12	0,8
Rama	60	8,8
Dabar	25	16,7
Vranduk	9	1,3
UKUPNO	442,1	64,3

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	180	11
Stanari	220	9,4
Kakanj, G7	180	12
Tuzla, G7	200	1,9
Ugljevik 3, G3 i G4	151	8,3
Banovići	150	3,7
UKUPNO	1081	46,3

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Podveležje	20	3,5
Trusina	20	4,0
Ukupno	40	7,5

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

Prema zahtjevu NOS BiH, a na osnovu Zaključaka iz L[18] 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 2021. godinu. Analize su vršene na konačnom modelu EES BiH za planirano stanje u prosječnoj 2021. godini. Analiziran je scenarij bez uključene prigušnice u TS Mostar 4 i sa uključenom prigušnicom.

Rezultati analiza provedenih za minimalni režim za 2021. 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.

9.4.3. Analiza za 2026. godinu

Analiza za minimalni režim 2026. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

ELEKTROPRENOS BIH-MINIMALNI REZIM DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2017-2026. GODINA - 2026. GODINA							AREA TOTALS IN MW/MVAR						
FROM -----AT AREA BUSES-----		TO		TO BUS		TO LINE		FROM		TO		-NET INTERCHANGE-	
X-- AREA --X	GENERATION	FROM IND	TO IND	TO LOAD	TO SHUNT	TO GNE BUS	TO SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT	
13	2026.8	0.0	0.0	1188.0	0.0	0.0	8.4	0.0	30.4	800.0	800.0	800.0	
BA	57.5	0.0	0.0	517.9	154.8	0.0	90.6	975.5	373.6	-103.8	-103.8	-103.8	
COLUMN	2026.8	0.0	0.0	1188.0	0.0	0.0	8.4	0.0	30.4	800.0	800.0	800.0	
TOTALS	57.5	0.0	0.0	517.9	154.8	0.0	90.6	975.5	373.6	-103.8	-103.8	-103.8	

Tabela 9.16. Angažman elektrana

Hydroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Višegrad	90	0,8
Jajce 1	26	0,2
Jajce 2	27	5,4
Mostar	17	0,6
Dubrovnik	110	0,3
Dub i Ustiprača	6	1,6
Ulog	7	1,3
Mrsovo	12	0,1
Jablanica	80	0,8
Peć – Mlini	11	2,1
Rama	70	6,3
Dabar	32,8	7,5
Vranduk	8	-2,9
UKUPNO	496,8	24,1

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	200	10,4
Stanari	260	-0,2
Kakanj, G7	180	3,7
Kakanj, G8	180	3,8
Tuzla, G7	300	5,9
Ugljevik, G3 i 4	200	5,6
Banovići	170	1,5
UKUPNO	1490	30,7

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Podveležje	20	0,1
Trusina	20	2,3
Ukupno	40	2,4

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

U model za 2026. godinu su uključeni novi interkonektivni dalekovodi:

- DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta (RS) i
- DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR).

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 Višegrad (420,26 kV) i TS Ugljevik (420,34 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.

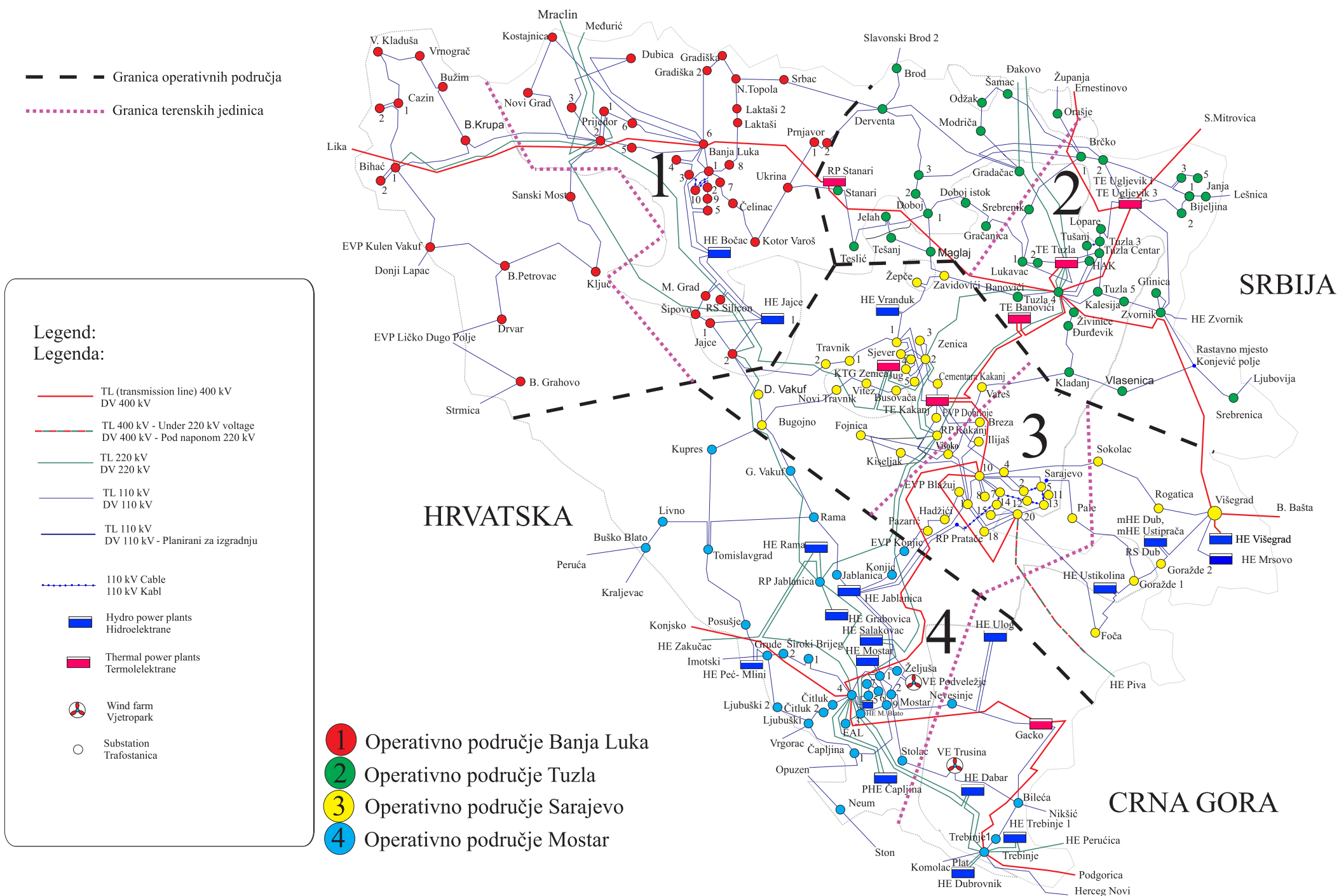
Sa uključenom prigušnicom u TS Mostar 4 naponske prilike na svim naponskim nivoima u BiH se svode u granice propisane MK.

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[18] 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[18] 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 2019. 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 2026. godinu.



Slika 9.1. Karta EES BiH za 2026. 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 presječnu 2026. godinu primjenom ENTSO-E metodologije. Kako je izgradnja novih interkonektivnih dalekovoda DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika i DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta 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 Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja i DV 400 kV Tuzla – Đakovo nisu uvršteni u model s obzirom da se izgradnja ovih DV-a planira u periodu nakon planskog perioda obuhvaćenog ovim Planom.

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 presječnu 2026. godinu, a modeli susjednih zemalja preuzeti su iz SECI modela.

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-MAKSIMALNI REZIM													
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2017-2026. GODINA - 2026. GODINA													
FROM -----AT AREA BUSES-----													
X-- AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GENE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE-			DESIRED NET INT
										TO TIE LINES	TO TIES + LOADS		
13	3457.7	0.0	0.0	2566.0	0.0	0.0	8.0	0.0	83.8	800.0	800.0		800.0
BA	933.9	0.0	0.0	843.4	0.0	0.0	85.3	930.1	877.5	57.9	57.9		
16	3124.4	0.0	0.0	4000.0	0.0	0.0	3.6	0.0	102.4	-981.6	-981.6		-1000.0
HR	825.7	0.0	0.0	937.8	0.0	0.0	21.8	1927.9	1234.0	559.9	559.9		
38	1515.7	0.0	0.0	1024.9	0.5	0.0	4.6	0.0	35.3	450.4	450.4		450.0
ME	340.4	0.0	0.0	396.7	-33.4	0.0	29.8	438.7	475.4	-89.4	-89.4		
46	9258.2	0.0	0.0	8183.3	0.0	0.0	18.9	0.0	203.5	852.6	852.6		850.0
RS	3003.6	0.0	0.0	2690.9	0.0	0.0	70.2	1944.3	2431.6	-244.7	-244.7		

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 presječnu 2016. godinu preuzete iz IPRP 2017. – 2026. godina.

Upoređujući vrijednosti TTC-a za 2016. godinu i proračunate vrijednosti za 2026. 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 prosječnu 2026. godinu

Smjer	2016	2026
	(MW)	(MW)
BA > HR	800	1440
HR > BA		1180
BA > RS	600	1460
RS > BA		1510
BA > ME	500	1260
ME > BA		1140

11. 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 trolnog i jednopolnog kratkog spoja za Plan urađeni su u uslovima maksimuma sistema za presječne 2017., 2021. i 2026. godinu, pri angažmanu svih proizvodnih jedinica na mreži Elektroprenosa BiH koje su u datoj godini bilansirane prema IPRP.

