



# STUDIJA O PRIKLJUČIVANJU I RADU DISTRIBUIRANIH IZVORA ENERGIJE U ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU CRNE GORE

Studija br. 2121



ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR

Ljubljana, septembar 2012





**ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR**

Inštitut za elektrogospodarstvo in elektroindustrijo  
Ljubljana

# **STUDIJA O PRIKLJUČIVANJU I RADU DISTRIBUIRANIH IZVORA ENERGIJE U ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU CRNE GORE**

**Studija br. 2121**

Ljubljana, septembar 2012

Direktor:

dr. Boris Žitnik, univ. dipl. inž. el.



**ELEKTROINŠTITUT MIŁAN VIDMAR**

MILAN VIDMAR ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE  
Institute for Electricity Supply Economy and Electrical Industry

Hajdrihova ulica 2

SI - 1000 Ljubljana

Slovenia

tel. +386 (0)1 474 3601

fax. +386 (0)1 425 3326

Electric Power System Control and Operation Department  
Energy and Power System Planning Department

© ***Elektroinštitut Milan Vidmar, 2012.***

Sva prava pridržana. Niti jedan dio ovog dokumenta ne smije se bez prethodnog pismenog dopuštenja vlasnika autorskih prava reproducirati, umnožavati, pohranjivati u sustavu za pohranu podataka, niti prenositi ubilo kojem obliku ili na bilo koji način. Objavljivanje rezultata dozvoljeno pod uvjetom indikacije izvora.

Izvođač radova:	<b>ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR</b> Inštitut za elektrogospodarstvo in elektroindustrijo SI-1000 Ljubljana, Hajdrihova 2, Slovenija
Ugovarač:	<b>The United Nations Development Programme (UNDP)</b> <b>UNDP Podgorica</b> ME-81000 Podgorica, Sv. Petra Cetinjskog 1A, Montenegro
Broj ugovora:	006/00060829/11
Broj studije:	<b>2121</b>
Naslov studije:	<b>Studija o priključivanju i radu distribuiranih izvora energije u elektroenergetskom sistemu Crne Gore</b>  <b><i>The Study of distributed source connection and operation in the electric power system of Montenegro</i></b>
Ugovorni predstavnik izvođača radova:	Boris Žitnik, Ph. D. E. E.
Autori studije:	Dejan Matvoz, M. Sc. E. E. Jurij Jurše, B. Sc. E. E. Jure Strmec, B. Sc. E. E. Janko Kosmač, Ph. D. E. E. Rok Leskovec, B. Sc. E. E. Branko Hlebčar, Ph. D. E. E. Andrej Souvent, B. Sc. E. E.
Ostali učesnici:	Jože Perme, B. Sc. E. E.
Ugovorni predstavnik ugovarača:	Rastislav Vrbensky, UN RC and UNDP RR
Kontakt osoba ugovarača:	Mirko Bracanović, Procurement Associate
Broj strana:	330
Datum završetka:	septembar 2012.

## SAŽETAK

Studija analizira regulatorno stanje i postojeća akta za oblast priključivanja distribuiranih izvora (DI) na elektroenergetsku mrežu Crne Gore. Verifikovani su razvojni planovi za prenosnu mrežu. Na osnovu regulatornoga stanja i preporuka za promjene tehničkih regulativa napravljena je metodologija za analizu priključivanja DI na mrežu. Kao posljedica toga data je i preporuka za priključivanje DI na mrežu. Za praktičnu primjenu metodologije i preporuke, u studiji je na realnim primjerima analizirano i s tehničkim odnosno ekonomskim stajalištima utvrđeno priključenje velikog broja različitih vrsta DI s različitih tendera Vlade Crne Gore na distributivnu mrežu. Na kraju je dodata i literatura za obuku radnika Elektroprivrede Crne Gore koji će raditi na analizama uključenja DI u mrežu s programskim paketom PSS®SINCAL.

Ključne riječi: distribuirani izvori energije, male elektrane, elektroenergetski sistem Crne Gore, priključivanje i rad distribuiranih izvora energije, distributivna mreža, tehnička pravila, tehnička preporuka, analiza propisa, mrežna analiza

## SADRŽAJ

<b>SAŽETAK</b> .....	<b>vi</b>
<b>SADRŽAJ</b> .....	<b>vii</b>
<b>SPISAK SKRAĆENICA</b> .....	<b>x</b>
<b>SPISAK SIMBOLA</b> .....	<b>xi</b>
<b>EXECUTIVE SUMMARY</b> .....	<b>12</b>
<b>UVOD</b> .....	<b>19</b>
<b>1. REGULATORNI STATUS U CRNOJ GORI U VEZI S PRIKLJUČIVANJEM I RADOM DISTRIBUIRANIH IZVORA ENERGIJE U ELEKTROENERGETSKOJ MREŽI I TEORIJSKE OSNOVE ZA IZRADU NOVIH PRAVILA</b> .....	<b>21</b>
1.1. Analitički prikaz postojećih propisa u vezi s priključivanjem i radom distribuiranih izvora u Crnoj Gori.....	21
1.1.1. Zakoni.....	21
1.1.2. Pravilnici.....	28
1.1.3. Preporuke.....	31
1.1.4. Standardi.....	32
1.2. Analiza problema koji mogu nastati nakon aktivacije distribuiranih izvora u Crnoj Gori zbog nedostataka upostojećim pravilima i preporukama .....	32
1.2.1. Naponske prilike u mreži.....	33
1.2.2. Reaktivna snaga .....	33
1.2.3. Rad APU-a.....	34
1.2.4. Smetnje po vodiču (fliker i harmonici).....	34
1.2.5. Kriterijum dozvoljene snage.....	34
1.2.6. Klasifikacija vrsta elektrana i naponskih nivoa .....	35
1.3. Teorijska podloga za novi Pravilnik o priključivanju distribuiranih izvora u Crnoj Gori.....	35
<b>2. ANALIZA SITUACIJE I VERIFIKACIJA RAZVOJNIH PLANOVA ZA PRENOSNU ELEKTROENERGETSKU MREŽU</b> .....	<b>37</b>
2.1. Energetska ishodišta.....	37
2.1.1. Prognoza opterećenja .....	37
2.1.2. Postojeći i planirani proizvodni kapaciteti .....	39
2.2. Planiranje izgradnje prenosne mreže do 2015. godine.....	40
2.3. Planiranje izgradnje distributivne mreže do 2015. godine.....	42
<b>3. METODOLOGIJA ZA ELABORACIJU DISTRIBUIRANIH IZVORA U CRNOJ GORI</b> .....	<b>44</b>
3.1. Algoritam za analizu priključenja distribuiranih izvora .....	44

3.1.1. Priprema referentnoga modela mreže .....	48
3.1.2. Analiza tehničkih mogućnosti priključenja distribuiranih izvora.....	54
3.1.3. Energetski kriterijumi planiranja.....	56
3.1.4. Provjera uticaja DI na NN mrežu DS (blok 2.6.NN) .....	58
3.1.5. Provjera uticaja DI na SN mrežu DS (blok 2.6.SN).....	59
3.1.6. Ekonomska analiza.....	61
3.2. Redosljed postupaka za izdavanje saglasnosti za priključenje na mrežu.....	62
3.3. Zahtjev za izdavanje uslova za priključenje ME na mrežu DS .....	63
3.3.1. Tehnički podaci ME i proizvodnih jedinica izvora.....	63
3.3.2. Ostali podaci.....	64
3.4. Elaborat za priključenje i izrada projektnih uslova .....	64
3.5. Projektni uslovi za priključenje ME na DS .....	64
3.6. Format saglasnosti za priključenje .....	65
<b>4. TEHNIČKA PREPORUKA ZA PRIKLJUČENJE DISTRIBUIRANIH IZVORA U CRNOJ GORI .....</b>	<b>66</b>
4.1. Opseg važenja i namena.....	66
4.2. Termini i definicije .....	67
4.3. Osnovni tehnički podaci o distributivnoj mreži (DS) .....	69
4.4. Osnovni tehnički podaci o maloj elektrani (ME).....	71
4.5. Osnovni tehnički zahtevi za priključenje male elektrane na distributivni sistem.....	72
4.6. Osnovni tehnički zahtevi za izvođenje priključka ME .....	80
4.7. Tehnički zahtevi za merno mesto .....	83
4.8. Zaštita generatora i priključnog voda male elektrane .....	87
4.9. Kompenzacija reaktivne energije u ME.....	92
4.10. Nadzor i komunikacija sa ME.....	95
4.11. Procedure i dokumentacija za priključenje malih elektrana na distributivnu mrežu .....	96
4.12. Prvo priključenje ME na mrežu ED .....	99
4.13. Pogon .....	100
4.14. Šeme priključenja ME na mrežu ED .....	101
4.15. Dodatna objašnjenja.....	107
4.15.1. Standardno podešenje naponske i frekvencijske zaštite na rasklopnom mjestu ME.....	107
4.15.2. Kompenzacija reaktivne energije u ME .....	111
4.16. Primjer proračuna smetnji po vodiču.....	116
4.16.1. Priključenje male hidroelektrane na 10 kV mrežu .....	116
4.16.2. Priključenje polja vjetroelektrana na 35 kV mrežu .....	119
4.16.3. Priključenje fotonaponske elektrane na 0,4 kV mrežu.....	122
<b>5. MREŽNE ANALIZE PRIKLJUČIVANJA DISTRIBUIRANIH IZVORA NA DISTRIBUTIVNU MREŽU .....</b>	<b>126</b>
5.1. Sažetak tehničkih kriterijuma u mrežnim analizama priključivanja distribuiranih izvora .....	127
5.2. Generalni uticaj distribuiranih izvora na rad distributivne mreže.....	128



5.2.1. Promene naponskih prilika, regulacija napona i kompenzacija reaktivne snage.....	128
5.2.2. Kvalitet električne energije.....	130
5.2.3. Koordinacija zaštite .....	131
5.2.4. Reaktivna snaga DI.....	133
5.2.5. Mjerenja uzete energije od distribuiranih izvora u distributivnoj mreži.....	133
5.2.6. Pouzdanost rada mreže.....	133
5.3. Uticaj tipa distribuiranog izvora na mrežnu analizu priključivanja.....	135
5.3.1. Primer analize priključivanje male hidroele ktrarne (mHE na rijeki Zaslapanici).....	136
5.3.2. Primer analize priključivanja fotovoltaične elektrarne (FVE Čevo) .....	148
5.3.3. Primer analize priključivanja vjetroelektrarne (VE Briska gora).....	159
5.4. Priključivanja mHE na distributivnu mrežu – analize za porječje Lima .....	172
5.4.1. Područje s distributivnom mrežom na koju se priključuju mHE.....	172
5.4.2. Pojačanja mreže pije priključenja mHE u distributivnu mrežu.....	174
5.4.3. Potrebe za pojačanjem transformacije 110/35/10 kV i glavnih napojnih 35 kV vodova nakon priključenja mHE na distributivnu mrežu .....	176
5.4.4. Sažetak rezultata anliza za priključenje pojedinih mHE.....	179
5.4.5. Analiza priključenja pojedinih mHE.....	187
5.5. Priključivanja mHE na distributivnu mrežu – analize za porječje Komarnice i Pive.....	259
5.5.1. Područje s distributivnom mrežom na koju se priključuju mHE.....	259
5.5.2. Potrebe za pojačanje transformacije 110/35/10 kV i glavnih napojnih 35 kV vodova nakon priključenja mHE na distributivnu mrežu.....	260
5.5.3. Sažetak rezultata anliza za priključenje pojedinih mHE.....	263
5.5.4. Anliza priključenja pojedinih mHE.....	267
5.6. Priključivanja mHE na distributivnu mrežu – analize za porječje Zete.....	299
5.7. Priključivanja mHE na distributivnu mrežu – analizeza porječje Tare .....	306
5.8. Sažetak rezultata .....	311
5.9. Prilog – tipske cijene.....	313
<b>6. IZRADA I ANALIZE MREŽE U PSS®SINICALU.....</b>	<b>317</b>
6.1. usposabljanje za integraciju distribuiranih izvora .....	317
6.2. Izrada simulacijskog modela mreže .....	318
6.2.1. Baza elemenata .....	318
6.2.2. Topologija mreže.....	319
6.2.3. Opterećenje.....	322
6.3. Analize mreže .....	323
6.3.1. Analiza stanja prije i po uključivanju distribuiranih izvora.....	323
6.3.2. Analiza mreže po realizirani sanaciji.....	328
<b>7. LITERATURA I REFERENCE .....</b>	<b>330</b>

## SPISAK SKRAĆENICA

APU	automatsko ponovno uključenje
BIH	Bosna i Hercegovina
CGES	Crnogorski elektroprenosni sistem AD
DI	distribuiran izvor energije, mala elektrana
DIST	distribucija
DS	distributivni sistem
DV	dalekovod
EES	elektroenergetski sistem
EPCG	Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić
EU	Europska unija
G	generator
HE	hidroelektrana
ISME	Institut za standardizaciju Crne Gore
ME	mala elektrana, distribuiran izvor energije
mHE	mala hidroelektrana
NN	niski napon
OD, ODS	operater distributivnog sistema
RTS	rasklopna transformatorska stanica
SCADA	(eng. <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> ) sistem za mjerenje, praćenje i kontrolu industrijskih sistema
TE	termoelektrana
TP	tehnička preporuka
TS	transformatorska stanica
VN	visoki napon

## SPISAK SIMBOLA

$P_{OP}$	radna snaga opterećenja (potrošača)
$P_{max}$	maksimalna radna snaga
$P_{min}$	minimalna radna snaga
$P_{DI}$	radna snaga distribuiranog izvora
$P_{TR}$	radna snaga preko transformatora
$Q_{OP}$	reaktivna snaga opterećenja (potrošača)
$Q_{DI}$	reaktivna snaga distribuiranog izvora
$Q_{TR}$	reaktivna snaga preko transformatora
$W$	energija

## EXECUTIVE SUMMARY

### **Regulatorni status u Crnoj Gori u vezi s priključivanjem i radom distribuiranih izvora energije u elektroenergetskoj mreži i teorijske osnove za izradu novih pravila**

U 1. poglavlju analizirani su zakoni, pravilnici i standardi koji se odnose na priključivanje malih elektrana (DI) na distributivnu mrežu. Istaknuti su problemi do kojih može doći ukoliko se postojeća pravila i preporuke za priključivanje DI na distributivnu mrežu ne obrade i dopune.

Zakon o energetici napisan je jasno, u modernom evropskom duhu tako da daje dobar temelj za podzakonska akta iz oblasti priključivanja distribuiranih izvora energije na distributivni sistem Crne Gore.

Po podacima koji su nam bili dostupni, sistemi za prikupljanje podataka o kvalitetu snabdijevanja i dostavljanje tih podataka Agenciji još nijesu bili uspostavljeni.

*Tehnička preporuka br. 16: Osnovni tehnički zahtjevi za priključenje malih elektrana na mrežu elektrodistribucije Srbije* daje dobru osnovu za tehničke karakteristike i tehnička pravila pri priključivanju elektrana na distributivni elektroenergetski sistem Crne Gore. U TP-16 trebalo je unijeti neke promjene i dopune, tako da je postojeća TP-16 dobra osnova za nova *Pravila o priključivanju* (u daljem tekstu: *Preporuka*).

### **Analiza situacije i verifikacija razvojnih planova za prenosnu elektroenergetsku mrežu**

U 2. poglavlju sažeti su važeći razvojni planovi i aktuelne razvojne studije prenosne i distributivne mreže Crne Gore s akcentom na područjima koja tangiraju analizirane distribuirane izvore. Pretpostavljeni prosječni godišnji porast potrošnje električne energije u narednim godinama iznosi 1,33 %, dok je prosječni godišnji porast vršnog opterećenja u sistemu 1,51 %.

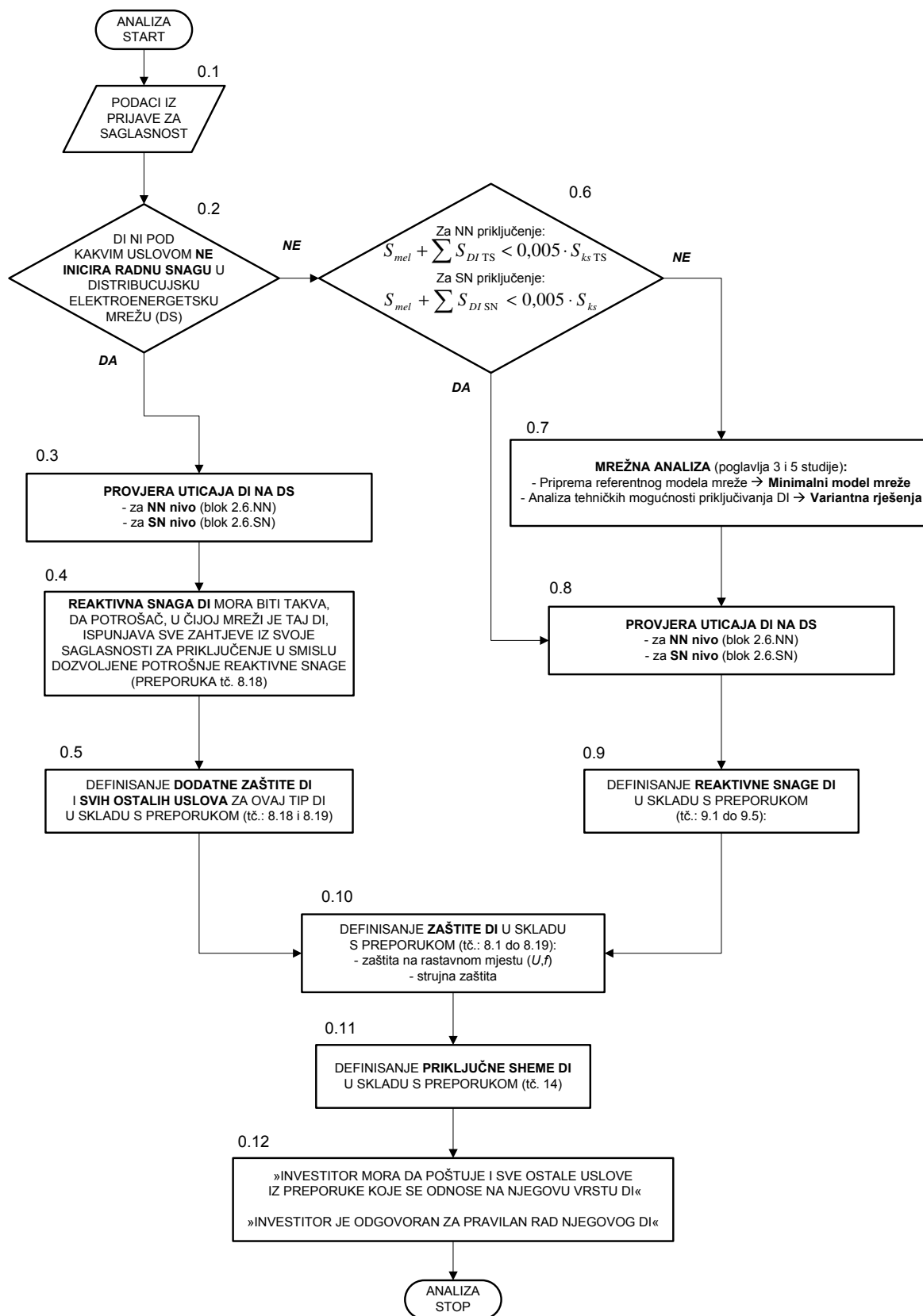
Može se zaključiti da u posmatranom periodu ostaje u većem dijelu distributivne mreže u pogonu sistem 110-35-10 kV. Razlog je činjenica da je za ekonomski prihvatljiv prijelaz na naponski nivo 20 kV, počevši od početka systemske ugradnje opreme 20 kV do stvarnog pogona čitave mreže na 20 kV, potreban dug period (oko 30 godina).

Razvojni planovi ne uključuju masovno povećanje razine distribuiranih izvora u nekoliko narednih godina. Analize u studiji pokazuju da samo za predviđeni dio priključenja izvora iz studije treba pojačati postojeću mrežu s preko 200 km srednjenaponskih 10 kV i 35 kV vodova te više novih TS s procjenom ulaganja u iznosu oko 20.000.000 €.

Pošto se u narednim godinama predviđaju ubrzana integracija i dodatna područja s mHE te početak integracije fotovoltaičnih i vjetroelektrana, neophodno je ponovo osvježiti ili iznova postaviti strategiju razvoja najprije distributivne mreže.

## Metodologija za elaboraciju distribuiranih izvora u Crnoj Gori

U 3. poglavlju objašnjena je metodologija u analizama za priključivanje distribuiranih izvora (DI) na elektroenergetsku distributivnu mrežu. Proces priključivanja detaljnije prikazuje slika 0.1.



Sl. 0.1: Shematski prikaz – Redosljed analize za priključivanje DI u mrežu

Cjelokupan metodološki proces ugrubo sastoji se od pet sklopa:

- određenje stepena (dubine) potrebne analize
- priprema modela mreže
- određenje parametara na mjestu priključenja DI
- analiza tehničkih mogućnosti priključenja DI na mrežu
- ekonomska analiza.

Model mreže koji što realnije opisuje stvarnu fizičku mrežu ključan je za vjerodostojnost i korektnost analiza mreže. Oblikuje se korišćenjem odgovarajuće programske aplikacije koja omogućava izvođenje analiza u prenosnoj i distributivnoj mreži. Urađen je model na osnovu topoloških i atributivnih podataka elektroenergetskih elemenata, koji je bio korišten za izvršenje analiza. Topologija mreže predstavlja način međusobne povezanosti elemenata (vodovi, transformatori). S atributivnim podacima definišu se fizikalna svojstva pojedinih elemenata.

U analizi tehničkih mogućnosti priključenja DI na mrežu u skladu s pravilima i kriterijuma o priključenju na mrežu iz *Preporuke*, uključujemo željene distribuirane izvore. S analizama strukture mreže i najnepovoljnijih pogonskih stanja (maksimalno opterećenje i minimalna proizvodnja DI, minimalno opterećenje i maksimalna proizvodnja DI), provjeravamo da li tako zasnovana mreža, sa spomenutim ulaznim parametrima (geografski položaj s prostornim ograničenjima, privredni razvoj, prognoza opterećenja), ispunjava tehničke kriterijume planiranja. Stalno provjeravamo normalna pogonska stanja te stanja s jednostrukim ispadima (kriterijum N-1) za određenu strukturu mreže. Kada u mreži prekoračimo kriterijume planiranja, odlučujemo se za pojačanje i prilagođavanje mreže. U slučaju da se suočimo s različitim mogućnostima pojačanja i prilagođavanja, svaki smjer razvoja potrebno je razmatrati samostalno tj. *varijantno*.

DI može se priključiti na mrežu ukoliko se ne ugrožava pouzdanost rada i kvalitet snabdijevanja električnom energijom konačnoga potrošača. U tom kontekstu osnovni su ovi kriterijumi za mrežnu analizu priključenja DI:

- *DI u mreži ne smije prouzrokovati preopterećenja (kriterijum dozvoljenih opterećenja u mreži),*
- *DI u mreži ne smije bitno pogoršati naponske prilike kod potrošača (kriterijum dozvoljenih napona u mreži).*

Za obezbjeđenje normalnoga rada u pogledu smetnji po vodiču u elektroenergetskom sistemu, u procesu analize mogućnosti priključenja DI u DS, treba da se procijene i smetnje koje bi DI mogao da unese u DS.

Studija definiše redosljed operacija, sa kojima ODS može konstatovati da li je priključenje DI sa stava smetnji u mreži dozvoljeno ili nije. ODS treba da na osnovu procjene smetnji po vodiču konstatuje, da li se DI može uključiti u DS ili DI ne ispunjava zahtjeve, koji moraju biti dati da bi se obezbijedio normalan rad mreže.

Detaljnju analizu procjene smetnji i analizu da-li će DI zadovoljavati kriterijume propisane *Preporukom* u pogledu smetnji, treba da uradi projektant s detaljnim podacima o DI i imajući u vidu zahtjeve koje propiše ODS.

## **Tehnička preporuka za priključenje distribuiranih izvora u Crnoj Gori**

U 4. poglavlju data su nova pravila za priključivanje i rad DI na DS (*Preporuka*).

Preporuka se odnosi na osnovne tehničke zahtjeve za priključenje malih elektrana snage do 10 MW na DS nazivnog napona 0,4 kV (1 kV, NN mreža), 10 kV, 20 kV ili 35 kV. Preporuka se primjenjuje pri izgradnji (projektovanje i gradnja) ME ili rekonstrukciji postojeće ME, u dijelu koji se odnosi na ispunjenje uslova za priključenje i izvođenje priključka na DS.

*Preporuka* ima sledeće ciljeve:

- utvrditi osnovne kriterijume za ocjenu mogućnosti priključenja ME, s obzirom na karakteristike DS i vrstu, snagu i način rada ME
- utvrditi standardne načine priključenja
- odrediti način i mjesto mjerenja električne energije i snage
- izvršiti izbor vrste i karakteristika zaštitnih uređaja i rasklopnih aparata
- utvrditi način kompenzacije reaktivne snage u ME
- utvrditi postupak i redosljed aktivnosti od prijavljivanja do priključenja ME na DS, s neophodnom dokumentacijom i obrascima
- utvrditi način i uslove za puštanje u rad ME i paralelan rad sa DS
- utvrditi način vođenja pogona ME.

Predmet razmatranja preporuke nijesu:

- izgradnja same ME
- upravljanje ME (ručno i/ili automatsko)
- ME s isključivo izolovanim radom.

Preporuka je usaglašena s važećim tehničkim propisima, priznatim svjetskim standardima iz ove oblasti i tehničkim preporukama, uz uvažavanje razvoja i primjene savremenih tehničkih rješenja za ovu vrstu elektroenergetskih objekata. Ako se poštuju limiti dati u Preporuci a koji se temelje na aktuelnom stanju tehnike (stanje tehnike propisuju važeći IEC i EN standardi s područja smetnji po vodiču), može se očekivati da će kvalitet napona u distributivnoj mreži zadovoljavati kriterijume koje postavlja u Crnoj Gori važeći standard MEST EN 50160.

U Preporuci su jasno definisani limiti za dozvoljene smetnje po vodiču koje smije da proizvodi DI. Ove limite ODS stavlja u saglasnost za priključenje DI. Zadatak projektanta DI jeste projektovanje DI tako da su uslovi iz saglasnosti obezbijeđeni. Pri tome se projektant može koristiti formulama iz Preporuke, pomoću kojih se može izračunati uticaj DI na mrežu i zadovoljavanje kriterija koje postavlja ODS.

## **Mrežne analize priključivanja distribuiranih izvora na distributivnu mrežu**

U 5. poglavlju u vezi s metodologijom date su kompletne mrežne analize priključivanja distribuiranih izvora na distributivnu mrežu elektroenergetskoga sistema Crne Gore. Analizirane su male hidroelektrane u porječju Lima, Komarnice, Pive, Tare i Zete s ukupnom instaliranom snagom 87,3 MW. Objasnjen je uticaj priključenja različitih distribuiranih izvora na rad distributivne mreže. Analizirani su primjeri priključenja malih hidroelektrana na rijeci Zaslapanici, fotovoltaična elektrana Čevo i vjetroelektrana Birska gora.

Tip generatora distribuiranoga izvora važan je u slučaju detaljnih pogonskih analiza uticaja pojedinog distribuiranog izvora, koje treba da radi projektant DI. U toj projektantskoj analizi tako se detaljno analiziraju flikeri koji izviru na strani DI i harmonski napon, lokalne naponske prilike i regulacija reaktivne snage ( $U - Q$  karakteristika) uz pomoć formula navedenih u *Preporuci*. Zbog toga u ovoj studiji koja određuje mrežnu analizu nijesu relevantne.

Sve elektrane moraju ispunjavati sve zahtjeve koje za njih definiše *Preporuka* za priključivanje DI na mrežu Crne Gore. Pored toga, za svaku elektranu napravljena je analiza priključivanja na mrežu koja daje detaljnije informacije o potrebnim mjerama za priključivanje. Objasnjen je i analiziran generalni uticaj distribuiranih izvora na pogon distributivne mreže s predloženim akcijama u pogonu mreže (regulacije napona, podešavanje zaštite, uticaj na kvalitet električne energije, pouzdanost). Dato je mišljenje u vezi s mjestima na mreži za sprovođenje preuzimnih mjerenja distribuiranih izvora (početak ili kraj priključnoga voda).

Glavne poteškoće u radu mreže izazvaju promjene napona zbog oscilacija opterećenja. U stanjima s visokim opterećenjima tokom radnoga dana zbog većih padova naponi su niski, a u stanjima s niskim opterećenjima visoki. Odstupanja napona javljaju se zbog statičke regulacije napona s podešavanjem odvojka transformatora u transformatorskim stanicama đe je napon kompenzovan za prosječne vrijednosti opterećenja. U slučaju rada distribuiranog izvora u SN ili NN mreži protok snage je dvosmjernan, što znači još više promjena napona u distributivnoj mreži. Visina promjena zavisi takođe od konfiguracije i jačine mreže. Upravljanje promjenama napona vrši se s aktivnom regulacijom napona u transformatorskim stanicama 110/35 kV ili s manjom impedancom kroz pojačanje mreže.

Naponske prilike bile bi mnogo bolje ako bi bilo moguće automatski regulisati napon na 10 kV sabirnicama TS 35/10 kV. Značajno veća integracija s manjim troškovima priključenja postigla bi se s postupnim prelaskom na 20 kV naponski nivo s automatskom regulacijom napona i opuštanjem 35 kV mreže koja prelazi na 110 kV ili 20 kV. U tom kontekstu u ovoj studiji predlažemo da se u Crnoj Gori pripremi integralna strategija prelaska na 20 kV naponski nivo i postepeno opuštanje nivoa 35 kV i 10 kV.

Iskustva pokazuju da se prelazak obavlja postupno na dugi rok od deset do dvadeset godina, čak i duže. Planirani distribuirani izvori koje analizira ova studija suprotno treba da budu uključeni u mrežu što je prije moguće (u ovoj ili narednih godina). Zbog toga analiza prelazka na 20 kV radi priključenja ovih izvora nije konzistentna. Ali sva predložena rješenja priključenja i razvoja mreže u analizi imaju u vidu ili dozvoljavaju jednostavan prelazak na 20 kV kad se to održava.

Za sva predložena pojačanja date su procjene ulaganja u mrežu zbog priključivanja pojedinih distribuiranih izvora. U narednoj tabeli prikazani su ukupna dužina i broj novih/rekonstruisanih vodova i transformatorskih stanica s procijenjenim troškovima za potrebe priključenja svih mHE na 10 kV i 35 kV distributivne mreže. Prosječni trošak priključenja mHE iznosi oko 220 € za jedan kW instalisane snage.



Tab. 0.1: Sažetak ulaganja u distributivnu mrežu zbog priključenja mHE.

		UKUPNA DUŽINA, BROJ	PROCJENA INVESTICIJE (€)
<b>10 kV</b>	vodi	109 km	5.120.000
	raskl. stanice	2	510.000
<b>zajedno 10 kV</b>			<b>5.630.000</b>
<b>35 kV</b>	vodi	116 km	12.050.000
	TS 35/10 kV	3	1.450.000
	novi TR 35/10 kV	3	195.000
<b>zajedno 35 kV</b>			<b>13.695.000</b>
<b>UKUPNI TROŠKOVI PRIKLJUČENJA 87,1 MW MHE NA DISTRIBUTIVNU MREŽU</b>			<b>19.325.000</b>

#### Izrada i analize mreže u PSS®Sincalu

U 6. poglavlju sakupljena su uputstva i znanje potrebni za izradu i analizu mreže u programskom paketu PSS®SINCAL. Prikazani su različiti pristupi analize kojima se možemo koristiti putem planiranja distributivne i prijenosne mreže u odnosu s uključivanjem distribuiranih izvora.

Inženjeri sada mogu samostalno raditi analize i na taj način unaprjeđivati znanje iz ove oblasti. Preneseno znanje i kontinuiran rad na konkretnim problemima kod priključivanja omogućit će kompetentno ovladavanje ovom kompleksnom tematikom.

#### Sažetak zaključaka studije

Crna Gora ima relativno moderan *Zakon o energetici* i neka tehnička svojstva o priključivanju DI na DS data u *Tehničkoj preporuci 16*, koja trenutno važi i u Crnoj Gori. Na osnovu analize aktuelnih zakonskih i podzakonskih akata konstatovali smo ono što u postojećim dokumentima treba promijeniti a što dodati da bi se postiglo zakonodavno stanje koje bi omogućilo priključivanje DI na DS u stanju u kakvom se DS Crne Gore trenutno nalazi. Nakon toga verificovali smo razvojne planove elektroenergetskoga sistema Crne Gore.

U metodologiji smo postavili jasna i nedvosmislena pravila te potreban redosljed operacija za mrežne analize kod priključivanja DI na DS i za provjeru uticaja DI na DS u smislu smetnji po vodiču. Time je utemeljen put za analize priključivanja DI na DS.

Tehnički uslovi kod samog priključivanja i rada DI na DS dati su u obnovljenoj *Preporuci*, s elementima koji su nedostajali staroj *TP16*, da bi se priključenje moglo realizovati što brže, bezbjednije kako bi novi DI na DS izazvao što manje problema.

Nakon toga analizirano je priključivanje ME svih vrsta s nekoliko različitih tendera Vlade Crne Gore, u kojima su bile podijeljene aktuelne koncesije za obnovljive izvore električne energije. Kao rezultat studije nastali su i topološki odnosno atributni digitalni modeli mreže DS Crne Gore, koje smo isporučili EPCG za područja na kojima su analizirane nove elektrane.

## UVOD

Distributivni, kao i prenosni elektroenergetski sistemi po čitavoj Evropi doživljavaju perturbacije u razvoju i radu zbog sve većeg broja distribuiranih izvora (DI), koji se uključuju u sistem. Temelj za to dat je u prostom trgu s električnom energijom, a još veći zalet DI dobili su s raznim shemama za nadoknade (kao posljedica 20-20-20 politike EU) za svaki kWh električne energije, koja je plasirana u elektroenergetski sistem i važe u evropskim zemljama.

Crna Gora ima velik hidroenergetski potencijal, koji još nije iskorišćen. Povodom toga Vlada Crne Gore objavila je više tendera za izgradnju malih hidroelektrana na raznim vodotocima u Crnoj Gori. Problem koji pri tome nastaje jeste kako te mHE uključiti na postojeću elektroenergetsku mrežu Crne Gore.

Naime, postojeća distributivna elektroenergetska mreža Crne Gore (DS) kao i svaka elektroenergetska mreža u Europi bila je građena za snabdijevanje potrošača na niskonaponskom (NN) nivou. Zadatak tzv. „klasične distributivne mreže“ je da od izvora električne energije, kojeg predstavljaju velike elektrane na 110, 220 i 400 kV naponskom nivou, prenosi energiju do srednjenaponskog (SN) i NN nivoa, đe se nalaze potrošači. U tom smislu je DS planiran i održavan.

Kad se na mrežu počnu priključivati distribuirani izvori električne energije (DI) ili tzv. „male elektrane“ (ME), ta filozofija klasičnog DS je poremećena. Ako bi DI, koji su instalirani kod potrošača u DS proizvodili baš toliko energije da bi kompenzovali potrošnju potrošača, to ne bi bio nikakav problem. Problem nastaje kad je snaga koju u nekom trenutku proizvodi DI kod potrošača veća nego snaga potrošača. Tada ta snaga ulazi u DS i teče do ostalih potrošača koji se nalaze u toj mreži. Tako dolazi do situacija da se smjer snage na nekom distributivnom radijalnom vodu okrene, pa tako snaga počne teći prema sabirnicama u TS. Tu situaciju pogoršavaju još DI, koji su na DS priključeni samostalno na krajevima, đe nema potrošnje ali ima mnogo primjernih obnovljivih izvora za proizvodnju električne energije. Dolazi i do situacija kada radna snaga teče u suprotnom smjeru iz distributivne elektroenergetske mreže u mrežu prenosnog sistema.

Sve to prouzrokuje mnogo poteškoća kod upravljanja DS:

- naponske prilike u mreži su poremećene
- dolazi do uskih grla zbog povećanja snage u mreži
- zaštitni uređaji u mreži nijesu pripremljeni na promjenljiv tok radne snage
- potrošnja reaktivne snage a time i gubici u mreži mogu biti veći
- povećava se kratkospojna snaga mreže
- povećavaju se nivoi smetnji po vodiču u mreži.

Sve to su problemi koji mogu predstavljati veliku poteškoću u elektroenergetskim sistemima, koji imaju svoje SN i NN mreže digitalizovne u modelima, s kojima mogu simulirati stanje u mreži a pored toga imaju i aktivan monitoring kvaliteta električne energije u DS. Prije početka izrade ove studije u Crnoj Gori model mreže nije bio urađen niti je bio uspostavljen sistem monitoringa kvaliteta električne energije. Vlada Crne Gore izdala je koncesije za korišćenje električne energije iz obnovljivih izvora i te nove elektrane potrebno je priključiti na DS imajući u vidu sadašnje zatečeno stanje, kao i razvojnu strategiju DS. Zbog nepostojanja modela mreže i monitoringa kvaliteta električne energije, bilo je

veoma teško utvrditi kako mreža „diše“. Osim toga, uslov da troškovi za priključivanje na DS budu što manji, kompletan rad na studiji učinio je još kompleksnijim.

Pomoć pri izradi bila je činjenica da Crna Gora ima relativno moderan *Zakon o energetici* i da su neka tehnička svojstva o priključivanju DI na DS sakupljena u *Tehničkoj preporuci 16*, koja važi i u Crnoj Gori.

Tako smo u studiji na osnovu analize zakonskih i podzakonskih akata konstatovali što treba promijeniti u postojećim dokumentima a što dodati, da bi se postiglo takvo zakonodavno stanje, koje bi omogućilo priključivanje DI na DS u stanju, u kakvom se DS Crne Gore trenutno nalazi. Nakon toga verificovali smo razvojnne planove elektroenergetskog sistema Crne Gore.

U metodologiji smo postavili jasna i nedvosmislena pravila te potreban redosljed operacija za mrežne analize kod priključivanja DI na DS i za provjeru uticaja DI na DS u smislu smetnji po vodiču. Time je utemeljen put za analize priključivanja DI na DS.

Tehnički uslovi kod samog priključivanja i rada DI na DS daje obnovljena *Preporuka*, kojoj su dodati elementi koji su falili staroj *TP16*, da bi se priključenje moglo napraviti što brže, bezbjednije i da bi novi DI u DS napravio što manje poteškoća.

U poglavlju, koje zauzima najviše mjesta u ovoj studiji, analizirano je priključivanje ME s nekoliko različitih tendera Vlade Crne Gore, u kojima su bile podijeljene koncesije za obnovljive izvore električne energije, koje su baš sada aktuelne. Pošto smo sve ove analize radili na računaru na digitalnom modelu elektroenergetske mreže s našim EIMV programom *Gredos*, taj model morali smo najprije u računar unijeti započevši pri sabiranju topoloških i atributnih podataka o mreži, jer do tada još nije postojala SN (35 kV i 10 kV) digitalna mreža DS Crne Gore, niti nisu postojale karte o mrežama koje su bile predmet analiza.

Tako su kao rezultat ove studije nastali i topološki te atributni digitalni modeli mreže DS Crne Gore, koje smo isporučili EPCG za područja na kojima su analizirane nove elektrane. A da bi i inženjeri EPCG, koji će od sada moći obavljati ovakve analize koristeći svoje programe (PSS®SINCAL) na istim modelima mreže, lakše obavljali svoj posao, studiji je u posljednjem poglavlju dodata i skripta s postupcima za lakšu analizu mreže.

# **1. REGULATORNI STATUS U CRNOJ GORI U VEZI S PRIKLJUČIVANJEM I RADOM DISTRIBUIRANIH IZVORA ENERGIJE U ELEKTROENERGETSKOJ MREŽI I TEORIJSKE OSNOVE ZA IZRADU NOVIH PRAVILA**

U ovom poglavlju analiziraćemo zakone, pravilnike i standarde koji se odnose na priključivanje malih elektrana (DI) u distributivnu mrežu. Biće istaknuti problemi do kojih može doći ako se postojeća pravila i preporuke za uključivanje DI u distributivnu mrežu ne obrade i dopune.

## **1.1. Analitički prikaz postojećih propisa u vezi s priključivanjem i radom distribuiranih izvora u Crnoj Gori**

---

Počemo analizom zakona, nakon toga dolaze u obzir pravilnici, slijede preporuke a kao posljednji su standardi, koji ukazuju nastanje tehnike na nekome području.

### **1.1.1. Zakoni**

Zakoni su krovni akti na državnom nivou, koji definišu osnovna načela, pravila, prava, zadatke i odnose između aktera za izabrane oblasti.

#### **1.1.1.1. Zakon o energetici**

*Zakon o energetici* [1] krovni je zakon za oblast energije u Crnoj Gori.

Ovim zakonom se određuju: energetske djelatnosti i uređuju uslovi i način njihovoga obavljanja radi kvalitetnoga i sigurnog snabdijevanja krajnjih kupaca energijom; javne usluge i druge djelatnosti u oblasti energetike od interesa za Crnu Goru; način organizovanja i funkcionisanja tržišta električne energije i gasa; način i uslovi korišćenja obnovljivih izvora energije i kogeneracije; energetska efikasnost u sektoru proizvodnje, prenosa i distribucije energije, kao i druga pitanja od značaja za energetiku.

Izdvajamo djelove Zakona koji su bitni za tretiranu tematiku.

## Član 2:

Energetske djelatnosti, u smislu ovog zakona, su:

- 1) proizvodnja električne energije;**
- 2) prenos električne energije;
- 3) distribucija električne energije;**
- 4) snabdijevanje električnom energijom;**
- 5) organizovanje tržišta električne energije;

.....

## Poslovi Agencije

### Član 38

.....

(3) Agencija utvrđuje:

- 1) tarife za snabdijevanje ugroženih (ranjivih) kupaca;
- 2) minimum kvaliteta snabdijevanja, koji obuhvata naročito:**
  - **kvalitet usluga**, posebno u odnosu na vrijeme potrebno operatorima prenosnih i distributivnih sistema električne energije i gasa za obavljanje priključenja i popravki;
  - **neprekidnost napajanja;**
  - **kvalitet napona** električne energije i kvalitet gasa;

.....

### Član 49

(1) Agencija odlučuje po žalbama:

- 1) na akt operatora prenosnog ili distributivnog sistema o odbijanju pristupa, odnosno priključenja na prenosni, odnosno distributivni sistem;**
- 2) na uslove izdate u saglasnosti za priključenje;**

.....

**Proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora energije**

## Član 72

(1) Energetski subjekti **dužni su da preduzimaju mjere za povećanje udjela proizvodnje energije iz obnovljivih izvora energije u ukupnoj proizvodnji energije.**

(2) Obavezni minimalni udio obnovljivih izvora energije koji je dužan da preuzme svaki snabdjevač električne energije u ukupnom snabdjevanju električnom energijom utvrđuje vlada, na osnovu programa razvoja i korišćenja obnovljivih izvora energije, odnosno programa razvoja i korišćenja visokoefikasne kogeneracije iz čl. 17 i 19 ovog zakona.

.....

## Operator distributivnog sistema električne energije

### Član 87

(1) Operator distributivnog sistema električne energije dužan je da:

.....

**6) utvrđuje uslove za priključenje korisnika na distributivni sistem u skladu sa metodologijom iz člana 39 stav 1 tačka 1 ovog zakona;**

7) mjeri utrošak električne energije kod krajnjih kupaca na području na kojem pruža usluge i održava brojila u ispravnom stanju radi obezbjeđivanja tačnog mjerenja potrošnje električne energije;

**8) utvrdi metodologiju za priključenje na distributivni sistem električne energije i dostavi Agenciji na odobranje;**

.....

(4) Operator distributivnog sistema dužan je da:

**1) primjenjuje najbolja iskustva stečena u praksi radi obezbjeđenja sigurnosti snabdjevanja i pouzdanosti rada distributivnog sistema;**

.....

## Razmjena na mjestu konekcije

### Član 90

(1) **Proizvođač električne energije** iz obnovljivih izvora energije u postrojenjima instalisane snage do 20 kW ili visokoefikasne kogeneracije u postrojenjima instalisane

snage do 50 kWe **ima pravo na razmjenu električne energije koju u toku godine predaje u sistem ili povlači iz distributivnog sistema.**

(2) Razlika energije iz stava 1 ovog člana utvrđuje se i obračunava na godišnjem nivou.

(3) Međusobni odnosi operatora distributivnog sistema i proizvođača iz stava 1 ovog člana, koji obuhvataju i naknadu razlike iz stava 2 ovog člana, uređuju se ugovorom koji se zaključuje na period od najmanje sedam godina.

**(4) Tehnički uslovi, standardi za priključak, sistem zaštite, kvalitet energije kao i druga pitanja od značaja za razmjenu iz stava 1 ovog člana utvrđuju se pravilima operatora distributivnog sistema.**

#### **Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije**

##### **Član 91**

(1) Rad distributivnog sistema električne energije **uređuje se pravilima o radu distributivnog sistema koja utvrđuje operator distributivnog sistema električne energije** za područje određeno licencom.

(2) Pravilima iz stava 1 ovog člana naročito se uređuju:

- 1) način održavanja i razvoja distributivnog sistema;
- 2) način planiranja i **tehnički uslovi za planiranje;**
- 3) rad i funkcionisanje distributivnog sistema;
- 4) **tehnički uslovi za priključenje na distributivni sistem** i interkonekciju sa drugim sistemima;

.....

#### **Pristup distributivnom sistemu električne energije**

##### **Član 101**

**(1) Operator distributivnog sistema električne energije dužan je da obezbijedi nediskriminatoran pristup distributivnom sistemu električne energije u granicama distributivnih kapaciteta u skladu sa tehničkim pravilima.**

(2) Operator distributivnog sistema električne energije **može da odbije pristup sistemu u nedostatku kapaciteta ili ako bi odobravanje pristupa distributivnom sistemu moglo da dovede u pitanje pružanje javnih usluga iz člana 68 ovog zakona.**



(3) Operator distributivnog sistema u postupku odlučivanja o pristupu sistemu primjenjuje zakon o opštem upravnom postupku.

### XIII. PRIKLJUČENJE NA PRENOSNI ILI DISTRIBUTIVNI SISTEM

#### Član 141

(1) Priklučenje objekta na prenosni ili distributivni sistem električne energije ili gasa vrši se na osnovu **saglasnosti za priključenje** koju izdaje operator prenosnog ili distributivnog sistema.

(2) Operator prenosnog ili distributivnog sistema električne energije ili gasa dužan je da izda saglasnost za priključenje iz stava 1 ovog člana, **ako ne postoje tehnička ograničenja u prenosnom ili distributivnom sistemu i ako uređaji i instalacije objekta koji se priključuje ispunjavaju uslove propisane zakonom, tehničkim i drugim propisima.**

#### Član 142

.....

(4) **Troškove izrade sistemskih analiza** snosi operator prenosnog, odnosno distributivnog sistema električne energije ili gasa, a **troškove izrade elaborata o priključenju** korisnik sistema.

.....

#### Član 143

(1) Saglasnost za priključenje objekta na prenosni ili distributivni sistem električne energije ili gasa **naročito sadrži:** uslove za priključenje, uključujući mjesto i procjenu troškova priključenja, način, tehničke uslove i rok priključenja, kao i mjesto i način mjerenja isporučene energije.

(2) **Tehnički i drugi uslovi** iz stava 1 ovog člana utvrđuju se u skladu sa tehničkim i drugim propisima.

.....

#### Član 144

(1) **Operator prenosnog ili distributivnog sistema utvrđuje ispunjenost uslova iz saglasnosti** za priključenje i zaključuje ugovor o priključenju objekta sa korisnikom sistema.

(2) Ugovor iz stava 1 ovog člana zaključuje se u pisanoj formi i naročito sadrži:

- 1) prava i obaveze ugovornih strana u odnosu na priključenje i održavanje priključnog uređaja;
- 2) **tehničke i eksploatacione karakteristike objekta;**
- 3) **način i uslove rada sistema;**
- 4) **specifikaciju negativnih povratnih uticaja ugrađenih uređaja;**
- 5) **prava i obaveze u vezi kvaliteta električne energije ili gasa;**
- 6) **način mjerenja električne energije ili gasa u tačkama priključenja;**

.....

#### Član 149

(1) Ako zbog **tehničkih ograničenja nije moguće priključenje objekata** korisnika sistema na prenosni ili distributivni sistem i u slučaju da planom razvoja sistema nije predviđena izgradnja potrebne infrastrukture ili je planirana za kasniji period, korisnik sistema-investitor može o svom trošku da izgradi infrastrukturu za priključenje.

#### Član 151

Operator prenosnog ili distributivnog sistema električne energije dužan je da **obezbjedi prioritet** u priključenju postrojenja za proizvodnju energije iz **obnovljivih izvora energije**, ukoliko tehnički uslovi to dozvoljavaju.

### XXV. PRELAZNE I ZAVRŠNE ODREDBE

#### Član 194

.....

(6) Minimalni standardi kvaliteta snabdijevanja električnom energijom iz člana 38 stav 3 tačka 2 alineje 1 i 3 ovog zakona utvrdiće se u roku od **godinu dana** od dana stupanja na snagu ovog zakona, a iz člana 38 stav 3 tačka 2 alineje 2, u roku od dvije godine od dana stupanja na snagu ovog zakona. Do utvrđivanja tih standarda **operatori prenosnog i distributivnog sistema dužni su da uspostave sisteme za prikupljanje podataka o kvalitetu snabdijevanja i dostavljanje tih podataka Agenciji.**

.....

### 1.1.1.2. Sažetak zakona o energetici

Proizvodnja, distribucija i snabdijevanje električnom energijom jesu **energetske djelatnosti**.

**Agencija za energetiku (Agencija)** utvrđuje, pored ostaloga, i minimum kvaliteta snabdijevanja, koji obuhvata naročito kvalitet usluga, kontinuitet napajanja i kvalitet napona električne energije. Isto tako Agencija odlučuje po žalbama na akt operatera distributivnog sistema o odbijanju pristupa, odnosno priključenja na distributivni sistem te na uslove izdate u saglasnosti za priključenje.

Zakon nameće energetske subjektima da preduzimaju mjere za povećanje udjela proizvodnje energije iz **obnovljivih izvora energije** u ukupnoj proizvodnji energije.

**Operator distributivnog sistema električne energije** dužan je utvrditi uslove za priključenje korisnika na distributivni sistem u skladu s metodologijom utvrditi metodologiju za priključenje na distributivni sistem električne energije i dostaviti Agenciji na odobravanje. Isto tako dužan je primijeniti najbolja iskustva stečena u praksi radi obezbjeđenja sigurnosti snabdijevanja i pouzdanosti rada distributivnoga sistema.

**Proizvođač električne energije iz obnovljivih izvora energije** u postrojenjima instalisane snage do 20 kW ili visokoefikasne kogeneracije u postrojenjima instalisane snage do 50 kWe ima pravo na razmjenu električne energije koju u toku godine predaje u sistem ili povlači iz distributivnoga sistema. Tehnički uslovi, standardi za priključak, sistem zaštite, kvalitet energije kao i druga pitanja od značaja za razmjenu, utvrđuju se pravilima operatora distributivnoga sistema.

**Rad distributivnoga sistema električne energije** uređuje se pravilima o radu distributivnoga sistema koja utvrđuje operator distributivnoga sistema električne energije. Između ostalog, naročito se uređuju način planiranja i tehnički uslovi za planiranje i tehnički uslovi za priključenje na distributivni sistem.

Operator distributivnoga sistema električne energije dužan je **obezbijediti nediskriminatorski pristup distributivnom sistemu** električne energije u granicama distributivnih kapaciteta u skladu s tehničkim pravilima. Isto tako, međutim, operater može **odbiti pristup sistemu** u nedostatku kapaciteta ili ako bi odobravanje pristupa distributivnom sistemu moglo dovesti u pitanje pružanje javnih usluga.

Priključenje objekta na distributivni sistem električne energije vrši se na osnovu **saglasnosti za priključenje** koju izdaje operator distributivnog sistema. Operator distributivnog sistema električne energije dužan je izdati saglasnost za priključenje **ako ne postoje tehnička ograničenja u distributivnom sistemu** i ako **uređaji i instalacije objekta koji se priključuje ispunjavaju uslove propisane zakonom, tehničkim i drugim propisima**.

Saglasnost za priključenje objekta na distributivni sistem električne energije, pored ostaloga, sadrži i uslove za priključenje, uključujući mjesto priključenja, način i **tehničke uslove**, koji se utvrđuju u skladu s tehničkim i drugim propisima.

Operator distributivnog sistema utvrđuje ispunjenost uslova iz saglasnosti za priključenje i zaključuje **ugovor o priključenju** objekta s korisnikom sistema, koji, između ostaloga, sadrži: tehničke i eksploatacione karakteristike objekta; način i uslove rada sistema; specifikaciju negativnih povratnih

uticaja ugrađenih uređaja; prava i obaveze u vezi s kvalitetom električne energije i način mjerenja električne energije u tačkama priključenja.

**Troškove izrade sistemskih analiza** snosi operator distributivnoga sistema električne energije, a **troškove izrade elaborata o priključenju** korisnik sistema.

Ako zbog **tehničkih, planskih ili vremenskih ograničenja nije moguće priključenje objekata** korisnika sistema na distributivni sistem, korisnik sistema – investitor može o svom trošku izgraditi infrastrukturu za priključenje.

Operator distributivnog sistema električne energije dužan je **obezbijediti prioritet** u priključenju postrojenja za proizvodnju energije iz **obnovljivih izvora energije**, ukoliko tehnički uslovi to dozvoljavaju.

Od **30.4.2011.** na snazi su minimalni standardi kvaliteta snabdijevanja električnom energijom za **kvalitet usluga i kvalitet napona**; a od **30.4.2012.** na snazi je i minimum kvaliteta snabdijevanja za **neprekidnost napajanja**. Do tada operater **distributivnoga sistema dužan je bio uspostaviti sisteme za prikupljanje podataka o kvalitetu snabdijevanja i dostavljanje tih podataka Agenciji**.

#### **Rezime:**

**Zakon o energetici napisan je jasno, u modernom evropskom duhu tako da daje dobre temelje za podzakonska akta z oblasti priključivanja distribuiranih izvora energije u distributivni sistem Crne Gore.**

**Po podacima koji su nam bili dostupni, sistemi za prikupljanje podataka o kvalitetu snabdijevanja i dostavljanje tih podataka Agenciji još nijesu bili uspostavljeni.**

### **1.1.2. Pravilnici**

Pravilnici su podzakonski dokumenti, koji preciznije tehnički specificuju to što zakoni definišu na opštem nivou. Jedini važeći pravilnik u Crnoj Gori, koji tehnički specificuje priključivanje malih elektrana u distributivnu mrežu jeste *Pravilnik o tehničkim uslovima za priključenje malih elektrana na elektrodistributivnu mrežu*.

#### **1.1.2.1. Pravilnik o tehničkim uslovima za priključenje malih elektrana na elektrodistributivnu mrežu**

*Pravilnikom o tehničkim uslovima za priključenje malih elektrana na elektrodistributivnu mrežu* [2] iz 2007. godine propisuju se tehnički uslovi za priključenje novih malih elektrana snage do 10 MVA i malih hidroelektrana (u daljem tekstu: mHE) kod kojih se rekonstrukcijom utiče na promjenu uslova priključenja i izvođenje priključka.

Što se tiče tehničkih karakteristika priključivanja, taj pravilnik vrlo je oskudan i istaknute su samo dvije tehničke karakteristike:

### III. KVALITET ELEKTRIČNE ENERGIJE

#### Član 11

*Male elektrane priključuju se na distributivni elektroenergetski sistem u skladu sa standardnim zahtjevima za kvalitet električne energije i sigurnost rada ili napajanje postojećih korisnika elektroenergetskog sistema.*

#### Član 12

*Proizvedena električna energija iz mHE koja se isporučuje kupcima mora*

*biti nazivnog napona i nazivne frekvencije.*

*Frekvencija u mreži isporučioaca je 50 Hz  $\pm$  0,5 Hz (herca).*

*Dozvoljeno odstupanje napona na mjestu predaje energije od standardnog napona na mjestu priključenja male elektrane na distributivni elektroenergetski sistem pri normalnim pogonskim uslovima je: na niskom naponu 230/400 V od +10% do -10%, na srednjem naponu  $\pm$  5 %.*

*Dozvoljena promjena napona pri uključenju ili isključenju generatora distributivnog elektroenergetskog sistema iznosi: u niskonaponskoj mreži:  $\pm$  6% nazivnog napona (231/400 V), u sredjenaponskoj mreži:  $\pm$  2% nazivnog napona (10 kV; 20 kV; 35 kV).*

#### **Rezime:**

**Ova dva člana u Pravilniku stvarno su suviše malo da bi se na temelju toga moglo obaviti priključenje na distributivnu mrežu Crne Gore.**

#### **1.1.2.2. Privremeni distributivni kodeks**

*Privremeni distributivni kodeks[3] je dokument kojeg je donio Odbor direktora Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić.*

Distributivnim kodeksom, između ostaloga, utvrđuju se tehnička pravila za minimum tehničko-planskih i radnih zahtjeva za povezivanje korisnika na distributivnu mrežu i interkonekciju s ostalim mrežama.

U potpoglavlju III B navedeni su **Uslovi za priključenje malih elektrana**. To potpoglavlje detaljno obrađuje uslove za priključenje malih elektrana snage do 10.000 kVA koje su priključene na distributivnu mrežu ili na objekte za čije je priključenje podnesen zahtjev.

Zbog velike količine teksta nećemo navoditi cjele djelove članova nego samo rezimirati i komentarisati ono što je napisano.

## Član 48 - Principijelne sheme priključenja

U ovome članu opisane su principijelne sheme priključenja i dozvoljeni pad napona za dvije sheme.

Opšti opis principijelnih shema napravljen je tako da se elektrana može priključiti na način koji odgovara mreži a i ODS.

Jedino što u opisu shema nije dobro je to da se **klasifikuju samo sinhroni i asinhroni generatori** (ostalih vrsta nema!) i da se za njih definiše na koji napon ih je moguće priključiti (recimo VN nivo samo snage preko 250 kVA).

*48.6. Priključak elektrane po opštoj shemi A ili B mora biti izveden tako da pri radu s maksimalnom snagom i s faktorom snage 0,9, pad napona između elektrane i pridružene trafostanice ne prelazi 3 % nazivnog napona.*

U tački 48.6 samo se paušalno govori o padu napona a **ne gledajući na stvarnu situaciju u mreži i broju elektrana u toj mreži**. Isto tako nije navedeno **koje vrste je faktor snage 0,9** (induktivan, kapacitivan odnosno nauzbuđen, poduzbuđen).

## Član 49 – Rastavno mjesto i

### Član 50 – Rasklopni uređaji rastavnoga mjesta

Član 49 i član 50 vrlo dobro definišu što sve treba da bude na rastavnome mjestu i kakve sve mogućnosti pruža rastavno mjesto.

### Član 51 – Zaštitna oprema i uređaji na rastavnome mjestu

U tačkama 51.1. i 51.2. nedostaje mogućnost da se strujna zaštita napravi pomoću osigurača.

U tački 51.4. nedostaje specifikacija tačnih postavljanja (veličima i vrijeme) za prenaponsku, podnaponsku, nadfrekventnu i podfrekventnu zaštitu. Sve ostalo čini se da je u redu.

### Član 53 – Kompenzacija reaktivne energije

U tački 53.1 nije navedeno što znači  $\cos\varphi \geq 0,95$  u pojedinim režimima rada. Kod prijema energije to je valjda potrošački induktivan režim. Ali kod predaje energije, treba definisati da li je taj  $\cos\varphi \geq 0,95$  induktivan, kapacitivan odnosno nauzbuđen, poduzbuđen.

### 1.1.3. Preporuke

Nema preporuka koje bi bile objavljene u Službenom listu Crne Gore pa ih potom toga ne možemo smatrati važećom legislativom u Crnoj Gori. Preporuke raznih stranih zemalja mogu nam kasnije u studiji služiti kao pomoć kod definisanja preporuke za priključivanje malih elektrana za Crnu Goru.

Međutim, u Crnoj Gori se za priključenje malih elektrana na distributivnu mrežu koristi *Tehnička preporuka broj 16 (TP-16)* [4]. U obzir ćemo uzeti preporuku koja se koristi kao pomoć pri priključivanju malih elektrana u distributivnu mrežu Republike Srbije a koristi se neslužbeno i u Crnoj Gori.

#### **Tehnička preporuka broj 16 (TP-16)**

*Tehnička preporuka br. 16: Osnovni tehnički zahtjevi za priključenje malih elektrana na mrežu elektrodistribucije Srbije* [4] napravljena je za priključivanje malih elektrana na mrežu elektrodistribucije Srbije.

Pošto je u ovoj tehničkoj preporuci mnogo teksta i shema, mi ćemo ovu preporuku komentarisati samo uopšteno, bez citiranja pojedinih članova.

Na mnogo mjesta, ona je ista kao *Privremeni distributivni kodeks* [3], koji je već bio komentarisani prije toga.

#### **Opšti komentari na TP broj 16.**

Samo se paušalno govori o padu napona a **ne gledajući na stvarnu situaciju u mreži i broju elektrana u toj mreži**. Isto tako nije navedeno **koje vrste je faktor snage 0,95** (induktivan, kapacitivan odnosno nautbuđen, poduzbuđen).

**Kriterijum dozvoljene snage** DI postavljen je suviše visoko ako uzmemo u obzir da se pri tome ne obraća pažnja na već priključene elektrane u mreži nego se uzima u obzir samo nova elektrana.

**Kriterijum flikera i viših harmonika** isto tako ne uzimaju u obzir stanja u mreži i stanja ostalih elektrana.

**Sistemska zaštita.** Nedostaje specifikacija tačnih postavljanja (veličina i vrijeme) za prenaponsku, podnaponsku, nadfrekventnu i podfrekventnu zaštitu.

**Tropolni APU.** Treba bolje definisati uslove za rad APU na mreži u kojoj ima elektrana.

**Sheme priključenja s elementima** dobrodošle su za bolju predstavu o tome kako napraviti priključak.

U prilogu 1 dati su i **primjeri proračuna** za neke situacije priključivanja elektrana.

**Rezime:**

**Tehnička preporuka br. 16: Osnovni tehnički zahtjevi za priključenje malih elektrana na mrežu elektrodistribucije Srbije** daje dobru osnovu za tehničke karakteristike i tehnička pravila pri priključivanju elektrana u distributivni elektroenergetski sistem Crne Gore. U TP-16 trebalo bi unijeti neke promjene i dopune, kako bi se tim dokumentom mogli izbjeći problemi, navedeni u komentarima i koje analiziramo dalje u studiji.

**1.1.4. Standardi**

Standardi su dokumenti koji pokazuju stanje tehnike na neome području. Standardi za neko područje mogu se upotrijebiti i ako se nigdje ne citiraju ukoliko, po vertikali nema superiornijih akata.

U tabeli Tab. 1.1 prikazan je spisak standarda, neophodnih kod definisanja zahtjeva za priključenje malih elektrana u distributivnu mrežu i njihov status u Crnoj Gori, vir: ISME [5].

Tab. 1.1: Spisak standarda, koji su neophodni kod definisanja zahtjeva za priključenje malih elektrana u distributivnu mrežu i njihov status u Crnoj Gori [5] stanje august 2012.

