



ELEKTROPRIJENOS BiH
ЕЛЕКТРОПРЕНОС БИХ

DUGOROČNI PLAN RAZVOJA PRENOSNE MREŽE 2018 - 2027.

KNJIGA I

Decembar 2017.

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

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

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

SADRŽAJ:

KNJIGA I

1. UVOD	6
2. SADRŽAJ DUGOROČNOG PLANA RAZVOJA PRENOSNE MREŽE	8
3. KARAKTERISTIKE EES BiH	9
3.1. Prenosna mreža BiH.....	9
3.1.1. Operativno područje Banja Luka	10
3.1.2. Operativno područje Mostar.....	10
3.1.3. Operativno područje Sarajevo	11
3.1.4. Operativno područje Tuzla.....	12
3.2. Proizvodnja i potrošnja električne energije	14
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	27
7. STATISTIKA KVAROVA I VRIJEME ZASTOJA ZBOG KVAROVA I ODRŽAVANJA DALEKOVODA I MREŽNIH TRANSFORMATORA	29
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. VE Mesihovina.....	40
8.1.6.3. Pet (5) VE (VE Džinov Do, VE Cvjetov Kuk, VE Rupari, VE Dubac i VE Kučajnica) na području Trusine.....	40
8.1.6.4. HE Dabar	41
8.1.6.5. HE Mrsovo	42
8.1.6.6. HE Vranduk.....	42
8.1.6.7. VE Podveležje	43
8.1.6.8. HE Ulog.....	43
8.1.6.9. Blok 7 u TE Tuzla	44
8.1.6.10. TE Ugljevik 3 – blok 3 i 4	44
8.1.6.11. TE Banovići.....	45
8.1.6.12. TE – TO KTG Zenica	45
8.1.6.13. Blok 8 u TE Kakanj.....	46
8.1.7. Novi interkonektivni vodovi	47
8.1.8. Nove TS 110/x kV	50
8.1.8.1. TS 110/35/10(20) kV Široki Brijeg 2 (2022. godina).....	51
8.1.8.2. TS 110/35/10/6 kV Tušanj (2022. godina)	51
8.1.8.3. TS 110/35/10 kV Bijeljina 5 (2024. godina)	52
8.1.8.4. TS 110/20(10) kV Zenica 5 (2025. godina).....	53
8.1.8.5. TS 110/10(20) kV Ljubuški 2 (2026. godina)	53
8.1.8.6. TS 110/10(20) kV Doboj Istok (2027. godina).....	53
8.1.8.7. Ugradnja transformacije 110/20 kV u TS Prijedor 2 (2027. godina).....	54
9. ANALIZA TOKOVA SNAGA I NAPONSKIH PRILIKA	55
9.1. Analiza za 2018. godinu.....	55
9.2. Analiza za 2022. godinu.....	57
9.3. Analiza za 2027. godinu.....	60
9.4. Režim minimalnih opterećenja.....	61

9.4.1. Analiza za 2018. godinu.....	63
9.4.2. Analiza za 2022. godinu.....	65
9.4.3. Analiza za 2027. godinu.....	66
10. PRORAČUN PRENOSNIH KAPACITETA	69
11. PRORAČUN STRUJA KRATKIH SPOJEVA.....	71
12. REKONSTRUKCIJE I PROŠIRENJA ELEMENATA PRENOSNOG SISTEMA	77
12.1. Zamjena energetskih transformatora	77
12.2. Proširenja VN i SN postrojenja.....	77
12.3. Rekonstrukcije/sanacije.....	77
12.3.1. Rekonstrukcije/sanacije VN i SN postrojenja	77
12.3.2. Rekonstrukcije/sanacije DV	78
12.3.3. Znavljanje telekomunikacione opreme.....	78
13. PREGLED NOVIH PRENOSNIH KAPACITETA, REKONSTRUKCIJA I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH SA PROCJENOM POTREBNIH SREDSTAVA	79
13.1. Procjena potrebnih sredstava.....	79
13.2. Investicije po pojedinačnim projektima i dinamika izgradnje/proširenja/rekonstrukcije/sanacije	80
14. ZAKLJUČAK	96
LITERATURA	100

KNJIGA II

1. PRILOG 1

1.1. Dostignuto i prognozirano opterećenje postojećih TS.....	3
1.2. Dostignuto i prognozirano opterećenje postojećih i novih TS.....	9
1.3. Opterećenja po čvorištima u trenutku dostizanja maksimalnog i minimalnog opterećenja EES BiH u 2016. godini.....	15
1.4. Faktor mjesečnog opterećenja, vrijeme iskorištenja maksimalnog mjesečnog opterećenja i srednje mjesečno opterećenje po TS za period 2012 – 2016. godina	19

2. PRILOG 2

2.1. Pregled novih TS 110/x kV i načina priključenja za nove TS	100
2.2. Pregled zahtjeva elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH	101

3. PRILOG 3

3.1. Pregled TS sa ugrađenim jednim transformatorom i plan ugradnje drugog transformatora	148
3.2. Pregled nekompletnih DV polja 110 kV i plan kompletiranja.....	152
3.3. Pregled jednostrano napojenih TS 110/x kV i plan obezbjeđenja dvostranog napajanja.....	153
3.4. Pregled objekata van funkcije i plan vraćanja u funkciju	154
3.5. Pregled i plan ukidanja krutih veza.....	155

4. PRILOG 4

4.1. Statistika zastoja na dalekovodima za period 2012 – 2016.....	157
4.2. Statistika zastoja na mrežnim transformatorima za period 2012 – 2016.	166

5. PRILOG 5

5.1. Analiza tokova snaga i naponskih prilika - šematski prikaz	167
---	-----

6. PRILOG 6

6.1. Procjena troškova izgradnje DV 400 kV i 220 kV	205
6.2. Procjena troškova izgradnje/rekonstrukcije DV 110 kV	210
6.3. Procjena troškova izgradnje/rekonstrukcije TS	213
6.4. Procjena troškova polja i pojedinačnih elemenata u TS	216
6.5. Procjena troškova za srednjenaponske ćelije	217

7. PRILOG 7

7.1. Zamjena energetskih transformatora.....	219
7.2. Proširenja TS – izgradnja novih polja.....	231
7.3. Rekonstrukcija VN i SN postrojenja u TS.....	232
7.4. Rekonstrukcija DV	237

8. PRILOG 8

8.1. Proračun struja trofaznih kratkih spojeva – šematski prikaz	242
8.2. Proračun struja jednofaznih kratkih spojeva – šematski prikaz	273

9. PRILOG 9

9. Registar podnijetih zahtjeva za priključak	305
---	-----

POPIS SKRAĆENICA

BDP	Bruto društveni proizvod
CHE	Crpna hidroelektrana
DC	Dispečerski centar
DERK	Državna regulatorna komisija za električnu energiju
DV	Dalekovod
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
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
EZ	Energetska zajednica
FMERI	Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije
HE	Hidroelektrana
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava
IPRP	Indikativni plan razvoja proizvodnje 2018. – 2027. 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
NOSBiH	Nezavisni operator sistema u BiH
OPGW	Optical Ground Wire
Plan	Dugoročni plan razvoja prenosne mreže za period 2018 – 2027. godina
RS	Rasklopište
SECI	Southeast European Cooperative Initiative
SN	Srednjenaponsko
TE	Termoelektrana
TS	Transformatorska stanica
TTC	Total Transfer Capacity (Ukupni prenosni kapacitet)
TYNDP	Ten – Year Network Development Plan
UO	Upravni odbor
VE	Vjetroelektrana
VN	Visokonaponsko
ZE-DO	Zeničko – dobojski

1. UVOD

Prema Licenci za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije (broj licence 05-28-12-341-20/12 od 17.01.2013. godine) Elektroprenos BiH je zadužen za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže za period od 10 godina, koji obuhvata i problematiku novih prekograničnih vodova.

Takođe, prema Licenci za obavljanje djelatnosti nezavisnog operatora sistema tačka 3.21., Nezavisni operator sistema u BiH (u daljem tekstu: NOSBiH), 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 Elektroprenos BiH podnosi NOSBiH-u na pregled, odobravanje, direktnu reviziju i objavljivanje. NOSBiH 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 NOSBiH. 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), tačka 4.2.(1), Elektroprenos BiH je nadležan za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže. Tačkom 4.2.(2) MK definisan je cilj Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže: *„Cilj Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže je da na osnovu Indikativnog plana razvoja proizvodnje (bazni scenario) i drugih relevantnih dokumenata, definiše potrebna pojačanja postojećih i izgradnju novih objekata prenosne mreže kako bi se pravovremeno pokrenule procedure vezane za njihovo projektovanje, osiguranje 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.(3) 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.(4): *„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. Dugoročni plan razvoja prenosne mreže, Licencom za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije i Licencom za obavljanje djelatnosti nezavisnog operatora sistema. U tački 4.2.2.(5) MK se navodi:

„Dugoročni plan razvoja prenosne mreže NOSBiH-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 NOSBiH-u na pregled, odobravanje, direktnu reviziju i objavljivanje.“

„NOSBiH 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 NOSBiH. Zavisno od rezultata revizije, Dugoročni plan razvoja prenosne mreže može se vratiti Elektroprenosu BiH na doradu ili uputiti u dalju proceduru odobravanja.“

„NOSBiH će, nakon odobrenja DERK-a, Dugoročni plan razvoja prenosne mreže objaviti na svojoj web stranici.”

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 NOSBiH 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 4.2.1.(2)), 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 2018 – 2027. 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 2018 – 2027. 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.(3)) vrši svake godine.

2. SADRŽAJ DUGOROČNOG PLANA RAZVOJA PRENOSNE MREŽE

Sadržaj Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže definisan je MK (tačka 4.2.2.(6)) i sa uključenim aktuelnim i planskim podacima obuhvata:

- a. Maksimalne i minimalne snage proizvodnih jedinica,
- b. Maksimalne i minimalne aktivne i reaktivne snage konzumnih čvorišta,
- c. Način priključka novih proizvodnih i potrošačkih kapaciteta shodno dinamici njihovog ulaska u pogon,
- d. Procjenu opterećenja elemenata prenosne mreže na bazi procjene istovremenog maksimalnog opterećenja Korisnika prenosne mreže uz korištenje kriterija sigurnosti (n-1),
- e. Procjenu opterećenja elemenata prenosne mreže na bazi procjene istovremenog minimalnog opterećenja Korisnika prenosne mreže,
- f. Prijedloge izgradnje novih interkonektivnih vodova i njihov uticaj na vrijednosti prekograničnih kapaciteta,
- g. Gubitke u prenosnoj mreži,
- h. Proračun trofaznih i jednofaznih struja kratkih spojeva za početnu, petu i desetu godinu planskog perioda za svako mrežno čvorište,
- i. Potrebna pojačanja mreže i/ili promjene u topološkoj strukturi prenosne mreže,
- j. Statistiku kvarova i vrijeme zastoja zbog kvarova i održavanja dalekovoda i mrežnih transformatora u posljednjih pet godina,
- k. Procjenu potrebnih investicija za realizaciju predloženih planova.

3. KARAKTERISTIKE EES BiH

3.1. Prenosna mreža BiH

Sumarni pregled objekata koje Elektroprenos BiH koristi u obavljanju djelatnosti prenosa električne energije (zaključno sa 31.12.2016. godine) 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	3826,09
110 kV (kabl)	7	-	32,08
UKUPNO	289	26	6184,37

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

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	132
TS 35/x kV	4
UKUPNO	150+4

Od ukupno 132 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)
400/231 kV	7	2800
400/115 kV	7	2100
220/115 kV	14	2100
110/x kV	233	5518,5
SN/SN	31	173
UKUPNO	292	12691,5

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 na kraju 2016. godine:

3.1.1. Operativno područje Banja Luka

- Obuhvata područje sjeverozapadne Bosne sa ukupno 39 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 400/115 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 – Mračin, 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.
- 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.
- U decembru 2016. godine puštene su u pogon TS 110/35/20(10) kV Bužim i TS 110/20/10 kV Laktaši 2.
- U Plan investicija Elektroprenosa BiH uvrštena je izgradnja transformatorskih stanica: TS 110/x kV Banja Luka 9, TS 110/x kV Banja Luka 10, TS 110/x kV Gradiška 2, TS 110/x kV Prnjavor 2, TS 110/x kV Prijedor 6, TS 110/x kV Šipovo i TS 110/x kV Kostajnica.

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.
- 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 raspjeta vodova na ovom području.

- Najjače čvorne tačke su TS 400/220/110/35/10 kV Mostar 4 sa mrežnim transformatorima 400/231 kV (2x400 MVA) i 220/115 kV (2x150 MVA), te transformatorima 110/35/10 kV (2x20 MVA) i TS 400/220/110/35 kV Trebinje sa mrežnim transformatorima 400/231 kV (400 MVA) i 220/115 kV (2x150 MVA), te transformatorima 110/35/10 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 Buško Blato – Kraljevac (HR), DV 110 kV Buško Blato – Peruća (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.
- Preostale radijalno napojene TS su: TS 110/10 Nevesinje, TS 110/35/10 kV Stolac, TS 110/20/10 kV Uskoplje/G. Vakuf 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.
- TS 35/10 kV Glamoč je u funkciji po 35 kV naponu.
- Prema dodijeljenim koncesijama, na području Hercegovine, te Livna i Tomislavgrada, očekuje se značajan porast proizvodnje iz VE, ali i iz MHE.
- U oktobru 2016. godine puštena je u pogon TS 110/35/10 kV Mostar 9.
- U Plan investicija Elektroprenosa BiH uvrštena je izgradnja transformatorskih stanica: TS 110/x kV Čitluk 2 i TS 110/x kV Željuša, te transformacije 110/x kV u TS Mostar 1.

3.1.3. Operativno područje Sarajevo

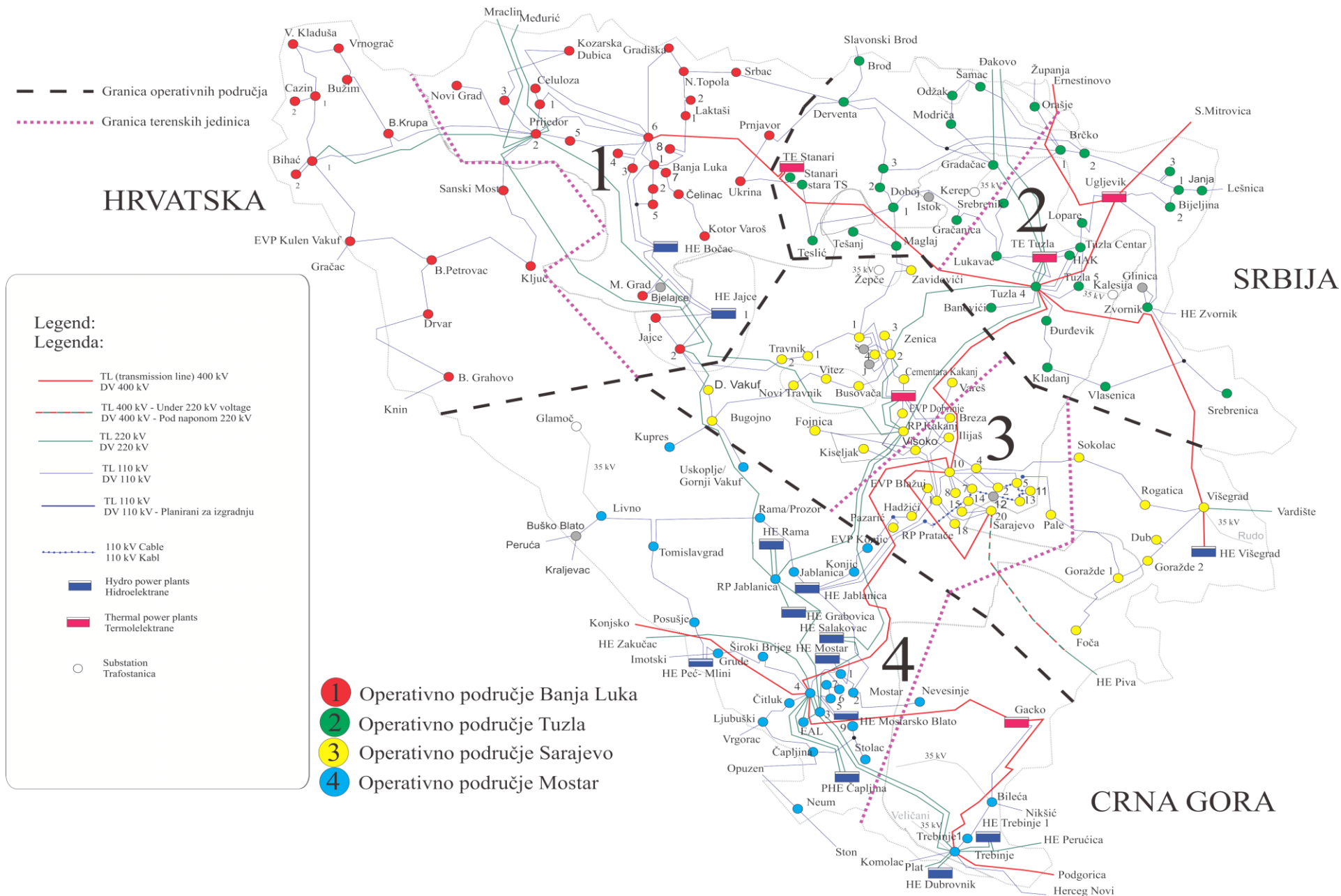
- Obuhvata područje Sarajeva, Srednje i Istočne Bosne sa ukupno 43 transformatorske stanice i dva EVP-a (EVP Blažuj i EVP Dobrinje) u dvojnog vlasništvu JP Željeznice FBiH i Elektroprenosa BiH.
- Operativno područje se sastoji od tri terenske jedinice: Sarajevo, Višegrad i Zenica.
- Najjače čvorne tačke su: TS 400/110 kV Sarajevo 10 sa mrežnim transformatorima 400/115 kV (2x300 MVA), TS 400/220/110/35/20/10 kV Sarajevo 20 sa mrežnim transformatorima 400/231 kV (400 MVA) i 400/115 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 400/231 kV (400 MVA) i 400/115 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 18 – Sarajevo 20 (potrebna rekonstrukcija polja DV 110 kV Sarajevo 20 u TS Sarajevo 18) i DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20/(1) planira se u 2018. godini. 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, TS 110/35/10 kV Foča i TS 110/35/20 kV Fojnica. 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.
- TS 35/10 kV Žepče je u funkciji po 35 kV naponu.
- U decembru 2016. godine puštena je u pogon TS 110/x kV Fojnica.
- U Plan investicija Elektroprenosa BiH 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.
- 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 39 transformatorskih stanica.
- Operativno područje se sastoji od dvije terenske jedinice: Doboj i Tuzla.
- Najjače čvorne tačke su: TS 400/220/110 kV Tuzla 4 sa mrežnim transformatorima 400/231 kV (2x400MVA) i 220/115 kV (2x150 MVA) i TS 400/110/35 kV Ugljevik sa jednim mrežnim transformatorom 400/115 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).
- Radijalno napojene su: TS 110/35/6 kV Banovići, TS 110/35/10 kV Tešanj i TS 110/35/10 kV Srebrenica.
- Koncentracija urbano – industrijske potrošnje sa veoma neravnomjernim opterećenjem čvorišta 110/x kV.
- U Plan investicija Elektroprenosa BiH 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, TS 110/x kV Kalesija, TS 110/x kV Živinice, TS 110/x kV Lukavac 2 te ugradnja transformacije 110/35/10(20) kV i postrojenja 10(20) kV i 35 kV u TS HAK.
- TS 35/10(20) kV Kerep i TS 35/10 kV Kalesija rade na naponu 35 kV.
- 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 3.1. prikazana je karta EES BiH za 2016. godinu.



Slika 3.1. Karta EES BiH za 2016. godinu

3.2. Proizvodnja i potrošnja električne energije

Prema tački 4.2.2.(6) a) 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	2022.
17.	Tuzla 3 (G4)	200	180	125	2023.
18.	Tuzla 4 (G5)	200	180	125	-
19.	Tuzla 5 (G6)	223	200	115	-
20.	Kakanj 3 (G5)	110	100	60	2026.
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	275	150	-

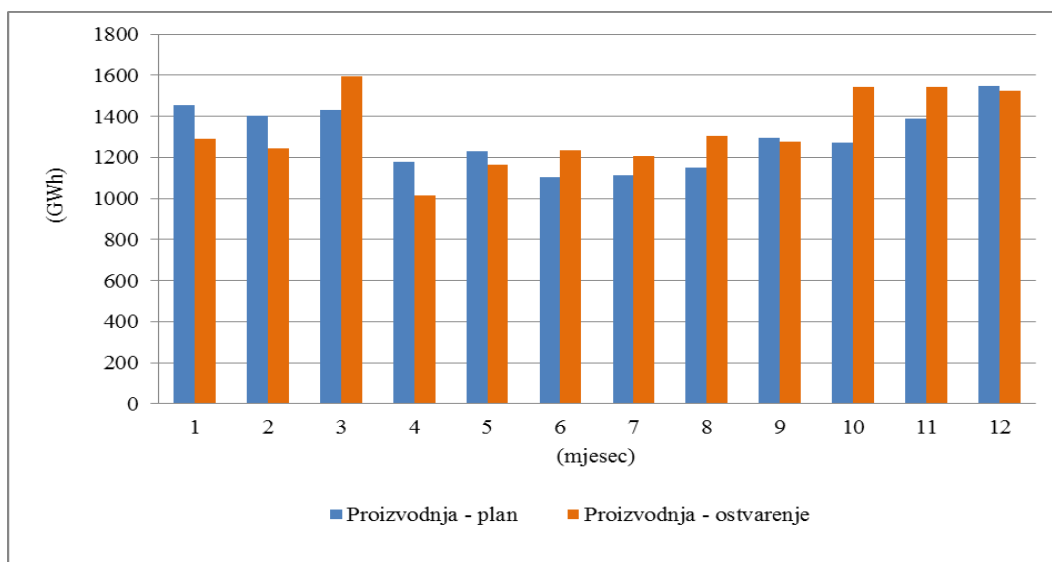
* - bilansira se samo G2;

Prema IPRP maksimalna snaga na mreži prenosa koja se može angažovati iz proizvodnih kapaciteta u BiH iznosi: hidroelektrane 2.095,5 MW, termoelektrane 1.888 MW.