Proračuni struja kratkog spoja izvršeni su na modelima koji uključuju elektroenergetske sisteme: Albanije, Bosne i Hercegovine, Bugarske, Crne Gore, Grčke, Hrvatske, Mađarske, Makedonije, Rumunije, Slovenije, Srbije i Turske. Ovi modeli su napravljeni u okviru radne grupe SECI za perspektivno stanje mreža navedenih zemalja za 2020. i 2025. godinu. Modeli navedenih zemalja se baziraju 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 ove modele uneseni su objekti prenosne mreže BiH sa pripadajućim podacima, koji su obuhvaćeni Planom, te je na taj način izvršen proračun za perspektivna stanja prenosne mreže EES BiH u 2017., 2021. i 2026. godini.

Proračunima su obuhvaćeni trolni 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.

Rezultati proračuna struja kratkih spojeva provedeni za puno uklopno stanje mreže u 2026. godini su pokazali da struja trolnog 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 29,82 (kA), a struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 26,17 (kA). U slučaju da transformatori u TS Sarajevo 10 rade na način da je zvjezdište jednog uzemljeno, a drugog transformatora izolovano, struja trolnog kratkog spoja ostaje ista, dok struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 24,46 (kA). Kada je u pogonu samo jedan transformator 400/110 kV, 300 MW struja trolnog kratkog spoja iznosi 25,28 (kA), dok struja jednopolnog kratkog spoja iznosi 22,23 (kA). Uzimajući u obzir tačku 4.6.8. MK u tabeli 11.1. 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 11.1. Struje kratkog spoja u presječnim godinama

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2017.		2021.		2026.	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
1	Banja Luka 6	400	6,53	6,06	6,87	6,30	9,78	8,38
2	HE Višegrad	400	7,29	7,47	7,71	7,84	13,97	12,72
3	Mostar 4	400	14,40	10,79	14,77	10,51	15,58	11,00
4	Stanari	400	9,03	8,99	9,78	9,65	11,62	10,93
5	Trebinje	400	9,63	7,27	10,37	7,65	11,14	8,32
6	Sarajevo 10	400	12,24	10,01	13,01	10,91	14,04	12,26
7	Sarajevo 20	400	9,46	7,95	9,89	8,36	10,43	8,95
8	TE Banovići	400	-	-	17,33	16,75	18,79	18,05
9	TE Gacko	400	10,55	9,69	10,93	9,84	11,36	10,17
10	TE Kakanj	400	-	-	-	-	14,74	14,06
11	TE Tuzla	400	-	-	20,02	19,27	21,70	20,39
12	Ugljevik	400	17,77	15,17	22,51	22,42	22,81	22,36
13	Tuzla 4	400	17,90	14,71	23,06	22,23	25,39	23,84
14	Višegrad	400	7,50	7,63	7,95	8,02	14,93	13,50
15	Bihac 1	220	3,98	3,30	4,22	3,50	4,19	3,41
16	EAL	220	22,12	18,32	22,92	20,15	23,36	20,59
17	Gradačac	220	8,38	6,33	8,90	6,38	8,73	6,26
18	HE Čapljina	220	14,67	14,49	14,71	14,50	14,94	14,75
19	HE Dabar	220	-	-	8,17	7,41	8,46	7,67
20	HE Grabovica	220	11,13	9,57	11,15	9,43	11,28	9,54
21	HE Rama	220	11,79	10,30	11,82	10,18	11,97	10,33
22	HE Salakovac	220	11,47	9,55	11,52	10,33	11,63	10,45
23	HE Trebinje	220	9,42	8,53	9,30	8,45	9,65	8,76
24	Jajce 2	220	6,62	4,98	6,95	5,19	6,89	5,11
25	KTG Zenica	220	-	-	17,44	16,26	16,53	15,42
26	Mostar 4	220	23,73	19,96	24,77	21,73	25,24	22,20
27	Prijedor 2	220	9,94	8,19	11,79	9,63	12,11	9,54
28	RP Mostar 3	220	23,32	19,52	24,26	21,35	24,72	21,81
29	RP Jablanica	220	15,27	13,05	15,56	12,96	15,69	13,09
30	RP Kakanj	220	16,54	13,55	19,39	16,03	17,71	13,88
31	Trebinje	220	16,16	14,16	16,59	15,50	17,22	16,04
32	Sarajevo 20	220	8,18	6,02	8,25	5,64	8,47	5,74
33	TE Kakanj, G7	220	14,89	12,97	17,30	15,10	-	-
34	TE Kakanj, TR 150 MVA	220	13,06	9,97	14,70	11,14	13,72	10,14
35	TE Tuzla	220	21,37	20,10	24,12	21,84	22,27	18,29
36	TE Tuzla, G6	220	17,65	15,19	19,37	16,06	18,55	14,96
37	Tuzla 4	220	23,08	20,72	26,41	22,71	24,81	19,96
38	Višegrad	220	7,67	4,92	7,87	5,27	-	-
39	Zenica 2	220	12,34	9,96	17,93	15,85	16,82	14,76
40	Banovići	110	6,18	4,57	9,06	6,65	8,87	6,48
41	Banja Luka 1	110	13,83	12,41	15,91	14,64	17,00	15,22
42	Banja Luka 2	110	10,83	8,97	13,10	11,86	13,72	12,16
43	Banja Luka 3	110	8,53	6,21	14,32	13,12	15,12	13,51
44	Banja Luka 4	110	10,82	8,10	12,85	10,03	13,65	10,31
45	Banja Luka 5	110	10,00	7,95	11,65	9,72	12,03	9,84

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2017.		2021.		2026.	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
46	Banja Luka 6	110	19,37	17,40	20,22	18,13	22,96	19,68
47	Banja Luka 7	110	11,00	8,95	12,28	10,00	12,83	10,21
48	Banja Luka 8	110	9,79	8,04	10,74	8,78	11,16	8,93
49	Banja Luka 9	110	9,72	7,96	11,36	9,87	11,76	10,03
50	Banja Luka 10	110	-	-	14,49	13,28	15,30	13,69
51	Bihać 1	110	6,45	5,92	6,58	5,98	6,66	5,96
52	Bihać 2	110	5,92	5,28	6,04	5,34	6,10	5,31
53	Bijeljina 1	110	8,78	7,28	9,31	7,75	9,21	7,77
54	Bijeljina 2	110	8,92	7,30	9,38	7,72	9,27	7,70
55	Bijeljina 3	110	7,98	6,35	8,43	6,69	8,33	6,77
56	Bijeljina 5	110	-	-	-	-	5,36	3,93
57	Bileća	110	5,80	4,96	8,56	6,74	8,75	6,85
58	Bosanska Krupa	110	4,86	4,05	4,94	4,12	4,93	4,07
59	Bosanski Petrovac	110	4,66	3,52	5,34	4,05	5,34	4,03
60	Brčko 1	110	10,10	8,13	10,62	8,99	10,48	8,89
61	Brčko 2	110	9,28	7,46	11,44	9,37	11,29	9,27
62	Breza	110	10,02	6,84	10,32	7,01	10,12	6,81
63	Brod	110	6,65	4,58	7,97	5,24	7,94	5,21
64	Bugojno	110	7,28	5,87	9,18	7,09	9,11	7,03
65	Busovača	110	9,35	7,18	10,21	7,83	9,53	7,03
66	Buško Blato	110	6,06	4,35	6,44	4,02	6,59	4,09
67	Bužim	110	3,60	3,20	3,54	3,17	3,51	3,11
68	Cazin 1	110	4,28	3,92	3,44	3,05	3,40	2,99
69	Cazin 2	110	3,34	2,99	3,78	3,37	3,76	3,31
70	Cementara	110	16,33	13,17	17,55	14,54	16,48	12,82
71	Čapljina	110	8,30	6,23	8,70	6,30	9,63	6,84
72	Čelinac	110	7,33	5,45	7,89	5,79	8,02	5,81
73	Čitluk	110	9,08	7,21	9,56	7,20	10,68	7,88
74	Čitluk 2	110	8,22	6,43	8,61	6,45	9,94	7,28
75	Derventa	110	9,17	7,21	9,95	7,69	9,90	7,66
76	Doboj 1	110	7,97	6,82	8,96	7,72	8,80	7,69
77	Doboj 2	110	7,37	5,91	8,13	6,50	8,00	6,44
78	Doboj 3	110	7,30	5,43	7,88	5,82	7,77	5,75
79	Doboj Istok	110	7,00	5,65	7,54	5,96	7,39	5,93
80	Donji Vakuf	110	7,10	5,34	8,26	6,07	8,20	6,01
81	Drvar	110	3,55	2,61	4,29	3,21	4,30	3,21
82	Dub	110	6,32	5,66	7,27	6,25	8,01	7,08
83	Kozarska Dubica	110	5,22	3,78	5,36	3,86	5,41	4,18
84	Đurđevik	110	9,54	7,12	8,83	6,48	9,57	6,85
85	EVP Blažuj	110	17,67	14,09	18,63	14,72	19,02	14,86
86	EVP Dobrinje	110	14,42	11,60	15,83	12,74	15,65	12,08
87	EVP Konjic	110	7,17	5,20	7,66	5,56	7,70	5,57
88	EVP Kulen Vakuf	110	5,97	4,09	6,81	4,76	6,80	4,72
89	EVP Ličko Dugo Polje	110	3,19	2,17	4,10	2,93	4,12	2,93
90	Foča	110	2,74	2,17	4,80	3,46	5,09	3,93
91	Fojnica	110	4,29	2,95	7,33	5,12	7,51	5,16
92	Gacko	110	2,32	2,03	3,97	3,25	4,03	3,29
93	Glinica	110	8,45	7,80	10,39	8,14	10,54	8,20
94	Goražde 1	110	5,41	4,82	6,76	5,66	7,59	6,94
95	Goražde 2	110	5,75	5,15	6,88	5,86	7,64	6,86