Standard	Status
EN 50160	usvojen MEST
IEC 60038	još nije usvojen MEST
EN 50438	još nije usvojen MEST
EN 61000-2-2	usvojen MEST
EN 61000-2-4	usvojen MEST
IEC/TR2 61000-2-5	još nije usvojen MEST
EN 61000-2-12	još nije usvojen MEST
EN 61000-3-2	usvojen MEST
EN 61000-3-3	usvojen MEST
IEC/TR2 61000-3-4	još nije usvojen MEST
IEC/TS 61000-3-5	još nije usvojen MEST
IEC/TR3 61000-3-6	još nije usvojen MEST
IEC/TR3 61000-3-7	još nije usvojen MEST
IEC 61000-3-8	još nije usvojen MEST
EN 61000-3-11	usvojen MEST
EN 61000-3-12	usvojen MEST
EN 61000-4-7	usvojen MEST
EN 61000-4-15	još nije usvojen MEST
EN 61000-4-30	još nije usvojen MEST
EN 60034	usvojen MEST

**1.2. Analiza problema koji mogu nastati nakon aktivacije distribuiranih izvora u Crnoj Gori zbog nedostataka upostojećim pravilima i preporukama**

U prethodnome potpoglavlju analizirali smo stanje regulatornih akata. U samim komentarima onih akata već su zapisani nedostaci pojedinih dokumenata. U ovome potpoglavlju analiziraćemo, što se može očekivati ako se ovi nedostaci ne poboljšaju.



### 1.2.1. Naponske prilike u mreži

Elektrodistributivna mreža projektovana je za napajanje potrošača. Kad u distributivnu mrežu počnemo uključivati proizvođače električne energije (elektrane), može u prvom redu doći do problema kod naponskih prilika u mreži.

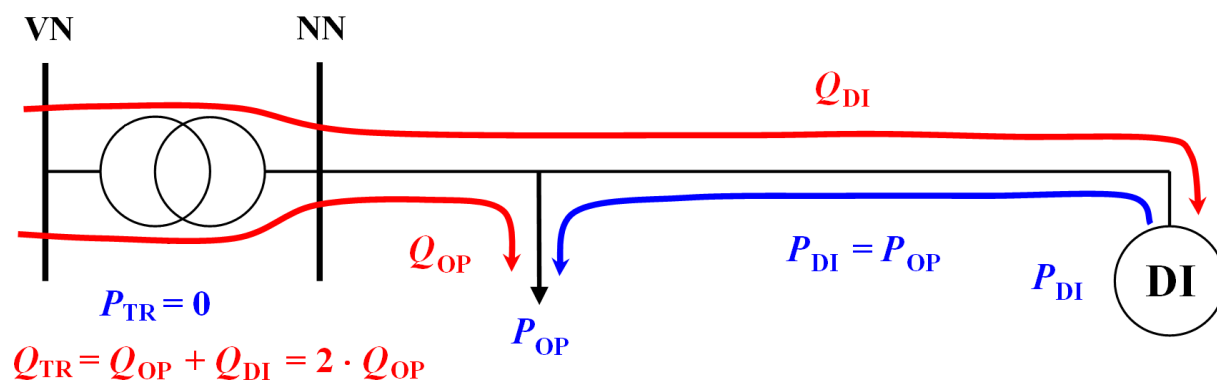
Transformatori u SN i , a kod maksimalne planirane potrošnje na minimalnoj dozvoljenoj razini. Kad se u mrežu uključi lokalna proizvodnja električne energije, sve su te naponske razine poremećene (previsoki napon) i već **vrlo mali doprinosi aktivne snage elektrane (a kamoli reaktivne snage) može prouzrokovati velikom uticaju na naponske prilike u mreži.**

Ponekad (za manje snage) dovoljno je ako se samo na novo podešavaju transformatori (s tapom) u mreži, ali u većini primjera trebaju nove investicije u mrežu.

Situacija se može poboljšati ako kod injekcije radne snage iz mreže istovremeno oduzimamo reaktivnu snagu. To ima dobar uticaj na naponske prilike u mreži ali u isto vrijeme može stvarati probleme druge vrste.

### 1.2.2. Reaktivna snaga

U analiziranim aktima videli smo da je za generatore definisana samo reaktivna snaga potom faktora snage ili  $\cos \varphi$  snage. Nije ni definisano da li je ta snaga kapacitivna ili induktivna, odnosno poduzbuđen ili naduzbuđen generator. Zbog toga može doći do situacije prikazane na slici Sl. 1.1.



Sl. 1.1: Situacija u mreži, de generator distribuiranog izvora (DI) daje u mrežu radnu snagu ( $P_{DI}$ ) a iz mreže dobija (vuče) reaktivnu snagu ( $Q_{DI}$ ).

Na slici Sl. 1.1 prikazana je situacija de elektrana u mreži proizvodi toliko radne snage da kompenzuje kompletnu potrošnju radne snage (opterećenje -  $P_{OP}$ ) na izvodu. Ali pri tome iz mreže uzima reaktivnu snagu. Zato je kod protoka nula radne snage kroz transformator, dupla reaktivna snaga kroz transformator, kao što je bila prije uključjenja DS. Ali ta reaktivna snaga mora se onda proizvoditi na visokonaponskoj (VN) strani transformatora te prenositi na niskonaponsku stranu (NN) i onda još „transportovati“ do potrošača odnosno u ovom primjeru do distribuiranog izvora.

Kod prenosa reaktivne snage preko (još posebno) induktivnih elemenata mreže, događaju se **veliki upadi napona**, pa je zbog toga još teže održavati pogodan naponski profil uzduž kompletne mreže. Takođe, operateri prenosne mreženijesu s oduševljenjemprimili **prekomjerno uzimanje reaktivne snage iz prenosne mreže**.

Situacija se može poboljšati ugradnjom kompenzacijskih kondenzatora na NN strani transformatora ali se time rizikuje od nepotrebnih ferorezonancijskih pojava u mreži.

Zbog naponskih prilika u mreži i reaktivne snage distribuiranih izvora, za elektrane treba propisati takvu karakteristiku reaktivne snage koja bi davala što više reaktivne snage u mrežu a istovremeno ne bi pogoršala naponske prilike u mreži.

### 1.2.3. Rad APU-a

Sistem automatskog ponovnog uključanja (APU) jedan je od temeljnih sistema u SN mreži, koji u velikoj mjeri obezbjeđuje otklanjanje prijelaznih smetnji i time poboljšava kvalitet snabdijevanja potrošača i proizvođača s električnom energijom.

Ako zaštita (pod- i pre-naponska te pod- i nadfrekventna) nije definisana eksaktno (veličina i vrijeme), može doći do toga da je **rad APU-a poremećen** ili može doći do **havarija na generatorima**. A i uslovi za rad APU-a u trafo stanicama moraju biti tačno definisani.

### 1.2.4. Smetnje po vodiču (fliker i harmonici)

Nedostatak usvojenih tehničkih standarda zahtijeva da se smetnje po vodiču adresiraju **samo putem okvirno pretpisanih smetnji pojedinih izvora**, a ne uzimajući u obzir stvarno stanje u mreži. Zbog toga može doći do situacije da je po postojećim pravilima moguće priključiti neku elektranu, a stanje u mreži već je prije toga priključenja izvan granica koje za kvalitet napona definišu propisi i standardi.

### 1.2.5. Kriterijum dozvoljene snage

Distribuirane izvore manjih moći moguće je priključiti na distributivnu mrežu i samo na osnovu proračuna dozvoljene snage. Razmjer snaga (elektrane i mreže) u praksi se vrlo dobro pokazuje i na tome, koliko elektrana utiče na naponski profil u mreži. Pa je nakon toga nezgodno, ako se dopusti da se bez ostalih provjera uključuju u mrežu elektrane koje imaju **previsoku snagu u razmjeru do snage mreže**.

To može biti nezgodno za mrežu, jer se kod ovog pravila za uključanje koji, po našem mišljenju, za neke vrste generatora ima **previsoke dozvoljene razmjere** za situaciju, da reaktivna snaga elektrana nije specifičnije definisana, a u obzir se ne uzimaju ostale elektrane, koje mogu biti priključene na mrežu.

### 1.2.6. Klasifikacija vrsta elektrana i naponskih nivoa

Kod tabele klasifikacije mogućih vrsta elektrana i dozvoljenih naponskih nivoa priključenja elektrana nije ugodna situacija zbog toga što su definisane samo dvije vrste elektrana: sa sinhronim i s asinhronim generatorima. Drugih vrsta generatora nema. A to je baš neugodno za situaciju, koja je danas prisutna u svijetu, đe se sve više i više elektrana uključuje s pretvaračima (pogotovo fotovoltaika), **koji nijesu niđe u tabeli definisani** kao vrsta generatora. Stoga može doći do problema kod priključivanja tih vrsta generatora.

Isto tako postoji **ograničenje za priključivanje elektrana u SN mrežu**, đe je granica 250 kVA, a bolje bi bilo da se odluka o tome donese kod projektovanja i nakon analize tehničkih i ekonomskih odlika elektrane.

## 1.3. Teorijska podloga za novi Pravilnik o priključivanju distribuiranih izvora u Crnoj Gori

---

Zbog poteškoća do kojih može doći kod priključivanja distribuiranih izvora energije u Crnoj Gori, treba pripremiti novi *Pravilnik o priključivanju distribuiranih izvora u Crnoj Gori (Preporuka)*.

Ta *preporuka* bi trebala da se bazira na **dobrim praksama zemalja** (pogotovo s EU područja), koje imaju otprilike sličnu situaciju u mreži kao Crna Gora i imaju praksu kod priključivanja distribuiranih izvora na svoje mreže.

Nova *preporuka* mora riješiti nedostatke skupa starih pravila i preporuka na ovim područjima:

- Reaktivne snage i saradnja distribuiranih izvora u regulaciji napona na izvodu.
- Definisane eksaktnih (po veličini i vremenu) postavljanja naponske i frekvencijske zaštite na rasklopnom mjestu distribuiranog izvora.
- Definisane uslova rada APU-a na izvodima s distribuiranim izvorima.
- Dozvoljene smetnje po vodiču (pogotovo fliker i viši harmonici) moraju biti definisani tako da se uzme u obzir i zatečeno stanje u mreži kao i granice dozvoljenih smetnji u mreži.
- Kriterijum dozvoljene snage za priključenje trebalo bi vezati na stanje u mreži i regulaciju napona na distribuiranim izvorima.
- Klasifikacija elektrana mora biti napravljena tako da se ne pravi razlika između različitih vrsta generatora u elektranama i da se uzmu u obzir i nove tehnologije, koje su prisutne na tržištu.
- Izbor naponskog nivoa distribuiranog izvora koji bi trebao biti takav da je prihvatljiv za mrežu i za elektranu te da je ekonomski i tehnički opravdan.

U vidu akcija Crne Gore da se učlani u EU, između Crne Gore i EU između ostaloga već su potpisani: *Sporazum o stabilizaciji i pridruživanju* i *Privremeni sporazum o trgovini i trgovinskim pitanjima*. Potpisivanjem Sporazuma o stabilizaciji i pridruživanju, Crna Gora je i formalno sklopila ugovor o pridruživanju s Evropskom zajednicom i državama članicama, čime je i prihvatila odgovornost za svoju evropsku budućnost.

Shodno tome neminovno je da se i novi Pravilnik za priključivanje distribuiranih izvora (*Preporuka*) napravi tako da se bazira na evropskom tzv. „*New Approach*“ principu. *New Approach* princip bazira se

na direktivama a za priključivanje distribuiranih izvora električne energije najčešće se pojavljuju **LVD**<sup>1</sup>, **EMC**<sup>2</sup>, **MS**<sup>3</sup> i **GAD**<sup>4</sup>. U zemlji članici ili kandidatki za članstvo EU pravno pokriće direktive pravi se s nekim pravilnikom na nivou ministarstva, a onda je saglasnost s tehničkim standardima, koji stalno prate stanje tehnike, dovoljno da se obezbijedi skladnost s navedenim direktivama odnosno pravilnikom.

---

<sup>1</sup> **LVD** - Directive 2006/95/EC of the European Parliament and of the Council of 12 December 2006 on the harmonisation of the laws of Member States relating to Electrical Equipment designed for use within certain voltage limits.

<sup>2</sup> **EMC** - Directive 2004/108/EC of the European Parliament and of the Council of 15 December 2004 on the approximation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility and repealing Directive 89/336/EEC.

<sup>3</sup> **MS** - Directive 2006/42/EC of the European Parliament and of the Council of 17 May 2006 on machinery, and amending Directive 95/16/EC.

<sup>4</sup> **GAD** - Directive 2009/142/EC of the European Parliament and of the Council of 30 November 2009 relating to appliances burning gaseous fuels

## 2. ANALIZA SITUACIJE I VERIFIKACIJA RAZVOJNIH PLANOVA ZA PRENOSNU ELEKTROENERGETSKU MREŽU

Za potrebe izrade Studije priključenja i puštanja u pogon distribuiranih proizvodnih jedinica u elektroenergetski sistem Crne Gore u nastavku je prikazan rezime važećih razvojnih planova i aktuelnih razvojnih studija.

U studijskim razradama pretpostavlja se postepeno uključenje malih HE u periodu do 2015. godine u oblasti opština Šavnik, Bjelo Polje, Berane, Andrijevića, Plav, Kolašin, Nikšić i Plužine. Zbog toga je rezime razvojnih planova usredotočen na period do 2015. godine i ističu pojačanja prenosne i distributivne mreže u oblastima s predviđenim priključenjima novih malih HE.

Rezime razvojnih planova urađen je na osnovu ovih dokumenata:

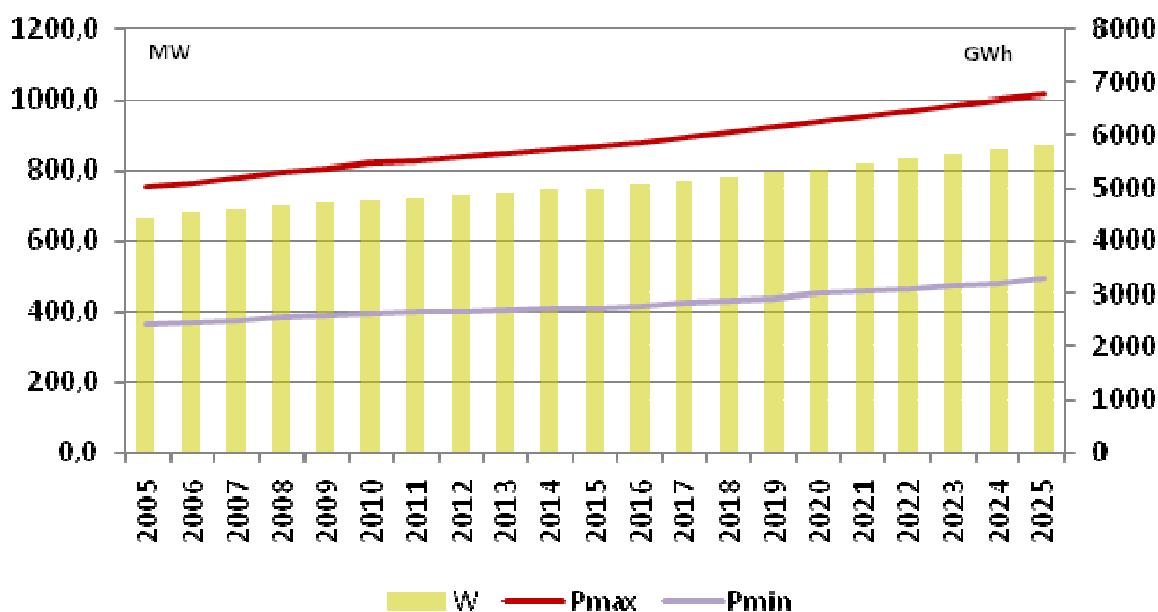
- *Strategija razvoja energetike Republike Crne Gore do 2025, Stručne osnove, Knjiga D - Plan razvoja elektroenergetskoga sistema Republike Crne Gore (Master plan), Ljubljana 2006. godine [6].*
- *Planovi investicija u 35 kV mreži EPCG, FC Distribucija, za period 2012–2016. godine. Interno gradivo, 2010. godine [7].*
- *Plan CGES Prenos za pet godina, 2011–2016, interno gradivo, 2010. godine [8].*
- *Energetski bilans Crne Gore za 2011. godinu, Podgorica, decembar 2010. godine [9].*

### 2.1. Energetska ishodišta

---

#### 2.1.1. Prognoza opterećenja

Kretanje prognozirane potrošnje električne energije, te maksimalnoga i minimalnog opterećenja u sistemu za period 2005-2025. prikazano je tabelom Tab. 2.1 i slikom Sl. 2.1. Pretpostavljeni prosječni godišnji porast potrošnje električne energije u planskom periodu (iznosi 1,33 %, dok je prosječni godišnji porast vršnog opterećenja u sistemu 1,51 %).



Sl. 2.1: Grafički prikaz prognoze kretanja potrošnje i opterećenja za period 2005–2020.

Tab. 2.1: Prognoza kretanja potrošnje, minimalnoga i maksimalnoga opterećenja u elektroenergetskom sistemu Crne Gore za period 2005–2025.

Godina	Pmax			
	Pmax MW	Pmin MW	DIST MW	W GWh
2005	752,1	361,3		4443
2006	764,8	367,4		4518
2007	777,8	373,6		4594
2008	791,0	380,0		4672
2009	804,4	386,4		4751
2010	818,0	391,1	572,0	4765
2011	826,9	395,4		4817
2012	836,0	399,7		4870
2013	845,1	404,1		4923
2014	854,3	408,5		4976
2015	863,6	407,9	615,0	4982
2016	878,0	414,7		5065
2017	892,6	421,6		5150
2018	907,4	428,6		5235
2019	922,6	435,8		5323
2020	937,9	447,4	689,0	5372
2021	953,0	454,6		5458
2022	968,3	461,9		5546
2023	983,9	469,3		5635
2024	999,7	476,9		5726
2025	1015,8	491,1	767	5791

### 2.1.2. Postojeći i planirani proizvodni kapaciteti

U elektroenergetskome sistemu Crne Gore nalaze se u pogonu tri veće proizvodne jedinice: hidroelektrane Perućica i Piva, te termoelektrana Pljevlja. Uz njih, u sistemu postoji sedam malih hidroelektrana, ali je njihov doprinos u pogledu kapaciteta i proizvodnje relativno mali. Ukupna instalirana snaga elektrana u sistemu iznosi 868 MW, dok je snaga na pragu 849 MW. HE Perućica i Piva prije svega pokrivaju vršni i dnevno bazni dio dnevnoga dijagram opterećenja, a TE Pljevlja je tipična elektrana s proizvodnjom bazne energije.

Tab. 2.2: Scenariji razvoja EES-a [6].

SCENARIJ	OPIS
S – 0	Polazni scenarij razvoja, u kojem se ne predviđa mogućnost prevođenja dijela voda rijeke Tare u rijeku Moraču, pokrivanje potrošnje električnom energijom iz uvoza dopušteno je bez ograničenja, moguća je izgradnja termoelektrana na ugalj, a ne predviđa se značajnija penetracija obnovljivih izvora energije u strukturu izvora za pokrivanje potrošnje električne energije.
S – 1	Razlika u odnosu na polazni scenarij je mogućnost izgradnje HE Koštanica, odnosno energetske korišćenje dijela voda Tare prevođenjem u Moraču.
S – 1 – 1	Temelji se na istim načelima kao i scenarij S-1, osim što je maksimalno dopušteni nudio uvoza u pokrivanju potrošnje ograničen na 10 %, čime se u određenoj mjeri garantuje samodovoljnost u snabdijevanju električnom energijom.
S – 1 – 2	U ovome scenariju u odnosu na scenarij S-1-1, osim maksimalno dopuštenoga udjela uvoza od 10 %, ne dopušta se izgradnja novih termoelektrana na ugalj.
S – 1 – 3	U odnosu na scenarij S-1 nakon 2011. godine ne predviđa se potpuna samodovoljnost u proizvodnji električne energije. Iako se ovakav scenarij smatra izrazito nereálnim, zanimljivo je razmotriti njegove implikacije.
S – 2	<b>Razlika u odnosu na polazni scenarij (S-0) jeste ulazak u pogon određenoga broja objekata za proizvodnju električne energije koji koriste obnovljive izvore energije. Tako se u ovome scenariju u toku planskoga perioda predviđa izgradnja 30 MW novih malih hidroelektrana, 20 MW elektrana na vjetar i 10 MW u termoelektrani u kojoj se spaljuje otpad.</b>
S – 2 – 1	Uz pretpostavke kao u S-2, ograničen je udio uvoza u pokrivanju potrošnje na 10%.
S – 2 – 2	U odnosu na scenarij S-2-1 nije dopuštena izgradnja novih termoelektrana na ugalj.

Proizvodnja u elektroenergetskom sistemu Crne Gore pokriva oko 90 % potreba po potrošnji energije, te je zbog toga potrebno deficit nadoknaditi uvozom iz susjednih sistema Srbije i BIH. Navedeni podaci odnose se na 2010. godinu. U cjelokupnoj proizvodnji te godine udio HE Piva iznosio je 31 %, HE Perućica 34 %, a TE Pljevlja 35 %.

Na planiranje novih proizvodnih jedinica utiču brojni parametri koji uzrokuju priličnu nesigurnost u realizaciji pojedinih projekata. Tabelom Tab. 2.2 prikazani su aktuelni scenariji razvoja proizvodnih jedinica za pokrivanje potrošnje električne energije u elektroenergetskome sistemu Crne Gore. Pored scenarija S – 0 očekuje se najrealniji scenarij S – 2 koji je istaknut i predviđa implementaciju obnovljivih izvora energije.

Ključna su ova pitanja:

- Mogućnost izgradnje novih termoelektrana na ugalj.
- Nivo „elektroenergetske suverenosti“ Crne Gore (nivo samodovoljnosti ili mjera oslanjanja na uvoz električne energije).
- Mogućnost izgradnje novih hidroelektrana.
- Udio obnovljivih izvora električne energije u podmirivanju ukupne potrošnje.
- Uticaj izgradnje novih izvora na životnu sredinu i mogućnost harmonizacije s domaćom i međunarodnom pravnom regulativom koja tretira problem zaštite životne sredine.

## 2.2. Planiranje izgradnje prenosne mreže do 2015. godine

U posljednjih 15 godina nije bilo većih ulaganja u prenosnu mrežu Crne Gore. Godine 2010. pušten je u pogon novi interkonektivni 400 kV dalekovod Podgorica-Tirana čime je omogućena bolja integracija Crne Gore sa EES Albanije. Takođe, ugradnjom TR 400/110kV u TS Ribarevinae 400/110/35 kV (Bijelo Polje) čime je omogućeno sigurno i pouzdano napajanje pomenutog sjevernog dijela Crne Gore.

Za obezbjeđenje zadovoljavajuće pouzdanosti rada sistema u studiji *Strategija razvoja energetike Crne Gore do 2025* [6] predlaže se plan pojačanja prenosne mreže koji je prikazan u tabeli Tab. 2.3. Dugoročni razvoj prenosne mreže prvenstveno zavisi od porasta opterećenja u sistemu i izgradnji novih elektrana u Crnoj Gori.

Tab. 2.3: Pojačanja prenosne mreže do 2015. godine [6].

PERIODA	PRIJEDLOG POJAČANJA
do 2010.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>transformacija 400/110 kV u Ribarevinama (150 MVA)</b></li> <li>- proširiti RP 400 kV Ribarevine jednim trafo poljem 400 kV i sabirnice 110 kV u TS Bijelo Polje jednim trafo poljem 110 kV</li> <li>- TS 110/35 kV Kotor (2x20 MVA) i DV 110 kV Tivat – Kotor</li> <li>- proširiti TS Tivat jednim vodnim poljem 110 kV</li> <li>- proširiti TS 110/35 kV Ulcinj jednim transformatorom 20 MVA, te zamijeniti postojeći transformator 20 MVA novim iste grupe spoja; proširiti 110 kV sabirnice jednim trafo poljem 110 kV</li> <li>- proširiti postrojenje 220 kV TS Pljevlja 2 za jedno trafo polje u slučaju izgradnje TE Pljevlja 2</li> <li>- uvod/izvod DV 220 kV Pljevlja 2 – Mojkovac KT – Podgorica 1 u TS 220/110 kV Mojkovac</li> <li>- <b>TS 110/x kV</b> Podgorica 5, <b>Kolašin</b>, Nikšić – Kličevo i Virpazar</li> <li>- DV 110 kV KAP – Podgorica 5, te proširiti postrojenje KAP jednim vodnim poljem 110 kV</li> <li>- KB 110 kV Podgorica 3 – Podgorica 5, te proširiti postrojenje Podgorica 3 jednim vodnim poljem 110 kV</li> <li>- DV 110 kV Bar – Ulcinj 2, uz proširenje 110 kV postrojenja TS Bar i TS Ulcinj sa po jednim vodnim poljem</li> <li>- uvod/izvod DV 110 kV Podgorica 1 – Bar u TS Virpazar,</li> <li>- <b>pustiti u pogon pod nazivnim naponom 110 kV vod Mojkovac –</b></li> </ul>



	<p><b>Kolašin, uključujući proširenje TS Mojkovac jednim vodnim poljem 110 kV</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pustiti u pogon pod nazivnim naponom dio voda Nikšić – Brezna do TS Nikšić – Kličevo, uključujući proširenje TS Nikšić jednim vodnim poljem 110 kV</li> </ul>
<b>do 2015.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>izgraditi TS 110/x kV</b> Rožaje, Brezna, Buljarica, <b>Žabljak</b> i Tuzi</li> <li>- izvesti uvod/izvod DV 110 kV Budva – Bar u TS Buljarica</li> <li>- pustiti u pogon pod naponom 110 kV vodove Berane – Rožaje, Nikšić – Brezna i <b>Pljevlja 1 – Žabljak</b></li> <li>- <b>proširiti TS Berane za jedno vodno polje 110 kV</b></li> <li>- proširiti TS Nikšić – Kličevo za jedno vodno polje 110 kV</li> <li>- proširiti TS Pljevlja 1 za jedno vodno polje 110 kV</li> <li>- izgraditi DV 110 kV Podgorica 1 – Virpazar</li> <li>- proširiti TS Podgorica 1 i TS Virpazar za po jedno vodno polje 110 kV</li> <li>- izgraditi DV 110 kV HE Perućica – Kotor, dužine 40 km</li> <li>- proširiti TS Perućica i TS Kotor za po jedno vodno polje 110 kV</li> </ul>

**Istknuta pojačanja tangiraju oblasti predviđenih malih HE**

Realniji plan razvoja prenosne mreže tabelarno je prikazan u tabeli 2.3 koji rezimira investicijske planove prenosnoga preduzeća CGES. U poređenju sa strategijom koja se predlaže, plan obuhvata bitno manji broj pojačanja. U planu je novo 400 kV čvorište TS 400/110 kV Lastva, koje se uključuje u DV 400 kV Podgorica – Trebinje te nova 400 kV interkonekcija sa susjednom BiH, DV 400 kV Pljevlja – Višegrad.

Tab. 2.4: Pojačanja prenosne mreže do 2015. godine – plan CGES [8].

PERIODA	PLAN POJAČANJA
<b>2010–2015</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS 110/35/10 kV Kotor (2x20 MVA) i DV 110 kV Tivat – Kotor</li> <li>- uvod/izvod DV 220 kV Pljevlja 2 – Mojkovac KT – Podgorica 1 u TS 220/110 kV Mojkovac</li> <li>- TS 110/x kV Podgorica 5 i s konekcijom na 110 kV mrežu</li> <li>- TS 400/110 kV Lastva, uvod/izvod u DV 400 kV Podgorica 2 – Trebinje</li> <li>- izgraditi DV 400 kV Pljevlja – Višegrad</li> <li>- izgraditi TS 110/35 kV Nikšić (Kičevo) s priklupnim 110 kV vodovima</li> <li>- izgraditi TS 110/ kV Zeta</li> <li>- izgradnja DV 110 kV Podgorica 5 – Zeta</li> <li>- izgradnja DV 110 kV Podgorica 2 – Smokovac</li> <li>- <b>izgraditi TS 110/35 kV Žabljak</b></li> <li>- pustiti u pogon pod naponom 110 kV DV Pljevlja 1 – Žabljak</li> <li>- <b>izgraditi TS 110/35 kV Kolašin</b></li> <li>- <b>pustiti u pogon pod naponom 110 kV DV Mojkovac – Kolašin</b></li> <li>- DV 110 kV Virpazar – Ulcinj</li> <li>- DV 110 kV Vilusi – Herceg Novi</li> <li>- uvod/izvod TS 110/x kV Vilusi i rekonstrukcija DV 110 kV Nikšić – Bileća</li> <li>- <b>izgraditi TS 110/35 kV Brezna s priklupnim 110 kV vodovima</b></li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- izgradnja DV 110 kV Lastva – Kotor</li> <li>- izgradnja DV 110 kV Virpazar – Zeta</li> <li>- izgraditi TS 110/x kV Podgorica 5 s priklupnima 110 kV vodovi</li> </ul>
--	--

**Istknuta pojačanja tangiraju oblasti predviđenih malih HE**

### 2.3. Planiranje izgradnje distributivne mreže do 2015. godine

U sistemu Elektroprivrede Crne Gore distributivna mreža obuhvata ove elemente:

- vodove 35 kV
- transformatorske stanice 35/10 kV
- postrojenja 10 kV u transformatorskim stanicama 110/10 kV
- vodove 10 kV
- transformatorske stanice 10/0,4 kV
- vodove niskoga napona.

Svrha planiranja razvoja distributivne mreže je primjereno dimenzionisanje za pouzdan rad i održavanje parametara kvaliteta električne energije u skladu s normama, te usklađeno djelovanje distributivne mreže s prenosnom mrežom i priključenim postrojenjima korisnika distributivne mreže. Planiranjem razvoja distributivne mreže potrebno je osigurati zadovoljavajući nivo kvaliteta usluga korisnika mreže pri poremećajima značajnije vjerovatnoće nastanka. Svrha planiranja razvoja distributivne mreže je i omogućavanje funkcionisanja tržišta električnom energijom kroz omogućavanje nepristrasnog pristupa distributivnoj mreži prema utvrđenim uslovima.

Izgradnja novih TS 35/10 kV i vodova 35 kV kratkoročno je jeftinije ali često ne i dugoročno zadovoljavajuće rješenje. Dugoročno posmatrano, cilj je postojeći sistem transformisati u sistem s jednim nivoom srednjega napona (20 kV) i jednom direktnom transformacijom (110/20 kV). Stoga se dugoročnorazvoj mreže srednjega napona zasniva na dva djelimično povezana načela: postepena zamjena naponskog nivoa 10 kV s 20 kV i postepeno uvođenje direktne transformacije 110/10(20) kV te ukidanje mreže 35 kV.

Planirane investicije EPCG FC Distribucije u distributivnu mrežu do 2015. godine na široj oblasti planiranih malih HE tabelarno je prikazano u tabeli

Tab. 2.5.

Tab. 2.5: Investicije u distributivnu mrežu do 2015. godine na široj oblasti priključenja planiranih malih HE – plan EPCG FC Distribucija. [7].

PERIOD	PLAN POJAČANJA
<b>2011 - 2015</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- rekonstrukcija TS 35/10 kV Danilovgrad</li> <li>- rekonstrukcija TS 35/10 KV Žabljak (rekonstrukcija se radi zbog starog 35 kV postrojenja i prilagođavanja TS za daljinsko upravljanje (SCADA))</li> <li>- rekonstrukcija TS 35/10 kV Plav (investicija se realizuje radi dostizanja</li> </ul>

	<p>tehničkih standarda)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- rekonstrukcija TS 35/10 kV Berane 2 (investicija se realizuje radi dostizanja tehničkih standarda)</li> <li>- rekonstrukcija TS 35/10 kV Brezna (rekonstrukcija se radi zbog starog 35 kV postrojenja i prilagođavanja TS za daljinsko upravljanje (SCADA))</li> <li>- rekonstrukcija TS 35/10 kV Andrijevica (investicija se realizuje radi dostizanja tehničkih standarda)</li> <li>- rekonstrukcija TS 35/10 kV Šavnik (rekonstrukcija se radi zbog starog 35 kV postrojenja i prilagođavanja TS za daljinsko upravljanje (SCADA))</li> <li>- rekonstrukcija TS 35/10 kV Gusinje (investicija se realizuje radi dostizanja tehničkih standarda)</li> <li>- rekonstrukcija DV 35 kV Židovići – Gradac – Šula – rijeka Tara (investicija se realizuje zbog smanjenja broja i trajanja ispada)</li> <li>- rekonstrukcija DV 35 kV Ribarevine – Šćepanica (investicija se realizuje zbog smanjenja broja i trajanja ispada)</li> <li>- rekonstrukcija DV 35 kV Andrijevica – Plav (investicija se realizuje zbog smanjenja broja i trajanja ispada)</li> <li>- rekonstrukcija DV 35 kV Plav – Gusinje (investicija se realizuje zbog smanjenja broja i trajanja ispada)</li> <li>- rekonstrukcija DV 35 kV Ribarevine - Medanovići (investicija se realizuje zbog smanjenja broja i trajanja ispada)</li> <li>- izgradnja TS 35/10 kV Pljevlja III (Investicija se realizuje zbog povećanja kapaciteta.)</li> </ul>
--	---

### Kometar planiranoga razvoja mreže

Može se zaključiti da u posmatranom periodu ostaje u većem dijelu distributivne mreže u pogonu sistem 110-35-10 kV. Razlog je činjenica da je za ekonomski prihvatljivi prijelaz na naponski nivo 20 kV, počevši od početka systemske ugradnje opreme 20 kV do stvarnog pogona čitave mreže na 20 kV, potreban dug period (oko 30 godina).

Razvojni planovi ne uključuju masovno povećanje nivoa distribuiranih izvora u narednih nekoliko godina. Analize u studiji pokazuju da samo za predviđeni dio priključenja izvora iz studije treba pojačati postojeću mrežu s preko 200 km sredjenaponskih 10 kV i 35 kV vodova kao i novih TS s procjenom ulaganja u iznosu oko 20.000.000 €.

Pošto se narednih godina prdviđa ubrzana integracija i dodatnih područja s mHE, te početak integracije fotovoltaičnih elektrana i vjetroelektrana, neophodno je ponovo osvježiti ili nanovo postaviti strategiju razvoja najprije distributivne mreže.

## 3. METODOLOGIJA ZA ELABORACIJU DISTRIBUIRANIH IZVORA U CRNOJ GORI

U ovome poglavlju analizirat ćemo metodologiju za priključivanje DI u elektroenergetki sistem Crne Gore. Počinjemo s detaljnim popisom postupaka za analizu mreže i za utvrđivanje tehničkih mogućnosti priključenja distribuiranih izvora.

Na kraju je dat postupak od zahtjeva investitora za uslove za priključenje pa do izdavanja saglasnosti za priključenje.

### 3.1. Algoritam za analizu priključenja distribuiranih izvora

Cjelokupan metodološki proces sastoji se od četiri sklopa:

- određivanje stepena (dubine) potrebne analize (dijagram)
- priprema modela mreže (dijagram)
- određivanje parametara na mjestu priključenja DI (dijagram)
- analiza tehničkih mogućnosti priključenja DI na mrežu (diagram)
- ekonomska analiza (dijagram).

Na kraju je dat postupak od zahtjeva investitora za uslove za priključenje pa do izdavanja saglasnosti za priključenje.

Na slici Sl. 3.1 shematski je prikazan redosljed analize za priključivanje DI u mrežu.

Analiza za priključenje DI u DS služi provjeri mogućnosti priključenja DI na mrežu tako da mogu DI i ostale ME u mreži, kao i potrošači, normalno funkcionisati u mreži te da snabdijevanje potrošača nije poremećeno.

Osnova te analize jeste da svi priključeni DI u mreži u normalnom pogonu smiju prouzrokovati promjenu napona u toj mreži za najviše 0,5 % bez ikakvog štetnog uticaja na naponske prilike u mreži (blok 0.6 na slici 3.1). To znači da može DS uticaj na napon u mreži od 0,5 % relativno na nazivni napon uvijek bez poteškoća podnositi. Prvu aproksimaciju relativne promjene napona možemo napraviti s relativnom promjenom snage kod ekstremnih situacija. Tako možemo dati dva uslova u vezi s obimom analiza, koje su potrebne kod priključivanja DI na DS.

**SN nivo:** Detaljne mrežne analize (blok 0.7 na slici 3.1) ne treba raditi ako je ispunjen zahtjev:

$$S_{mel} + \sum S_{DI\ SN} < 0,005 \cdot S_{ks} \quad 3.1$$

đe su:

- $S_{mel}$  – nazivna snaga ME, koja se priključuje na mrežu,
- $S_{DI\ SN}$  – snaga već postojećih DI na mreži, na koju se uključuje ME. U tu snagu uključeni su svi oni već postojeći DI, koji se napajaju iz DS preko istih sabirnica u TS, kao nova ME.
- $S_{ks}$  – snaga kratkog spoja na mjestu priključenja ME na DS. Pri tome treba kod proračuna snage kratkog spoja uzeti u obzir samo one izvore kratkospojne struje, koji su u elektroenergetsku mrežu priključeni na naponskim nivoima 110 kV i višim.

Tako snaga svih DI, koje se mogu priključiti na neku SN mrežu DS a da se pri tome ne radi detaljna mrežna analiza, mora biti manja od 0,5 % snage kratkog spoja na mjestu toga priključenja. Pri tome treba kod proračuna snage kratkoga spoja uzeti u obzir samo one izvore kratkospojne struje, koji su na elektroenergetsku mrežu priključeni na naponskim nivoima 110 kV i višim.

Ako uslov iz jednačine 3.1 nije ispunjen, detaljna mrežna analiza mora biti urađena.

**NN nivo:** Detaljne mrežne analize (blok 0.7 na slici 3.1) ne treba raditi ako je ispunjen zahtjev:

$$S_{mel} + \sum S_{DI\ TS} < 0,005 \cdot S_{ks\ TS} \quad 3.2$$

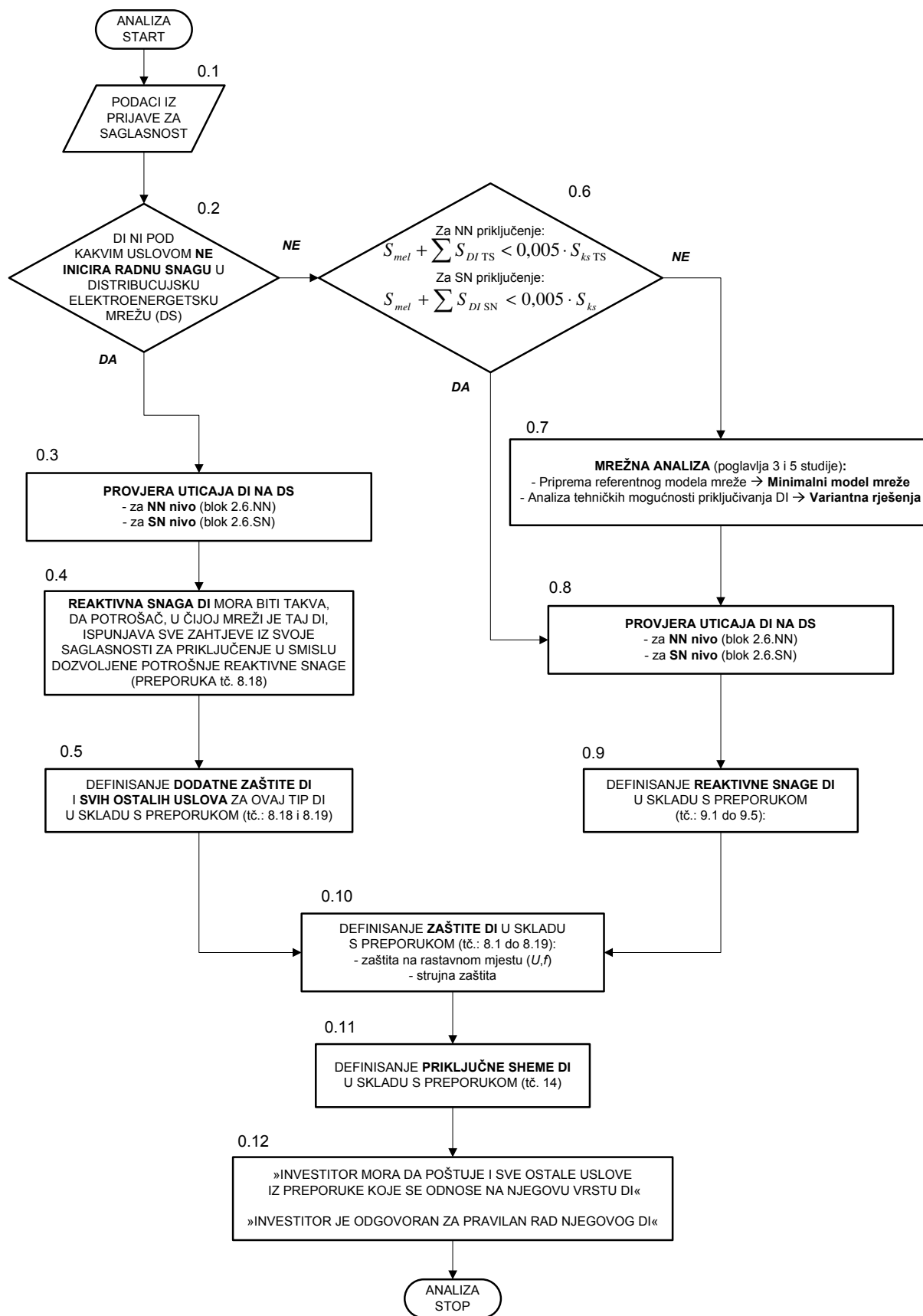
đe su

- $S_{mel}$  – nazivna snaga ME, koja se priključuje na mrežu
- $S_{DI\ TS}$  – snaga već postojećih DI u mreži, na koju se priključuje ME. U tu snagu uključeni su svi oni već postojeći DI, koji se napajaju iz DS preko istih sabirnica u TS, kao nova ME
- $S_{ks\ TS}$  – snaga kratkog spoja u mreži TS na mjestu na najdužem izvodu iz ove TS, koji je od TS prema kraju toga voda udaljen 2/3 dužine tog voda. Pri tome treba kod proračuna snage kratkog spoja uzeti u obzir samo one izvore kratkospojne struje, koji su na elektroenergetsku mrežu priključeni na naponskim nivoima 110 kV i višim.

Tako mora biti snaga svih DI, koje se mogu priključiti na neku NN mrežu DS a da se pri tome ne radi detaljna mrežna analiza, manja od 0,5 % snage kratkog spoja u mreži te TS. Za snagu kratkog spoja u mreži TS uzme se najduži vod te TS i kratkospojna snaga računa se na tački na tom vodu, koja je 2/3 dužine toga voda udaljena od TS. Ta se vrjednost onda uzme u obzir za sve DI, koji se priključuju na mrežu te TS. Pri tome kod proračuna snage kratkog spoja treba uzeti u obzir samo one izvore kratkospojne struje, koji su na elektroenergetsku mrežu priključeni na naponskim nivoima 110 kV i višim.

Ako uslov iz jednačine 3.2 nije ispunjen, detaljna mrežna analiza mora biti urađena.

Za SN i NN nivo važi da mrežnu analizu isto tako nije potrebno raditi ako je nova ME namijenjena samo obezbjeđivanju sigurnosti snabdijevanja osjetljivog potrošača i njegova uloga nije isporuka radne snage u DS nego podrška potrošaču, ili će uloga DI biti samo smanjenje uzimanja radne snage nekog potrošača iz DS (blok 0.2 na slici 3.1). Takva ME onda ne smije isporučivati radne snage u DS. Zbog toga se takvoj ME propisuje drugačija karakteristika reaktivne snage i dodatna zaštita (bloka 0.4 i 0.5 na slici 3.1).

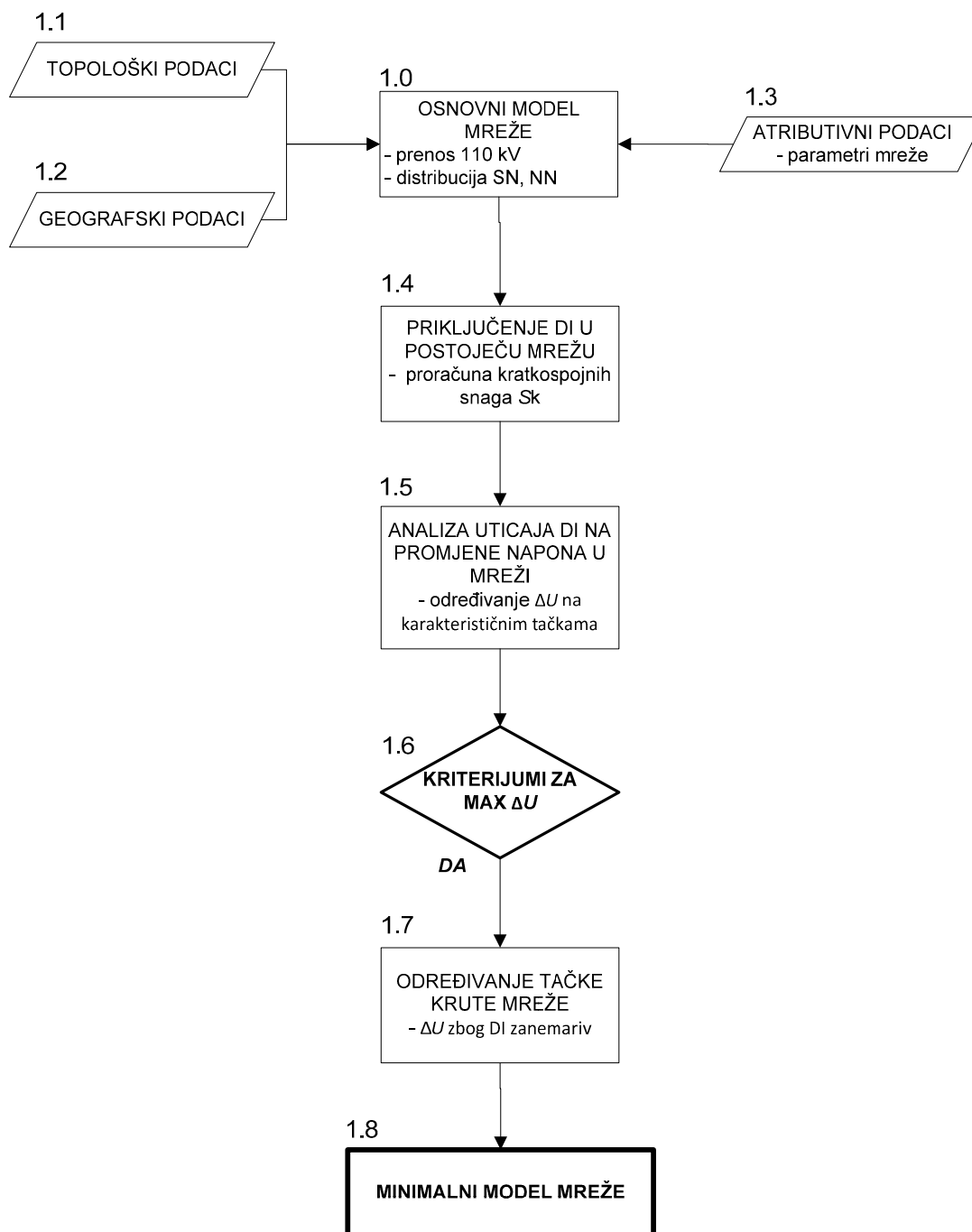


Sl. 3.1: Shematski prikaz – Redosljed analize za priključivanje DI na mrežu

U svakom slučaju i za sve DI treba napraviti provjeru uticaja DI na mrežu (blok 2.6, slike 3.7). Za sve DI koji isporučuju radnu snagu u mrežu treba definisati reaktivnu snagu (blok 0.9 na slici 3.1). Za sve DI definišu se zaštita DI (blok 0.10 na slici 3.1) i priključna shema (blok 0.11 na slici 3.1).

Svakom investitoru treba jasno naglasiti da je on sam odgovoran za rad njegovog DI i da treba da poštuje sve stavove iz Preporuke, koji su generalni ili se odnose na njegovu vrstu DI, mada možda u saglasnosti za priključenje DI nijesu eksplicitno napisani.

### 3.1.1. Priprema referentnoga modela mreže



Sl. 3.2: Shematski prikaz – Kriterijumi za kreiranje modela mreže za analizu priključivanja DI

Model mreže koji što realnije opisuje stvarnu fizičku mrežu ključan je za vjerodostojnost i korektnost analiza mreže. Oblikuje se korišćenjem odgovarajuće programske aplikacije koja omogućava izvođenje analiza u prenosnoj i distributivnoj mreži. Glavni sadržaji i proces oblikovanja modela prikazani su na slici Sl. 3.2.

Model (1.0) uradićemo na osnovu topoloških (1.1) i atributivnih (1.3) podataka elektroenergetskih elemenata. Topologija mreže predstavlja način međusobne povezanosti elemenata (vodovi, transformatori). S atributivnim podacima definišu se fizikalna svojstva pojedinih elemenata. Minimalni



izbor atributivnih podataka za pojedine elemente prikazan je u tabeli **Tab. 3.1**. Geografski podaci (1.2) su podaci o lokacijama elemenata i nijesu obvezni, a omogućavaju efikasnije oblikovanje modela mreže i upotrebu naprednih prostornih analiza u procesu analiziranja i planiranja mreža.

Tab. 3.1: Minimalni izbor atributivnih podataka po elementima mreže

Element mreže	Atributivni podatak
čvorište (RTS, RS, TS)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tip čvorišta (bilansno, opterećenje)</li> <li>- nazivni napon <math>U_n</math></li> <li>- željeni napon <math>U_s</math></li> <li>- podaci o opterećenjima (nazivna snaga <math>S_n</math>, opterećenje radne snage <math>P_B</math>, opterećenje reaktivne snage <math>Q_B</math>, potrošnja energije <math>W</math>)</li> </ul>
čvorišta (generatori)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tip čvorišta (generatorsko)</li> <li>- nazivni napon <math>U_n</math></li> <li>- željeni napon <math>U_s</math></li> <li>- podaci o proizvodnji (proizvodnja radne snage <math>P_G</math>, proizvodnja reaktivne snage <math>Q_G</math>)</li> </ul>
vodovi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- materijal</li> <li>- dužina <math>l</math></li> <li>- radni otpor <math>R</math></li> <li>- impedansa <math>X</math>, susceptansa <math>BC</math></li> <li>- sklopke (prekidač, rastavljač)</li> </ul>
transformatori	<ul style="list-style-type: none"> <li>- nazivna snaga <math>U_n</math>,</li> <li>- napon kratkoga spoja <math>u_k</math>,</li> <li>- gubici u bakru <math>P_{Cu}</math> i željezu <math>P_{Fe}</math></li> <li>- primarni <math>U_{n1}</math>, sekundarni nazivni napon <math>U_{n2}</math></li> <li>- stepen regulacije <i>step</i>, broj odvojaka <math>n</math></li> <li>- radni otpor <math>R</math></li> <li>- impedansa <math>X</math>, susceptansa <math>BC</math></li> <li>- sklopke (prekidač, rastavljač)</li> </ul>

Za potrebe analiza distribuiranih proizvodnih jedinica dovoljno je da se modeliraju srednjenaponske distributivne mreže s dijelom 110 kV prenosne mreže (1.0).

Svaka promjena napona u SN mreži uzrokuje promjenu napona u niskonaponskoj (NN) mreži na koju je priključena većina potrošača. Zbog toga model, bez obzira na predviđen naponski nivo priključenja DI, mora obuhvatati i NN mrežu, barem do nivoa TS SN/0,4 kV, uključujući pripadajuće distributivne transformatore i opterećenje.

Distributivnim transformatorima potrebno je odrediti odgovarajući odvojak regulacije. Pravilno podešavanje odvojka ključno je za utvrđivanje stvarnih napona u NN distributivnoj mreži. Ukoliko napon nije poznat, potrebno ga je odrediti simulacijama s prosječnih opterećenja i simuliranjem automatske regulacije distributivnih transformatora u odgovarajućoj „load flow“ aplikaciji.

### 3.1.1.1. Problem minimalnoga obima modela mreže u analizama priključenja distribuiranih izvora u distributivnu mrežu

Kod analiza uticaja DI na rad distributivne mreže još prije izvođenja analiza postavlja se pitanje, koliki je uopšte uticaj izvora sa njegovom nazivnom snagom  $S_{DI}$  na promjenu napona. Rješenje toga pitanja koje možemo definisati kao **problem minimalnoga obima modela mreže**, smisaono je iz više razloga:

- manji obim potrebnih ulaznih podataka
- veća tačnost i konzistentnost rezultata analiza
- savlađivanje rizika priključenja DI na pouzdan rad mreže
- dosljedna opredjeljenost eventualnih investicija u mrežu zbog priključenja DI
- efikasna i brza analiza uticaja priključenja DI na rad mreže.

U čvorištu mreže, će se napon zbog pogona DI minimalno promijeniti, njegov uticaj možemo zanemariti. Drugim riječima, ta tačka za DI predstavlja krutu mrežu (KM) s nadomjesnom impedansom  $Z_{KM} = 0 \Omega$ . Za električki udaljenije tačke koje su topološko iza tačke krute mreže, DI u najboljem slučaju ima manji uticaj i prouzrokuje manja naponska njihanja.

Dopuštena granica promjene određena je *kriterijumom o maksimalnoj dopuštenoj promjeni napona  $\Delta u_{TM}$  zbog rada DI u tački krute mreže (kriterijum za određivanje tačke krute mreže)*. Kod toga razlikujemo mreže koje rade petljasto ili radijalno.

**Kriterijum određivanja tačke krute mreže** (dopuštena promjena napona  $\Delta u_{TM}$  u tački TM zbog rada DI):

- **PETLJASTE MREŽE:  $\Delta u_{KM} = 0,01$**
- **RADIJALNE MREŽE ili MREŽE OTVORENIH OMČI:  $\Delta u_{KM} = 0,005$**

U slučaju da je u mreži više ( $N$ ) DI, potrebno je uzimati u obzir doprinos svakoga ( $i$ -tog) DI u mreži koji prouzrokuje promjenu napona  $\Delta u_{TM,i}$ . Dopuštena promjena napona  $\Delta u_{TM}$  je suma svih ( $N$ ) doprinosa DI:

$$\Delta u_{KM} = \sum_i^N \Delta u_{TM,i} < 0,005 = K_{\Delta U} - \text{radijalne mreže} \quad 3.3$$

$$\Delta u_{KM} = \sum_i^N \Delta u_{TM,i} < 0,01 = K_{\Delta U} - \text{zaomčene mreže}$$

Za određivanje minimalnoga obima modela mreže, potrebno je u analizi priključenja jednoga ili više DI potražiti tačku krute mreže s kojom obuhvatimo doprinos cjelokupne preostale mreže koja se nalazi iza te tačke. Smisaono je da krutu mrežu postavimo u jednu od *referentnih tačaka* mreže u kojima je osigurana selektivnost djelovanja zaštitnih elemenata ili regulacija napona. Zbog tačnijeg određivanja pogonskih stanja, preporučljivo je da te tačke raspolažu i s izmjerenim podacima.

Referentne tačke obično su:

- sabirnice u TS, RTS (primarno i sekundarno), RS
- čvorišta s ugrađenim daljinsko-vodnim rastavljačima.

Kod određivanja tačke krute mreže pretpostavlja se:

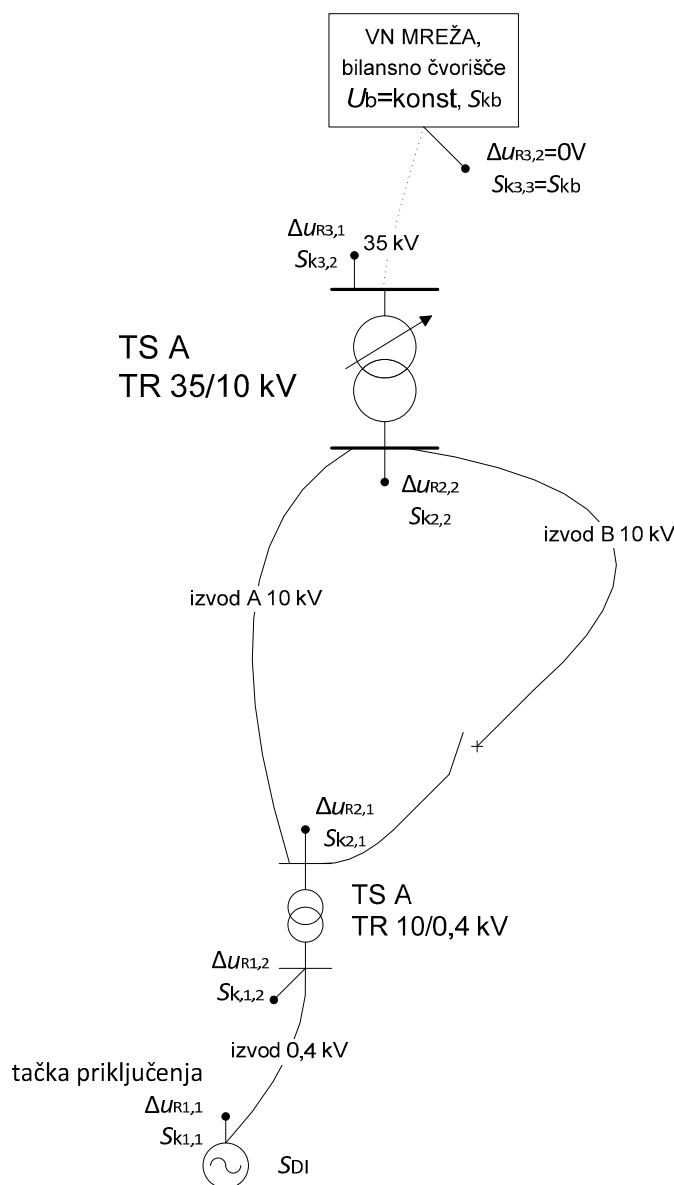
- napon krute mreže je konstantan,  $U_{KM} = \text{konst}$

- impedansa krute mreže je zanemariva,  $Z_{KM} = 0 \Omega$ .
- kruta mreža predstavlja balansni čvor.

### 3.1.1.2. Određivanje promjene napona zbog priključenja DI u referentnim tačkama mreže

Za određivanje tačke krute mreže potrebno je najprije odrediti promjene napona  $\Delta u_{Ri}$  zbog priključenja DI u referentnim tačkama mreže. Krutu mrežu postavimo u referentnu tačku koja je najbliža DI i ujedno udovoljava kriterijumu  $K_{\Delta u}$  za određivanje tačke krute mreže. S tako određenom tačkom krute mreže, minimalni model mreže je definisan.

Za lakše razumijevanje izvođenja postupka računanja promjena napona u referentnim tačkama, pretpostavimo ishodišni model mreže prema slici Sl. 3.3. DI je priključen preko NN izvoda na NN sabirnice TS A. TS A se napaja preko izvoda A iz TS A 35/10 kV, rezervno napajanje ima osigurano s izvodom B.

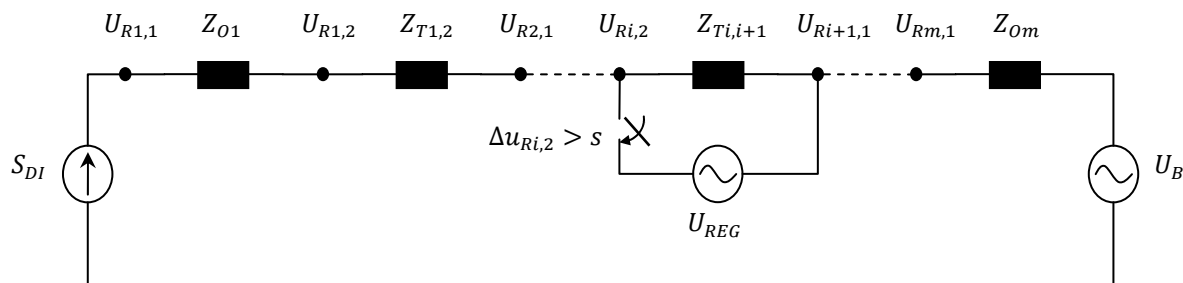


Sl. 3.3: Osnovni model mreže

Objašnjenja u vezi s izvođenjem postupka:

- U ishodišnom modelu obuhvatamo i dio 110 kV napojne mreže kojoj dovoljno udaljeno izaberemo balansnu tačku u kojoj pretpostavljamo konstantan napon ( $U_b = \text{konst}$ ). U suštini, balansna tačka u prvoj aproksimaciji predstavlja krutu mrežu koju tokom postupka želimo približiti DI.
- **Ukoliko se pokaže da je promjena napona zbog DI veća od kriterijuma određivanja tačke krute mreže, izvor nema značaj distribuiranosti, nego je to klasičan proizvodni izvor za koji se izvodi dispečiranje. Takav izvor zahtijeva širu analizu priključenja na prenosnu mrežu.**
- U analizi je potrebno uzeti u obzir mrežu od tačke priključenja DI prema višim naponskim nivoima. Pri tome uvažavamo električki najdalji put koji se može uspostaviti kod vanrednih pogonskih stanja (rezervno napajanje). Za primjer na slici Sl. 3.3 potrebno je uvažavati električki dalji put s uspostavljanjem rezervnog napajanja preko izvoda B 10 kV.
- Tamo će je to izvodljivo, uvažava se mogućnost automatske regulacije na sekundaru transformatora. Regulacija napona modelira se se paralelnim izvorom napona, čiji doprinos se superponira nazivnom padu napona na regulacionom transformatoru. Zbog duže vremenske konstante naponskoga regulatora dopušta se regulacija najviše do polovine cijelog regulacionog obima.
- Doprinos pojedinog DI posebno se analizira na ishodišnom modelu mreže. Njegov doprinos superponira se doprinosima ostalih izvora.

U analizama za određivanje minimalnoga obima modela usvojimo impedansni model mreže bez opterećenja. Nadoknadna shema s **reduciranim** naponima, strujama i impedansama na naponski nivo DI prikazana je na slici Sl. 3.4. Promatramo odziv nadoknadnoga spoja na iniciranu snagu DI  $S_{DI}$ .



Sl. 3.4: Nadoknadni spoj impedansnog modela mreže redukovano na naponski nivo priključenja DI

Nepoznanice u nadoknadnoj shemi su referentni naponi  $U_{Ri,1}$ ,  $U_{Ri,2}$ ,  $i = 1, 2, \dots, m$  sa kojima računamo promjene napona  $\Delta u_{Ri}$ . S indikatorom  $i$  označavamo naponski nivo. Prvi nivo na koji je priključen DI,  $m$ -ti je nivo balansnog čvorišta. Na prvom nivou treba redukovati sve veličine u proračunima. Oznaka 1 je krajnja tačka mreže  $i$ -tog nivoa, a oznaka 2 početna tačka mreže  $i$ -tog naponskoga nivoa.

#### Poznate veličine u nadoknadnoj shemi mreže:

- impedansa mreže unutar  $i$ -tog naponskog nivoa:  $Z_{O_i}$ ,  $i = 1, 2, \dots, m$
- impedansa transformacije između dva naponska nivoa  $i$ ,  $i+1$ :  $Z_{T_{i,i+1}}$
- nazivni omjer transformatora između dva naponska niva  $p_{N_{i,i+1}}$
- naponska regulaciona stopa  $s_{i,i+1}$  na transformaciji za automatsku regulaciju među naponskim nivoima  $i$ ,  $i+1$
- maksimalan broj regulacionih odvojaka  $N_{MAX_{i,i+1}}$  transformacije među nivoima  $i$ ,  $i+1$
- nazivni omjer  $p_{i-1,i}$  transformacije među nivoima  $i-1$  in  $i$

- napon u izbranom balansnom čvorištu  $U_B$
- snaga DI  $S_{RV}$ .