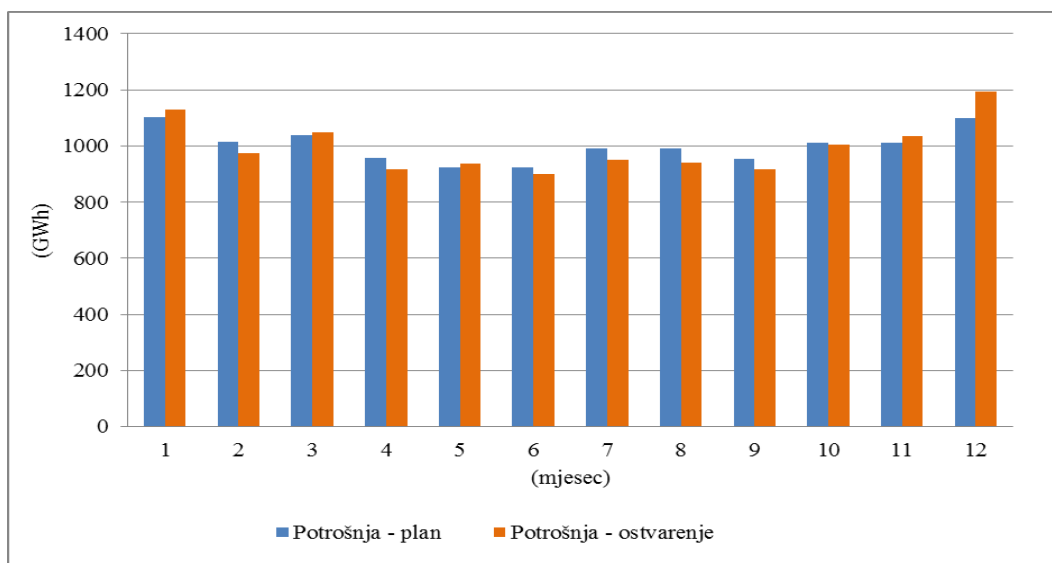
Bilans električne energije na prenosnoj mreži (prema podacima Elektroprenosa BiH) za 2016. godinu, po mjesecima, dat je u Tabeli 3.7.:

Tabela 3.7. Elektroenergetski bilans po mjesecima za 2016. godinu

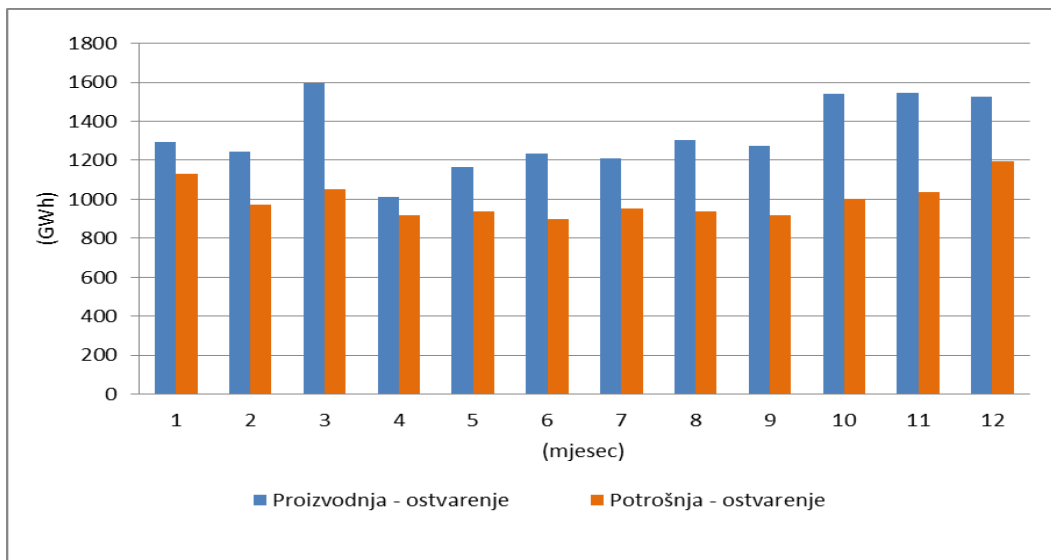
GWh		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ukupno
1	Proizvodnja - plan	1454,7	1401,2	1431,3	1179,1	1228,9	1104,5	1112,7	1149,3	1295,9	1273,1	1388,7	1547,5	15566,9
2	Proizvodnja - ostvarenje	1292,6	1243,1	1595,7	1014,4	1163,9	1233,2	1207,5	1305,7	1275,0	1543,2	1545,5	1525,2	15945,0
3	Prijem iz drugih EES	375,9	280,5	211,6	325,7	264,2	215,5	319,3	221,9	216,5	226,0	243,5	281,4	3182,0
4	Ukupno (2+3)	1668,5	1523,6	1807,3	1340,1	1428,1	1448,7	1526,8	1527,6	1491,5	1769,2	1789,0	1806,6	19127,0
5	Potrošnja - plan	1101,3	1014,2	1039,1	958,0	922,6	922,2	989,6	991,6	952,8	1009,8	1012,8	1099,8	12013,8
6	Potrošnja - ostvarenje	1128,3	974,0	1049,5	917,7	938,2	899,8	950,5	939,4	916,7	1004,0	1035,8	1194,5	11948,4
7	Isporuka drugim EES	513,4	523,4	728,2	395,1	472,8	525,7	548,2	559,7	547,6	734,7	723,7	568,2	6840,7
8	Ukupno (6+7)	1641,7	1497,4	1777,7	1312,8	1411,0	1425,5	1498,7	1499,1	1464,3	1738,7	1759,5	1762,7	18789,1
9	Gubici – Plan	32,0	30,0	29,0	32,0	24,0	24,0	27,0	29,0	24,0	26,0	27,0	32,0	336,0
10	Gubici (4-8) - Ostvarenje	26,8	26,2	29,6	27,3	17,1	23,2	28,1	28,5	27,2	30,5	29,5	43,9	337,9



Slika 3.2. Proizvodnja električne energije na prenosnoj mreži za 2016. godinu



Slika 3.3. Potrošnja električne energije na prenosnoj mreži za 2016. godinu



Slika 3.4. Proizvodnja i potrošnja električne energije na prenosnoj mreži za 2016. 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 4.2.1. 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 i naponi 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 360 kV i 420 kV,
 - za 220 kV mrežu između 198 kV i 245 kV,
 - za 110 kV mrežu između 99 kV i 123 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 360 kV i 420 kV,
- za 220 kV mrežu između 198 kV i 245 kV,
- za 110 kV mrežu između 99 kV i 123 kV,

–opterećenje prenosnih vodova i mrežnih transformatora nije veće od dozvoljene vrijednosti termičkog opterećenja vodiča, odnosno instalisane snage transformatora,

–nema prekida snabdijevanja električnom energijom.

Kriterij (n-1) ne primjenjuje se na ispad dvosistemskeg ili višesistemskeg voda (tačka 4.2.1.1. MK).

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

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

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

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

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

6. U opštem slučaju, na granici prenosne i distributivne mreže mora biti ispunjen kriterij (n-1). U slučaju radijalnog priključka na prenosu mrežu jednim vodom ili jednim transformatorom 110/x kV, od kriterija (n-1) može se privremeno odstupiti, ako je osigurano napajanje iz srednjenaponskih mreža u punom iznosu (tačka 4.2.1.1. 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 TS, a prethodno su iscrpljene mogućnosti za povećanje instalisane snage.

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

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

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

12. U planskom periodu je potrebno:

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

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

- ranije evidentiranih kvarova 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: 30 godina). U TS sa ugrađena dva transformatora, zavisno od dostignute/prognozirane snage TS u planskom periodu, te instalisane snage, stanja i starosti transformatora, ne mora se planirati zamjena i za veći životni vijek od definisanog ukoliko jedan od transformatora nije stariji od 50 godina.
- prognozirano opterećenja TS.

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

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

- ranije evidentiranih kvarova 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 na osnovu životnog vijeka (30 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: 34 godina,
 - kablovski vodovi: 34 godina,
 - MOP 110 kV: 20 godina,
 - SN ćelije: 20 godina,
 - ostala oprema u postrojenjima: 20 godina,
 - oprema za zaštitu i upravljanje: 10 godina,
 - oprema za SCADA sisteme: 10 godina,
 - oprema sistema za obračunsko mjerenje u objektima: 15 godina,
 - oprema vlastite potrošnje: 10 godina,
 - telekomunikaciona oprema: 13 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 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. Sredstva za izradu 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 finansijskih sredstava potrebnih za ulaganje se vrši poštujući ekonomske kriterije, na način da se između tehnički mogućih rješenja odabire 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 (uvažavajući faktore opterećenja) u prethodnom periodu i procijenjenog trenda porasta koji je dobijen na osnovu analize podataka dostavljenih od strane elektroprivrednih kompanija u BiH i Brčko Distrikta za potrebe izrade IPRP-a.

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

5.1. Indikativni plan razvoja proizvodnje

Prema Licenci za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije, Indikativni plan razvoja proizvodnje predstavlja jednu od osnova za izradu Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže. NOSBiH je u martu 2017. godine izradio IPRP, koji je odobren Odlukom DERK-a broj: 05-28-13-320-13/16 donesenoj na sjednici održanoj 30.05.2017. 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 2018 – 2027. godina iznosi 2.496,50 MW, a ukupna godišnja proizvodnja je 15.439,30 GWh L[2]. Bilansno su uključeni sljedeći proizvodni objekti:

- MHE Dub, instalisane snage 9,4 MW, godišnje proizvodnje 44,2 GWh, investitora Hidroinvest d.o.o., koja se priključuje na rasklopište 35/110 kV Dub. Priključenje MHE Dub je predviđeno za 2018. godinu.
- VE Trusina, instalisane snage 51 MW, godišnje proizvodnje 160,0 GWh, investitora EOL Prvi d.o.o. Priključenje VE Trusina je predviđeno za 2018. godinu.
- VE Mesihovina, instalisane snage 50,6 MW, godišnje proizvodnje 165,0 GWh, investitora JP EP HZ HB. Priključenje VE Mesihovina je predviđeno za 2018. godinu.
- HE Vranduk, instalisane snage 19,6 MW, godišnje proizvodnje 96,4 GWh, investitora JP EP BiH. Priključenje HE Vranduk je predviđeno za 2019. godinu.
- HE Dabar, instalisane snage 159,2 MW, godišnje proizvodnje 251,8 GWh, investitora MH ERS. Priključenje HE Dabar je predviđeno za 2019. godinu.

- HE Mrsovo, instalisane snage 36,8 MW, godišnje proizvodnje 135,6 GWh, investitora Comsar Energy Hydro d.o.o. Priključenje HE Mrsovo je predviđeno za 2019. godinu.
- VE Podveležje, instalisane snage 48 MW, godišnje proizvodnje 120,0 GWh, investitora JP EP BiH. Priključenje VE Podveležje je predviđeno za 2019. godinu.
- HE Ulog, instalisane snage 34,4 MW, godišnje proizvodnje 82,3 GWh, investitora EFT – HE Ulog d.o.o. Priključenje HE Ulog je predviđeno za 2021. godinu.
- TE Tuzla – blok 7, instalisane snage 450 MW, godišnje proizvodnje 2.740,0 GWh, investitora JP EP BiH. Priključenja bloka 7 u TE Tuzla je predviđeno za 2021. godinu.
- TE Banovići, instalisane snage 350 MW, godišnje proizvodnje 2.200,0 GWh, investitora RMU „Banovići“ d.d. Banovići. Priključenja TE Banovići je predviđeno za 2021. godinu.
- 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. Priključenja TE Ugljevik 3 je predviđeno za 2021. godinu.
- TE Kakanj – blok 8, instalisane snage 300 MW, godišnje proizvodnje 1.814,0 GWh, investitora JP EP BiH. Priključenje bloka 8 u TE Kakanj je predviđeno za 2024. godinu.
- TE – TO KTG Zenica, instalisane snage 2x126 MW + 1x135,5 MW (387,5 MW), godišnje proizvodnje 3.250,0 GWh, investitora KTG Zenica. Priključenja TE – TO KTG Zenica je predviđeno za 2024. godinu.

5.1.2. Prognoza potrošnje

U IPRP L[2] su definisana tri osnovna scenarija prognoze potrošnje električne energije na prenosnoj mreži BiH u periodu 2018 – 2027. godina:

- Pesimistični scenario – niži scenario (prosječni godišnji porast 0,5%)
- Realistični scenario – bazni scenario (prosječni godišnji porast 1,1%)
- Optimistični scenario – viši scenario (prosječni godišnji porast 2,2%)

Prethodno navedeni scenariji su dobiveni na osnovu analize istorijskih podataka o ostvarenoj potrošnji za proteklih 15 godina, 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, te prognoze bazirane na BDP-u. 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 2,0% u baznom scenariju, 3,4% u višem scenariju i 1,5% u nižem scenariju.

Vršna satna snaga konzuma na prenosnoj mreži u 2016. godini zabilježena je 31.12.2016. godine kada je iznosila 2.098 MW i manja je za 7 MW u odnosu na ostvarenje iz 2015. godine. Ova vrijednost (ostvarena u 2016. godini) je uzeta kao startna kod procjene jednovremene snage konzuma EES BiH na prenosnoj mreži. Iz L[2] je vidljivo da nema kontinuiteta u vrijednostima jednovremenih snaga konzuma BiH na prenosnoj mreži. Ipak, na osnovu scenarija rasta potrošnje, rast maksimalnih snaga je procijenjen na 1,1% godišnje, a rast minimalnih snaga na 2,2%. U Tabeli 5.1. je, prema L[2], dat bilans jednovremenih maksimalnih snaga na prenosnoj mreži za period 2018 – 2027. godina.

Tabela 5.1. Procjena jednovremenih maksimalnih snaga na prenosnoj mreži

(MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži	2.144	2.168	2.192	2.216	2.240	2.265	2.290	2.315	2.341	2.366

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 (MWh)
- registrovana prenesena reaktivna energija u toku mjeseca (MVarh)
- 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: 2012., 2013., 2014., 2015. i 2016. godinu prikazani su u Prilogu 1.

U 2016. 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 2012 – 2016. 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 – 2016.) čine solidnu osnovu za procjenu opterećenosti određene TS i ukazuju na one TS čije pokazatelje treba pažljivije pratiti u narednom periodu.

U 2016. godini je maksimalno opterećenje u proteklom petogodišnjem periodu ostvareno u 30 TS 110/x kV, pri čemu je u 8 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 Plana Elektroprenos BiH je, kako bi omogućio ravnopravan tretman, uputio zahtjev svim elektroprivredama u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH da prijedloge dostavljene za potrebe prethodnih Dugoročnih planova razvoja prenosne mreže prošire prijedlozima do 2027. godine, te da dostave eventualne izmjene ili dopune u ranije dostavljenim podacima. Podaci koje su elektroprivrede u BiH i JP „Komunalno Brčko” d.o.o. Brčko distrikta BiH ranije dostavili Elektroprenosu BiH su obuhvatali:

- 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.

MH EP RS i JP EP BiH su dostavili nove prijedloge za Plan, dok JP EP HZ HB i JP „Komunalno Brčko“ d.o.o. Brčko distrikt BiH nisu dostavili nove prijedloge niti su dostavili izmjene i dopune postojećih.

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, prijedlozi za rekonstrukciju i opremanje VN i SN postrojenja u postojećim TS 110/x kV kao i prijedlozi za izgradnju novih DV 110 kV.

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. U okviru prijedloga za rekonstrukciju dostavljeni su i prijedlozi za proširenje TS (ugradnja drugog transformatora i proširenje SN postrojenja).

JP EP HZ HB je za potrebe izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže 2015 – 2024. godina dostavilo svoje 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. Nakon dostavljanja podataka za navedeni planski period JP EP HZ HB, na svaki do sada upućen zahtjev Elektroprenosa BiH, nije imalo nove prijedloge niti je dostavljalo prijedloge za izmjenu i dopunu postojećih te u skladu s tim dostavljeni prijedlog za potrebe izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže 2015 – 2024. godina se smatra važećim i za ovaj Plan.

JP „Komunalno Brčko“ d.o.o. Brčko distrikt BiH je za potrebe izrade Dugoročnog plana razvoja prenosne mreže 2017 – 2026. godina 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 zamjenu postojećih transformatora u TS Brčko 2 sa transformatorima koji omogućavaju paralelan rad sa transformatorima u TS Brčko 1. S obzirom da nisu dostavljeni novi prijedlozi isti podaci su važeći i za ovaj Plan.

Podaci dostavljeni od elektroprivreda u BiH i JP „Komunalno Brčko“ d.o.o. Brčko distrikta BiH za potrebe izrade Plana su dati u Prilogu 2.

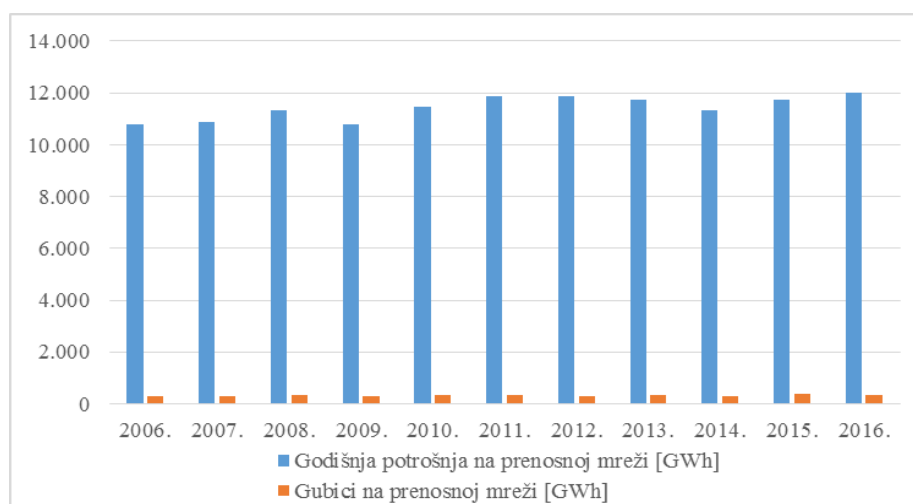
Pregled novih transformatorskih stanica 110/x kV koje su, na osnovu analiza baziranih na usvojenim kriterijima planiranja, uvrštene u Plan dat je u Prilogu 2.

6. GUBICI U PRENOSNOJ MREŽI

U periodu 2006 – 2016. godina gubici u prenosnoj mreži su se kretali u opsegu od 2,60% (2012. godine) do 3,07% (2015. 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 2006 – 2016. godina

Godina	2006.	2007.	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.
Godišnja potrošnja na prenosnoj mreži [GWh]	10797	10871	11338	10787	11469	11880	11853	11732	11346	11719	12015
Gubici na prenosnoj mreži [GWh]	311,07	312	326,5	306,1	337,9	324,17	308,14	343,1	304,19	359,37	333,3
Pumpni rad [GWh]	0	12,4	0	0	2,2	21,4	65,97	0	0	13,9	46,21
Ukupna potrošnja na prenosnoj mreži [GWh]	11108	11195	11665	11093	11809	12203	12227	12075	11650	12093	12395
Gubici na prenosnoj mreži u odnosu na potrošnju [%]	2,88	2,87	2,88	2,84	2,95	2,73	2,6	2,92	2,68	3,07	2,77



Slika 6.1. Ukupna godišnja potrošnja i gubici u prenosnoj mreži u periodu 2006 – 2016.

U Bilansu električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2018 – 2027. godina L[2] data je procjena gubitaka u prenosnoj mreži za posmatrani planski period i to u iznosu od 1,9% u odnosu na planiranu proizvodnju na prenosnoj mreži.

Proizvodnja, potrošnja i gubici na mreži prenosa na osnovu izmjerenih vrijednosti u 2016. godini dati su u Tabeli 6.2.

Tabela 6.2. Proizvodnja, potrošnja i gubici – ostvarenje na mreži prenosa u 2016. godini (podaci Elektroprenosa BiH)

GWh	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ukupno
Proizvodnja (ostvarenje + prijem iz drugih EES)	1668,5	1523,6	1807,3	1340,1	1428,1	1448,7	1526,8	1527,6	1491,5	1769,2	1789,0	1806,6	19127,0
Potrošnja (ostvarenje)	1128,3	974,0	1049,5	917,7	938,2	899,8	950,5	939,4	916,7	1004,0	1035,8	1194,5	11948,4
Gubici (ostvarenje)	26,8	26,2	29,6	27,3	17,1	23,2	28,1	28,5	27,2	30,5	29,5	43,9	337,9
Gubici (%) u odnosu na proizvodnju	1,61	1,72	1,64	2,04	1,20	1,60	1,84	1,87	1,82	1,72	1,65	2,43	1,77

U Tabeli 6.3. (u IPRP, Tabela 8.6. – Bilansi električne energije na prenosnoj mreži BiH za period 2018 – 2027.) 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 2018 – 2027. godina

GWh	Godina									
	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.	2027.
Proizvodnja – scenario 1	16770,5	19811,3	23998,3	29548,6	28187,6	27959,6	29705,6	29403,6	29298,6	29098,6
Potrošnja – scenario 1 (niži scenario)	12119	12119	12259	12324	12387	12447	12506	12562	12616	12668
Potrošnja – scenario 2 (bazni scenario)	12261	12396	12531	12666	12802	12937	13074	13211	13349	13487
Potrošnja – scenario 3 (viši scenario)	12537	12820	13109	13405	13707	14017	14333	14657	14989	15328
Gubici (2,2% proizvodnje)	318,6	376,4	456,0	561,4	535,6	531,2	564,4	558,7	556,7	552,9

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 prosječne planske godine. U provedenim analizama gubici mrežnih transformatora 400/231 kV, 400/115 kV i 220/115 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	2018.	2022.	2027.
Gubici u 400 kV mreži [MW]	2,22	8,52	12,16
Gubici u 220 kV mreži [MW]	11,88	17,90	22,45
Gubici u 110 kV mreži [MW]	24,63	27,71	33,93
Ukupni gubici u prenosnoj mreži EES BiH [MW]	38,73	54,13	68,54
Vršno opterećenje EES BiH [MW]	2144	2240	2366
Gubici u odnosu na vršno opterećenje EES BiH [%]	1,81	2,42	2,90

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

U Prilogu 4 dat je tabelarni pregled statističkih podataka o zastojsima dalekovoda i mrežnih transformatora zbog kvarova i održavanja za period 2012 – 2016. godina. Za 2012., 2013., 2014. i 2015. godinu su navedeni podaci o ukupnom broju i trajanju zastoja po pojedinim elementima prenosne mreže, dok su za 2016. godinu, pored ukupnog broja i trajanja zastoja, posebno prikazani podaci o ukupnom broju i trajanju neplaniranih, te ukupnom broju i trajanju planiranih zastoja.

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

U nekim od susjednih prenosnih sistema, gdje se takođe prate i obrađuju navedeni statistički podaci (prema L[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 2016. godinu, može se dati sljedeći pregled:

Tabela 7.1. Pregled neplanskih zastoja po elementima prenosne mreže u 2016. 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.	Transformator T1 400/115 kV u TS Sarajevo 10	2	580,62	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 580,62 h
2.	DV 400 kV Mostar 4 – Sarajevo 10*	13	517,33	8 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 516,7 h
3.	DV 400 kV Stanari – Tuzla*	8	341,57	6 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 340,17 h
4.	DV 220 kV Prijedor 2 – Mraclin*	14	2945,33	13 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 2943,88 h
5.	DV 220 kV Prijedor 2 – RP Kakanj*	24	1524,22	14 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 1429,12 h

Red. br.	Element prenosne mreže (DV/mrežni transformator)	Neplanski zastoj		Napomena
		Ukupan broj zastoja	Ukupno trajanje zastoja (>200 h/godišnje)	
6.	DV 220 kV RP Kakanj – Tuzla	25	1339,73	11 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 1337,77 h
7.	DV 220 kV Trebinje – Perućica	21	230,30	12 prolaznih kvarova ukupnog trajanja 1,53 h
8.	DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (1)*	21	217,62	16 prolaznih kvarova ukupnog trajanja 7,37 h
9.	DV 110 kV Doboj 1 – Doboj 2	3	4672,93	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 4667,27 h
10.	DV 110 kV Derventa – Gradačac	8	3664,73	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 3635,8 h
11.	DV 110 kV Lopare – Ugljevik	4	1049,12	3 prinudna isključenja ukupnog trajanja 305,12 h
12.	DV 110 kV Odžak – Šamac	7	422,10	5 prinudnih isključenja ukupnog trajanja 421,05 h
13.	DV 110 kV Derventa – Prnjavor	6	396,85	4 prinudna isključenja ukupnog trajanja 396,28 h
14.	DV 110 kV Modriča – Odžak	6	349,25	3 prinudna isključenja ukupnog trajanja 343,68 h
15.	DV 110 kV Bijeljina 3 – Brčko 2	10	232,60	2 aktivna kvara ukupnog trajanja 221,83 h zbog kvara na prekidaču

*Isključivan zbog visokih napona u EES BiH

Tabela 7.2. Pregled planskih zastoja po elementima prenosne mreže u 2016. 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.	Transformator T1 400/231 kV u TS Tuzla	2	1060,85	Rekonstrukcija-zamjena 400 kV i 220 kV trafo prekidača.
2.	DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (1)	6	809,32	
3.	DV 110 kV Grude – Široki Brijeg	60	2192,47	Rekonstrukcija DV.
4.	DV 110 kV Sarajevo 1 – Visoko	9	1606,95	
5.	DV 110 kV Tuzla – Tuzla 5	2	1445,50	Rekonstrukcija DV polja u TS Tuzla.
6.	DV 110 kV Đurđevik –Tuzla	1	1441,55	Rekonstrukcija DV polja u TS Tuzla.
7.	DV 110 kV EVP Blažuj – Sarajevo 1	3	1440,80	
8.	DV 110 kV Ilijaš – Sarajevo 1	11	1315,87	
9.	DV 110 kV Busovača – Vitez	4	1261,47	
10.	DV 110 kV Sarajevo 1 – Sarajevo 10	4	1221,77	
11.	DV 110 kV Busovača – Zenica 2	6	1034,25	
12.	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 4	110	998,83	
13.	DV 110 kV Bileća – Nikšić	6	904,30	

U smislu generalne ocjene statističkih podataka, može se uočiti da je ukupan broj zastoja u 2016. godini manji nego u 2015. godini, ali gotovo dvostruko dužeg trajanja (za 26629,5 sati) u odnosu na 2015. godinu. Razlog ovome je prvenstveno znatno duže trajanje zastoja dalekovoda i neplanskih (za 12476,75 sati) i planskih (za 12579,4 sati) u odnosu na 2015. godinu. Broj zastoja na mrežnim transformatorima se nije značajno povećao u odnosu na

2015. godinu, dok je trajanje ovih zastoja povećano za 1573,35 sati. Povećano trajanje neplanskih zastoja dalekovoda je prije svega uzrokovano prinudnim isključenjima zbog visokih napona u mreži, dok je povećano trajanje planskih zastoja dalekovoda uzrokovano povećanim brojem rekonstrukcija u skladu sa usvojenim planovima.