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2017.		2021.		2026.	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
96	Gornji Vakuf	110	3,77	3,12	7,07	5,44	7,06	5,42
97	Gračanica	110	6,94	5,40	7,34	5,56	7,17	5,47
98	Gradačac	110	9,03	7,25	9,87	8,03	9,76	8,32
99	Grahovo	110	2,97	1,82	4,56	3,25	4,61	3,28
100	Gradiška 1	110	6,25	5,16	6,51	5,34	6,62	5,36
101	Gradiška 2	110	6,71	5,03	6,93	5,17	7,10	5,21
102	Grude	110	7,77	5,39	7,88	5,98	10,26	7,93
103	Hadžići	110	11,81	8,97	12,31	9,25	12,46	9,30
104	HAK	110	18,40	16,17	21,39	19,15	19,76	16,19
105	HE Bočac	110	11,31	10,15	12,27	11,99	12,32	11,94
106	HE Jablanica	110	12,11	12,58	15,19	15,13	15,29	15,21
107	HE Jajce 1	110	11,78	10,88	12,32	11,47	12,33	11,41
108	HE Mostarsko Blato	110	15,90	14,61	17,83	15,84	18,44	16,27
109	HE Mlini	110	6,55	5,19	6,56	5,43	7,68	6,28
110	HE Mostar	110	11,97	11,31	15,92	14,65	16,32	14,94
111	HE Mrsovo	110	5,34	4,79	5,47	4,86	5,78	5,04
112	HE Ulog	110	-	-	4,06	3,72	4,11	3,78
113	HE Ustikolina	110	-	-	-	-	6,52	6,44
114	Ilijaš	110	11,40	8,83	11,81	9,06	11,67	8,90
115	Jablanica	110	11,83	12,11	14,79	14,48	14,89	14,55
116	Jajce 1	110	12,21	10,52	13,12	11,69	13,15	11,63
117	Jajce 2	110	12,59	10,89	13,49	12,01	13,53	11,95
118	Janja	110	7,18	5,30	7,84	5,75	7,77	5,72
119	Jelah	110	6,83	5,77	7,78	6,41	7,65	6,48
120	Jug	110	12,42	9,73	13,72	10,87	13,32	10,62
121	Kalesija	110	-	-	9,01	6,32	8,98	6,26
122	Kiseljak	110	5,52	3,80	7,97	5,58	8,10	5,61
123	Kladanj	110	5,75	4,47	5,84	4,47	7,83	5,78
124	Ključ	110	4,01	3,04	4,24	3,18	4,23	3,17
125	Konjic	110	7,46	5,54	8,08	6,05	8,12	6,06
126	Kostajnica	110	-	-	4,34	3,02	4,37	3,02
127	Kotor Varoš	110	5,72	4,21	6,06	4,39	6,08	4,37
128	Kupres	110	5,90	4,58	6,42	4,90	6,42	4,89
129	Laktaši 1	110	7,41	5,87	7,89	6,19	8,07	6,23
130	Laktaši 2	110	7,05	5,60	7,47	5,88	7,62	5,91
131	Livno	110	5,66	3,69	5,89	3,51	6,02	3,57
132	Lopare	110	10,07	7,37	11,51	8,39	11,26	8,21
133	Lukavac 1	110	12,59	9,81	12,92	10,07	12,36	9,48
134	Lukavac 2	110	-	-	12,48	9,77	11,88	9,09
135	Ljubuški 1	110	7,09	5,50	7,37	5,57	9,90	7,32
136	Ljubuški 2	110	-	-	-	-	8,79	6,39
137	Maglaj	110	6,57	5,68	8,04	6,74	7,89	6,68
138	Mrkonjić Grad	110	7,99	6,72	9,37	7,87	9,35	7,80
139	Modriča	110	6,41	5,32	6,89	6,00	6,81	6,05
140	Mostar 1	110	12,63	11,93	17,20	15,92	17,66	16,25
141	Mostar 2	110	9,46	7,67	12,80	10,82	13,02	10,93
142	Mostar 4	110	18,42	16,79	20,63	18,18	21,45	18,73
143	Mostar 5	110	14,40	12,88	16,28	14,02	16,80	14,37
144	Mostar 6	110	11,71	10,61	14,60	12,52	14,99	12,78
145	Mostar 7	110	12,40	11,06	14,59	12,37	15,00	12,65

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2017.		2021.		2026.	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
146	Mostar 9	110	10,05	7,74	12,58	9,55	13,15	9,89
147	Neum	110	6,07	3,52	4,95	3,63	5,08	3,71
148	Nevesinje	110	3,63	2,38	5,23	3,74	5,30	3,78
149	Nova Topola	110	6,91	5,70	7,26	5,93	7,37	5,95
150	Novi Grad	110	3,74	2,65	5,13	3,66	5,17	3,66
151	Novi Travnik	110	6,43	4,78	7,12	5,16	6,92	4,99
152	Odžak	110	5,70	4,72	6,09	5,23	6,02	5,23
153	Orašje	110	7,56	5,54	4,36	3,57	4,30	3,52
154	Pale	110	6,94	5,12	7,12	5,22	7,34	5,41
155	Pazarić	110	8,99	6,73	9,36	6,94	9,43	6,96
156	Posušje	110	5,30	3,89	5,33	3,97	5,71	4,19
157	Prijedor 1	110	11,75	9,21	13,49	10,50	13,91	10,79
158	Prijedor 2	110	14,81	12,28	15,16	12,27	15,70	12,71
159	Prijedor 3	110	9,02	6,63	9,26	6,71	9,43	6,87
160	Prijedor 5	110	9,23	7,22	9,56	7,42	9,83	7,54
161	Prijedor 6	110	-	-	9,83	6,96	10,07	7,06
162	Prnjavor 1	110	5,45	4,29	5,56	4,36	5,52	4,34
163	Prnjavor 2	110	-	-	5,60	4,32	5,56	4,29
164	Rama	110	6,07	4,46	8,35	6,19	8,36	6,20
165	Rogatica	110	6,16	4,99	6,28	5,06	6,60	5,23
166	RM Konjević Polje	110	5,80	5,27	7,14	5,96	7,80	6,34
167	RP Pratače	110	10,37	9,59	10,75	10,04	10,89	10,14
168	Trebinje	110	14,49	10,14	15,45	11,08	15,96	11,35
169	Stanari	110	4,84	3,74	5,29	3,99	5,23	4,07
170	RS Silicon	110	8,30	7,36	8,99	7,91	8,96	7,84
171	Sanski Most	110	5,64	4,58	5,85	4,70	5,87	4,71
172	Sarajevo 1	110	20,21	16,67	21,43	17,54	21,96	17,76
173	Sarajevo 2	110	21,41	19,09	21,21	19,71	21,90	20,18
174	Sarajevo 4	110	18,83	15,40	19,51	16,18	20,03	16,43
175	Sarajevo 5	110	21,09	19,03	21,81	20,40	22,56	20,91
176	Sarajevo 7	110	22,22	19,99	23,27	21,74	24,09	22,30
177	Sarajevo 8	110	16,33	13,01	17,19	13,75	17,63	13,96
178	Sarajevo 10	110	22,71	19,87	24,40	21,70	25,28	22,23
179	Sarajevo 11	110	20,91	19,00	22,08	20,73	22,84	21,26
180	Sarajevo 12	110	21,60	19,56	22,83	21,44	23,63	21,99
181	Sarajevo 13	110	21,27	19,30	22,62	21,22	23,41	21,76
182	Sarajevo 14	110	21,68	19,48	22,82	21,24	23,61	21,77
183	Sarajevo 15	110	18,94	15,02	19,91	16,22	20,51	16,53
184	Sarajevo 18	110	15,40	11,93	16,10	12,41	16,43	12,55
185	Sarajevo 20	110	22,21	19,00	23,72	20,68	24,58	21,22
186	Sjever	110	14,59	11,67	16,36	13,33	15,82	12,98
187	Sokolac	110	5,70	4,31	5,77	4,34	5,92	4,41
188	Srbac	110	5,62	4,59	5,90	4,78	5,91	4,76
189	Srebrenica	110	3,73	3,46	5,19	4,47	5,71	4,73
190	Srebrenik	110	7,13	5,25	7,37	5,49	7,33	5,41
191	Stanari (stara TS)	110	4,80	3,63	-	-	-	-
192	Stolac	110	4,94	3,59	5,05	4,13	5,11	4,14
193	Šamac	110	5,29	4,20	5,62	4,57	5,55	4,54
194	Široki Brijeg 2	110	-	-	7,87	5,83	9,28	6,87
195	Široki Brijeg	110	8,66	6,30	8,93	6,35	9,54	6,78