### 3.1.1.3. Postupak računanja

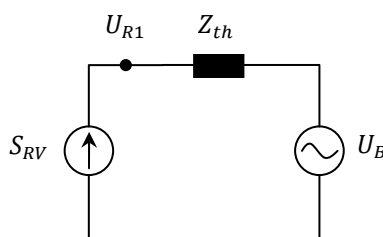
Impedanse mreže  $Z_{Oi}$  i transformacije  $Z_{Ti,i+1}$  računamo po jenačinama (3-4) – (3-6) na osnovu poznatih snaga trolnih kratkih spojeva  $S_{ki}$  u referentnim tačkama mreže iz kojih računamo impedanse kratkih spojeva  $Z_{ki}$  (jednačina ).

$$Z_{ki} = c \frac{U_{Ni}^2}{S_{ki}}, \quad c = 1,1 \rightarrow \text{faktor povećanja napona prilikom kratkoga spoja} \quad 3.4$$

$$Z_{Oi} = \frac{1}{\prod p_{i-1,i}^2} (Z_{ki,1} - Z_{ki,2}), \quad 3.5$$

$$Z_{Ti,i+1} = \frac{1}{\prod p_{i-1,i}^2} (Z_{ki,2} - \frac{1}{p_{i,i+1}^2} Z_{ki+1,1}) \quad 3.6$$

Model mreže na Sl. 3.4 možemo uprostiti po shemi na slici Sl. 3.5.



Sl. 3.5: Uprošćeni Theveninov model mreže

$$Z_{th} = \sum (Z_{Oi} + Z_{Ti,i+1}) = Z_{k1,1} - \frac{1}{\prod p_{i-1,i}^2} Z_{kB} \quad 3.7$$

$Z_{k1,1}$  – impedansa kratkoga spoja u tački priključenja DI  
 $Z_{kB}$  – impedansa kratkoga spoja u balansnom čvoru

Tražimo napon  $U_{R1}$  u tački priključenja DI:

$$U_{R1,1} = Z_{th} I_{RV} + \frac{1}{\prod p_{i-1,i}} U_B \quad 3.8$$

Dobijamo kvadratnu jednačinu u kojoj za konačno rješenje uzimamo u obzir pozitivan korjen:

$$U_{R1,1} = \frac{\frac{1}{\prod p_{i-1,i}} U_B + \sqrt{(\frac{1}{\prod p_{i-1,i}} U_B)^2 + \frac{4}{\sqrt{3}} Z_{th} S_{RV}}}{2} \quad 3.9$$

Padove napona u mreži  $\Delta U_{Oi}$  i transformaciji  $\Delta U_{Ti,i+1}$  određujemo s razdjelnikom napona:

$$\Delta U_{Oi} = \frac{Z_{Oi}}{Z_{th}} \left( U_{R1,1} - \frac{1}{\prod p_{i-1,i}} U_B \right), \quad \Delta U_{Ti,i+1} = \frac{Z_{Ti,i+1}}{Z_{th}} \left( U_{R1,1} - \frac{1}{\prod p_{i-1,i}} U_B \right) \quad 3.10$$

Referentni naponi u mreži jednostavno se rekurzivno računaju na osnovu padova napona:

$$U_{Ri+1} = U_{Ri} + \Delta U_{OTi} \quad 3.11$$

Ukoliko je između dva naponska nivoa prisutna automatska regulacija napona, uticaj DI na višim naponskim nivoima je niži zbog kompenzacije pada napona. Regulacija se aktivira kad srazmjer između izračunatog referentnog napona i nazivnoga (željenog) napona na sekundaru transformacije prekorači vrijednost stepena regulacije  $s_{3-12}$ . Na slici nadomjesne veze Sl. 3.4 u tom slučaju uključuje se sklopka, uspostavlja se paralelna veza s kompenzacijskim naponom  $U_{REG}$ .

$$N = \frac{(1 - \frac{U_{Ri,2}}{U_{Ni}})}{s_{i,i+1}} > s_{i,i+1} \quad 3.12$$

$$U_{REG} = N s_{i,i+1} U_{Ri,2} \quad 3.13$$

Popravljen napon referentnog napona zbog regulacije:

$$U_{Ri,2} = U_{Ri,2} - U_{REG} \quad 3.14$$

Na isti način ponavljamo postupak proračuna za sve ostale DI. U posljednjem koraku preostaje još proračun promjena napona u referentnim tačkama koje poredimo s kriterijumom  $K_{\Delta U}$  (tačka 1.6 u dijagramu na slici Sl. 3.2).

$$\sum \Delta u_{Ri} = \sum (1 - \frac{U_{Ri}}{U_{Ni}}) < K_{\Delta U} \quad 3.15$$

Krutu mrežu postavimo u referentnu tačku koja je najbliže DI i ujedno ispunjava kriterijum za određivanje tačke krute mreže (tačka 1.7 u dijagramu na slici Sl. 3.2). Na taj način je određen minimalan model mreže za analizu DI.

### 3.1.2. Analiza tehničkih mogućnosti priključenja distribuiranih izvora

Prije početka istraživanja postavimo osnovna ishodišta koja u analizi upotrebljavamo kao ulazne parametre. Na taj način u početku postavimo odgovarajući model mreže (1.5), tačnost analize s polaznom godinom (2.10) i prognozu opterećenja (2.3) kao osnovu za računanje energetske stanja.

Tehnički dio metodologije analize priključenja distribuiranih izvora prikazan je na slici

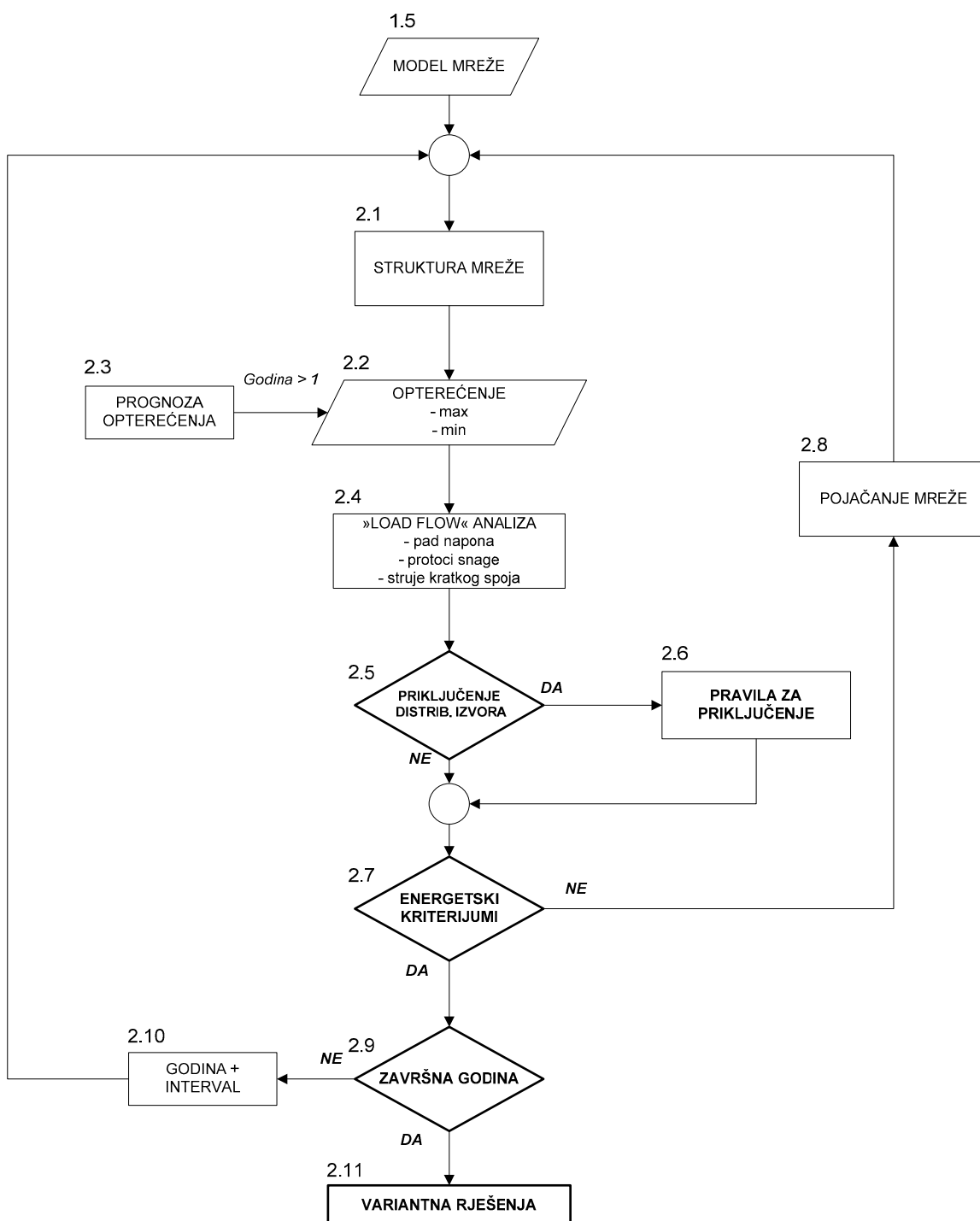
Sl. 3.6. U skladu s pravilima o priključenju (2.6) u mrežu, uključujemo željene distribuirane izvore (2.5). S analizama strukture mreže (2.1) i pogonskih stanja (2.2, 2.4), provjerimo da li tako zasnovana mreža, sa spomenutim ulaznim parametrima (geografski položaj s prostornim ograničenjima, privredni razvoj, prognoza opterećenja), ispunjava tehničke kriterijume planiranja (2.7).

Stalno provjeravamo normalna pogonska stanja (u nastavku NPS) te stanja s jednostrukim ispadima (kriterijum N-1) za određenu strukturu mreže. Kada u mreži prekoračimo kriterijume planiranja, odlučujemo se za pojačanje i prilagođavanje mreže (2.8). U slučaju da se suočimo s različitim mogućnostima pojačanja i prilagođavanja, svaki smjer razvoja potrebno je razmatrati samostalno tj. *varijantno* (2.11).

Provjeravanja izvodimo u vremenskim intervalima (2.10) koji se prilagođavaju stepenu porasta potrošnje i važnijim stanjima koja neposredno utiču na razvoj mreže. Ti intervali su obično petogodišnji. Ukoliko dođe do znatnih promjena koje bi uticale na rad mreže, provjeravanja izvodimo i za period predviđene promjene (npr. izgradnja nove RTS ili novog voda).

Analiziramo ova stanja (2.2):

- **maksimalna potrošnja iz distributivne mreže, minimalna proizvodnja distribuiranih izvora**
- **minimalna potrošnja iz distributivne mreže, maksimalna proizvodnja distribuiranih izvora.**



Sl. 3.6: Shematski prikaz – postupak analize tehničkih mogućnosti priključenja distribuiranih izvora

### 3.1.3. Energetski kriterijumi planiranja

DI može se priključiti na mrežu ukoliko se ne ugrožava pouzdanost rada i kvalitet snabdijevanja električne energije konačnom potrošaču. To znači:

- **DI u mreži ne smije prouzrokovati preopterećenja**
- **DI u mreži ne smije bitno pogoršati naponske prilike kod potrošača.**

Pošto su potrošači priključeni na 0,4 kV NN mrežu, naponski kriterijum ograničava napon u NN mreži. U SN mreži konsektivno je dopuštena promjena napona koja ne prekoračuje naponski kriterijum u NN mreži.

Kod potrošača po evropskim standardima ili pravilnicima definisani su ovi rasponi napona:

- SN mreža
  - Promjena napona max  $\pm 10\%$  nazivnog napona
- NN mreža
  - Promjena napona max  $\pm 10\%$  nazivnog napona, u vanrednim pogonskim prilikama do - 15 % nazivnog napona.

Pri planiranju mreže, dopuštene promjene napona potrebno je dodatno ograničiti s kriterijumom. Osim graničnih dopuštenih vrijednosti napona kod potrošača, potrebno je uzimati u obzir i regulaciju napona na energetskim (VN/SN) i distributivnim transformatorima (SN/NN). Takođe je potrebno uzimati u obzir i pad napona u NN mreži koji, po pravilu, od NN sabirnica TP nadalje nije modeliran. Doprinos pojedinog DI porastu naponskoga profila isto tako ne smije u cjelosti popuniti cjelokupno dopušteno područje propisanih promjena.

Kod pogona DI potrebno je takođe uzeti u obzir i regulativom propisanu statiku DI koja definiše regulaciju napona s proizvodnjom reaktivne snage (U-Q karakteristika, slika). DI po statici teži održavanju takvoga napona u tački priključenja, kao što je bila u stanju prije priključenja. U tom slučaju se zbog DI, naponski profil u mreži ne mijenja. Pošto rad DI povećava napon u tački priključenja, DI po statičkoj krivulji, s potrošnjom reaktivne snage održava željeni napon. To doduše osigurava primjeren naponski profil u mreži, ali s druge strane, dodatno opterećuje mrežu s reaktivnom snagom. Zbog toga kod analiza uzimamo u obzir rad DI s  $\cos \varphi = 1$ , što nam sa stanovišta napona u mreži osigurava najlošije pogonske prilike (veći naponi od onih koji bi se mogli osigurati s dosljednim uzimanjem u obzir statike DI).

Na osnovu navedenog za planiranje distributivne mreže s DI postavljena su dva kriterijuma za opterećenja i napone.

- **Kriterijum dopuštenih opterećenja  $K_S$ :**

Opteretivost vodova i transformatora u stanju s maksimalnim opterećenjem i proizvodnjom DI ne smije prekoračiti:

- 100 % termičkog opterećenja  $S_{th}$  za vodove

$$K_{S_v}: S_v \leq S_{th}$$

3.16

- 120% termičkog opterećenja transformatora



$$K_{S\_TR}: S_{TR} \leq 1,2 \cdot S_{th} \quad 3.17$$

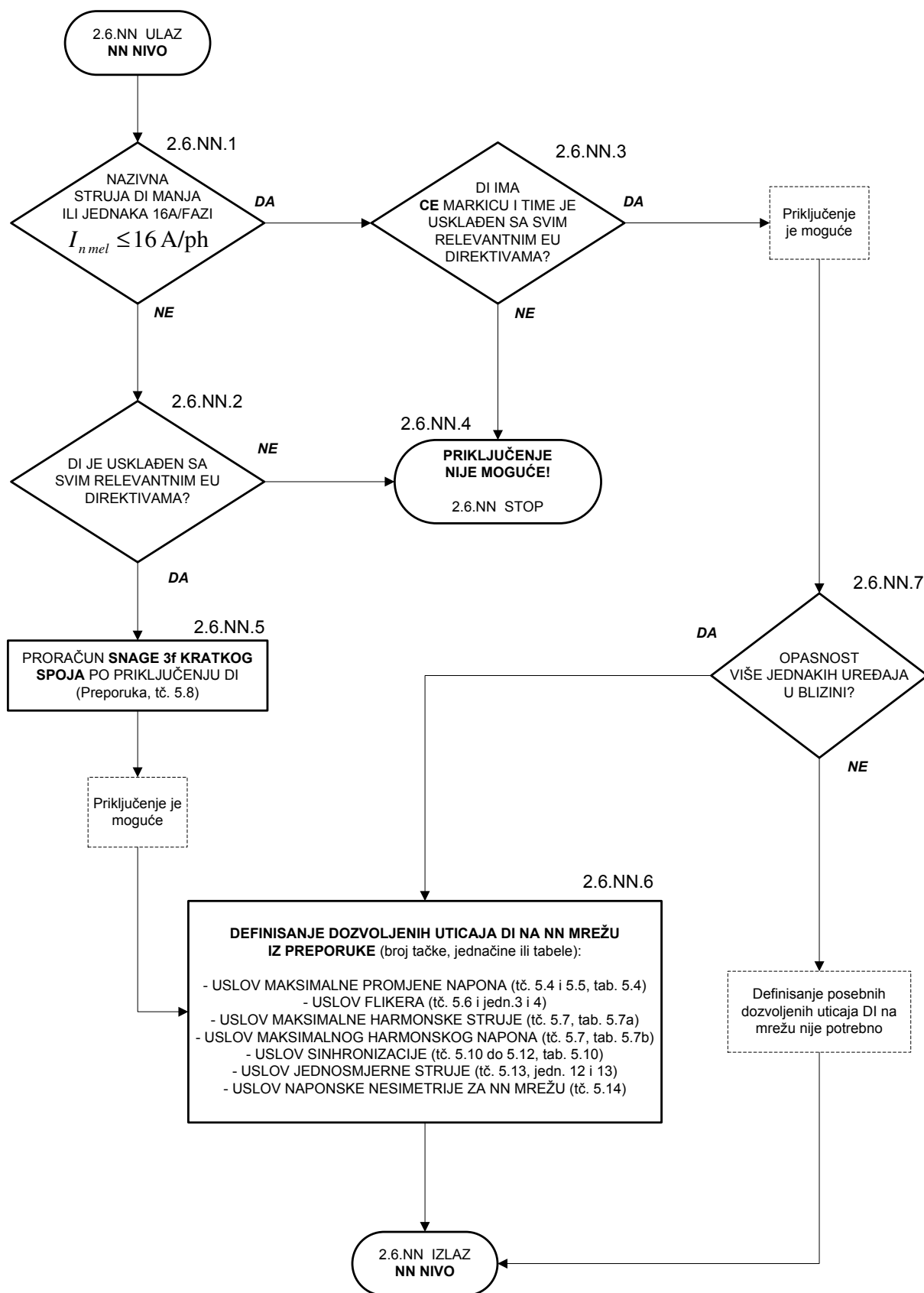
- **Kriterijum dopuštenih napona u NN mreži  $K_{U\_NNO}$ :**

Rasponi dopuštenih napona u NN mreži:

$$K_{U\_NNO}: 0,4kV \leq U < 0,42kV \quad 3.18$$

**Naponi na višim naponskim nivoima mogu se promijeniti za toliko da je napon u cijeloj NN mreži unutar kriterijuma  $K_{U\_NNO}$ , ali ne viši od onih koje dozvoljavaju standardi ili pravilnici o radu distributivnih mreža.**

### 3.1.4. Provjera uticaja DI na NN mrežu DS (blok 2.6.NN)



Sl. 3.7: Shematski prikaz – Provjera uticaja DI na mrežu za priključenje DI u NN mrežu DS

Na slici 3.7 prikazujemo dijagram toka za provjeru uticaja DI na NN mrežu i definisanje ostalih parametra, koje ME treba da ispuni.

Iz podataka o DI konstatuje se da li je DI takav da je ispunjen uslov nazivne struje DI manje ili jednake od 16 A po fazi (blok 2.6.NN.1). Ako je to utvrđeno i DI ima CE markicu podržanu s izjavom o saglasnosti ili neku drugu tehničku dokumentaciju podržanu s izjavom o saglasnosti, koja ukazuje na to da DI zadovoljava sve EU direktive koje su za taj DI relevantne (blok 2.6.NN.3), onda je priključenje takvog DI na DS moguće. Ako se nadalje utvrdi da nema opasnosti istovremenog rada više jednakih uređaja u blizini (to znači na istim NN sabirnicama u TS) (blok 2.6.NN.7), onda definisanje posebnih dozvoljenih uticaja DI na DS nije potrebno.

Ako je analizirani DI takav da uslov nazivne struje DI manje ili jednake od 16 A po fazi nije ispunjen (blok 2.6.NN.1), isto tako može imati CE markicu podržanu s izjavom o saglasnosti ili ima neku drugu tehničku dokumentaciju podržanu s izjavom o saglasnosti, koja ukazuje na to da DI zadovoljava sve EU direktive koje su za taj DI relevantne (blok 2.6.NN.2). Tada je priključenje takvog DI na DS moguće. Slijedi proračun nove snage trofaznog kratkog spoja po priključenju DI (blok 2.6.NN.5). Ako se utvrdi da nova snaga kratkog spoja u mreži, u kojoj će biti priključen DI prelazi granične vrijednosti opreme u mreži, treba preduzeti odgovarajuće mjere iz Preporuke.

Svakom DI koji ima nazivnu struju veću od 16 A po fazi i DI, koji ima nazivnu struju manju ili jednaku od 16 A po fazi, ali postoji opasnost rada više jednakih uređaja u blizini, obavezno se definišu dozvoljeni uticaji na NN mrežu (blok 2.6.NN.6).

Za svaki DI, koji se priključuje na DS na NN nivou, važi da ako nema CE markice podržane s izjavom o saglasnosti ili nema neke druge tehničke dokumentacije podržane s izjavom o saglasnosti, koja bi ukazala na to da DI zadovoljava sve EU direktive, koje su za taj DI relevantne (bloka 2.6.NN.2 i 2.6.NN.3), priključenje takvog DI na DS **nije dozvoljeno!** (blok 2.6.NN.4)

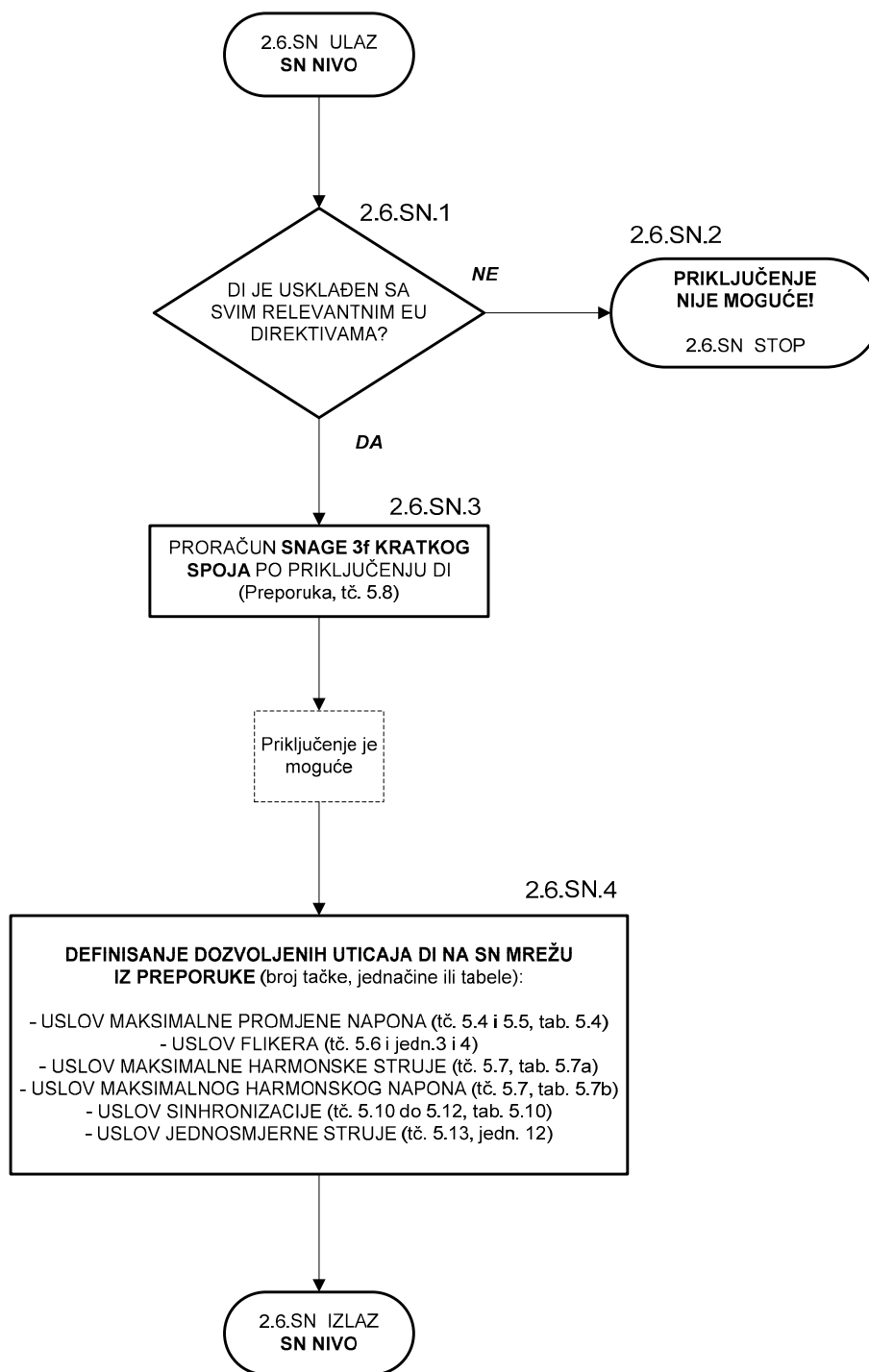
### **3.1.5. Provjera uticaja DI na SN mrežu DS (blok 2.6.SN)**

Na slici 3.8 prikazujemo dijagram toka za provjeru uticaja DI na SN mrežu i definisanje ostalih parametra koje ME treba da ispuni.

Ako analizirani DI ima tehničku dokumentaciju podržanu s izjavom o saglasnosti, koja ukazuje na to da DI zadovoljava sve EU direktive koje su za taj DI relevantne (blok 2.6.SN.1), tada je priključenje takvog DI na DS moguće. Slijedi proračun nove snage trofaznog kratkog spoja po priključenju DI (blok 2.6.SN.3). Ako se utvrdi da nova snaga kratkog spoja u mreži, na koju će biti priključen DI, prelazi granične vrijednosti opreme u mreži, treba preduzeti odgovarajuće mjere iz Preporuke.

Svakom DI koji se priključuje na SN mrežu, obavezno se definišu dozvoljeni uticaji na SN mrežu (blok 2.6.SN.4).

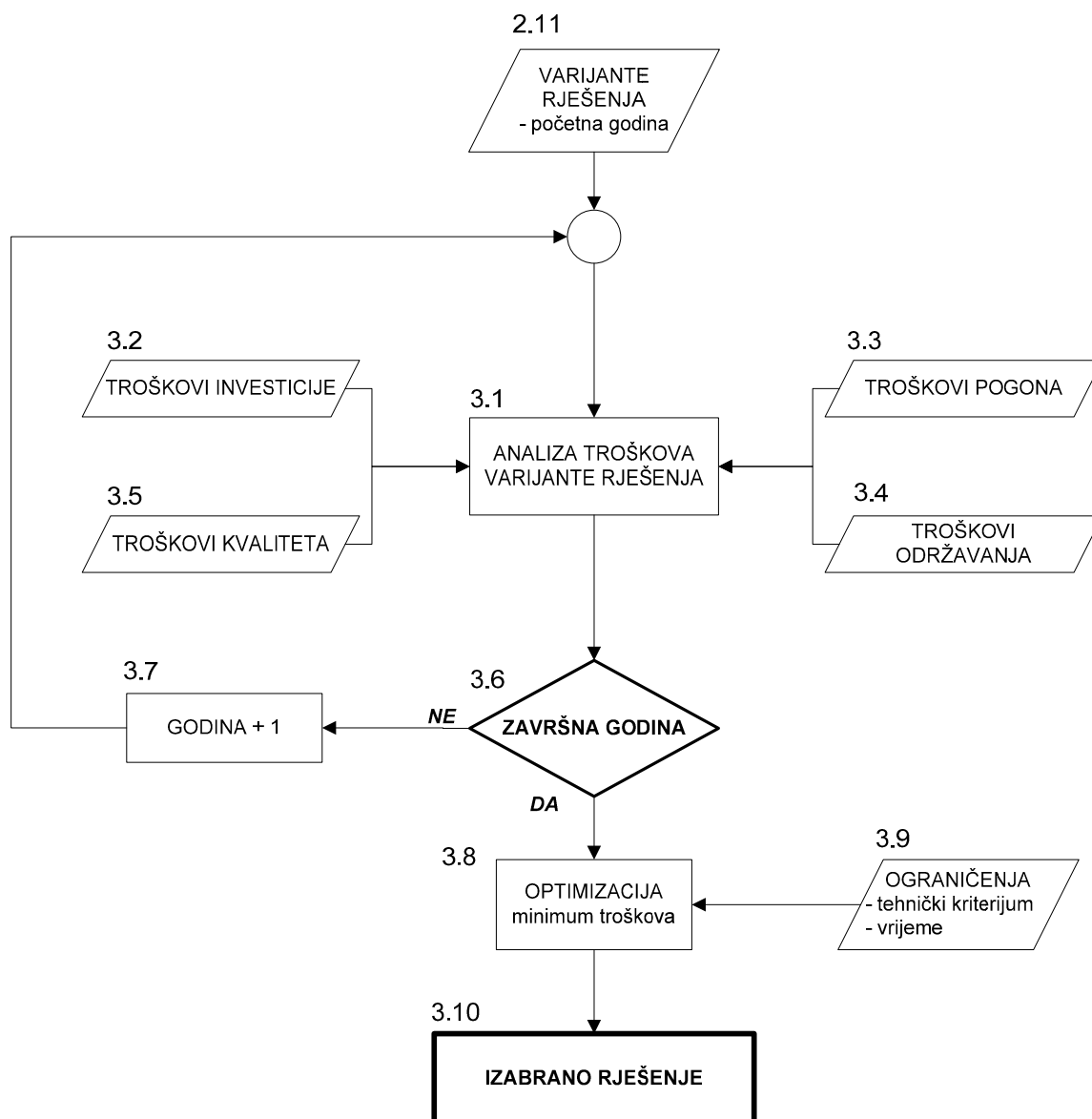
Za svaki DI koji se priključuje na DS na SN nivou važi da ako nema tehničke dokumentacije podržane s izjavom o saglasnosti, koja bi ukazala na to da DI zadovoljava sve EU direktive koje su za taj DI relevantne (blok 2.6.SN.1), priključenje takvog DI na DS **nije dozvoljeno!** (blok 2.6.SN.2)



Sl. 3.8: Shematski prikaz – Provjera uticaja DI na mrežu za priključenje DI u SN mrežu DS

Praktičan primjer provjere uticaja DI na DS prikazujemo u 5. poglavlju studije, đe su kompletne analize priključenja na mrežu za više različitih vrsta DI.

### 3.1.6. Ekonomska analiza

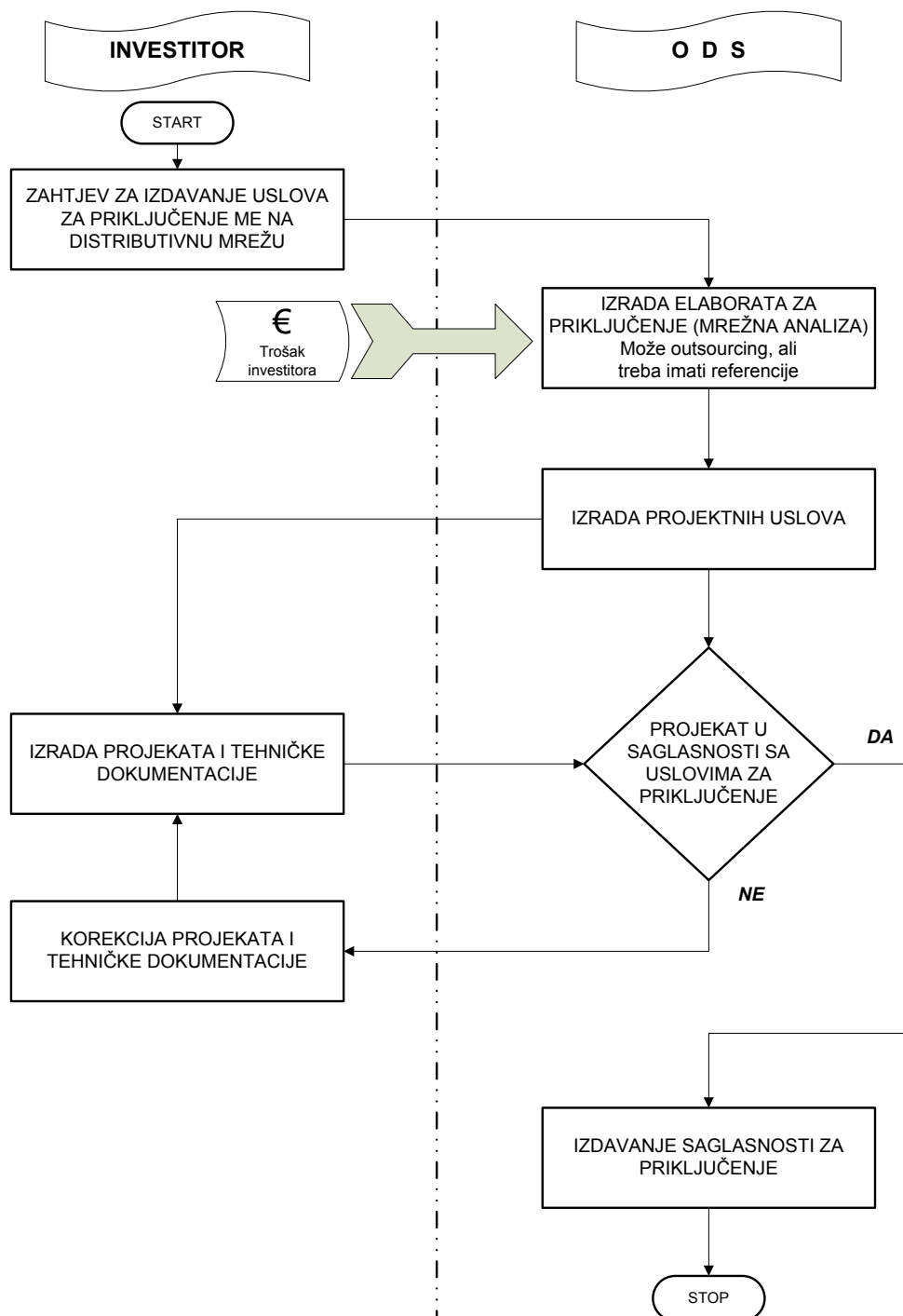


Sl. 3.9: Shematski prikaz – ekonomska analiza

Posljednji dio istraživanja predstavlja **ekonomsku analizu varijanata** iz tehničkoga dijela, kojom ocjenjujemo vrijednost cjelokupnih troškova varijante u izabranom periodu (3.1). Troškove uglavnom dijelimo na početne investicijske troškove (3.2), troškove pogona (3.3), troškove kvaliteta električne energije (3.4) i troškove održavanja. Sve te pojedine troškove moramo s metodama revalorizacije dati na zajednički nazivnik te ih sabrati po varijantama. Uzimajući u obzir kriterijum minimalnih ukupnih troškova, tehničkih i vremenskih ograničenja (3.9), s postupkom optimizacije (3.8) izdvajamo najpogodniju varijantu (3.10). Tako dobijena varijanta osigurava dugoročno najjeftiniju investiciju u razvoju mreže uzimajući u obzir sve tehničke kriterijume planiranja, koji potrošaču osiguravaju pouzdanu i kvalitetnu električnu energiju.

### 3.2. Redosljed postupaka za izdavanje saglasnosti za priključenje na mrežu

Na slici Sl. 3.10 prikazan je predloženi redosljed postupaka do izdavanja saglasnosti za priključenje ME na DS.



Sl. 3.10: Predložen redosljed postupaka do izdavanja saglasnosti za priključenje ME na DS

### 3.3. Zahtjev za izdavanje uslova za priključenje ME na mrežu DS

---

Investitor treba da na *Zahtjevu za izdavanje uslova za priključenja na mrežu* obezbijedi **tehničke podatke** izvora koji su bitni za priključenje na mrežu. Distribuirani izvor može imati više proizvodnih jedinica koje generiraju električku snagu.

#### 3.3.1. Tehnički podaci ME i proizvodnih jedinica izvora

- Proizvođač i tip jedinice
- Broj jednakih jedinica u sklopu toga izvora za svaku vrstu (po konstrukciji) jedinica
- Vrsta jedinice:
  - generator sinkroni
  - generator asinkroni
  - statički inverter
  - drugo: \_\_\_\_\_.
- Priključenje jedinice na mrežu:
  - jednofazno
  - trofazno.
- Za sve jedinice u sklopu izvora, nazivni:
  - napon jedinice
  - nazivna struja jedinice
  - radna snaga jedinice
  - nazivni  $\cos(\varphi)$  jedinice
  - nazivna prividna snaga jedinice.
- Željena vrsta kompenzacije reaktivne snage:
  - sinkroni generator
  - kondenzatori
  - inverter
  - drugo: \_\_\_\_\_.

- Ukupna nazivna radna snaga izvora.
- Struja kratkoga spoja jedinice.
- Pokretna struja jedinice, za sve jedinice.
- Snaga vlastite potrošnje izvora.
- Da li je pored paralelnog predviđen i izolovani rad jedinice?

### 3.3.2. Ostali podaci

- Adresa, parcelni broj,... izvora
- Željena tačka uključenja u mrežu
- Željeni napon uključenja u mrežu
- Želja investitora da izvor služi samo za kompenzaciju potrošnje objekata u kojima je priključen
- Da li je želja za razmjenu energije s ODS (za jedinice do 50 kW)? Ako DA, planiranu razmjenu energije i snage između ME i ODS

### 3.4. Elaborat za priključenje i izrada projektnih uslova

---

*Elaborat za priključenje ME na DS* (Elaborat) je mrežna analiza priključenja DI na mrežu. Elaborat može da radi ovlašćeno lice iz oblasti elektroenergetike (ODS), ili neko drugi, ko ima dovoljno referenci iz te oblasti. Trošak izrade elaborata snosi investitor ME. Elaborat treba da uzme u uvid sve podatke koje je investitor naveo na *Zahtjevu za izdavanje uslova za priključenja na mrežu*. Isto tako elaborat mora uzeti u obzir i trenutno stanje mreže te planirani razvoj mreže na tome području. Elaborat može predviđeti i različite varijante priključenja, pa je onda na investitoru i njegovom projektantu da odaberu najpovoljnije rješenje za određenu situaciju.

Na osnovu elaborata rade se *Projektni uslovi za priključenje ME na DS* i šalju investitoru. Obavezni prilog projektnih uslova je Elaborat.

### 3.5. Projektni uslovi za priključenje ME na DS

---

*Projektni uslovi za priključenje ME na DS* (Projektni uslovi) treba da sadrže sve tehničke podatke koje je naveo investitor, te rješenje za priključivanje na mrežu.

Projektni uslovi pored tih treba obavezno da sadrže:



- karakteristiku kompenzacije reaktivne snage, koju odredi ODS na temelju *Preporuke* i drugih svojstva u mreži,
- karakteristike zaštitnih uređaja te vrijednosti za podešavanje sistemske zaštite na rastavnome mjestu ( $U<$ ,  $U>f<$ ,  $f>$ ),
- dozvoljene maksimalne promjene napona,
- dozvoljene koeficijente flikera, pogotovo ako su u pitanju vjetroelektrane,
- dozvoljene struje viših harmonika, pogotovo ako su u pitanju invertorske elektrane,
- granice ostalih smetnji iz *Preporuke*,
- druga ograničenja kod rada ako ima kojih,
- dozvoljene sheme priključenja,
- podatke o energetskim transformatorima, ako je priključenje na SN nivou,
- dozvoljena svojstva opreme za mjerenje te pretvaranje preko naponskih i strujnih transformatora,
- sve uslove lokalne mreže:
  - stvarna snaga trofaznog kratkog spoja u tački priključenja ME
  - maksimalna dozvoljena snaga kratkog spoja u tački priključenja ME
  - maksimalna očekivana stvarna (i maksimalno dozvoljena) struja zemljospoja galvanski povezane neuzemljene (35 kV, 10 kV) mreže na koju se priključuje ME
  - struja jednofaznog zemljospoja mreže (35 kV, 10 kV), uzemljene preko niskoomske impedanse
  - vrijeme beznaponske pauze
  - maksimalna snaga generatora male elektrane koja se može jednovremeno priključiti na mrežu
  - maksimalna snaga kondenzatorskih baterija koja može biti trajno priključena na mrežu.

Na osnovu toga investitor i njegov ovlašćeni projektant izrade *Projekat i tehničku dokumentaciju ME* (Projekat).

### 3.6. Format saglasnosti za priključenje

---

Na osnovu *Zahtjeva za izdavanje suglasnosti za priključenje ME u DS* od strane investitora, kome je u prilogu dodata i sva tehnička dokumentacija te *Projekat*, ODS provjeri da li je izrađen *Projekat* u skladu s izdatim *Projektnim uslovima*.

Ako je *Projekat* u skladu s *Projektnim uslovima*, onda ODS može izdati *Rješenje o saglasnosti za priključenje male elektrane na distributivnu mrežu* (Saglasnost).

Saglasnost sadrži sve elemente iz *Projektnih uslova* i pored toga:

- podatke rastavnog mjesta,
- podatke spojnog mjesta,
- podatke mjernog mjesta,
- podatke strujne zaštite.

## 4. TEHNIČKA PREPORUKA ZA PRIKLJUČENJE DISTRIBUIRANIH IZVORA U CRNOJ GORI

Osnova za tehničku preporuku za priključenje distribuiranih izvora je *Tehnička preporuka br. 16: OSNOVNI TEHNIČKI ZAHTEVI ZA PRIKLJUČENJE MALIH ELEKTRANA NA DISTRIBUTIVNI SISTEM* [10] (TP), koju ODS u Crnoj Gori već upotrebljava za priključivanje ME na DS Crne Gore.

Po pregledu nove TP (godina 2011) smatramo, da ova TP sadrži mnogo važnih i dobrih rješenja, pa bi potom toga bilo dobro, da se TP zadrži, samo ju treba u nekim tačkama malo promijeniti ili dopuniti. Na mjestima, gdje bi trebalo TP korigirati, napravljena je korekcija i komentirano, zašto je to napravljeno.

Preporuka je usaglašena s važećim tehničkim propisima, priznatim svjetskim standardima iz ove oblasti i tehničkim preporukama, uz uvažavanje razvoja i primjene savremenih tehničkih rješenja za ovu vrstu elektroenergetskih objekata. Ako se poštuju limiti dati u Preporuci a koji se temelje na aktuelnom stanju tehnike (stanje tehnike propisuju važeći IEC i EN standardi s područja smetnji po vodiču), može se očekivati da će kvalitet napona u distributivnoj mreži zadovoljavati kriterijume koje postavlja u Crnoj Gori važeći standard MEST EN 50160 [12].

U Preporuci su jasno definisani limiti za dozvoljene smetnje po vodiču koje smije da proizvodi DI. Ove limite ODS stavlja u saglasnost za priključenje DI. Zadatak projektanta DI jeste projektovanje DI tako da su uslovi iz saglasnosti obezbijeđeni. Pri tome se projektant može koristiti formulama iz Preporuke, pomoću kojih se može izračunati uticaj DI na mrežu i zadovoljavanje kriterija koje postavlja ODS.

### 4.1. Opseg važenja i namena

1.1 Ova preporuka se odnosi na osnovne tehničke zahteve za priključenje malih elektrana snage do 10 MW na DS nazivnog napona 0,4 kV (1 kV, NN mreža), 10 kV, 20 kV ili 35 kV.

Ova preporuka se primenjuje pri izgradnji (projektovanje i gradnja) ME ili rekonstrukciji postojeće ME, u delu koji se odnosi na ispunjenje uslova za priključenje i izvođenje priključka na DS.

Nije predmet razmatranja ove preporuke:

- izgradnja same ME;
- upravljanje ME (ručno i/ili automatsko);
- ME sa isključivo izolovanim radom.

1.2 Ova preporuka je usaglašena sa važećim tehničkim propisima, priznatim svjetskim standardima iz ove oblasti i tehničkim preporukama, uz uvažavanje razvoja i primene savremenih tehničkih rešenja za ovu vrstu elektroenergetskih objekata.

### 1.3 Ova preporuka ima cilj da:

- utvrdi osnovne kriterijume za ocenu mogućnosti priključenja ME, s obzirom na karakteristike DS i vrstu, snagu i način rada ME;
- utvrdi standardne načine priključenja;
- odredi način i mesto merenja električne energije i snage;
- izvrši izbor vrste i karakteristika zaštitnih uređaja i rasklopnih aparata;
- utvrdi način kompenzacije reaktivne snage u ME;
- utvrdi postupak i redosled aktivnosti od prijavljivanja do priključenja ME na DS, sa neophodnom dokumentacijom i obrascima;
- utvrdi način i uslove za puštanje u rad ME i paralelan rad sa DS;
- utvrdi način vođenja pogona ME.

## 4.2. Termini i definicije

---

2.1 U ovoj preporuci se koriste termini i definicije prema Zakonu o energetici, Uredbi o uslovima isporuke električne energije, standardima SRPS N.A0.441:1986 i IEC 62271-200 kao i prema tehničkim preporukama.

2.2 Pojmovi koji se koriste u preporuci imaju sledeće značenje:

- 2.2.1 **Viši harmonik:** sinusna oscilacija čija je frekvencija višestruka celobrojna vrednost osnovne frekvencije.
- 2.2.2 **Generator:** rotirajući ili statički pretvarač primarne energije (voda, vetar, gas, sunce, biomasa itd.) u električnu energiju.
- 2.2.3 **Delovanje male elektrane na DS:** delovanje koje izaziva priključenje ME na postrojenja i korisnike distributivnog sistema (promene napona, pojava flikera, pojava viših harmonika, povećanje struje kratkog spoja itd.).
- 2.2.4 **Distributer:** energetski subjekat koji obavlja delatnost distribucije električne energije
- 2.2.5 **Distributivni sistem:** čini distributivna mreža niskog napona (do 1 kV), mreža srednjeg napona (35, 20 i 10 kV) i deo mreže visokog napona (110 kV), kao i drugi energetski objekti ili njihovi elementi, telekomunikacioni sistem, informacioni sistem i druga infrastruktura neophodna za funkcionisanje distributivnog sistema.
- 2.2.6 **Distributivna mreža:** obuhvata celokupnu mrežu na kojoj pravo korišćenja ima Distributer, kao i elemente elektroenergetskih objekata ili mreže visokog i srednjeg napona koji su u vlasništvu, odnosno na kojima pravo korišćenja imaju korisnici DS, odnosno preko kojih se fizički vrši distribucija električne energije u uobičajenom uklopnom stanju.
- 2.2.7 **Elektrana:** elektroenergetski objekat za proizvodnju električne energije.
- 2.2.8 **Elektroenergetski objekti korisnika:** vodovi, transformatorske stanice, razvodna postrojenja, instalacije, zaštitni i merni uređaji i drugi uređaji koji su u vlasništvu, odnosno na kojima pravo korišćenja imaju korisnici čiji su objekti priključeni na DS;
- 2.2.9 **Energetski subjekt:** pravno lice, odnosno preduzetnik, koje je upisano u registar za obavljanje jedne ili više energetskih delatnosti koje se odnose na električnu energiju;
- 2.2.10 **Zakon:** zakon kojim se uređuje oblast energetike;

- 2.2.11 **Isključenje:** radnja koju preuzima Distributer radi odvajanja postrojenja i instalacija korisnika od distributivne mreže;
- 2.2.12 **Ostrvski rad ME:** Nezavistan rad ME sa delom distributivnog sistema separatno od ostatka distributivnog sistema.
- 2.2.13 **Izolovani rad ME:** Rad ME koja nije povezana sa distributivnim sistemom.
- 2.2.14 **Kvar:** događaj koji nastaje na opremi i dovodi do prestanka normalnog izvršavanja funkcije opreme i ispada te opreme iz pogona;
- 2.2.15 **Korisnik distributivnog sistema:** fizičko ili pravno lice (proizvođač ili kupac) čiji je objekat priključen na DS, odnosno trgovac ili snabdevač električnom energijom kao energetski subjekt koji ima pravo pristupa DS radi prodaje električne energije kupcu ili kupovine električne energije od proizvođača;
- 2.2.16 **Kupac električne energije:** pravno ili fizičko lice koje kupuje električnu energiju za sopstvene potrebe i čiji je objekat priključen na DS;
- 2.2.17 **Mala elektrana (ME, mel)** isto kao **distribuirani izvor (DI):** postrojenje za proizvodnju električne energije ili za kombinovanu proizvodnju električne i toplotne energije, sa jednom ili više proizvodnih jedinica ukupne instalisane snage do 10 MW.
- 2.2.18 **Merno mesto:** mesto na kome se meri preuzeta odnosno predata električna energija i snaga;
- 2.2.19 **Mesto priključenja na distributivnu mrežu:** tačka u mreži u kojoj se priključuje objekat korisnika, koja se bira u zavisnosti od vrste korisnika (proizvodnja ili potrošnja), namene i obima potrošnje, vrste objekta koji se priključuje, vrste mreže na koju se objekat priključuje (nadzemna ili podzemna) i naponskog nivoa mreže na koju se objekat priključuje;
- 2.2.20 **Mesto primopredaje električne energije:** mesto na kome se električna energija isporučuje iz, odnosno preuzima u DS;
- 2.2.21 **Naznačene karakteristike:** numeričke vrednosti veličina (snaga, napon, struja, faktor snage, itd.) koje definišu rad generatora, energetskog transformatora ili voda u uslovima koji su utvrđeni u standardima i služe za ispitivanje i garanciju proizvođača opreme.
- 2.2.22 **Normalan pogon:** pogon pri kome nijedan element DS nije ispao iz pogona zbog kvara niti je preopterećen.
- 2.2.23 **Odobrenje za priključenje:** upravni akt koji, u skladu sa zakonom i drugim propisima, donosi Distributer i kojim se odobrava priključenje objekta kupca ili proizvođača na DS.
- 2.2.24 **Poremećeni pogon:** pogon pri kome nije zadovoljen bilo koji od uslova normalnog pogona;
- 2.2.25 **Prekid:** prekid isporuke (ili preuzimanja) električne energije korisniku distributivnog sistema (napon na mestu isporuke niži od 5 % nazivnog napona distributivne mreže  $U < 0,05 U_n^5$ )
- 2.2.26 **Prekidač:** rasklopni aparat koji uključuje, provodi i prekida struju u normalnim uslovima i pri kratkom spoju.

---

<sup>5</sup> Granica za prekid isporuke u skladu s MEST EN 50160 je 5 %  $U_n$ . Pošto je i u Crnoj Gori važeći MEST EN 50160 bilo bi dobro da se to izjednači. Za korisnike DS praktično je svejedno da li je upad napona na 1 % ili 5 % ili recimo 8 % nazivnog napona. Pa je zato u okviru EN 50160 standarda dogovoreno da se napon niži od 5 % nazivnog napona smatra prekidom isporuke

- 2.2.27 **Priključni vod ME:** električni vod kojim se vrši povezivanje **rasklopnog postrojenja ME** sa **mestom priključenja ME na DS**
- 2.2.28 **Proizvođač:** energetska subjekt, odnosno pravno lice ili preduzetnik čiji je objekat za proizvodnju električne energije priključen na DS;
- 2.2.29 **Rasklopni aparat:** aparat namenjen za uključivanje ili prekidanje struje.
- 2.2.30 **Rasklopna aparatura:** kombinacija jednog ili više rasklopnih aparata sa pripadajućom mernom, zaštitnom, signalnom i upravljačkom opremom, uključujući i međusobne veze i noseću konstrukciju.
- 2.2.31 **Rasklopno postrojenje u ME:** mesto u kome se vrši povezivanje ME sa mestom priključenja ME na DS
- 2.2.32 **Rastavljač:** mehanički rasklopni aparat, koji služi da vidno odvoji deo postrojenja koji nije pod naponom od dela postrojenja koji je pod naponom.
- 2.2.33 **Spojni prekidač:** prekidač koji je sastavni deo energetske opreme smeštene u rasklopnom postrojenju ME a namenjen je za električno odvajanje i spajanje ME sa DS
- 2.2.34 **Flikeri:** treperenje svetlosti sijalica i fluorescentnih cevi usled povremenih periodičnih osetnijih padova napona.
- 2.2.35 **Faktor harmonijske distorzije (THD):** koeficijent harmoničkog izobličenja talasnog oblika složenoperiodične veličine
- 2.2.36 **Preklopnik u rasklopnom postrojenju ME:** signalni preklopnik koji je isključivo pod nadzorom ODS i sa kojim ODS može isključiti ME iz DS. Osiguranje preklopnika (pod ključem isključivo ODS) analogno je osiguranju glavnih osigurača postrojenja korisnika DS.<sup>6</sup>
- 2.3 Skraćenice koje se koriste u Preporukama imaju sledeće značenje:
- ODS - Operator distributivnog sistema.
  - ET - Energetski transformator.
  - DS - Distributivni sistem.
  - ME - Mala elektrana.

### 4.3. Osnovni tehnički podaci o distributivnoj mreži (DS)

---

- 3.1 Nazivni naponi  $U_n$  distributivne mreže, na koju može da se priključi ME, su:  $U_n = 0,4 \text{ kV}$  (1 kV), 10 kV, 20 kV i 35 kV.

---

<sup>6</sup> Preklopnik u rasklopnom postrojenju ME – Preklopnik je novi element u rasklopnom postrojenju ME do kojeg ima pristup samo ODS. Sa stavljanjem preklopnika na poziciju „0“ ili „OFF“, uslovi za rad ME na DS nijesu više zadovoljeni i rasklopno postrojenje mora odmah da odvoji ME od DS. Sa stavljanjem preklopnika na poziciju „1“ ili „ON“, ODS dozvoljava da može investitor ili automatika ME ponovo sinhronizovati ME sa mrežom DS, ako su zadovoljeni i ostali kriterijumi zaštite (strujna, naponska, frekvencijska). Ako dođe do rada strujne zaštite kod ME, rasklopno postrojenje može biti napravljeno tako da redosledom preklapanja preklopnika „1“ → „0“ → „1“, ODS kvitira (resetuje) strujnu zaštitu i time omogućiti da investitor ili automatika ME ponovo sinhronizuje ME sa mrežom DS ako su zadovoljeni i ostali kriterijumi zaštite (naponska, frekvencijska)

- 3.2 Distributivne mreže 10 kV, 20 kV i 35 kV su radijalno napajane iz prenosnog sistema i uvođenjem ME one više nisu radijalno napajane.
- 3.3 Uzemljenja neutralnih tačaka distributivnih mreža 0,4 kV, 10 kV, 20 kV i 35 kV izvode se prema TP-6: "Uzemljenje neutralnih tačaka u elektrodistributivnim mrežama 110, 35, 20, 10 i 0,4 kV":
- Neutralna tačka mreže 0,4 kV (1 kV) je direktno uzemljena.
  - Neutralna tačka mreže 10 kV i 20 kV je izolovana ili uzemljena preko niskoomske impedanse.
  - Neutralna tačka mreže 35 kV je uzemljena preko niskoomske impedanse.
- 3.4 U distributivnim mrežama tipizirane su sledeće vrednosti maksimalnih dozvoljenih struja (snaga) trofaznih kratkih spojeva i struja zemljospoja:
- mreža 0,4 kV: 26 kA (18 MVA) u kablovskoj mreži i 16 kA (11 MVA) u nadzemnoj mreži;
  - mreža 10 kV: 14,5 kA (250 MVA);
  - mreža 20 kV: 14,5 kA (500 MVA);
  - mreža 35 kV: 12 kA (750 MVA).
- Nadležna PD ED će dati stvarne vrednosti struja (snaga) trofaznog kratkog spoja na mestu priključenja na DS pre priključenja ME. Ove vrednosti su merodavne za ocenu delovanja ME na DS i ispunjenja uslova (kriterijuma) za priključenje.
- 3.5 U distributivnim mrežama tipizirana vrednost struje jednofaznog zemljospoja u uzemljenim mrežama 10 kV, 20 kV i 35 kV je 300 A.  
U mreži 20 kV i 35 kV struja jednofaznog zemljospoja može da bude i veća od 300 A, najviše do 1000 A, pod uslovima datim u TP-6: "Uzemljenje neutralnih tačaka u elektrodistributivnim mrežama 110, 35, 20, 10 i 0,4 kV".
- 3.6 Vreme beznaponske pauze kod primene automatskog ponovnog uključenja (APU) u distributivnoj mreži 10 kV, 20 kV i 35 kV iznosi najmanje 1 s.

#### 4.4. Osnovni tehnički podaci o maloj elektrani (ME)

---

4.1 Ovom tehničkom preporukom su utvrđeni osnovni tehnički zahtevi koji treba da budu ispunjeni za priključenje ME instalisane aktivne snage do 10 MW na DS.

Broj i jedinična snaga sinhronih i asinhronih generatora u ME stvar je vlasnika elektrane i proizvođača generatora, ali se preporučuje da se za vrednosti naznačene prividne snage ( $S_{ng}$ ) generatora veće od 40 kVA odaberu iz standardnog niza:

$S_{ng} = 40 \text{ kVA}; 63 \text{ kVA}; 100 \text{ kVA}; 125 \text{ kVA}; 160 \text{ kVA}; 250 \text{ kVA}; 315 \text{ kVA}; 400 \text{ kVA}; 630 \text{ kVA}; 1000 \text{ kVA}; 1250 \text{ kVA}; 1600 \text{ kVA}; 2500 \text{ kVA}; 3150 \text{ kVA}; 4000 \text{ kVA}$  i 6300 kVA.

4.2 U zavisnosti od snage ME, načina rada i udaljenosti korisnika, naznačeni napon generatora  $U_{ng}$  može da bude:

$U_{ng} = 0,42 \text{ kV}; 3,15 \text{ kV}; 6,3 \text{ kV}$  i 10,5 kV.

Kada se naznačeni napon generatora razlikuje od vrednosti nazivnog napona mreže iz tačke 3.1 na koju se priključuje, vlasnik ME je dužan da primenom međutransformacije uskladi napone i fazne stavove generatora sa vrednostima nazivnih napona u DS.

4.3 Nominalna vrijednost frekvencije izlaznog napona je 50 Hz. Oblik talasa napona generatora treba da je sinusni (IEC 60034-1) s faktorom oblika (THD) boljim od 5 % pod dodatnim uslovom da time ne prouzrokuje preveliki THD negdje drugo u mreži.

4.4 U ME se koriste sledeće vrste generatora:

- sinhroni generatori;
- asinhroni generatori;
- izvori sa pretvaračima izlaznog napona naznačene frekvencije 50 Hz.

4.5 Jedna mala elektrana (ME, mel) ili distribuirani izvor (DI) može imati više različitih generatora (GEN, g) priključenih na DS preko jednog rasklopnog postrojenja.

## 4.5. Osnovni tehnički zahtevi za priključenje male elektrane na distributivni sistem

5.1 Na DS može da se priključi ME:

- koja ispunjava tehničke uslove koji su utvrđeni u tačkama 5.3 do 5.14 ove preporuke;
- koja je opremljena zaštitnim i drugim uređajima kojima se štite generatori i druga oprema ME od oštećenja i havarija zbog kvarova u DS;
- koja ispunjava uslove date u odobrenju za priključenje,

Svaki DI koji se priključuje na DS Crne Gore na bilo kojem naponskom nivou, mora obavezno da je u saglasnosti sa svim EU direktivama koje su za tu vrstu DI relevantne. Saglasnost s direktivama na NN nivou za jedinice, kod kojih je nazivna struja manja ili jednaka 16 A po fazi iskazuje se sa CE markicom koja je podržana s izjavom o saglasnosti s EU direktivama. Za sve ostale DI na NN nivou i za sve DI na SN nivou umjesto CE markice može biti druga tehnička dokumentacija, koju isto tako podržava izjava o saglasnosti s EU direktivama.

5.2 U odnosu na DS, ME može da poseduje opremu za:

- paralelan rad sa DS, sa stalnom ili povremenom predajom električne energije u DS, bez mogućnosti ostrvskog rada;
- kombinovani rad: paralelan ili izolovani.

Nije dozvoljeno ostrvsko napajanje dela DS iz ME.

5.3 Za priključenje i bezbedan paralelan rad ME sa DS, ME mora da zadovolji sledeće kriterijume:

- dozvoljenog odstupanja (promene, varijacije) napona,
- snage kratkog spoja,
- flikera,
- dozvoljenih struja viših harmonika,
- dozvoljenog napona viših harmonika,
- bezbedne sinhronizacije,
- maksimalno dozvoljenog injektiranja jednosmerne struje,
- naponske nesimetrije,
- reaktivne snage ME.

Kriterijum snage kratkog spoja se proverava samo za ME instalisane snage preko 1 MVA. U Prilogu Preporuke dati su primeri proračuna za ocenu navedena kriterijuma.

5.4 Najveće dozvoljeno odstupanje (**promena**, varijacija) **napona** ( $\Delta u_m$ ) na mestu priključenja na DS, u odnosu na vrednosti nazivnih napona iz tačke 3.1, u prelaznom režimu, pri uključenju na DS ili isključenju generatora iznosi:

Tabela 5.4: Dozvoljene varijacije napona

	Maksimalna odstupanje (promena) napona	Maksimalna učestanost odstupanje (promena) napona: jednom u
Niski napon	3 %	5 min.
Srednji napon	2 %	3 min.



Varijacije napona definišu se samo zbog mogućnosti uzrokovanja flikera u tranzientnim stanjima (zagon, sinhronizacija, ispad iz pune snage) generatora. Vrijednosti u tabeli odgovaraju jačini flikera  $P_{st} = 0,8$  po standardnoj tabeli za pravougaone promjene napona (vidi IEC/EN 61000-4-15 [15]). Za samu analizu naponskih prilika u mreži ove varijacije napona nijesu bitne!

Dozvoljeno odstupanje (promena) napona ( $\Delta u_m$ ) mogu biti procenjene preko sledeće formule:

$$\Delta u_m = k_{i,max} \cdot \frac{S_{ngm}}{S_{ks}} \quad (1)$$

đe je:

- $k_{max} = I_p/I_n$  - koeficijent određen količnikom maksimalne polazne struje  $I_p$  (struje uključjenja) i naznačene struje  $I_n$  generatora.
- $S_{ks}$  - snaga kratkog spoja u tački priključenja na DS
- $S_{ngm}$  - naznačena prividna snaga generatorske jedinice koja će biti priključena na DS

Vrednost koeficijenta  $k_{imax}$  je kod niskog napona značajan kod priključenja vetrogeneratora i dobija se na osnovu sprovedenih testova od strane proizvođača generatora u ovlašćenoj instituciji.

Za naponske nivoe 10, 20 i 35 kV, primenjuje se sledeća aproksimacija za faktor  $k_{j,max}$

- $k = 1$  za sinhronne generatore;
- $k = 1,5$  za asinhronne generatore sa finom regulacijom polazne struje do  $1,5 I_n$ ;
- $k = 4$  za asinhronne generatore priključene na distributivnu mrežu u granicama +/- 5% sinhronne brzine;
- $k = 8$  za asinhronne generatore pokrenute kao asinhroni motor preko mreže i slučajeve kada polazna struja nije data.

U procesima kontinualnog uključivanja više generatora ponaosob, može se prouzrokovati stanje prilikom koga se prevazilaze vrednosti date u Tabeli 5.4. Stoga, se generatori moraju priključivati pojedinačno u vremenskim intervalima prema Tabeli 5.4 za slučaj angažovanja maksimalne prividne snage posmatrane generatorske jedinice. Ovi vremenski intervali mogu biti i kraći (40 s za niski napon i 12 s za 10, 20 i 35 kV naponski nivo) pod uslovom da se angažuje maksimum 50 % prividne snage posmatrane generatorske jedinice.

Ukoliko je na distributivnu mrežu priključeno više ME ukupna vrednost dozvoljenog odstupanja (promena) napona ( $\Delta u_m$ ) prilikom simultanog uključivanja/isključivanja u bilo kojoj tački distributivne mreže, ne sme biti veća od 5 %.