Prekidi u snabdijevanju potrošača električnom energijom registrovani u 2016. 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 u 2016. godini bili su uzrokovani kvarovima na 110 kV dalekovodima. Planski zastoji trajanja više od 10 sati uzrokovani su planskim rekonstrukcijama, remontima DV, te funkcionalnim ispitivanjima i ispitivanjima zaštita (TS Šipovo, TS Busovača, TS Mrkonjić Grad i TS Novi Grad).

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 NOSBiH, modeli za prosječne 2018., 2022. i 2027. 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 modelovana na osnovu vrijednosti zabilježenih opterećenja u satu u kojem je zabilježen maksimum sistema u 2016. godini (31.12.2016. godine 18-ti sat), a koji je iznosio 2098 MW. Za analizirane prosječne godine izvršen je porast maksimalnog opterećenja sistema po godišnjoj stopi od 1,1%, odnosno izvršen je tako da maksimalna opterećenja sistema u prosječnim godinama odgovaraju prognoziranim 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.
- Prilikom određivanja proizvodnje na prenosnoj mreži kao bazni angažman elektrana na prenosnoj mreži uzet je onaj ostvaren u satu kada je zabilježen maksimum sistema u 2016. 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 određena na sljedeći način:
 - Za 2018. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 300 MW,
 - Za 2022. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 500 MW,
 - Za 2027. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 800 MW.

Modeli za prosječne 2018., 2022. i 2027. godinu za režim minimalnih opterećenja formirani su na sljedeći način:

- Ukupno opterećenje za prosječne godine je određeno na osnovu ostvarenog opterećenja u satu u kojem je zabilježen minimum sistema u 2016. godini (23.05.2016. godine 4-ti sat), a koji je iznosio 845 MW. Na ovo opterećenje je primijenjen porast po godišnjoj stopi od 2,2% kako je definisano u IPRP. Opterećenja po čvorištima za ovaj režim su određena na način da su opterećenja za režim maksimalnog opterećenja skalirana tako da ukupna opterećenja EES BiH odgovaraju opterećenjima sistema u prosječnim godinama za ovaj režim, pri čemu je poštovan princip da su opterećenja direktnih potrošača zadržana na istom nivou kao i u režimu maksimalnog opterećenja. Reaktivna opterećenja u režimu minimalnog opterećenja su modelovana sa faktorom snage 0,9.
- Prilikom određivanja proizvodnje na prenosnoj mreži kao bazni angažman elektrana na prenosnoj mreži uzet je onaj ostvaren u satu kada je zabilježen minimum sistema u 2016. 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 određena na sljedeći način:
 - za 2018. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 300 MW,
 - za 2022. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 500 MW,
 - za 2027. godinu: potrošnja + gubici + pretpostavljeni izvoz od 800 MW.

Modeli susjednih sistema za 2018. godinu su preuzeti iz SECI modela za režim maksimalnog i minimalnog opterećenja za 2015. godinu, za prosječnu 2022. iz SECI modela za 2020. godinu, a za prosječnu 2027. 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 potrošnje,
- n – ukupan broj svih 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 čija je potrošnja konstantna u planskom periodu.

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 maksimalnog opterećenja uzeta sa faktorom snage 0,95.

Opterećenja industrijskih potrošača priključenih direktno na prenosnu mrežu modelovana su kako je prethodno 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	18
Cementara Kakanj	13,3
Steelmin BH	60
Željezara Ilijaš	5,6
R-S Silicon	27
UKUPNO	494,9

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 2017. godinu i usvojenim Planom investicija za period 2017 – 2019. godina. U Tabeli 8.1.1. su navedeni objekti čija je izgradnja/rekonstrukcija bila predmet Plana investicija za 2017. godinu, a realizovana je u 2017. godini ili se očekuje da će biti realizovana do kraja 2017. godine prema Izvještaju o realizaciji Plana investicija. U Tabeli 8.1.2. su navedeni objekti čija je izgradnja/rekonstrukcija predmet Plana investicija za 2017. godinu i Plana investicija za period 2017 – 2019. godina, a čiji je završetak planiran u periodu nakon 2017. godine.

Tabela 8.1.1. Objekti čija je realizacija planirana u 2017. godini

Red. br.	Projekat/Objekat	Napomena
1.	RP Mostar 1 ugradnja transformacije	u pogonu
2.	TS 110/x kV Čitluk 2 [*] , 2x20 MVA sa priključnim DV	u pogonu
3.	TS 110/x kV Tuzla 3, 20 MVA sa priključnim DV	u pogonu
4.	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina ^{**}	završeno
5.	TS 110/x kV Gradiška 2, 20 MVA sa priključnim DV	
6.	TS 400/110/x kV Sarajevo 10, 2x31,5 MVA	
7.	TS 110/x kV Šipovo, 2x20 MVA sa priključnim DV	
8.	TS 110/x kV HAK – ugradnja transformacije i SN postrojenja	
9.	DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres	

* Drugi TR koji je nabavljen za TS Čitluk 2 privremeno ugrađen u TS Mostar 7.

** Radovi završeni, očekuje se pribavljanje upotrebne dozvole do kraja godine.

Tabela 8.1.2. Objekti odobreni Planovima investicija

Red. br.	Projekat/Objekat	Procjena završetka (godina)
1.	DV 2x220 kV Rama – Posušje	2018.
2.	TS 110/x kV Jelah sa priključnim DV	2018.
3.	TS 110/x kV Ilijaš	2018.
4.	TS 110/x kV Žepče sa priključnim DV	2018.
5.	TS 110/x kV Željuša sa priključnim DV	2018.
6.	TS 110/x kV Banja Luka 9 sa priključnim DV	2018.
7.	TS 110/x kV Prnjavor 2 sa priključnim DV	2018.
8.	DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 9	2018.
9.	DV 110 kV HE Mostar – Mostar 1	2018.
10.	DV 110 kV Jelah – Tešanj	2018.
11.	DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2018.
12.	Ulaz/izlaz na DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići za TS Pazarić	2018.
13.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 2 – RP Mostar 1 (u pogon ulazi 2018. godine nakon izgradnje DV 110 kV Mostar 1 – HE Mostar, po trasi postojećeg DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina od TS Mostar 1 do SM 3)	2018.
14.	Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20/I	2018.
15.	Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10	2018.
16.	Rekonstrukcija DV 110 kV Bileća – Stolac (dionica Berkovići – Stolac)	2018.
17.	DV 110 kV Sarajevo 18 – Sarajevo 20 (polje Sarajevo 20 u TS Sarajevo 18)	2018.
18.	TS 110/x kV Banja Luka 10 sa priključnim KB	2019.
19.	TS 110/x kV Sarajevo 12	2019.
20.	TS 110/x kV Kalesija sa priključnim DV	2019.
21.	TS 110/x kV Živinice sa priključnim DV	2019.
22.	DV 110 kV Novi Grad – Banja Luka 6 (dionica od DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak do Kostajnica – TS Novi Grad)	2019.
23.	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2019.
24.	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (svođenje u TS Prijedor 1)	2019.
25.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 2 – Stolac	2019.
26.	Rekonstrukcija DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf	2019.
27.	Rekonstrukcija DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2019.
28.	Rekonstrukcija DV 2x110 kV HE Jablanica – RP Mostar 1/Mostar 2	2018./2020.
29.	TS 110/x kV Prijedor 6 sa priključnim DV	2020.
30.	TS 110/x kV Lukavac 2 sa priključnim DV	2020.
31.	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica	2020.
32.	Rekonstrukcija DV 110 kV Grude – Imotski (HR)	2020.
33.	TS 110/x kV Kostajnica	2021.
34.	DV 110 kV Banovići – Zavidovići	2021.
35.	DV 110 kV Rama/Prozor – Uskoplje/Gornji Vakuf	2021.

Red. br.	Projekat/Objekat	Procjena završetka (godina)
36.	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (dionica Ugljevik – Blagojevića Han od 19 km)	2022.

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

- Uklapanje sa jedne strane na DV 220 kV Mostar 4 – Zakučac 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 Zakučac.
- Uklapanje sa jedne strane na DV 220 kV Mostar 4 – Zakučac 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 Zakučac,
 - DV 220 kV RP Jablanica – Mostar 4,

Pored toga, u varijanti 2 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 Sarajevo 18	Rekonstrukcija DV polja 110 kV Sarajevo 20 u TS Sarajevo 18	2018.
2.	TS Tešanj	DV 110 kV Jelah – Tešanj	2018.
3.	TS Gacko	DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2018.
4.	TS Nevesinje		
5.	TS Stolac	Rekonstrukcija DV 110 kV Bileća – Stolac (dionica Berkovići – Stolac)	2018.

Red. br.	Naziv TS	Način obezbjeđenja dvostranog napajanja	Procjena završetka (godina)
6.	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.
7.	TS Srebrenica	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2019.
8.	TS Kiseljak	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica	2020.
9.	TS Fojnica		
10.	TS Banovići	DV 110 kV Banovići – Zavidovići	2021.
11.	TS Uskoplje/G.Vakuf	DV 110 kV Rama/Prozor – Uskoplje/Gornji Vakuf	2021.
12.	TS Foča	DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča (dionica Miljevina – Foča)	2021.
13.	TS Cazin 2	DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 2 (dionica od TS Cazin 2 do DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 1)	2022.
14.	TS Vareš	DV 110 kV Vareš – Kladanj	2027.

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	Ulaz/izlaz na DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići	2018.
		DV 110 kV Sarajevo 1 – HE Jablanica (2)		
2.	TS Sarajevo 7	DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10	Rekonstrukcija DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10	2018.
3.	TS Prijedor 1	DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (2)	Ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2	2019.
4.	TS Banja Luka 5	DV 110 kV Banja Luka 1 – HE Bočac	DV 110 kV Banja Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do Banja Luka 5)	2021.
5.	TS Brčko 2	DV 110 kV Derвента – Gradačac	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT do TS Gradačac)	2022.
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)	2027.
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.	Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 2 – RP Mostar 1 (u pogon ulazi 2018. godine nakon izgradnje DV 110 kV Mostar 1 – HE Mostar, po trasi postojećeg DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina od TS Mostar 1 do SM 3)	2018.
2.	DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10	2018.
3.	DV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 10 (2)	2018.
4.	DV 110 kV Sarajevo 18 – Sarajevo 20	2018.
5.	DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20 (1)	2018.
6.	DV 110 kV Bileća – Stolac	2018.
7.	DV 2x110 kV HE Jablanica – RP Mostar 1*	2018./2020.
8.	DV 110 kV Čapljina – RP Mostar 1	2019.
9.	DV 110 kV Mostar 2 – Stolac	2019.
10.	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2019.
11.	DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja**	2027.

* Nakon rata sanirana jedna trojka od HE Jablanica do stubnog mjesta 108 preko koje je ostvarena veza DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2. Nije planirano vraćanje u prijeratno stanje već će se nakon rekonstrukcije, koja je planirana u dvije faze, po drugoj trojci formirati još i veza DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1.

** 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 Doboj 2 – Doboj 3	Zamjena starog užeta AlFe 210/35 mm ² novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2021.
2.	DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže Cu 120/20 mm ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	
3.	DV 110 kV Trebinje – Trebinje 1	Zamjena starog užeta (dionica na kojoj je uže AlFe 150/25 mm ²) novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2022.
4.	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6		
5.	DV 110 kV Bijeljina 3 – Brčko 2		
6.	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 7		

Red. br.	Naziv objekta	Obim	Procjena završetka (godina)
7.	DV 110 kV Bileća – Trebinje 1	Zamjena starog užeta AlFe 150/25 mm ² novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2022.
8.	DV 110 kV Neum – Opuzen		
9.	DV 110 kV Neum – Ston		
10.	DV 110 kV Čapljina – Opuzen		
11.	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7		
12.	DV 110 kV Trebinje – Komolac		
13.	DV 110 kV Derventa – Doboj 3	Zamjena starog užeta AlFe 210/35 mm ² novim AlFe 240/40 mm ² užetom	2025.
14.	DV 110 kV Lukavac – Srebrenik	Zamjena starog užeta AlFe 150/25 mm ² novim AlFe 240/40 mm ² užetom	

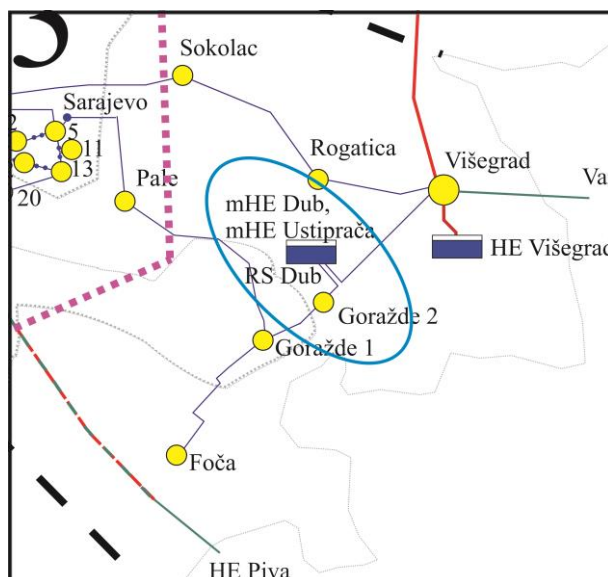
8.1.6. Novi proizvodni/potrošački objekti

U skladu sa tačkom 4.2.1. MK, prenosna mreža mora biti planirana tako da dugoročno omogući siguran i pouzdan prenos električne energije. Pri tome Dugoročni plan razvoja prenosne mreže uzima u obzir potrebe konzuma na mreži prenosa (distributeri i direktno priključeni kupci), angažovanje proizvodnih kapaciteta koji su priključeni ili će biti priključeni (bilansno uključeni proizvodni kapaciteti iz Indikativnog plana razvoja proizvodnje) na prenosnu mrežu u planskom periodu, kao i predviđanja opterećenja mreže na regionalnom nivou. Stoga su u model uvršteni svi priključni dalekovodi za nove proizvodne objekte bilansno uključene u IPRP, a koji su navedeni u nastavku. Način priključenja proizvodnih objekata definisan je Elaboratom.

S obzirom da izgradnja novih proizvodnih objekata kasni u odnosu na rokove koje su dostavili investitori kod izrade Elaborata, odnosno rokove definisane izdatim Uslovima za priključak, to postoji razlika između godina priključenja definisanih Uslovima za priključak i godina u kojim su određene elektrane bilansirane u IPRP.

8.1.6.1. MHE Dub

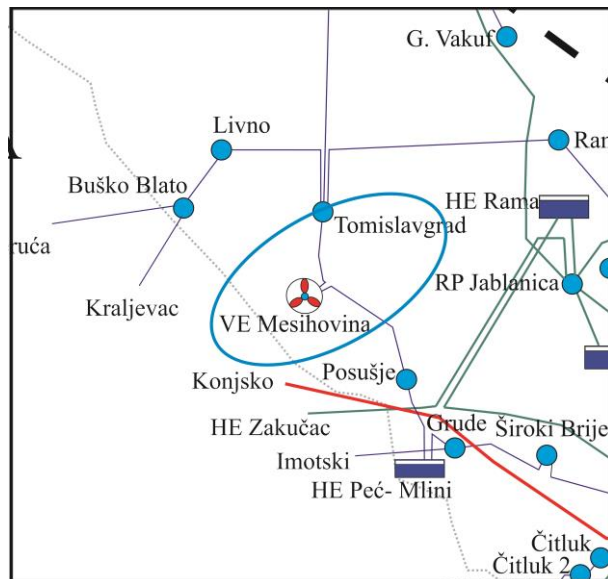
MHE Dub instalisane snage 9,4 MW, godišnje proizvodnje 44,2 GWh (podaci iz Ugovora o priključku koji je Elektroprenos BiH sklopio sa investitorom 21.01.2015. godine), investitora Hidroinvest d.o.o. Rogatica, priključuje se na rasklopište 35/110 kV Dub. Rasklopište 35/110 kV Dub je u toku 2015. godine, 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 Izmjenama Uslova za priključak predviđeno je da se priključenje MHE Dub izvrši u decembru 2017. godine. U IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2018. godini. Način priključenja MHE Dub prikazan je na Slici 8.1.



Slika 8.1. Priklučenje MHE Dub u EES BiH

8.1.6.2. VE Mesihovina

VE Mesihovina, instalisane snage 50,6 MW (22x2,3 MW), godišnje proizvodnje 165,17 GWh, investitora JP Elektroprivreda HZ HB, planira se, prema L[5], priključiti na prenosnu mrežu 110 kV po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Tomislavgrad – Posušje. U skladu sa Uslovima za priključak na prenosnu mrežu iz septembar 2016. godine planirana godina priključenja je kraj 2017. godine, dok je u IPRP VE Mesihovina bilansno uključena u 2018. godini. Način priključenja VE Mesihovina u EES BiH prikazan je na Slici 8.2.



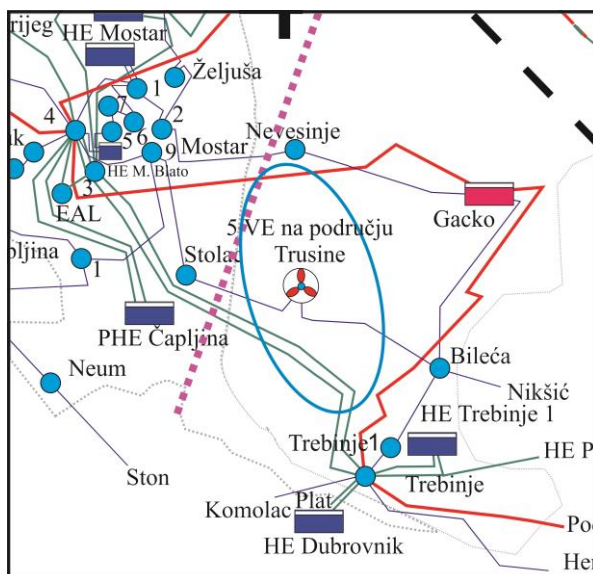
Slika 8.2. Priklučenje VE Mesihovina u EES BiH

8.1.6.3. Pet (5) VE (VE Džinov Do, VE Cvjetov Kuk, VE Rupari, VE Dubac i VE Kučajnica) na području Trusine

Pet (5) VE (VE Džinov Do, VE Cvjetov Kuk, VE Rupari, VE Dubac i VE Kučajnica) na području Trusine, instalisane snage 5x9,9 MW (49,5 MW), godišnje proizvodnje 160 GWh (podaci iz Ugovora o priključku koji je sa investitorom sklopljen u aprilu 2017. godine), investitora EOL Prvi d.o.o., planira se priključiti preko zajedničkog postrojenja TS 110/35 kV Trusina na prenosnu mrežu 110 kV u IV kvartalu 2018. godine. Prema L[6] i Ugovoru o

priključku uklapanje TS Trusina predviđeno je u dvije faze izgradnjom DV 2x110 kV od TS 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 TS Trusina do postojećeg DV 110 kV Bileća – Stolac koristiti po 110 kV kao DV 110 kV Bileća – Trusina. 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.

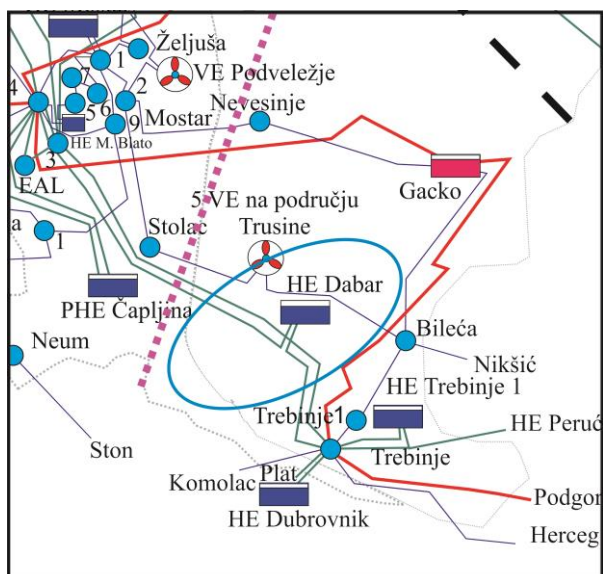
U drugoj fazi će se, nakon rekonstrukcije DV 110 kV Bileća – Stolac od Stoca do Berkovića, TS Trusina priključiti po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Bileća – Stolac. Način priključenja pet VE na području Trusine u konačnoj fazi priključenja prikazan je na Slici 8.3.



Slika 8.3. Priključenje 5 VE na području Trusine u EES BiH

8.1.6.4. HE Dabar

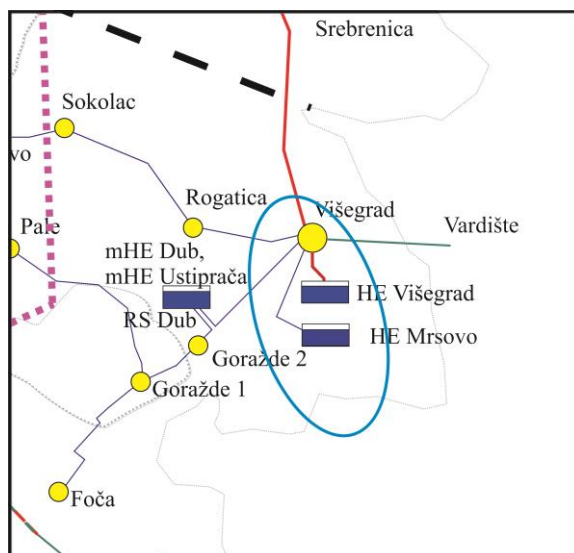
HE Dabar, instalisane snage 3x58,8 MW (176,4 MW), godišnje proizvodnje 251,8 GWh, investitora MH ERS, prema L[7] priključuje se na 220 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (2). Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu priključenje je bilo planirano u 2016. godini, a u IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2019. godini. Način priključenja HE Dabar prikazan je na Slici 8.4.



Slika 8.4. Priključenje HE Dabar u EES BiH

8.1.6.5. HE Mrsovo

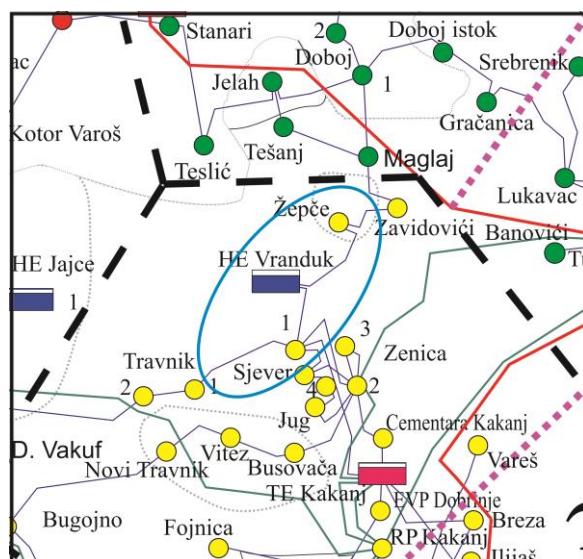
HE Mrsovo, instalisane snage 36,8 MW (3x12,27 MW), godišnje proizvodnje 135,6 GWh, investitora Comsar Energy Hidro d.o.o., prema izdatim Uslovima za priključak planirana je za priključuje na 110 kV mrežu u 2017. godini, a u skladu sa IPRP-om u 2019. godini. Prema L[8] priključuje se na 110 kV prenosnu 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 8.5.