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2017.		2021.		2026.	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
196	Šipovo	110	3,81	2,78	7,60	5,75	7,56	5,69
197	TE Kakanj	110	21,85	21,48	23,68	23,21	21,63	19,23
198	TE Tuzla	110	18,81	16,97	21,52	19,69	19,70	16,14
199	Ugljevik	110	16,74	12,64	19,63	14,96	19,43	14,80
200	Tešanj	110	6,33	5,31	7,29	5,95	7,17	5,95
201	Teslić	110	5,21	3,98	5,76	4,33	5,68	4,68
202	Tomislavgrad	110	7,29	5,10	7,47	5,20	7,63	5,28
203	Travnik 1	110	7,76	5,96	8,26	6,41	8,12	6,30
204	Travnik 2	110	7,27	5,44	7,69	5,78	7,57	5,69
205	Trebinje 1	110	9,25	6,72	10,40	7,24	10,67	7,39
206	Tušanj	110	-	-	16,18	13,27	15,41	12,31
207	Tuzla 3	110	11,92	8,67	16,65	13,52	15,91	12,57
208	Tuzla 4	110	19,64	16,33	22,92	19,16	22,10	17,77
209	Tuzla 5	110	12,75	9,44	15,69	11,79	15,26	11,26
210	Tuzla Centar	110	15,58	12,17	18,35	14,78	17,55	13,71
211	Ukrina	110	5,82	4,87	6,16	4,87	6,12	4,87
212	Vareš	110	4,56	3,52	4,89	3,74	7,03	5,14
213	Velika Kladuša	110	3,41	3,03	3,16	2,80	3,12	2,75
214	VE Podveležje	110	-	-	9,84	8,14	9,95	8,14
215	VE Trusina	110	2,60	2,65	4,79	4,51	4,83	4,45
216	Višegrad	110	11,35	9,45	12,02	9,80	13,87	10,82
217	Visoko	110	10,98	8,49	12,76	10,18	13,91	10,67
218	Vitez	110	7,12	5,40	7,78	5,81	7,48	5,50
219	Vlasenica	110	5,23	4,50	5,79	4,76	6,59	5,29
220	HE Vranduk	110	-	-	10,82	8,04	10,54	7,88
221	Vrnograč	110	3,41	3,04	3,27	2,94	3,24	2,88
222	Zavidovići	110	5,84	4,77	8,78	6,90	8,59	6,79
223	Zvornik	110	9,50	9,41	12,01	9,87	12,24	9,98
224	Željuša	110	-	-	11,66	8,79	11,87	8,91
225	Zenica 1	110	15,47	11,85	17,51	13,67	16,90	13,28
226	Zenica 2	110	18,08	14,92	20,65	18,24	19,84	17,65
227	Zenica 3	110	15,14	11,76	16,98	13,77	16,40	13,41
228	Zenica 4	110	12,63	9,96	13,97	11,15	13,56	10,89
229	Zenica 5	110	-	-	-	-	12,93	9,52
230	Žepče	110	6,36	4,70	7,77	5,58	7,61	5,48
231	Živinice	110	-	-	11,09	8,14	11,56	8,29

12. 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.

12.1. 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 odabranih za zamjenu i dinamika zamjene dati su u Prilogu 8.

12.2. 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, te dinamika realizacije dati su u Prilogu 4.

12.3. 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 zamijeniti dio opreme (ili postrojenja) čije nazivne karakteristike sa aspekta zadovoljenja očekivanih struja kratkog spoja nisu odgovarajuće.

12.3.1. 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.

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

12.3.2. 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.

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

13.1. Procjena potrebnih sredstava

Procjena potrebnih sredstava za investicije data je u Tabelama 13.1. i 13.2. Za procjenu vrijednosti investicija korištene su jedinične cijene date u Prilogu 7.

U Tabeli 13.1. data su ukupna potrebna sredstva za realizaciju planiranih investicija u narednom desetogodišnjem periodu i odnos ulaganja Federacija BiH – Republika Srpska.

Tabela 13.1. Procjena potrebnih sredstava za investicije za Dugoročni plan razvoja prenosne mreže za period 2017 – 2026. godina

Red. br.	Projekat/Objekat	Ukupno (mil. KM)	FBiH	RS	FBiH	RS
			mil. KM		%	
I	IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA I INTERKONEKCIJE	296,11	150,64	145,47	50,87	49,13
II	REKONSTRUKCIJA/SANACIJA I PROŠIRENJE TS I DV	515,63	328,28	187,35	63,67	36,33
III	UGRADNJA PRIGUŠNICA	13,70	7,20	6,50	52,55	47,45
UKUPNO (I+II+III)		825,44	486,12	339,32	58,89	41,11

Pojedinačni projekti sa vrijednošću investicije i dinamikom izgradnje dati su u Tabeli 13.2., pri čemu su za sve objekte čija je realizacija započeta, navedena preostala sredstva potrebna za realizaciju investicionog projekta preuzeta iz Izvještaja o realizaciji investicija za 2016. godinu (od 13.09.2016. godine).

Tabela 13.2. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika izgradnje/proširenja/rekonstrukcije/sanacije

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
UKUPNA POTREBNA SREDSTVA (I+II+III)		163,19	97,54	159,50	59,56	52,42	90,40	52,03	51,33	50,17	49,30	825,44
I	IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA	44,17	51,99	36,68	22,23	20,25	88,90	6,30	0,00	14,20	11,39	296,11
I-1	IZGRADNJA NOVIH TS I DV	44,17	51,99	35,59	22,23	20,25	0,00	6,30	0,00	14,20	11,39	206,12
1	TS 110/x kV Bužim, 2x20 MVA, sa priključnim DV (svodenje DV 110 kV Bosanska Krupa – Vrnograč u TS Bužim) ⁽¹⁾	1,61	1,29									2,90
2	TS 110/x kV Čitluk 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Čitluk – Ljubuški)	3,39										3,39
3	TS 110/x kV Gradiška 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Gradiška) ⁽¹⁾	3,44	1,29									4,73
4	TS 110/x kV Šipovo, 2x20 MVA, sa priključnim DV (rekonstrukcija DV 35 (110) kV Mrkonjić Grad – Šipovo)	3,53										3,53
5	TS 110/x kV Tuzla 3, 2x20 MVA, sa priključnim vodom (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare) ⁽¹⁾	1,04	1,50									2,54
6	TS 110/x kV Žepče, 2x20 MVA sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići) ⁽¹⁾	3,50		2,68								6,18
7	DV 110 kV Bileća – Stolac (ulaz/izlaz za VE Trusina)	0,78										0,78
8	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	0,51										0,51
9	DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres	3,59										3,59
10	DV 2x220 kV HE Rama – Posušje - uvođenje u EES BiH	0,47										0,47
11	TS 110/x kV Banja Luka 9, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 2 – Banja Luka 5)	4,11										4,11
12	TS 110/x kV Ilijaš, 2x20 MVA	4,35										4,35
13	TS 110/x kV Jelah, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Teslić)	6,25										6,25
14	TS 400/110/x kV Sarajevo 10, 2x31,5 MVA (ugradnja transformacije 110/x kV)	4,30										4,30
15	DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići (ulaz/izlaz za TS Pazarić)	0,30										0,30
16	DV 110 kV HE Mostar – RP Mostar 1	0,56										0,56
17	DV 110 kV Jelah – Tešanj	1,00										1,00
18	DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 9	2,22										2,22
19	DV 110 kV Višegrad – Rudo (ulaz/izlaz za HE Mrsovo)	0,69										0,69
20	TS 110/x kV Fojnica, 2x20 MVA, sa priključnim DV (izgradnja DV 110 kV Visoko – Fojnica) ⁽¹⁾		1,54									1,54
21	TS 110/x kV Laktaši 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Laktaši – Nova Topola) ⁽¹⁾		1,29									1,29

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
22	DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2 (ulaz/izlaz za VE Podveležje)		1,45									1,45
23	TS 110/x kV Mostar 9, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina) ⁽¹⁾		1,29									1,29
24	TS 110/x kV Prnjavor 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Derвента – Prnjavor)		5,00									5,00
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 Sarajevo 12, 2x40 MVA, sa priključnim vodom (ulaz/izlaz na KB 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13)		9,10									9,10
27	TS 110/x kV Željuša, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1)		5,40									5,40
28	DV 110 kV Banja Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do Banja Luka 5)		0,33									0,33
29	DV 110 kV Nevesinje – Gacko		6,80									6,80
30	DV 110 kV Nevesinje – Gacko (ulaz/izlaz za HE Ulog)		4,80									4,80
31	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
32	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (svodenje 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	TS 110/x kV Živinice, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 4 – Đurđevik)			6,11								6,11
35	TS 110/x kV Kalesija, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik)			5,90								5,90
36	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
37	Rastavno mjesto 110 kV Konjević Polje			1,93								1,93
38	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica			3,50								3,50
39	DV 400 kV Tuzla 4 – TE Tuzla – blok 7			3,19								3,19
40	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (dionica Ugljevik – Blagojevića Han)				2,49							2,49
41	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
42	DV 110 kV Banovići – Zavidovići				3,88							3,88
43	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT – TS Gradačac)				0,96							0,96
44	DV 110 kV Rama/Prozor – Uskoplje/Gornji Vakuf				2,60							2,60
45	DV 220 kV RP Kakanj – Prijedor 2 (ulaz/izlaz za TE – TO KTG Zenica)				4,76							4,76