U slučaju vetrogeneratora, pored kriterijuma koji uzima koeficijent  $k_{imax}$  neophodno je uzeti u razmatranje i kriterijum koji umesto pomenutog koeficijenta u istoj formuli uzima koeficijent promene napona  $k_{u(\psi)}$  đe  $\psi$  predstavlja fazni ugao impedanse distributivne mreže. Njega daje proizvođač vetrogeneratora za uglove od 30°, 50°, 70° i 85°. Ukoliko se proračunom utvrdi vrednost ugla  $\psi$  koja odstupa od ovih vrednosti onda se u tom slučaju uzima vrednost koeficijent  $k_{u(\psi)}$  dobijena linearnom aproksimacijom na osnovu vrednosti uglova  $\psi$  koje su najpribližnije datoj vrednosti i odgovarajućim vrednostima koeficijanta  $k_{u(\psi)}$ .

- 5.5 ME ukupne instalisane snage svih generatora  $S_{mer} = \sum S_{ng}$  može da se u pogledu varijacija napona (flikera) priključi na DS bez štetnog delovanja, ako ispunjava uslov:

$$S_{mel} = \sum S_{ng} \leq \frac{S_{ks}}{500} \quad (2)$$

Dakle, ako je  $S_{mel} \leq 0,2 \% S_{ks}$ , u tom slučaju nije bitan način (redosled) priključenja pojedinih generatora na DS, niti je potreban dokaz da su zadovoljeni kriterijumi koji su dati u tački 5.4.

5.6 Kriterijum **flikera** se ocenjuje pomoću faktora smetnji ( $A_{fs}$ ) ME, izazvanih flikrom dugog trajanja (preko dva sata) i prvenstveno ima značaj kod elektrana na vetar i solarnih elektrana.

ME sa  $n$  generatora ukupne instalisane snage:  $S_{mel} = \sum S_{ng}$  može da se priključi na DS ako je ispunjen uslov:

$$A_{it} = \left( c_{f_{mel}} \cdot \frac{S_{mel}}{S_{ks}} \right)^3 = \left( \frac{c_{f1}}{\sqrt{n}} \cdot \frac{S_{mel}}{S_{ks}} \right)^3 \leq 0,1. \quad (3)$$

$$P_{it} = c_{f_{mel}} \cdot \frac{S_{mel}}{S_{ks}} \leq 0,46. \quad (4)$$

đe je:

- $A_{it}$  - dugotrajni faktor smetnji prozrokovanih flikrima;
- $P_{it}$  - dugotrajni faktor brojnosti (emisije) flikera
- $S_{mel}$  - ukupna instalisana snaga ME, u [MVA];
- $S_{ng}$  - snaga jednog generatora, u [MVA];
- $S_{ks}$  - snaga trofaznog kratkog spoja (stvarna vrednost) na mestu priključenja na DS, u [MVA];
- $n$  - broj generatora u ME;
- $c_{f_{mel}}$  - koeficijent flikera ME sa "n" generatora;
- $c_{f1}$  - koeficijent flikera ME sa jednim generatorom.

Koeficijent flikera  $c_f$  označava osobinu ME da proizvodi flikere. Vrednost koeficijenta flikera  $c_f$  daje proizvođač ME, odnosno ovlašćena nezavisna institucija, posebno za svaki generator i elektranu kao celinu, na osnovu atesta o tipskom ispitivanju ME koja ima iste ili slične karakteristike kao ME koja se gradi. Nakon završene gradnje ME i priključenja na DS, mora merenjem da se potvrdi da koeficijenti flikera  $c_{f1}$  (pojedinačno za svaki generator) i  $c_{f_{mel}}$  (za celu ME) ne prelaze vrednosti koje su garantovane atestom o ispitivanju tipa. Merenje se vrši u realnim pogonskim uslovima, tako da se ne uzimaju u obzir prelazne pojave.

Kriterijum flikera je zadovoljen ako je  $c_f < 20$ . Ovaj uslov ispunjavaju generatori koje pokreću: vodena, parna ili gasna turbine. Kod elektrana na vetar je  $c_f > 20$ , a može da ima vrednost i do 40, pa je obavezan dokaz (atest) da ME zadovoljava kriterijum flikera dugog trajanja:  $A_{it} < 0,1$ , odnosno dokaz da priključenje ME na DS neće proizvesti štetno delovanje.

U slučaju vetrogeneratora, pored navedene formule koja definiše kriterijum dugotrajni faktor brojnosti (emisije) flikera kod projektiranja elektrane mora se izvršiti i provera ovog kriterijuma i prema sledećoj formuli:

$$P_{it} = \frac{8}{S_{ks}} \cdot \left( \sum_{i=1}^N N_{120i} \cdot (k_f \cdot S_{ng})^{3,2} \right)^{0,31}. \quad (5)$$

đe je:

- $N$  - broj generatora u okviru ME
- $N_{120i}$  - maksimalni broj prekidnih operacija  $i$  - te proizvodne jedinice u vremenskom intervalu od 120 min,
- $K_f$  - faktor brojnosti (emisije) flikera koji daje proizvođač vetrogeneratora za fazne uglove impedanse distributivne mreže od 30°, 50°, 70° i 85°.

5.7 Kriterijum dozvoljenih struja **viših harmonika** se proverava pomoću izraza:

$$I_{vhdoz} = I_{vhs,v,\mu} \cdot S_{ks} \quad (6)$$

đe je:

- $I_{vhdoz}$  - dozvoljena vrednost struje višeg harmonika na naponskom nivou generatora, u [A];
- $I_{vhs,v,\mu}$  - vrednost struje višeg harmonika/interharmonika koja je svedena na snagu kratkog spoja na mestu priključenja na DS, u [A/MVA];
- $S_{ks}$  - snaga trofaznog kratkog spoja (stvarna vrednost) na mestu priključenja na DS, u [MVA].

U Tabeli 5.7a date su vrednosti struja viših harmonika svedenih na snagu kratkog spoja na mestu priključenja na DS.

Tabela 5.7a: Dozvoljene struje v -tog harmonika i  $\mu$  -tog interharmonika svedenog na snagu kratkog spoja u tački priključenja ME na DS

Redni broj višeg harmonika [v]	[A / MVA]			
	Niski napon	10 kV	20 kV	35 kV
2	1,5	0,058	0,029	0,0163
3	4	/	/	/
4	0,47	0,019	0,009	0,005
5	1,5	0,058	0,029	0,0163
6	0,58	0,023	0,012	0,007
7	2	0,082	0,041	0,0231
8	0,2	0,008	0,004	0,002
9	0,7	/	/	/
10	0,36	0,014	0,007	0,004
11	1,3	0,052	0,026	0,0146
12	0,27	0,011	0,005	0,002
13	1	0,038	0,019	0,0111
14	0,17	0,007	0,003	0,002
16	0,15	0,006	0,003	0,002
17	0,55	0,022	0,011	0,006
18	0,12	0,005	0,002	0,001
19	0,45	0,018	0,009	0,0051
23	0,3	0,012	0,006	0,0034
25	0,25	0,010	0,005	0,0026
25 < v < 40*	0,25 • 25/v	0,01 • 25/v	0,005 • 25/v	0,0026 • 25/v
v = paran 18 < v	1,5/v	0,06/v	0,03/v	0,0171/v
$\mu$ < 40	1,5/v	0,06/ $\mu$	0,03/ $\mu$	0,0171/ $\mu$
$\mu$ > 40**	4,5/v	0,18/ $\mu$	0,09/ $\mu$	0,0514/ $\mu$

\* neparan broj harmonika,

\*\* za opseg modulacije pri frekvenciji od 200 Hz. Mereno u skladu sa EN 61000-4-7, Annex B

Ukoliko je nekoliko ME ili generatora priključeno na DS u istoj tački priključenja primenjuje se sledeća formula:

$$I_{vhdoz} = I_{vhs,v,\mu} \cdot S_{ks} \cdot \frac{S_i}{S_{gsum}} \quad (7)$$

đe je:

$S_i$  - posmatrana ME/generator na mestu priključenja

$$S_{gsum} = \sum_{i=1}^n S_i - \text{suma svih ME/generatora na mestu priključenja}$$

Ukoliko je na nekoliko mesta u SN mreži došlo do priključenja ME, dozvoljena vrednost struja viših harmonika se izračunava prema formulama:

$$\text{za } v < 13, I_{vhdoz} = i_{vhs,v,\mu} \cdot S_{ks} \cdot \frac{S_{gsum}}{S_{net}} \quad (8)$$

$$\text{za } v > 13, I_{vhdoz} = i_{vhs,v,\mu} \cdot S_{ks} \cdot \sqrt{\frac{S_{gsum}}{S_{net}}} \quad (9)$$

đe je:

- $S_{net}$  - prividna snaga transformatora u TS distributera preko koga se vrši isporuka električne energije od strane svih ME/generatora

Kriterijum dozvoljenih vrednosti **napona viših harmonika** se proverava prema tabeli 5.7b:

Tabela 5.7b: Dozvoljeni naponi  $v$ -tog harmonika i  $\mu$ -tog interharmonika u tački priključenja ME na DS

Redni broj višeg harmonika [ $v$ ]	Dozvoljen vrednosti napona viših harmonika za 10,20 i 35 kV mrežu (%)
5	0,5
7	1
11	1
13	0,85
17	0,65
19	0,6
23	0,5
25	0,4
$25 < v < 40^*$	0,4
$v = \text{paran}$	0,1
$\mu < 40$	0,1
$v,\mu > 40^{**}$	0,3

Ukoliko nisu ispunjeni prethodno navedeni kriterijumi, vlasnik ME treba da obezbedi atest o tipskom ispitivanju nekog drugog generatora koji ispunjava prethodno navedene kriterijume i koji ima iste ili slične karakteristike kao generator koji će se ugradi u ME, ili da preduzme posebne zaštitne mere, kao na primer:

- ugradnja filtra za odgovarajući red višeg harmonika;
- priključenje ME u tački sa većom vrednošću snage kratkog spoja (priključenje na viši naponski nivo itd.).

Kod ME sa frekventnim pretvaračima treba ispitati i štetno delovanje ME na MTK uređaje te na uređaje PLC sistema sa stanovišta viših harmonika.

5.8 Ako se zbog priključenja ME poveća **snaga** (struja) **trofaznog kratkog spoja** iznad vrednosti za koju je dimenzionisana oprema u DS, treba da se primeni jedna ili više sledećih mera:

- ograničenje struja kratkog spoja u ME;
- zamena rasklopnih aparata i/ili druge opreme koja ne ispunjava zahteve s obzirom na snage (struje) kratkog spoja;
- promena mesta priključenja na DS, promena parametara priključnog voda itd.

ME instalisane snage do 1 MVA ne mogu da znatnije povećaju snagu kratkog spoja u DS, pa je provera kriterijuma snage kratkog spoja obavezna samo ako snaga ME prelazi 1 MVA.

5.9 Opseg dozvoljenih vrednosti napona u stacionarnom režimu na mestu priključenja dat je u tabeli:

Tabela 5.9. Opseg dozvoljenih vrednosti napona u stacionarnom režimu<sup>7</sup>

Nazivni napon mreže (kV)	Minimalni napon u normalnom pogonu (kV)	Minimalni napon u poremećenom pogonu (kV)	Maksimalni napon u normalnom pogonu (kV)
35	31,5	31,5	38
20	19	18	21,4
10	9,5	9	10,7

U okviru normalnog pogona DS, veličina napona u bilo kojoj tački distributivne sredjenaponske mreže, prouzrokovana od strane svih ME koje su priključene ne sme izaći izvan granica definisanih prethodnom tabelom.

Ukoliko nije moguće izvršiti proračune tokova snaga i naponskih prilika za minimalni i maksimalni radni režim u DS, provera ovog kriterijuma se vrši po sledećoj formuli:

za režim u kojem ME troši reaktivnu snagu iz mreže ( $\cos \varphi_{\text{ind}}$ )

$$\Delta u_{aV} = \frac{S_{A\text{max}} \cdot (R_{kV} \cdot \cos|\varphi| - X_{kV} \cdot \sin|\varphi|)}{U^2} \quad (10)$$

za režim u kojem ME injektira reaktivnu snagu u mrežu ( $\cos \varphi_{\text{caD}}$ )

$$\Delta u_{aV} = \frac{S_{A\text{max}} \cdot (R_{kV} \cdot \cos|\varphi| + X_{kV} \cdot \sin|\varphi|)}{U^2} \quad (11)$$

đe je:

- $S_{A\text{max}}$  - maksimalna vrednost prividne snage ME
- $R_{kV}$ ,  $X_{kV}$  - ekvivalentni parametri distributivne mreže
- $\varphi$  - fazni ugao napona i struje ME

Ako se za mrežnu analizu kod priključivanja DI na DS upotrijebi kompjuterski proračun uz pomoć detaljnoga modela mreže DS, onda proračun uz pomoć jednačina (10) i (11) nije potreban.

5.10 Ugradnjom odgovarajućih zaštitnih i drugih tehničkih uređaja u ME, treba obezbediti da priključenje ME na DS bude izvršeno samo ako je na svim faznim provodnicima prisutan napon mreže. Za priključenje se koristi spojni prekidač u rasklopnom postrojenju ME (tačka 6.6) ili izuzetno generatorski prekidač kod ME sa jednim generatorom snage do 63 kVA, pod uslovom da je to rešenje usaglašeno sa nadležnom ED pri izdavanju odobrenja za priključenje ME na DS.

<sup>7</sup> Pravila o radu DS - poglavlje Planiranje razvoja DS

Za priključenje sinhronog generatora na DS, potreban je uređaj koji treba da zadovolji sledeće **uslove sinhronizacije**:

Tabela 5.10. Uslovi sinhronizacije

Ukupna snaga generatora (kVA)	Razlika frekvencija ( $\Delta f$ , Hz)	Razlika napona ( $\Delta V$ , %)	Razlika faznog ugla ( $\Delta \varphi$ , °)
0-500	0,3	10	20
500-1500	0,2	5	15
>1500	0,1	3	10

Sinhronizacija se vrši na generatorskom prekidaču ili / i na prekidaču na rastavnom mestu, ako je DI namjenjen i brezprekidnom napajanju opterećenja unutar mreže potrošača u primjeru nestanka napona sa strane DS.

- 5.11 Za priključenje asinhronog generatora na DS, koji se pokreće pomoću pogonskog agregata, potreban je uređaj koji obezbeđuje da se priključenje izvede između 95 % i 105 % od sinhronog broja obrtaja, bez napona.
- 5.12 Kod samopobudnih asinhronih generatora treba da se ispune svi uslovi koji su predviđeni za sinhronne generatore, tačka 5.10.
- 5.13 Kod ME koje se priključuju na DS preko invertora **jednosmerna komponenta** injektirane struje u distributivnu mrežu ne sme biti veća od 0,5 % od naznačene struje invertora (12). Za NN mrežu dodatni uslov je da jednosmjerna komponenta injektiranja u distributivnu mrežu ne smije biti veća od 1000 mA (12 i 13).

$$I_{DC\ mel} \leq 0,5 \% I_{n\ mel} \quad (12)$$

$$I_{DC\ mel\ NN} \leq 1000\ mA \quad (13)$$

- 5.14 U pogledu **naponske nesimetrije u NN mreži**, ME se može priključiti monofazno (jednofazno) (L-N) na niskonaponsku mrežu s maksimalnom snagom do 3,7 kW<sup>8</sup>. ME snage veće od 3,7 kW na NN mrežu DS uvijek se priključuju trofazno. Ako je dozvoljena snaga ME veća od 11 kW, nesimetrija snage u bilo koje vrijeme između bilo kojih dviju faza ne smije biti veća od 4,6 kW. Projektantu se savjetuje da kod projektovanja daje prednost varijantama s manjim brojem većih trofaznih jedinica pred većim brojem manjih, po mogućnosti jednofaznih jedinica. To je problem naročito kod fotovoltaičnih ME s inverterima. Veće trofazne jedinice, naime, lakše održavaju kvalitet napona u granicama propisanim ovom Preporukom.

Priključenje na SN mrežu DS uvijek je trofazno.

<sup>8</sup> **3,7 kW** je nazivna snaga 16 A osigurača u 230 V mreži. To je bitno zbog klasifikacije potrošača i **CE** markice za sve potrošače koji imaju nazivnu struju manju ili jednaku 16 A po fazi.

## 4.6. Osnovni tehnički zahtevi za izvođenje priključka ME

---

6.1 ME se povezuje sa DS samo preko jednog priključka. Priključak ME je monofazni ili trofazni.

6.2 ME se može priključiti jednofazno (L1-N) na niskonaponsku mrežu s maksimalnom snagom do 3,7 kW. ME snage veće od 3,7 kW na NN mrežu DS uvijek se priključuju trofazno.

6.3 Priključak ME se dimenzioniše i izvodi prema nazivnom naponu mreže i maksimalnom jednovremenom opterećenju ME.

6.4 Priključak ME se sastoji od:

- priključnog voda, tačka 6.5;
- rasklopnih aparata i druge opreme u rasklopnom postrojenju ME, tačka 6.6;
- rasklopnih aparata i druge opreme na mestu priključenja na DS, tačka 6.7;
- opreme i uređaja za merno mesto, poglavlje 7.

6.5 Priključni vod može da bude kablovski ili nadzemni.

Izbor tipa kabla, polaganje, spajanje i dozvoljeno strujno opterećenje kablovskog voda vrši se prema TP-3.

- Tip NN kabla: PP00-ASJ ili XP00-ASJ ili odgovarajući ekvivalent.
- Tip SN kabla: XHE 49-A ili odgovarajući ekvivalent.
- SN kabl tipa XHE 49-A koristi se i za izvođenje kablovskog priključka SN rasklopnog postrojenja na nadzemni priključni vod sa alučeličnim ili slaboizolovanim provodnicima.

Izbor vrste (tipa) nadzemnog voda, montaža, spajanje i dozvoljeno strujno opterećenje nadzemnog voda vrši se prema TP-8, TP-10 i TP-14.

Za izvođenje nadzemnog NN priključka koristi se isključivo NN SKS tipa X00/O-A ili odgovarajući ekvivalent.

Za izvođenje nadzemnog SN priključka može da se koristi:

- SN SKS tipa XHE 48/O-A ili odgovarajući ekvivalent;
- SN nadzemni vod izveden alučeličnim provodnicima;
- SN nadzemni vod izveden slaboizolovanim provodnicima.

6.6 Rasklopni aparati, merna, zaštitna i druga oprema u rasklopnom postrojenju ME su elementi rasklopne aparature u izvodnom polju (ćeliji) priključnog voda u objektu ME.

Glavni elementi ovog dela rasklopne aparature su:

- prekidač (spojni prekidač);
- merni transformatori za zaštitu, kao i za merenje predate i primljene električne energije ako je predviđeno merenje u ME.



Ova oprema mora u svakom momentu da bude pristupačna za ovlašćenog predstavnika nadležne ED.

Prekidač (spojni prekidač) služi za:

- spajanje (povezivanje) ME sa DS;
- automatsko odvajanje ME od DS zbog kvarova i poremećaja u DS (kratak spoj, zemljospoj, promena napona i/ili promena frekvencije), delovanjem sistemske zaštite (tačka 8.2) ili zaštite priključnog voda (tačka 8.3);
- odvajanje ME od DS zbog izvođenja radova, remonata, prelaska na izolovani rad ME itd.

Tehničke karakteristike SN prekidača (MEST IEC 60265):

- Vrsta prekidača i sredstvo za gašenje električnog luka: vakuumski ili SF6.
- Naznačena struja: najmanje 630 A.
- Naznačena simetrična struja (snaga) prekidanja:
  - prekidač 10 kV: najmanje 20 kA (350 MVA);
  - prekidač 20 kV: najmanje 20 kA (700 MVA);
  - prekidač 35 kV: najmanje 25 kA (1500 MVA).

Tehničke karakteristike NN prekidača su definisane (MEST IEC 947-2):

- Naznačeni napon: 400 V.
- Naznačena trajna struja:
  - 250 A za snagu ME do 100 kVA;
  - 500 A za snagu ME 160 kVA ili 250 kVA;
  - 800 A za snagu ME 400 kVA.
- Okidači:
  - naponski: za automatsko odvajanje rasklopne aparature ME od DS delovanjem sistemske zaštite u ME, tačka 8.2;
  - strujni: kratkospojni (elektromagnetni) i termički, kao zaštita NN priključnog voda, tačka 8.3.

Merni transformatori (MEST IEC 60044-1):

Tehničke karakteristike SN strujnih transformatora:

- Naznačeni odnos transformacije:
  - naznačena struja primarnog jezgra: prema snazi ME;
  - naznačena struja sekundarnog jezgra: 5 A.
- Opterećenje:
- I merni namotaj: snaga 15 VA, klasa 0,5 Fs = 5;
- II zaštitni namotaj: snaga 15 VA, klasa 5P 10.

Tehničke karakteristike NN strujnih transformatora:

- Naznačeni napon: 400 V.
- Naznačeni odnos transformacije:
  - naznačena struja primarnog jezgra: prema snazi ME;
  - naznačena struja sekundarnog jezgra: 5 A.
- Opterećenje: snaga 15 VA, klasa 0,5 Fs = 5;
- Naznačeni prenosni odnos:  $\frac{10(20, 35)}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{3} \text{ kV}.$

- Opterećenje:
    - Tehničke karakteristike SN naponskih transformatora (MEST IEC 60044-2):
    - I merni namotaj: snaga 20 VA, klasa 0,5;
    - II zaštitni namotaj (za uzemljenu mrežu): snaga 90 VA, klasa 1/3P.
- 6.7 Rasklopni aparati, merna, zaštitna i druga oprema koji čine priključak na mestu priključenja na DS su elementi rasklopne aparature u distributivnoj TS u izvodnom polju (ćeliji) priključnog voda za ME ili na mreži ED.
- Ako se priključak ME na SN mrežu ED izvodi preko sabirnica "X" kV u distributivnoj TS 110/X kV ili TS 35/ X kV (sl.13.4), ili RP X kV (X = 35 kV, 20 kV, 10 kV), postojećeg, kao i RP koje se formira za potrebe priključenja, sadržaj i karakteristike opreme u izvodnoj ćeliji za ME (prekidač, zaštitni uređaji itd.) su isti kao i za druge izvodne ćelije u TS, s tim što se u izvodnoj ćeliji za ME nalazi i merno mesto, tako da se merni uređaji biraju prema poglavlju 7, a merni transformatori prema tački 6.3. Merna grupa (merni slog), tačka 7.4, montira se u odeljak za niskonaponsku opremu izvodne ćelije rasklopne aparature (TP-12).
  - Ako se priključak ME na SN mrežu ED izvodi preko sabirnica 10(20) kV u distributivnoj TS 10(20)/0,4 kV (sl.13.3), izvodna ćelija 10(20) kV za ME je sastavni deo prefabrikovanog SF6 rasklopnog bloka u kome tropoložajni rasklopni aparat objedinjuje funkciju sklopke-rastavljača i zemljospojnika (TP-1a).
  - Ako se priključak ME na NN mrežu ED izvodi preko sabirnica 0,4 kV u distributivnoj TS 10(20)/0,4 kV (sl.13.1), ili preko razvodnog ormana u NN mreži, izvodno polje za ME se oprema visokoučinskim osiguračima, ili sklopkom-rastavljačem sa visokoučinskim osiguračima, ili sa prekidačem.
  - Izuzetno, nadležna ED može da odobri da se ME direktno (kruto) priključi na SN ili NN mrežu ED, i to:
    - na mrežu 10 kV ili 20 kV: ME instalisane snage do 160 kVA, pod uslovom da se priključak na nadzemnu mrežu 10 kV (20 kV) izvede preko sklopke-rastavljača na stubu (TP-2b), sl.13.2.
    - na NN mrežu ED: ME instalisane snage do 63 kVA, ako dužina priključnog NN voda ne prelazi 100 m.

## 4.7. Tehnički zahtevi za merno mesto

---

7.1 Kada se ME priključuje na SN mrežu ED, merno mesto se nalazi:

- u elektroenergetskom objektu mreže ED, ako se priključak na mrežu ED izvodi prema tački 6.7.;
- u elektroenergetskom objektu mreže ED, ako se priključak na mrežu ED izvodi prema tački 6.7., ali nadležna ED može za ME instalisane snage do 250 kVA da odobri da merno mesto bude u objektu ME;
- u objektu ME (na mestu priključenja ME) ako se priključak na SN mrežu ED izvodi prema tački 6.7.
- ako se ME priključuje direktno na NN mrežu ED prema tački 6.7., merno mesto je u objektu ME.

7.2 U zavisnosti od snage ME i naponskog nivoa na kom se priključuje na distributivnu mrežu, za merenje proizvedene i isporučene električne energije iz ME i/ili preuzete električne energije iz distributivne mreže za sopstvene potrebe ME, upotrebljavljaju se:

- jednofazna (dvožično priključenje) ili trofazna trosistemska (četvorožično priključenje) višefunkcijska elektronska (statička) brojila za direktno merenje na niskom naponu
- trofazna trosistemska (četvorožično priključenje) višefunkcijska elektronska (statička) brojila brojila za poluindirektno merenje na niskom naponu
- trofazna trosistemska (četvorožično priključenje) višefunkcijska elektronska (statička) brojila za indirektno merenje na naponskom nivou 10 kV, 20 kV, 35 kV

7.3 Brojila, uređaji za tarifiranje i merni transformatori moraju da:

- su klase tačnosti u skladu sa metrološkim uslovima;
- imaju atest o tipskom ispitivanju ovlašćene nezavisne institucije kao i da su komadno ispitani i podešeni (žig o baždarenju).

7.4 Osnovne tehničke karakteristike i funkcionalni zahtevi višefunkcijskog elektronskog (statičkog) brojila su:

- merenje aktivne i reaktivne energije u dva smera, maksimalne aktivne srednje 15-minutne snage u dva smera ( A+, A -, R+, R -,P+,P-,Q+,Q- )
- tarifni registri obračunskih veličina su zasebni, bez međusobnog uticaja
- upravljanje tarifnim registrima realizuje se pomoću uređaja integrisanog u brojilu.
- naznačeni napon kod direktnog i poluindirektnog merenja: 1h230 V; 3x230/400 V;
- naznačeni napon kod indirektnog merenja: 3x100/58 V;
- naznačena - maksimalna struja za direktno merenje: 5(60) A;
- naznačena - maksimalna struja za poluindirektno i indirektno merenje: 5(6) A;

Klase tačnosti brojila - merne grupe date su u tabeli Tab. 4.1.

Tab. 4.1: Klase tačnosti brojila - merne grupe

Klasa tačnosti brojila

	Merenje aktivne energije	Merenje reaktivne energije	Merenje snage
Direktno merenje aktivne energije, reaktivne energije i vršnog opterećenja	1,0	3,0	1,0
Poluindirektno i indirektno merenje aktivne energije, reaktivne energije i vršnog opterećenja (godišnji protok aktivne energije do 10 GWh)	0,5	3,0	0,5
Indirektno merenje aktivne energije, reaktivne energije i vršnog opterećenja (godišnji protok aktivne energije preko 10 GWh)	0,2	3,0	0,2

- broj tarifa: u skladu sa važećim tarifnim sistemom;
- prikaz veličina: merene i registrovane veličine prikazuju se ciklično, na LC displeju, u formi OBIS kodova, sa adekvatnim brojem celih i decimalnih mesta;
- impulsni izlazi: brojilo mora da ima minimalno četiri impulsna izlaza. Obavezno je da dva budu optička (preko LED diode), a ostali električni;
- maksimalna snaga: brojila mere, registruju i prikazuju, prema zahtevima određenim tarifnim sistemom, maksimalnu aktivnu srednju snagu u okvirima; klase tačnosti u oba smera i u obe tarife.
- aktivna energija: brojila mere, registruju i prikazuju aktivnu energiju u okvirima klase tačnosti u oba smera i u obe tarife.
- reaktivna energija: brojila mere, registruju i prikazuju reaktivnu energiju u sva četiri kvadranta, u okvirima klase tačnosti u oba smera i u obe tarife.
- merenje struje: brojila mere i prikazuju struje po svakoj fazi, bez obaveze da to bude u klasi tačnosti.
- prisustvo faza: brojilo ima prikaz prisustva faznog napona na priključenim provodnicima.
- trenutna tarifa: brojilo ima kontinuirani prikaz trenutno aktivnog tarifnog registra, bez obzira koji je način njegovog prikaza.
- integritet merenja: brojila imaju realizovanu funkciju evidentiranja i pamćenja narušavanja integriteta merenja (otvaranje poklopca priključnice, promene u napajanju, izmenu parametara i sl.)
- zaptivenost kućišta: prema IEC 529, IP52.
- brojilo omogućuje registrovanje profila opterećenja u intervalima od 15 min. Za period do 60 dana za aktivnu i za reaktivnu 15-minutnu srednju snagu.
- mereni podaci: aktivna energija, reaktivna energija, maksimalna aktivna srednja 15-minutna snaga, u oba smera, čuvaju se u periodu ne kraćem od 12 obračunskih perioda, po pravilu 12 meseci. Kada započne novi ciklus, mora biti obezbeđen prostor za novi memorijski blok, tako da briše prvi-najstariji u nizu registra.
- upravljanje tarifnim registrima realizuje se pomoću uređaja integrisanog u brojilu.

## 7.5 Komunikacija

Merni uređaji moraju posedovati mogućnost dvosmerne komunikacije. Komunikacija treba da omogući lokalnu i eksternu komunikaciju između brojila i različitih uređaja (ručni terminali, komunikatori, registratori, koncentratori podataka itd.).

### 7.5.1 Lokalna komunikacija

Lokalna komunikacija treba da je realizovana kao:

Tab. 4.2: Način realizacije lokalne komunikacije

Optički interfejs:	IR port	Protokol definiše ODS u postupku izdavanju Rešenja o odobrenju za priključenje
Električni interfejs:	RS485	Protokol definiše ODS u postupku izdavanju Rešenja o odobrenju za priključenje

Terminali za povezivanje električnog komunikacionog interfejsa sa interfejsima drugih uređaja treba da budu izvedeni posebnim konektorom smeštenim u priključnici brojila.

Električni interfejs je pasivan, odnosno izvor napona treba da se nalazi u komunikacionim uređajima koji se povezuju sa brojilom.

### 7.5.2 Eksterna komunikacija

Ukoliko merni uređaji imaju realizovanu eksternu komunikaciju, tada ona mora biti izvedena modularno, tako što je odgovarajući modul ugrađen u brojilo (interni modul). Isto se može ostvariti i preko realizovanog interfejsa (RS 485) i ugradnjom modema DLC (opciono i drugih komunikatora) za komunikaciju. Moduli za eksternu komunikaciju, ako ih ima, mora da koriste komunikacioni protokol koji definiše ODS u postupku izdavanju Rešenja o odobrenju za priključenje.

7.6 Tehničke karakteristike mernih transformatora date su u tački 6.6.. U sekundarna kola mernih transformatora ne sme da bude priključen ni jedan instrument ili uređaj, osim brojila.

### 7.7 Daljinsko očitavanje

Brojila moraju biti pripremljena za daljinsko očitavanje. Podaci sa brojila se daljinski očitavaju i prikupljaju u Centru. Za prenos podataka od brojila do Centra koristi se prenosni put koji definiše ODS. U Centru je omogućen nadzor – daljinsko očitavanje potrošnje za obračun, daljinsko očitavanje merenih veličina na zahtev bilo kada u toku dana, praćenje opterećenja, praćenje događaja na mernom mestu, memorisanje izmerenih veličina u bazu podataka, pregled očitanih podataka, izrada potrebnih izveštaja, izdavanje računa itd.

7.8 Posebni zahtevi za izvođenje mernog mesta za poluindirektno merenje u objektu ME:

Ako se ME priključuje direktno na NN mrežu ED, mesto merenja se nalazi u objektu ME kao deo rasklopne aparature u okviru izvodnog polja (ćelije) priključnog NN voda. U tom slučaju:

- Brojila se priključuju preko NN strujnih mernih transformatora. Brojila i strujni merni transformatori se montiraju u merno razvodni orman (MRO), koji se sastoji od priključnog i mernog prostora.
- MRO se montira u zid ili na zid, postavljen na pristupačnom i osvetljenom mestu. Kućište MRO-a izrađuje se od čeličnog lima debljine 1,5 mm, aluminijuma ili nekog sintetičkog materijala koji ima potrebnu mehaničku čvrstoću.
- Na vratima MRO-a, u visini LC displeja brojila, nalazi se otvor sa providnim (sigurnosnim) staklom za očitavanje brojila.

Sadržaj opreme u priključnom (donjem) prostoru MRO-a:

- tri strujna transformatora, čije karakteristike su date u tački 6.6.;
- tri prekidača naznačene struje 6 A za naponska kola brojila;
- redne stezaljke za provodnike preseka 16 mm<sup>2</sup>.

Priključni prostor MRO-a mora da ima poseban poklopac od čeličnog lima debljine 1,5 mm, sa mogućnošću plombiranja na dva dijagonalna zavrtnja, tako da je pristup strujnim transformatorima i ostaloj opremi unutar priključnog prostora moguć samo posle demontaže poklopca.

Ako se ME priključuje na SN distributivnu mrežu, merna oprema za indirektno merenje (brojilo i merni transformatori) montiraju se na način definisan u tački 6.7

7.9 Ako se merno mesto nalazi u objektu ME, nadležna ED ima pravo na nadoknadu troškova zbog gubitaka električne energije u priključnom vodu između mesta merenja i tačke napajanja mreže ED. Količina izgubljene električne energije proračunava se i sporazumno utvrđuje na osnovu maksimalne srednje snage koju ME predaje u mrežu ED i parametara priključnog voda (dužina, tip i presek voda).

## 4.8. Zaštita generatora i priključnog voda male elektrane

8.1 Ovom tačkom se utvrđuju osnovni zahtevi za izbor uređaja za zaštitu generatora i elemenata rasklopne aparature ME od mogućih havarija i oštećenja usled kvarova i poremećaja u DS (kratak spoj, zemljospoj, promena napona i/ili promena frekvencije), u uslovima paralelnog rada.

Obuhvaćene su sledeće zaštite:

- sistemska zaštita, tačka 8.2;
- zaštita priključnog voda, tačka 8.3.

Delovanjem ovih zaštita, mora na spojnom prekidaču da se automatski prekine paralelan rad generatora sa DS.

Ako ME ima mogućnost rada izolovanoga od DS a razlog rada zaštite na rastavnom mjestu bili su  $U <$ ,  $U >$ ,  $f <$  ili  $f >$  uslovi, tada se na rastavnom mjestu ME odvoji od DS i može (po želji investitora) početi raditi izolovano od DS-a. Nakon ponovnog postizanja  $U$  i  $f$  zaštitnih uslova za ponovni rad ME u DS na rasklopnom mjestu, po želji investitora, ME se može resinhronizovati u DS bilo na rastavnom mjestu ili na generatorskome prekidaču, u zavisnosti od toga u kojem je stanju generator (su generatori) u ME.

**Automatski restart** DI nakon rada  $U$  ili  $f$  zaštite ne smije da se uradi prije:

- 3 minute kod rotirajućih strojeva i
- 20 sekundi kod invertorskih sustava.

Sve to vrijeme nijedna zaštita DI ne smije biti aktivna ili se aktivirati.

Ako je bio razlog rada zaštite strujni ( $I >$  ili  $I >>$ ), onda generator u kvaru mora početi havarijsko zaustavljanje. Nakon toga ponovni rad ME na DS mora biti blokiran do intervencije ODS.

Ovom preporukom nisu obuhvaćene sledeće zaštite:

- zaštita od unutrašnjih kvarova generatora;
- zaštita turbine;
- zaštita energetskih transformatora u ME;
- zaštita od atmosferskih prenapona u ME;
- zaštita od kvarova (kratak spoj, zemljospoj) na elementima rasklopne aparature i uelektričnim instalacijama male elektrane.

8.2 Sistemska zaštita se sastoji od:

- naponske zaštite, koja reaguje na poremećaj ravnoteže između proizvodnje i potrošnje reaktivne energije;
- frekventne zaštite, koja reaguje na poremećaj ravnoteže između proizvodnje i potrošnje aktivne energije.

Naponska zaštita se sastoji od:

- nadnaponske zaštite ( $U >$ ) koju čini trofazni (ili jednofazni za monofazna postrojenja) naponski rele najmanjeg opsega podešavanja (0,9 - 1,2)  $U_{ng}$ , koja reaguje sa vremenskom zadržkom najmanjeg opsega podešavanja (0,2 - 3) s;
- podnaponske zaštite ( $U <$ ) koju čini trofazni (ili jednofazni za monofazna postrojenja) naponski rele najmanjeg opsega podešavanja (1,0 - 0,7)  $U_{ng}$ , koja reaguje sa vremenskom zadržkom najmanjeg opsega podešavanja (0,2 - 3) s.

Frekventna zaštita se sastoji od:

- nadfrekventne zaštite ( $f >$ ) koju čini monofazni frekventni rele najmanjeg opsega podešavanja (49 - 52) Hz, koja reaguje sa vremenskom zadržskom najmanjeg opsega podešavanja (0,2 - 3) s;
- podfrekventne zaštite ( $f <$ ) koju čini monofazni frekventni rele najmanjeg opsega podešavanja (51 - 48) Hz, koja reaguje sa vremenskom zadržskom najmanjeg opsega podešavanja (0,2 - 3) s.

Frekventni rele treba da bude sa funkcijom brzine promene frekvencije u intervalu 10 mHz.

Obe zaštite mogu da budu realizovane preko jednog uređaja (relea) koji ispunjava prethodne zahteve ( $f >$  i  $f <$ ).

Frekventna zaštita može da se realizuje i tako da se ova funkcija integriše sa nekom drugom zaštitom ili funkcijom, na primer: sa zaštitom priključnog voda, u okviru funkcije upravljanja invertora kod generatora koji su priključeni preko invertora itd.

### 8.3 Zaštita priključnog voda:

- Zaštita SN priključnog voda je prekostrujna i zemljospojna, izvedena prema TP-4a1.
- Zaštita SN priključnog voda u ME je prekostrujna i izvodi se prema tački 8.3.,
- Zaštita SN priključnog voda u rasklopnom postrojenju DS je prekostrujna (tačka 8.3.) i zemljospojna (tačka 8.3.), ako se priključak izvodi prema tački 6.4..
- Prekostrujna zaštita je trofazna maksimalna strujna vremenski nezavisna zaštita, koja reaguje:
- sa vremenskom zadržskom pri strujnim opterećenjima koja prelaze vrednosti dozvoljenih strujnih opterećenja priključnog voda (TP-14a) - prekostrujna zaštita  $I >$ ;
- trenutno pri bliskim kratkim spojevima - kratkospojna zaštita  $I > >$ .
- Merni relei prekostrujne zaštite su za naznačenu struju 5 A i za najmanji opseg podešavanja:
- (3 - 9) A za prekostrujnu zaštitu  $I >$ ;
- (20 - 50) A za kratkospojnu zaštitu  $I > >$ .
- Najmanji opseg podešavanja vremenske zadržske prekostrujne zaštite  $I >$  treba da bude (0,2 - 3) s.

Zemljospojna zaštita je homopolarna zaštita, čije izvođenje zavisi od načina uzemljenja neutralne tačke SN mreže (TP-6):

- ako je neutralna tačka SN mreže uzemljena preko niskoomske impedanse, primenjuje se monofazna maksimalna strujna vremenski nezavisna zaštita  $I_0 >$ , čiji merni rele je za naznačenu struju  $I_n = 5$  A, najmanjeg opsega podešavanja (0,5 - 2,5) A. Zaštita treba da reaguje sa vremenskom zadržskom najmanjeg opsega podešavanja (0,2 - 3) s.
- ako je neutralna tačka SN mreže izolovana, zemljospojna zaštita zavisi od veličine kapacitivne struje zemljospoja galvanski povezane mreže i izvodi se prema tački 1.4 TP-4a1.

Zaštita NN priključnog voda u ME: prekostrujna, preko kratkospojnog (elektromagnetnog) i termičkog okidača NN prekidača, tačka 6.3.

8.4 U ME se koriste mikroprocesorski (digitalni) zaštitni uređaji, kao samostalni relei ili u okviru sistema integrisane zaštite i upravljanja ME. Međutim, sva zaštitna oprema mora da radi nezavisno od rada sistema upravljanja i sistema komunikacije u okviru ME.

8.5 Pravilo iz tačke 8.4. ne primenjuje se za ME nazivne snage do 30 kW koje koriste invertore za proizvodnju električne energije.

8.6 Za ME nazivne snage do 30 kW, naponske i frekventne zaštite mogu biti integrisane u okviru invertora i tom slučaju uključanje/isključenje sa distributivne mreže može biti izvedeno od strane invertora. U tom slučaju, između invertora i mreže mora postojati rastavni element čija funkcija automatskog uključanja/isključanja mora biti usaglašena sa proradom integrisanih invertorskih zaštita. Pored automatske funkcije uključanja/isključanja rastavni element mora da ima i mogućnost manuelnog uključanja/isključanja.



- 8.7 Status rastavnog elementa (uključen/isključen) mora biti jasno vidljiv i dostupan distributeru.
- 8.8 Proizvođač invertora mora imati sertifikate i ateste koji se odnose na podešenje napona i frekvencije u okviru zahtevane naponske i frekventne zaštite.
- 8.9 Za sve vrste ME važi da moraju imati preklopnik u rasklopnom postrojenju ME. To je signalni preklopnik koji je isključivo pod nadzorom ODS i sa kojim ODS može isključiti ME sa DS. Osiguranje preklopnika (pod ključem isključivo ODS) analogno je osiguranju glavnih osigurača postrojenja korisnika DS. ODS ovaj preklopnik upotrebljava u slučaju da treba isključiti ME sa DS. Stavljanjem preklopnika iz pozicije „1 (ON)“ u poziciju „0 (OFF)“, rad ME paralelno s DS nije moguć.
- 8.10 Kod djelovanja strujnih zaštita na rasklopnom mjestu ME, rad ME na DS nije moguć sve dok ODS s preklapanjem preklopnika u redosljedu „1“ → „0“ → „1“ ne kvitira zaštite (u primjeru digitalne zaštite, koja ima to mogućnost) ili promijeni osigurače u primjeru takve zaštite.
- 8.11 Treba naglasiti da nakon kvitiranja zaštite ili promjene osigurača na rasklopnom mjestu, ODS samo daje potreban uslov, da se investitor može ponovo priključiti na DS. Odgovornost i posljedice ponovnog uključjenja u svakom slučaju na strani su investitora.
- 8.12 Mikroprocesorski zaštitni uređaj (rele) mora da:
- bude neosetljiv na prelazne režime;
  - ima visok nivo samodijagnostike, ali kvar u zaštitnom uređaju ne sme da izazove proradu zaštite;
  - ima ugrađenu funkciju registrovanja i pamćenja najmanje tri događaja (kvara);
  - ima mogućnost ispitivanja i podešavanja preko tastature i displeja na uređaju, kao i preko prenosnog računara i serijskog priključka;
  - ima metalno kućište osigurano od prodora prašine i vlage IP 51 (IEC 529).

U prostorijama u kojima se nalaze uređaji zaštite, temperatura ne sme da bude manja od - 5°C i veća od + 55°C mora da se spreči kondenzacija vlage (IEC 57).

- 8.13 Posebni tehnički zahtevi kod primene automatskog ponovnog uključjenja (APU) u DS:  
Na izvodima nadzemnih i mešovutih vodova "X" kV (X = 35 kV, 20 kV, i 10 kV) u TS 110/X kV i TS 35/10 kV uobičajeno se koristi tropolno automatsko ponovno uključjenja (APU) prekidača sa dva pokušaja (TP-4v): u prvom pokušaju brzo APU sa beznaponskom pauzom 1 s, a u drugom pokušaju sporo APU sa beznaponskom pauzom preko 15 s. Ukoliko se ME priključuje na takve vodove, odnosno postrojenja, moraju da se preduzmu mere da se isključi mogućnost priključenja ME na povratni napon iz DS bez sinhronizma na primer: blokadom rada APU-a sve dok na priključnom vodu za ME ima napona, korišćenjem APU-a sa jednim pokušajem (neodgovarajući termin) sa beznaponskom pauzom 10 s itd.
- 8.14 Ispitivanja zaštitnih uređaja vrše se prema standardu IEC 255. Ispitivanja se vrše kod proizvođača i na objektu (u ME).
- Kod proizvođača se vrše tipska i komadna ispitivanja, o čemu se prilažu odgovarajući atesti i prateća dokumentacija o dokazu kvaliteta.
- Na objektu (u ME) vrši se provera funkcija kompletne zaštite, automatike i upravljanja. Vršiti se primarno ispitivanje (zajedno sa mernim transformatorima) i sekundarno ispitivanje (samo zaštitni uređaji, sa probom delovanja na isključenje spojnog i/ili generatorskog prekidača).
- Primarno ispitivanje zaštite obavezno se vrši pre prvog priključenja ME na DS. Primarno ispitivanje zaštite može po potrebi da se vrši i u eksploataciji, na primer posle zamene strujnog transformatora. Sekundarno ispitivanje zaštite vrši se najmanje jedanput godišnje.
- O rezultatima ispitivanja i podešavanja zaštitnih uređaja radi se odgovarajući dokument (protokol).

- 8.15 Trofazni generatori kod paralelnog rada sa DS moraju imati obavezno izolovanu nultu tačku. A kod prelazaka na izolovani rad, nultu tačku treba automatski spojiti na zemlju zbog mogućnosti detekcije  $I_0$  kvarne struje.
- 8.16 Standardno podešavanje zaštite na rasklopnome mjestu za sve generatore je u tabelama Tab. 4.3 i Tab. 4.4. Tabela Tab. 4.3 važi ako ME ima samo jednostepensku zaštitu a tabela Tab. 4.4 važi ako ima ME mogućnost dvostepenske zaštite. U tabeli Tab. 4.3 drugi stepen zaštite može se podesiti na bilo koju vrijednost u navedenoj zoni.
- 8.17 ODS može u posebnim situacijama zahtijevati nestandardno podešavanje zaštite na rasklopnome mjestu.
- 8.18 Ako će DI biti priključen na mrežu DS samo zbog obezbjeđivanja sigurnosti snabdijevanja osjetljivog potrošača i njegova uloga nije isporuka radne snage u DS nego podrška potrošaču, ili će uloga DI biti samo smanjenje uizimanja radne snage nekog potrošača iz DS, takav DI se na DS može priključiti po **promijenjenim pravilima za priključenje**:
- DI ne dobija nadoknadu za isporučenu radnu snagu u DS.
  - Za DI ne važe karakteristike reaktivne snage iz Preporuke.
  - DI mora raditi tako (radna snaga, reaktivna snaga, smetnje po vodiču i svi ostali parametri rada) da su obezbijeđeni uslovi iz saglasnosti za priključenje potrošača, u čijoj mreži DI radi, na mjestu priključenja potrošača na DS. Odgovornost za definisanje uslova za rad DI, koji će voditi računa o svim tim okolnostima, na strani je projektanta DI.
  - DI ne smije plasirati radnu snagu u DS. Zbog toga mora imati potrošač, u čijoj mreži takav DI radi, instaliranu zaštitu od povratne snage na svome mjestu razmjene sa DS. Ta zaštita mora biti podešena na najviše 10 % vrijednosti nazivne (prijavljene) snage potrošača na mjestu priključenja na DS iz njegove saglasnosti za priključenje. Vrijeme rada zaštite od povratne snage ne smije biti duže od 5 sekundi. Nakon rada zaštite od povratne snage rasklopno postrojenje DI mora se trajno isključiti, analogno radu strujne zaštite. U tom primjeru rasklopno postrojenje može deblokirati samo ODS.
- 8.19 Kada DI radi sinhronizovano na DS, njegov  $P - f$  regulator mora biti obavezno blokiran! Kada proradi sistemska ( $U <$ ,  $U >$  ili  $f <$ ,  $f >$ ) zaštita DI, tada se može (ako postoji) regulator  $P - f$  na generatoru (generatorima) DI deblokirati i generator (-i) može (mogu), po želji vlasnika DI i ako je bilo tako prejektovano, izolovano snabdijevati potrošnju unutar postrojenja DI. Ponovno uključenje u DS vrši se po pravilima za sinhronizaciju DI na DS iz ove Preporuke. U ovom slučaju preporučuje se da se vrijeme rada  $U <$ ,  $U >$ ,  $f <$  i  $f >$  zaštite podesi na  $t = 0$  da bi se time omogućio lakši prijelaz na izolovani rad DI.

Tab. 4.3: Standardno podešenje naponske i frekvencijske zaštite na rasklopnom mjestu ME u slučaju jednostepenske zaštite<sup>9</sup>

Parametar	Najveće dozvoljeno ukupno vreme rada zaštite (s)	Podešenje
Nadnaponska zaštita	0,2	$U_n + 11 \%$
Podnaponska zaštita	0,2	$U_n - 15 \%$
Nadfrekventna zaštita	0,2	51 Hz
Podfrekventna zaštita	0,2	48 Hz

Tab. 4.4: Standardno podešenje naponske i frekvencijske zaštite na rasklopnom mjestu ME u slučaju dvostepenske zaštite

Parametar	Najveće dozvoljeno ukupno vreme rada zaštite (s)	Podešenje
Nadnaponska zaštita (2. stepen)	0,2	$U_n + 11 \% \dots + 15 \%$
Nadnaponska zaštita (1. stepen)	1,5	$U_n + 11 \%$
Podnaponska zaštita (1. stepen)	1,5	$U_n - 15 \%$
Podnaponska zaštita (2. stepen)	0,2	$U_n - 15 \% \dots - 30 \%$
Nadfrekventna zaštita	0,2	51 Hz
Podfrekventna zaštita	0,2	48 Hz

<sup>9</sup> **Parametri zaštite** podešeni su tako da omogućavaju rad ME u mreži DS, ako postoje naponski i frekvencijski uslovi za to. Ako nema uslova za rad ME u DS, onda se ME isključi sa DS i može (ako je investitor zainteresovan za to) da radi izolovano u mreži investitora sve do trenutka kada su opet dati uslovi (naponski i frekvencijski) za rad ME paralelno sa DS. Standardno se zaštita podešava dvostepenski. Ako ME nema mogućnost dvostepenske, nego samo jednostepenske zaštite, onda treba zaštitu podesiti prema tabeli 8.1. Zaštita omogućava da ME ne prestane raditi paralelno s mrežom ako ima kvarova u paralelnim vodovima (to znači ne u vodu koji napaja ME) ali omogućava brzo razdvajanje ME od DS, kad ima kvarova u vodu, koji napaja ME (granica  $U_n - 15 \% \dots - 30 \%$ ). Kada u sistemu dođe do previsokog napona, ME više ne smije raditi paralelno s DS, jer bi time mogla oštetiti potrošače (granica  $U_n + 11 \% \dots + 15 \%$ ). Kada u sistemu dođe do porasta frekvencije (ostrvski rad djela DS), onda se kod frekvencije 51 Hz ME razdvajaju od DS, kako bi pomogle smanjiti sistemsku frekvenciju. A kada u sistemu dođe do upada frekvencije (bilo zbog ostrvskog rada dijela DS ili problema u UCTE mreži), onda se ME razdvajaju od DS tek kod frekvencije 48 Hz, kako bi što duže mogle pomoći sistemu u stanju, kada zbog manjka radne snage u mreži frekvencija opada.

## 4.9. Kompenzacija reaktivne energije u ME

---

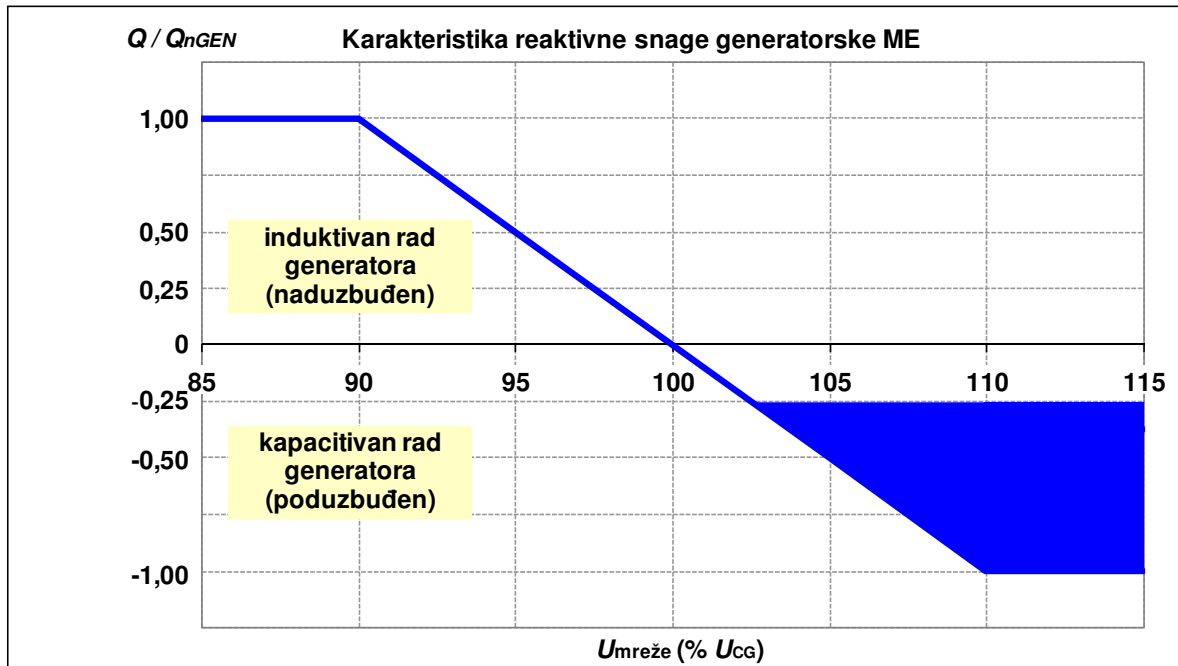
- 9.1 Za ME koje su priključene na NN mrežu faktor snage ME u odnosu na DS treba da bude između  $\cos \varphi = 0,95$  u kapacitivnom i  $\cos \varphi = 0,95$  u induktivnom režimu rada, bez dodatne tolerancije. Za ME koje su priključene na SN mrežu faktor snage ME u odnosu na DS treba da bude u skladu s karakteristikom nacrtanom na slikama Sl. 4.1 ili Sl. 4.2 (plave linije i/ili plava područja). Ukoliko je za održavanje zahtevane vrednosti faktora snage potrebna ugradnja kondenzatorskih baterija, njen se kapacitet bira tako da ni u jednom pogonskom slučaju ne sme da dođe do samopobuđivanja generatora.
- 9.2 Pomoću odgovarajuće projektne dokumentacije će se za svaki konkretan slučaj odabrati pojedinačna, grupna ili centralna kompenzacija reaktivne energije.
- 9.3 Za dimenzionisanje postrojenja za kompenzaciju reaktivne snage (energije) treba uzeti u obzir:
- reaktivnu energiju potrebnu za rad generatora;
  - reaktivnu energiju potrebnu za potrošače ME kada generatori rade i kada nisu u pogonu;
  - štetno dejstvo (mogućnost pojave viših harmonika),
  - štetno dejstvo pojave rezonancija sa mrežom.

Kod ME sa velikim kolebanjima pogonske snage (slučaj elektrane na vetar), obavezna je primena automatske regulacije faktora snage.

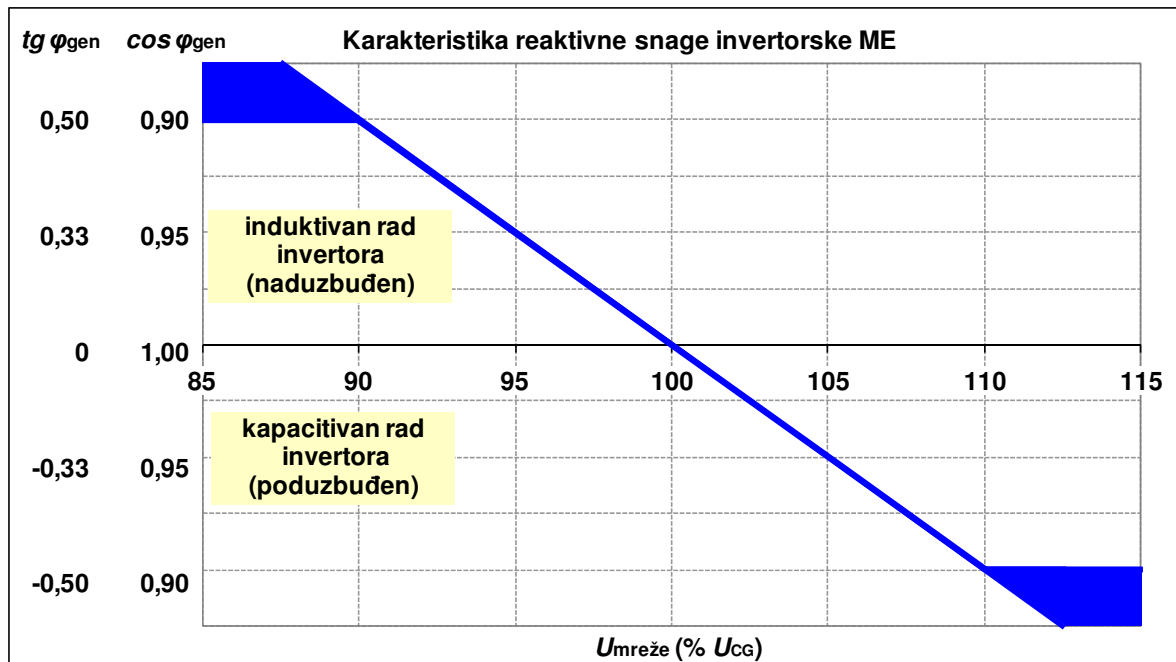
U slučaju primene automatske regulacije faktora snage ME, regulacioni nivo automatske kompenzacije može, u dogovoru sa nadležnom ED, da se podesi i na  $\cos \varphi \ll 1$ , pri čemu određeni deo kondenzatora može trajno da bude priključen na DS, ako su dodatno ispunjeni sledeći uslovi:

- ME je priključena na SN mrežu ED (10 kV, 20 kV ili 35 kV) preko ET-a 0,42/10 (20, 35) kV, na čiju niženaponsku stranu (0,4 kV) su priključeni kondenzatori za kompenzaciju reaktivne snage;
  - ukupna snaga trajno priključenih kondenzatora (izvan automatske kompenzacije) ne prelazi 10% vrednosti naznačene snage ET-a (uz posebnu saglasnost nadležne ED, ova vrednost može da iznosi i 15%).
- 9.4 Reaktivna snaga potrebna za rad asinhronog generatora ili ME koje rade preko mrežno vođenih invertora, iznosi približno 50% predate prividne snage, i ova snaga mora da se obezbedi iz kondenzatorskih baterija. Ovi kondenzatori ne smeju da se uključe pre nego što se asinhroni generator priključi na DS, i moraju galvanski da se odvoje od generatora pre nego što se on isključi, da bi se izbeglo samopobuđivanje.

9.5 ME koja je priključena na SN mrežu DS, treba da drži režim reaktivne snage u skladu s karakteristikom na slikama Sl. 4.1 ili Sl. 4.2 (plave linije i/ili plava područja), zavisi od tipa ME. Ovu karakteristiku ME treba da drži u području, kada je radna snaga ME veća od 20 % nazivne radne snage ME ( $P_g \geq 0,2 P_{ng}$ ). Nazivna reaktivna snaga ME treba da bude najmanje  $Q_{ng} \geq 0,5 P_{ng}$  ( $\cos \varphi = 0,90$ ). Dozvoljeno odstupanje reaktivne snage od karakteristike u svakoj radnoj tački može biti do  $\pm 10 \% Q_{ng}$ . Za generatore koji mogu imati problema sa stabilnošću pri radu u kapacitivnom području (na primjer, sinhroni generatori), može se u naponskom području  $U_{mreže} \geq 105 \% U_{cg}$  primijeniti ograničenje reaktivne snage na takvu vrijednost (plavo područje na slici Sl. 4.1), koja omogućava stabilan rad generatora.  $U_{mreže}$  je mjereni napon u tački priključenja ME u DS a  $U_{cg}$  je dogovoreni napon u tački priključenja ME.  $U_{cg}$  definiše obrađivač elaborata za priključenje ME na osnovu proračuna naponskih prilika u mreži. Ako zbog male snage ME za priključenje na DS mrežna analiza nije potrebna,  $U_{cg}$  se definiše kao nazivni pogonski napon mreže na koju se generator priključuje.



Sl. 4.1: Standardna karakteristika faktora snage **generatorske** ME u odnosu na DS za ME, koje su uključene u DS mrežu



Sl. 4.2: Standardna karakteristika faktora snage **invertorske** ME u odnosu na DS za ME, koje su uključene u SN mrežu

## 4.10. Nadzor i komunikacija sa ME

---

- 10.1 Vlasnik ME, u zavisnosti od mesta priključenja na DS, mora da obezbedi da ODS ima odgovarajuće informacije u realnom vremenu prema članovima 10.4 i 10.5.
- 10.2 Shodno obavezama iz člana 10.1 vlasnik ME mora da obezbedi neophodnu opremu, softver i komunikacioni servis radi dostavljanja neophodnih podataka. Vlasnik ME snosi sve troškove koji se odnose na:
- troškove investiranja,
  - troškove proširenja sistema
  - troškove održavanja sistema.
- 10.3 Način komunikacije ME sa nadležnim centrom upravljanja definiše ODS u Odobrenju za priključenje na distributivnu mrežu.
- 10.4 ME elektrane čija je prividna snaga manja od 250 kVA moraju da obezbede mogućnost nadgledanja rastavnog uređaja u tački priključenja.
- 10.5 Za ME čija se snaga kreće u intervalu između 250 kVA i 10 MW mora da se obezbedi oprema koja će omogućiti prenos sledećih informacija do nadležnog centra upravljanja ODS:
- Analogne veličine:
    - Aktivnu snagu (MW)
    - Reaktivnu snagu (Mvar)
    - Napone po fazama
    - Struje po fazama
  - Statuse sledećih uređaja:
    - Svih rastavnih uređaja (prekidač, rastavljač),
    - Automatskog regulatora napona pod uslovom da njegov rad ima uticaj na DS
  - Alarmi:
    - Gubitak komunikacije između ME i nadležnog centra upravljanja,
    - Gubitak/poremećaj funkcije zaštite u okviru ME.
- 10.6 Podaci iz člana 10.5 moraju da se skladište i čuvaju u vremenskom intervalu od 30 dana.
- 10.7 Svaka ME mora imati preklopnik u rasklopnome postrojenju ME, koji je isključivo pod nadzorom ODS i sa kojim ODS može isključiti ME iz DS, ako ODS to treba zbog radova u mreži ili ME sa svojim radom uzrokuje probleme u mreži. Osiguranje preklopnika (pod ključem isključivo ODS) analogno je osiguranju glavnih osigurača postrojenja korisnika DS.

## 4.11. Procedure i dokumentacija za priključenje malih elektrana na distributivnu mrežu

---

11.1 U postupku planiranja, izgradnje i početka korišćenja male elektrane, priključenje na distributivnu mrežu prate sledeći postupci i dokumentacija.