Slika 8.5. Priključenje HE Mrsovo u EES BiH

8.1.6.6. HE Vranduk

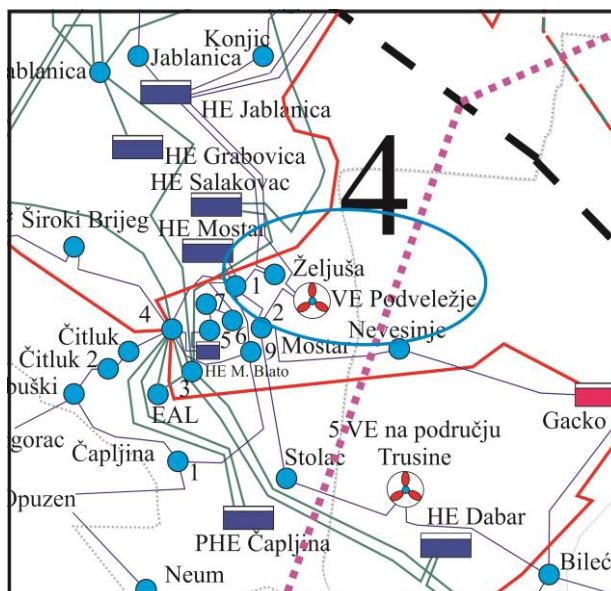
HE Vranduk, instalisane snage 2x9,3 MW (18,6 MW), godišnje proizvodnje 86,9 GWh, investitora JP EP BiH, prema L[9] priključuje se na 110 kV prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići (Žepče). Uslovi za priključak na prenosnu mrežu iz 2012. godine su istekli, te su prema Zahtjevu investitora izdati novi Uslovi za priključak, prema kojim je planirano priključenje u 2019. godini. U IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2019. godini. Način priključenja HE Vranduk prikazan je na Slici 8.6.



Slika 8.6. Priključenje HE Vranduk u EES BiH

8.1.6.7. VE Podveležje

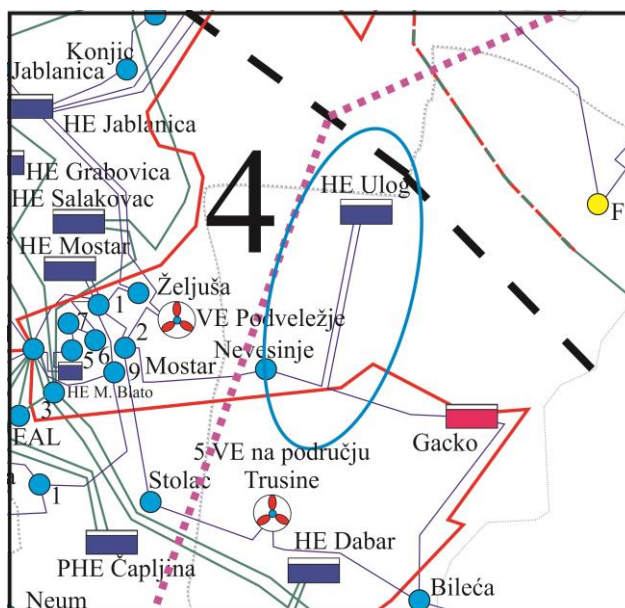
VE Podveležje, instalisane snage 16x3 MW (48 MW), godišnje proizvodnje 119,8 GWh, investitora JP EP BiH d.d., priključuje se na 110 kV mrežu u 2019. godini. Prema L[10] i Ugovoru o priključku (potpisan 16.08.2016. godine) VE Podveležje se na prenosnu mrežu priključuje po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2. Način priključenja VE Podveležje prikazan je na Slici 8.7.



Slika 8.7. Priključenje VE Podveležje u EES BiH

8.1.6.8. HE Ulog

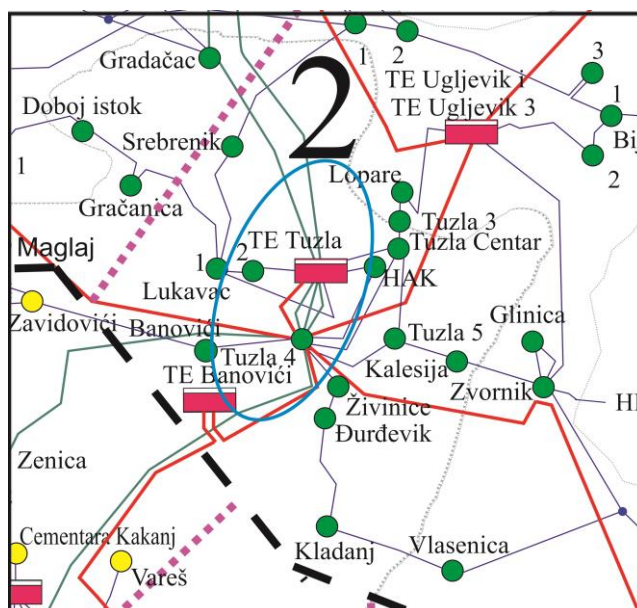
HE Ulog, instalisane snage 2x17,22 MW (34,44 MW), godišnje proizvodnje 82,34 GWh, investitora EFT – HE Ulog d.o.o., u skladu sa L[11] priključuje se na prenosnu mrežu po principu ulaz/izlaz na budući DV 110 kV Nevesinje – Gacko. Uslovi za priključak HE Ulog na prenosnu mrežu, koji su izdati 2011. godine su istekli, te je investitor podnio Zahtjev za izdavanje novih Uslova za priključak prema kojem je planirana godina priključenja 2021. godina. U IPRP-u ova elektrana je bilansno uključena u 2021. godini. Način priključenja HE Ulog prikazan je na Slici 8.8.



Slika 8.8. Priključenje HE Ulog u EES BiH

8.1.6.9. Blok 7 u TE Tuzla

TE Tuzla – blok 7, instalisane snage 1x450 MW, godišnje proizvodnje 2604 GWh, investitora JP EP BiH, planira se priključiti na prenosnu mrežu 400 kV u 2021. godini (podaci iz IPRP i novim izdatim Uslovima za priključak (oktobar 2016. godine)).

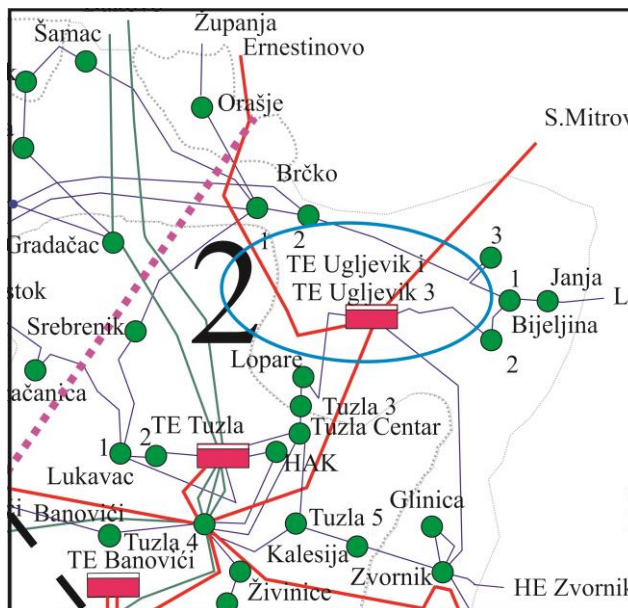


Slika 8.9. Priključenje bloka 7 TE Tuzla u EES BiH

Prema L[12] 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 (maj 2012. godine) 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 8.9.

8.1.6.10. TE Ugljevik 3 – blok 3 i 4

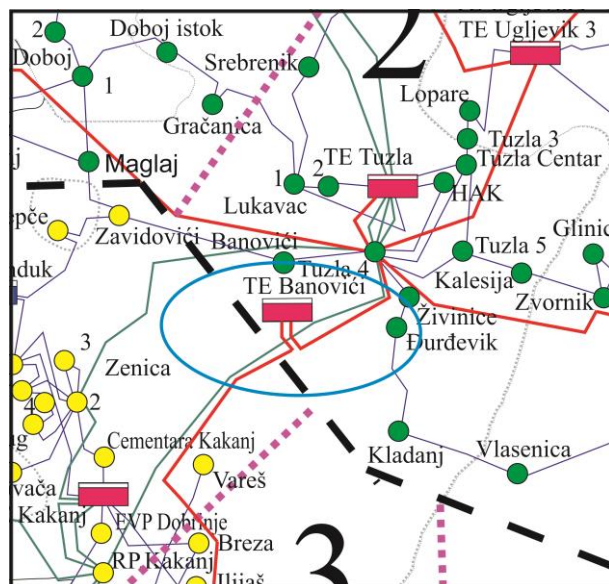
TE Ugljevik 3 – blok 3 i 4, instalisane snage 2x300 MW (600 MW), godišnje proizvodnje 4380 GWh, investitora Comsar Energy Republika Srpska d.o.o., prema L[13], priključuje se na prenosnu mrežu direktno na 400 kV sabirnice u postojećoj TS 400/110/35 kV Ugljevik na dva rezervna polja 400 kV. Prema izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu priključenje ove elektrane je planirano 2018. godine, a u IPRP ova elektrana je bilansno uključena u 2021. godini. Način priključenja bloka 3 i 4 TE Ugljevik 3 u EES BiH prikazan je na Slici 8.10.



Slika 8.10. Priključenje blokova 3 i 4 TE Ugljevik 3 u EES BiH

8.1.6.11. TE Banovići

TE Banovići, instalisane snage 1×350 MW (350 MW), godišnje proizvodnje 2252,3 GWh, investitora RMU „Banovići“ d.d. Banovići, prema L[14], 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 2021. godini. Način priključenja TE Banovići u EES BiH prikazan je na Slici 8.11.

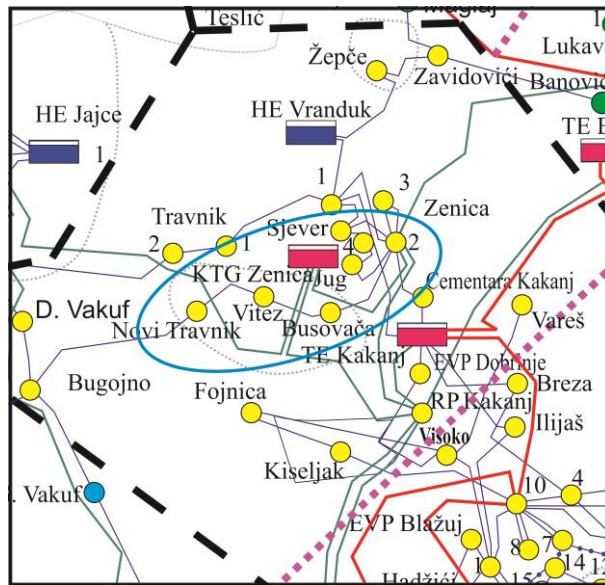


Slika 8.11. Priključenje TE Banovići u EES BiH

8.1.6.12. TE – TO KTG Zenica

TE – TO KTG Zenica, instalisane snage 2×126 MW + $1 \times 135,5$ MW (387,5 MW), godišnje proizvodnje 3250 GWh, investitora KTG Zenica, planira se priključiti na prenosnu mrežu 220 kV u 2024. godini (podaci iz IPRP). Prema L[15] 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. Kako su Uslovi za priključak na prenosnu mrežu izdati 2013.

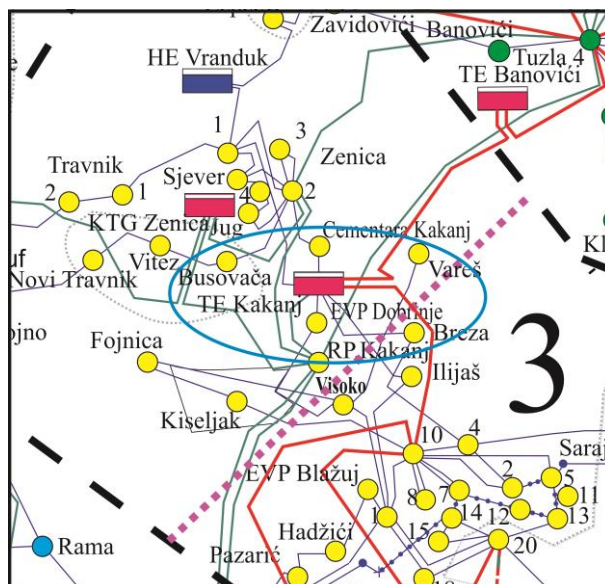
godine istekli, na Zahtjev investitora izdati su novi Uslovi za priključak na prenosnu mrežu u oktobru 2016. godine. Prema novim izdatim Uslovima za priključak na prenosnu mrežu priključenje TE – TO KTG Zenica je planirano za 2019. godinu. Način priključenja TE –TO KTG Zenica prikazan je na Slici 8.12.



Slika 8.12. Priključenje TE – TO KTG Zenica u EES BiH

8.1.6.13. Blok 8 u TE Kakanj

TE Kakanj – blok 8, instalisane snage 1x300 MW, godišnje proizvodnje 910 GWh, investitora JP EP BiH, planira se priključiti na prenosnu mrežu 400 kV u 2024. godini (podaci iz IPRP). 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. Priključenje 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 35/110 kV Dub koje je priključeno po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Višegrad – Goražde 2	2018.
2.	VE Mesihovina	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tomislavgrad – Posušje	2018.
3.	Pet (5) VE na području Trusine	ulaz/izlaz na DV 110 kV Bileća – Stolac	2018.
4.	HE Dabar	ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (2)	2019.
5.	HE Mrsovo	ulaz/izlaz na DV 110 kV Višegrad – Rudo	2019.
6.	HE Vranduk	ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići (Žepče)	2019.
7.	VE Podveležje	ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2	2019.
8.	HE Ulog	ulaz/izlaz na DV 110 kV Nevesinje – Gacko	2021.
9.	TE Tuzla, blok 7	Izgradnja DV 400 kV Tuzla 4 – TE Tuzla (G7)	2021.
10.	TE Ugljevik 3, blok 3 i 4	direktno na 400 kV sabirnice u postojećoj TS 400/110/35 kV Ugljevik	2021.
11.	TE Banovići	ulaz/izlaz na DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4	2021.
12.	TE – TO KTG Zenica	ulaz/izlaz na DV 220 kV RP Kakanj – Prijedor 2 i izgradnja DV 220 kV TE – TO KTG Zenica – Zenica 2	2024.
13.	TE Kakanj, blok 8	ulaz/izlaz na DV 400 kV Sarajevo 10 –Tuzla 4	2024.

8.1.7. Novi interkonektivni vodovi

U Tabeli 8.7. su navedeni novi interkonektivni vodovi između BiH i susjednih zemalja koji su planirani za izgradnju ili su u fazi razmatranja.

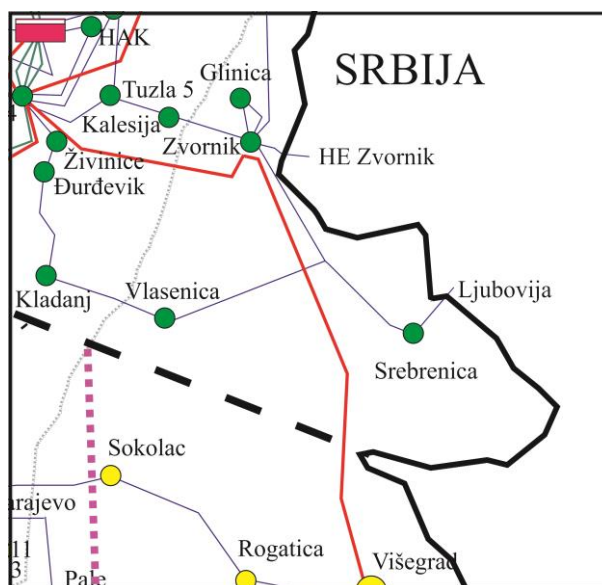
Tabela 8.7. Novi interkonektivni vodovi

Red. broj	Naziv objekta	Godina puštanja u pogon	Napomena
1.	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija	2019.	Planiran za izgradnju na osnovu bilateralnog sporazuma Bosna i Hercegovina – Republika Srbija
2.	DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta i DV 400 kV Višegrad – PHE Bistrica – Pljevlja	2023. i nakon 2027.	Planirani za izgradnju na osnovu rezultata L[17]
3.	DV 400 kV Banja Luka – Lika	2030.	Planiran za izgradnju na osnovu iskazanog interesa HOPS-a, NOSBiH i Elektroprenosa BiH. Na osnovu informacija dostavljenih od HOPS-a, puštanje u pogon ovog DV-a predviđa se u periodu 2025 – 2030. godina
4.	DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo DV 400 kV Gradačac – Đakovo	2030.	Predmet TYNDP 2016. Projekat se nalazi u fazi razmatranja. Predložen od strane NOSBiH i HOPS-a

Od navedenih interkonektivnih vodova iz Tabele 8.7. u Plan su uvršteni: DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija i DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta jer je jedino izgradnja ovih dalekovoda planirana u planskom periodu.

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 8,4 km (ukupna dužina dalekovoda je 10,8 km).

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



Slika 8.14. Uklapanje DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija

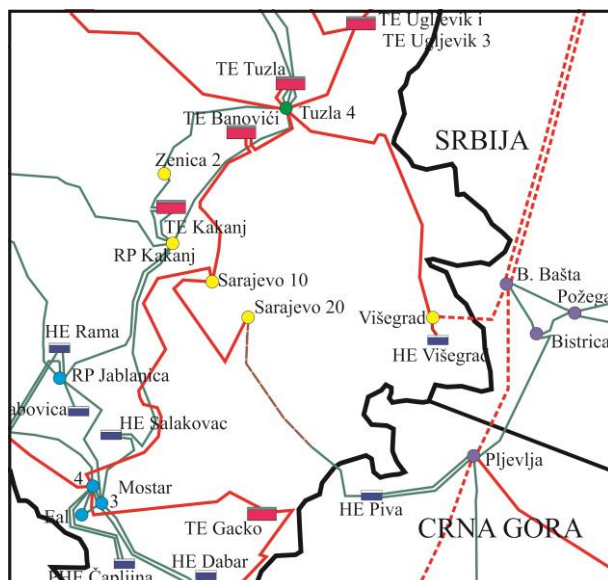
Izgradnja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta i DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja je planirana na osnovu rezultata Studije izvodljivosti: 400 kV Interconnection Serbia–Montenegro–BiH (konačni izvještaj) L[17]. Prema L[17] dionica ove dvije interkonektivne veze na teritoriji Bosne i Hercegovine 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 je uvrštena u TYNDP 2014 i TYNDP 2016 u kojim se navodi da je cilj ovog projekta povećanje prenosnog kapaciteta unutar regije i olakšanje razmjene energije između sjeveroistočnog i jugozapadnog dijela Evrope. Izgradnja DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja nije uvrštena u TYNDP 2014 i TYNDP 2016.

U Plan je uvrštena samo izgradnja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta u 2023. 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

Za DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika postignut je dogovor između HOPS-a, NOSBiH 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. Odabran je obrađivač studije izvodljivosti i u toku je priprema za pregovore prije sklapanja Ugovora za izradu studije izvodljivosti. Bez obzira na činjenicu da nije postignut dogovor oko godine izgradnje ovog dalekovoda, u okviru Plana analiziran je uticaj njegove izgradnje na rješavanje preopterećenja u prenosnoj mreži EES BiH, koja su uočena u 2022. godini i koja se do 2027. godine povećavaju. Rezultati analiza su pokazali da izgradnja ove interkonekcije ima najveći uticaj na rješavanje problema sa preopterećenjima elemenata prenosne mreže na području Banja Luke (preopterećenje transformatora 400/115 kV u TS Banja Luka 6), dok je izgradnja transformacije 400/110 kV na širem području Doboja rješenje za ovaj planski period, te daljim povećanjem opterećenja EES BiH mogu se ponovo očekivati preopterećenja transformacije 400/115 kV u TS Banja Luka 6.

Izgradnja DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo i DV 400 kV Gradačac – Đakovo je na prijedlog NOSBiH i HOPS-a uvrštena u TYNDP 2016 za dalje analize, a navedeni su 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 za izgradnju do 2030. godine i navodi se da postoji potreba za predstudiju izvodljivosti. S obzirom da je očekivana godina puštanja u pogon ovih dalekovoda 2030. godina, kao i činjenice da nije pokrenuta inicijativa za izradu Studije izvodljivosti, to isti nisu uvršteni u plan.

Prema preliminarnim razmatranjima dužina DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo u Bosni i Hercegovini bi iznosila 65 km (ukupna dužina dalekovoda je 91,35 km), a dužina DV 400 kV Gradačac – Đakovo bi u Bosni i Hercegovini iznosila 16,9 km (ukupna dužina dalekovoda je 44,2 km).

8.1.8. Nove TS 110/x kV

Polazeći od odredbi MK i 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 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 Banja Luka 9	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 2 – Banja Luka 5	2018.
2.	TS 110/x kV Ilijaš	ugradnja transformacije 110/x kV u TS 110/x kV Željezara Ilijaš	2018.
3.	TS 110/x kV Jelah	ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Teslić	2018.
4.	TS 110/x kV Prnjavor 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Derventa – Prnjavor	2018.
5.	TS 110/x kV Željuša	ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1	2018.
6.	TS 110/x kV Žepče	ulaz/izlaz na DV 110 kV Zavidovići – Zenica 1	2018.
7.	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 10 – Banja Luka 3	2019.
8.	TS 110/x kV Sarajevo 12	ulaz/izlaz na KB 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13	2019.
9.	TS 110/x kV Kalesija	ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik	2019.
10.	TS 110/x kV Živinice	ulaz/izlaz na DV 110 kV Đurđevik – Tuzla 4	2019.
11.	TS 110/x kV Prijedor 6	ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (Prijedor 1)	2020.
12.	TS 110/x kV Lukavac 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (2)	2020.
13.	TS 110/x kV Kostajnica	ulaz/izlaz na DV 110 kV Novi Grad – Banja Luka 6	2021.
14.	TS 110/x kV Široki Brijeg 2	ulaz/izlaz na DV 110 kV Grude – Široki Brijeg	2022.
15.	TS 110/x kV Tušanj	izgradnja DV 110 kV HAK – Tušanj i KB 110 kV Tuzla 3 – Tušanj	2022.
16.	TS 110/x kV Bijeljina 5	DV 110 kV Bijeljina 3 – Bijeljina 5	2024.
17.	TS 110/x kV Zenica 5	ulaz/izlaz na DV 110 kV Busovača – Zenica 2	2025.
18.	TS 110/x kV Ljubuški 2	DV 110 kV Grude – Ljubuški 2 i DV 110 kV Ljubuški – Ljubuški 2	2026.
19.	TS 110/x kV Doboj Istok	ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica	2027.
20.	TS 220/110/x kV Prijedor 2	ugradnja transformacije 110/x kV u TS 220/110 kV Prijedor 2	2027.

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 Široki Brijeg 2 (2022. 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 20,4 MW.

Prema prognozi vršno opterećenje postojećeg konzuma TS Široki Brijeg bi u 2027. godini iznosilo 24,05 MW što predstavlja 63,29% ukupno instalisanog kapaciteta transformatorske stanice, pri čemu ova TS nema rezervnog napajanja kroz distributivnu mrežu. 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 2022. godini, planirana izgradnja TS 110/x kV Široki Brijeg 2 koja bi preuzela dio potrošnje TS Široki Brijeg i napajala industrijsku zonu Kočerin koja se intenzivno razvija.

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 2022. godinu.

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

8.1.8.2. TS 110/35/10/6 kV Tušanj (2022. 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 (2017. godina) 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 22 MW, te će se dodatna snaga za potrebe distributivne potrošnje, morati obezbijediti iz TS Tuzla Centar čije vršno opterećenje iznosi 55,75 MW (što je 73,36% 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 umanjeње 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.