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
46	DV 220 kV TE - TO KTG Zenica – Zenica 2				2,82							2,82
47	DV 110 kV Zenica 1 – Žepče (ulaz/izlaz za HE Vranduk)				0,23							0,23
48	DV 220 kV Mostar 3 – Trebinje (2) (ulaz/izlaz za HE Dabar)				8,58							8,58
49	DV 110 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4 (priključni DV 400 kV za TE Banovići)				5,07							5,07
50	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
51	DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča (3 km na DV Sarajevo 20 – Bogatići i dionica od 15 km Miljevina – Foča)					4,10						4,10
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 Gorazde 1 – Foča (ulaz/izlaz za HE Ustikolina)						0,13					0,13
56	DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4 (ulaz/izlaz za TE Kakanj – blok 8)							12,74				12,74
57	TS 110/x kV Bijeljina 5, 2x20 MVA, sa priključnim DV (izgradnja DV 110 kV Bijeljina 3 – Bijeljina 5)							6,30				6,30
58	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
59	TS 110/x kV Zenica 5, 2x20 MVA sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 2 – Busovača)									5,50		5,50
60	TS 110/x kV Doboj Istok, 1x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica)										3,60	3,60
61	TS 220/110 kV Prijedor 2, 1x20 MVA (ugradnja transform. 110/x kV)										1,20	1,20
62	DV 110 kV Vareš – Kladanj										6,59	6,59
I-2	IZGRADNJA NOVIH INTERKONEKTIVNIH DALEKOVODA	0,00	0,00	1,09	0,00	0,00	88,90	0,00	0,00	0,00	0,00	89,99
1	DV 2x400 kV Višegrad – Bajina Bašta/RHE Bistrica (uključujući DV polja 400 kV B. Bašta i Pljevlja u TS 400/110/35/10 kV Višegrad)						19,20					19,20
2	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija (dionica u BiH)			1,09								1,09
3	DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (dionica Banja 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

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		2026
II	REKONSTRUKCIJE / SANACIJE I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH OBJEKATA (II-1+II-2+II-3+II-4)		119,02	45,55	115,62	37,33	32,17	1,50	45,73	51,33	29,47	37,91	515,63
II-1	Transformatorske stanice	Predmet rekonstrukcije /sanacije	104,27	17,76	37,83	20,29	18,30	0,00	40,59	45,37	19,74	26,89	331,04
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	VN, zamjena TR			3,82								3,82
6	TS 400/220/110 kV Tuzla 4	VN, izgradnja novog DV polja ⁽²⁾			4,67								4,67
7	TS 400/110/35/10 kV Ugljevik	Ugradnja drugog TR, trafo polje (2x) za priključak blokova 3 i 4 TE Ugljevik 3 ⁽²⁾ , VN			3,31						5,50		8,81
8	TS 400/220/110/35/10(20) kV Višegrad	Izgradnja novog DV polja ⁽³⁾ , SN, zamjena TR	0,38				2,13						2,51
9	TS 220/110/35/10 kV Bihać 1	VN, SN, zamjena TR				2,14			0,82				2,96
10	TS 220/110/35/10 kV Gradačac	Izgradnja novog DV polja, zamjena TR				0,40					1,03		1,43
11	RP 220 kV Kakanj	VN									1,20		1,20
12	TS 220/110 kV Zenica 2	Ugradnja trećeg trafoa i pripadajućih polja ⁽³⁾ , izgradnja novog DV polja ⁽²⁾ , VN				5,03			0,76				5,79
13	TS 110/35/10 kV Bosansko Grahovo	VN, SN										1,14	1,14
14	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 1	SN	1,45										1,45
15	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 2	VN, SN, zamjena TR	1,45										1,45
16	TS 110/20/10 kV Banja Luka 3	VN, izgradnja novog DV polja, SN	1,48	0,38								1,85	3,71
17	TS 110/20 kV Banja Luka 4	VN, SN	0,74			0,98							1,72
18	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 5	Izgradnja TR polja T2, izgradnja novog DV polja	0,38	0,39									0,77

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		2026
19	TS 110/35/6 kV Banovići	SN, kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, izgradnja DV polja za priključak vlastite potrošnje TE Banovići ⁽²⁾ , SN i dva trafo polja	0,18			1,39						1,60	3,17
20	TS 110/20/10 kV Bihać 2	VN, SN					1,89						1,89
21	TS 110/35/10 kV Bijeljina 1	VN, SN, zamjena TR (2X)	6,06										6,06
22	TS 110/35/10 kV Bijeljina 2	VN, SN										2,68	2,68
23	TS 110/35/10 kV Bijeljina 3	Zamjena TR, izgradnja novog DV polja				1,03			0,38				1,41
24	TS 110/35/10 kV Bileća	SN, zamjena TR	2,36										2,36
25	TS 110/35/10(20) kV Bosanska Krupa	VN, SN							0,98				0,98
26	TS 110/35/10(20) kV Bosanski Petrovac	Ugradnja drugog TR, VN, SN	1,29		0,97								2,26
27	TS 110/35/10 kV Brčko 2	Zamjena TR, VN				1,03						2,25	3,28
28	TS 110/35/10(20) kV Breza	SN					0,74						0,74
29	TS 110/35(20)/10/6 kV Brod	VN, SN, zamjena TR	4,24										4,24
30	TS 110/20/10 kV Bugojno	VN, SN, zamjena TR								2,64			2,64
31	TS 110/35/10 kV Busovača	VN, SN, ugradnja drugog TR	2,20										2,20
32	TS 110/35/10(20) kV Cazin 1	VN, SN							2,19				2,19
33	TS 110/20/10 kV Cazin 2	VN, SN, kompletiranje DV polja, ugradnja drugog TR, izgradnja novog DV polja				0,76			2,70				3,46
34	TS 110/35/10/6 kV Cementara	SN, zamjena TR									1,71		1,71
35	TS 110/35/10 kV Čapljina	SN	0,55										0,55
36	TS 110/10 kV Čitluk	VN, SN					1,15						1,15
37	TS 110/35/10 kV Derвента	VN, SN, zamjena TR			5,67								5,67
38	TS 110/35/10/6 kV Doboj 1	Zamjena TR				1,03							1,03
39	TS 110/35/10 kV Doboj 2	VN, SN							2,32				2,32
40	TS 110/35/10(20) kV Doboj 3	Ugradnja drugog TR								1,29			1,29
41	TS 110/35/10(20) kV Donji Vakuf	VN, SN, ugradnja drugog TR										2,15	2,15
42	TS 110/35/10 kV Drvar	VN, SN, ugradnja drugog TR							3,67				3,67
43	TS 110/35/6 kV Đurđevik	VN, SN								3,60			3,60
44	EVP 110/25 kV Blažuj	VN							0,81				0,81
45	EVP 110/25 kV Dobrinje	Kompletiranje DV polja (2), rekonstrukcija mjernog polja							0,81				0,81

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		2026
46	EVP 110/25 Kulen Vakuf	VN								0,54			0,54
47	TS 110/35/10(20) kV Foča	Izgradnja novog DV polja, kompletiranje DV polja, SN					0,75			1,61			2,36
48	TS 110/35/20/10 kV Goražde 1	SN (proširenje), zamjena TR								1,13			1,13
49	TS 110/20/10 kV Gračanica	SN, VN, zamjena TR	0,74							2,37			3,11
50	TS 110/20/10 kV Gradiška	SN	1,27										1,27
51	TS 110/35/10 kV Grude	VN, SN, izgradnja novog DV polja			1,70						0,38		2,08
52	TS 110/10(20) kV Hadžići	Proširenje SN postrojenja, ugradnja drugog TR		1,89									1,89
53	TS 110/35/6 kV HAK	VN, SN, ugradnja drugog TR, izgradnja novog DV polja	4,66				0,38						5,04
54	TS 110/35/10 kV Jablanica	Kompletiranje DV polja, VN, SN					1,80						1,80
55	TS 110/35/10 kV Jajce 1	VN, SN, zamjena TR, izgradnja novog DV polja			3,63		0,38						4,01
56	TS 110/35/10(20) kV Janja	Ugradnja drugog TR								1,29			1,29
57	TS 110/20/10 kV Kiseljak	Ugradnja drugog TR (trafo nabavljen, nedostaje 110 kV prekidač), VN, kompletiranje DV polja, SN, izgradnja novog DV polja	0,34		0,76	1,66							2,76
58	TS 110/35/10 kV Kladanj	VN, izgradnja novog DV polja, SN	0,48									1,88	2,36
59	TS 110/20/10 kV Ključ	Ugradnja drugog TR, VN, SN		1,29	1,14								2,43
60	TS 110/20 kV Kotor Varoš	Kompletiranje DV polja, VN, SN, izgradnja novog DV polja	2,34										2,34
61	TS 110/20/10 kV Kozarska Dubica	VN, SN, kompletiranje DV polja (2), zamjena TR	2,90								1,03		3,93
62	TS 110/10(20) kV Kupres	Izgradnja novog DV polja, kompletiranje DV polja, ugradnja drugog TR	0,69							1,27			1,96
63	TS 110/20 kV Laktaši	Kompletiranje DV polja, VN, SN	1,61										1,61
64	TS 110/35/10 kV Livno	VN, SN					2,05						2,05