11.2 Postupci

11.2.1 Izdavanje informacije o mogućnosti priključenja na distributivnu mrežu

- izdaje operater distributivne mreže u formi obaveštenja (mišljenja, uslova) na zahtev zainteresovanog subjekta
- postupak se pokreće pisanim zahtevom zainteresovanog subjekta u kom se navodi svrha ishოდovanja informacije. Pored opštih identifikacionih podataka, zahtev sadrži i dovoljan broj podataka za određivanje položaja u prostoru i podataka o instalisanoj snazi, veličini i vrsti pojedinih agregata..
- informacija se izdaje u formi mišljenja uslova, odnosno formi koja je u skladu sa navedenom svrhom ishოდovanja i sadrži bitne podatke kao što su: mesto priključenja, (konkretan vod ili transformacija od koje polazi priključni vod), vrstu i presek priključnog voda i drugu potrebnu opremu (rastavljač na mestu priključenja, rastavljač snage itd.), parametre mreže od koje polazi priključni vod (snagu kratkog spoja, režim rada neutralne tačke i podatke o struji zemljospoja i njenom trajanju).
- informacija se izdaje sa rokom važenja od jedne godine, izuzev za priključenje mHE za koje je rok važenja najviše 2 godine. Uslovi koji su navedeni u informaciji ostaju na snazi i nakon isteka roka, ukoliko investitor ME u tom roku dostavi validan dokument o pravu izgradnje ME, pri čemu taj dokument preuzima rok važnosti izdatih uslova.

11.2.2 Izdavanje odobrenja za priključenje na distributivnu mrežu

- izdaje operater distributivne mreže u formi rešenja na zahtev investitora male elektrane (subjekat koji poseduje građevinsku dozvolu)
- postupak se pokreće pisanim zahtevom investitora koji sadrži slične podatke kao i kod zahteva za izdavanje informacije o mogućnosti priključenja sa obaveznim priložima: situacioni plan objekta, podaci o izabranim agregatima (vrsta i snaga) jednopolna šema postrojenja, način prenošenja informacija iz ME i ostalim dokazima u skladu sa zakonom.
- odobrenjem se pored tehničkih uslova priključenja (kao i u izdatoj informaciji) određuju i iznos troškova priključenja i rokovi za njihovo izmirivanje i priključenje objekta.

11.2.3 Priključenje male elektrane na distributivnu mrežu

- po završenoj izgradnji priključka i izvršenim proverama tehničke ispravnosti objekat se priključuje na distributivnu mrežu u cilju ispitivanja i podešavanja opreme i uređaja.
- postupak se pokreće pisanim zahtevom investitora, sa priložima koji potvrđuju ispravnost izgrađenog priključka.
- distributer po potrebi vrši potrebne preglede priključka i mernog mesta i priključuje objekat na distributivnu mrežu o čemu se sačinjava odgovarajući zapisnik
- po obavljenim ispitivanjima i podešavanjima ugrađene opreme, upravljačkih i zaštitnih uređaja, što se dokumentuje odgovarajućim zapisima, elektrana se priključuje na distributivnu mrežu.
- ODS daje potreban uslov da se ME može priključiti na mrežu s položajem preklopnika u rastavnom postrojenju na „1 (ON)“, a investitor je onaj koji sam priključuje svoju ME na mrežu



s komandom za uključenje i sinhronizaciju. Tako ODS ne može odgovarati za štetu koja bi nastala priključenjem neispravne ME na mrežu DS.

### 11.3 Dokumentacija

#### 11.3.1 Zahtev za izdavanje informacije (mišljenja, uslova)

- podnosi zainteresovani subjekt u pisanoj formi sa naznačenim podacima u 11.2.1. zahtev može biti formulisan na razne načine:
  - sa konkretnim podacima o veličini objekta čije se priključenje planira
  - sa zahtevom da se odrede racionalni uslovi za priključenje za određenun lokaciju
- operater može da ponudi pripremljeni obrazac podnosiocu zahteva sa ciljem da se izbegnu mogući nesporazumi i nepotrebno odugovlačenje postupka.

#### 11.3.2 Informacija (mišljenje, uslovi) o mogućnosti priključenja na distributivnu mrežu

- sadržina informacije vezana je formulisanim zahtevom i po pravilu sadrži podatke naznačene u 11.3.1. u cilju postizanja transparentnosti postupka potrebno je da PD ED pripremi obrasce koji treba da su javno dostupni

#### 11.3.3 Zahtev za izdavanje odobrenja za priključenje

- podnosi investitor male elektrane (subjekt koji poseduje dozvolu za izgradnju) u pisanoj formi sa naznačenim podacima u 11.2.1.
- u ovome postupku koriste se pripremljeni obrasci PD ED, koji treba da su javno dostupni.

#### 11.3.4 Odobrenje za priključenje

- izdaje se u formi propisanoj Zakonom o opštem upravnom postupku.
- sadrži uvod, izreku, obrazloženje i uputstvo o pravnom sredstvu.
- sadržaj izreke i obrazloženja naznačen je u 11.3.3.
- upotreba pripremljenih formulara nije pogodna za ovu svrhu.

#### 11.3.5 Zahtev za priključenje

- podnosi vlasnik male elektrane po završenoj izgradnji priključka sa priložima koji potvrđuju tehničku ispravnost ugrađene opreme i izvedenih radova.

#### 11.3.6 Zapisnik o priključenju

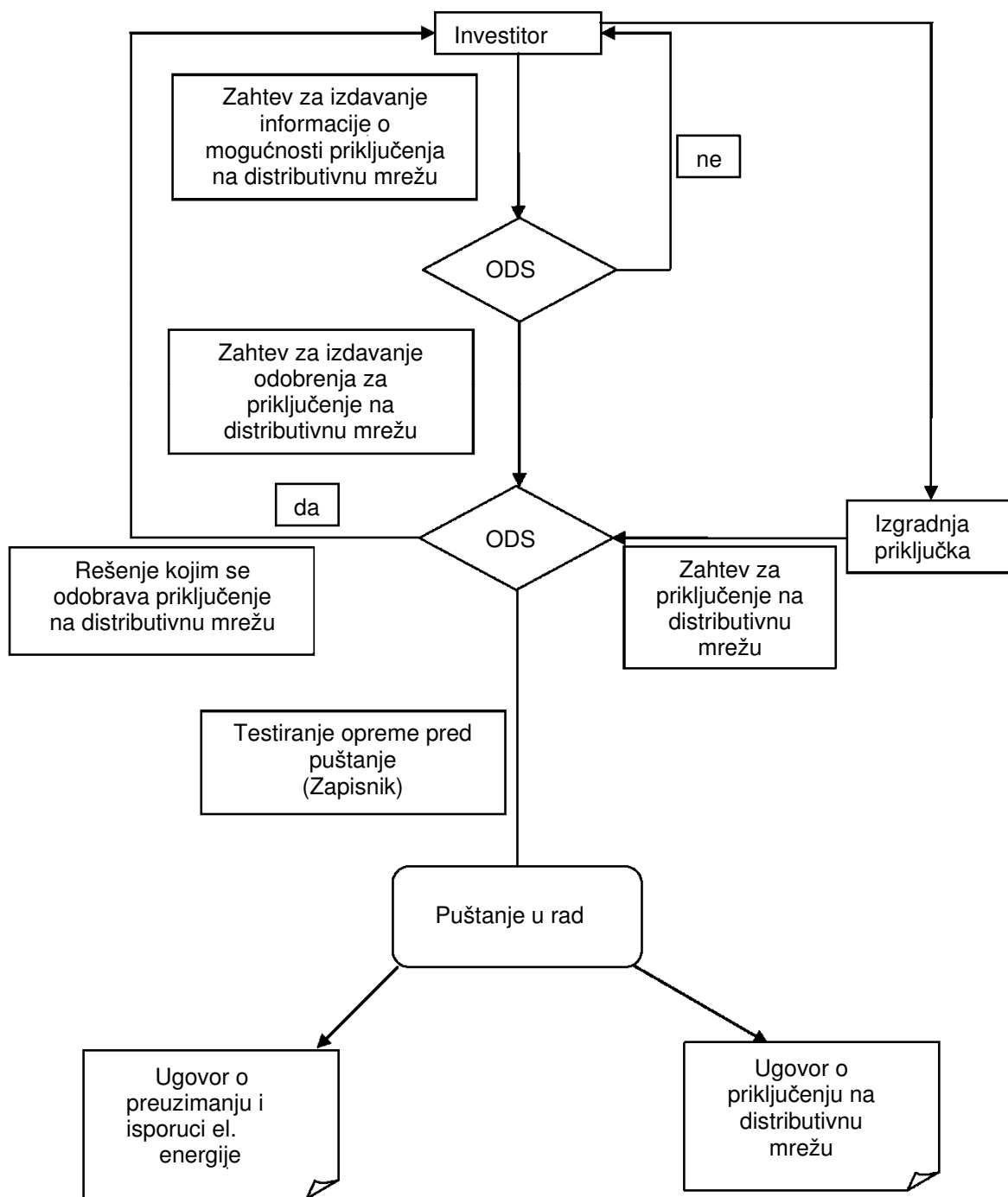
- sačinjavaju operater distributivne mreže i vlasnik male elektrane odnosno njihovi ovlašćeni predstavnici sadrži, pored opštih podataka, i podatke bitne za pogon i tehničku ispravnost opreme, odnosno podatke o zapisima koji dokumentuju stanje

#### 11.3.7 Ugovor o priključenju na distributivnu mrežu

- zaključuju vlasnik elektrane i operater distributivne mreže u pogodnoj fazi izgradnje objekta
- sadrži prava i obaveze ugovornih strana u odnosu na priključenje i održavanje priključnog uređaja i opreme, kontrole i praćenja ispravnosti pogona, međusobnog obaveštavanja i pristupa objektu

#### 11.3.8 Ugovor o preuzimanju i isporuci električne energije

- zaključuju vlasnik elektrane i kupac električne energije, po pravilu, pre priključenja na distributivnu mrežu
- sadrži prava i obaveze ugovornih strana u vezi obračuna i plaćanja preuzete električne energije



Sl. 4.3: Blok dijagram procedure za priključenje na distributivnu mrežu

## 4.12. Prvo priključenje ME na mrežu ED

---

12.1. Prvo priključenje ME na DS vrši se kada su ispunjeni svi uslovi iz poglavlja 11.

Prvo priključenje ME na DS vrši se u prisustvu vlasnika ME - investitora, ovlašćenog predstavnika nadležne ED i glavnog izvođača radova.

Neposredno pre prvog priključenja ME na DS, vrši se:

- vizuelni pregled objekta ME, pogonskih uređaja, generatora i rasklopnog postrojenja;
- upoređenje projektne dokumentacije sa izvedenim radovima u delu koji je predmet ove preporuke i odnosi se na paralelan rad ME i DS;
- pristupačnost spojnom prekidaču i mernom mestu;
- provera zaštitnih uređaja u ME: sistemske zaštite prema tački 8.2 i zaštite priključnog voda prema tački 8.3;
- provera ispravnosti priključka ME, uključujući proveru zaštitnih i mernih uređaja, kao i rasklopnih aparata na mestu priključenja na DS.

12.2. Ispitivanje zaštitnih uređaja kod prvog priključenja ME na DS vrši se u realnim uslovima, kao primarno ispitivanje (zajedno sa mernim transformatorima) i sekundarno ispitivanje, sa probom delovanja na isključenje spojnog prekidača.

Na kraju se vrši provera funkcionisanja uređaja za sinhronizaciju (ručnu i/ili automatsku) i drugih uređaja koji omogućavaju bezbedno priključenje generatora na DS, tačka 5.8. U okviru ovih ispitivanja i proba, obavezno se simulira i proverava:

- ispad trofaznog napona u DS;
- ponašanje zaštitnih i ostalih uređaja u ME za slučaj primene APU-a;
- ako u ME ima više generatora: redosled uključjenja na DS i utvrđivanje najmanje vremenske zadržke do priključenja narednog generatora (tačka 5.4);
- funkcionisanje postrojenja za kompenzaciju reaktivne energije u zavisnosti od tipa generatora i ostalih potreba za reaktivnom energijom u ME.

12.3. O izvršenim ispitivanjima i probama funkcionisanja sačinjava se poseban dokument (protokol).

### 4.13. Pogon

---

13.1. Vlasnik ME mora uređaje koji su potrebni za paralelan rad sa DS da redovno održava i da povremeno kontroliše ispravnost funkcionisanja spojnog prekidača i zaštitnih uređaja. Rokovi za obavljanje pojedinih radova ne mogu da budu duži od rokova koje pro- pisuje Pravilnik o tehničkim normativima za pogon i održavanje elektroenergetskih postrojenja i vodova (Sl. list SRJ br. 41/93).

Rezultati ispitivanja se unose u poseban protokol. Ovaj protokol prikazuje hronološki sprovedena ispitivanja i služi kao dokaz o redovno nadgledanom pogonu. Ovlašćeni predstavnik ED može u svako doba da traži rezultate ispitivanja sistemske zaštite i zaštite priključnog voda u ME, a kada to pogonski uslovi DS zahtevaju može da traži i promenu podešenja zaštita.

13.2. ME mora de se odvoji od DS za slučaj kvarova i poremećaja u DS.

ME sme da se ponovo priključi na DS tek kada se ispune uslovi za priključenje (tačka 5.8) i nesmetan paralelan rad.

ED ima pravo da u slučaju opasnosti i smetnji po DS trenutno odvoji ME od DS. O takvom isključenju, kao i o isključenjima ME radi obavljanja radova (revizija, remont itd.) u DS, vlasnik ME se pravovremeno obaveštava u skladu sa rokovima definisanim u Pravilima o radu distributivnog sistema.

13.3. Ovlašćenom predstavniku ED-a, u dogovoru sa vlasnikom ME, mora u svako vreme da bude omogućen pristup rasklopnim aparatima, zaštitnim i mernim uređajima, te preklopniku o čemu će da se zaključi odgovarajući ugovor o pogonu.

13.4. Kontrola ispravnosti razvoda jednosmernog napona u ME je uslov za pouzdan rad ME i sprečavanje pojava teških havarija.

Pojava poremećenog pogona u razvodu jednosmernog napona mora da se blagovremeno signalise, a kvarovi moraju da se otklone sa prvim stepenom prioriteta.

U slučaju nestanka jednosmernog napona akumulatorske baterije za napajanje zaštitnih uređaja i rasklopnih aparata u ME, treba da dođe do automatskog zaustavljanja generatora: rasterećenje generatora, prekid paralelnog rada ME sa DS isključenjem spojnog prekidača, razbuđivanje i zaustavljanje.

13.5. ODS propisuje uslove regulacije reaktivne snage u skladu sa tačkom 9.3, 9.4 i 9.6 kao i u slučaju primene invertora sa forsiranom komutacijom (PWM inverter).

13.6. Nadležna ED i vlasnik male elektrane treba uzajamno da se obaveštavaju o bitnim izmenama u svojoj mreži, odnosno postrojenju, koje imaju uticaj na paralelni rad, kao što su: zamena zaštitnih uređaja i/ili rasklopnih aparata, izmene na uređajima za kompenzaciju reaktivne snage itd.

#### 4.14. Šeme priključenja ME na mrežu ED

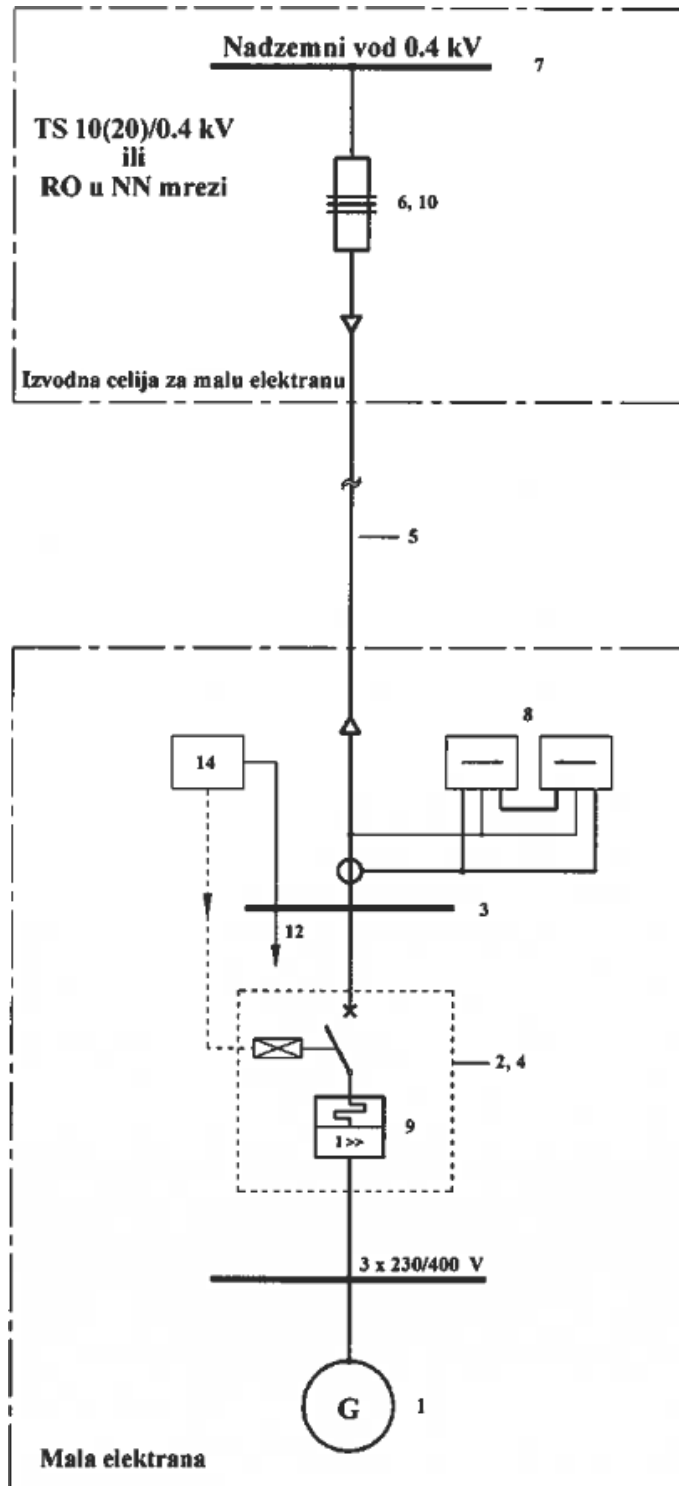
---

Ovde se daje nekoliko primera priključenja ME sa jednim ili više generatora na DS, i to:

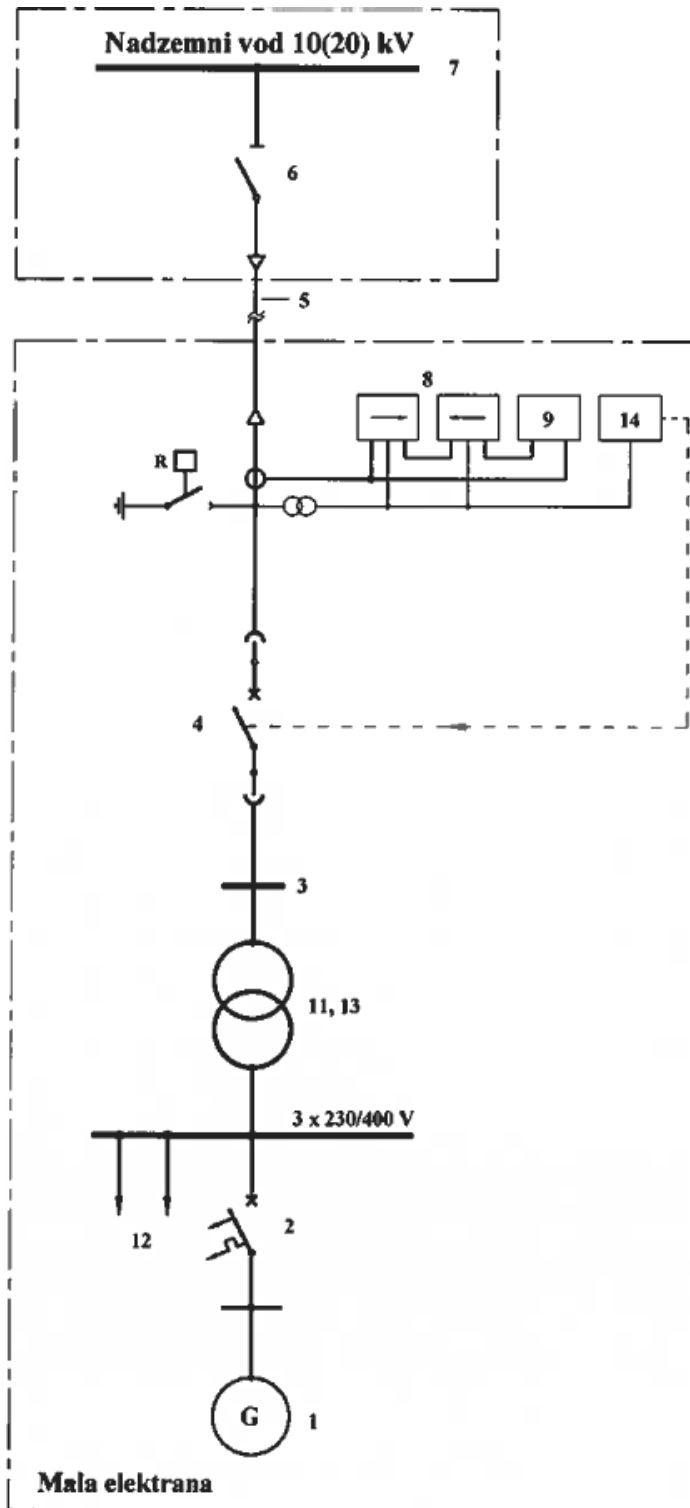
- Na slici Sl. 4.4 data je šema priključenja ME ukupne snage do 63 kVA na NN razvodno čvorište u DS;
- Na slici Sl. 4.5 data je šema priključenja ME ukupne snage do 160 kVA, sa generatorom naznačenog napona  $U_{ng} = 0,42$  kV, na nadzemni distributivni vod 10 (20) kV;
- Na slici Sl. 4.6 data je šema priključenja ME sa dva generatora naznačenog napona  $U_{ng} = 0,42$  kV, na razvod 10 (20) kV u distributivnoj TS 10(20)/0,4 kV;
- Na slici Sl. 4.6 data je šema priključenja ME sa više generatora naznačenog napona  $U_{ng} = 3,15$  kV, na sabirnice 35 kV (10 kV, 20 kV) u distributivnoj TS 110/X (X = 35 kV, 20 kV, 10 kV) ili TS 35/10 kV ili RP X kV (X = 35 kV, 20 kV, 10 kV).
- Na slici Sl. 4.8 data je šema monofaznog priključka fotonaponske ME na distributivni sistem.

Legenda za slike Sl. 4.4-Sl. 4.8 :

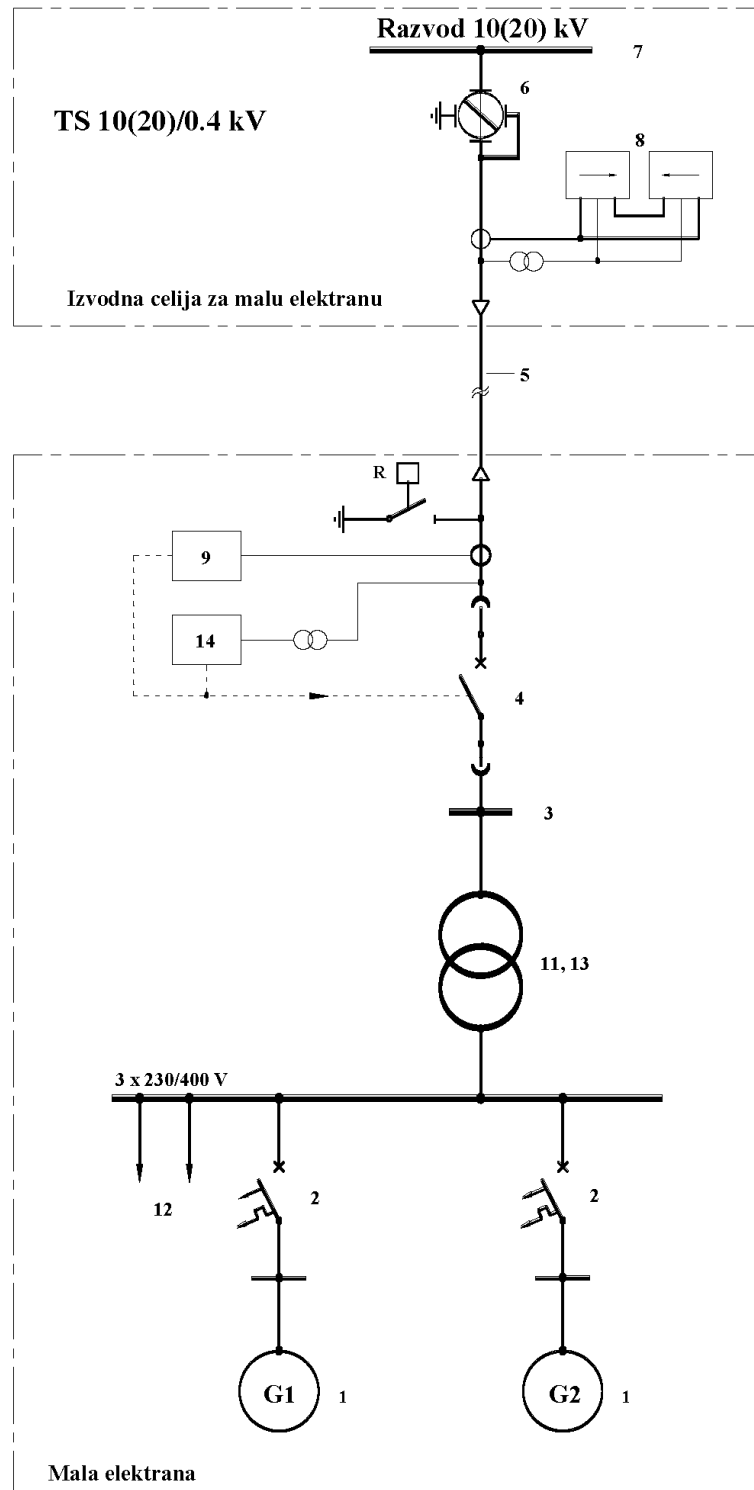
- 1 generator;
- 2 generatorski prekidač;
- 3 mesto priključenja male elektrane;
- 4 spojni prekidač;
- 5 priključni vod;
- 6 rasklopni aparat na mestu priključenja na distributivni sistem;
- 7 mesto priključenja na distributivni sistem;
- 8 merna grupa (merni slog);
- 9 zaštita priključnog voda u maloj elektrani;
- 10 zaštita priključnog voda na mestu priključenja na distributivni sistem;
- 11 energetski transformator u maloj elektrani (kućni transformator);
- 12 sopstvene potrebe (sopstvena potrošnja) male elektrane;
- 13 generatorski blok transformator;
- 14 sistemska zaštita u maloj elektrani (naponska i frekventna).



Sl. 4.4: Priklučenje male elektrane snage do 63 kVA na NN mrežu

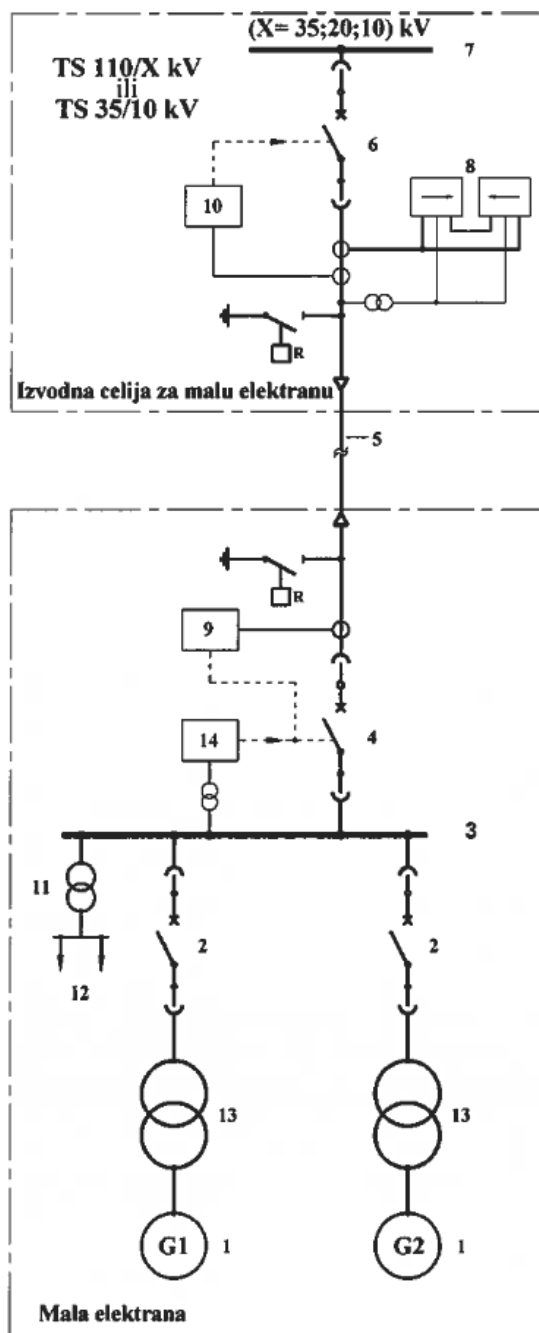


Sl. 4.5: Priključenje male elektrane snage do 160 kVA na nadzemni vod 10(20) kV



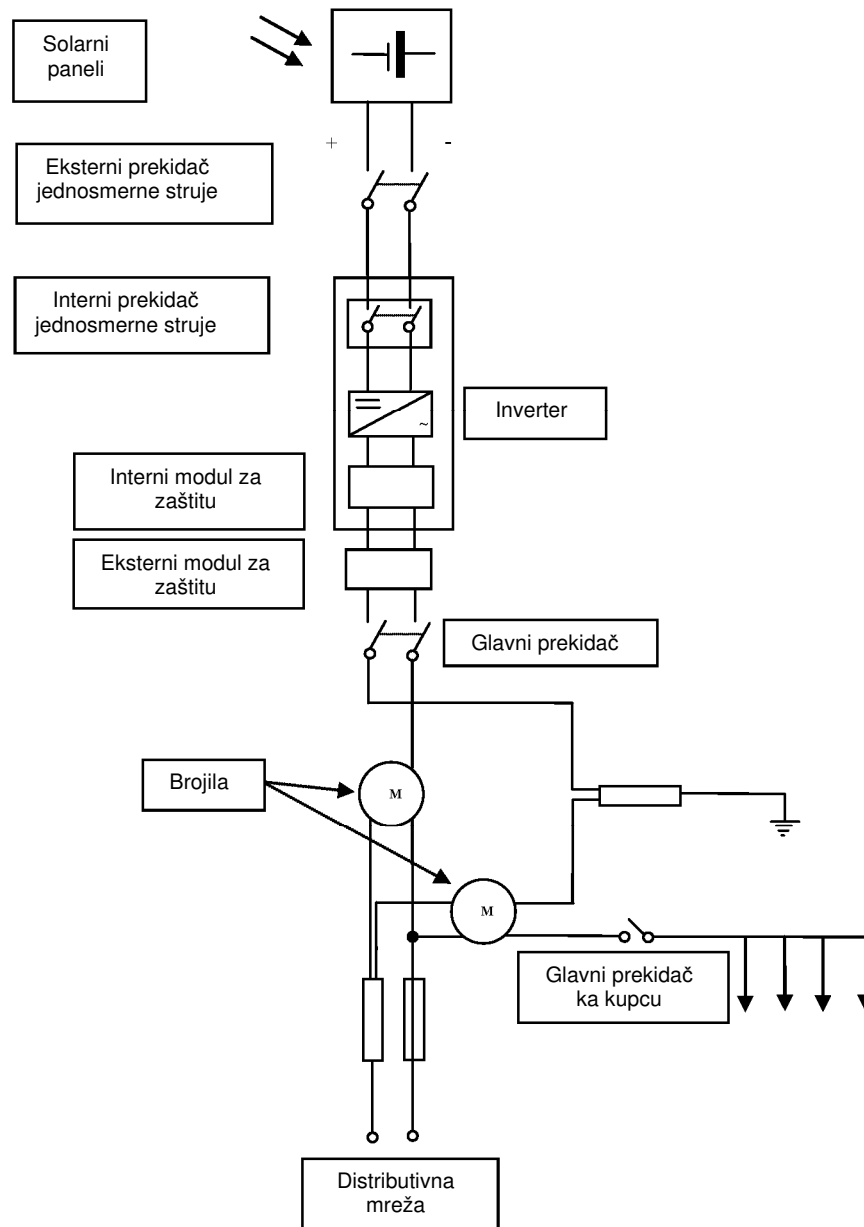
Sl. 4.6: Priklučenje male elektrane na razvod 10(20) kV u TS 10(20)/0,4 kV





Sl. 4.7: Priključenje male elektranena TS 110/X kV ili 35/10 kV<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Za sistemsku zaštitu DI (14) u rasklopnom postrojenju treba da se meri napon i frekvenciju na mrežnoj strani prekidača (4)!



Sl. 4.8: Šema monofaznog priključka fotonaponske ME na distributivni sistem

## 4.15. Dodatna objašnjenja

### 4.15.1. Standardno podešenje naponske i frekvencijske zaštite na rasklopnom mjestu ME

Standard EN 50438 [13] definiše podešavanje naponske i frekvencijske zaštite kod DI u Evropi. Iz EN 50438 citiramo različita podešavanja naponske i frekvencijske zaštite DI u pojedinim evropskim zemljama. Za sve zemlje važi tzv. „Standardno podešavanje“ a neke zemlje imaju svoje devijacije.

#### Standardno EN podešenje:

Parameter	Maximum clearance time	Trip setting
Over voltage – stage 1 <sup>a</sup> (if required)	See Annex A	See Annex A
Over voltage – stage 2	0,2 s	230 V + 15 %
Under voltage	1,5 s	230 V - 15 %
Over frequency	0,5 s	51 Hz
Under frequency	0,5 s	47 Hz
LoM (if required)	See Annex A	See Annex A

#### Austrija:

Parameter	Maximum clearance time	Maximum trip setting
	s	
Over voltage	0,2	230 V + 11 %
Under voltage	0,2	230 V - 15 %
Over frequency <sup>a</sup>	0,2	51 Hz
Under frequency <sup>a</sup>	0,2	47 Hz
LoM <sup>b</sup>	5	<sup>b</sup>
NOTE Voltage and frequency are referred to the micro-generator.		
<sup>a</sup> This function has to operate at least in the range of maximum trip settings of voltage.		
<sup>b</sup> LoM protection and test procedures have to be conform with ÖVE/ÖNORM E 2750.		

## Belgija

Parameter	Maximum clearance time	Trip setting
Over voltage	200 ms	230 V + 6 %
Under voltage	200 ms	230 V - 20 %
Over frequency	200 ms	50,2 Hz
Under frequency	200 ms	49,8 Hz
LoM	5 s	

## Česka:

Parameter	Maximum clearance time	Maximum trip setting
	s	
Over voltage	0,2	230 V + 15 %
Under voltage	0,2	230 V - 15 %
Over frequency	0,2	50,5 Hz
Under frequency	0,2	49,5 Hz

## Danska:

Parameter	Clearance time	Trip setting <sup>a</sup>
	s	
Over voltage (stage 2) <sup>b</sup>	0,2	230 V + 15 %
Over voltage (stage 1)	40	230 V + 10 %
Under voltage (stage 1)	10	230 V - 10 %
Over frequency	0,2	53 Hz
Under frequency	0,2	47 Hz
ROCOF <sup>c</sup>	0,2	2,5 Hz/s

<sup>a</sup> All values are true RMS values. The micro-generator shall disconnect or cease to energize if a parameter deviates more from its nominal value than the trip setting. A parameter must not initiate a disconnection or a cease to energize, if it is between the nominal value and the trip setting.

<sup>b</sup> A stage 2 protection is required if the micro-generator can generate voltages in excess of 230 V + 15 %.

<sup>c</sup> The use of phase shift relay as LoM protection is not allowed.

Disconnection of the micro-generator in response to an interface protection operation shall be achieved either by the separation of mechanical contacts or by the operation of a suitably rated solid state switching device.

### Španija:

Parameter	Clearance time	Trip setting
	s	
Over voltage	<sup>a</sup>	230 V + 10 %
Under voltage	<sup>a</sup>	230 V - 15 %
Over frequency	<sup>a</sup>	50 Hz + 2 %
Under frequency	<sup>a</sup>	50 Hz - 2 %
<sup>a</sup> No clearance times are specified on any case.		

### Finska:

Parameter	Clearance time	Maximum trip setting
	s	
Over voltage (stage 1)	1,5	$U_n + 10 \%$
Over voltage (stage 2)	0,15	$U_n + 15 \%$
Under voltage (stage 1)	5	$U_n - 15 \%$
Under voltage (stage 2)	0,15	$U_n - 50 \%$
Over frequency	0,2	51,0 Hz
Under frequency	0,5	48,0 Hz
LoM <sup>a</sup>	0,15	
<sup>a</sup> LoM protection shall use recognized techniques suitable for the distribution network protection.		
REMARK Isolation of the micro-generator shall be achieved by the separation of mechanical contacts. This mechanical device shall be a lockable isolation switch.		

### Francuska:

Parameter	Maximum clearance time	Maximum trip setting
	s	
Over voltage	0,2	230 V + 15 %
Under voltage	0,2	230 V - 15 %
Over frequency	0,2	50,5 Hz
Under frequency	0,2	49,5 Hz
LoM <sup>a</sup>		<sup>a</sup>

<p><sup>a</sup> Notes for France:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- The here above stated values apply for a design with protection relays external to the generator, requiring individual verification of the operating settings by the DNO. The LoM protection is not present.</li> <li>- For generators &lt; 5 kvA in the case of a protection incorporated within the generator, without verification of the setting by the DNO, the protection shall comply with VDE 0126 and encompass a LoM protection.</li> </ul>
--

### Italija:

Parameter	Maximum clearance time	Maximum trip setting
	s	
Over voltage	0,1	230 V + 20 %
Under voltage	0,2	230 V - 20 %
Over frequency	0,1	51 Hz
Under frequency	0,1	49 Hz
LoM	0,1	

### Nizozemska:

Parameter	Time	Setting
	s	
Over voltage	2,0	230 V + 10 %
Under voltage <sup>a</sup>	2,0	230 V - 20 %
Over frequency	2,0	50,0 Hz + 2 %
Under frequency	2,0	50,0 Hz - 4 %
LoM		
<p><sup>a</sup> For synchronous generators the disconnecting time is 0,2 s, or a shorter time depending on the Critical Short-circuit Time of the generator.</p> <p>In The Netherlands it is only necessary to provide a single stage for under/over voltage and for frequency protection.</p>		

### Švedska:

Parameter	Clearance time	Trip setting
	s	
Over voltage (stage 2)	60	230 V + 6 %
Over voltage (stage 1)	0,2	230 V + 15 %
Under voltage (stage 2)	60	230 V - 10 %
Under voltage (stage 1)	0,2	230 V - 15 %
Over frequency	0,5	51 Hz
Under frequency	0,5	47 Hz

### Slovenija:

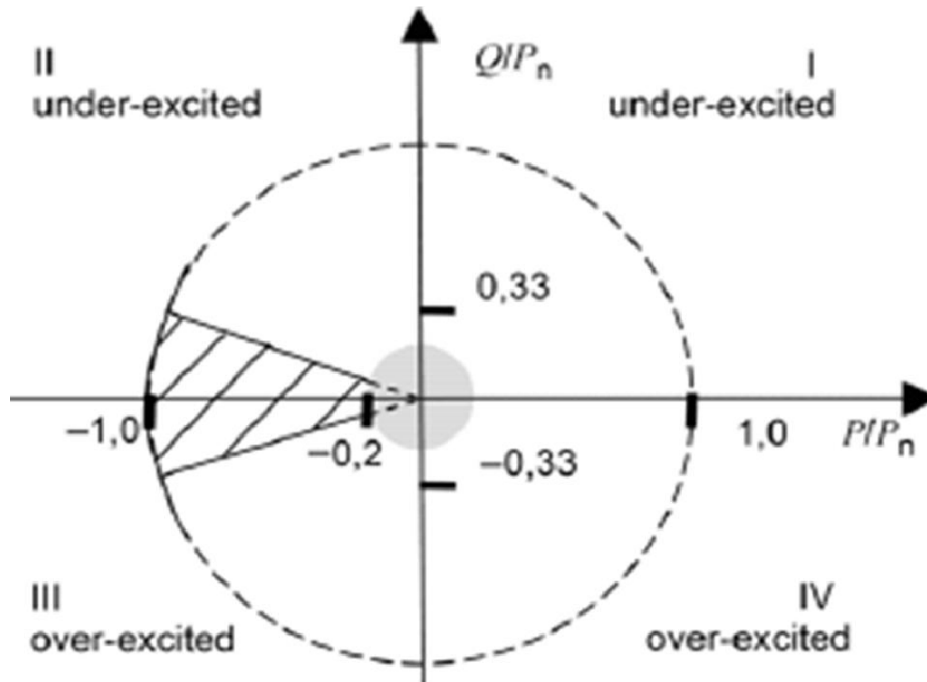
Parameter	Max. clearance time	Trip setting
	s	
Over voltage (stage 2)	0,2	230 V + 11 % ... + 15 %
Over voltage (stage 1) <sup>a</sup>	1,5	230 V + 11 %
Under voltage (stage 1) <sup>b</sup>	1,5	230 V – 15 %
Under voltage (stage 2)	0,2	230 V – 15 % ... – 30 %
Over frequency <sup>c</sup>	0,2	51 Hz
Under frequency <sup>c</sup>	0,2	47 Hz
LoM <sup>d</sup>	d	d
<sup>a</sup> Over voltage (stage 1) protection is not required if the setting of over voltage (stage 2) is set to 230 V + 11 %. <sup>b</sup> Under voltage (stage 1) protection is not required if the setting of under voltage (stage 2) is set to 230 V – 15 %. <sup>c</sup> This function has to operate at least in the range of maximum trip settings of voltage. <sup>d</sup> LoM protection can be required by DNO. Clearance time and trip setting is provided by DNO.		

#### 4.15.2. Kompenzacija reaktivne energije u ME

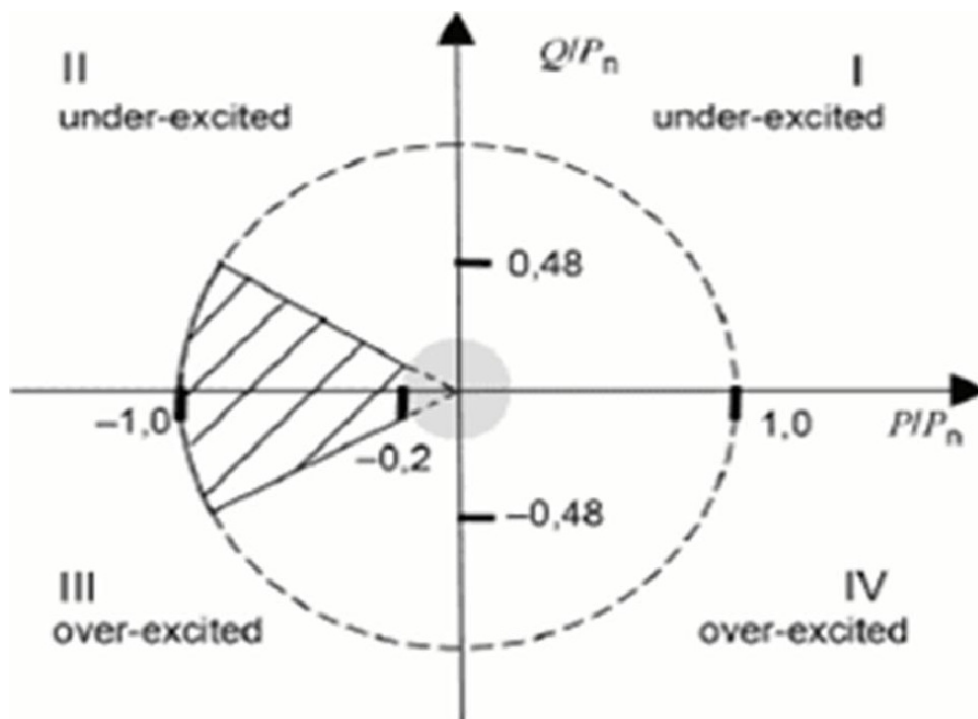
Kao primjer karakteristike reaktivne snage navodimo tri primjera karakteristika iz Njemačke, Austrije i Slovenije.

**Njemačka [11]: Najmanje obavezno područje rada generatora:**

Za generatore do 13,8 kVA:

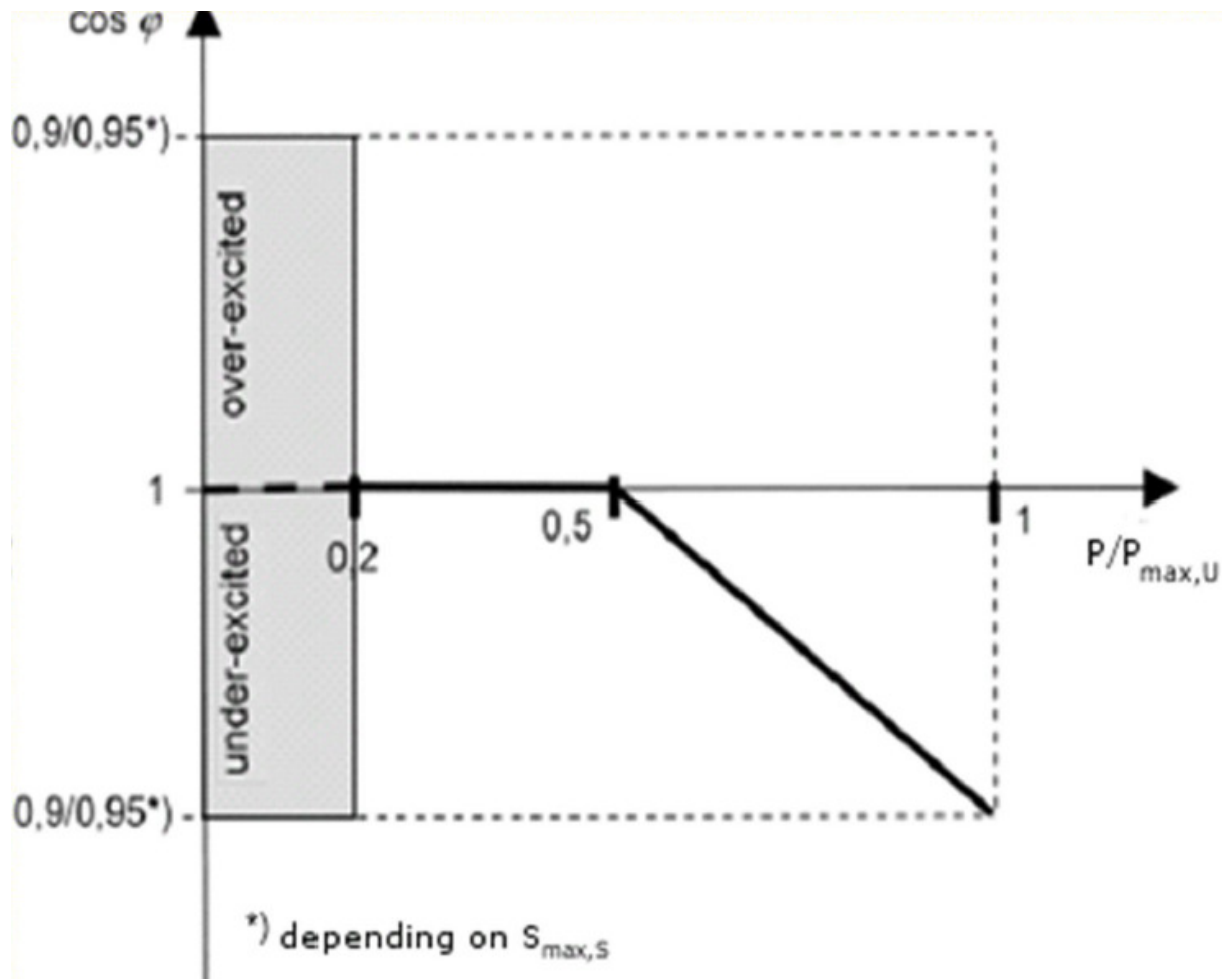


Za generatore preko 13,8 kVA:





DOS za svaki primjer pretpiše svoju karakteristiku. Ako nema posebnih zahtjeva, može se upotrebiti standardna  $\cos \varphi$  karakteristika:

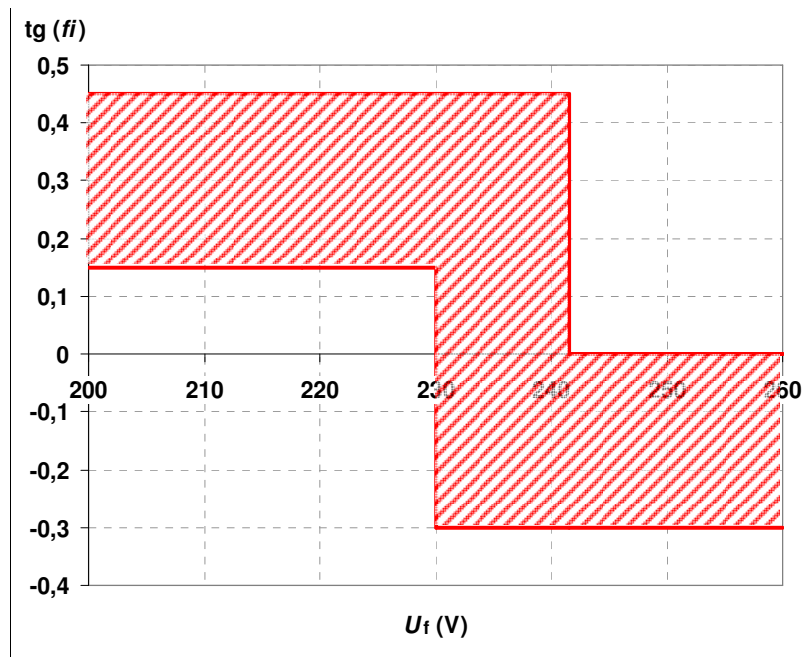


### Austrija [10]:

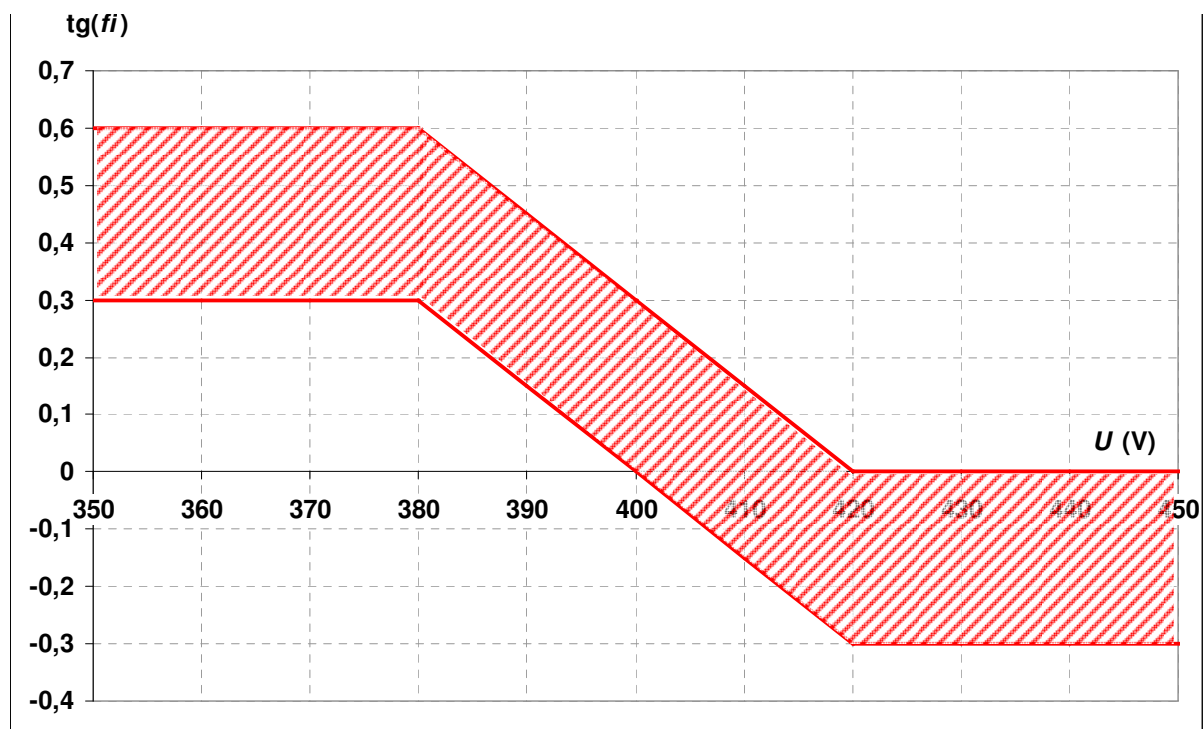
U Austriji nema neke standardne preporuke o načinu kompenzacije reaktivne snage. ODS se za svaki primjer posebno dogovara s vlasnikom DI oko kompenzacije reaktivne snage DI. Bitno je to da se s kompenzacijom reaktivne snage dostiže napon, koje će biti u granicama  $\pm 10\% U_n$  u saglasnosti s EN 50160.

## Slovenija [16]:

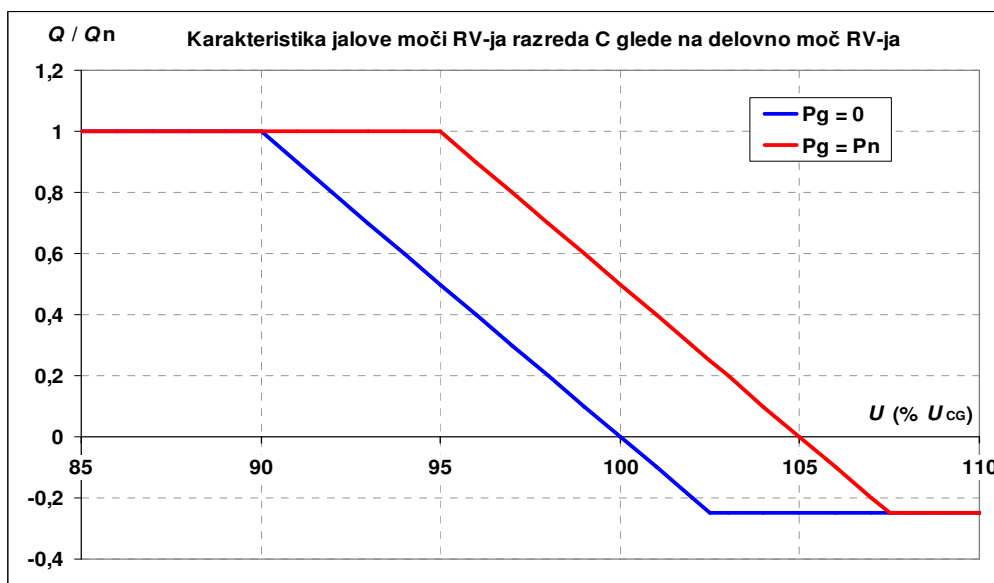
Za generatore do 16 A po fazi u NN mreži (klasa A):



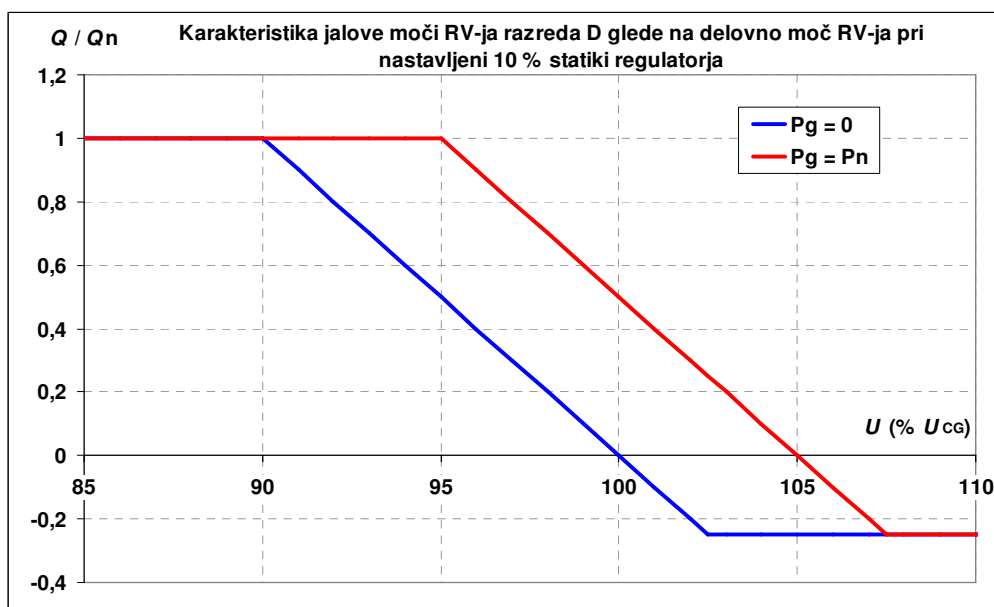
Za generatore do 250 kW po fazi u NN mreži pri punoj radnoj snazi (klasa B):



Za generatore preko 250 kW po fazi u NN mreži (klasa C):



Za sve generatore u SN mreži (klasa D), statika na slici je 10 % a može biti i manja. Statiku definira DOS na osnovu mrežne analize primjera ili mjerenja naponskih prilika u mreži:



## 4.16. Primjer proračuna smetnji po vodiču

U ovom dijelu napravićemo proračune smetnji po vodiču, koje treba da uradi projektant da bi mogao konstatovati da li elektrana, koja se priključuje na DS, ispunjava sve uslove ODS.

U Crnoj Gori još nema podataka o stanju kvaliteta napona u mreži DS. Takođe, još nema podataka o smetnjama koje će nove elektrane, za koje su napravljene mrežne analize u ovoj studiji, unijeti u mrežu, jer to zavisi od njihove konstrukcije i tehnologije. Ako sve to uzmemo u obzir, možemo primjer priključenja napraviti samo na fiktivnim podacima, uzetih od nekih drugih primjera.

Proračun će biti napravljen za priključenje:

- male hidroelektrane
- vjetroelektrane i
- fotonaponske elektrane.

### 4.16.1. Priključenje male hidroelektrane na 10 kV mrežu

#### Polazišta:

1. U DS se na 10 kV nivou priključuje mala hidroelektrana (mHE) s tri asinhrona generatora, snage  $3 \times 150 \text{ kW} = 450 \text{ kW}$ .
2. 10 kV mreža napaja se kroz 35/10 kV transformator snage 4 MVA. Snaga kratkoga spoja u DS u tački priključenja iznosi 12 MVA. Snaga svih ostalih DI u istoj 10 kV mreži iznosi 200 kVA.
3. Želja investitora je da se generatori u DS sinhronizuju u granicama  $\pm 5\%$  sinhronne brzine.
4. Koeficijent flikera jednoga generatora, po podacima proizvođača, iznosi 15.
5. Harmonska struja za jedan generator, po podacima proizvođača, iznosi:

Redni broj višeg harmonika [ v ]	Podaci proizvođača za svaku jedinicu (150 kW) [A]
2	0,005
3	0,001
4	0,005
5	0,080
6	0,005
7	0,003
8	0,005
9	0,001
10	0,001
11	0,003
12	0,001
13	0,003
14	0,001
16	0,001
17	0,003
18	0,001
19	0,003
23	0,001
25	0,001

### Proračun smetnji po vodiču:

Proračun razmjera snaga DI i mreže u tački priključenja DI na DS pokazuje da je mrežna analiza potrebna. U samu mrežnu analizu nećemo ulaziti, jer je mnogo tih analiza urađeno u narednom poglavlju ove studije. Nakon mrežne analize treba napraviti **proračun smetnji po vodiču** i uvjeriti se da one ispunjavaju uslove za priključenje DI na DS.

Pomoću uslova: 
$$S_{mel} = \sum S_{ng} \leq \frac{S_{ks}}{500}$$

đe je:

- $S_{ks} = 12 \text{ MVA}$
- $S_{ng} = 450 \text{ kVA}$ .

možemo konstatovati da **je proračun promjene napona potreban**.

Najprije upotrebom jednačine:

$$\Delta u_m = k_{i,\max} \cdot \frac{S_{ngm}}{S_{ks}}$$

đe je:

- $k_{\max} = 4$
- $S_{ks} = 12 \text{ MVA}$
- $S_{ngm} = 150 \text{ kVA}$ .

dobijamo rezultat  $\Delta u_m = 5,00 \%$ , što je **previše** da bi se taj generator (150 kW) s izabranim načinom sinhronizacije mogao uključiti u DS.

Tako pravimo proračun sa sinhronizacijom uz pomoć fine regulacije polazne struje do  $1,5 I_n$ . To znači, da stavljamo u jednačinu  $k_{\max} = 1,5$ .

Rezultat toga proračuna jeste  $\Delta u_m = 1,88 \%$ , i odgovara zahtjevima iz Preporuke.

Iz toga slijedi da investitor može uključiti takav generator u mrežu **samo pod uslovom** da obezbijedi sinhronizaciju uz pomoć fine regulacije polazne struje do  $1,5 I_n$  za svakog od generatora. A pošto uključenje ili isključenje dviju ili više generatora odjednom zbog prevelikog skoka napona ( $2 \times 1,88 \%$  ili  $3 \times 1,88 \%$ ) prekoračuje granicu  $2,0 \%$ , pojedini generatori smiju se na mrežu uključivati ili sa mreže isključivati **samo pod uslovom** da između dva sklopna manevra ne prođe manje vremena od 3 minuta. Ovo vrijeme može se skratiti na 12 sekundi pod uslovom da skok prividne snage generatora kod pojedinog manevra nije veći od  $50 \%$  prividne snage pojedinoga generatora. *To dakako važi samo za normalna pogonska stanja i ne važi odnosno nije uslov za primjer rada zaštite kod generatora ili u DS!*

Proračun **flikera** pod tim uslovima radimo uz pomoć jednačina:

$$A_{lt} = \left( c_{f_{mel}} \cdot \frac{S_{mel}}{S_{ks}} \right)^3 = \left( \frac{c_{f1}}{\sqrt{n}} \cdot \frac{S_{mel}}{S_{ks}} \right)^3 \leq 0,1 \quad P_{lt} = c_{f_{mel}} \cdot \frac{S_{mel}}{S_{ks}} \leq 0,46$$

đe je:

- $S_{mel} = 0,45 \text{ MVA}$
- $S_{ng} = 0,15 \text{ MVA}$
- $S_{ks} = 12 \text{ MVA}$
- $n = 3$
- $c_{f1} = 15$ .

Dobijamo rezultat:  $A_{lt} = 0,034$  i  $P_{lt} = 0,325$ , koji zadovoljava uslove iz preporuke.