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 2022. godini, kada se planira puštanje u pogon nove TS 110/x kV Tušanj, bi iznosilo 58,50 MW što je 76,97% instalisane snage energetskih transformatora, a na kraju planskog perioda 67,25 MW, odnosno 88,49% 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 2022. 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).

8.1.8.3. TS 110/35/10 kV Bijeljina 5 (2024. godina)

Distributivni konzum područja Bijeljine se najvećim dijelom 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 1,9 MW), koja se instaliranjem transformatora 20 MVA koristi za napajanje distributivnih potrošača.

Dostignuto vršno opterećenje TS Bijeljina 3 iznosi 29,15 MW, a prognozirano opterećenje u krajnjoj godini planskog perioda iznosi 33,49 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 45,60 MW, odnosno 60% instalisane snage novih transformatora (80 MVA). Kako bi se rasteretila TS Bijeljina 1 potrebno je izgraditi novu 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 2024. godinu, a prognozirano opterećenje nove TS bi u toj godini iznosilo 8,0 MW za koliko će se rasteretiti TS Bijeljina 1.

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

8.1.8.4. TS 110/20(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 39,61 MW što predstavlja 69,49% 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 52,12% instalisane snage transformacije. Zbog mogućih novih proizvodnih kapaciteta RMU Kakanj i RMU Zenica, koji bi se zbog lokacije napajali iz TS Zenica 3, može se očekivati da opterećenje ove TS pređe iznos od 60% 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 mogućih novih proizvodnih 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.

8.1.8.5. TS 110/10(20) kV Ljubuški 2 (2026. godina)

Vršno opterećenje konzuma TS Ljubuški iznosi 17,81 MW, a prognozirano opterećenje na kraju planskog perioda iznositi će 21,05 MW, što predstavlja 58,84% 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 2026. godini, kada je planiran njen ulazak u pogon, za koliko će se rasteretiti postojeća TS Ljubuški.

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

8.1.8.6. TS 110/10(20) kV Doboj Istok (2027. 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 Klokotnica i Brijesnica imaju ograničen prenos snage i nezadovoljavajuće naponske prilike, buduće potrošače nije moguće napojiti preko navedenih dalekovoda. Na području opštine 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 (2027. godina) iznositi 6,54 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 5,76 MW.

8.1.8.7. Ugradnja transformacije 110/20 kV u TS Prijedor 2 (2027. 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 Plan investicija Elektroprenosa BiH uvrštena je izgradnja TS 110/x kV Prijedor 6 (planiran ulazak u pogon u 2020. godini) 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 25,15 MW što iznosi 66% instalisane snage ugrađenih transformatora. S obzirom da u TS 220/110 kV Prijedor 2 postoji srednjenaponsko (20 kV) postrojenje u okviru Plana planira se ugradnja transformacije 110/20 kV u krugu postojeće TS Prijedor 2 čime se dodatno rasterećuje TS Prijedor 1 sa 8 MW.

Izgradnjom TS Prijedor 6 (2020. 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 32,49 MW koliko iznosi prognozirano opterećenje ove TS na kraju planskog perioda bez novih TS na 17,15 MW.

9. ANALIZA TOKOVA SNAGA I NAPONSKIH PRILIKA

Analize prenosne mreže koje se provode u skladu sa zahtjevima postavljenim MK, a u cilju donošenja odluke o potrebnim pojačanjima prenosne mreže, su:

- analiza tokova snaga i naponskih prilika u normalnom pogonskom stanju,
- analiza tokova snaga i naponskih prilika uz primjenu (n-1) kriterija sigurnosti.

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

Ove analize su za režim maksimalnog i minimalnog opterećenja sistema provedene za normalnu hidrologiju za presječne godine 2018., 2022. i 2027.

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% dozvoljenog opterećenja (dozvoljeno termičko opterećenje vodiča za dalekovode odnosno instalisane snage za transformatore). Takođe su evidentirani i elementi opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja, kako bi se njihova opterećenja mogla ubuduće pratiti. Pored rezultata tokova snaga, u opisima analiza za presječne planske godine prikazani su i rezultati naponskih prilika za normalno pogonsko stanje i (n-1) kriterij sigurnosti na onim sabirnicama gdje vrijednost napona izlazi izvan okvira dozvoljenih napona u skladu sa MK i kriterijima planiranja iz Poglavlja 4.

Šematski prikazi rezultata provedenih analiza dati su u Prilogu 5.

9.1. Analiza za 2018. godinu

Model za 2018. godinu je formiran na osnovu postojećeg stanja prenosne mreže uz planirana pojačanja navedena u Poglavlju 8.

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

ELEKTROPRENOS BIH-MAKSIMALNI REZIM										AREA TOTALS									
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2018-2027. GODINA - 2018. GODINA										IN MW/MVAR									
FROM -----AT AREA BUSES-----																			
X--	AREA	--X	GENE-	FROM	IND	TO	IND	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO
			RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	SHUNT	CHARGING	LOSSES	NET	INTERCHANGE-	TO TIE	TO TIES	DESIRED				
13			2496.0	0.0	0.0	2144.0	0.0	0.0	7.7	0.0	44.3	300.0	300.0	0.0					
BA			418.2	0.0	0.0	704.7	0.0	0.0	77.7	821.8	479.4	-21.8	-21.8						
COLUMN			2496.0	0.0	0.0	2144.0	0.0	0.0	7.7	0.0	44.3	300.0	300.0	0.0					
TOTALS			418.2	0.0	0.0	704.7	0.0	0.0	77.7	821.8	479.4	-21.8	-21.8						

Tabela 9.1. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	100	21,7
Trebinje	150	14,9
Višegrad	100	16,0
Dub i Ustiprača	10	4,6
Grabovica	72	16,9
Jablanica	109	22,8
Salakovac	170	20,4
Jajce 1	22	5,0
Jajce 2	18	6,8

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Peć – Mlini	8	0,4
Mostar	40	10,6
Rama	150	11,2
Dubrovnik	114	23,3
UKUPNO	1063	174,6

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	209	14,7
Ugljevik	242	29,8
Stanari	262	32,1
Kakanj, G6	90	20,6
Kakanj, G7	210	26,6
Tuzla, G4	175	31,6
Tuzla, G5	175	60,9
UKUPNO	1363	216,3

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
5 VE na području Trusine	35	12,9
Mesihovina	35	14,4
UKUPNO	70	27,3

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema elemenata prenosne mreže opterećenih preko 100% dozvoljenog opterećenja, a svi naponi u prenosnoj mreži su u dozvoljenim granicama.

Element prenosne mreže opterećen između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja je:

- DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi – 95,2%.

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 prenosne mreže opterećeni preko 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	(%)
DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (2)	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (1)	130,5
DV 400 kV Trebinje – Podgorica	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi	109,8
DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (1)	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (2)	100,7
DV 220 kV Trebinje – Perućica	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi	100,2

Uočena preopterećenja elemenata prenosne mreže se smanjuju na vrijednosti manje od 100% dozvoljenog opterećenja na sljedeći način:

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

Planiranom izgradnjom TS 110/x kV Banja Luka 10 u 2019. godini koja se u 110 kV mrežu uklapa po principu ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 2 i

izgradnjom KB 110 kV Banja Luka 10 – Banja Luka 3. Analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti za 2022. godinu su pokazale da, u tom slučaju, opterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) pada na 95,9% dozvoljenog opterećenja kod ispada drugog voda, a opterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2) ispod 90% dozvoljenog opterećenja. Međutim, analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti za 2027. godinu pokazuju da i pored izgradnje TS 110/x kV Banja Luka 10, opterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1), kod ispada drugog voda, ponovo prelazi 100% dozvoljenog opterećenja i iznosi 106,5%. Očito je da izgradnja TS 110/x kV Banja Luka 10 privremeno smanjuje opterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) na iznos ispod 100% dozvoljenog opterećenja, i da dugoročno rješenje za njegovo rasterećenje treba tražiti kroz pojačanja prenosne mreže u drugoj polovini planskog perioda.

2. 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 2022. i 2027. godinu pokazuju da nema preopterećenja, kao ni opterećenja preko 90% dozvoljenog opterećenja 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 NOSBiH.

Element prenosne mreže opterećen između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja pri primjeni (n-1) kriterija sigurnosti je:

Tabela 9.3. (n-1) kriterij sigurnosti – element prenosne mreže opterećen između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	(%)
DV 110 kV B. Luka 1 – HE Bočac (KT Banja Luka 5)	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (1)	92,1

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.

9.2. Analiza za 2022. godinu

Model za 2022. godinu je formiran na osnovu modela za 2018. godinu uz planirana pojačanja navedena u Poglavlju 8.

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
ELEKTROPRENOS BIH--MAKSIMALNI REZIM
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2018-2027. GODINA - 2022. GODINA
AREA TOTALS
IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
TO
TO BUS GNE BUS
DEVICES
TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-
SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED
X-- AREA --X RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES LINES + LOADS NET INT
13 2810.8 0.0 0.0 2240.0 0.0 0.0 7.9 0.0 62.8 500.0 500.0 500.0
BA 841.0 0.0 0.0 736.3 0.0 0.0 84.7 847.7 688.6 179.1 179.1
COLUMN 2810.8 0.0 0.0 2240.0 0.0 0.0 7.9 0.0 62.8 500.0 500.0 500.0
TOTALS 841.0 0.0 0.0 736.3 0.0 0.0 84.7 847.7 688.6 179.1 179.1
```

Tabela 9.4. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	100	20,2
Trebinje	50	23,8
Višegrad	160	69,2
Ulog	14,3	2,8
Dub i Ustiprača	7	0,5
Grabovica	30	16,2
Jablanica	109	20,4
Salakovac	50	21,2
Vranduk	7	1,6
Jajce 1	28	5,9
Jajce 2	9	6,7
Peć – Mlini	8	4
Mostar	40	12,2
Rama	110	55,6
Dabar	30	13,9
Dubrovnik	114	45,2
Mrsovo	12	3,4
UKUPNO	878,3	322,8

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	200	48,4
Ugljevik, G1	180	62,6
Ugljevik 3, G3 i G4	180	61,9
Stanari	262,5	53,5
Kakanj, G7	180	54,9
Tuzla, G5	160	59,7
Tuzla, G6	160	53,4
Tuzla, G7	300	55
Banovići	250	48,9
UKUPNO	1872,5	498,3

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
5 VE na području Trusine	20	6,5
Mesihovina	20	9,7
Podveležje	20	3,7
UKUPNO	60	19,9

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema preopterećenih elemenata prenosne mreže, kao ni elemenata opterećenih između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja. Svi naponi u prenosnoj mreži su u dozvoljenim granicama.

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

Tabela 9.5. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni preko 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	(%)
TR 2 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	TR 1 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	109,9
TR 1 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	TR 2 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	109,2

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

Analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti za 2027. godinu (bez uvrštenih pojačanja koja rješavaju preopterećenja uočena u 2022. godini) su pokazale da se preopterećenja elemenata prenosne mreže uočena u 2022. godini povećavaju, i da se ponovo DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) preopterećuje pri ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2), a rezultati ovih analiza prikazani su u tabeli u nastavku.

Tabela 9.6. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni preko 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja za 2027. godinu

Ispad grane	Opterećenje grane	(%)
TR 2 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	TR 1 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	124,1
TR 1 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	TR 2 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	123,3
DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (2)	DV 110 kV B. Luka 1 – B. Luka 6 (1)	106,5

Uočena preopterećenja elemenata prenosne mreže u 2022. i 2027. godini se smanjuju na vrijednosti ispod 100% dozvoljenog opterećenja izgradnjom interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR), za koji je postignut dogovor o izgradnji između Republike Hrvatske i Bosne i Hercegovine i za koji je odabran Odrađivača za izradu Studije izvodljivosti za izgradnju. Prema Desetogodišnjem planu razvoja prijenosne mreže 2017. – 2026. godina, kojeg je izradio HOPS, i odobrenom Dugoročnom planu razvoja prenosne mreže 2017 – 2026. godina, kojeg je izradio Elektroprenos BiH, ovaj dalekovod je bio planiran za puštanje u 2022. godini. Međutim, početkom 2017. godine, HOPS je informisao sve zainteresovane strane u ovom projektu (EZ, EBRD, NOSBiH i Elektroprenos BiH) da izgradnju ovog dalekovoda pomjera iza 2025. godine, a kao najizvjesnija godina navodi se 2030. Zbog navedenog ovaj dalekovod nije uvršten u Plan.

Preopterećenja elemenata prenosne mreže uočena u 2022. i 2027. godini rješavaju se izgradnjom transformacije 400/110 kV na širem području Doboja (Stanari ili Jelah). Kako još uvijek nije odabrana lokacija transformacije 400/110 kV, bez prejudiciranja rješenja, rezultati u Knjizi II su prikazani za slučaj kada je transformacija locirana na području Stanara. Analize tokova snaga i naponskih prilika za (n-1) kriterij sigurnosti za 2022. godinu su pokazale da se u slučaju izgradnje ove transformacije uočena preopterećenja smanjuju na iznos ispod 90% dozvoljenog opterećenja. Stoga, nakon uvrštavanja transformacije 400/110 kV na širem području Doboja u model za 2022. godinu, nema elemenata prenosne mreže opterećenih iznad 90% dozvoljenog opterećenja, a naponi na svim sabirnicama u prenosnoj mreži su u dozvoljenim granicama definisanim MK.

9.3. Analiza za 2027. godinu

Model za 2027. godinu je formiran na osnovu konačnog modela za 2022. godinu (u koji je uvrštena izgradnja transformacije 400/110 kV na širem području Doboja) uz planirana pojačanja navedena u Poglavlju 8.

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
ELEKTROPRENOS BIH--MAKSIMALNI REZIM
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2018-2027. GODINA - 2027. GODINA
FROM -----AT AREA BUSES-----
TO
TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-
SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED
IN MW/MVAR
X-- AREA --X GENE- FROM IND TO IND TO TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO TO TIE TO TIES DESIRED
RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES LINES + LOADS NET INT
13 3248.3 0.0 0.0 2366.0 0.0 0.0 8.2 0.0 74.2 800.0 800.0 800.0
BA 890.3 0.0 0.0 777.7 0.0 0.0 87.2 899.2 802.7 121.9 121.9
COLUMN 3248.3 0.0 0.0 2366.0 0.0 0.0 8.2 0.0 74.2 800.0 800.0 800.0
TOTALS 890.3 0.0 0.0 777.7 0.0 0.0 87.2 899.2 802.7 121.9 121.9

```

Tabela 9.7. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Bočac	100	16,9
Trebinje	100	31,1
Višegrad	160	87,5
Ulog	14	0,6
Dub i Ustiprača	7	1,9
Grabovica	70	18,2
Jablanica	109	9,8
Salakovac	146,3	34,0
Vranduk	8,5	1,0
Jajce 1	28	5,1
Jajce 2	9	6,5
Peć – Mlini	8	1,8
Mostar	40	6,4
Rama	110	38,0
Dabar	30	8,6
Dubrovnik	114	29,2
Mrsovo	12	1,3
UKUPNO	1065,8	297,9

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	200	57,3
Ugljevik, G1	200	57,5
Ugljevik 3, G3 i G4	200	46,1
Stanari	262,5	60,4
Kakanj, G7	180	53,4
Kakanj, G8	180	55,7
Tuzla, G5	160	60,6
Tuzla, G6	160	54,8
Tuzla, G7	300	66,8
Banovići	250	47,9
KTG Zenica	30	21,3
UKUPNO	2122,5	581,8

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
5 VE na području Trusine	20	1,4
Mesihovina	20	5,7
Podveležje	20	3,5
UKUPNO	60	10,6

Za pretpostavljeno normalno uklopno stanje mreže, prema rezultatima analize, nema preopterećenih elemenata prenosne mreže, kao ni elemenata opterećenih između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja. Svi naponi u prenosnoj mreži su u dozvoljenim granicama.

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

Elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja prikazani su u tabeli 9.8.

Tabela 9.8. (n-1) kriterij sigurnosti – elementi prenosne mreže opterećeni između 90% i 100% vrijednosti dozvoljenog opterećenja

Ispad grane	Opterećenje grane	(%)
T2 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	T1 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	97,7
T1 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	T2 400/115 kV; 300 MVA u TS Banja Luka 6	97,0

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 prenosne mreže. 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.

Model EES BiH za režim minimalnih opterećenja za prosječne 2018., 2022. i 2027. godinu, kada je u pitanju topologija prenosne mreže, odgovara konačnom modelu EES BiH za režim maksimalnih opterećenja za iste prosječne godine.

U tabeli 9.9. su date vrijednosti napona koje prelaze granice definisane MK, registrovane tokom 2016. godine u pojedinim karakterističnim čvorištima u EES BiH, te njihovo trajanje. Podatke navedene u tabeli 9.9. je za potrebe izrade Plana, na zahtjev Elektroprenosa BiH, dostavio NOSBiH.

Tabela 9.9. Maksimalno zabilježeni napon i trajanje napona iznad dozvoljene vrijednosti u 2016. godini

TS	Sabirnice	Maksimalno zabilježeni napon (kV)	Broj sati iznad dozvoljene vrijednosti (h)	Udio vremena iznad dozvoljene vrijednosti (%)
Mostar 4	400 kV	446,43	7846	89,32
	220 kV	255,57	6736	76,68
	110 kV	127,70	920	10,47

TS	Sabirnice	Maksimalno zabilježeni napon (kV)	Broj sati iznad dozvoljene vrijednosti (h)	Udio vremena iznad dozvoljene vrijednosti (%)
Trebinje	400 kV	451,41	8137	92,63
	220 kV	259,57	6445	73,37
	110 kV	123,44	16	0,18
Tuzla 4	400 kV	435,23	4619	52,58
	220 kV	248,53	3440	39,16
	110 kV	119,37	0	0,00
Sarajevo 10	400 kV	437,49	5787	65,88
	110 kV	126,39	2451	27,90
Banja Luka 6	400 kV	436,70	2145	24,42
	110 kV	122,56	370	4,21
Prijedor 2	220 kV	252,66	4361	49,65
	110 kV	124,35	788	8,97
Jajce 2	220 kV	252,87	3613	41,13
	110 kV	122,91	171	1,95
Kakanj	220 kV	252,00	6153	70,05

Iz tabele je vidljivo da su sa aspekta pojave visokih napona u 2016. godini najviše bile 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 NOSBiH 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 NOSBiH 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. NOSBiH 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 NOSBiH 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 NOSBiH 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 2018. godinu

Analiza za režim minimalnog opterećenja 2018. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

ELEKTROPRENOS BIH-MINIMALNI REZIM										AREA TOTALS			
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2018-2027. GODINA - 2018. GODINA										IN MW/MVAR			
		FROM -----AT AREA BUSES-----				TO				-NET INTERCHANGE-			
X-- AREA --X	GENE- FROM IND TO IND TO	RATION GENERATN MOTORS	LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT		
13	1213.2	0.0	0.0	883.0	0.0	0.0	8.9	0.0	21.3	300.0	300.0	0.0	
BA	-26.8	0.0	0.0	370.6	0.0	0.0	90.2	916.3	226.5	202.3	202.3		
COLUMN	1213.2	0.0	0.0	883.0	0.0	0.0	8.9	0.0	21.3	300.0	300.0	0.0	
TOTALS	-26.8	0.0	0.0	370.6	0.0	0.0	90.2	916.3	226.5	202.3	202.3		

Tabela 9.10. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Višegrad	190	-22,0
Bočac	40	-9,4
Dub i Ustiprača	7,5	-2,1
Jablanica	73	5,5
Grabovica	33	1,4
Salakovac	35	2,4
Jajce 1	27	0
Jajce 2	12,7	0,2
Mostar	22	0,5
UKUPNO	440,2	-23,5

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	204	-1,1
Ugljevik	209	0,0
Kakanj, G7	180	8,4
Tuzla, G5	160	-1,9
UKUPNO	753	5,4

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
5 VE na području Trusine	10	-3,9
Mesihovina	10	-4,8
UKUPNO	20	-8,7

Rezultati analize za režim minimalnog opterećenja su pokazali da u 2018. godini postoji problem sa visokim naponima čije vrijednosti u 400 kV mreži prelaze 420 kV, a u 220 kV mreži dostižu vrijednosti veće od 245 kV. Ovo je prije svega uzrokovano malim opterećenjima u EES BiH što se najviše oslikava u 400 kV mreži, ali i neželjenim tokovima reaktivne snage iz EES Hrvatske uzrokovanim 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 2018. godini, u kojem su proizvodne jedinice angažovane u skladu sa ostvarenim angažmanom u minimumu opterećenja sistema u 2016. godini.

Na analiziranom modelu za 2018. godinu 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.

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 pronalaza načina za snižavanje zabilježenih visokih napona u provedenim analizama za 2018. godinu izvršene su promjene položaja regulacionih preklopki energetskih transformatora prenosnog odnosa 400/231 kV/kV, 400/115 kV/kV i 220/115 kV/kV. Preklopke su podešene tako da se održi napon na 110 kV sabirnicama u granicama propisanim MK. Rezultati provedenih analiza (Prilog 5.) su pokazali da se samo promjenom položaja regulacionih preklopki transformatora ne rješavaju problemi sa visokim naponima u mreži 220 kV i 400 kV.

U tabeli 9.11. su prikazane sabirnice na kojima je, u skladu sa rezultatima analiza tokova snaga i naponskih prilika, napon iznad dozvoljenih granica.

Tabela 9.11.

Čvor	Nazivni napon [kV]	Vrijednost napona [kV]
Stanari	400	424,13
Banja Luka 6	400	424,05
Mostar 4	400	422,79
Sarajevo 10	400	422,35
Tuzla 4	400	421,79
Sarajevo 20	400	421,38
Gacko	400	420,60
Višegrad	400	420,05
Prijedor 2	220	246,28

Ovako visoke napone moguće je dalje sniziti isključenjem dugih dalekovoda koji generišu reaktivnu snagu što je metoda koja se primjenjuje u dispečerskoj praksi u EES BiH.