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		2026
65	TS 110/35/10 kV Ljubuški	Izgradnja DV polja (2x), VN, SN	2,32								0,38		2,70
66	TS 110/35/10 kV Lopare	Kompletiranje DV polja, VN, SN	0,53								2,07		2,60
67	TS 110/35 kV Lukavac	Zamjena TR (2X), VN, SN	2,26								3,20		5,46
68	TS 110/35/10 kV Maglaj	Ugradnja drugog TR, VN, SN	1,13								1,80		2,93
69	TS 110/35/10 kV Modriča	VN, SN, zamjena TR							4,23				4,23
70	TS 110/35/10 kV Mostar 2	VN, zamjena TR, SN	1,59			1,30							2,89
71	TS 110/35/10 kV Mostar 5 (Rodoč)	SN				1,65							1,65
72	TS 110/35/10 kV Mostar 6 (Rudnik)	VN, SN, zamjena TR (2x)	2,74										2,74
73	TS 110/10 kV Mostar 7 (Balinovac)	Kompletiranje DV polja (2x), SN, zamjena TR (2)	0,90		2,91								3,81
74	TS 110/20/10 kV Mrkonjić Grad	Izgradnja novog DV polja, VN	1,89										1,89
75	TS 110/35/10 kV Novi Travnik	Zamjena TR, SN	1,49										1,49
76	TS 110/10 kV Neum	Izgradnja trafo polja, ugradnja drugog TR, VN, SN	0,36						2,02				2,38
77	TS 110/35/10 kV Nevesinje	Ugradnja drugog TR, kompletiranje DV polja, izgradnja DV polja, VN, SN	3,16										3,16
78	TS 110/20/10 kV Nova Topola	Kompletiranje trafo polja za ugradnju drugog TR	0,42										0,42
79	TS 110/20/10 kV Novi Grad	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	2,09										2,09
80	TS 110/35/10 kV Orašje	VN, SN										2,50	2,50
81	TS 110/35/10 kV Pale	VN, SN, zamjena TR	0,82	2,58									3,40
82	TS 110/35/10 kV Pazarić	Izgradnja novih DV polja (2), VN, SN	3,13										3,13
83	TS 110/35/10 kV Posušje	VN, SN		1,51									1,51
84	TS 110/20/10 kV Prijedor 1	SN	0,88										0,88
85	TS 110/20/10 kV Prijedor 3	Kompletiranje DV polja, VN, SN, izgradnja trafo polja	1,56										1,56
86	TS 110/20/6,3 kV Prijedor 5	VN, SN								1,85			1,85
87	TS 110/20/10 kV Prnjavor	Kompletiranje DV polja (2X), VN, izgradnja trafo polja, SN	1,03						0,74				1,77
88	TS 110/35/10 kV Rama/ Prozor	Kompletiranje DV polja, SN				1,63							1,63

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
89	TS 110/35/10 kV Rogatica	VN, SN								2,12				2,12
90	TS 110/20/10 kV Sanski Most	VN								1,16				1,16
91	TS 110/35/10 kV Sarajevo 1	VN, zamjena TR (2X), SN	3,99								0,43			4,42
92	TS 110/35/10 kV Sarajevo 2	VN, SN, zamjena TR (2X)	0,32	2,38										2,70
93	TS 110/10 kV Sarajevo 4	Zamjena TR, VN, SN			2,73									2,73
94	TS 110/10 kV Sarajevo 5	VN, SN, zamjena TR			4,60									4,60
95	TS 110/10 kV Sarajevo 7	Zamjena TR (2X), SN	2,36								1,37			3,73
96	TS 110/10 kV Sarajevo 8	Kompletiranje DV polja (2X), SN, zamjena TR								3,09				3,09
97	TS 110/10 kV Sarajevo 13	SN, zamjena TR	2,88											2,88
98	TS 110/10 kV Sarajevo 14	VN, SN, zamjena TR	5,39											5,39
99	TS 110/10 kV Sarajevo 15	Kompletiranje DV polja, zamjena TR (2X), SN	2,29		1,54									3,83
100	TS 110/35/10 kV Sarajevo 18	Rekonstrukcija DV polja (2X), SN, ugradnja drugog TR	0,75		1,70									2,45
101	TS 110/35/10 kV Sokolac	VN, SN, ugradnja drugog TR									2,32			2,32
102	TS 110/20 kV Srbac	Ugradnja drugog TR, VN, SN	1,23				1,49							2,72
103	TS 110/35/10(20) kV Srebrenica	Izgradnja novog DV polja			0,38									0,38
104	TS 110/35/10 kV Srebrenik	VN, SN, zamjena TR			1,52								1,82	3,34
105	TS 110/35/10 kV Stolac	Izgradnja trafo polja, rekonstrukcija DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	0,36	1,71									0,92	2,99
106	TS 110/35/10 kV Šamac	Zamjena TR, SN, VN	1,22				1,39							2,61
107	TS 110/10 kV Široki Brijeg	VN, SN	0,49								0,80			1,29
108	TS 110/35/10 kV Teslić	VN, SN, zamjena TR	3,46											3,46
109	TS 110/35/10 kV Tešanj	Ugradnja drugog TR, VN, SN, kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja	2,86											2,86
110	TS 110/35/10 kV Tomislavgrad	VN				0,45								0,45
111	TS 110/35/10 kV Travnik 1	SN, zamjena TR								1,23				1,23
112	TS 110/20/10 kV Travnik 2	SN											0,89	0,89
113	TS 110/35/10 kV Trebinje 1	Ugradnja drugog TR, VN, SN	3,37											3,37
114	TS 110/10(20) kV Tuzla 3	Izgradnja novog DV polja					0,38							0,38
115	TS 110/35/6 kV Tuzla 5	SN, rekonstrukcija DV polja, VN	1,08										2,65	3,73
116	TS 110/35/10 kV Tuzla Centar	VN, SN	0,70				2,00							2,70

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		2026
117	TS 110/20 kV Ukrina	VN, SN, ugradnja drugog TR								3,04			3,04
118	TS 110/20/10 kV Uskoplje/Gornji Vakuf	Izgradnja trafo polja, VN, kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR	0,36			1,56						0,92	2,84
119	TS 110/35/10 kV Vareš	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR, VN, SN										3,64	3,64
120	TS 110/35/10(20) kV Velika Kladuša	VN, SN							1,76				1,76
121	TS 110/35/10 kV Visoko	zamjena TR (2X), SN							3,53				3,53
122	TS 110/20/10 kV Vitez	Proširenje SN, VN, SN, zamjena TR	0,36							2,94			3,30
123	TS 110/35/10 kV Vlasenica	VN, SN, ugradnja drugog TR								4,54			4,54
124	TS 110/35/10(20) kV Vrnograč	VN								1,17			1,17
125	TS 110/35/10 kV Zavidovići	Izgradnja novog DV polja, SN				0,38					1,44		1,82
126	TS 110/35 kV Zenica 1	VN, zamjena TR	0,61							1,00			1,61
127	TS 110/35/20/10 kV Zenica 3	VN, SN, zamjena TR (2X)		5,10									5,10
128	TS 110/35/20 kV Zenica 4	Kompletiranje DV polja (2X), proširenje SN, ugradnja drugog TR							3,51				3,51
129	TS 110/35 kV Zvornik	Izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	4,10										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 ⁽⁴⁾			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 ⁽⁵⁾			12,00	12,00	12,00							36,00
II-4	Dalekovodi		14,75	7,79	65,79	5,04	13,87	1,50	5,14	5,96	9,73	11,02	140,59
1	DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (1) (1955/1967)		0,06										0,06
2	DV 110 kV Mostar 2 – RP Mostar 1 (1957)		0,02										0,02
3	DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20 (1) (1970/1986)		0,08										0,08
4	DV 2x110 kV HE Jablanica – RP Mostar 1/Mostar 2		4,18	5,10									9,28
5	DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10 (1954/1970/1979)		0,74										0,74
6	DV 110 kV Tuzla 5 – Tuzla Centar (1956/1977/1988)		0,17										0,17
7	DV 220 kV Mostar 4 – Zakučac (HR) (1958/1965/1977/2007)		1,22										1,22
8	DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) (1962/1980)		0,18										0,18
9	DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (1) (1965)		1,30										1,30

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
10	DV 110 kV Banovići – Tuzla 4 (1983)	0,40										0,40
11	DV 110 kV Brčko 1 – Srebrenik (2002)	0,70										0,70
12	DV 110 kV Tuzla 3 – Tuzla Centar	0,13										0,13
13	DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2 (1965/1985)	1,74										1,74
14	DV 110 kV Doboj 1 – Doboj 2 (1956/1975/1980)	0,36										0,36
15	DV 110 kV Brod – Derвента (1956/1975/1994)	0,30				1,10						1,40
16	DV 110 kV Lukavac – Srebrenik (1960)	0,55							1,30			1,85
17	DV 110 kV Kladanj – Vlasenica (2004)	0,51										0,51
18	DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (1) (HR)/BiH (1957/1980)	1,65										1,65
19	DV 110 kV Rama – Jablanica	0,46										0,46
20	DV 110 kV Bileća – Stolac (1957/1980/2000)		2,69									2,69
21	DV 110 kV Bugojno – Kupres (1985)			0,38								0,38
22	DV 220 kV RP Kakanj – Tuzla 4 (1962/1977)			6,16								6,16
23	DV 110 kV Derвента – Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)			1,10								1,10
24	DV 110 kV Mostar 2 – Stolac (1957/1980)			0,96								0,96
25	DV 110 kV Bileća – Nikšić (CG) (1957)			0,61								0,61
26	DV 110 kV Čapljina – Opuzen (HR) (1959/1969)			0,39								0,39
27	DV 110 kV Neum – Opuzen (HR) (1959/1969)			0,34								0,34
28	DV 110 kV Neum – Ston (HR) (1960/1976)			0,42								0,42
29	DV 110 kV Bileća – Trebinje 1 (1960/2006)			3,86								3,86
30	DV 110 kV Trebinje – Trebinje 1 (1960/2006)			1,00								1,00
31	DV 110 kV Čapljina – RP Mostar 1 (1960)			4,00								4,00
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 Trebinje – HE Perućica (CG) (1965)			1,95								1,95
35	DV 110 kV Trebinje – Komolac (HR) (1968/2006)			0,69								0,69
36	DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (2) (1968/2007)			5,60								5,60
37	DV 220 kV RP Jablanica – RP Mostar 3 (1968)			3,20								3,20
38	DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (1) (1969)			1,38								1,38
39	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi (CG) (1969)			1,20								1,20
40	DV 110 kV Bijeljina 3 – Brčko 2 (1972/1988/2000)			2,28								2,28
41	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7 (1979)			0,43								0,43
42	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 7 (1979)			1,60								1,60
43	DV 110 kV Mostar 6 – RP Mostar 1 (1955/1979/1995)			0,54								0,54
44	DV 110 kV Tuzla 3 – Lopare			0,35								0,35
45	DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf (1965/1985/1996)			0,82								0,82