**Analizu viših harmonika** radimo uz pomoć podataka proizvođača generatora o harmonskoj struji generatora.

Upotrebom jednačina:

$$v < 13, I_{vhdoz} = i_{vhs,v,\mu} \cdot S_{ks} \cdot \frac{S_{gsum}}{S_{net}} \qquad v > 13, I_{vhdoz} = i_{vhs,v,\mu} \cdot S_{ks} \cdot \sqrt{\frac{S_{gsum}}{S_{net}}}$$

đe je:

- $I_{vhdoz}$  – proračunat uz pomoć snage DI, 35/10 kV transformatora u mreži i kratkospojne snage na mjestu priključenja u DS
- $i_{vhs,v,\mu}$  - iz tabele od proizvođača ukupno za sve 3 generatore;
- $S_{ks} = 12$  MVA;

dobijamo za redne brojeve viših harmonika proračunate vrijednosti za sve jedinice (ukupno 450 kW):

Redni broj višeg harmonika	Podaci proizvođača za svaku jedinicu (150 kW)	Proračunata vrijednost za sve jedinice (450 kW)	Proračunati dozvoljeni nivo s obzirom na $S_{ks}$ u tački priključenja i ostale generatore na postojećoj SN mreži
[ v ]	[A]	[A]	[A]
2	0,005	0,01500	0,02025
3	0,001	0,00300	0,00405
4	0,005	0,01500	0,02025
5	0,08	0,24000	0,32400
6	0,005	0,01500	0,02025
7	0,003	0,00900	0,01215
8	0,005	0,01500	0,02025
9	0,001	0,00300	0,00405
10	0,001	0,00300	0,00405
11	0,003	0,00900	0,01215
12	0,001	0,00300	0,00405
13	0,003	0,00900	0,01215
14	0,001	0,00300	0,01207
16	0,001	0,00300	0,01207
17	0,003	0,00900	0,03622
18	0,001	0,00300	0,01207
19	0,003	0,00300	0,03622
23	0,001	0,00300	0,01207
25	0,001	0,00300	0,01207

Kada uporedimo proračunate vrijednosti za sve jedinice (ukupno 450 kW) i proračunati dozvoljeni nivo s obzirom na  $S_{ks}$  u tački priključenja i ostale DI u mreži, vidimo da **u pogledu viših harmonika nema zadržki za priključenje na DS.**

U pogledu **naponske nesimetrije** svaki generator koji se priključuje na DS na SN naponskom novou, mora se priključiti trofazno.

#### 4.16.2. Priklučenje polja vjetroelektrana na 35 kV mrežu

##### Polazišta:

1. U DS se na 35 kV nivou priključuje polje vjetroelektrana (VE) s pet asinhronih generatora, snage  $5 \times 1500 \text{ kW} = 7,5 \text{ MW}$ .
2. 35 kV mreža napaja se kroz 110/35 kV transformator snage 20 MVA. Snaga kratkoga spoja na DS u tački priključenja iznosi 180 MVA. Ostalih DI u istoj 35 kV mreži nema.
3. Želja investitora je da se generatori u DS sinhronizuju uz pomoć fine regulacije polazne struje do  $1,5 I_n$ .
4. Koeficijent flikera jednoga generatora, po podacima proizvođača, iznosi 22. Iz podataka o broju prekidnih operacija VE možemo zaključiti sljedeće:  $N_{120} = 20$ ,  $k_f = 1,8$ . Odnos struje kratkoga spoja generatora  $I_{ks} / I_n = 5$ .
5. Harmonska struja za jedan generator, po podacima proizvođača, iznosi:

Redni broj višeg harmonika [ v ]	Podaci proizvođača za svaku jedinicu (150 kW) [A]
2	0,05
3	0,01
4	0,05
5	0,4
6	0,05
7	0,03
8	0,05
9	0,01
10	0,01
11	0,03
12	0,01
13	0,03
14	0,01
16	0,01
17	0,03
18	0,01
19	0,03
23	0,01
25	0,01

##### Proračun smetnji po vodiču:

Proračun razmjera snaga DI i mreže u tački priključenja DI na DS pokazuje da je mrežna analiza potrebna. U samu mrežnu analizu nećemo ulaziti, jer je mnogo tih analiza urađeno u narednom poglavlju ove studije. Nakon mrežne analize treba napraviti **proračun smetnji po vodiču** i uvjeriti se da one ispunjavaju uslove za priključenje DI na DS.

Uz pomoć uslova: 
$$S_{mel} = \sum S_{ng} \leq \frac{S_{ks}}{500}$$

đe je:

- $S_{ks} = 180 \text{ MVA}$
- $S_{ng} = 1,5 \text{ MVA}$

možemo konstatovati da je **potreban proračun promjene napona**.

Najprije upotrebom jednačine:

$$\Delta u_m = k_{i,\max} \cdot \frac{S_{ngm}}{S_{ks}}$$

đe je:

- $k_{max} = 1,5$
- $S_{ks} = 180$  MVA
- $S_{ngm} = 1,5$  MVA.

dobijamo rezultat  $\Delta u_m = 1,25$  %, koji odgovara zahtjevima iz Preporuke.

Pošto uključenje ili isključenje dvaju ili više generatora odjednom zbog prevelikog skoka napona ( $2 \times 1,25$  % ili  $3 \times 1,25$  %) prekoračuje granicu 2,0 %, pojedini generatori smiju se na mrežu uključivati ili sa mreže isključivati **samo pod uslovom** da između dva sklopna manevra ne prođe manje od 3 minuta. Ovo vrijeme može se skratiti na 12 sekundi pod uslovom da skok prividne snage generatora kod pojedinog manevra nije veći od 50 % prividne snage pojedinoga generatora. *To dakako važi samo za normalna pogonska stanja i ne važi odnosno nije uslov za primjer rada zaštite kod generatora ili u DS!*

Proračun **flikera** pod tim uslovima radimo pomoću jednačina:

$$A_{lt} = \left( c_{f_{mel}} \cdot \frac{S_{mel}}{S_{ks}} \right)^3 = \left( \frac{c_{f1}}{\sqrt{n}} \cdot \frac{S_{mel}}{S_{ks}} \right)^3 \leq 0,1 \quad P_{lt} = c_{f_{mel}} \cdot \frac{S_{mel}}{S_{ks}} \leq 0,46$$

đe je:

- $S_{mel} = 7,5$  MVA;
- $S_{ng} = 1,5$  MVA;
- $S_{ks} = 180$  MVA;
- $n = 5$ ;
- $c_{f1} = 22$ .

Dobijamo rezultat:  $A_{lt} = 0,069$  i  $P_{lt} = 0,410$ , koji **zadovoljava uslove iz Preporuke**.

Pošto se radi o vjetroelektrani, potrebno je uraditi i proračun smetnji zbog prekidnih operacija. To se radi pomoću jednačine:

$$P_{lt} = \frac{8}{S_{ks}} \cdot \left( \sum_{i=1}^N N_{120i} \cdot (k_f \cdot S_{ng})^{3,2} \right)^{0,31}$$

đe je:

- $N = 5$ ;
- $N_{120i} = 20$ ,
- $K_f = 1,8$ .

Dobijamo rezultat:  $P_{lt} = 0,496$ , koji **ne zadovoljava uslove iz Preporuke**. Zbog toga projektant ili proizvođač VE treba da obezbijedi takav sistem VE (asinhroni generator i pogonska oprema) koji će imati manji faktor brojnosti (emisije) flikera ili staviti neki drugi tip generatora, možda tipa DFIG ili sinhroni s inverterom, koji imaju bolju mogućnost kontrole izlazne struje VE.



**Analizu viših harmonika** radimo pomoću podataka proizvođača generatora o harmonskoj struji generatora.

Upotrebom jednačine:

$$I_{vhdoz} = I_{vhs,v,\mu} \cdot S_{ks}$$

đe je:

- $I_{vhdoz}$  – proračunat pomoću granica na mjestu priključenja na DS, koje su navedene u Preporuci za 35 kV naponski nivo
- $I_{vhs,v,\mu}$  - iz tabele od proizvođača ukupno za svih pet generatora
- $S_{ks} = 180$  MVA

dobijamo za redne brojeve viših harmonika proračunate vrijednosti za sve jedinice (ukupno 7,5 MW):

Redni broj višeg harmonika	Podaci proizvođača za svaku jedinicu (1,5 MW)	Proračunata vrijednost za sve jedinice (7,5 MW)	Proračunati dozvoljeni nivo s obzirom na $S_{ks}$ u tački priključenja na 35 kV naponskom nivou
[v]	[A]	[A]	[A]
2	0,05	0,25000	2,93400
3	0,01	0,05000	/
4	0,05	0,25000	0,90000
5	0,4	2,00000	2,93400
6	0,05	0,25000	1,26000
7	0,03	0,15000	4,15800
8	0,05	0,25000	0,36000
9	0,01	0,05000	/
10	0,01	0,05000	0,72000
11	0,03	0,15000	2,62800
12	0,01	0,05000	0,36000
13	0,03	0,15000	1,99800
14	0,01	0,05000	0,36000
16	0,01	0,05000	0,36000
17	0,03	0,15000	1,08000
18	0,01	0,05000	0,18000
19	0,03	0,15000	0,91800
23	0,01	0,05000	0,61200
25	0,01	0,05000	0,46800

Kada uporedimo proračunate vrijednosti za sve jedinice (ukupno 7,5 MW) i proračunati dozvoljeni nivo s obzirom na  $S_{ks}$  u tački priključenja, vidimo da **u pogledu viših harmonika nema zadržki za priključenje na DS.**

U pogledu **naponske nesimetrije** svaki generator koji se priključuje na DS na SN naponskom novou, mora se priključiti trofazno.

Proračun **snage kratkoga spoja na mjestu priključenja** pokazuje da je ukupna snaga kratkoga spoja nakon priključenja polja 5 VE:

$$S_{ks \text{ na mjestu priključenja}} = S_{ks \text{ mreže bez VE}} + S_{ks \text{ polje VE}} = 180 \text{ MVA} + 5 \cdot 7,5 \text{ MVA} = 217,5 \text{ MVA} .$$

Ako je ta nova snaga kratkoga spoja prevelika za opremu koja je ugrađena u DS, onda treba preduzeti mjere, koje su navedene u Preporuci.

#### 4.16.3. Priključenje fotonaponske elektrane na 0,4 kV mrežu

##### Polazišta:

1. U DS se na 0,4 kV nivou priključuje fotonaponska elektrana (FE) s 24 monofaznih invertora, snage  $24 \times 3 \text{ kW} = 72 \text{ kW}$ .
2. 0,4 kV mreža napaja se kroz 10/0,4 kV transformator snage 400 kVA. Snaga kratkoga spoja u DS u tački priključenja DI iznosi 2 MVA. U NN mreži, na koju se uključuje taj DI još nema drugih elektrana.
3. Želja investitora je da se u 24 monofaznih invertora priključi po osam paralelno na svaku fazu.
4. Jednosmjerna komponenta struje svakog invertora iznosi 50 mA.
5. Harmonska struja za jedan inverter, po podacima proizvođača, iznosi:

Redni broj višeg harmonika [ v ]	Podaci proizvođača za svaku jedinicu (3 kW) [A]
2	0,01
3	0,02
4	0,035
5	0,4
6	0,04
7	0,38
8	0,009
9	0,01
10	0,01
11	0,3
12	0,02
13	0,29
14	0,01
16	0,01
17	0,09
18	0,01
19	0,06
23	0,03
25	0,028

### Proračun smetnji po vodiču:

Proračun razmjera snaga DI i mreže u tački priključenja DI u DS pokazuje da je mrežna analiza potrebna. U samu mrežnu analizu nećemo ulaziti, jer je mnogo tih analiza urađeno u narednom poglavlju ove studije. Nakon mrežne analize treba napraviti **proračun smetnji po vodiču** i uvjeriti se da one ispunjavaju uslove za priključenje DI na DS.

Uz pomoć uslova: 
$$S_{mel} = \sum S_{ng} \leq \frac{S_{ks}}{500}$$

đe je:

- $S_{ks} = 2 \text{ MVA}$
- $S_{ng} = 72 \text{ kVA}$ .

možemo konstatovati da **je proračun promjene napona potreban**.

S upotrebom jednačine:

$$\Delta u_m = k_{i,\max} \cdot \frac{S_{ngm}}{S_{ks}}$$

đe je:

- $k_{max} = 1$
- $S_{ks} = 2 \text{ MVA}$
- $S_{ngm} = 72 \text{ kVA}$

dobijamo rezultat  **$\Delta u_m = 3,60 \%$** .

Kao što stoji u Preporuci, promjene napona su važne kada se generatori uključuju na mrežu s punom snagom odjednom. A kod FE, koja upotrebljava invertorske sisteme, to nije tako, jer inverter svojom regulacijom sprječava brzi porast snage kod starta i programskog zaustavljanja. A kod opstrukcije sunca zbog oblaka taj proces još je sporiji, tako da ne može doći do brze promjene napona. To dokazuju i mjerenja iz prakse. Važno je da mrežna analiza potvrdi da ta FE može da radi s punom snagom na mjestu priključenja imajući u vidu sva druga moguća stanja u mreži.

Proračun **flikera** stoga nije potreban jer za fotovoltaične elektrane **nije kritičan**.

**Analizu viših harmonika** uradićemo uz pomoć podataka proizvođača generatora o harmonskoj struji generatora.

Upotrebom jednačine:

$$I_{vhdoz} = I_{vhs,v,\mu} \cdot S_{ks}$$

đe je:

- $I_{vhdoz}$  – proračunat uz pomoć granica na mjestu priključenja u DS, koje su navedene u Preporuci za NN nivo
- $I_{vhs,v,\mu}$  - iz tabele od proizvođača ukupno za svih 24 invertorskih jedinica
- $S_{ks} = 2 \text{ MVA}$

dobijamo za redne brojeve viših harmonika proračunate vrijednosti za sve jedinice (ukupno 7,5 MW):

Redni broj višeg harmonika	Podaci proizvođača za svaku jedinicu (3 kW)	Proračunata vrijednost za sve jedinice (72 kW)	Proračunati dozvoljeni nivo s obzirom na $S_{ks}$ u tački priključenja u NN mreži
[ v ]	[A]	[A]	[A]
2	0,01	0,24000	3,00000
3	0,15	3,60000	8,00000
4	0,035	0,84000	0,94000
5	0,4	<b>9,60000</b>	<b>3,00000</b>
6	0,04	0,96000	1,16000
7	0,38	<b>9,12000</b>	<b>4,00000</b>
8	0,009	0,21600	0,40000
9	0,04	0,96000	1,40000
10	0,01	0,24000	0,72000
11	0,3	<b>7,20000</b>	<b>2,60000</b>
12	0,02	0,48000	0,54000
13	0,29	<b>6,96000</b>	<b>2,00000</b>
14	0,01	0,24000	0,34000
16	0,01	0,24000	0,30000
17	0,09	<b>2,16000</b>	<b>1,10000</b>
18	0,01	0,24000	0,24000
19	0,06	<b>1,44000</b>	<b>0,90000</b>
23	0,03	<b>0,72000</b>	<b>0,60000</b>
25	0,028	<b>0,67200</b>	<b>0,50000</b>

Kada uporedimo proračunate vrijednosti za sve jedinice (ukupno 72 kW) i proračunati dozvoljeni nivo s obzirom na  $S_{ks}$  u tački priključenja, vidimo da **u pogledu viših harmonika ovako projektovana elektrana ne može da se priključi na DS!** Granične vrijednosti su prekoračene za redne brojeve viših harmonika: 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23. i 25.

**Jednosmjernu komponentu** injektirane struje provjeravamo pomoću jednačina:

$$I_{DC\ mel} \leq 0,5 \% I_{n\ mel}$$

i

$$I_{DC\ mel\ NN} \leq 1000\ mA$$

Pošto su svi invertori jednaki i možemo računati na to da svi odjednom rade u istoj radnoj tački, ukupnu jednosmjernu struju u NN sistemu proračunavamo tako da maksimalnu struju jednog invertora pomnožimo s brojem svih invertora u sistemu te FE. Tako dobijamo

$$I_{DC\ mel} = 24 \cdot 50\ mA = 1200\ mA$$

što je **više nego dozvoljeno!** U tom pogledu treba tu jednosmjernu struju **ograničiti tako da ne ulazi u NN DS.**

U pogledu **naponske nesimetrije** svaki generator, koji se na DS priključuje na NN nivou i prelazi snagu 3,7 kW, mora se priključiti trofazno. Pošto je dozvoljena snaga ME veća od 11 kW, nesimetrija snage u bilo koje vrijeme između bilo kojih dviju faza ne smije biti veća od 4,6 kW. Zbog toga je bolje da se kod projektovanja daje prednost varijantama s manjim brojem većih trofaznih jedinica pred većim brojem manjih, po mogućnosti jednofaznih jedinica.

Ako uzmemo u obzir rezultate svih ovih proračuna, najbolji način za rješenje situacije bio bi da se u okviru projektovane snage 72 kW **zamijene monofazni invertori s manjom snagom za manji broj trofaznih invertora s većom snagom**. Ako to još uvijek ne rješi situaciju, treba razmišljati o **kompencaciji struje viših harmonika i jednosmjerne struje** (pasivna ili aktivna) ili o **povećanju snage kratkoga spoja na mjestu priključenja** ili o **drugom mjestu priključenja**, kojeg treba da potvrdi i iznova urađena mrežna analiza.

## 5. MREŽNE ANALIZE PRIKLJUČIVANJA DISTRIBUIRANIH IZVORA NA DISTRIBUTIVNU MREŽU

U sljedećem poglavlju date su kompletne mrežne analize priključivanja distribuiranih izvora na distributivnu mrežu elektroenergetskog sistema Crne Gore. Analize su u vezi sa u trećem poglavlju prikazanom metodologijom, koja definiše potreban minimalni model mreže i tehničke mogućnosti priključenja u najnepovoljnijim stanjima s kriterijumima pojačanja postojeće mreže. De je to moguće i prikladno, rješenja priključivanja distribuiranih izvora data su varijantno. U tome primjeru takođe je napravljena ekonomska analiza i poređenje varijanti. U nastavku su sažeti najvažniji kriterijumi od predložene metodologije koji su osnova u obradi analiza.

Sve elektrane koje su analizirane u ovom poglavlju, moraju ispunjavati sve zahtjeve koje za njih definiše *Preporuka* za priključivanje DI na mreže Crne Gore. Pored toga, za svaku elektranu urađena je analiza priključivanja na mrežu koja daje detaljne informacije o potrebnim mjerama za priključivanje.

Objašnjen je i analiziran generalni uticaj distribuiranih izvora na pogon distributivne mreže s predloženim akcijama u pogonu mreže (regulacije napona, podešavanje zaštite, uticaj na kvalitet električne energije, pouzdanost). Dato je mišljenje u vezi s mjestima na mreži za sprovođenje preuzimnih mjerenja distribuiranih izvora (početak ili kraj priključnoga voda).

Ubrzana integracija distribuiranih izvora u distributivnu mrežu uzrokuje poteškoće u radu i upravljanju mreže. Integracija daljinskih prekidača, mjerenja i napredne informacijsko-komunikacijske tehnologije (IKT) omogućava bolju efikasnost upravljanja mrežom i stoga bolju pouzdanost protiv pojačanja mreže. U tom kontekstu u svijetu se pojavljuju se takozvane „Smart Grid“ tehnologije.

Objašnjen je uticaj priključenja različitih distribuiranih izvora na rad distributivne mreže. Analizirani su primeri priključenja malih hidroelektrana na rijeci Zaslapanici, fotovoltaična elektrana Čevo i vjetroelektrana Birska Gora.

U narednoj tabeli prikazan je saznam rijeka s predviđenim iznosom snage svih elektrana koje su u studiji analizirane. Svako porječje (Lim, Komarnica s Pivom, Tara i Zeta) analizirano je u posebnoj potpoglavlju. Ukupna instalirana snaga svih analiziranih mHE iznosi 87,3 MW.

Za sva predložena pojačanja date su procjene ulaganja u mrežu zbog priključivanja pojedinih distribuiranih izvora. Procjene su date s obzirom na tipske cijene pripremljene na distribuciji EPCG i sažete su u prilogu na kraju poglavlja.

Tab. 5.1: Lista rijeka s iznosom snage distribuiranih izvora

Rijeka	Porječje	Instalirana snaga [MW]	Općina
<b>Bistrica</b>	Lim	17	Bijelo Polje
<b>Bistrica</b>	Lim	10,2	Berane

Šekularska	Lim	5	Berane
Trepačka rijeka	Lim	8,3	Berane
Kraštica	Lim	0,8	Berane
Zlorečica	Lim	1,6	Andrijeвица
Murinska rijeka	Lim	2,4	Plav
Velička rijeka	Lim	0,3	Plav
Komaraća	Lim	4	Plav
Babinopoljska	Lim	9,5	Plav
Đurička rijeka	Lim	1,4	Plav
Grlja	Lim	3	Plav
Bukovica	Komarnica	3,2	Šavnik
Bijela	Komarnica	1,4	Šavnik
Tušina	Komarnica	6	Šavnik
Vrbnica	Piva	12	Plužine
Bukovica	Tara	0,2	Kolašin
Zaslapnica	Zeta	1	Nikšić

## 5.1. Sažetak tehničkih kriterijuma u mrežnim analizama priključivanja distribuiranih izvora

### Određivanje potrebne dubine analize - kriterijum 0,5 % snage kratkog spoja

U čvorištu mreže, đe se napon zbog pogona distribuiranog izvora minimalno promijeni, njegov uticaj možemo zanemariti. Dopuštena granica promjene određena je kriterijumom o maksimalnoj dopuštenoj dozvoljenoj promjeni napona  $\Delta u_{TM}$  zbog rada distribuiranog izvora u tački krute mreže. Kriterijum je detaljnije objašnjen u dijelu koji opisuje metodologiju.

### Određivanje minimalnoga modela mreže - kriterijum za određivanje tačke krute mreže

U čvorištu mreže, đe se napon zbog pogona distribuiranog izvora minimalno promijeni, njegov uticaj možemo zanemariti. Dopuštena granica promjene određena je kriterijumom o maksimalnoj dopuštenoj dozvoljenoj promjeni napona  $\Delta u_{TM}$  zbog rada distribuiranog izvora u tački krute mreže. Kriterijum je detaljnije objašnjen u dijelu koji opisuje metodologiju.

Pošto je mreža radijalna, dopuštena promjena napona  $\Delta u_{TM}$  jeste suma doprinosa pojedinih distribuiranih izvora obuhvaćenim analizom:

$$\Delta u_{KM} = \sum_i^N \Delta u_{TM_i} < 0,005 = K_{\Delta U} - \text{radijalne mreže} \quad 5.1$$

### Kriterijumi za opterećenja i naponske prilike

- **Kriterijum dozvoljenih opterećenja  $K_S$ :**

Opteretivost vodova i transformatora u stanju s maksimalnim opterećenjem i proizvodnjom distribuiranih izvora ne smije prekoračiti:

- 100 % termičkog opterećenja  $S_{th}$  za vodove

$$K_{S,V}: S_V \leq S_{th} \quad 5.2$$

- 120% termičkog opterećenja transformatora.

$$K_{S,TR}: S_{TR} \leq 1,2 \cdot S_{th} \quad 5.3$$

- **Kriterijum dozvoljenih napona u NN mreži  $K_{U,NNO}$ :**

Rasponi dopuštenih napona u NN mreži:

$$K_{U,NNO}: 0,4kV \leq U < 0,42kV \quad 5.4$$

## 5.2. Generalni uticaj distribuiranih izvora na rad distributivne mreže

Distributivni izvori značajno utiču na rad distributivne mreže. Najveći uticaji zabilježeni su na ovih područjima:

- promjene naponskih prilika,
- regulacija napona i kompenzacija reaktivne snage,
- kvalitet električne energije,
- koordinacija zaštite,
- pouzdanost.

### 5.2.1. Promene naponskih prilika, regulacija napona i kompenzacija reaktivne snage

#### Uzroci promena napona

Promjene napona u distributivnoj mreži pojavljuju se zbog oscilacija opterećenja. U stanjima s visokim opterećenjima tokom radnog dana naponi su zbog većih padova napona niski, a u stanjima sa niskim opterećenjima visoki. Odstupanja napona javljaju se zbog statičke regulacije napona sa podešavanjem odvojka transformatora u transformatorskim stanicama đe je napon kompenzovan za prosječne vrijednosti opterećenja.

U slučaju rada distribuiranog izvora u SN ili NN mreži protok snage je dvosmjernan, što znači još više promjena napona u distributivnoj mreži. Visina promjena takođe zavisi od konfiguracije i jačine mreže. Upravljanje promjenama napona vrši se s regulacijom napona ili s manjom impedancom kroz pojačanje mreže.

S obzirom na metodologiju u analizama promjene napona treba da budu o zoni  $\max \pm 10\%$  nazivnog napona.

#### Prelazak na 20 kV

**U tom kontekstu u ovi studiji, predlažemo da se u Crnoj Gori pripremi integrisana strategija prelazka na 20 kV naponski nivo, a napuste se nivo 35 kV i 10 kV.** Distributivna mreža takođe se



sastoji od tri naponska nivoa s transformacijom 110/20/0,4 kV i aktivne automatske regulacije napona na sabirnicama 20 kV. Opšte pravilo je da 35 kV mreža prelazi na 110 kV, a 10 kV mreža na 20 kV.

Integrirana strategija treba dati da odgovore u nekoliko tematskih područja koja prelaze kontekst ove studije. Neka od najvažnijih:

- potpuna analiza tehničkih i ekonomskih prednosti prelazka,
- promjene koncepta rada distributivne mreže (koordinacija zaštite, prizemljenje mreže, uticaj na kvalitet energije i pouzdanost),
- promjene koncepta planiranja distributivne mreže (osnivanje tehničkih kriterijuma i karakterističnih struktura mreže, specifikacija tipskih elemenata u mreži),
- dinamika prelaska s konkretnim akcijama,
- specifikacija i tipizacija potrebne elektroenergetske opreme,
- prioritetna područja prelaska.

Iskustva pokazuju da se prelazak obavlja postupno na dugi rok od deset do dvadeset godina, čak i duže. Planirani distribuirani izvori koje anlaizira ova studija suprotno treba da budu uključeni u mrežu što je prije moguće (u ovoj ili sljedećih godina). Zbog toga analiza prelazka na 20 kV radi priključenja ovih izvora nije konzistentna. **Ali sva predložena rješenja priključenja i razvoja mreže u analizi imaju u vidu ili dozvoljavaju jednostavan prelazak na 20 kV kad se to održava.**

#### **Regulacija napona i kompenzacija reaktivne snage:**

Načini regulisanja napona u distributivni mreži:

- aktivna regulacija;
  - automatsko dinamičko podešavanje odvojka energetskog transformatora VN/SN,
  - kompenzacija reaktivne snage uz distributivne mreže,
- pasivna regulacija;
  - statičko podešavanje odvojka distributivnog transformatora SN/NN.

Običan način regulacije napona u distributivnoj mreži je sa podešavanjem odvojka na primaru transformatora u transformatorskim stanicama. U stanicama sa transformacijom 110 kV/SN obično podešavaju se odvojci auttomatski prema postavljenoem naponu. Dinamična promijena odvojka povećava (manji napon na sekundaru) ili smanjuje (viši napon na sekundaru) odnos transformatorja. U Crni Gori ovi način se sprovoede na energetskim transformatorimaa u TS 110/35 kV.

Đe automatsko podešavanje u transformatorskim stanicama nije moguće (ovo su TS 35/10 kV i TS 10/0,4 kV) odvojci će trajno biti podešeni tako da drže napon unutar propisanih granica.

U vrijeme visokih opterećenja u distributivnoj mreži naponi treba da budu na 35 kV ili 10 kV sabirnicama zbog padova malo viši, a u niskim opterećenjima malo manji. Distribuirani izvori kompenzuju padove napona ili čak uzrokuju povećanje u suprotnom smjeru. **Stoga je potrebno u upravljanju rada mreže dozvoliti aktivno podešavanje postavljenog napona, koji se reguliše automatski i prilagođava prilikama u mreži.**

**Analize rada distributivne mreže s distribuiranim izvorima pokazale su da se napon mora držati s automatskom regulacijom napona na 35 kV sabirnicama u TS 110/35 kV u granicama:**

- **sabirnice 35 kV u TS 110/35 kV iznad 34,5 kV (niska opterećenja) i ispod 37,5 kV (visoka opterećenja)**
- **sabirnice 10 kV u TS 35/10 kV iznad 10,2 kV (visoka opterećenja) i ispod 10,6 kV (niska opterećenja)**

Napon u čvorištu i bilans reaktivne snage fizički su povezani. Gledano sa stanovišta proizvodnje distribuiranog izvora induktivna reaktivna snaga izaziva porast napona, obrnuto kapacitivna snaga smanjuje napon u čvorištu. U modernoj distributivnoj mreži („Pametne mreže“ ili ang. „Smart Grids“) postoji mogućnost držanja napona unutar granica uključivanjem kompenzacijskih uređaja (kondenzatorske baterije, prigušnice) u karakterističnim tačkama. U radu mreže s distribuiranim izvorima mogu se očekivati regulacije induktivne ili kapacitivne snage samog izvora u skladu s tekstom u poglavlju 4.9 u ovoj studiji.

Radi bolje efikasnosti korišćenja distributivne mreže može se u **analizama rada mreže** uzeti u obzir mogućnost proizvodnje ili gutanja reaktivne snage distribuiranog izvora (karakteristike u poglavlju 4.9 u ovoj studiji). Postoji preporuka da **ukupna reaktivna snaga na svim distribuiranim izvorima ne prelazi 10 % nazivne snage  $S_n$  transformatora ispod kojih su priključene.**

U analizama s velikim brojem distribuiranog izvora koje sadrži i planiranje mreže (**analize razvoja mreže**) treba uspostaviti takav kriterijum koji garantuje pouzdan rad mreže u najtežim uslovima u kojima se ne očekuje koordinirana regulacija napona s kompenzacijom reaktivne snage kod svih distribuiranih izvora u dijelu mreže. Zbog toga **se pretpostavlja pogon distribuiranih izvora sa  $\cos\varphi=1$ .**

S uklopom i otklopom kondenzatorskih baterija u transformatorskim stanicama uglavnom se izravna pretjerana razmjena reaktivne energije od prenosne mreže. Ovo direktno ne utiče na vrijednost napona na sabirnicama TS.

## **5.2.2. Kvalitet električne energije**

Distribuirani izvori mogu, kao i potrošači, sa svojim radom prouzrokovati ka pogoršanju kvaliteta električne energije u mreži.

Svaki DI koji se priključuje na DS Crne Gore na bilo kojem naponskom nivou, mora obavezno da je u saglasnosti sa svim EU direktivama koje su za tu vrstu DI relevantne. Saglasnost s direktivama na NN nivou za jedinice, kod kojih je nazivna struja manja ili jednaka 16 A po fazi iskazuje se sa CE markicom koja je podržana s izjavom o saglasnosti s EU direktivama. Za sve ostale DI na NN nivou i za sve DI na SN nivou umjesto CE markice može biti druga tehnička dokumentacija, koju isto tako podržava izjava o saglasnosti s EU direktivama.

Kvalitet električne energije u mreži treba da bude u saglasnosti sa MEST EN 50160. A da bi se to moglo postići, distribuirani izvori isto kao i potrošači, ne smiju u mreži prouzrokovati smetnje veće od onih, koje su date u **Preporuci** (poglavlje 4 ove studije) a one iznose:

### **Fliker i promjene napona:**

Najveće promjene napona u skladu s tačkama 5.4 i 5.5 i tabelom 5.4 u **Preporuci**.

Dozvoljeni dugotrajni u skladu s tačko 5.6 i jednačinama 3 i 4 u **Preporuci**.

### **Harmonska struja i napon:**

THD bolji od 5 % u skladu s IEC 60034-1, pod dodatnim uslovom, da time ne prouzrokuje previše veliki THD neđe drugo u mreži.

Struja viših harmonika u skladu s tačkom 5.7 i tabelom 5.7a, Napon viših harmonika u skladu s tačkom 5.7 i tabelom 5.7b u **Preporuci**.

Kod DI s frekventnim pretvaračima treba ispitati i štetno djelovanje DI na MTK uređaje **te na uređaje PLC sistema** sa stanovišta viših harmonika.

### **Uslovi sinhronizacije:**

Uslovi za bezbednu sinhronizaciju treba da budu u saglasnosti s tačkama 5.10 do 5.12 i tabelom 5.10 u **Preporuci**.

### **Jednosmjerna komponenta struje:**

Kod DI koje se priključuju na DS preko invertora jednosmjerna komponenta injektiranja u distributivnu mrežu ne smije biti veća od 0,5 % od naznačene struje invertora. Za NN mrežu dodatni uslov je da jednosmjerna komponenta injektiranja u distributivnu mrežu ne smije biti veća od 1000 mA.

### **Naponska nesimetrija:**

Uslovi za naponsku nesimetriju su važni u primjeru, da se elektrana priključuje na NN mrežu. Tada treba uzeti u obzir tačku 5.14 iz **Preporuke**.

### **5.2.3. Koordinacija zaštite**

Ako je u mreži uključen neki DI, u mreži treba blokirati rad APU-a na izvodu, u koji je uključen DI. Time se omogućava da može kod kvara u mreži DI da sam ispadne (po U ili f zaštiti na rastavnome mjestu) prije nego što bi ga brzi APU ponovno uključio u mrežu. Ako se APU ne blokira, pogotovo kod sinhronih generatora, može doći do havarija u smislu loma osovine.

**Ostrvski rad** DI u mreži nije dozvoljen.

Dozvoljen je **izolovan rad** DI unutar mreže na generatorskoj strani rastavnoga mjesta, ako je postrojenje DI napravljeno tako da se to može učiniti.

Ako ME ima mogućnost izolovanoga rada od DS i uzrok rada zaštite na rastavnome mjestu bili su  $U <$ ,  $U >$ ,  $f <$  ili  $f >$  uslovi, u tom slučaju na rastavnome mjestu DI se odvoji od DS i može (po želji investitora) početi raditi izolovano od DS-a. Nakon ponovnog postizanja  $U$  i  $f$  zaštitnih uslova za ponovni rad DI u DS na rasklopnome mjestu, po želji investitora, ME se može resinhronizovati u DS bilo na rastavnome mjestu ili na generatorskome prekidaču, u zavisnosti od toga u kojem je stanju generator (su generatori) u DI.

Ako je uzrok rada zaštite bio strujni, onda generator u kvaru mora početi havarijsko zaustavljanje.

**Prekostrujna zaštita** je trofazna maksimalna strujna vremenski nezavisna zaštita, kojareaguje:

- S vremenskom zadržkom pri strujnim opterećenjima koja prelaze vrednosti dozvoljenih strujnih opterećenja priključnoga voda (TP-14a) - prekostrujna zaštita  $I >$ ;
- Trenutno pri bliskim kratkim spojevima - kratkospojna zaštita  $I >>$ .
- Mjerni relei prekostrujne zaštite su za naznačenu struju 5 A i za najmanji opseg podešavanja:
  - (3 - 9) A za prekostrujnu zaštitu  $I >$ ;
  - (20 - 50) A za kratkospojnu zaštitu  $I >>$ .
- Najmanji opseg podešavanja vremenske zadržke prekostrujne zaštite  $I >$  treba da bude (0,2 - 3) s.

**Zemljospojna zaštita** je homopolarna zaštita, čije izvođenje zavisi od načina uzemljenjanneutralne tačke SN mreže (TP-6):

- Ako je neutralna tačka SN mreže uzemljena preko niskoomske impedanse, primjenjuje se monofazna maksimalna strujna vremenski nezavisna zaštita  $I_0 >$ , čiji je mjerni rele za naznačenu struju  $I_n = 5$  A, najmanjeg opsega podešavanja (0,5 - 2,5) A. Zaštita treba da reaguje s vremenskom zadržkom najmanjeg opsega podešavanja (0,2 - 3) s.
- Ako je neutralna tačka SN mreže izolovana, zemljospojna zaštita zavisi od veličine kapacitivne struje zemljospoja galvanski povezane mreže i izvodi se prema tački 1.4TP-4a1.

Zaštita NN priključnoga voda u DI prekostrujna, preko kratkospojnog (elektromagnetnog) i termičkog okidača NN prekidača, tačka 6.3.

Za sve vrste ME važi da moraju imati preklopnik u rasklopnom postrojenju ME. To je signalni preklopnik koji je isključivo pod nadzorom ODS i sa kime ODS može isključiti ME iz DS. Osiguranje preklopnika (pod ključem isključivo ODS) analogno je osiguranju glavnih osigurača postrojenja korisnika DS. ODS upotrebljava ovaj preklopnik u slučaju da treba isključiti ME iz DS. Stavljanjem preklopnika iz pozicije „1 (ON)” u poziciju „0 (OFF)”, rad ME paralelno s DS nije moguć.

Kod djelovanja strujnih zaštita na rasklopnome mjestu ME, rad ME na DS nije moguć sve dok ODS s preklapanjem preklopnika u redosljedu „1” → „0” → „1” ne kvitira zaštite (u primjeru digitalne zaštite, koja ima tu mogućnost) ili promijeni osigurače u primjeru takve zaštite.

Treba naglasiti da nakon kvitiranja zaštite ili promjene osigurača na rasklopnome mjestu, ODS samo daje potreban uslov, da se može investitor ponovo priključiti na DS. Odgovornost i posljedice ponovnog uključanja u svakom slučaju na strani su investitora.

Trofazni generatori moraju kod paralelnoga rada s DS imati nultu tačku obavezno izolovanu. A kod prelazaka na izolovani rad nultu tačku treba automatski spojiti na zemlju zbog mogućnosti detekcije  $I_0$  kvarne struje.

Standardno podešavanje zaštite na rasklopnome mjestu za sve generatore je u tabelama 8.1 i 8.2. Tabela 8.1 važi ako ME ima samo jednostepensku zaštitu a tabela 8.2 važi ako ima ME mogućnost dvostepenske zaštite. U tabeli 8.2 drugi stepen zaštite može se podesiti na bilo koju vrijednost u navedenoj zoni.

ODS može u posebnim situacijama da zahtijeva nestandardno podešavanje zaštite na rasklopnome mjestu.

**Automatski restart** DI nakon rada  $U$  ili  $f$  zaštite ne smije da se uradi prije:

- 3 minute kod rotirajućih strojeva i
- 20 sekundi kod invertorskih sustava.

Sve to vrijeme nijedna zaštita DI ne smije biti aktivna ili se aktivirati.

#### 5.2.4. Reaktivna snaga DI

Reaktivna snaga DI mora biti u skladu sa tačkom 9.5 u **Preporuci**.

#### 5.2.5. Mjerenja uzete energije od distribuiranih izvora u distributivnoj mreži

Kad priključite distribuirani izvor na mrežu, postavlja se pitanje da li su mjerenja postavljena na početku ili kraju priključnog voda na mrežu posmatrano sa strane distribuiranog izvora. Pitanje je važno radi naplate troškova gubitka na priključnome vodu.

Ako postoji mogućnost da u budućnosti priključni vod koristi distributer za potrebu razvoja mreže ili priključivanja dodatnih korisnika mjerenja, postavljaju se na početku priključnoga voda kod distribuiranoga izvora. Inače, mjerenja mogu biti na kraju u čvorištu priključenja (sabirnice TS). Naravno, proizvođač i distributer mogu ta mjesta mjerenja dogovoriti bilateralno.

#### 5.2.6. Pouzdanost rada mreže

Distribuirani izvori negativno utiču na pouzdanost rada mreže. Kad je već spomenuto, najveći problemi pojavljaju se u promjeni naponskih prilika u mreži. Dispečeri stoga moraju kontinuirano pratiti i usklađivati naponski profil u mreži. U odnosu na efikasno upravljanje mreže dobro je poznati napon i dublje u mreži ispod sabirnica u transformatorskoj stanici. **Tako je moguće distribuirane izvore i neka važna čvorišta opremiti s daljinski upravljanim prekidačima (DUP) koji mjere napon i struju.**

Najvažnije funkcije DUP:

- povećaju opservabilnost prilika u mreži,
- u slučaju kvarova sekcioniraju mrežu (prekid kratkospojnih struja) i skraću vrijeme prekida kod potrošača,
- prebacuju dio opterećenja na susjedni izvod (ako postoji prsten veza),
- omogućavaju optimalan rasklop mreže odnosno na gubitke i prekide (samo u slučaju zaomčane mreže).

Uspostavljanjem daljinske veze između centara upravljanja i distribuiranog izvora dispečer kontroliše da li izvor radi u skladu s U-Q karakteristikama regulacije napona koje specifikuje preporuka u poglavlju 4.9.

Posebno u zaomčanim mrežama (izvodi u konfiguraciji prsten veze) DUP može značajno povećati pouzdanost rada mreže. **Analize u studiji pokazale su vrlo lošu zaomčanost distributivne mreže u područjima s planiranim izvorima.** De to ima smisla, predložena je izgradnja prsten veze.

Studija o pojedinačnim slučajevima predlaže **osnivanje rasklopnih stanica (RS)** koje se instaliraju u čvorišta s više odvojka. Ovi odvojci postaju **izvodi od RS i opremljeni su s kompletnom sekundarnom opremom (zaštita, daljinsko upravljanje...)**. Distribuirani izvori spojeni su direktno u RS. **Na taj način bolje se postiže selektivnost, opterećenje zbog izvora ravnomjerno raspoređena između izvoda što znači manji uticaj izvora u radu mreže.** Ako se distribuirani izvor priključuje vlastitim (iz)vodom direktno u TS, na ovom izvodu zbog kompletne zaštite kod izvora dovoljna je instalacija klasičnog rasklopnog uređaja.

### 5.3. Uticaj tipa distribuiranog izvora na mrežnu analizu priključivanja

U tipu analiza u ovoj studiji koje planiraju razvoj mreže uzimajući u obzir priključivanja velikog broja distribuiranih izvora treba izvesti specijalnu metodologiju koja je bila predstavljena u poglavlju 3 ove studije. Metodologija osigurava efikasan i dugoročan pouzdan rad distributivne mreže s postupnim priključivanjem svih planiranih distribuiranih izvora. Ove analize ne zalaze dataljnije u pogonske karakteristike izvora ali uz pomoć u tu svrhu izvedenih kriterijuma registruju najnepovoljnija radna stanja u mreži.

U metodologiji osnovane i definisane su ispod sažete generalne činjenice u planiranju **koje ne zavise od tipa distribuiranog vira**:

- **polazišta: minimalna i maksimalna opterećenja, potvrđen razvoj mreže,**
- **tehnički kriterijumi (određivanje tačke krute mreže, dopuštena opterećenja, dozvoljeni naponi),**
- **analiza energetske prilike u najnepovoljnijim stanjima (maksimalna potrošnja i minimalna proizvodnja, minimalna potrošnja i maksimalna proizvodnja),**
- **pogon distribuiranih izvora sa  $\cos\varphi=1$ .**

Tip generatora distribuiranog izvora važan je u slučaju detalnih pogonskih analiza uticaja pojedinog distribuiranog izvora u kojem se analiziraju flikeri, lokalne naponske prilike s regulacijom reaktivne snage (U – Q karakteristika), zaštita, kratkospojne struje i preostale riječi koje definiše preporuka u ovoj studiji. Ove analize definišu pogonske parametre i obrađuju se u procesu projektovanja elektrane. Zbog toga u ovoj studiji koja određiva mrežnu analizu nijesu konzistentne.

U nastavku prikazani su primjeri konkretnih analiza priključivanja na mrežu za tri drukčija tipa generatora: hidro i vjetro genarator te invertorski generator:

- *male hidroelektrne (mHE) na rijeki Zaslavnici,*
- *fotovoltaična elektrarna (FVE) Čevo,*
- *vjetroelektrarna (VE) Briska gora.*

### 5.3.1. Primer analize priključivanja male hidroele ktrarne (mHE na rijeki Zaslavnici)

#### 5.3.1.1. Polazišta

##### Podaci o elektranama

Rijeka Zaslavnica izvire iznad zasjeoka Zaslav u jugozapadnome dijelu Crne Gore. Upočetnome dijelu korito rijeke je strmo i uskim kanjonom spušta se prema zasjeoku Nudo. Na približno 6,5 km izliva se u rijeku Sušicu te nadalje u Trebišnjicu. Rijeka ima karakter bujice.



Sl. 5.1: Rijeka Zaslavnica – geografski prikaz

Po rezultatima izvodljivih studijskih obrad, rijeka ima najpovoljniji hidro potencijal u početnome dijelu u dužini 3,7 km. Kao najpovoljnije rješenje da se iskoristi hidro potencijal pokazala se izgradnja mHE:

- mHE Zaslav
- mHE Nudo I, II



Svi značajni podaci koji su potrebni za analizu uticaja navedenih mHE na rad srednjenaponske distributivne mreže, dati su u tabeli Tab. 5.2.

Tab. 5.2: mHE na rijeci Zaslapanici – osnovni podaci

mHE	$Q_{inst}$ (l/s)	$H_b$ (m)	$P_{max}$ (MW)	$\cos\phi_n$	generator	najbliža TS 10 kV
Zaslap	270	100	<b>0,228</b>	0,95	sinhroni	TS Zaslap
Nudo I	310	234	<b>0,583</b>	0,95	sinhroni	TS Nudo II
Nudo II	450	141	<b>0,511</b>	0,95	sinhroni	TS Nudo II

### Postojeća distributivna mreža na koju se priključuju mHE na rijeci Zaslapanici

Elektrane će se priključiti na srednjenaponsku 10 kV mrežu TS Vilusi s izvodima Petrovići, Velimlje, Trublje, Grahovo i Vilusi.

Podaci TS Vilusi 110/35/10 kV:

- transformacija 110/35 kV:
  - 1xTR 110/35 kV,
  - $S_{inst} = 10$  MVA,  $U_{n1} = 110$  kV,  $U_{n2} = 36,75$  kV,
  - automatska regulacija napona na sekundaru  $U_{n2} \pm 12 \cdot 1,33$  %,
  - željeni napon na sekundaru: 36,5 kV,
- transformacija 35/10 kV:
  - 1xTR 35/10 kV,
  - $S_{inst} = 2,5$  MVA,  $U_{n1} = 35$  kV,  $U_{n2} = 10,5$  kV,
  - ručna regulacija napona na sekundaru  $U_{n2} \pm 2 \cdot 2,5$  %,
  - kratkospojni napon  $u_k = 5,7$  %.

Geografski prikaz dijela 10 kV mreže TS Vilusi s predviđenom lokacijom mHE prikazan je na slici Sl. 5.2. Područje doline rijeke Zaslapanice napaja 10 kV izvod Grahovo, u blizini se nalazi i izvod Vilusi. Mreža 10 kV tipična je izvangradska s malom gustom potrošnje. Nadzemni vodovi opremljeni su vodičima Al/Fe 35/6 mm<sup>2</sup>. Svi izvodi su radijalni i nemaju mogućnost rezervnoga napajanja.

Na 10 kV mrežu TS Vilusi nije priključen nijedan distribuirani izvor. Analizirane elektrane, po raspoloživim podacima, jedini su distribuirani izvori koji se srednjoročno priključuju na postojeću mrežu.

### Podaci o opterećenjima izvoda

Za potrebe analize priključenja mHE na distributivnu mrežu u tabeli Tab. 5.3 na osnovu mjerenja dati su podaci o maksimalnim i minimalnim opterećenjima godine 2011. te prognoza za godinu 2015.

Tab. 5.3: Minimalno i maksimalno opterećenje – TS Vilusi

IZVOD	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
Grahovo	0,090	0,400	0,097	0,430
Vilusi	0,035	0,100	0,038	0,108
Petrovići	0,075	0,240	0,081	0,258
Velimlje	0,065	0,150	0,070	0,161
Trubjela	0,145	0,400	0,156	0,430
<b>TS Vilusi</b>	<b>0,41</b>	<b>1,29</b>	<b>0,442</b>	<b>1,387</b>

### Predviđen razvoj distributivne mreže

U skladu s planom investicija u distributivnu mrežu, na području TS Vilusi nakon 2015. godine predviđa se izgradnja nove TS 35/10 kV Grahovo s napojnim 35 kV dalekovodom dužine 12,5 km iz TS Vilusi. Razlog je planirano povećanje potrošnje na području Grahova. Srednjeručno investicija vjerovatno neće biti realizovana, pa zbog toga u modelu za analize još nije uzeta u obzir. U TS Vilusi do te godine biće instaliran drugi transformator 35/10 kV, 2,5 MVA.

#### 5.3.1.2. Analiza priključenja elektrana na mrežu

Elektrane se nalaze u blizini TS Zaslav i TS Nudo II koje se iz TS Vilusi napajaju po izvodu Grahovo. Mreža s lokacijama mHE prikazana je na slici Sl. 5.2. Na slici su takođe prikazane snage kratkoga spoja u čvorištima postojeće mreže koje su najbliže predviđenim mHE.

#### Određivanje minimalnoga obima modela mreže

Pošto je mreža radijalna, dopuštena promjena napona  $\Delta u_{TM}$  jeste suma doprinosa mHE Zaslavnica i mHE Nudo

$$\Delta u_{KM} = \sum_i^N \Delta u_{TM_i} < 0,005 = K_{\Delta U} - \text{radijalne mreže} \quad 5.1$$

Doprinosu računamo prema jednačinama izvedenim u poglavlju s opisom metodologije. Osnova za proračun jesu snage kratkih spojeva na sabirnicama TS i elektranama najbližim tačkama mreže:

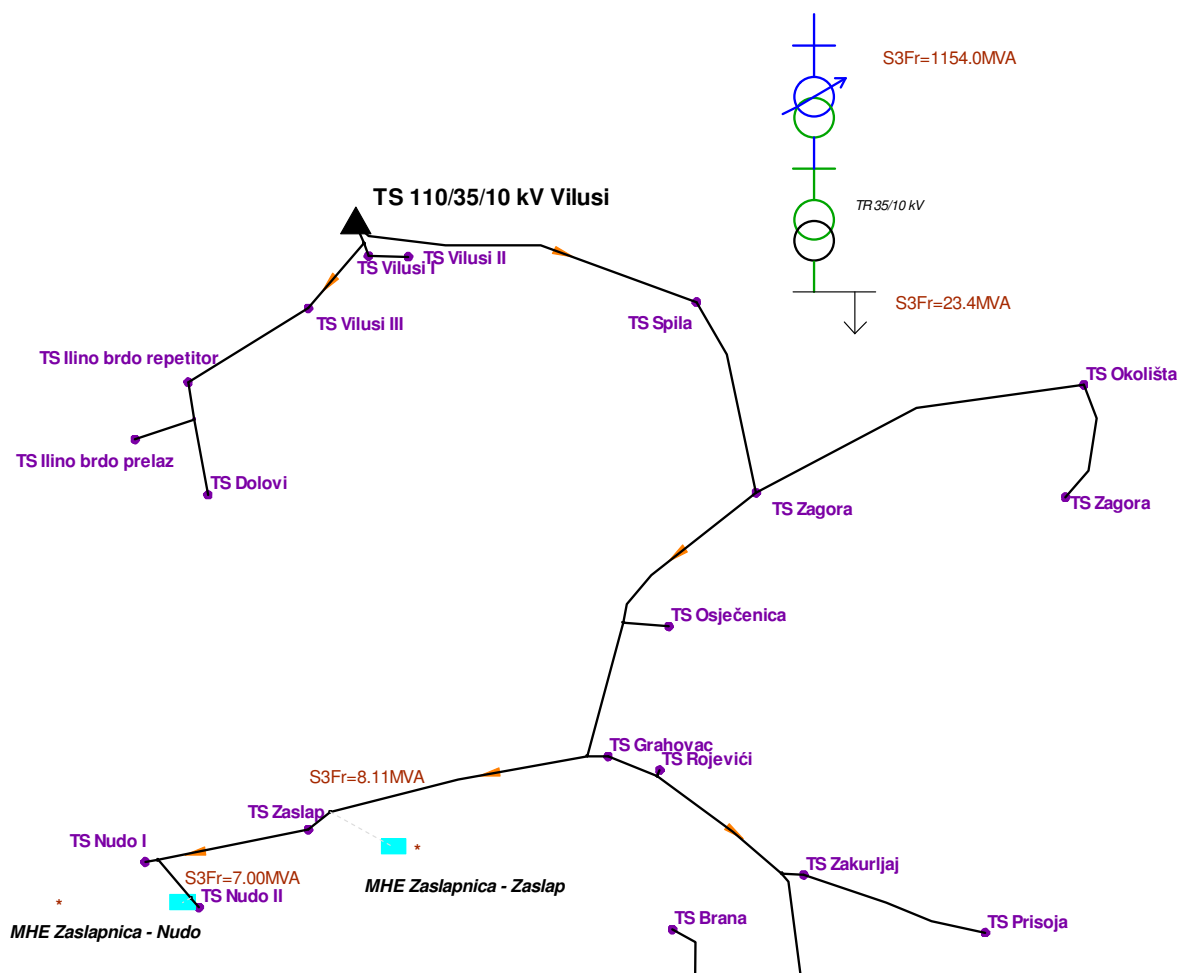
- mHE Zaslavnica:  $S_{k\_mHE-Z} = 8,11$  MVA
- mHE Nudo:  $S_{k\_mHE-N} = 7,00$  MVA
- 10 kV sabirnice TS Vilusi:  $S_{k\_TS\_vil-10} = 23,40$  MVA
- 35 kV sabirnice TS Vilusi:  $S_{k\_TS\_vil-35} = 94,90$  MVA
- 110 kV sabirnice TS Vilusi  $S_{k\_TS\_vil-110} = 1154$  MVA

Promjene napona uzduž mreže od mHE prema TS Vilusi:

- TS Zaslav:  $\Delta u_{TS} = 0,111$
- 10 kV sabirnice TS Vilusi:  $\Delta u_{TS\_vil\_10kV} = 0,033$
- 35 kV sabirnice TS Vilusi:  $\Delta u_{TS\_vil\_35kV} = 0,008$

- 110 kV sabirnice TS Vilusi:  $\Delta u_{TS\_vil\_110kV} << 0,005$

Zanemarljiv uticaj analiziranih elektrana na promjenu napona postignut je tek na 110 kV sabirnicama u TS Vilusi. U modelu mreže za analize uticaja rada mHE na rijeci Zaslavnici potrebno je obuhvatiti 10 kV izvode Grahovo i Vilusi, te transformaciju 110/35/10 kV u TS Vilusi.



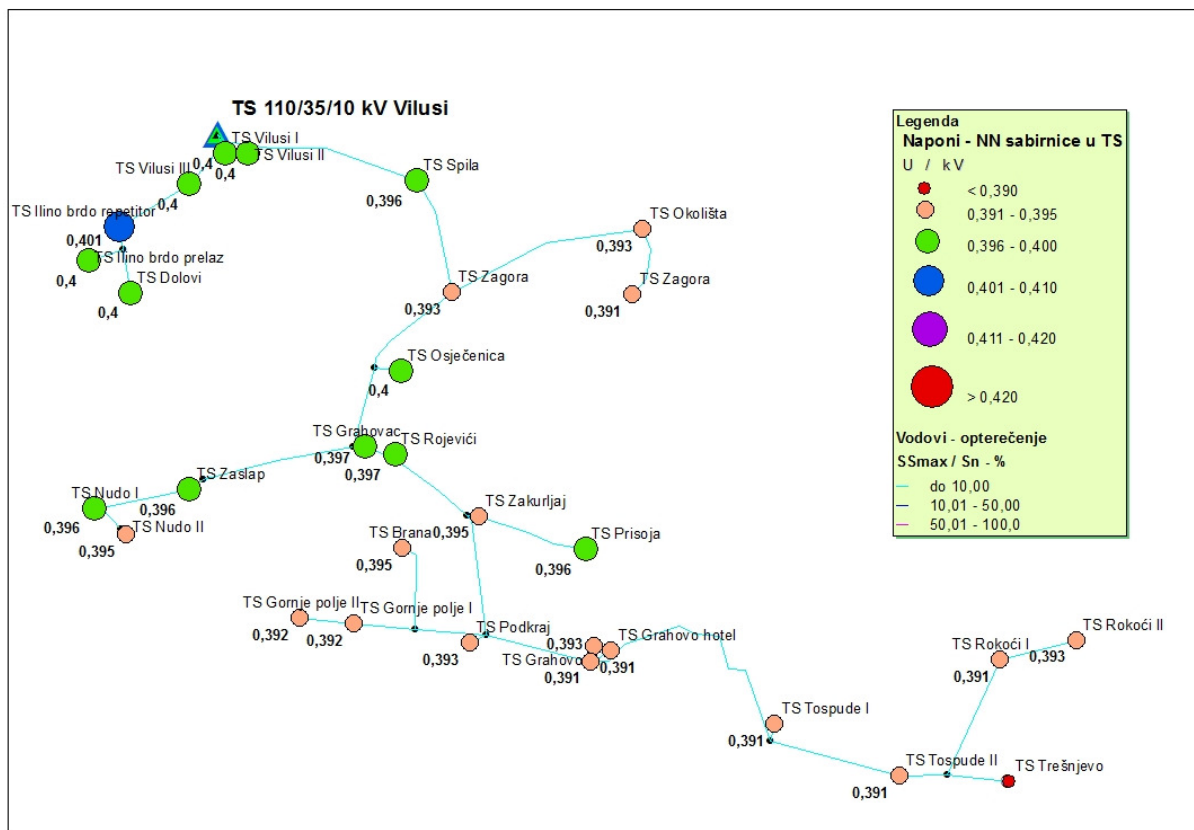
Sl. 5.2: Mreža TS Vilusi (izvod Vilusi i dio izvoda Grahovo) s lokacijom mHE.

Mrežu je potrebno modelirati do NN nivoa distributivnih transformatorskih stanica s pripadajućim transformatorima. Prije izvođenja analiza, distributivnim transformatorima potrebno je podesiti odvojke transformatora. Kod simulacije podešavanja odvojaka uzima se u obzir:

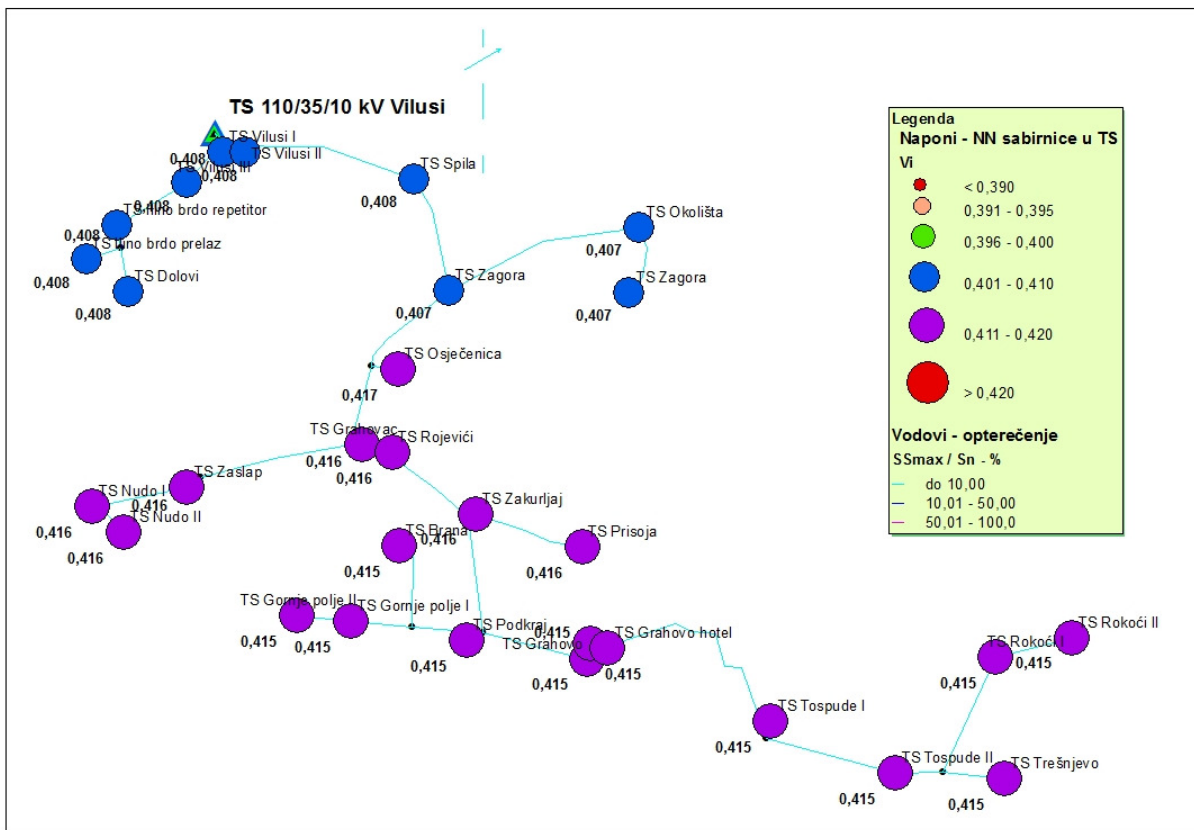
- odvojci transformatora podešavaju se danju kada su opterećenja visoka;
- procjena visokih opterećenja vrši se na osnovu pogonskih sati u distributivnoj mreži i vršnih opterećenja 10 kV izvoda;
- distributivna mreža u EES Crne Gore ima oko 5000 pogonskih sati godišnje; godišnji pogonski sat vangradske mreže niže za oko 500 sati.

### Prilike prijeključenja mHE u mrežu

Analizirana su stanja s maksimalnim i minimalnim opterećenjima. Grafički rezultati izračunatih opterećenja u SN mreži i naponi na NN sabirnicama u TP prikazani su na slici Sl. 5.3 (maksimalna opterećenja) i slici Sl. 5.4 (minimalna opterećenja).



Sl. 5.3: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. bez rada mHE



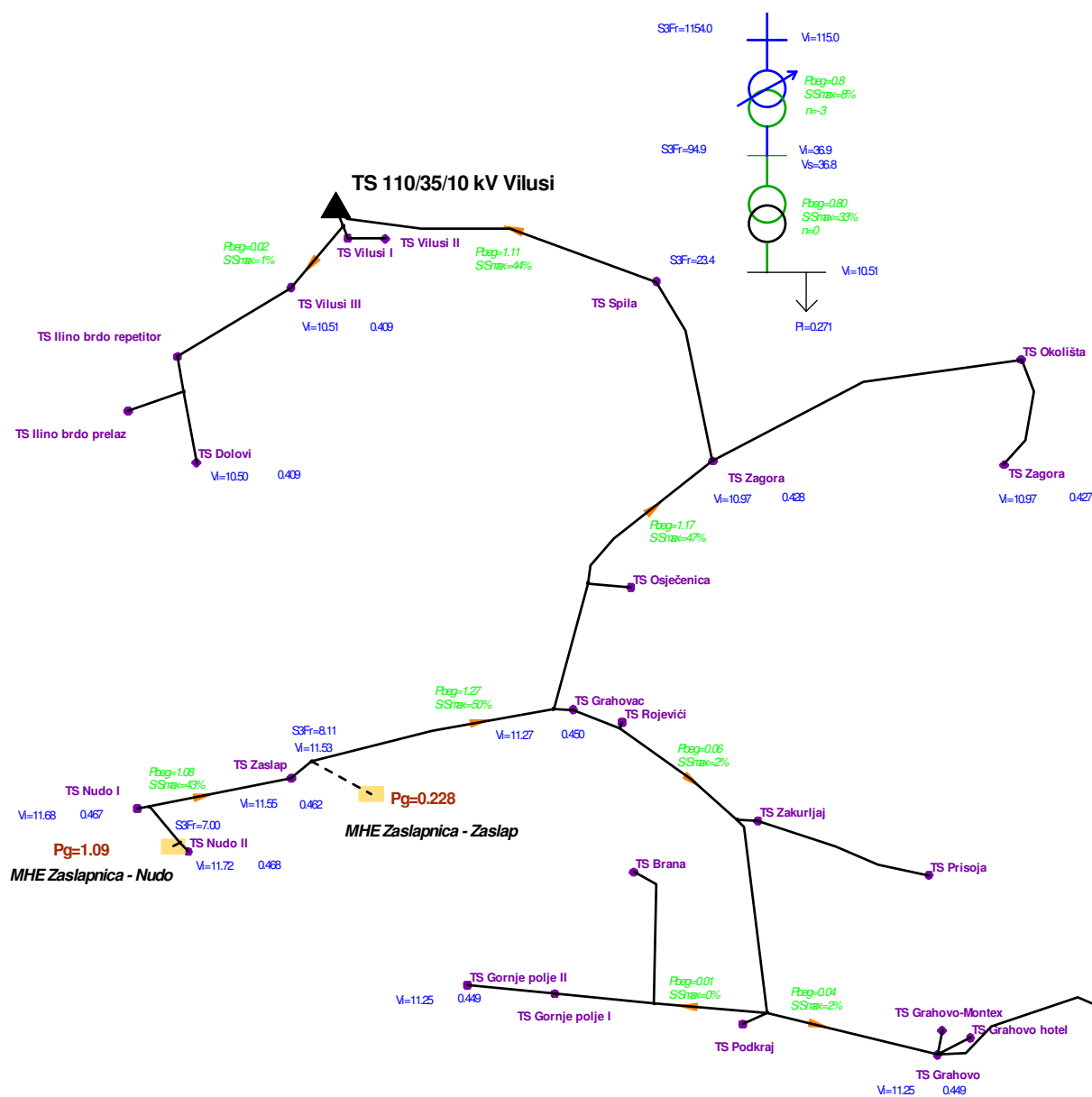
Sl. 5.4: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. bez rada mHE

Kod niskih opterećenja zaznati su visoki naponi u NN mreži, đe se naponi u pojedinim čvorištima približavaju 0,42 kV.