9.4.2. Analiza za 2022. godinu

Analiza za režim minimalnog opterećenja 2022. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
ELEKTROPRENOS BIH-MINIMALNI REZIM
DUGOROČNI PLAN RAZVOJA 2018-2027. GODINA - 2022. GODINA
AREA TOTALS
IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
TO
TO LINE FROM
SHUNT CHARGING
TO TIE TO TIES
LINES + LOADS DESIRED
X-- AREA --X RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT LOSSES NET INT
13 1502.1 0.0 0.0 963.0 0.0 0.0 9.0 0.0 30.1 500.0 500.0 500.0
BA 28.4 0.0 0.0 408.9 159.2 0.0 95.7 937.4 306.1 -4.1 -4.1
COLUMN 1502.1 0.0 0.0 963.0 0.0 0.0 9.0 0.0 30.1 500.0 500.0 500.0
TOTALS 28.4 0.0 0.0 408.9 159.2 0.0 95.7 937.4 306.1 -4.1 -4.1

```

Tabela 9.12. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Višegrad	160	2
Ulog	10	1,9
Dub i Ustiprača	2,5	0,8
Grabovica	30	1,5
Jablanica	72	3
Salakovac	35	2,8
Vranduk	4	1,2
Jajce 1	22	0
Jajce 2	9	1,1
Mostar	20	2,5
Dabar	25	1,8
Mrsovo	2,6	1,6
UKUPNO	392,1	20,2

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	187	1,3
Ugljevik 3, G3 i G4	180	0,3
Stanari	133	1,3

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Kakanj, G7	180	1,4
Tuzla, G7	200	0,6
Banovići	200	0,6
UKUPNO	1080	5,5

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
5 VE na području Trusine	10	0,9
Mesihovina	10	0,9
Podveležje	10	0,9
UKUPNO	30	2,7

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

Prema zahtjevu NOSBiH, a na osnovu Zaključaka iz L[18] Elektroprenos BiH je obavezan uvrstiti ugradnju prigušnice u Dugoročni plan razvoja prenosne mreže. Za presječnu 2022. godinu, analizirani su scenariji bez uključene prigušnice i sa uključenom prigušnicom u TS Mostar 4.

Rezultati analiza provedenih za minimalni režim za 2022. 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 2027. godinu

Analiza za režim minimalnog opterećenja 2027. godine je izvršena za sljedeći angažman proizvodnih jedinica i opterećenje na mreži prenosa:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
ELEKTROPRENOS BIH-MINIMALNI REZIM
DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2018-2027. GODINA - 2027. GODINA
AREA TOTALS
IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
TO
TO BUS
GNE BUS
TO LINE
SHUNT CHARGING
FROM
TO
TO TIE
TO TIES
DESIRED
NET INT
X-- AREA --X RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES LINES + LOADS NET INT
13 1915.0 0.0 0.0 1074.0 0.0 0.0 9.2 0.0 31.8 800.0 800.0 800.0
BA 5.5 0.0 0.0 461.6 157.3 0.0 98.0 961.7 353.2 -103.0 -103.0
COLUMN 1915.0 0.0 0.0 1074.0 0.0 0.0 9.2 0.0 31.8 800.0 800.0 800.0
TOTALS 5.5 0.0 0.0 461.6 157.3 0.0 98.0 961.7 353.2 -103.0 -103.0

```

Tabela 9.13. Angažman elektrana

Hidroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Višegrad	190	0,1
Jajce 1	25	0,1
Jajce 2	14	0,4
Mostarsko blato	15	0,4
Mostar	22	0,6
Dub i Ustiprača	6	0
Mrsovo	3	0,2
Jablanica	73	1,3
Grabovica	33	0,3
Salakovac	35	0,3
Ulog	10	0,1
Vranduk	4	0,1
Dabar	25	0,2
UKUPNO	455	4,1

Termoelektrane	P [MW]	Q [MVar]
Gacko	200	0,4
Stanari	200	0,1
Kakanj, G8	180	0,1
Tuzla, G7	290	0
Ugljevik G1	180	0,1
Ugljevik, G3 i G4	180	0,2
Banovići	200	0
UKUPNO	1430	0,9

Vjetroelektrane	P [MW]	Q [MVar]
5 VE na području Trusine	10	0,1
Mesihovina	10	0,3
Podveležje	10	0,1
UKUPNO	30	0,5

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

U model za 2027. godinu je uključen novi interkonektivni dalekovod DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta (RS). Zbog izgradnje ovog dalekovoda povećava se transfer 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. Pored toga i dalje su prisutni neželjeni tokovi reaktivne snage iz EES Hrvatske uzrokovani visokim naponima u ovom sistemu, a što dodatno pogoršava naponske prilike u EES BiH.

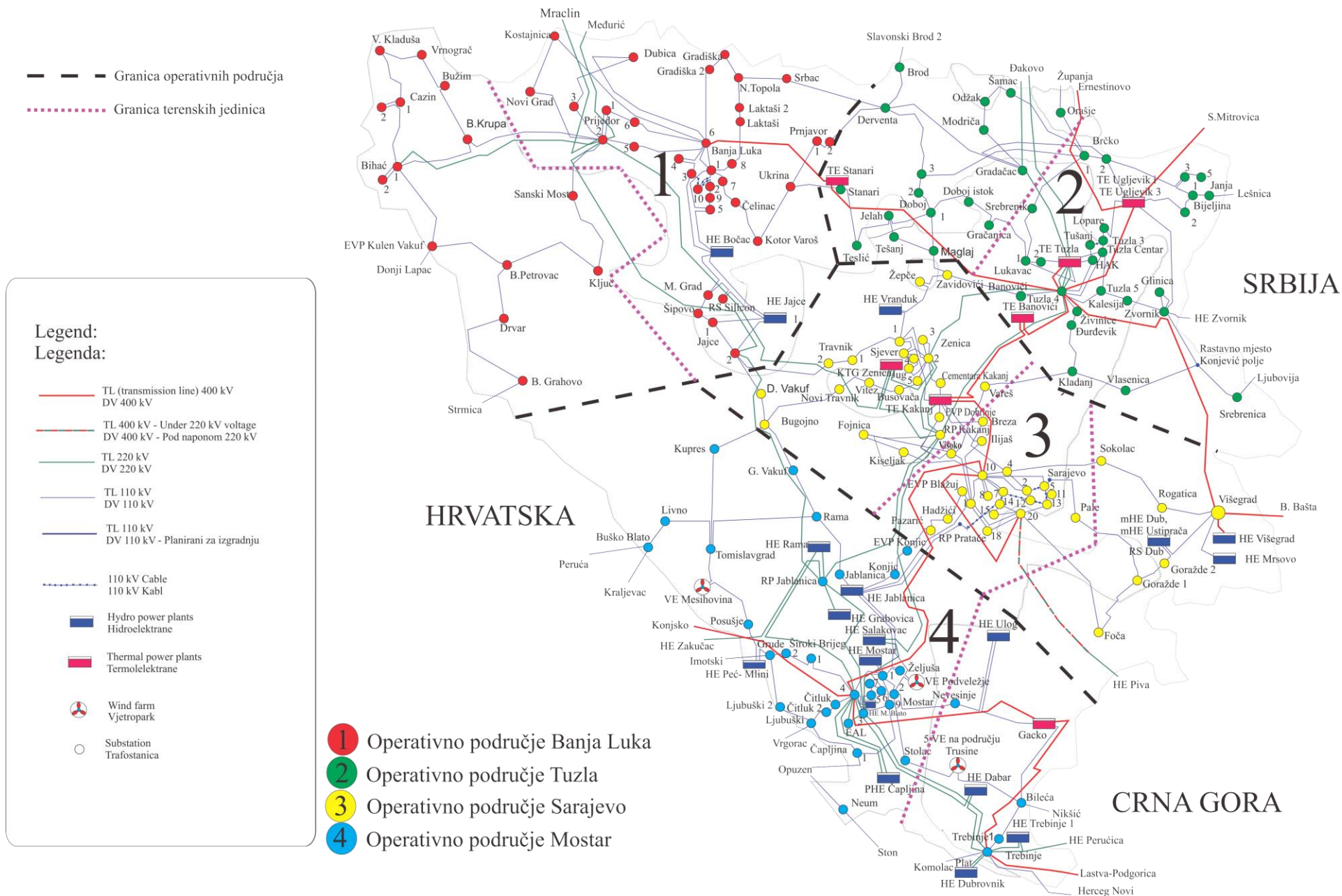
Analize su provedene za slučaj bez uključene prigušnice i sa uključenom prigušnicom u TS Mostar 4. Za slučaj bez prigušnice i dalje se javljaju problemi sa visokim naponima pri čemu su za analizirano stanje mreže ugrožene 400 kV sabirnice: TS Ugljevik (421,15 kV), TE Banovići (420,87 kV), TE Tuzla (420,84 kV) i TS Tuzla 4 (420,80 kV). Pravilnim izborom prenosnog odnosa energetskih transformatora 400/231 kV/kV, 400/115 kV/kV i 220/115 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 2020. godini), a u drugoj fazi ugradnja prigušnice 100 Mvar priključene direktno na 400 kV sabirnice u TS Banja Luka 6 (u 2026. godini).

Na slici 9.1. prikazana je karta EES BiH za 2027. godinu.



Slika 9.1. Karta EES BiH za 2027. godinu

10. PRORAČUN PRENOSNIH KAPACITETA

U cilju evidentiranja zagušenja na prenosnoj mreži 400 i 220 kV naponskog nivoa koja mogu nastati usljed razmjene snage između Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja, izvršena je procjena ukupnih prenosnih kapaciteta (TTC – Total Transfer Capacity). Ova procjena je izvršena za prosječnu 2027. godinu primjenom ENTSO-E metodologije. S obzirom da je u Plan uvrštena izgradnja DV 400 kV Višegrad – Bajina Bašta to je u model za proračun TTC-a uvršten ovaj dalekovod. DV 400 kV Višegrad – RHE Bistrica – Pljevlja, DV 400 kV TE Tuzla – Đakovo, DV 400 kV Gradačac – Đakovo i DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika 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 prosječnu 2027. 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 DUGOROCNI PLAN RAZVOJA 2018-2027. GODINA - 2027. GODINA												
AREA TOTALS IN MW/MVAR												
FROM -----AT AREA BUSES-----												
X-- AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE-		DESIRED NET INT
										TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	
13 BA	3243.7 793.2	0.0 0.0	0.0 0.0	2366.0 777.7	0.0 0.0	0.0 0.0	8.4 90.0	0.0 924.7	69.2 725.2	800.0 125.0	800.0 125.0	800.0
16 HR	3117.3 766.7	0.0 0.0	0.0 0.0	4000.0 937.8	0.0 0.0	0.0 0.0	3.7 21.9	0.0 1942.1	113.6 1184.6	-1000.0 564.4	-1000.0 564.4	-1000.0
38 ME	1515.0 340.9	0.0 0.0	0.0 0.0	1024.9 396.7	0.5 -33.6	0.0 0.0	4.7 31.1	0.0 441.1	34.9 469.7	450.0 -81.9	450.0 -81.9	450.0
46 RS	9247.1 2928.5	0.0 0.0	0.0 0.0	8183.3 2690.9	0.0 0.0	0.0 0.0	19.0 70.8	0.0 1952.5	194.7 2353.3	850.0 -233.9	850.0 -233.9	850.0
COLUMN TOTALS	17123.1 4829.3	0.0 0.0	0.0 0.0	15574.2 4803.0	0.5 -33.6	0.0 0.0	35.9 213.8	0.0 5260.4	412.4 4732.8	1100.1 373.7	1100.1 373.7	1100.0

Rezultati proračuna TTC-a između Bosne i Hercegovine i susjednih zemalja prikazani su u tabeli 10.1. Pored rezultata dobivenih proračunom, u tabeli su prikazane i vrijednosti TTC-a za prosječnu 2018. godinu preuzete iz IPRP 2018. – 2027. godina.

Upoređujući vrijednosti TTC-a za 2018. godinu i proračunate vrijednosti za 2027. godinu dolazimo do zaključka da se izgradnjom novog interkonektivnog 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.

Tabela 10.1. Rezultat proračuna TTC-a za prosječnu 2027. godinu

Smjer	2018	2027
	(MW)	(MW)
BA > HR	800	1000
HR > BA		1210
BA > RS	600	1689
RS > BA		1471
BA > ME	500	1058
ME > BA		1308

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 troleznog i jednofaznog kratkog spoja za Plan urađeni su u uslovima maksimuma sistema za prosječne 2018., 2022. i 2027. 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 modelu koji uključuju elektroenergetske sisteme: Albanije, Bosne i Hercegovine, Bugarske, Crne Gore, Grčke, Hrvatske, Mađarske, Makedonije, Rumunije, Slovenije, Srbije i Turske. Ovaj model je napravljen u okviru radne grupe SECI za perspektivno stanje mreža navedenih zemalja za 2020. i 2025. godinu. Model navedenih zemalja se bazira na detaljnom modelovanju elemenata sistema 110 kV, odnosno 150 kV, 220 kV i 400 kV sa generatorima modelovanim na generatorskom naponu i pripadajućim blok transformatorima. Na ovaj način je uzet u obzir uticaj susjednih mreža na veličinu struja kratkog spoja u EES BiH. U ovaj model uneseni su objekti prenosne mreže BiH sa pripadajućim podacima, koji su obuhvaćeni Planom, te je na taj način izvršen proračun za perspektivno stanje prenosne mreže EES BiH u 2018., 2022. i 2027. godini.

Proračunima su obuhvaćeni trolezni i jednofazni 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 (400/231 kV, 400/115 kV i 220/115 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 2027. godini su pokazali da struja troleznog kratkog spoja na 110 kV sabirnicama u TS Sarajevo 10, u slučaju da su u pogonu oba transformatora 400/115 kV sa uzemljenim zvjezdama, iznosi 29,57 (kA), a struja jednofaznog kratkog spoja iznosi 26,04 (kA). U slučaju da transformatori u TS Sarajevo 10 rade na način da je zvjezdište jednog uzemljeno, a drugog transformatora izolovano, struja troleznog kratkog spoja ostaje ista, dok struja jednofaznog kratkog spoja iznosi 24,36 (kA). Kada je u pogonu samo jedan transformator 400/115 kV, 300 MVA struja troleznog kratkog spoja iznosi 25,13 (kA), dok struja jednofaznog kratkog spoja iznosi 22,14 (kA). Uzimajući u obzir tačku 4.4.2. MK u tabeli 11.1. u nastavku, kao i na šemama u Prilogu 8. su date vrijednosti struja neistovremenih troleznih i jednofaznih kratkih spojeva na

sabirnicama 400 kV, 220 kV i 110 kV u EES BiH za presječne godine pri čemu su rezultati prikazani za slučaj da je u TS Sarajevo 10 u pogonu samo jedan transformator 400/115 kV, 300 MVA.

Tabela 11.1. Struje kratkog spoja u presječnim godinama

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2018.		2022.		2027.	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
1.	Banja Luka 6	400	6,23	5,91	6,67	6,22	6,77	6,30
2.	HE Višegrad	400	6,99	7,24	7,37	7,49	14,44	12,99
3.	Mostar 4	400	13,89	10,15	14,74	10,53	15,36	10,92
4.	RP Stanari	400	8,70	8,77	10,07	10,13	10,35	10,36
5.	RP Trebinje	400	9,43	7,20	10,36	7,72	11,04	8,17
6.	Sarajevo 10	400	11,73	9,63	12,60	10,56	13,76	12,15
7.	Sarajevo 20	400	9,03	7,61	9,46	8,01	10,11	8,73
8.	TE Banovići	400	-	-	16,89	15,73	18,36	17,15
9.	TE Gacko	400	10,23	9,45	10,68	9,69	11,12	10,03
10.	TE Kakanj	400	-	-	-	-	14,53	14,17
11.	TE Tuzla	400	-	-	19,46	18,33	20,97	19,47
12.	TE Ugljevik	400	17,06	14,59	21,73	20,88	22,56	21,51
13.	Tuzla 4	400	17,30	14,36	22,33	21,15	24,33	22,69
14.	Višegrad	400	7,19	7,39	7,60	7,68	15,58	13,90
15.	Bihać 1	220	3,85	3,24	4,08	3,41	3,97	3,34
16.	EAL	220	21,83	18,18	22,53	20,06	23,11	20,44
17.	Gradačac	220	8,20	6,01	8,77	6,38	8,63	6,25
18.	HE Čapljina	220	14,57	14,40	14,55	14,02	14,79	14,22
19.	HE Dabar	220	-	-	8,36	7,61	8,50	7,71
20.	HE Grabovica	220	10,91	9,35	10,92	9,37	11,10	9,48
21.	HE Rama	220	11,60	10,13	11,65	10,17	11,84	10,29
22.	HE Salakovac	220	11,16	9,40	11,19	10,21	11,36	10,32
23.	HE Trebinje	220	9,57	8,67	9,68	8,57	9,92	8,70
24.	Jajce 2	220	6,49	3,80	6,71	5,08	6,71	5,07
25.	KTG Zenica	220	-	-	-	-	15,89	14,51
26.	Mostar 4	220	23,41	19,80	24,26	21,53	24,91	21,97
27.	Prijedor 2	220	9,68	8,03	10,92	9,11	10,46	8,47
28.	RP Mostar 3	220	22,93	19,32	23,71	21,16	24,33	21,58
29.	RP Jablanica	220	15,05	12,65	15,23	12,87	15,53	13,05
30.	RP Kakanj	220	15,89	13,23	16,39	13,59	17,21	13,55
31.	RP Trebinje	220	16,15	14,81	16,76	16,51	17,35	16,42
32.	Sarajevo 20	220	7,81	4,25	7,73	4,19	8,14	4,36
33.	TE Kakanj	220	13,36	12,14	13,72	12,48	-	-
34.	TE Kakanj, TR 150 MVA	220	12,60	9,77	12,95	9,99	13,35	9,95
35.	TE Tuzla	220	21,13	19,83	22,90	21,11	21,81	18,02
36.	TE Tuzla, G6	220	17,34	14,99	18,44	15,62	18,12	14,76
37.	Tuzla 4	220	22,82	20,48	24,94	21,87	24,31	19,69
38.	Višegrad	220	7,81	4,95	7,74	5,21	-	-
39.	Zenica 2	220	11,47	9,54	11,94	10,30	16,31	14,25
40.	Banovići	110	6,32	4,62	9,26	6,68	9,34	6,71
41.	Banja Luka 1	110	13,65	12,32	15,66	14,50	15,76	14,57
42.	Banja Luka 2	110	10,74	8,93	12,88	11,72	12,95	11,77
43.	Banja Luka 3	110	8,51	6,21	14,07	12,95	14,15	13,01
44.	Banja Luka 4	110	10,78	8,09	12,64	9,90	12,70	9,94
45.	Banja Luka 5	110	9,93	7,93	11,46	9,60	11,52	9,64
46.	Banja Luka 6	110	18,88	17,15	19,57	17,77	19,70	17,88

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2018.		2022.		2027.	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
47.	Banja Luka 7	110	10,93	8,93	12,33	10,04	12,41	10,09
48.	Banja Luka 8	110	9,71	8,02	10,63	8,72	10,69	8,76
49.	Banja Luka 9	110	9,65	7,94	11,19	9,76	11,24	9,79
50.	Banja Luka 10	110	-	-	14,24	13,12	14,32	13,18
51.	Bihać 1	110	6,27	5,82	6,56	5,76	6,30	5,80
52.	Bihać 2	110	5,76	5,20	6,03	5,18	5,80	5,19
53.	Bijeljina 1	110	9,25	7,51	9,68	7,89	9,84	8,32
54.	Bijeljina 2	110	9,23	7,46	9,62	7,78	9,76	8,09
55.	Bijeljina 3	110	8,38	6,54	8,75	6,80	8,88	7,18
56.	Bijeljina 5	110	-	-	-	-	5,61	4,09
57.	Bileća	110	8,03	6,35	8,61	6,81	8,80	7,02
58.	Bosanska Krupa	110	4,79	4,03	4,91	4,08	4,80	4,04
59.	Bosanski Petrovac	110	4,56	3,49	5,44	4,08	5,17	4,03
60.	Brčko 1	110	10,13	8,18	13,07	10,66	13,20	10,83
61.	Brčko 2	110	9,39	7,55	13,12	10,44	13,25	10,60
62.	Breza	110	10,03	6,84	10,28	6,98	10,23	6,87
63.	Brod	110	7,05	4,68	7,92	5,28	8,59	5,65
64.	Bugojno	110	7,74	6,12	9,35	7,15	9,29	7,13
65.	Busovača	110	11,20	7,85	11,80	8,38	9,60	7,08
66.	Buško Blato	110	6,18	4,39	6,39	4,01	7,15	4,36
67.	Bužim	110	3,56	3,18	3,53	3,15	3,46	3,12
68.	Cazin 1	110	4,23	3,89	3,44	3,03	3,36	3,00
69.	Cazin 2	110	3,33	2,99	3,77	3,33	3,68	3,30
70.	Cementara	110	16,28	13,13	17,07	13,74	16,57	12,87
71.	Čapljina	110	8,28	6,32	8,94	6,35	9,88	7,11
72.	Čelinac	110	7,34	5,46	8,35	6,03	8,40	6,06
73.	Čitluk	110	9,41	7,38	9,92	7,27	10,99	8,06
74.	Čitluk 2	110	8,47	6,55	8,91	6,46	10,21	7,44
75.	Derventa	110	9,27	7,24	11,70	8,74	11,93	8,86
76.	Doboj 1	110	8,05	6,95	11,09	9,11	11,18	9,17
77.	Doboj 2	110	7,44	6,00	10,22	7,77	10,30	7,81
78.	Doboj 3	110	7,37	5,49	11,67	8,33	11,78	8,40
79.	Doboj Istok	110	7,08	5,72	8,53	6,55	8,59	6,58
80.	Donji Vakuf	110	7,66	5,63	8,32	6,08	8,30	6,08
81.	Drvar	110	3,53	2,60	4,35	3,23	4,25	3,29
82.	Dub	110	6,15	5,46	7,21	6,38	7,64	6,64
83.	Dubica	110	4,94	3,68	5,02	4,02	4,99	4,01
84.	Đurđevik	110	9,59	7,13	8,69	6,38	9,72	6,94
85.	EVP Blažuj	110	17,76	14,10	18,65	14,69	19,20	14,96
86.	EVP Dobrinje	110	14,64	11,68	15,93	12,72	16,18	12,31
87.	EVP Konjic	110	7,22	5,21	7,71	5,57	7,80	5,62
88.	EVP Kulen Vakuf	110	5,55	3,96	7,06	4,81	6,13	4,54
89.	EVP Ličko Dugo Polje	110	3,20	2,18	4,13	2,94	4,09	3,08
90.	Foča	110	2,71	2,15	4,76	3,45	4,89	3,51
91.	Fojnica	110	4,48	3,00	7,50	5,16	7,75	5,26
92.	Gacko	110	4,13	3,25	3,93	3,25	3,98	3,30
93.	Glinica	110	8,04	7,56	9,99	7,95	10,35	8,15
94.	Goražde 1	110	5,31	4,71	6,70	5,71	7,00	5,88

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2018.		2022.		2027.	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
95.	Goražde 2	110	5,63	5,02	6,83	5,94	7,18	6,14
96.	Gornji Vakuf	110	3,96	3,22	7,20	5,49	7,22	5,51
97.	Gračanica	110	7,02	5,45	8,01	5,90	8,07	5,93
98.	Gradačac	110	9,07	7,31	10,28	8,67	10,29	8,67
99.	Grahovo	110	2,99	1,83	4,47	3,22	4,49	3,67
100.	Gradiška 1	110	6,17	5,14	6,41	5,30	6,44	5,32
101.	Gradiška 2	110	6,65	5,02	6,83	5,12	6,86	5,14
102.	Grude	110	8,07	5,48	8,09	6,06	10,57	8,23
103.	Hadžići	110	11,87	8,98	12,35	9,25	12,61	9,38
104.	HAK	110	18,41	16,17	19,97	16,41	20,35	16,55
105.	HE Bočac	110	11,31	10,12	12,02	11,78	12,05	11,81
106.	HE Jablanica	110	12,10	12,57	15,24	15,14	15,42	15,29
107.	HE Jajce 1	110	11,85	10,45	12,15	11,36	12,18	11,38
108.	HE Mostarsko Blato	110	16,74	15,24	18,28	16,10	18,76	16,48
109.	HE Mlini	110	6,80	5,28	6,85	5,55	8,04	6,48
110.	HE Mostar	110	12,86	11,94	16,24	14,71	16,59	14,99
111.	HE Mrsovo	110	-	-	5,42	4,90	5,76	5,11
112.	HE Ulog	110	-	-	4,28	3,92	4,31	3,94
113.	Ilijaš	110	11,50	8,85	11,82	9,04	11,84	8,99
114.	Jablanica	110	11,84	12,10	14,86	14,50	15,03	14,64
115.	Jajce 1	110	12,29	9,65	12,96	11,58	13,00	11,60
116.	Jajce 2	110	12,69	9,90	13,33	11,90	13,37	11,92
117.	Janja	110	7,86	5,55	8,35	5,91	8,55	6,10
118.	Jelah	110	6,88	5,97	10,03	7,88	10,12	7,93
119.	Jug	110	12,46	9,73	13,18	10,57	13,49	10,72
120.	Kalesija	110	-	-	8,81	6,22	9,01	6,30
121.	Kiseljak	110	5,64	3,83	8,12	5,61	8,33	5,70
122.	Kladanj	110	5,77	4,48	5,81	4,44	7,96	5,85
123.	Ključ	110	3,99	3,04	4,26	3,19	4,18	3,16
124.	Konjic	110	7,51	5,54	8,15	6,07	8,24	6,12
125.	Kostajnica	110	-	-	4,24	2,97	4,23	2,97
126.	Kotor Varoš	110	5,71	4,21	7,02	4,89	7,07	4,92
127.	Kupres	110	6,16	4,70	6,54	4,95	6,59	4,98
128.	Laktaši 1	110	7,32	5,84	7,78	6,14	7,82	6,16
129.	Laktaši 2	110	6,71	5,46	7,08	5,71	7,11	5,73
130.	Livno	110	5,80	3,72	5,93	3,53	6,39	3,72
131.	Lopare	110	10,07	7,38	11,35	8,21	11,49	8,35
132.	Lukavac 1	110	12,68	9,86	12,93	9,81	13,10	9,87
133.	Lukavac 2	110	-	-	12,22	9,31	12,36	9,36
134.	Ljubuški 1	110	7,22	5,58	7,60	5,39	10,14	7,50
135.	Ljubuški 2	110	-	-	-	-	9,00	6,54
136.	Maglaj	110	6,64	5,78	9,34	7,52	9,41	7,56
137.	Mrkonjić Grad	110	7,88	6,63	9,14	7,72	9,16	7,73
138.	Modriča	110	6,47	5,39	7,16	6,31	7,17	6,31
139.	Mostar 1	110	13,66	12,67	17,56	15,97	17,96	16,28
140.	Mostar 2	110	10,59	8,42	13,09	10,30	13,30	10,44
141.	Mostar 4	110	19,44	17,59	21,13	18,41	21,76	18,95
142.	Mostar 5	110	15,45	13,57	16,97	14,39	17,39	14,70
143.	Mostar 6	110	12,68	11,25	14,96	12,68	15,28	12,91
144.	Mostar 7	110	13,26	11,68	15,05	12,61	15,38	12,84
145.	Mostar 9	110	11,17	8,77	12,85	9,67	13,35	10,04