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
46	DV 220 kV Mostar 4 – RP Mostar 3 (1) (1965/1977)			0,37								0,37
47	DV 220 kV HE Trebinje 1 – Trebinje (1965/2002)			1,48								1,48
48	DV 110 kV EVP Konjic – Konjic (1954/1970)			0,28								0,28
49	DV 110 kV EVP Dobrinje – TE Kakanj (1954/1971)			0,50								0,50
50	DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići (1954/1970/1981)			1,21								1,21
51	DV 2x110 kV HE Jablanica – Sarajevo 1 (1)/(2) (1955/1957/1997)			3,00								3,00
52	DV 220 kV Prijedor 2 – RP Kakanj (1962/1969)			1,22								1,22
53	DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (2) (1969)			1,38								1,38
54	DV 110 kV Brčko 1 – Doboj 3 (1993)			1,50								1,50
55	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik (1956/1977/1988)			3,60								3,60
56	DV 110 kV Doboj 2 – Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)				0,84							0,84
57	DV 110 kV Blagojevića Han – Brčko 2 (1994)				0,15							0,15
58	DV 110 kV Grude – Imotski (HR) (1951/1982)				4,05							4,05
59	DV 110 kV Doboj 1 – Maglaj (1955/1971)					0,81						0,81
60	DV 110 kV Maglaj – Zavidovići (1955/1971)					0,61						0,61
61	DV 110 kV Travnik 1 – Zenica 1 (1955/1971/2002)					1,00						1,00
62	DV 110 kV Cementara Kakanj – Zenica 2 (1958/1971/1976)					1,06						1,06
63	DV 220 kV RP Kakanj – TE Kakanj (G5) (1962)					1,27						1,27
64	DV 220 kV RP Kakanj – TE Kakanj (trafo) (1962)					0,74						0,74
65	DV 220 kV RP Jablanica – RP Kakanj (1968)					4,20						4,20
66	DV 220 kV TE Kakanj (G5) – Zenica 2 (1971/1999)					2,13						2,13
67	DV 110 kV Cazin 1 – Cazin 2 (1984)					0,19						0,19
68	DV 110 kV Bosansko Grahovo – EVP Ličko Dugo Polje (HR) (1987)					0,48						0,48
69	DV 110 kV Drvar – EVP Ličko Dugo Polje (HR) (1987)					0,28						0,28
70	DV 110 kV Foča – Goražde 1						1,50					1,50
71	DV 110 kV Bosanski Petrovac – Drvar (1976/1986)							0,63				0,63
72	DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica (1955/1976/1986)							0,91				0,91
73	DV 110 kV Zenica 4 – Zenica Jug (1955/1976/2001/2005)							0,05				0,05
74	DV 110 kV Zenica 4 – Zenica Sjever (1955/1976/2001/2005)							0,23				0,23
75	DV 110 kV Zenica 1 – Zenica 2 (1958/1971)							0,22				0,22
76	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (1962/1971/1980)							3,10				3,10
77	DV 110 kV Gračanica – Lukavac (1955/1976/1986/1998)								1,70			1,70
78	DV 110 kV Bugojno – Uskoplje/Gornji Vakuf (1985)								0,37			0,37
79	DV 110 kV Bosanska Krupa – Prijedor 2 (1968/1978/1998)								1,52			1,52
80	DV 220 kV Mostar 4 – RP Mostar 3 (2) (1976)								0,38			0,38
81	DV 110 kV Čitluk – Ljubuški (1976)								0,69			0,69

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
82	DV 110 kV Zenica 2 – Zenica Jug (1976)									0,60		0,60
83	DV 110 kV Zenica 2 – Zenica Sjever (1976)									0,43		0,43
84	DV 110 kV Čapljina – Ljubuški (1977)									0,73		0,73
85	DV 110 kV Mostar 4 – RP Mostar 1 (1977)									0,50		0,50
86	DV 110 kV Sarajevo 4 – Sokolac (1979)									2,36		2,36
87	DV 110 kV Breza – TE Kakanj (1964/1977/1999)									0,79		0,79
88	DV 110 kV Busovača – Zenica 2 (1978/)									0,69		0,69
89	DV 110 kV HE Mostar – RP Mostar 1 (1) (1979/)									0,25		0,25
90	DV 110 kV HE Jablanica – Jablanica (1980)									0,15		0,15
91	DV 110 kV Rogatica – Sokolac (1980)									3,23		3,23
92	DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja (CG) (1960/)										3,13	3,13
93	DV 220 kV Mostar 4 – EAL (1980)										0,50	0,50
94	DV 220 kV Mostar 3 – EAL (1980)										0,30	0,30
95	DV 110 kV Rogatica – Višegrad (1980)										2,86	2,86
96	DV 110 kV Novi Travnik – Vitez										1,10	1,10
97	DV 110 kV Bugojno – Novi Travnik										3,13	3,13
III	UGRADNJA PRIGUŠNICA	0,00	0,00	7,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,50	0,00	13,70
1	TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 (Čule) (MSR – 150 MVA) ⁽⁶⁾			7,20								7,20
2	TS 400/110 kV Banja Luka 6 (MSR – 100 MVA)									6,50		6,50

Napomena:

- (1) II faza izgradnje transformatorske stanice koja podrazumijeva ugradnju drugog transformatora u skladu sa kriterijem planiranja br. 10
- (2) Izgradnja DV polja 220 kV u TS Zenica 2 (2020.), DV 400 kV u TS Tuzla 4 (2019.), dva trafo polja 400 kV u TS Ugljevik (2019.), DV polje 110 kV u TS Banovići (2020.) je isključivo za priključenje novih proizvodnih objekata (TE - TO KTG Zenica, TE Tuzla - G7, TE Ugljevik 3) i finansira se iz naknade za priključak. Planirana sredstva ne ulaze u ukupna sredstva potrebna za realizaciju investicija.
- (3) Ugradnja trećeg trafosa 220/110 MVA u TS Zenica 2 sa pripadajućim poljima u iznosu od 4,23 mil.KM i DV polja 110 kV HE Mrsovo u TS Višegrad u iznosu od 0,38 mil. KM služi isključivo za stvaranje tehničkih uslova u mreži za priključenje novih korisnika. Investicija će biti pokrenuta tek nakon što Elektroprenos BiH i Investitor potpišu Ugovor o priključku.
- (4) Planirana sredstva se odnose na zamjenu SCADA sistema.
- (5) Planirana sredstva se odnose na zamjenu terminalne TK opreme po TS, jer je postojeća oprema i tehnološki zastarjela i nema više rezervnih dijelova.
- (6) Vrijednost investicije preuzeta iz L[18]

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

13.3. Procjena raspoloživih sredstava

Raspoloživa vlastita sredstva za investiciono ulaganje u periodu 2017 – 2026. godina prikazana su u Tabeli 13.3. 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. Za objekte za koje je u ranijem periodu plaćen dio ili cjelokupan iznos fiksnog dijela naknade u tabeli 13.3. je prikazan ukupan iznos, ali u ukupnu sumu nije uračunato ono što je plaćeno u ranijem periodu.

Sredstva slobodne amortizacije za 2017. godinu uključuju:

- raspoloživa vlastita sredstva prema Izvještaju o realizaciji investicija za 2016. godinu (od 13.09.2016.),
- razliku između ostvarene i planirane amortizacije prema PI za 2016. godinu za 2015. godinu,
- razliku između ocjene ostvarenja i planirane amortizacije (PI za 2016. godinu) za 2016. godinu,
- procjenu slobodne amortizacije za 2017. godinu.

Slobodna amortizacija za period 2018 – 2026. godina data je na osnovu planskih iznosa amortizacije, umanjena za iznose amortizacije donacija i otplate kredita za navedene godine. Na osnovu prethodno navedenog, ukupna vlastita raspoloživa sredstva za investiranje u periodu 2017 – 2026. iznose 841,07 mil.KM.

Tabela 13.3. Raspoloživa vlastita sredstva za investiciono ulaganje u periodu 2017 – 2026.

Red. br	Godina	Slobodna amortizacija			Dobit	Fiksni dio naknade za priključak		Ukupno 9 (5+6+8)
		Postojeći objekti	Planirana realizacija investicija	Ukupno (3+4)		Naziv objekta	Iznos	
1	2	3	4	5	6	8		9 (5+6+8)
1	plan 2017			279,47		MHE Dub i MHE Ustiprača*	0,41	287,52
						HE Mostarsko Blato	3,00	
						TE Stanari**	15,00	
						VE Trusina	2,55	
						HE Mrsovo	1,84	
						RS Sastavci (SN priključak)	0,22	
						gradilište HE Dabar (SN priključak)**	0,09	
						mHE Marin most (SN priključak)	0,08	
						mHE Zlate i Pačići (SN priključak)	0,12	
						2	plan 2018	
						VE Podveležje**	1,20	
3	plan 2019	37,78	9,02	46,80		TE Tuzla, blok 7	22,5	99,30
						TE Ugljevik, blok 3 i 4	30	
4	plan 2020	28,49	13,77	42,26		HE Vranduk	0,98	88,94
						KTG Zenica	19,38	
						HE Dabar	8,82	
						TE Banovići	17,50	
5	plan 2021	34,69	15,78	50,47				50,47
6	plan 2022	33,10	17,08	50,18		HE Ustikolina	3,27	53,45
7	plan 2023	31,93	19,00	50,93		TE Kakanj, blok 8	15,00	65,93
8	plan 2024	30,63	20,55	51,18				51,18
9	plan 2025	28,47	21,95	50,42				50,42
10	plan 2026	26,40	23,40	49,80				49,80
	Ukupno			713,85			127,22	841,07

* - prikazan ukupan iznos fiksnog dijela naknade s tim što je dio naknade već plaćen i nije uračunat u ukupnu sumu

** - prikazan ukupan iznos fiksnog dijela naknade, ali s obzirom da je cjelokupan iznos već plaćen to nije uračunat u ukupnu sumu

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, Plan je urađen na sljedeći način:

1. 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 junu 2016. godine), a dijelom usaglašeni sa NOS BiH,
2. 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,
3. 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,
4. iako su rezultati analiza ukazali na potrebu izgradnje nove TS 400/110 kV na širem području Doboja ova TS nije uvrštena u Plan jer još uvijek nije određena njena tačna lokacija. Najbolje rješenje za lokaciju transformacije 400/110 kV, sa osvrtnom na Stanare, Jelah ili neku drugu lokaciju, uvažavajući tehno – ekonomske kriterije, određiće stručna institucija čiji je odabir u toku.