Pogonska stanja s visokim opterećenjima koja ukazuju na nivo opterećenja mreže, nijesu kritična. Vodovi su, naime, optrećeni prilično pod dopuštenim termičkim granicama. Zbog toga će analize u nastavku obuhvatati samo stanja s minimalnim opterećenjima u kojima nastupaju poteškoće s visokim naponima.

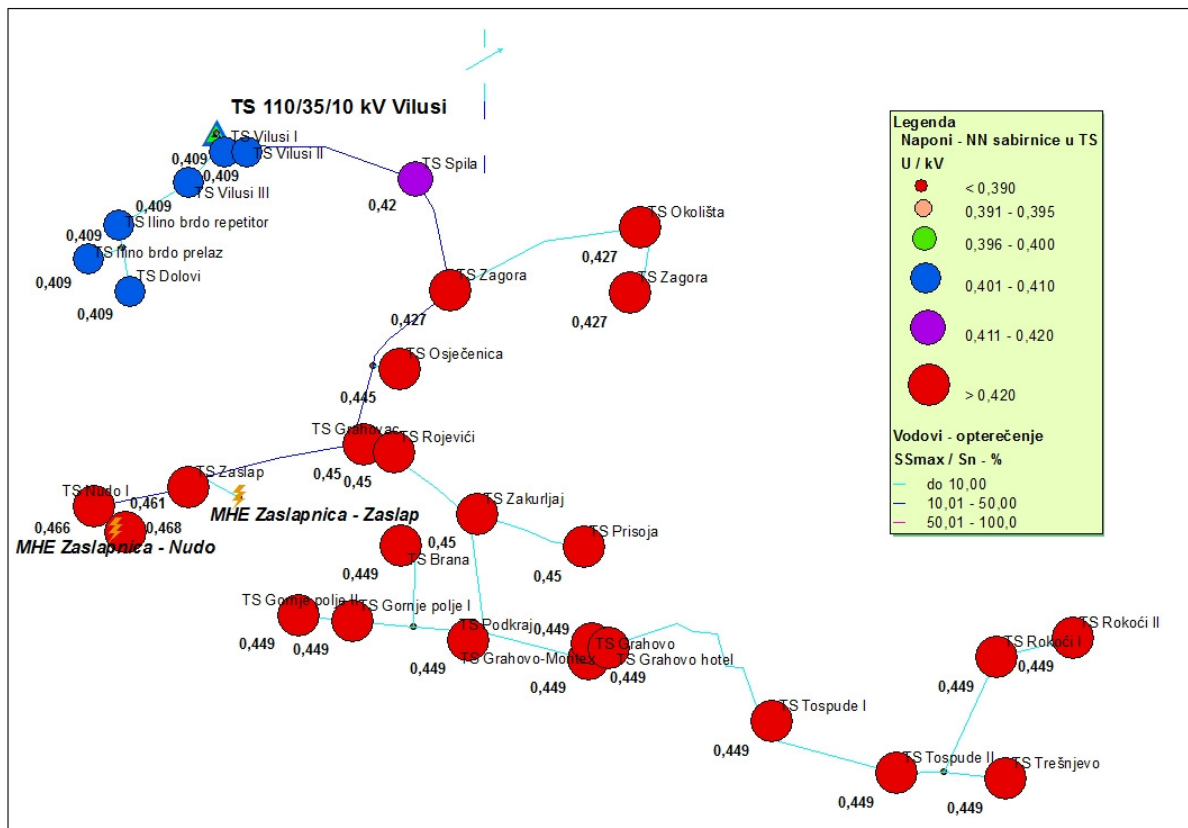
### Priključenje mHE na mrežu u obližnji 10 kV vod na izvodu Grahovo

U skladu s poznatom metodologijom i kriterijumima sve analize vrše se za stanja s minimalnim opterećenjima u vrijeme rada mHE s ukupnom maksimalnom instalisanom snagom 1,318 MW i  $\cos\varphi=1$ .



Sl. 5.5: Rezultati analize energetske prilike – priključenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

Rezultati analize za očekivane energetske prilike u mreži 2011. godine, prikazani su na slikama Sl. 5.5 i Sl. 5.6. Za očekivanu maksimalnu evakuaciju snage 1,318 MW iz mHE postojeća mreža znatno je preslaba jer mHE prouzrokuju povećanje napona u NN mreži čak preko 0,46 kV. Na postojeću mrežu moguće je pouzdano priključiti najviše do **0,1 MW**.



Sl. 5.6: Tematski prikaz opterećenja u 10 kV mreži s naponima na NN sabirnicama u TP – priključenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

## VARIJANTA A

- **Priključenje na izvod Vilusi 10 kV s novim vodom Al/Fe 70/12 mm<sup>2</sup>**
- **Zamjena postojećih vodiča Al/Fe 35/6mm<sup>2</sup> s Al/Fe 70/12mm<sup>2</sup> na izvodu Vilusi**

Varijanta predviđa priključenje mHE na 10 kV izvod Vilusi s novim dalekovodom ovih specifikacija:

- dalekovod Al/Fe 70/12 mm<sup>2</sup>
- ukupna dužina cca. 6 km
- procjena investicije: cca. 330.000 €

Na glavnom vodu izvoda Vilusi (između TS Vilusi i TS Dolovi) potrebno je u ukupnoj dužini cca 3,7 km zamijeniti postojeće vodiče Al/Fe 35/6 mm<sup>2</sup> novim Al/Fe 70/12 mm<sup>2</sup>. Procjena predviđene investicije zamjene vodiča je cca. 15.000 €.

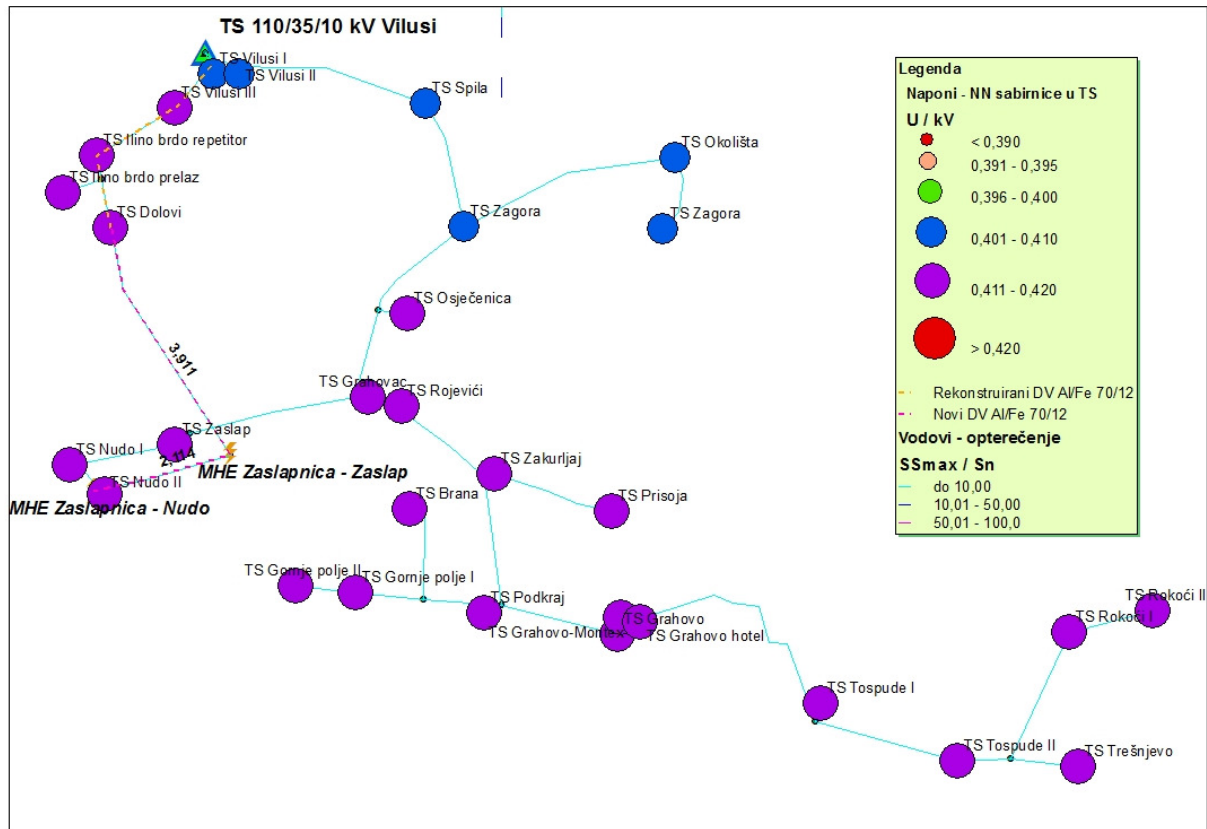
Varijanta priključenja mHE na izvod Vilusi povoljnija je od direktnoga priključenja na 10 kV sabirnice TS Vilusi. S novom vezom između Zaslapa i Dolova, naime, osigurano je rezervno napajanje izvoda Grahovo u slučaju kvara između TP Vilusi i TS Grahovac te izvoda Vilusi. U slučaju uspostavljanja vanrednoga stanja s prenapajanjem, mHE potrebno je isključiti iz mreže.

Alternativa dalekovodu jeste jednostavno ukopan kablovski vod Al 150 mm<sup>2</sup> koji u pogledu naponskih prilika postiže praktično identične rezultate. Osim toga, kablovska veza ima niže gubitke.

Energetske prilike prikazane su na slikama Sl. 5.7 i Sl. 5.8. Opterećenja i naponske prilike su u okviru granica određenih kriterijumima i nigdje u mreži ne prekoračuju vrijednost 0,419 kV.



Sl. 5.7: Rezultati analize energetske prilike – priključenje mHE na 10 kV izvod Vilusi s novim dalekovodom Al/Fe 70/12 mm<sup>2</sup>, minimalna opterećenja, 2011.



Sl. 5.8: Tematski prikaz opterećenja u 10 kV mreži s naponima na NN sabirnicama u TP – priključenje s novim dalekovodom Al/Fe 70/12 mm<sup>2</sup>, minimalna opterećenja, 2011.

## VARIJANTA B

- **priključenje mHE na novi izvod Grahovo 35 kV (nadzemni vod Al/Fe 95/15 mm<sup>2</sup>)**

Po opisanoj varijanti mHE uključuju se u odsek novoga 35 kV dalekovoda između Vilusa i Grahova. Nakon 2015. naime planira se izgradnja nove TS 35/10 kV Grahovo sa novim 35 kV dalekovodom od TS Vilusi. U prvoj fazi lako će se prije 2015. godine novi 35 kV dalekovod za potrebe uključivanja mHE izgraditi na odvojak prema Zaslavnici. Jer se očekuje dugovremenski radialni pogon novog dalekovoda, nije treba napraviti uključjenje u formaciji ulaz/izlaz nego je dovoljno antensko uključjenje.

Potrebna pojačanja mreže za priključenje mHE:

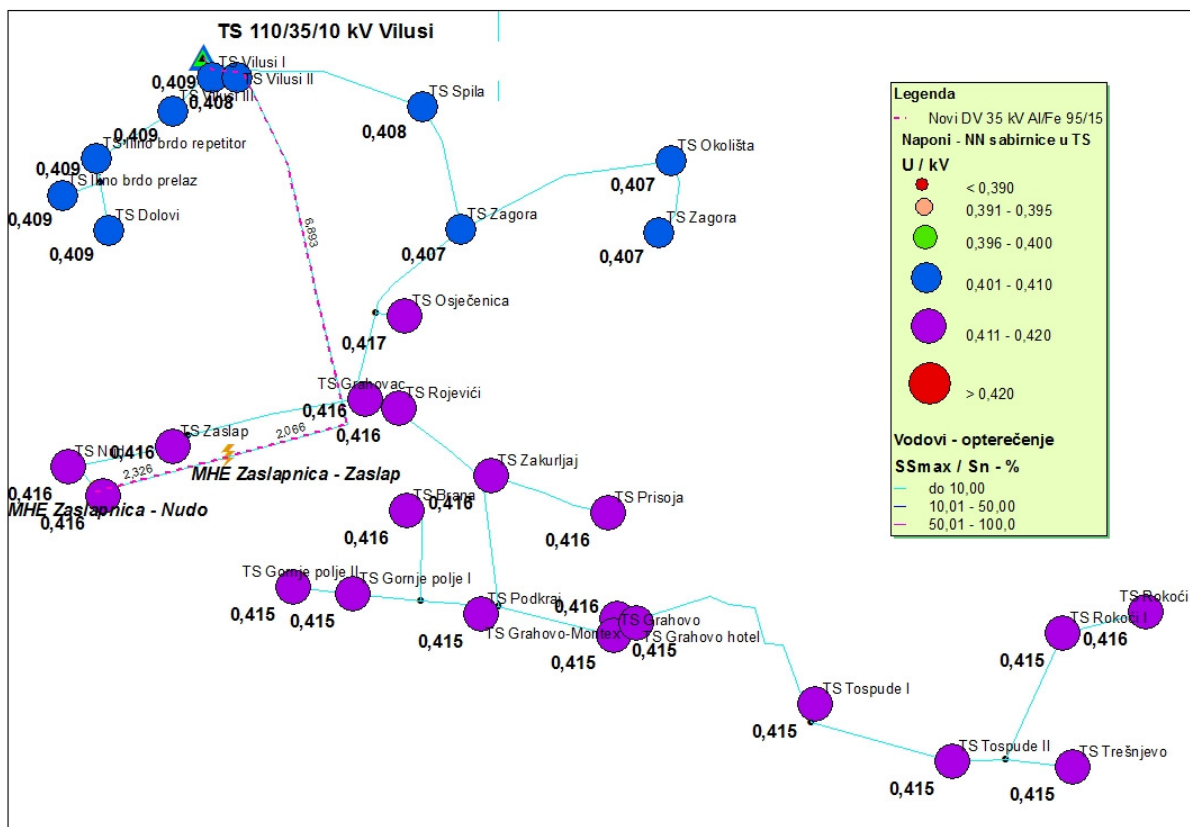
- nadzemni vod 35 kV između TS Vilusi i novo TS Grahovo – dio između TS Vilusi i odvojkom prema mHE na Zaslavnici:
  - vodič Al/Fe 95/15 mm<sup>2</sup>,
  - ukupna dužina cca. 7 km,
  - procjena investicije: cca. 350.000 €.
- Nadzemni 35 kV odvojak između novog 35 kV nadzemnog voda Vilusi – Grahovo i mHE na Zaslavnici:
  - vodič Al/Fe 95/15 mm<sup>2</sup>,
  - ukupna dužina cca. 4,5 km,
  - procjena investicije: cca. 225.000 €.



Energetske prilike za stanja s minimalnim opterećenjima u vrijeme rada mHE u mreži prikazuju Sl. 5.9 i Sl. 5.10. Opterećenja i naponske prilike su u okviru granica koje su određene kriterijumima i nigdje u mreži ne prekoračuju vrijednost 0,419 kV.



Sl. 5.9: Rezultati analize energetske prilike – priključenje mHE na novi izvod Grahovo 35 kV, minimalna opterećenja, 2011.



Sl. 5.10: Tematski prikaz opterećenja u 10 kV mreži s naponima na NN sabirnicama u TP – priključenje s novim izviđanjem Grahovo 35 kV, minimalna opterećenja, 2011.

### 5.3.1.3. Rezime

Analizirani su najteži očekivani pogonski uslovi: maksimalna opterećenjena u mreži bez proizvodnje mHE i minimalna opterećenja za puni angažman planirane proizvodnje. Pretpostavlja se rad mHE s  $\cos\varphi=1$ .

Na postojeću 10 kV mrežu moguće je na rijeci Zaslavnici pouzdano priključiti najviše do 0,1 MW od procijenjenih 1,3 MW. Glavne poteškoće rada mHE u distributivnoj mreži uzrokuju značajne promjene koje mogu izazvati značajan porast napona preko uslovima propisanoga ograničenja 0,42 kV.

Puna evakuacija snage koja osigurava pouzdan rad distributivne mreže s visoko kvalitetnim naponskim profilom može se postići samo uz odgovarajuće pojačanje sistema. Analiza predloženih pojačanja mrežeje u dvije verzije. Opcija A odnosi se na jačanje od 10 kV mreže, varijanta B u pojačanje mreže 35 kV.

Analizau 2015. nije pokazala nikakvih problema u radu mreže. Dakle, planirana mreža čime se osigurava dugoročno pouzdan rad čak i nakon 2015. godine. Poređenje dvije predložene varijante date su u tabeli Tab. 5.4.

Tab. 5.4: Poređenje varijanti priključenja mHE na distributivnu mrežu na rijeci Zaslapanici

<b>mHE – ZASLAPNICA</b>	
<b>Prednosti</b>	
<b>VARIJANTA A – priključenje na izvod Vilusi 10 kV</b>	<b>VARIJANTA B – priključenje na novi 35 kV izvod Grahovo</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- niži troškovi priključenja</li> <li>- bolja pouzdanost rada 10 kV mreže (mogućnost prenapajanja između dva izvoda)</li> <li>- dio proizvedene energije kompenzuje se s okolnom potrošnjom</li> <li>- rješenje nije vezano na preostale investicije u mrežu</li> <li>- priključenje mHE u mrežu kroz transformaciju 10/0,4 kV je tehnički (manji gubici) i ekonomski (jeftinije rješenje) povoljnije rješenje prema priključenju kroz transformaciju 35/0,4 kV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- manje oscilacije naponu 10 kV in 0,4 kV mreži</li> <li>- bolja pouzdanost radaplaniranih mHE</li> <li>- nižigubiciu mreži (u prosjeku 50 kW)</li> <li>- jeftinije rješenje u primjeru izgradnje novog 35 kV nadzemnoga voda između Vilusa i Grahova</li> </ul>
<b>Rezime potrebnoga pojačanja mreže</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- novi nadzemni vod između TS Dolovi i mHE na rijeci Zaslapanici (Al/Fe 70/12 mm<sup>2</sup>, l=6 km)</li> <li>- zamjena vodičasn novim Al/Fe 70/12 mm<sup>2</sup> na glavnom vodu (izvod Vilusi) između TS Vilusi i TS Dolovi (l=3,7 km)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- novi odjeljak nadzemnoga voda 35 kV između čvorišta TS Vilusi i odvojka prema mHE na Zaslapanici (Al/Fe 95/15 mm<sup>2</sup>, l=7 km)</li> <li>- novi nadzemni vod 35 kV između 35 kV nadzemnim vodom Vilusi – Grahovo i mHE na Zaslapanici (Al/Fe 95/15 mm<sup>2</sup>, l=4,5 km)</li> </ul>
<b>Procjena troškova investicije</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 280.000 €</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 225.000 € (+ 350.000 € – dio novog 35 kV voda Vilusi - Grahovo)</li> </ul>

### 5.3.2. Primer analize priključivanja fotovoltaične elektrarne (FVE Čevo)

#### 5.3.2.1. Polazišta

##### Podaci o elektrani

FVE Čevo s predviđenom instaliranom snagom 1,2 MW nalazi se u blizini kraja Čevo s napojnom trafostanicom TS 35/10 kV. Geografsku lokaciju planirane elektrane prikazuje slika Sl. 5.11: .



Sl. 5.11: Lokacija FVE Čevo.

Svi značajni podaci koji su potrebni za analizu uticaja FVE na rad srednjenaponske distributivne mreže, dati su u tabeli Tab. 5.5.

Tab. 5.5: VFE Čevo – osnovni podaci

VFE	$P_{max}$ (MW)	$\cos\varphi_n$	generator	najbliža TS 10 kV
Čevo	<b>1,2</b>	1	invertorski	TS Donji kraj

##### Postojeća distributivna mreža na koju se priključuje FVE

Elektrana će se priključiti na srednjenaponsku 10 kV mrežu TS Čevo s izvodima Bata, Bijeke poljane, Velestovo i Čevo. TS Čevo napaja se sa cca. 22 km dugim dalekovodom 35 kV od TS Cetinje 110/35 kV de se na 35 kV sabirnicama reguliše napon. Prema TS Glava Zete 35 kV dalekovod je odvojen i služi rezervnom napajanju.

Podaci TS Čevo 35/10 kV:

- transformacija 35/10 kV:
  - 1xTR 35/10 kV,

- $S_{inst} = 2,5 \text{ MVA}$ ,  $U_{n1} = 35 \text{ kV}$ ,  $U_{n2} = 10,5 \text{ kV}$ ,
- ručna regulacija napona na sekundaru  $U_{n2} \pm 2 \cdot 2,5 \%$ ,
- kratkospojni napon  $u_k = 5,7 \%$ .

Geografski prikaz dijela 10 kV mreže TS Čevo s predviđenom lokacijom FVE prikazan je na slici Sl. 5.12. Ovo područje napaja 10 kV izvod Bata. U blizini se nalazi i izvod Bijele poljane. Mreža 10 kV tipična je izvangradska s malom gustinom potrošnje. Nadzemni vodovi opremljeni su vodičima Al/Fe 35/6 mm<sup>2</sup>. Svi izvodi su radijalni i nemaju mogućnost rezervnoga napajanja.

Na 10 kV mrežu TS Čevo nije priključen nijedan distribuirani izvor. Analizirana elektrana, po raspoloživim podacima, jedini je distribuirani izvor koji se srednjoročno priključuje na postojeću mrežu.

### Podaci o opterećenjima izvoda

Za potrebe analize priključenja elektrane na distributivnu mrežu u tabeli Tab. 5.6 na osnovu mjerenja dati su podaci o maksimalnim i minimalnim opterećenjima godine 2011. te prognoza za godinu 2015.

Tab. 5.6: Minimalno i maksimalno opterećenje – TS Čevo

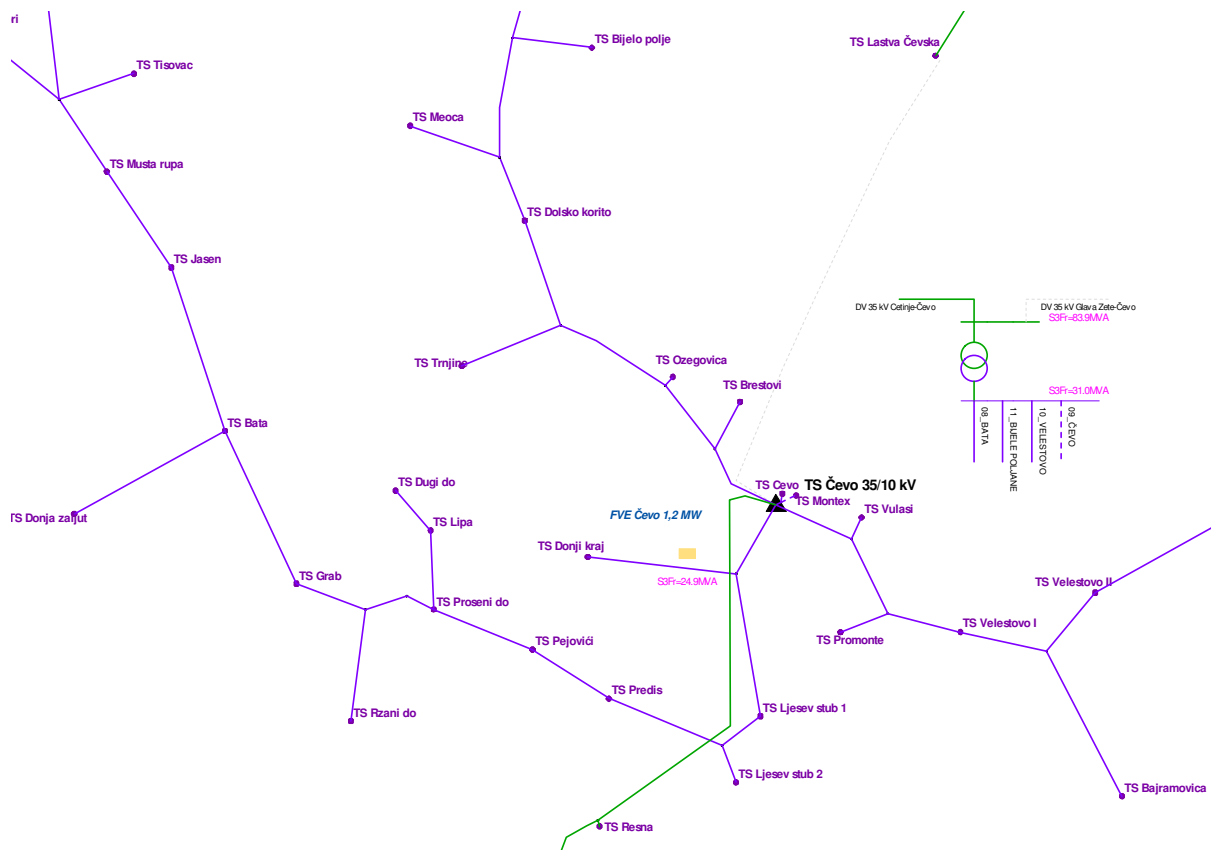
IZVOD	2011		2015	
	$S_{min}$ [MVA]	$S_{max}$ [MVA]	$S_{min}$ [MVA]	$S_{max}$ [MVA]
Bata	0,11	0,33	0,12	0,35
Bijele poljane	0,06	0,18	0,06	0,19
Velestovo	0,05	0,14	0,05	0,15
Čevo	0,09	0,26	0,10	0,28
<b>TS Čevo</b>	<b>0,31</b>	<b>0,91</b>	<b>0,33</b>	<b>0,97</b>

### Predviđen razvoj distributivne mreže

U skladu s planom investicija u distributivnu mrežu, na području TS Čevo nakon 2015. godine predviđa se rekonstrukcija DV 35 kV Cetinje – Čevo. Investicija se realizuje zbog smanjenja broja i trajanja ispada.

#### 5.3.2.2. Analiza priključenja elektrane na mrežu

Elektrana se nalazi u blizini odvojka prema TS Donji kraj koja se iz TS Vilusi napaja po izvodu Bata. Mreža s lokacijom FVE prikazana je na slici 5.2. Na slici su takođe prikazane snage kratkoga spoja u čvorištima postojeće mreže koje su najbliže predviđenoj elektrani.



Sl. 5.12: Mreža TS Čevo s lokacijom FVE.

### Određivanje minimalnoga obima modela mreže

Pošto je mreža radijalna, dozvoljena promjena napona  $\Delta u_{TM}$  izračunava se prema:

$$\Delta u_{KM} = \sum_i^N \Delta u_{TM_i} < 0,005 = K_{\Delta U} - \text{radijalne mreže} \quad 5.1$$

Doprinos računamo prema jednačinama izvedenim u poglavlju s opisom metodologije. Osnova za proračun jesu snage kratkih spojeva na sabirnicama TS i elektranama najbližim tačkama mreže:

- FVE Čevo:  $S_{k\_FVR} = 24,9$  MVA
- 10 kV sabirnice TS Čevo:  $S_{k\_TS\_Cev-10} = 31,0$  MVA
- 35 kV sabirnice TS Čevo:  $S_{k\_TS\_Cev-35} = 83,9$  MVA
- 35 kV sabirnice TS Cetinje:  $S_{k\_TS\_Cet-35} = 263,2$  MVA
- 110 kV sabirnice TS Cetinje  $S_{k\_TS\_Cet-110} = 1542$  MVA

Promjene napona uzduž mreže od FVE prema TS Čevo i TS Cetinje:

- odvojak prema TS Donji kraj:  $\Delta u_{mreza\_10kV} = 0,029$
- 10 kV sabirnice TS Čevo:  $\Delta u_{TS\_Cev\_10kV} = 0,023$
- 35 kV sabirnice TS Čevo:  $\Delta u_{TS\_Cev\_35kV} = 0,008$
- 35 kV sabirnice TS Cetinje:  $\Delta u_{TS\_Cet\_35kV} \ll 0,005$

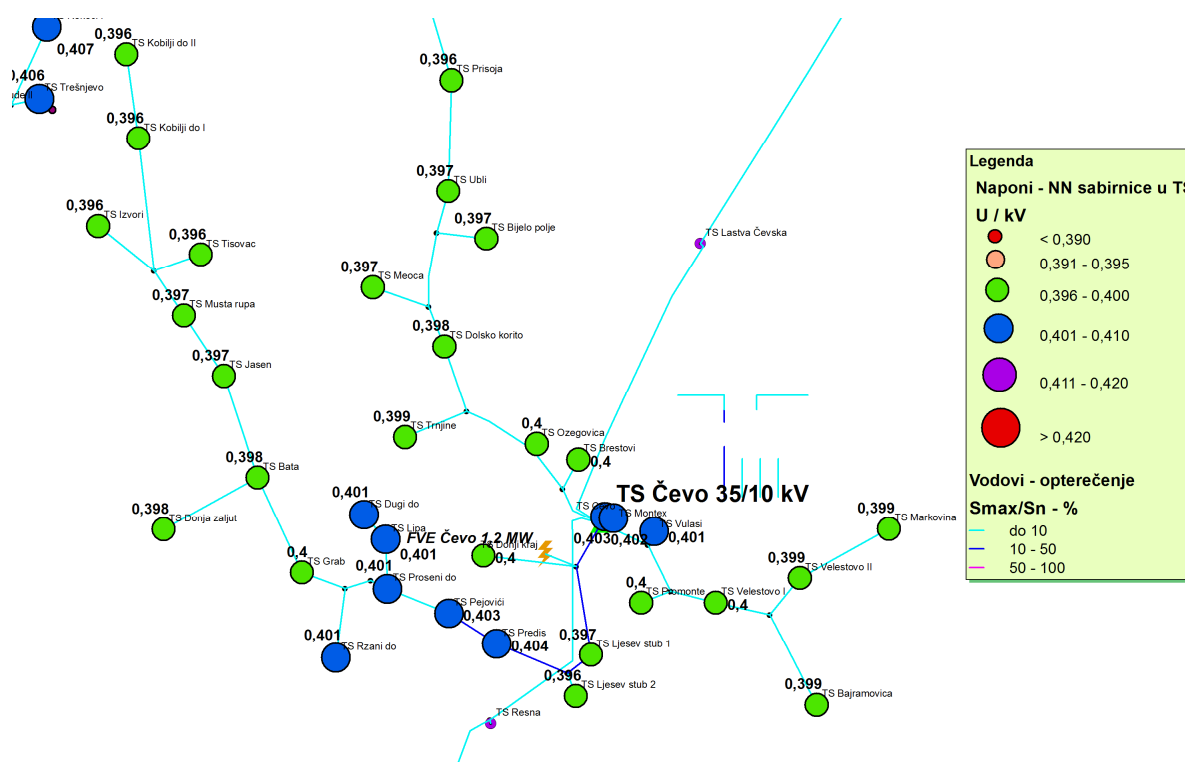
Zanemarljiv uticaj analiziranih elektrana na promjenu napona postignut je tek na 35 kV sabirnicama u TS Cetinje. U modelu mreže za analize uticaja rada FVE Čevo potrebno je obuhvatiti 10 kV izvođe Bata i

Bijele poljane, transformaciju 35/10 kV u TS Čevo te 35 kV dalekovod Čevo - Cetinje sa sabirnicama 35 kV u Cetinju.

Mrežu je potrebno modelirati do NN nivoa distributivnih transformatorskih stanica s pripadajućim transformatorima. Prije izvođenja analiza, distributivnim transformatorima potrebno je podesiti odvojke transformatora. Kod simulacije podešavanja odvojaka uzima se u obzir:

- odvojci transformatorapodešavaju se danju kada su opterećenja visoka;
- procjena visokih opterećenja vrši se na osnovu pogonskih sati u distributivnoj mreži i vršnih opterećenja 10 kV izvoda;
- distributivna mreža u EES Crne Gore ima oko 5000 pogonskih sati godišnje; godišnji pogonski sat vagnadske mreže niže za oko 500 sati.

### Prilike prije uključenja FVE u mrežu



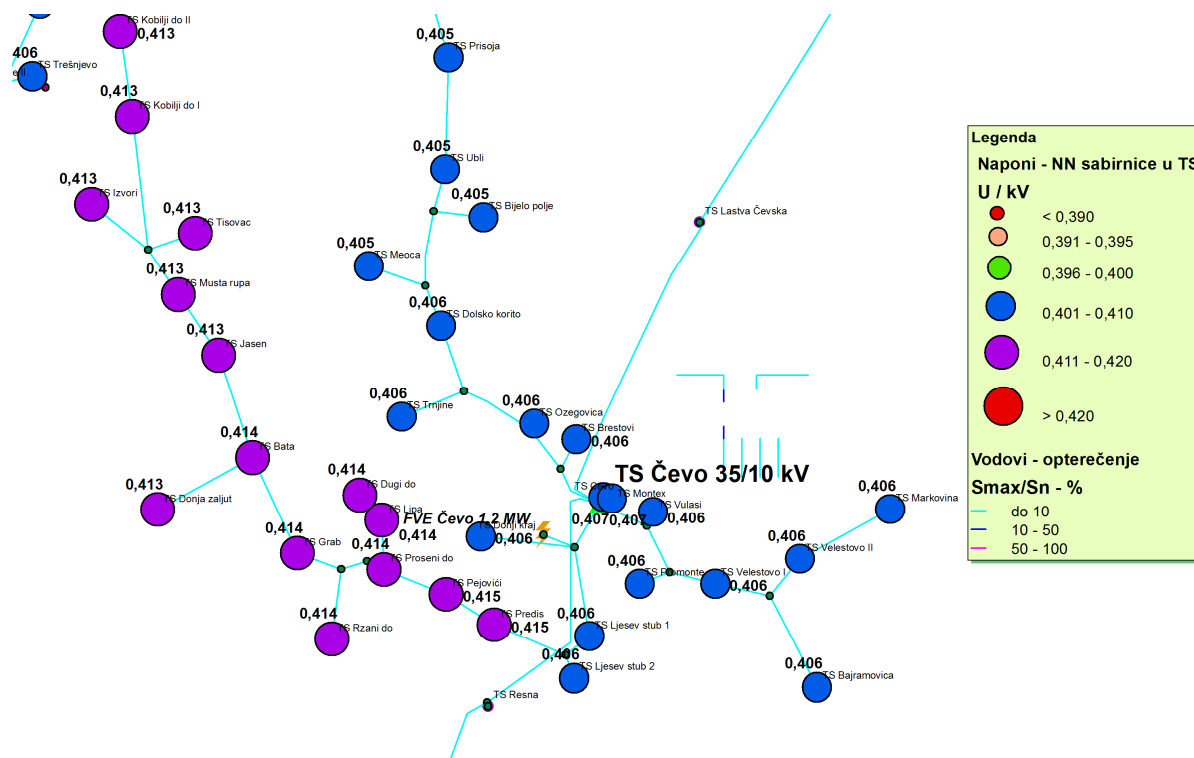
Sl. 5.13: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. bez rada FVE

Analizirana su stanja s maksimalnim i minimalnim opterećenjima. Grafički rezultati izračunatih opterećenja u SN mreži i naponi na NN sabirnicama u TP prikazani su na slici Sl. 5.13 (maksimalna opterećenja) i slici Sl. 5.14 (minimalna opterećenja).

Kod niskih opterećenja zaznati su visoki naponi u NN mreži, đe se naponi u pojedinim čvorištima približavaju 0,42 kV.

Pogonska stanja s visokim opterećenjima koja ukazuju na nivo opterećenja mreže, nijesu kritična. Vodovi su, naime, opterećeni prilično pod dozvoljenim termičkim granicama. Zbog toga će analize u

nastavku obuhvatati samo stanja s minimalnim opterećenjima u kojima nastupaju poteškoće s visokim naponima.



Sl. 5.14: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. bez rada FVE

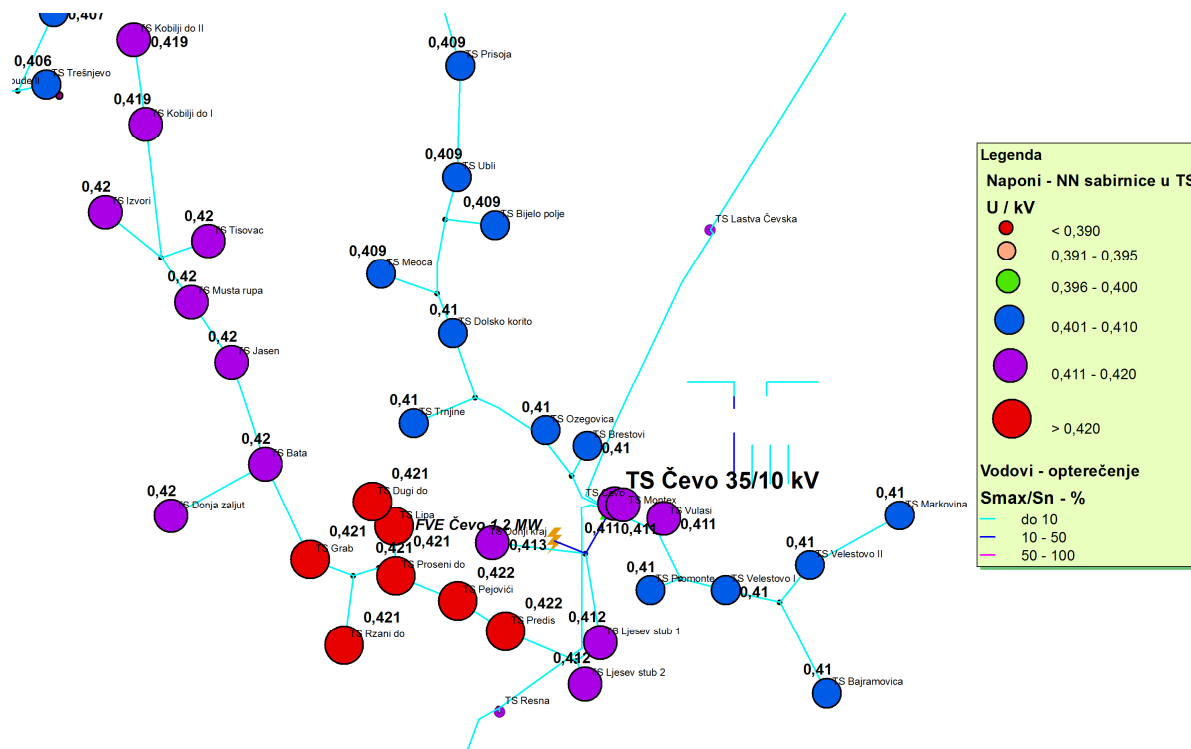
Procjena gubitka: **0,141 MW**

### Priključenje FVE na mrežu na obližnji 10 kV vod na izvodu Bata

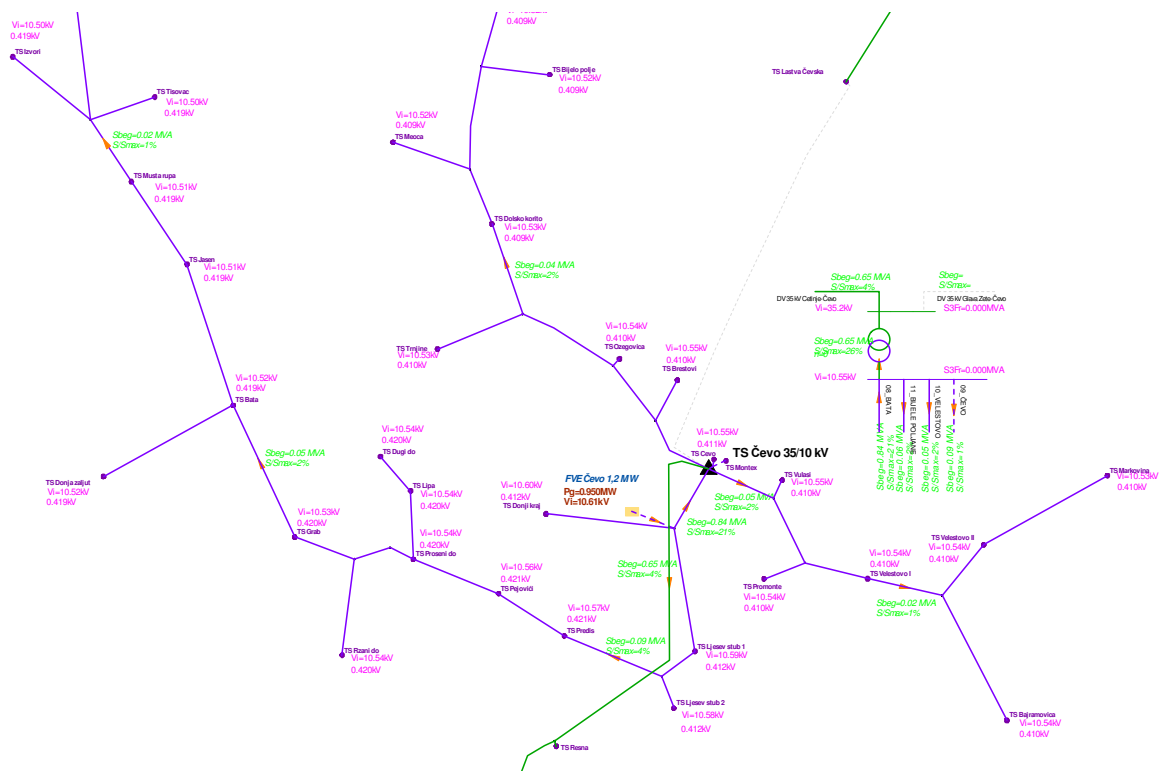
U skladu s poznatom metodologijom i kriterijumima sve analize vrše se za stanja s minimalnim opterećenjima u vrijeme rada FVE s ukupnom maksimalnom instaliranom snagom 1,2 MW i  $\cos\varphi=1$ .

Rezultati analize za očekivane energetske prilike u postojećoj mreži 2011. godine, prikazani su na slici Sl. 5.15. Za očekivanu maksimalnu evakuaciju snage 1,2 MW iz FVE postojeća mreža je preslaba jer FVE prouzrokuju povećanje napona u NN mreži malo preko 0,42 kV (rezultati slika Sl. 5.15). Na postojeću mrežu moguće je pouzdano priključiti najviše do **0,95 MW (Sl. 5.16)**.





Sl. 5.15: Tematski prikaz opterećenja u 10 kV mreži s naponima na NN sabirnicama u TP – priključenje FVE na obližnju 10 kV mrežu sa predviđeno maksimalno snagom 1,2 MW, minimalna opterećenja, 2011.



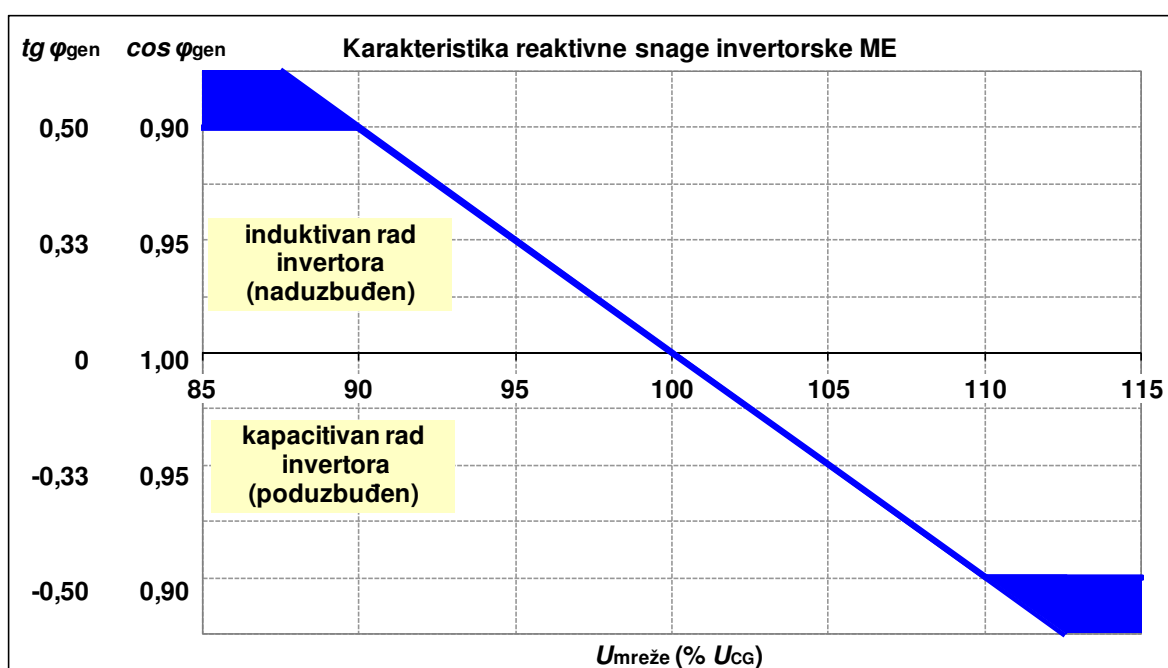
Sl. 5.16: Rezultati analize energetske prilike – priključenje VFE sa maksimalnu snagom 0,95 MW na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

## VARIJANTA A

- **Priključenje na postojeću mrežu na izvod Bata (odvojak prema TS Donji kraj)**
- **USLOV: dinamička regulacija napona s kompenzacijom rektivne snage kod FVE**

S obzirom na to da je ova invertorska elektrana jedini distribuirani izvor na cijelom području TS Čevo mogu se računati na smanjenje visokih napona u blizini elektrane s dinamičnom regulacijom napona na inverteriju elektrarne.

Regulacija se vrši s kompenzacijom reaktivne snage koju definiše preporuka (poglavlje 4.9) s karakteristikom na slici Sl. 5.17. Iz ove karakteristike vidi se da FVE kod visokih napona treba da radi sa  $\cos\varphi \approx 0,95$  cap.

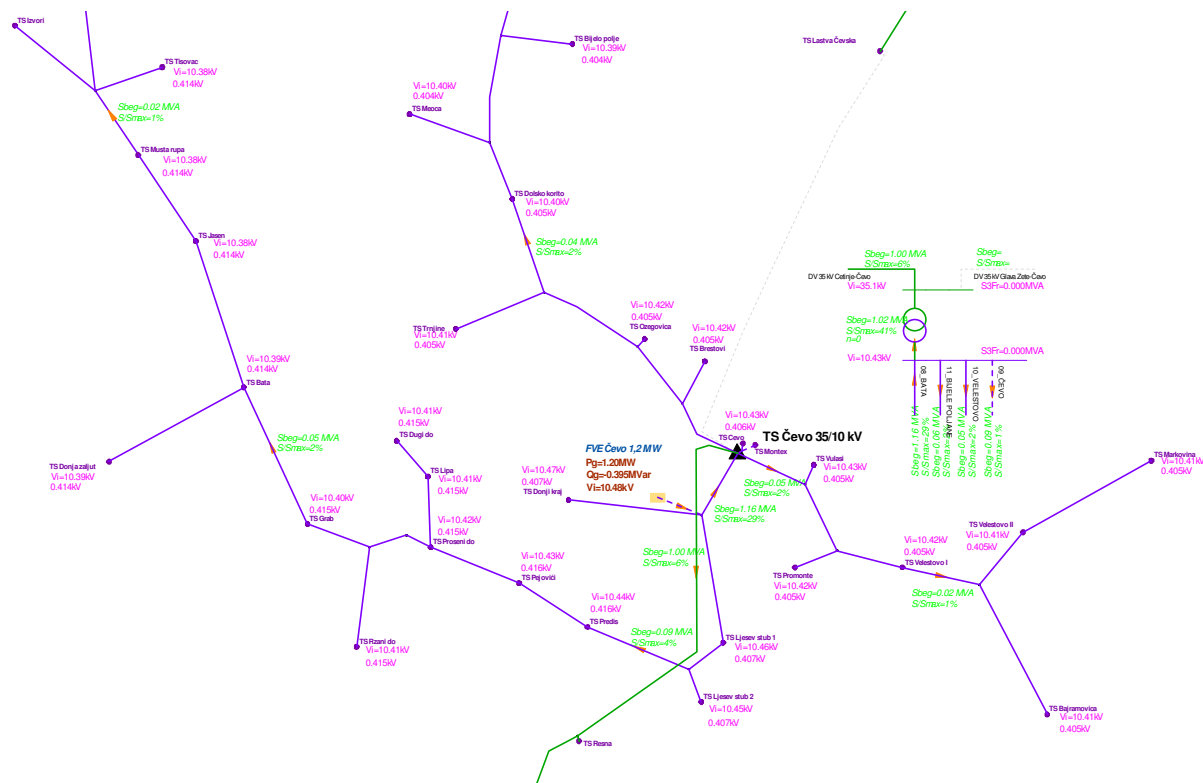


Sl. 5.17: Standardna karakteristika faktora snage invertorske ME u odnosu na DS za ME, koje su uključene u SN mrežu

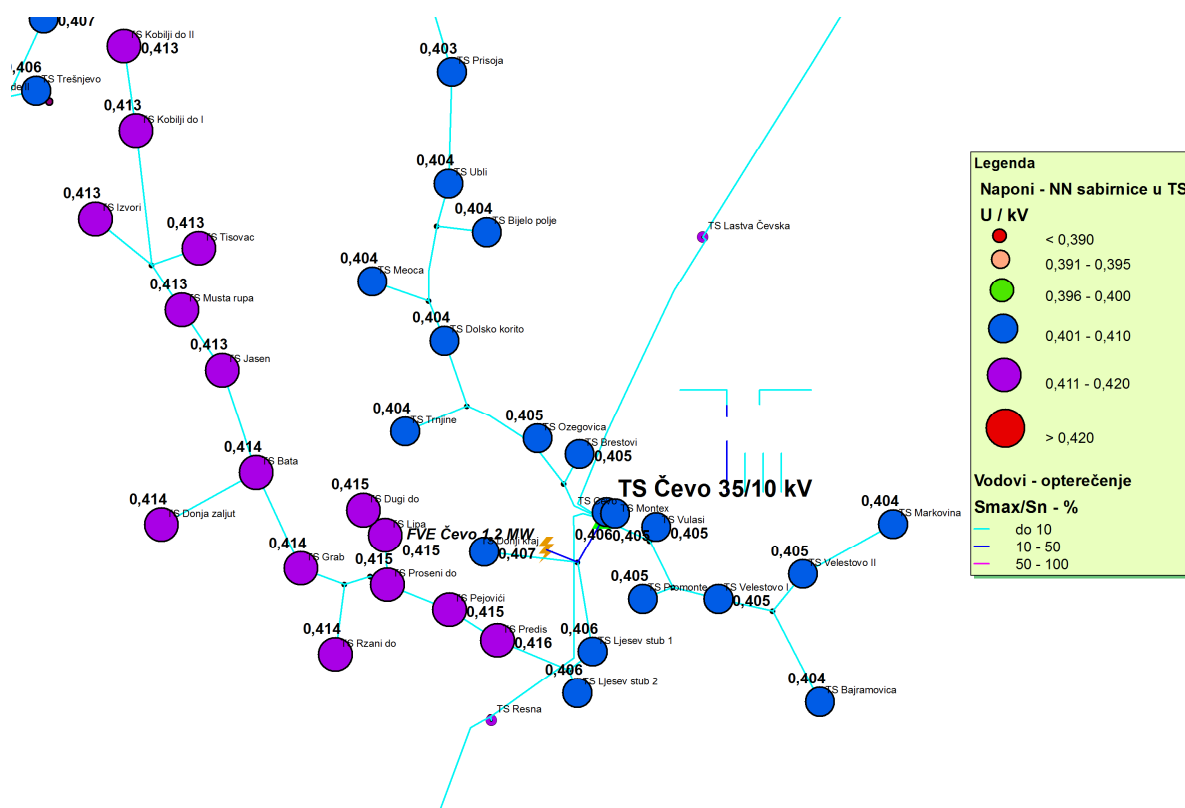
Ako FVE ispunjava uslove po karakteristici mogu se priključiti na postojeću mrežu (izvod Bata) s predviđenom instaliranom snagom 1,2 MW. Priključak se provodi sa kablom Al 150 mm<sup>2</sup> u dužini oko 1 km (procjena investicije 40.000 €).

Rezultati analize za očekivane energetske prilike u ovom stanju prikazani su na slikama Sl. 5.18 i Sl. 5.19.

Procjena gubitka: **0,145 MW** (0,004 MW viši u odnosu na stanje prije priključenja elektrarne).



Sl. 5.18: Rezultati analize energetske prilike – priključenje FVE na 10 kV izvod Bata s dinamičkom kompenzacijom rektivne snage kod FVE, minimalna opterećenja, 2011.



Sl. 5.19: Tematski prikaz opterećenja u 10 kV mreži s naponima na NN sabirnicama u TP – priključenje FVE na 10 kV izvod Bata s dinamičkom kompenzacijom rektivne snage kod FVE, minimalna opterećenja, 2011.

## VARIJANTA B

- **Priključenje na nov 10 kV izvod direktno u TS Čevo (kabelski vod Al 150 mm<sup>2</sup>)**

Varijanta predviđa priključenje FVE direktno u 10 kV sabirnice TS Čevo s novim kablaskim izvodom. Specifikacija priključenja:

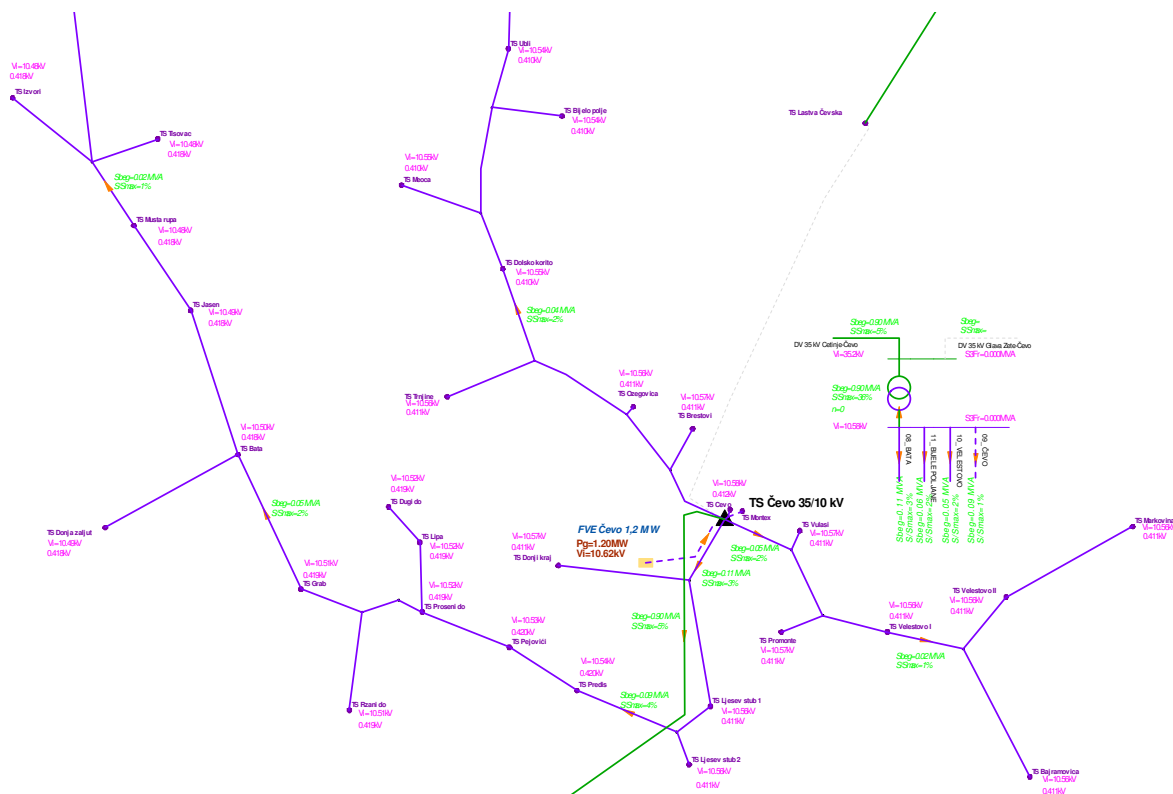
- nova izvodna 10 kV ćelija u TS Čevo s daljinskim upravljanjem rasklopnim uređajem,
- kablovski vod Al 150 mm<sup>2</sup>
- ukupna dužina cca. 1,5 km
- procjena investicije: cca. 80.000 €

Priključni vod za elektranu je čist bez preostalih potrošača. Zbog kompletne zaštite kod FVE, koju specificira preporuka u ovoj studiji, u izvodnom ćelju dovoljna je instalacija klasičnog rasklopnog uređaja bez prekidača.

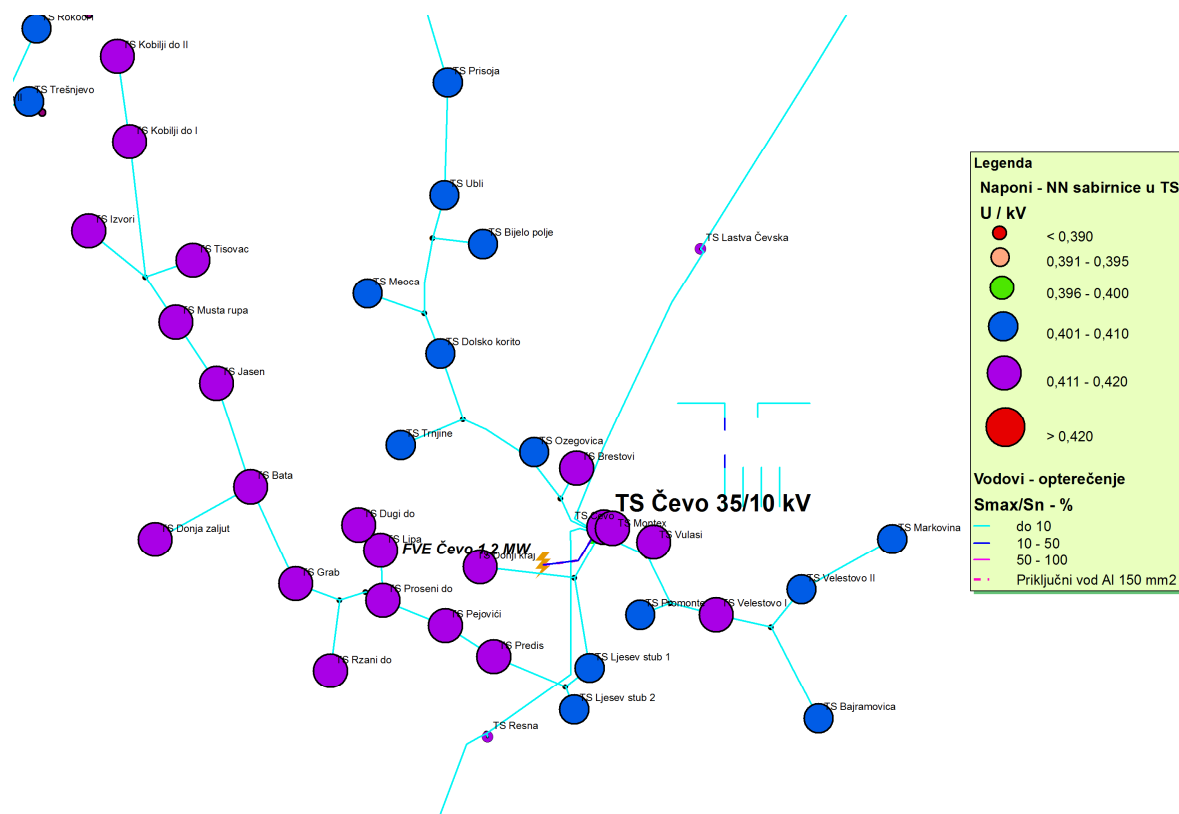
Rješenje osigurava vrlo visoku pouzdanost i nizak uticaj izvora na rad mreže TS Čevo. Prekidi na drugim izvodima usljed direktnog priključenja ne utiču na pogon FVE.

Rezultati analize za očekivane energetske prilike u ovom stanju prikazani su na slikama Sl. 5.20 i Sl. 5.21.

Procjena gubitka: **0,134 MW** (0,007 MW više niski odnosno na stanje ispred priključenja elektrane, a 0,011 MW više niski odnosno varijantu A).



Sl. 5.20: Rezultati analize energetske prilike – priključenje FVE direktno u 10 kV sabirnice TS Čevo, minimalna opterećenja, 2011.



Sl. 5.21: Tematski prikaz opterećenja u 10 kV mreži s naponima na NN sabirnicama u TP – priključenje FVE direktno u 10 kV sabirnice TS Čevo, minimalna opterećenja, 2011.

### 5.3.2.3. Rezime

Analizirani su najteži očekivani pogonski uslovi: maksimalno opterećenje u mreži bez proizvodnje FVE i minimalno opterećenje za puni angažman planirane proizvodnje. Za pravo pretpostavlja se rad FVE s  $\cos\varphi=1$ .

Na postojeću 10 kV mrežu moguće je na lokaciji FVE Čevo pouzdano priključiti najviše do 0,95 MW od procijenjenih 1,2 MW. Glavni problem rada FVE u distributivnoj mreži uzrokuju značajne promjene koje mogu izazvati značajan porast napona preko uslovima propisanoga ograničenja 0,42 kV.

Puna evakuacija snage koja osigurava pouzdan rad distributivne mreže s visoko kvalitetnim naponskim profilom može se postići samo uz regulaciju napona kod elektrarne (kompenzaciju reaktivne snage) ili odgovarajuće pojačanje sistema. Analiza predloženih rješenja priključenja data je u dvije verzije. Opcija A odnosi se na dinamičku regulaciju napona kroz u preporuci propisnu karakteristiku, varijanta B u direktno priključenje u 10 kV sabirnice TS Čevo.

Analiza u 2015. nije pokazala nikakvih problema u radu mreže. Dakle, planirana mreža čime se osigurava dugoročno pouzdan rad čak i nakon 2015. godine. Poređenje dvije predložene varijante date su u tabeli Tab. 5.7.