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2018.		2022.		2027.	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
146.	Neum	110	5,20	3,30	5,29	3,85	5,59	4,09
147.	Nevesinje	110	4,99	3,40	5,39	3,79	5,44	3,82
148.	Nova Topola	110	6,77	5,64	7,12	5,88	7,16	5,90
149.	Novi Grad	110	3,61	2,61	4,96	3,58	4,93	3,57
150.	Novi Travnik	110	6,98	4,98	7,51	5,29	7,03	5,05
151.	Odžak	110	5,76	4,79	6,36	5,46	6,37	5,47
152.	Orašje	110	7,34	5,45	8,30	6,10	8,34	6,31
153.	Pale	110	6,82	5,05	7,06	5,19	7,24	5,29
154.	Pazarić	110	9,02	6,73	9,38	6,94	9,53	7,02
155.	Posušje	110	5,55	3,96	5,61	4,06	6,05	4,32
156.	Prijedor 1	110	11,15	8,96	13,12	10,34	12,92	10,34
157.	Prijedor 2	110	14,23	12,04	14,71	12,08	14,44	12,10
158.	Prijedor 3	110	8,78	6,55	8,97	6,67	8,87	6,66
159.	Prijedor 5	110	9,15	7,19	9,37	7,32	9,33	7,33
160.	Prijedor 6	110	-	-	9,63	6,88	9,55	6,87
161.	Prnjavor 1	110	5,25	4,17	9,69	7,10	9,80	7,16
162.	Prnjavor 2	110	5,29	4,05	10,75	7,83	10,88	7,90
163.	Rama	110	6,12	4,47	8,46	6,24	8,54	6,28
164.	Rogatica	110	6,00	4,81	6,22	5,02	6,58	5,21
165.	RM Konjević Polje	110	5,68	5,20	7,04	5,90	7,82	6,38
166.	RP Pratače	110	8,95	8,71	10,68	9,97	10,90	10,15
167.	RP Trebinje	110	14,70	10,29	15,70	11,22	16,13	13,69
168.	RP Stanari	110	4,80	3,77	19,96	16,00	20,31	16,17
169.	RS Silicon	110	8,06	7,16	8,63	7,69	8,65	7,71
170.	Sanski Most	110	5,58	4,55	5,80	4,67	5,72	4,64
171.	Sarajevo 1	110	20,29	16,78	21,42	17,49	22,13	17,85
172.	Sarajevo 2	110	19,22	17,65	20,99	19,54	21,78	20,09
173.	Sarajevo 4	110	18,24	15,06	19,35	16,06	20,01	16,42
174.	Sarajevo 5	110	20,01	18,30	21,58	20,21	22,41	20,80
175.	Sarajevo 7	110	21,43	19,43	22,98	21,52	22,90	22,17
176.	Sarajevo 8	110	16,14	12,90	16,98	13,61	17,54	13,93
177.	Sarajevo 10	110	22,42	19,67	24,11	21,48	25,13	22,14
178.	Sarajevo 11	110	20,29	18,59	21,83	20,54	22,68	21,14
179.	Sarajevo 12	110	20,95	19,12	22,55	21,22	23,45	21,85
180.	Sarajevo 13	110	20,82	19,01	22,35	21,01	23,23	21,63
181.	Sarajevo 14	110	21,04	19,02	22,55	21,03	23,43	21,65
182.	Sarajevo 15	110	18,58	14,81	19,73	16,09	20,43	16,50
183.	Sarajevo 18	110	16,17	12,21	16,91	12,69	17,41	12,94
184.	Sarajevo 20	110	21,84	18,75	23,45	20,49	24,41	21,10
185.	Sjever	110	14,62	11,67	15,60	12,89	15,99	13,08
186.	Sokolac	110	5,61	4,23	5,72	4,31	5,91	4,41
187.	Srbac	110	5,59	4,59	5,98	4,85	6,01	4,87
188.	Srebrenica	110	3,68	3,43	5,16	4,44	5,75	4,77
189.	Srebrenik	110	7,10	5,26	7,57	5,60	7,78	5,68
190.	Stolac	110	6,52	5,26	5,12	4,22	5,19	4,27
191.	Šamac	110	5,35	4,26	5,93	4,77	5,94	4,79
192.	Široki Brijeg	110	8,90	6,39	9,13	6,46	9,72	6,91
193.	Široki Brijeg 2	110	-	-	8,07	5,92	9,50	7,06
194.	Šipovo	110	3,78	2,76	7,50	5,68	7,52	5,69
195.	TE Kakanj	110	21,92	21,49	23,22	22,70	21,88	19,38
196.	TE Tuzla	110	18,81	16,96	19,95	16,38	20,31	16,51

Red. Br.	Naziv objekta	Nazivni napon (kV)	2018.		2022.		2027.	
			I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)	I _{k3f} (kA)	I _{k1f} (kA)
197.	TE Ugljevik	110	16,73	12,65	19,72	14,56	20,08	15,22
198.	Tešanj	110	6,39	5,44	8,94	6,96	9,01	6,99
199.	Teslić	110	5,23	4,40	9,48	7,09	9,57	7,15
200.	Tomislavgrad	110	7,72	5,23	7,83	5,31	8,15	5,46
201.	Travnik 1	110	7,85	5,97	8,18	6,36	8,24	6,38
202.	Travnik 2	110	7,36	5,44	7,62	5,73	7,67	5,75
203.	Trebinje 1	110	9,97	7,05	10,49	7,30	10,74	7,97
204.	Tušanj	110	-	-	15,51	12,41	15,76	12,53
205.	Tuzla 3	110	11,93	8,67	16,00	12,67	16,28	12,79
206.	Tuzla 4	110	19,60	16,30	21,89	17,77	22,57	18,05
207.	Tuzla 5	110	12,81	9,46	15,24	11,31	15,58	11,44
208.	Tuzla Centar	110	15,61	12,18	17,61	13,80	17,98	13,95
209.	Ukrina	110	5,74	4,84	10,06	7,44	10,18	7,50
210.	Vareš	110	4,76	3,59	5,04	3,79	7,25	5,24
211.	Velika Kladuša	110	3,38	3,02	3,15	2,79	3,10	2,76
212.	VE Podveležje	110	-	-	10,00	6,89	10,14	6,96
213.	TS Trusina	110	5,11	4,99	4,77	4,72	4,85	4,79
214.	VE Mesihovina	110	6,41	4,15	6,49	4,22	6,79	4,36
215.	Višegrad	110	10,61	8,38	11,85	9,79	13,75	10,70
216.	Visoko	110	11,87	8,82	13,53	10,47	14,79	11,05
217.	Vitez	110	7,97	5,72	8,46	6,04	7,60	5,57
218.	Vlasenica	110	5,18	4,48	5,73	4,72	6,64	5,34
219.	Vranduk	110	-	-	10,66	7,95	10,76	7,98
220.	Vrnograč	110	3,38	3,02	3,27	2,92	3,21	2,89
221.	Zavidovići	110	5,89	4,81	9,33	7,18	9,39	7,21
222.	Zvornik	110	8,99	9,06	11,49	9,59	11,97	9,90
223.	Željuša	110	7,58	5,15	11,84	8,86	12,03	8,97
224.	Zenica 1	110	15,53	11,85	16,78	13,29	17,11	13,40
225.	Zenica 2	110	17,99	14,85	19,07	17,10	19,89	17,67
226.	Zenica 3	110	15,05	11,71	15,87	13,10	16,44	13,43
227.	Zenica 4	110	12,67	9,97	13,41	10,84	13,73	10,99
228.	Zenica 5	110	-	-	-	-	13,00	9,56
229.	Žepče	110	6,39	4,71	7,92	5,65	7,96	5,66
230.	Živinice	110	-	-	10,86	7,95	11,74	8,40

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 7.

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 7.
- 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 3.

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 19 transformatorskih stanica 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 7, a u Prilogu 3 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 7.

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

12.3.3. Znavljanje telekomunikacione opreme

Telekomunikacioni sistem u Elektroprenosu BiH je najvećim dijelom izgrađen od 2004 – 2006. godine kao dio projekta Power III – SCADA/EMS. Osnovne karakteristike postojećeg telekomunikacionog sistema su:

- oprema je na kraju životnog vijeka (stara oko 10 godina), a proizvođači više ne pružaju tehničku podršku, niti postoji mogućnost za njenu nabavku,
- sistem je baziran na SDH i PDH tehnologiji, koje nisu u potpunosti razvijene da podržavaju savremene telekomunikacione mreže, bazirane na IP protokolu,
- kapaciteti interfejsa na prenosnoj opremi i brzine prenosa na kičmi mreže, ne mogu podržati zahtjeve korisnika mreže,
- sistem telefonije baziran primarno na TDM tehnologiji na kraju je životnog vijeka i nikada nisu u potpunosti uvezani svi dijelovi Elektroprenosa BiH u jedinstveni komutacioni sistem.

Zbog svega navedenog potrebno je izvršiti unapređenje, odnosno zamjenu postojećeg telekomunikacionog sistema.

13. PREGLED NOVIH PRENOSNIH KAPACITETA, REKONSTRUKCIJA I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH SA PROCJENOM POTREBNIH 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 6.

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 2018 – 2027. godina

Red. br.	Projekat/Objekat	Ukupno (mil. KM)	FBiH	RS	FBiH	RS
			mil. KM		%	
I	IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA I INTERKONEKCIJE	193,15	106,77	86,38	55,28	44,72
II	REKONSTRUKCIJA/SANACIJA I PROŠIRENJE TS I DV	472,01	285,82	186,19	60,55	39,45
III	UGRADNJA PRIGUŠNICA	13,70	7,20	6,50	52,55	47,45
UKUPNO (I+II+III)		678,86	399,79	279,07	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 2017. godinu (od 31.08.2017. godine).

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)
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
UKUPNA POTREBNA SREDSTVA (I+II+III)		133,97	82,82	118,52	52,73	86,23	32,90	32,33	45,88	49,80	43,68	678,86
I	IZGRADNJA NOVIH OBJEKATA	36,86	44,82	15,52	20,00	24,86	19,20	6,30	5,50	8,70	11,39	193,15
I-1	IZGRADNJA NOVIH TS I DV	36,86	43,52	15,52	20,00	24,86	0,00	6,30	5,50	8,70	11,39	172,65
1	TS 110/x kV Žepče, 1x20 MVA sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići) ⁽¹⁾	3,23			1,39							4,62
2	TS 110/x kV Banja Luka 9, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 2 – Banja Luka 5)	4,02										4,02
3	TS 110/x kV Ilijaš, 2x20 MVA	4,05										4,05
4	TS 110/x kV Jelah, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Teslić)	6,05										6,05
5	TS 110/x kV Prnjavor 2, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Derventa – Prnjavor)	4,17										4,17
6	TS 110/x kV Željuša, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1)	4,51										4,51
7	DV 110 kV Bileća – Stolac (ulaz/izlaz za VE Trusina)	0,78										0,78
8	DV 2x220 kV Rama – Posušje – uvođenje u EES BiH	0,21										0,21
9	DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići (ulaz/izlaz za TS Pazarić)	0,27										0,27
10	DV 110 kV HE Mostar – Mostar 1	0,56										0,56
11	DV 110 kV Jelah – Tešanj	1,00										1,00
12	DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 9	1,99										1,99
13	DV 110 kV Nevesinje – Gacko	6,80										6,80
14	DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2 (ulaz/izlaz za VE Podveležje)	1,45										1,45
15	DV 110 kV Posušje – Tomislavgrad (ulaz/izlaz za VE Mesihovina)	0,09										0,09

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
16	TS 110/x kV Tuzla 3, 1x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare) ⁽¹⁾					0,38						0,38
17	TS 110/x kV Banja Luka 10, 2x40 MVA, sa priključnim DV (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
18	TS 110/x kV Sarajevo 12, 2x40 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na KB 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 13)		9,10									9,10
19	TS 110/x kV Živinice, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 4 – Đurđevik)		6,11									6,11
20	TS 110/x kV Kalesija, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik)		5,90									5,90
21	DV 110 kV Višegrad – Rudo (ulaz/izlaz za HE Mrsovo)		0,69									0,69
22	DV 110 kV Zenica 1 – Žepče (ulaz/izlaz za HE Vranduk)		0,23									0,23
23	DV 220 kV Mostar 3 – Trebinje (2) (ulaz/izlaz za HE Dabar)		8,58									8,58
24	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (svođenje u TS Prijedor 1)		0,05									0,05
25	DV 110 kV Banja Luka 6 – Kostajnica – Novi Grad (dionica Knežica – buduća TS Kostajnica – Novi Grad)		5,20									5,20
26	TS 110/x kV Prijedor 6, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (Prijedor 1))			5,02								5,02
27	TS 110/x kV Lukavac 2, 2x40 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (2))			7,00								7,00
28	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica			3,50								3,50
29	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

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
30	DV 110 kV Nevesinje – Gacko (ulaz/izlaz za HE Ulog)				4,80							4,80
31	DV 400 kV Tuzla 4 – TE Tuzla – blok 7				3,19							3,19
32	DV 110 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4 (priključni DV 400 kV za TE Banovići)				5,07							5,07
33	DV 110 kV Banja Luka 5 – HE Bočac (dionica KT do Banja Luka 5)				0,33							0,33
34	DV 110 kV Banovići – Zavidovići				3,88							3,88
35	DV 110 kV Rama/Prozor – Uskoplje/Gornji Vakuf				2,60							2,60
36	DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča (3 km na DV Sarajevo 20 – Bogatići i dionica od 15 km Miljevina – Foča)				4,10							4,10
37	DV 110 kV Jajce 1 – Šipovo				2,50							2,50
38	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
39	TS 110/x kV Tušanj, 2x40 MVA, sa priključnim DV (izgradnja DV 110 kV HAK – Tušanj i KB 110 kV Tuzla 3 – Tušanj)					12,10						12,10
40	Rastavno mjesto 110 kV Konjević Polje					1,93						1,93
41	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (dionica Ugljevik – Blagojevića Han)					2,64						2,64
42	DV 110 kV Gradačac – Brčko 2 (dionica KT – TS Gradačac)					0,96						0,96
43	DV 110 kV Cazin 2 – Bihać 1 (dionica od TS Cazin 2 do DV 110 kV Bihać 1 – Cazin 1)					1,55						1,55
44	TS 110/x kV Bijeljina 5, 2x20 MVA, sa priključnim DV (izgradnja DV 110 kV Bijeljina 3 – Bijeljina 5)							6,30				6,30
45	DV 220 kV RP Kakanj – Prijedor 2 (ulaz/izlaz za TE – TO KTG Zenica)							4,76				4,76
46	DV 220 kV TE – TO KTG Zenica – Zenica 2							2,82				2,82

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		2027
47	DV 400 kV Sarajevo 10 – Tuzla 4 (ulaz/izlaz za TE Kakanj – blok 8)								12,74				12,74
48	TS 110/x kV Zenica 5, 2x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Zenica 2 – Busovača)									5,50			5,50
49	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
50	TS 110/x kV Doboj Istok, 1x20 MVA, sa priključnim DV (ulaz/izlaz na DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica)											3,60	3,60
51	TS 220/110 kV Prijedor 2, 1x20 MVA (ugradnja transform. 110/x kV)											1,20	1,20
52	DV 110 kV Vareš – Kladanj											6,59	6,59
I-2	IZGRADNJA NOVIH INTERKONEKTIVNIH DALEKOVODA		0,00	1,30	0,00	0,00	0,00	19,20	0,00	0,00	0,00	0,00	20,50
1	DV 110 kV Srebrenica – Ljubovija (dionica u BiH)			1,30									1,30
2	DV 2x400 kV Višegrad – Bajina Bašta/RHE Bistrica (uključujući DV polja 400 kV Bajina Bašta i Pljevlja u TS 400/110/35/10 kV Višegrad)							19,20					19,20
II	REKONSTRUKCIJE / SANACIJE I PROŠIRENJA POSTOJEĆIH OBJEKATA (II-1+II-2+II-3+II-4)		97,11	38,00	95,80	32,73	61,37	13,70	26,03	40,38	34,60	32,29	472,01
II-1	Transformatorske stanice	Predmet rekonstrukcije /sanacije	79,90	14,62	35,96	16,75	29,74	13,23	24,90	33,72	29,10	23,63	301,55
1	TS 400/110/35/6,3 kV Gacko	Izgradnja novog DV polja, VN, zamjena TR	0,38				0,60					0,82	1,80
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, zamjena TR				0,41			6,57				6,98

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		2027
5	TS 400/220/110/35 kV Trebinje	VN, zamjena TR (2X)			3,82						0,82		4,64
6	TS 400/220/110 kV Tuzla 4	VN, izgradnja novog DV polja ⁽²⁾	2,76			1,20							3,96
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			1,29	2,02					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	Zamjena TR, VN, SN				0,82				4,00			4,82
10	TS 220/110/35/10 kV Gradačac	Izgradnja novog DV polja, zamjena TR					1,43						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							5,83				5,83
13	TS 110/35/10 kV Bosansko Grahovo	VN, SN										1,50	1,50
14	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 1	SN, zamjena TR	1,33									1,03	2,36
15	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 2	VN, SN, zamjena TR	1,19										1,19
16	TS 110/20/10 kV Banja Luka 3	VN, izgradnja novog DV polja, zamjena TR, SN		1,03							2,88		3,91
17	TS 110/20 kV Banja Luka 4	VN, SN, zamjena TR			1,72							0,82	2,54
18	TS 110/35/10(20) kV Banja Luka 5	Izgradnja trafo polja TR2, izgradnja novog DV polja	0,27			0,39							0,66

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		2027
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	0,16			1,39						1,60	3,15
20	TS 110/20/10 kV Bihać 2	VN, SN					2,00						2,00
21	TS 110/35/10 kV Bijeljina 1	VN, SN, zamjena TR (2X)	4,88										4,88
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(20) kV Bosanska Krupa	VN, SN, zamjena TR									1,87		1,87
25	TS 110/35/10(20) kV Bosanski Petrovac	Ugradnja drugog TR, VN, SN	1,32		1,05								2,37
26	TS 110/35/10 kV Brčko 2	Zamjena TR, VN			1,03							2,25	3,28
27	TS 110/35/10(20) kV Breza	SN					0,74						0,74
28	TS 110/35(20)/10/6 kV Brod	VN, SN, zamjena TR (2X)	4,13					1,03					5,16
29	TS 110/20/10 kV Bugojno	VN, SN, zamjena TR								2,64			2,64
30	TS 110/35/10(20) kV Cazin 1	Zamjena TR										0,82	0,82
31	TS 110/20/10 kV Cazin 2	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR, VN, SN					3,48						3,48
32	TS 110/35/10/6 kV Cementara	SN, zamjena TR									1,71		1,71
33	TS 110/35/10 kV Čapljina	SN	0,51										0,51
34	TS 110/10 kV Čitluk	VN, SN					1,15						1,15

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
35	TS 110/35/10 kV Derventa	VN, SN, zamjena TR			5,85								5,85
36	TS 110/35/10/6 kV Doboj 1	Zamjena TR			1,03								1,03
37	TS 110/35/10 kV Doboj 2	VN, SN							2,32				2,32
38	TS 110/35/10(20) kV Doboj 3	Ugradnja drugog TR						1,29					1,29
39	TS 110/35/10(20) kV Donji Vakuf	VN, SN, ugradnja drugog TR										2,15	2,15
40	TS 110/35/10 kV Drvar	VN, SN, ugradnja drugog TR			3,67								3,67
41	TS 110/35/6 kV Đurđevik	VN, SN								3,60			3,60
42	EVP 110/25 kV Blažuj	VN							0,81				0,81
43	EVP 110/25 kV Dobrinje	Kompletiranje DV polja (2X), rekonstrukcija mjernog polja							0,81				0,81
44	EVP 110/25 kV Kulen Vakuf	VN								0,54			0,54
45	TS 110/35/10(20) kV Foča	Izgradnja novog DV polja, kompletiranje DV polja, SN				2,36							2,36
46	TS 110/35/10(20) kV Fojnica	SN	0,25										0,25
47	TS 110/35/20/10 kV Goražde 1	SN (proširenje), zamjena TR				1,13							1,13
48	TS 110/20/10 kV Gračanica	VN, zamjena TR					2,47						2,47
49	TS 110/20/10 kV Gradiška	SN	1,18										1,18
50	TS 110/35/10 kV Grude	VN, SN, izgradnja novog DV polja		1,70							0,38		2,08
51	TS 110/10(20) kV Hadžići	SN (proširenje), ugradnja drugog TR	1,67										1,67
52	TS 110/35/6 kV HAK	Izgradnja novog DV polja, zamjena TR					0,38					1,03	1,41

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		2027
53	TS 110/35/10 kV Jablanica	Kompletiranje DV polja (2X), VN, SN, ugradnja drugog TR				3,47							3,47
54	TS 110/35/10 kV Jajce 1	VN, SN, zamjena TR, izgradnja novog DV polja		3,63		0,38							4,01
55	TS 110/35/10(20) kV Janja	Ugradnja drugog TR					1,29						1,29
56	TS 110/20/10 kV Kiseljak	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, VN, SN			2,43								2,43
57	TS 110/35/10 kV Kladanj	VN, izgradnja novog DV polja, SN	0,63									1,88	2,51
58	TS 110/20/10 kV Ključ	Ugradnja drugog TR, VN, SN	1,29				1,14						2,43
59	TS 110/20/10 kV Kozarska Dubica	VN, SN, kompletiranje DV polja (2X), zamjena TR	2,75							1,03			3,78
60	TS 110/10(20) kV Kupres	Izgradnja novog DV polja, kompletiranje DV polja, SN, ugradnja drugog TR	0,80							1,27			2,07
61	TS 110/20 kV Laktaši 1	Kompletiranje DV polja, VN, SN, zamjena TR (2X)	1,34								0,82	0,82	2,98
62	TS 110/35/10 kV Livno	VN, SN					2,05						2,05
63	TS 110/35/10 kV Lopare	VN, SN									2,07		2,07
64	TS 110/35 kV Lukavac	Zamjena TR (2X), VN, SN	2,21								3,20		5,41
65	TS 110/35/10 kV Ljubuški	Izgradnja DV polja (2X), VN, SN	2,09								0,38		2,47