Od novih proizvodnih objekata, u Plan su uključeni objekti bilansno uvršteni u IPRP: MHE Dub, VE Trusina, HE Mrsovo, HE Ulog, VE Podveležje, blok 7 u TE Tuzla, blokovi 3 i 4 u TE Ugljevik 3, TE-TO KTG Zenica, HE Vranduk, TE Banovići, HE Dabar, HE Ustikolina i blok 8 u TE Kakanj.

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. Za HE Ulog je, uz saglasnost NOS BiH, datum priključenja pomjeren za 2018. godinu.

Uvažavajući kriterije definisane u Poglavlju 4. u planskom periodu 2017 – 2026. 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 6 postojećih krutih veza u mreži 110 kV u cilju povećanja pouzdanosti i sigurnosti snabdijevanja potrošača,
- 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 (prognozirano max. opterećenje na kraju planskog perioda 0,93 MVA) i TS Goražde 2 (prognozirano max. opterećenje na kraju planskog perioda 2,75 MVA, rezerva kroz distributivnu mrežu 38,31%). Planirana je ugradnja 33 nova 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 17 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 2017., 2021. i 2026. godinu na modelima u koje su uvršteni objekti u skladu sa poglavljem 8.1. Ulazni podaci za model. Uticaj izgradnje novih interkonektivnih vodova na vrijednost TTC-a posebno je analiziran u poglavlju 10. Proračun prenosnih kapaciteta.

Rezultati provedenih analiza 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 jer još uvijek nije određena njena tačna lokacija. Najbolje rješenje za lokaciju transformacije 400/110 kV, sa osvrtom na Stanare, Jelah ili neku drugu lokaciju, uvažavajući tehno – ekonomske kriterije, određiće stručna institucija čiji je odabir u toku. 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 2017. godinu, predmet su aktuelnih Planova 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 2017. 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 2017. godini, i uz angažman u podpobudi novog generatora u TE Stanari, nije moguće riješiti promjenom položaja regulacionih preklopki mrežnih transformatora.

Analize za minimalni režim u 2021. 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[18] Elektroprenos BiH je obavezan uvrstiti ugradnju prigušnice u Dugoročni plan razvoja prenosne mreže. Stoga su analize provedene za scenarij bez uključene prigušnice u TS Mostar 4 i sa uključenom prigušnicom. Rezultati analiza provedenih za minimalni režim za 2021. 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 i Banja Luka 6 – Lika) analize provedene u 2026. godini ukazuju na povećane tranzite 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 TS Višegrad i TE Ugljevik. Pravilnim izborom prenosnog odnosa energetskih transformatora 400/220 kV/kV, 400/110 kV/kV i 220/110 kV/kV naponi u 220 kV i 110 kV mreži 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.

Iz rezultata 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[18] 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[18] provedene opsežne analize naponskih prilika u smislu broja analiziranih scenarija, te u skladu sa obavezama preuzetim prilikom revizije Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže 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 2026. 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.

Proračuni maksimalnih struja trolnog i jednopolnog kratkog spoja urađeni su u uslovima maksimuma sistema u 2026. godini. Rezultati proračuna pokazuju da su vrijednosti struja trolnog i jednopolnog kratkog spoja u svim čvorištima u 2026. godini u granicama propisanim MK.

Dinamika realizacije investicija 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. Za sve objekte čija je realizacija započeta, u tabeli 13.2. su navedena preostala sredstva potrebna za realizaciju investicionog projekta preuzeta iz Izvještaja o realizaciji investicija za 2016. godinu od 13.09.2016. godine.

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.

Potrebna sredstva za realizaciju predloženih investicija za period 2017 – 2026. godina iznose 825,44 mil. KM. Od toga:

- izgradnja novih objekata iznosi 296,11 mil. KM
 - nove TS i DV: 206,12 mil. KM,
 - nove interkonekcije: 89,99 mil. KM.
- rekonstrukcije/sanacije i proširenja iznose 515,63 mil. KM:
 - rekonstrukcije/sanacije i proširenja VN i SN postrojenja: 331,04 mil. KM,
 - rekonstrukcije/sanacije DV: 140,59 mil. KM,
 - zamjena SCADA sistema iznosi 8,0 mil. KM
 - završavanje telekomunikacione opreme iznosi 36,0 mil. KM.
- ugradnja prigušnica u EES BiH 13,70 mil. KM:

Procjena vlastitih raspoloživih sredstava za investiranje u periodu 2017 – 2026. iznosi 841,07 mil. KM.

Procjena potrebnih sredstava za investicije i raspoloživih vlastitih sredstava po godinama data je u tabeli 14.1.

Tabela 14.1. Procjena potrebnih i raspoloživih vlastitih sredstava po godinama

Godina	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Ukupno
Potrebna sredstva (mil. KM)	163,19	97,54	159,50	59,56	52,42	90,40	52,03	51,33	50,17	49,30	825,44
Raspoloživa sredstva (mil. KM)	287,52	44,06	99,30	88,94	50,47	53,45	65,93	51,18	50,42	49,80	841,07
Razlika (mil. KM)	124,33	-53,48	-60,20	29,38	-1,95	-36,95	13,90	-0,15	0,25	0,50	15,63

Preraspodjelom razlike između raspoloživih i potrebnih sredstava iz 2017. godine i 2020. godine u iznosu od 153,71 mil. KM (124,33+29,38=153,71 mil. KM) na 2018., 2019., 2021. i 2022. godinu, pregled potrebnih i raspoloživih sredstava bi izgledao kako je prikazano u tabeli 14.2. Nedostajuća sredstva u 2024. godini mogu se preraspodijeliti iz 2023. godine.

Tabela 14.2. Preraspodjela raspoloživih vlastitih sredstava po godinama

Godina	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Ukupno
Potrebna sredstva (mil. KM)	163,19	97,54	159,50	59,56	52,42	90,40	52,03	51,33	50,17	49,30	825,44
Raspoloživa sredstva (mil. KM)	163,20	97,60	159,50	59,60	52,70	91,14	65,78	51,33	50,42	49,80	841,07
Razlika (mil. KM)	0,01	0,06	0,00	0,04	0,28	0,74	13,75	0,00	0,25	0,50	15,63

LITERATURA

- [1] Mrežni kodeks, maj 2011. godine
- [2] Indikativni plan razvoja proizvodnje 2017. – 2026., NOS BiH, juni 2016. 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 HE Mrsovo na prenosnu mrežu“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, april 2015. godine
- [6] „Elaborat tehničkog rješenja priključka VE Trusina na prenosnu mrežu“, Elektrotehnički fakultet Univerzitet u Beogradu, decembar 2013. godine
- [7] VE Podveležje „Idejni projekat tehničkog rješenja priključka VE Podveležje na prenosnu mrežu“, Energoinvest d.d. Sarajevo, februar 2014. godina
- [8] Elaborat „Tehničko rješenje priključka HE Ulog na prenosnu mrežu 110 kV“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, januar 2010. godine
- [9] Elaborat „Priključenje bloka 7 TE Tuzla na EES Bosne i Hercegovine“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, oktobar 2009. godine
- [10] „Elaborat tehničkog rješenja priključka TE Ugljevik 3 na prenosnu mrežu“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, maj 2015. godine
- [11] „Elaborat tehničkog rješenja priključka termoelektrane Banovići, blok 1 – 350 MW na prijenosnu mrežu“, Energetski institut Hrvoje Požar/Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o., Zagreb rujan/septembar 2015. godine
- [12] „Elaborat tehničkog rješenja priključka HE Dabar“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, juli 2012. godine
- [13] „Elaborat tehničkog rješenja priključka HE Vranduk na prenosnu mrežu 110 kV“, Energoinvest, maj 2010. godine
- [14] „Elaborat tehničkog rješenja priključka TE – TO KTG Zenica na prijenosnu mrežu“, Energetski institut Hrvoje Požar, travanj 2013. godine
- [15] „Elaborat tehničkog rješenja priključka HE Ustikolina na prenosnu mrežu 110 kV“, Energoinvest, juni 2012. godine
- [16] Elaborat „Tehničko rješenje priključka bloka 8 TE Kakanj na prenosnu mrežu 400 kV“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, oktobar 2009. godine
- [17] Feasibility Study Including ESIA – 400 kV Interconnection Serbia-Montenegro-BiH, 19th February 2015
- [18] „Tehno – ekonomski aspekti regulacije napona kao pomoćne (sistemske) usluge – identifikacija i sanacija nedozvoljenih napona na prenosnoj mreži“, Energetski institut Hrvoje Požar, srpanj 2012. godine