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)	
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
66	TS 110/35/10 kV Maglaj	Ugradnja drugog TR, VN, SN	1,10									1,80		2,90
67	TS 110/35/10 kV Modriča	VN, SN, zamjena TR							4,23					4,23
68	TS 110/35/10 kV Mostar 2	SN, zamjena TR				1,30		1,03						2,33
69	TS 110/35/10 kV Mostar 5 (Rodoč)	SN				1,65								1,65
70	TS 110/10 kV Mostar 7 (Balinovac)	SN, zamjena TR (2X)	2,60											2,60
71	TS 110/35/10 kV Mostar 9	Izgradnja novog DV polja	0,36											0,36
72	TS 110/35/10 kV Novi Travnik	Zamjena TR, SN	1,45											1,45
73	TS 110/10 kV Neum	Izgradnja trafo polja, VN, SN	0,36						1,10					1,46
74	TS 110/35/10 kV Nevesinje	Ugradnja drugog TR, kompletiranje DV polja, izgradnja DV polja, VN, SN, zamjena TR	2,81					0,82						3,63
75	TS 110/35/10 kV Pale	VN, SN, zamjena TR	3,25											3,25
76	TS 110/35/10 kV Pazarić	Izgradnja novog DV polja (2X), VN, SN	2,20											2,20
77	TS 110/35/10 kV Posušje	VN, SN			1,51									1,51
78	TS 110/20/10 kV Prijedor 1	SN	0,80											0,80
79	TS 110/20/10 kV Prijedor 3	Kompletiranje DV polja, VN, SN, izgradnja trafo polja	1,27											1,27
80	TS 110/20/6,3 kV Prijedor 5	VN, SN, zamjena TR								1,85		0,82		2,67
81	TS 110/20/10 kV Prnjavor	Kompletiranje DV polja (2X), VN, SN	0,85						0,74					1,59
82	TS 110/35/10 kV Rama/Prozor	Kompletiranje DV polja, SN, ugradnja drugog TR				1,63	1,29							2,92

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		2027
83	TS 110/35/10 kV Rogatica	VN, SN							2,12				2,12
84	TS 110/20/10 kV Sanski Most	VN, zamjena TR					1,98						1,98
85	TS 110/35/10 kV Sarajevo 1	VN, zamjena TR (2X), SN	2,89							0,43			3,32
86	TS 110/35/10 kV Sarajevo 2	VN, SN, zamjena TR (2X)	0,12		2,38								2,50
87	TS 110/10 kV Sarajevo 4	Zamjena TR, VN, SN			2,73								2,73
88	TS 110/10 kV Sarajevo 5	VN, SN, zamjena TR		5,60									5,60
89	TS 110/10 kV Sarajevo 7	Zamjena TR (2X), SN	2,15							1,37			3,52
90	TS 110/10 kV Sarajevo 8	Kompletiranje DV polja (2X), SN, zamjena TR					3,09						3,09
91	TS 110/10 kV Sarajevo 14	VN, SN, zamjena TR	5,50										5,50
92	TS 110/10 kV Sarajevo 15	SN		1,90									1,90
93	TS 110/35/10 kV Sarajevo 18	Rekonstrukcija DV polja (2X), SN, ugradnja drugog TR	0,76		1,70								2,46
94	TS 110/35/10 kV Sokolac	VN, SN, ugradnja drugog TR								2,32			2,32
95	TS 110/20 kV Srbac	Ugradnja drugog TR, VN, SN	1,12				1,49						2,61
96	TS 110/35/10(20) kV Srebrenica	Izgradnja novog DV polja	0,38										0,38
97	TS 110/35/10 kV Srebrenik	VN, SN, zamjena TR						3,34					3,34
98	TS 110/35/10 kV Stanari	Ugradnja drugog TR									1,50		1,50
99	TS 110/35/10 kV Stolac	Izgradnja trafo polja, rekonstrukcija DV polja, VN, SN	0,33		1,05								1,38
100	TS 110/35/10 kV Šamac	Zamjena TR (2X), SN, VN	1,22					2,21					3,43

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
101	TS 110/10 kV Široki Brijeg	VN, SN	0,18							0,80			0,98
102	TS 110/35/10 kV Teslić	VN, SN, zamjena TR (2X)	3,46				1,03						4,49
103	TS 110/35/10 kV Tešanj	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja	0,76										0,76
104	TS 110/35/10 kV Tomislavgrad	VN				0,45							0,45
105	TS 110/35/10 kV Travnik 1	Zamjena TR, SN			1,03				0,20				1,23
106	TS 110/20/10 kV Travnik 2	SN										0,89	0,89
107	TS 110/35/10 kV Trebinje 1	VN, SN, ugradnja drugog TR	3,15		0,82								3,97
108	TS 110/35/6 kV Tuzla 5	Rekonstrukcija DV polja		0,38									0,38
109	TS 110/35/10 kV Tuzla Centar	SN					2,00						2,00
110	TS 110/20 kV Ukrina	VN, SN, ugradnja drugog TR							3,06				3,06
111	TS 110/20/10 kV Uskoplje/Gornji Vakuf	Izgradnja trafo polja, VN, kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja	0,36			1,56							1,92
112	TS 110/35/10 kV Vareš	Kompletiranje DV polja, izgradnja novog DV polja, ugradnja drugog TR, VN, SN										3,64	3,64
113	TS 110/35/10(20) kV Velika Kladuša	VN, SN							1,76				1,76
114	TS 110/35/10 kV Visoko	Zamjena TR (2X), SN									3,53		3,53
115	TS 110/20/10 kV Vitez	Proširenje SN, VN, zamjena TR	0,33							2,94			3,27
116	TS 110/35/10 kV Vlasenica	VN, SN, ugradnja drugog TR								4,54			4,54

Red. br.	Projekat / Objekat		Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)									Ukupno (mil. KM)	
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		2027
117	TS 110/35/10(20) kV Vrnograč	VN										0,88	0,88
118	TS 110/35/10 kV Zavidovići	Izgradnja novog DV polja, SN				0,38						1,44	1,82
119	TS 110/35 kV Zenica 1	VN, zamjena TR (2X)	0,27		1,82								2,09
120	TS 110/35/20/10 kV Zenica 3	VN, SN, zamjena TR (2X)	5,18										5,18
121	TS 110/35/20 kV Zenica 4	Kompletiranje DV polja (2X), proširenje SN, ugradnja drugog TR						3,51					3,51
122	TS 110/35 kV Zvornik	Izgradnja novog DV polja, VN, SN, ugradnja drugog TR	3,40										3,40
II-2	SCADA sistem		8,00	0,00	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			12,00	12,00	12,00							36,00
II-4	Dalekovodi		9,21	11,38	47,84	3,98	31,63	0,47	1,13	6,66	5,50	8,66	126,46
1	DV 110 kV Lukavac – TE Tuzla (1) (1955/1967)		0,06										0,06
2	DV 110 kV Mostar 2 – RP Mostar 1 (1957)		0,03										0,03
3	DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20 (1) (1970/1986)		0,03										0,03
4	DV 110 kV Sarajevo 2 – Sarajevo 10 (1954/1970/1979)		0,67										0,67
5	DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) (1962/1980)		0,18										0,18
6	DV 110 kV Doboj 1 – Doboj 2 (1956/1975/1980)		0,36										0,36
7	DV 110 kV Banja Luka 6 – Sisak (1) (HR)/BiH (1957/1980)		1,43										1,43
8	DV 110 kV Jablanica – Rama (1985)		0,46										0,46
9	DV 110 kV Bileća – Stolac (1957/1980/2000)		2,69										2,69
10	DV 2x110 kV HE Jablanica – RP Mostar 1/Mostar 2		3,00		6,28								9,28

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
11	DV 110 kV Brod – Derventa (1956/1975/1994)	0,30				1,10						1,40
12	DV 110 kV Mostar 2 – Stolac (1957/1980)		0,96									0,96
13	DV 110 kV Sarajevo 1 – Visoko (1954/71/97)		0,20									0,20
14	DV 110 kV Čapljina – RP Mostar 1 (1960)		4,00									4,00
15	DV 110 kV Tuzla 3 – Lopare		0,36									0,36
16	DV 110 kV Bugojno – Donji Vakuf (1965/1985/1996)		0,92									0,92
17	DV 220 kV Prijedor 2 – RP Kakanj (1962/1969)		1,22								1,00	2,22
18	DV 110 kV Tuzla 5 – Zvornik (1956/1977/1988)		3,60									3,60
19	DV 110 kV Hak – Tuzla 4 (1981)		0,12									0,12
20	DV 220 kV Mostar 4 – Zakučac (HR) (1958/1965/1977/2007)			1,22								1,22
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 2x110 kV HE Bočac – HE Jajce 1 (od HE Jajce 1 do SM 26) (1957/81)			0,75								0,75
24	DV 220 kV HE Salakovac – RP Kakanj (1965/2001)			3,30								3,30
25	DV 220 kV HE Salakovac – RP Mostar 3 (1965/2001)			4,49								4,49
26	DV 220 kV Trebinje – HE Perućica (CG) (1965)			1,95								1,95
27	DV 220 kV RP Mostar 3 – Trebinje (2) (1968/2007)			5,60								5,60
28	DV 220 kV RP Jablanica – RP Mostar 3 (1968)			3,20								3,20
29	DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (1) (1969)			1,38								1,38
30	DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica (2) (1969)			1,38								1,38
31	DV 220 kV Mostar 4 – RP Mostar 3 (1) (1965/1977)			0,37								0,37
32	DV 220 kV HE Trebinje 1 – Trebinje (1965/2002)			1,48								1,48
33	DV 110 kV EVP Konjic – Konjic (1954/1970)			0,28								0,28
34	DV 110 kV EVP Dobrinje – TE Kakanj (1954/1971)			0,50								0,50
35	DV 110 kV EVP Konjic – Hadžići (1954/1970/1981)			1,21								1,21

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
36	DV 2x110 kV HE Jablanica – Sarajevo 1 (1)/(2) (1955/1957/1997)			3,00								3,00
37	DV 110 kV Grude – Imotski (HR) (1951/1982)			4,05								4,05
38	DV 110 kV Banja Luka 6 – Prijedor 2 (1962/1971/1980)			0,86								0,86
39	DV 110 kV Donji Vakuf – Jajce 2 (1965/1985)				1,74							1,74
40	DV 220 kV Jajce 2 – RP Jablanica (1966/77/2004)				0,79							0,79
41	DV 110 kV Bileća – Nikšić (CG) (1957)				0,61							0,61
42	DV 110 kV Doboj 2 – Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)				0,84							0,84
43	DV 110 kV Čapljina – Opuzen (HR) (1959/1969)					0,39						0,39
44	DV 110 kV Neum – Opuzen (HR) (1959/1969)					0,34						0,34
45	DV 110 kV Neum – Ston (HR) (1960/1976)					0,42						0,42
46	DV 110 kV Bileća – Trebinje 1 (1960/2006)					3,86						3,86
47	DV 110 kV Trebinje – Trebinje 1 (1960/2006)					1,00						1,00
48	DV 110 kV Trebinje – Komolac (HR) (1968/2006)					0,69						0,69
49	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7 (1979)					0,43						0,43
50	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 7 (1979)					1,60						1,60
51	DV 110 kV Mostar 6 – Mostar 1 (1955/1979/1995)					0,54						0,54
52	DV 110 kV Derventa – Doboj 3 (1956/1975/1980/2004)					1,10						1,10
53	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi (CG) (1969)					1,20						1,20
54	DV 110 kV Bijeljina 3 – Brčko 2 (1972/1988/2000)					2,28						2,28
55	DV 110 kV Brčko 1 – Doboj 3 (1993)					1,50						1,50
56	DV 110 kV Doboj 1 – Maglaj (1955/1971)					0,81						0,81
57	DV 110 kV Maglaj – Zavidovići (1955/1971)					0,61						0,61
58	DV 110 kV Travnik 1 – Zenica 1 (1955/1971/2002)					1,00						1,00
59	DV 110 kV Cementara Kakanj – Zenica 2 (1958/1971/1976)					1,06						1,06
60	DV 220 kV RP Kakanj – TE Kakanj (G5) (1962)					1,27						1,27

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
61	DV 220 kV RP Kakanj – TE Kakanj (trafo) (1962)					0,74						0,74
62	DV 220 kV RP Jablanica – RP Kakanj (1968)					4,17						4,17
63	DV 220 kV TE Kakanj (G5) – Zenica 2 (1971/1999)					2,13						2,13
64	DV 110 kV Bosansko Grahovo – EVP Ličko Dugo Polje (HR) (1987)					0,48						0,48
65	DV 110 kV Drvar – EVP Ličko Dugo Polje (HR) (1987)					0,28						0,28
66	DV 110 kV Bosanski Petrovac – Drvar (1976/1986)					0,63						0,63
67	DV 110 kV Foča – Goražde 1 (1974)					1,50						1,50
68	DV 110 kV Prijedor 2 – Prijedor 3 (1968/78)					0,17						0,17
69	DV 110 kV Prijedor 1 – Prijedor 2 (1971)					0,07						0,07
70	DV 110 kV K. Dubica – (Banja Luka 6 – Sisak (1)) (1971)					0,26						0,26
71	DV 110 kV Cazin 1 – Cazin 2 (1984)						0,19					0,19
72	DV 110 kV Zenica 4 – Zenica Jug (1955/1976/2001/2005)						0,05					0,05
73	DV 110 kV Zenica 4 – Zenica Sjever (1955/1976/2001/2005)						0,23					0,23
74	DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica (1955/1976/1986)							0,91				0,91
75	DV 110 kV Zenica 1 – Zenica 2 (1958/1971)							0,22				0,22
76	DV 110 kV Lukavac – Srebrenik (1960)								1,20			1,20
77	DV 110 kV Busovača – Zenica 2 (1978/)								0,69			0,69
78	DV 110 kV Novi Grad – Prijedor 2 (1975)								0,65			0,65
79	DV 110 kV Prijedor 2 – Sanski Most (1975/80/2000)								0,25			0,25
80	DV 110 kV Gračanica – Lukavac (1955/1976/1986/1998)								1,60			1,60
81	DV 110 kV Bugojno – Uskoplje/Gornji Vakuf (1985)								0,37			0,37
82	DV 110 kV Bosanska Krupa – Prijedor 2 (1968/1978/1998)								1,52			1,52
83	DV 220 kV Mostar 4 – RP Mostar 3 (2) (1976)								0,38			0,38
84	DV 110 kV Sarajevo 4 – Sokolac (1979)									2,36		2,36
85	DV 110 kV Rogatica – Sokolac (1980)									3,14		3,14

Red. br.	Projekat / Objekat	Planirana godina puštanja u pogon / Finansijska sredstva (mil. KM)										Ukupno (mil. KM)
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
86	DV 110 kV Goražde 1 – Pljevlja (CG) (1960/)										3,13	3,13
87	DV 110 kV Rogatica – Višegrad (1980)										2,86	2,86
88	DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2) (1957/80)										1,67	1,67
89	DV 110 kV Banja Luka 1 – HE Bočac (1957/81)											
90	DV 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 4 (1957/81/2001/07)											
91	DV 110 kV Banja Luka 3 – HE Bočac (1971)											
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) ⁽⁵⁾			7,20								7,20
2	TS 400/110 kV Banja Luka 6 (MSR – 100 MVA)									6,50		6,50

Napomena:

- (1) U novim TS 110/x kV koje su izgrađene u 2016. i 2017. godini sa jednim transformatorom 110/x kV, te novim TS 110/x kV za koje je već raspisan tender za izgradnju trafostanice sa jednim transformatorom, nije planirana ugradnja drugog transformatora 110/x kV u planskom periodu.
- (2) Izgradnja DV polja 220 kV u TS Zenica 2 (2024.), DV 400 kV u TS Tuzla 4 (2021.), dva trafo polja 400 kV u TS Ugljevik (2021.), DV polje 110 kV u TS Banovići (2021.) 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 trafoa 220/115 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) Vrijednost investicije preuzeta iz L[18].

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

14. ZAKLJUČAK

Sa ciljem da se kod izrade Plana ispoštuju odredbe MK i Licence za obavljanje djelatnosti prenosa električne energije, 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 preuzeti iz IPRP (odobren od strane DERK-a u maju 2017. godine) i usaglašeni sa NOSBiH,
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 maksimalnog i minimalnog opterećenja,
4. odgađanje izgradnje interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR) se nepovoljno odražava na preopterećenja uočena na području Banja Luke. U ovom Planu opterećenja elemenata prenosne mreže su u planskom periodu ispod 100% dozvoljenog opterećenja i bez izgradnje ovog dalekovoda, budući da je u model EES BiH za 2022. i 2027. godinu uvrštena transformacija 400/110 kV na širem području Doboja i s obzirom da je značajno smanjena prognoza potrošnje u odnosu na prethodne Indikativne planove razvoja proizvodnje odnosno Dugoročne planove razvoja prenosne mreže. Čak i sa trendom relativno niskog porasta potrošnje očekivati je da će u prvim godinama nakon planskog perioda ponovo doći do preopterećenja elemenata prenosne mreže na području Banja Luke, te je potrebno poduzeti dodatne napore kako bi se realizovala izgradnja interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR).

Od novih proizvodnih objekata, u Plan su uključeni objekti bilansno uvršteni u IPRP: MHE Dub, VE Mesihovina, Pet (5) VE na području Trusine, HE Dabar, HE Mrsovo, HE Vranduk, VE Podveležje, HE Ulog, TE Tuzla blok 7, TE Ugljevik 3 blok 3 i 4, TE Banovići, TE-TO KTG Zenica, TE Kakanj blok 8.

Dinamika ulaska u pogon novih proizvodnih objekata je preuzeta iz IPRP, a način uklapanja ovih objekata u prenosnu mrežu je preuzet iz Elaborata.

Uvažavajući kriterije definisane u Poglavlju 4. u planskom periodu 2018 – 2027. je predviđeno:

- obezbjeđenje dvostranog napajanja za 15 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 19 TS 110/x kV,
- ugradnja drugog energetskog transformatora u TS 110/x kV koje nemaju 100% rezervu kroz distributivnu mrežu. Izuzetak čini TS Bosansko Grahovo (prognozirano max. opterećenje na kraju planskog perioda 0,90 MW). Planirana je ugradnja drugog transformatora 110/x kV u 28 transformatorskih stanica,
- 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 NOSBiH za potrebe izrade IPRP, podacima koje su pojedine elektroprivrede dostavile Elektroprenosu BiH za potrebe izrade ovog Plana, podataka iz eksploatacije o padovima napona i gubicima u distributivnoj mreži. Tako je prema usvojenim kriterijima za izgradnju odabrano 20 novih TS 110/x, od kojih je 13 TS 110/x kV već uvršteno u prethodne Planove investicija.

Analize tokova snaga i naponskih prilika u okviru Plana su provedene za presječne 2018., 2022. i 2027. 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.

Elementi prenosne mreže čijom izgradnjom se rješavaju preopterećenja navedena u opisu analiza za 2018. godinu, predmet su aktuelnih Planova investicija.

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

- izgradnju TS 400/110 kV na širem području Doboja (Stanari ili Jelah) ili
- izgradnju interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR).

TS 400/110 kV nije uvrštena u Plan, odnosno u Tabeli 13.2. nisu uvrštena sredstva potrebna za njenu izgradnju, 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.

Izgradnja interkonektivnog DV 400 kV Banja Luka 6 – Lika (HR), za koji je postignut dogovor o izgradnji između Republike Hrvatske i Bosne i Hercegovine i za koji je odabran obrađivač za izradu Studije izvodljivosti za izgradnju, nije uvrštena u Plan, jer je početkom 2017. godine HOPS informisao sve zainteresovane strane u ovom projektu (EZ, EBRD, NOSBiH i Elektroprenos BiH) da izgradnju ovog dalekovoda pomjera nakon 2025. godine, a kao najizvjesnija godina navodi se 2030.

Rezultati analiza za režim minimalnih opterećenja su pokazali da u 2018. 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 2018. godini nije moguće riješiti promjenom položaja regulacionih preklopki mrežnih transformatora.

Prema zahtjevu NOSBiH, a na osnovu Zaključaka iz L[18] Elektroprenos BiH je obavezan uvrstiti ugradnju prigušnice u Dugoročni plan razvoja prenosne mreže. Za presječnu 2022. godinu, analizirani su scenariji bez uključene prigušnice i sa uključenom prigušnicom u TS Mostar 4.

Rezultati analiza provedenih za minimalni režim za 2022. 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.

Analize za režim minimalnog opterećenja za 2027. godinu su provedene za slučaj bez uključene prigušnice i sa uključenom prigušnicom u TS Mostar 4. Za slučaj bez prigušnice i dalje se javljaju problemi sa visokim naponima u 400 kV mreži. Pravilnim izborom prenosnog odnosa energetskih transformatora 400/231 kV, 400/115 kV i 220/115 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.

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.

Nedavno je pokrenuta inicijativa za izradu Regionalne studije za regulaciju napona, čiji je cilj identifikacija problema i prijedlog rješenja za povišene napone u prenosnoj mreži jer je u cijelom regionu Jugoistočne Evrope prisutan problem povišenih napona koji su u određenim režimima rada prenosne mreže viši od gornjih granica definisanih nacionalnim Mrežnim kodeksima. Za izradu navedene studije, za koju su interes iskazale Srbija, Bosna i Hercegovina, Makedonija, Crna Gora i Albanija, već je odobrena aplikacija za dodjelu granta (WB17-REG-ENE-01 – Regional Study for Voltage Profile Improvement: Regional Study). Takođe, Hrvatska i Slovenija započinju sa implementacijom projekta SINCRO.GRID čija je svrha, između ostalog, da se primjenom naprednih i provjerenih tehničkih rješenja otklone previsoki iznosi mrežnih napona. Za očekivati je da će rezultati ove dvije studije ukazati na optimalno rješenje problema visokih napona u regiji i dinamiku potrebnih aktivnosti.

Rezultati proračuna TTC-a za 2027. godinu pokazuju da se izgradnjom novog interkonektivnog 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 2018., 2022. i 2027. godini. Rezultati proračuna pokazuju da su vrijednosti struja trolnog i jednopolnog kratkog spoja u svim čvorištima za sve prosječne godine 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 2017. godinu od 31.08.2017. 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 2018 – 2027. godina iznose 678,86 mil. KM. Od toga:

- izgradnja novih objekata iznosi 193,15 mil. KM
 - nove TS i DV: 172,65 mil. KM,
 - nove interkonekcije: 20,50 mil. KM.
- rekonstrukcije/sanacije i proširenja iznose 472,01 mil. KM:
 - rekonstrukcije/sanacije i proširenja VN i SN postrojenja: 301,55 mil. KM,
 - rekonstrukcije/sanacije DV: 126,46 mil. KM,
 - zamjena SCADA sistema: 8,0 mil. KM,
 - znavljanje telekomunikacione opreme: 36,0 mil. KM.
- ugradnja prigušnica u EES BiH iznosi 13,70 mil. KM.

LITERATURA

- [1] Mrežni kodeks, Službeni glasnik BiH 95/16
- [2] Indikativni plan razvoja proizvodnje 2018. – 2027., NOSBiH, mart 2017. godine
- [3] „Metoda i kriteriji u revitalizaciji elektroenergetske prenosne mreže“ – doktorska disertacija, Davor Bajs, Split 2007. godine
- [4] Elaborat „Tehničko rješenje priključenja rasklopišta 10/110 kV HE Dub na prenosnu mrežu”, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, februar 2010. godine
- [5] Elaborat tehničkog rješenja priključka VE Mesihovina na prijenosnu mrežu, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d. Zagreb, septembar 2016. godine
- [6] „Elaborat tehničkog rješenja priključka VE Trusina na prenosnu mrežu”, Elektrotehnički fakultet Univerzitet u Beogradu, decembar 2013. godine
- [7] „Elaborat tehničkog rješenja priključka HE Dabar”, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, juli 2012. godine
- [8] „Elaborat tehničkog rješenja priključka HE Mrsovo na prenosnu mrežu”, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, april 2015. godine
- [9] „Elaborat tehničkog rješenja priključka HE Vranduk na prenosnu mrežu 110 kV”, Energoinvest, maj 2010. godine
- [10] VE Podveležje „Idejni projekat tehničkog rješenja priključka VE Podveležje na prenosnu mrežu“, Energoinvest d.d. Sarajevo, februar 2014. godina
- [11] Elaborat „Tehničko rješenje priključka HE Ulog na prenosnu mrežu 110 kV”, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, januar 2010. godine
- [12] Elaborat „Priključenje bloka 7 TE Tuzla na EES Bosne i Hercegovine“, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, oktobar 2009. godine
- [13] „Elaborat tehničkog rješenja priključka TE Ugljevik 3 na prenosnu mrežu”, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. Beograd, maj 2015. godine
- [14] „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
- [15] „Elaborat tehničkog rješenja priključka TE – TO KTG Zenica na prijenosnu mrežu”, Energetski institut Hrvoje Požar, travanj 2013. 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