Tab. 5.7: Poređenje varijanti priključenja FVE Čevo na distributivnu mrežu

<b>FVE Čevo</b>	
<b>Prednosti</b>	
<b>VARIJANTA A – priključenje na postojeću 10 kV mrežu s dinamičkom regulacijom napona kod FVE</b>	<b>VARIJANTA B – priključenje direktno u 10 kV sabirnice TS Čevo</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- niži troškovi priključenja</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- manje oscilacije naponu 10 kV i 0,4 kV mreži</li> <li>- bolja pouzdanost rada 10 kV mreže</li> <li>- nizak uticaj izvora na rad mreže TS Čevo</li> <li>- bolja pouzdanost rada planirane FVE</li> <li>- niži gubici mreži (u prosjeku 11 kW)</li> <li>- niži troškovi rada mreže</li> </ul>
<b>Rezime preduzetih koraka u mreži</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- dinamička regulacija napona s kompenzacijom reaktivne snage kot FVE</li> <li>- priključni kablovski vod Al 150 mm<sup>2</sup>, l =1 km</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- nova izvodna 10 kV ćelija u TS Čevo s daljinskim upravljanjem rasklopnim uređajem (dovoljna instalacija klasičnog rasklopnog uređaja bez prekidača)</li> <li>- priključni kablovski vod Al 150 mm<sup>2</sup>, l =1,5 km</li> </ul>
<b>Procjena troškova investicije</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 40.000 €</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 70.000 €</li> </ul>

### 5.3.3. Primer analize priključivanja vjetroelektrane (VE Briska gora)

#### 5.3.3.1. Polazišta

##### Podaci o elektrani



Sl. 5.22: Lokacija VE Briska gora.

Tab. 5.8: VE Briska gora – osnovni podaci

VE	$P_{max}$ (MW)	$\cos\varphi_n$	generator	najbliža TS 10 kV
Briska gora	5	0.9	invertoski <sup>11</sup>	TS D. Briska gora, TS G. Briska gora TS Gač

<sup>11</sup> Moderan vjetrogenerator spoji se sa mrežo kroz AC/AC inverter, zbog toga je gledano sa strane mreže ovo invertorski tip elektrane.

VE Briska gora s predviđenom instaliranom snagom 2 x 2,5 MW nalazi se na istoimenoj Briskoj gori sjeveroistočno od Ulcinja. Geografsku lokaciju planirane elektrane s napojnima trafostanicama 35/10 kV u blizini prikazuje Sl. 5.23.

Svi značajni podaci koji su potrebni za analizu uticaja VE na rad srednjenaponske distributivne mreže, dati su u tabeli Tab. 5.8.

### **Postojeća distributivna mreža na koju se priključuje VE**

Elektrana će se priključiti na distributivnu mrežu koja se napaja iz TS 110/35 kV Ulcinj đe se na 35 kV sabirnicama reguliše napon. Na širem području elektrane su ove napojne transformatorske stanice TS 35/10 kV TS Grad, TS Plaža I i II te TS Vladimir. Područje Briske gore napaja 10 kV izvod Gač iz TS Grad. Izvod je u prstan vezi sa 10 kV izvodima Ada reč iz TS Plaža II i Kodre iz TS Vladimir.

Podaci TS Ulcinj 110/35 kV:

- transformacija 110/30 kV:
  - 2xTR 110/35 kV,
  - $S_{inst} = 2 \times 20 \text{ MVA}$ ,  $U_{n1} = 110 \text{ kV}$ ,  $U_{n2} = 36,75 \text{ kV}$ ,
  - automatska regulacija napona na sekundaru  $U_{n2} \pm 10 \cdot 1,5 \%$ ,
  - željeni napon na sekundaru: 35 kV (nisko opterećenje), 36 kV (visuko opterećenje).

Podaci TS Grad 35/10 kV:

- transformacija 35/10 kV:
  - 2xTR 35/10 kV,
  - $S_{inst} = 2 \times 8 \text{ MVA}$ ,  $U_{n1} = 35 \text{ kV}$ ,  $U_{n2} = 10,5 \text{ kV}$ ,
  - ručna regulacija napona na sekundaru  $U_{n2} \pm 2 \cdot 2,5 \%$ ,
  - kratkospojni napon  $u_k = 6,7 \%$ .

Podaci TS Plaža I i II 35/10 kV:

- transformacija 35/10 kV:
  - 2xTR 35/10 kV,
  - $S_{inst} = 2 \times 4 \text{ MVA}$ ,  $U_{n1} = 35 \text{ kV}$ ,  $U_{n2} = 10,5 \text{ kV}$ ,
  - ručna regulacija napona na sekundaru  $U_{n2} \pm 2 \cdot 2,5 \%$ ,
  - kratkospojni napon  $u_k = 6,7 \%$ .

Podaci TS Vladimir 35/10 kV:

- transformacija 35/10 kV:
  - 1xTR 35/10 kV,
  - $S_{inst} = 1 \times 4 \text{ MVA}$ ,  $U_{n1} = 35 \text{ kV}$ ,  $U_{n2} = 10,5 \text{ kV}$ ,
  - ručna regulacija napona na sekundaru  $U_{n2} \pm 2 \cdot 2,5 \%$ ,
  - kratkospojni napon  $u_k = 6,7 \%$ .

Geografski prikaz dijela 10 kV mreže TS Grad, TS Plaža II i TS Vladimir s predviđenom lokacijom VE prikazan je na Sl. 5.23. Ovo područje napaja 10 kV izvod Gač koji je u prstan vezi s izvodima Ada reč i Kodre. Mreža 10 kV ima karakteristiku izvangradskog tipa. Zbog relativno visoke potrošnje i broja



turističkih objekata mreža je dobro zapetljana što znači da se očekuje dobra pouzdanost rada mreže. Glavni vodovi su nadzemni, opremljeni s vodičima Al/Fe 35/6 mm<sup>2</sup>. Odvojci su kabalski ili uglavnom vazdušni, opremljeni s vodičima Al/Fe 25/4 mm<sup>2</sup>.

Na analiziranu 10 kV mrežu nije priključen nijedan distribuirani izvor. Analizirana elektrana, po raspoloživim podacima, jedini je distribuirani izvor koji se srednjoročno priključuje na postojeću mrežu.

### Podaci o opterećenjima izvoda

Za potrebe analize priključenja elektrane na distributivnu mrežu u tabeli Tab. 5.9 na osnovu mjerenja dati su podaci o maksimalnim i minimalnim opterećenjima godine 2011. te prognoza za godinu 2015.

Tab. 5.9: Minimalno i maksimalno opterećenje – tangirajuća mreža VE Briska gora

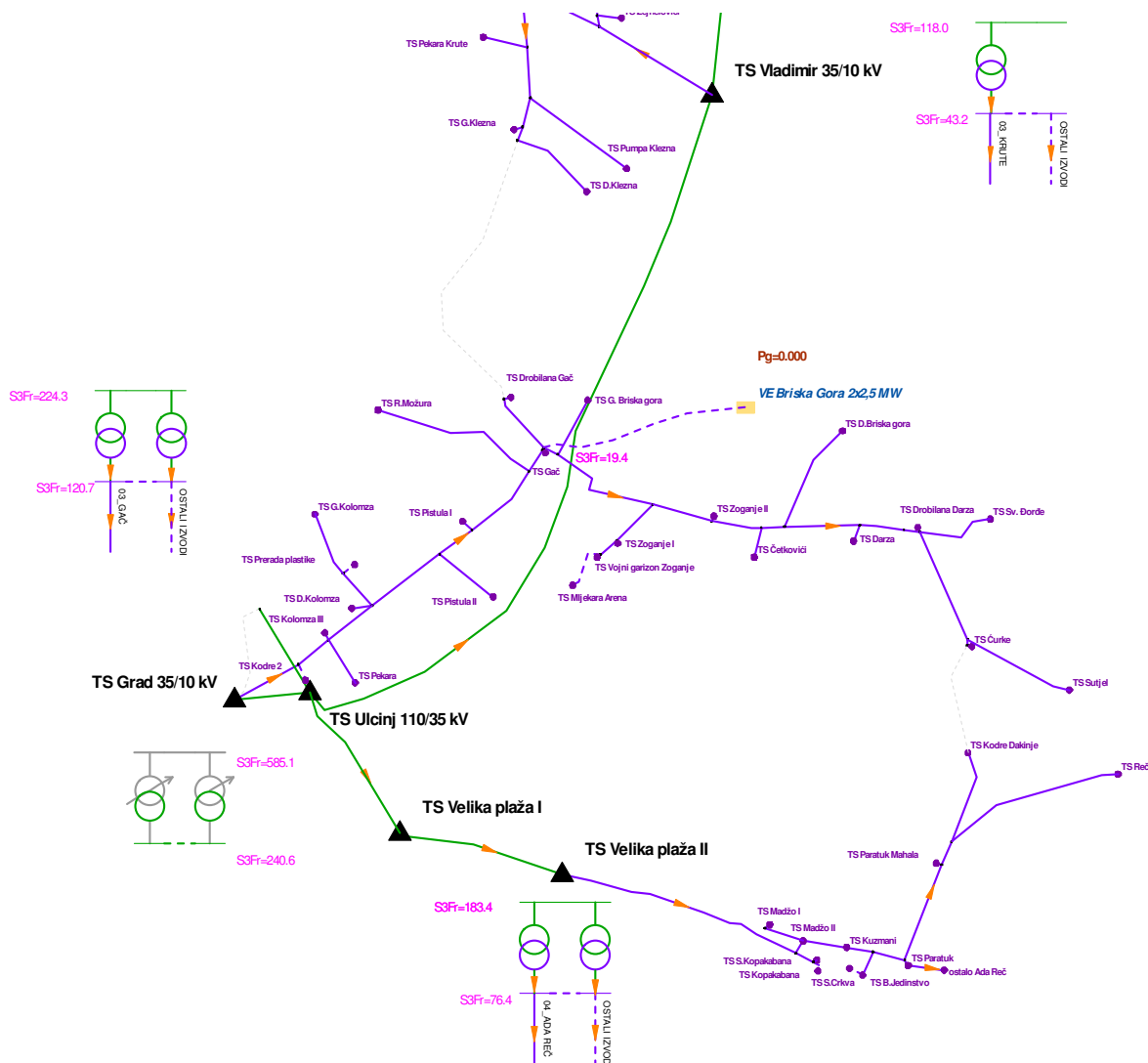
IZVOD	2011		2015	
	S <sub>min</sub> [MVA]	S <sub>max</sub> [MVA]	S <sub>min</sub> [MVA]	S <sub>max</sub> [MVA]
Gač	0,37	1,78	0,39	1,89
ostali izvodi	4,32	14,41	4,58	15,27
<b>TS Grad</b>	<b>4,69</b>	<b>16,19</b>	<b>4,97</b>	<b>17,16</b>
Ada reč	0,47	1,58	0,50	1,67
ostali izvodi	1,58	5,27	1,67	5,58
<b>TS Plaža II</b>	<b>2,05</b>	<b>6,85</b>	<b>2,17</b>	<b>7,25</b>
Krute	0,22	0,74	0,23	0,78
ostali izvodi	0,73	2,42	0,77	2,56
<b>TS Vladimir</b>	<b>0,95</b>	<b>3,16</b>	<b>1,00</b>	<b>3,34</b>

### Predviđen razvoj distributivne mreže

U skladu s planom investicija u distributivnu mrežu, na užem području nakon 2015. godine predviđa se rekonstrukcija TS Grad, TS Plaža I i TS Vladimir. Investicije se realizuju zbog starog 35 kV postrojenja i prilagođavanja TS za daljinsko upravljanje (SCADA).

#### 5.3.3.2. Analiza priključenja elektrane na mrežu

Elektrana se nalazi uz izvod Gač na lokaciji između TS između TS Gornja Briška gora i TS Donja Briška gora. Mreža s lokacijom VE prikazana je na slici Sl. 5.23. Na slici su takođe prikazane snage kratkoga spoja u čvorištima postojeće mreže koje su najbliže predviđenoj elektrani.



Sl. 5.23: Distributivna mreža na užjem području Briske Gore s lokacijom VE.

### Određivanje minimalnoga obima modela mreže

Pošto je mreža radijalna, dopuštena promjena napona  $\Delta u_{TM}$  izračunava se prema:

$$\Delta u_{KM} = \sum_i^N \Delta u_{TM_i} < 0,005 = K_{\Delta U} - \text{radijalne mreže} \quad 5.1$$

Doprinos računamo prema jednačinama izvedenim u poglavlju s opisom metodologije. Osnova za proračun jesu snage kratkih spojeva na sabirnicama TS i elektranama najbližim tačkama mreže:

- VE Briska gora:  $S_{k\_VR} = 19,4$  MVA
- 10 kV sabirnice TS Grad:  $S_{k\_TS\_Grad-10} = 120,7$  MVA
- 35 kV sabirnice TS Grad:  $S_{k\_TS\_Grad-35} = 224,3$  MVA
- 35 kV sabirnice TS Ulcinj:  $S_{k\_TS\_Ulc-35} = 240,6$  MVA
- 110 kV sabirnice TS Ulcinj  $S_{k\_TS\_Ulc-110} = 585$  MVA

Promjene napona uzduž mreže od VE prema TS Grad i TS Ulcinj:

- čvorište Gač:  $\Delta u_{mreza_{10kV}} = 0,142$
- 10 kV sabirnice TS Grad:  $\Delta u_{TS_{Grad}_{10kV}} = 0,021$
- 35 kV sabirnice TS Grad:  $\Delta u_{TS_{Grad}_{35kV}} = 0,011$
- 35 kV sabirnice TS Ulcinj:  $\Delta u_{TS_{Ulc}_{35kV}} = 0,010$
- 110 kV sabirnice TS Ulcinj:  $\Delta u_{TS_{Ulc}_{110kV}} \ll \mathbf{0,005}$

Zanemarljiv uticaj analiziranih elektrana na promjenu napona postignut je tek na 110 kV sabirnicama u TS Ulcinj. U modelu mreže za analize uticaja rada VE Briska gora potrebno je obuhvatiti 10 kV izvode Gač (Bata i Bijeje poljane), transformaciju 35/10 kV u TS Grad, 35 kV mrežu između TS Grad i TS Ulcinj te transformaciju 110/35 kV u Ulcinju. Također treba u model uključiti sve 10 kV izvode (Ada reč, Krute) koji su u prstan vezi s izvodom Gač s pripadajućim i napojnim stanicama i 35 kV mrežu (TS Plaža I i II, TS Vladimir).

Mrežu je potrebno modelirati do NN nivoa distributivnih transformatorskih stanica s pripadajućim transformatorima. Prijeizvođenja analiza, distributivnim transformatorima potrebno je podesiti odvojke transformatora. Kod simulacije podešavanja odvojaka uzima se u obzir:

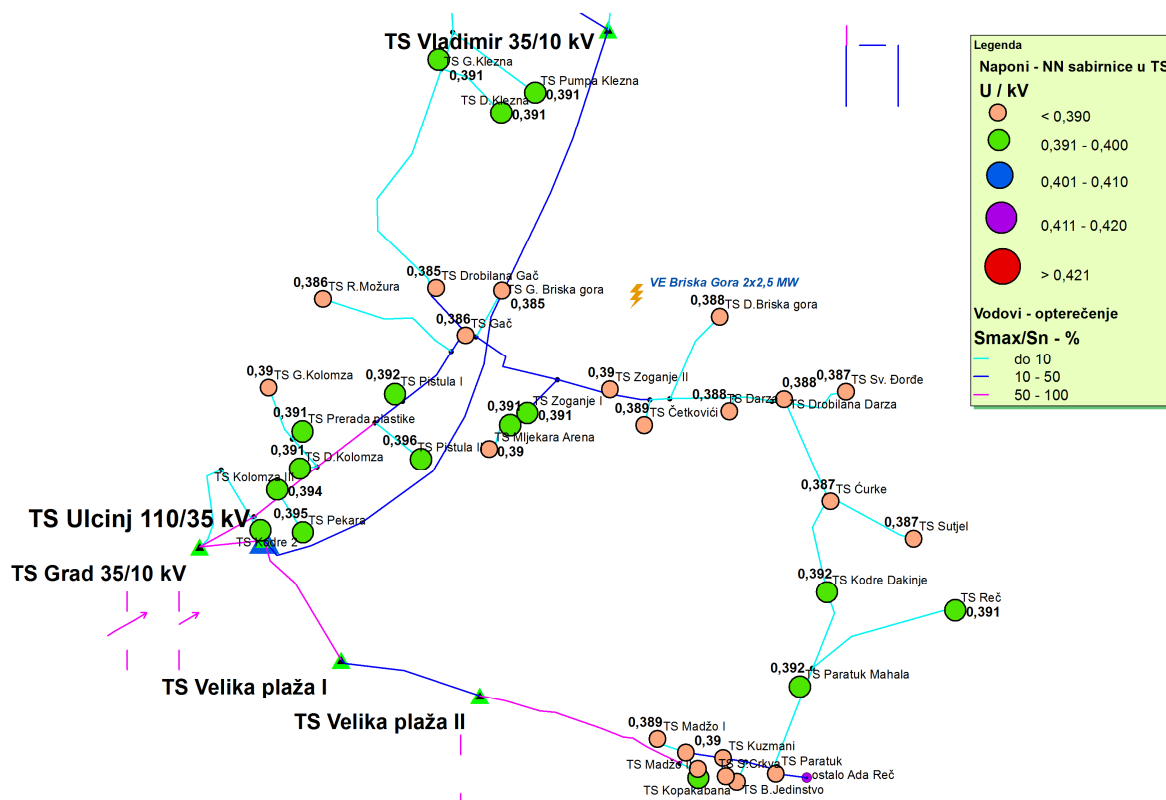
- odvojci transformatorapodešavaju se danju kada su opterećenja visoka;
- procjena visokih opterećenja vrši se na osnovu pogonskih sati u distributivnoj mreži i vršnih opterećenja 10 kV izvoda;
- distributivna mreža u EES Crne Gore ima oko 5000 pogonskih sati godišnje; godišnji pogonski sat vangradske mreže niže za oko 500 sati.

### **Prilike prije uključanja VE u mrežu**

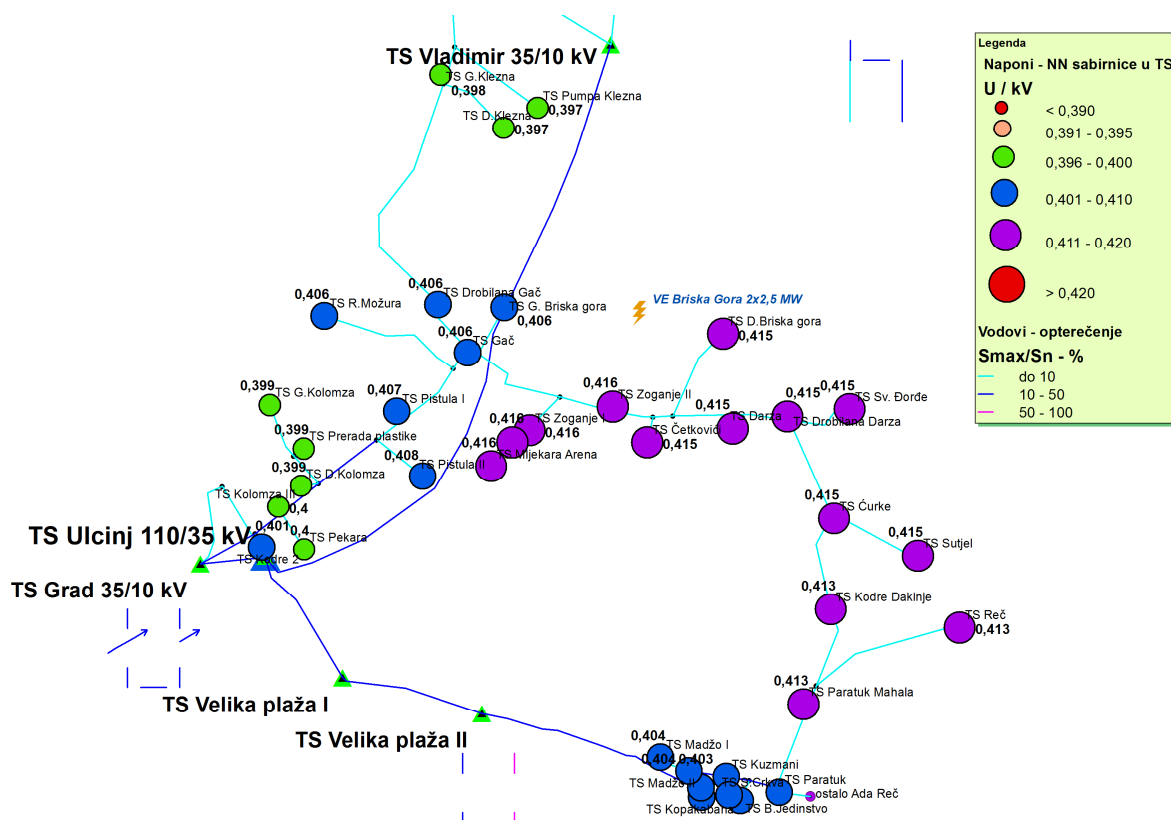
Analizirana su stanja s maksimalnim i minimalnim opterećenjima. Grafički rezultati izračunatih opterećenja u SN mreži i naponi na NN sabirnicama u TP prikazani su na slici Sl. 5.24 (maksimalna opterećenja) i slici Sl. 5.25 (minimalna opterećenja).

Kod niskih opterećenja zapaženi su visoki naponi u NN mreži, de se naponi u pojedinim čvorištima približavaju 0,42 kV.

Pogonska stanja s visokim opterećenjima koja ukazuju na nivo opterećenja mreže, nijesu kritična. Vodovi su, naime, opterećeni prilično pod dozvoljenim termičkim granicama. Zbog toga će analize u nastavku obuhvatati samo stanja s minimalnim opterećenjima u kojima nastupaju poteškoće s visokim naponima.



Sl. 5.24: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. bez rada VE



Sl. 5.25: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. bez rada VE

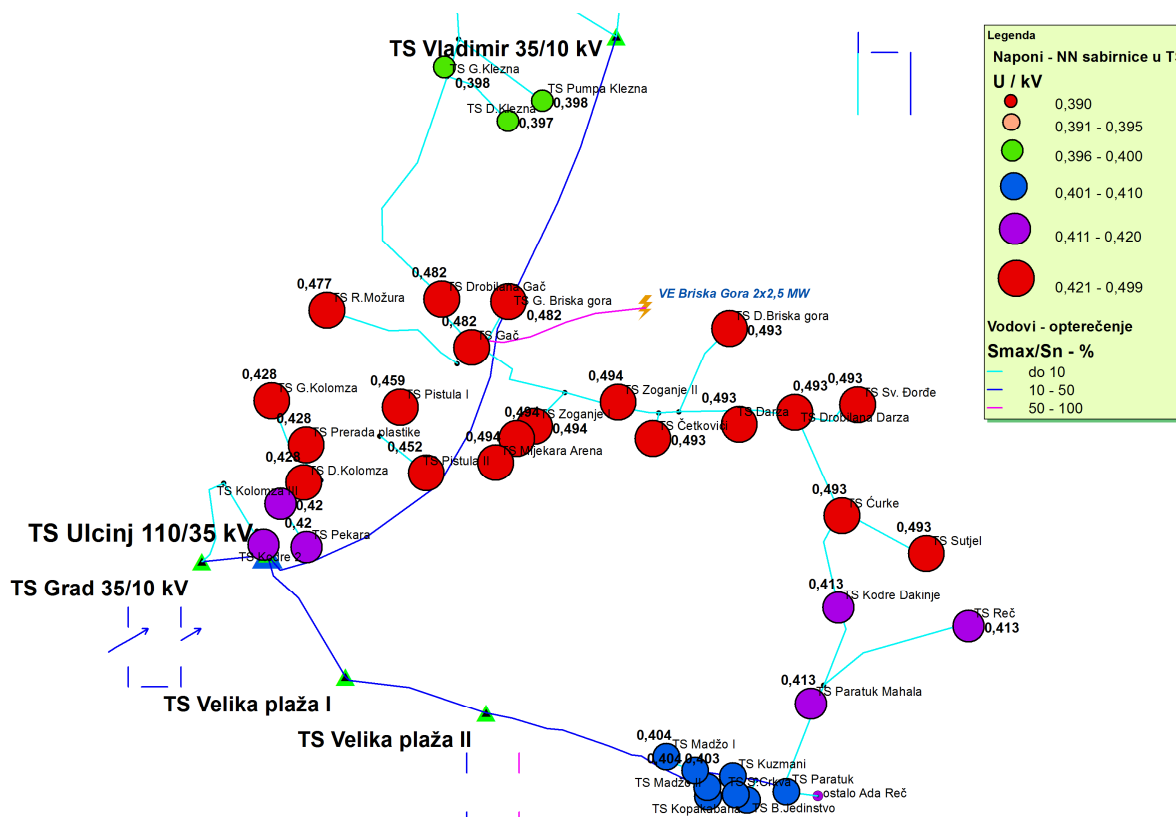
Procjena gubitka: **0,943 MW.**

### Priključenje VE na mrežu na obližnji 10 kV vod na izvodu Gač

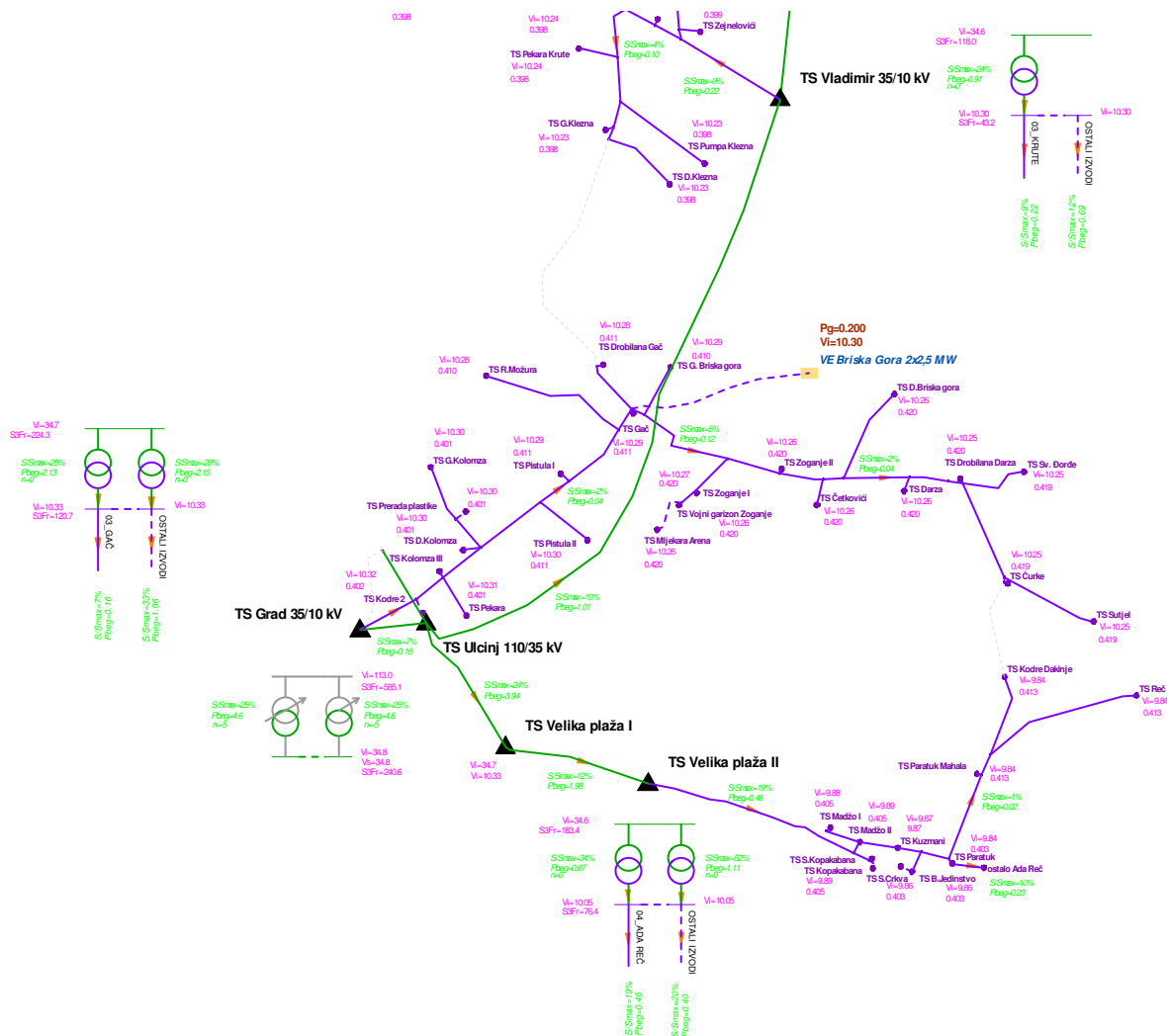
U skladu s poznatom metodologijom i kriterijumima, sve analize vrše se za stanja s minimalnim opterećenjima u vrijeme rada VE s ukupnom maksimalnom instaliranom snagom 5 MW i  $\cos\varphi=1$ .

Rezultati analize za očekivane energetske prilike u postojećoj mreži 2011. godine, prikazani su na slici Sl. 5.26. Za očekivanu maksimalnu evakuaciju snage 5 MW iz VE postojeća 10 kV mreža je preslaba, jer VE prouzrokuju povećanje napona u NN mreži mnogo preko 0,42 kV (rezultati Sl. 5.26). Na postojeću mrežu moguće je pouzdano priključiti najviše do **0,2 MW** (Sl. 5.27).

Prilike se ne poboljšavaju bitno. Takođe uzima se u obzir dinamična regulacija napona na inverterju elektrane. Postojeća 10 kV mreža previše je loša za evakuaciju tako visoke sange iz VE.



Sl. 5.26: Tematski prikaz opterećenja u 10 kV mreži s naponima na NN sabirnicama u TP – priključenje VE na obližnju 10 kV mrežu sa predviđeno maksimalno snagom 5 MW, minimalna opterećenja, 2011.



Sl. 5.27: Rezultati analize energetske prilike – priključenje VE sa maksimalnu snagu 0,2 MW na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

## VARIJANTA A

- **Priključenje na mrežu s novim praznim 10 kV kablaskim izvodom iz TS Grad (opcija TS Plaža I)**

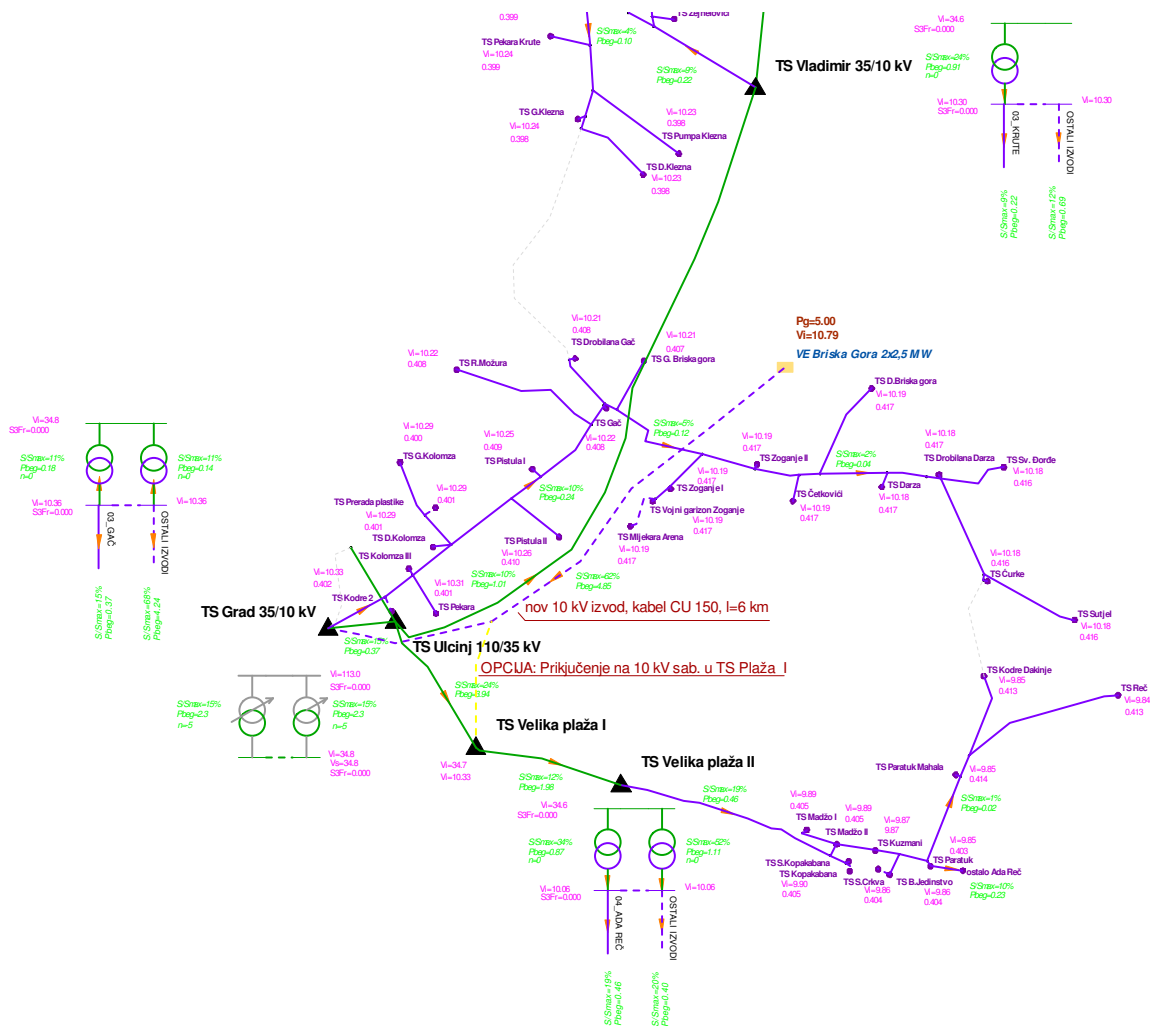
Varijanta predviđa priključenje VE direktno u 10 kV sabirnice TS Grad s novim kablaskim izvodom. Opcija je takođe priključena direktno u TS Plaža I ali zbog permanentno veće potrošnje i uzastopno manjih gubitaka i promjena napona bolje je uključjenje u TS Grad.

Specifikacija priključenja:

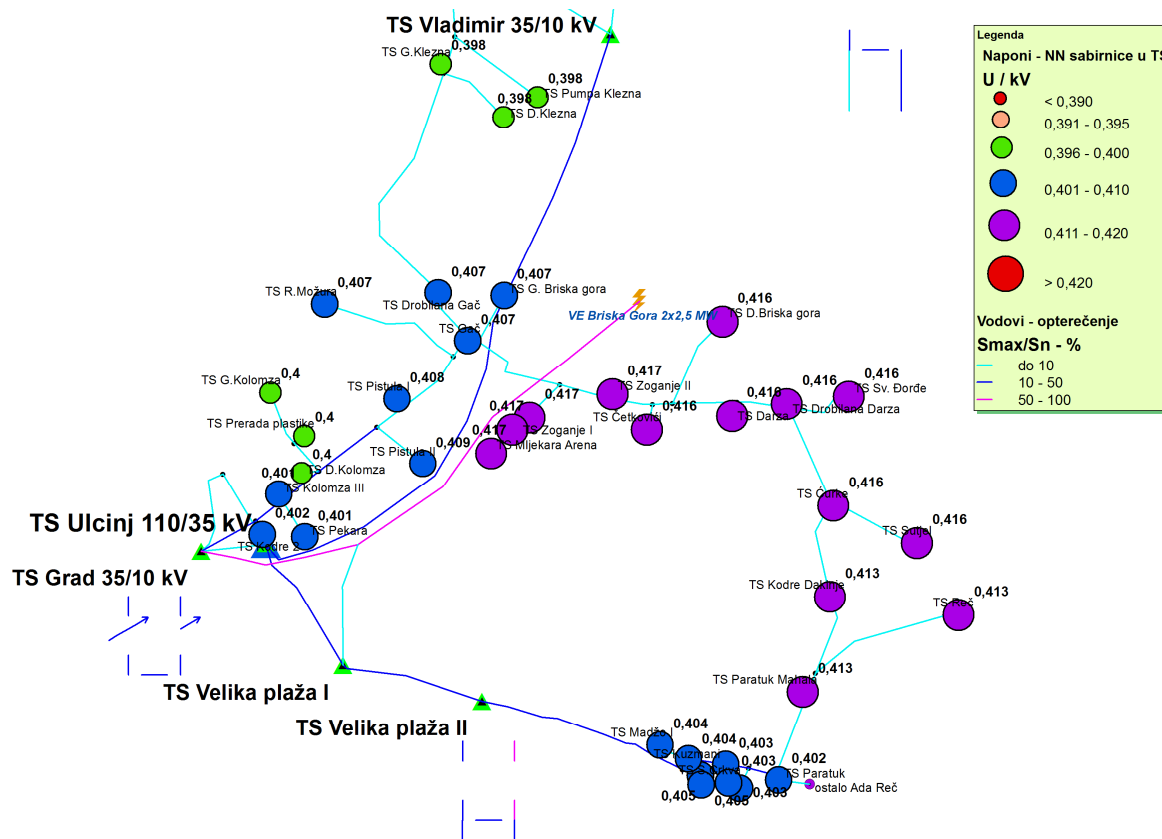
- nova izvodna 10 kV ćelija u TS Grad s daljinskim upravljanjem rasklopnim uređajem,
- kablowski vod Cu 150 mm<sup>2</sup>
- ukupna dužina cca. 6 km
- procjena investicije: cca. 290.000 €

Priključni vod za elektranu ostaje čist bez preostalih potrošača. U izvodna ćelija treba instalirati rasklopni uređaj s kratkospojnom zaštitom. Kao što je bilo zabilježeno na početku poglavlja, treba da se blokira APU.

Rješenje osigurava pouzdan rad mreže s još prihvatljivijim uticajem izvora na mrežu. Rezultati analize za očekivane energetske prilike u ovom stanju prikazani su na slikama Sl. 5.28 i Sl. 5.29.



Sl. 5.28: Rezultati analize energetske prilike – priključenje VE s 10 kV kablaskim izvodom na sabirnice u TS Grad (opcija TS Plaža I), minimalna opterećenja, 2011.



Sl. 5.29: Tematski prikaz opterećenja u 10 kV mreži s naponima na NN sabirnicama u TP – priključenje VE s 10 kV kabalskim izvodom na sabirnice u TS Grad (opcija TS Plaža I), minimalna opterećenja, 2011.

Procjena gubitka: **1,015 MW** (0.072 MW viši odnosno na stanje prije priključenja elektrarne).

Izvod se može koristiti za budući razvoj mreže (napajanje novih TS, prstan veza sa susjednim izvodima). Rješenje je vrlo pogodno u slučaju kratkoročnoga prelaska 10 kV mreže na području Ulcinja na 20 kV naponski nivo.

## VARIJANTA B

- **Priključenje na postojeći 35 kV dalekovod Ulcinj - Vladimir (formacija ulaz/izlaz)**

Varijanta predviđa priključenje VE na DV 35 kV Ulcinj – Vladimir kroz formaciju ulaz/izlaz. Specifikacija priključenja:

- Novi dvosistemski vazdušni vod 35 kV od lokacije VE do mjesta priključenja na postojeći vod:
  - vodič 2xAl/Fe 70/12 mm<sup>2</sup>,
  - dužina cca. 2 km,
  - procjena troškova: 160.000 €,
  - na 35 kV sabirnicama rasklopa VE treba obezbijediti kompletnu tipsku zaštitu za uređaje na 35 kV (procjena troškova 100.000 €).
- Zajednička procjena investicije: cca. 260.000 €.

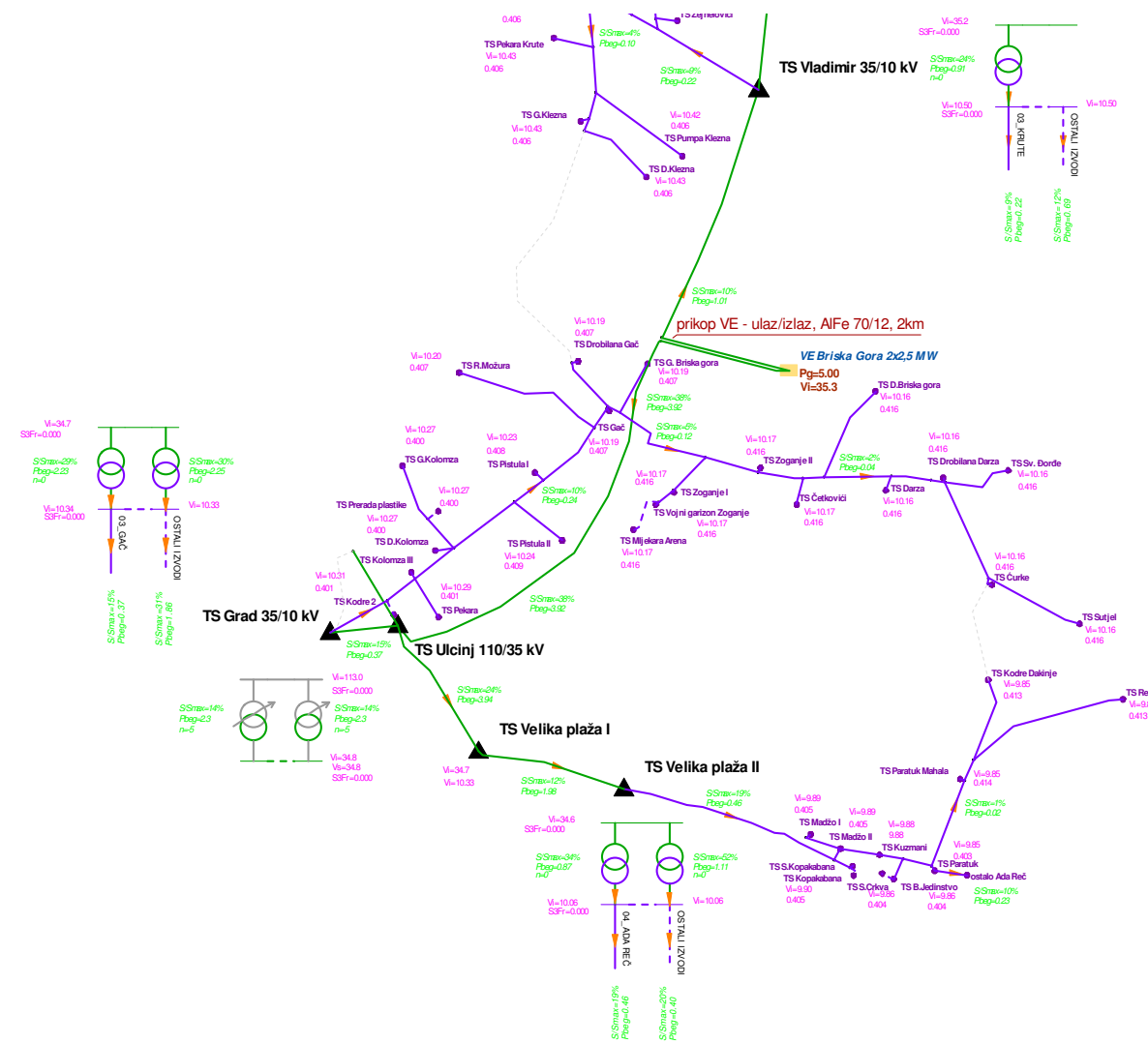


Važno je da se zbog formacije ulaz/izlaz u 35 kV rasklopnom postrojenju na lokaciji VE osnova sve tipske zaštite tipizirane za nivo 35 kV.

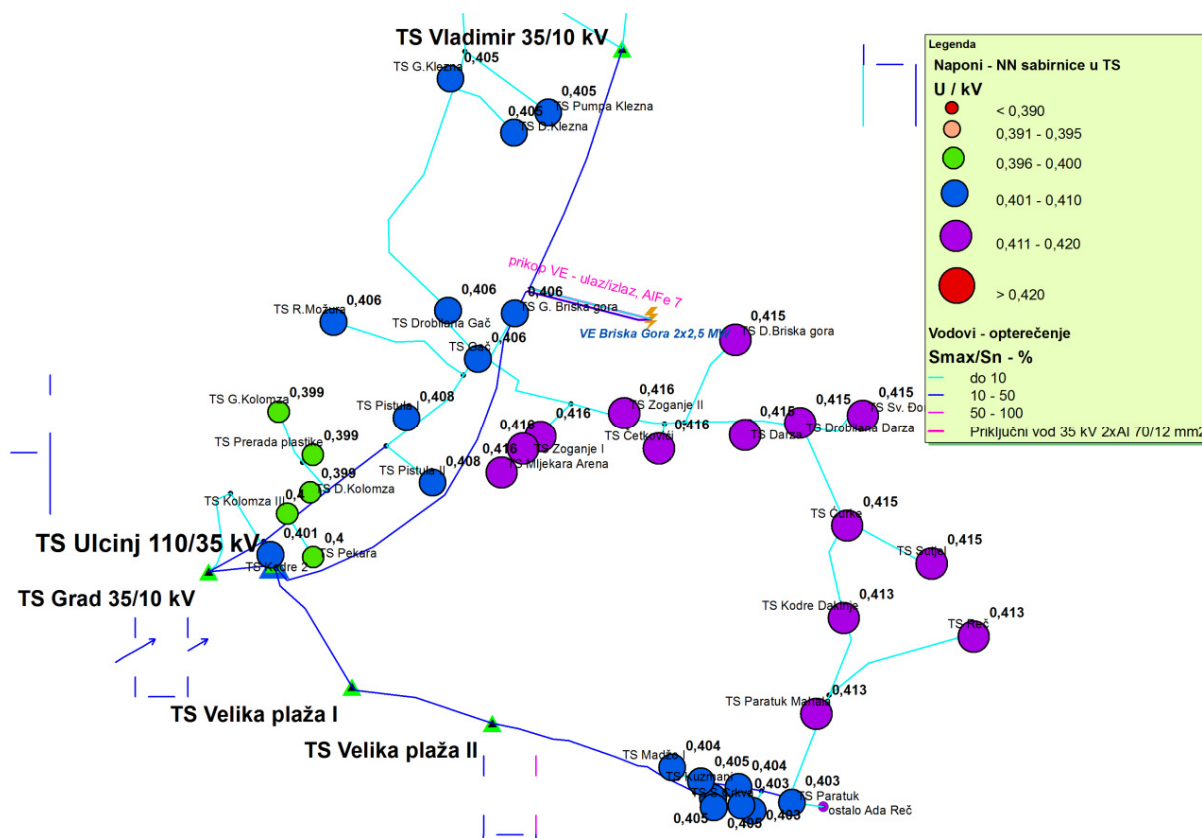
Rješenje osigurava dobru pouzdanost evakuacije snage s VE i najniži uticaj izvora na rad lokalne distributivne mreže.

Rezultati analize za očekivane energetske prilike u ovom stanju prikazani su na slikama Sl. 5.30 i Sl. 5.31.

Procjena gubitka: **0,875 MW** (0,098 MW više niski odnosno na stanje prije priključenja elektrane, a 0,14 MW više niski odnosno varijantu A).



Sl. 5.30: Rezultati analize energetske prilike – priključenje VE u DV 35 kV Ulcinj – Vladimir (formacija ulaz/izlaz), minimalna opterećenja, 2011.



Sl. 5.31: Tematski prikaz opterećenja u 10 kV mreži s naponima na NN sabirnicama u TP – priključenje VE u DV 35 kV Ulcinj – Vladimir (formacija ulaz/izlaz), minimalna opterećenja, 2011.

### 5.3.3.3. Rezime

Analizirani su najteži očekivani pogonski uslovi: maksimalno opterećenjene u mreži bez proizvodnje VE i minimalno opterećenje za puni angažman planirane proizvodnje. Zapravo, pretpostavlja se rad VE s  $\cos\varphi=1$ .

Na postojeću 10 kV mrežu moguće je na lokaciji VE Briska gora pouzdano priključiti najviše do 0,2 MW od procijenjenih 5 MW. Glavni problem rada VE u distributivnoj mreži uzrokuju značajne promjene koje mogu izazvati značajan porast napona preko uslovima propisanoga ograničenja 0,42 kV.

Puna evakuacija snage koja osigurava pouzdan rad distributivne mreže s kvalitetnim naponskim profilom može se postići samo uz odgovarajuće pojačanje sistema. Analiza predloženih pojačanja mreže data je u dvije verzije. Opcija A odnosi se na priključenje VE s novim kabalskim 10 kV izvodom u TS Grad, varijanta B predlaže izgradnju dvosistemsakoga 35 kV vazdušnog voda u formaciji ulaz/izlaz u postojeći 35 kV vod Ulcinj – Vladimir.

Analiza u 2015. nije pokazala nikakve probleme u radu mreže. Dakle, planiranom mrežom osigurava se dugoročno pouzdan rad čak i nakon 2015. godine. Poređenje dvije predložene varijante date su u tabeli Tab. 5.10.

Tab. 5.10: Poređenje varijanti priključenja VE Briska gora u distributivnu mrežu

<b>VE Briska gora</b>	
<b>Prednosti</b>	
<b>VARIJANTA A – priključenje s novim izvodom na 10 kV sabirnice TS Grad</b>	<b>VARIJANTA B – priključenje na 35 kV vazdušni vod Ulcinj – Vladimir (formacija ulaz/izlaz)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- izvod se može koristiti za budući razvoj mreže (napajanje novih TS, prstan veza sa susjednim izvodima)</li> <li>- bolje rješenje u slučaju prelazka na trinivojski naponski sistem 110/20/0,4 kV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- manje oscilacije naponu 10 kV i 0,4 kV mreži</li> <li>- niži troškovi priključenja</li> <li>- bolja pouzdanost rada 10 kV mreže</li> <li>- nizak uticaj izvora na rad lokalne distributivne mreže</li> <li>- niži gubici u mreži (u prosjeku 150 kW)</li> <li>- niži troškovi rada mreže</li> </ul>
<b>Rezime preduzetih koraka u mreži</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- priključni kablovski vod Cu 150 mm<sup>2</sup>, l = 6 km</li> <li>- nova izvodna 10 kV ćelija u TS Grad sa daljinskim upravljanjem rasklopnim uređajem s karatkospojnom zaštitom</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- nov dvosistemski vazdušni vod 35 kV, 2xAlFe 70/12 mm<sup>2</sup>, l = 2 km</li> <li>- priključenje na postojeći 35 kV vod u formaciji ulaz/izlaz</li> </ul>
<b>Procjena troškova investicije</b>	
- 290.000 €	- 260.000 €

Kroz poređenje varijant predlože se priključenje VE po varijanti B. Najvažniji razlogi su nabrojani u tabeli Tab. 5.10. Za postiganje vrlo visoke pouzdanosti evakuacije snage od VE bilo bi najbolje da se provede pored variante B isto i varijanta A sa 10 kV kablskim izvodom koji će koristiti kao rezervna veza u slučaju ispada 35 kV dalekovoda između Ulcinja i Vladimira.

## 5.4. Priključivanja mHE na distributivnu mrežu – analize za porječje Lima

---

### 5.4.1. Područje s distributivnom mrežom na koju se priključuju mHE

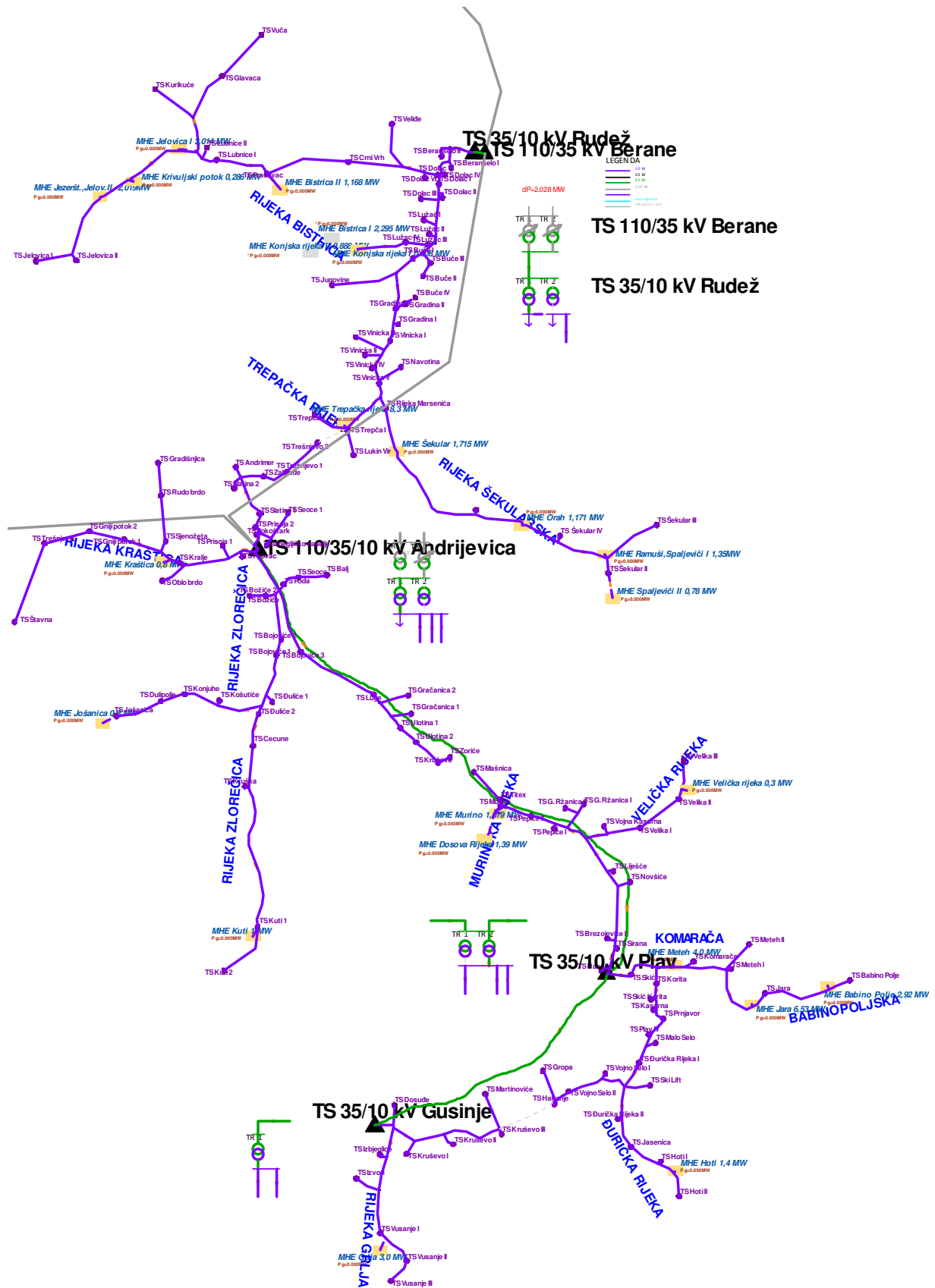
U porječju Lima planira se izgraditi mHE na ovim vodotokovima: Bistrica (Bijelo Polje), Bistrica (Berane), Trepčačka rijeka, Šekularska, Kraštica, Zlorečica, Murinska rijeka, Velička rijeka, Komarača, Babinopoljska, Đurička rijeka i Grlja.

Glavna čvorišta napajanja za ovo područje su TS 110/35 kV Riberavine, 2x20 MVA + 1x31,5 MVA, TS 110/35 kV Berane, 2x20 MVA, i TS 110/35 kV Andrijevića 1x10 MVA + 1x20 MVA. TS Nedakusi 35/10 kV, 8MVA + 4 MVA, napaja se od TS 110/35 kV Riberavine jednim direktnim, teškim 35 kV (110 kV) dalekovodom i drugim, običnim 35 kV dalekovodom kroz TS Medanovići. Od TS Berane napaja se TS Rudež 35/10 kV, 2x8 MVA a iz TS Andrijevića izvodi 35 kV dalekovod prema Plavu i Gusinjama. U Andrijevići je prisutna transformacija 35/10 kV, 2x2,5 MVA.

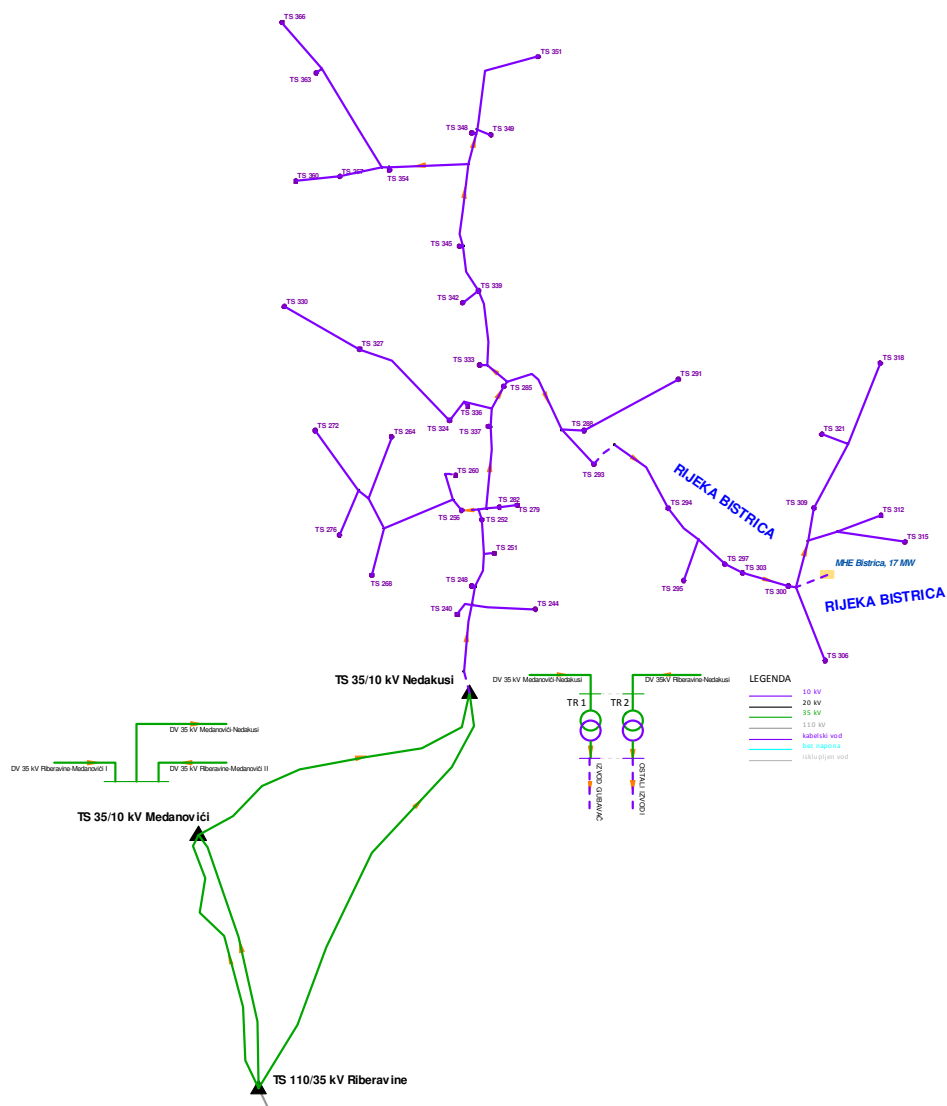
Geografski prikaz distributivne mreže koju tangiraju analizirane mHE dat je na slici Sl. 5.32 i slici Sl. 5.33.

mHE na rijeci Bistrici (Berane), Šekularskoj i Trepčačkoj rijeci locirane su u blizini izvoda Dolac 10 kV od TS 35/10 kV Rudež. Područje Trepčačke rijeke isto tako nije daleko od izvoda Trešnjevo od TS Andrijevića, koji se izvodu Dolac približava na kilometar. Ostale mHE tangiraju prema ovim 10 kV izvodima:

- Bistrica (Bijelo Polje): izvod Gubavac od TS 35/10 kV Nedakusi
- Krštica: izvod Kralje iz TS 35/10 kV Andrijevića
- Zlorečica: izvod Konjuhe iz TS 35/10 kV Andrijevića
- Murinska rijeka: izvod Murino od TS 35/10 kV Plav
- Velička rijeka: izvod Murino od TS 35/10 kV Plav
- Komarača: izvod Meteh od TS 35/10 kV Plav
- Babinopoljska: izvod Meteh od TS 35/10 kV Plav
- Đurička rijeka: izvod Meteh od TS 35/10 kV Plav
- Grlja: izvod Plav od TS 35/10 kV Gusinje.



Sl. 5.32: Model postojeće distributivne 35 kV i 10 kV mreže za analize priključenja mHE vodotocima u porječju Lima – područje Brerana, Andrijevica, Plava i Gusinje

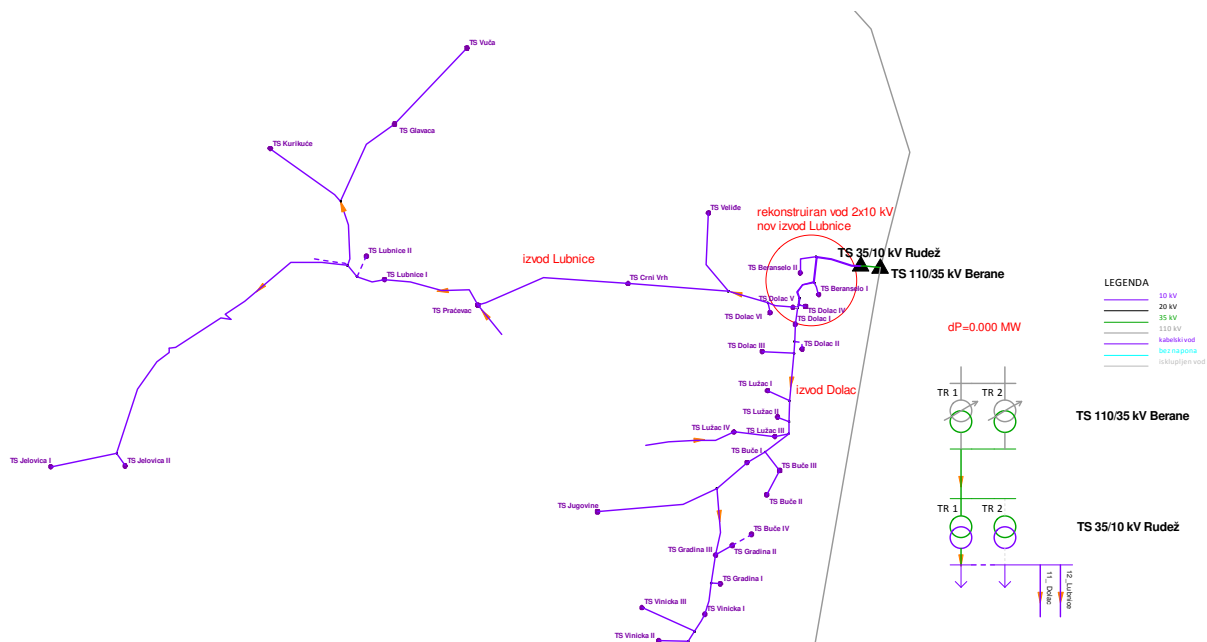


Sl. 5.33: Model postojeće 10 kV mreže za analize priključenja mHE vodotocima u porječju Lima – područje Bijeloga Polja

#### 5.4.2. Pojačanja mreže pije priključenja mHE u distributivnu mrežu

##### Oslobađanje izvoda Dolac s novim izvodom Lubnice iz TS Rudež 35/10 kV

Ukupna dužina izvoda Dolac iznosi više od 70 km. S punim opterećenjem izvoda oko 3 MW to predstavlja nedozvoljene padove napona u postojećoj 10 kV mreži više od 20 %. Visoki padovi napona u 10 kV mreži zbog toga se odražavaju u visokim promjenama napona niskonaponske mreže. Prije priključenja mHE u distributivnu mrežu predlažemo oslobađanje izvoda Dolac s uspostavljanjem novog izvoda Lubnice prema selu Lubnice u dolini rijeke Bistrice (Sl. 5.34). Između TS Rudež i Dolac (na odvojak prema Crnom vrhu i dalje prema Lubnicama) postojeći vazdušni vod rekonstruiše se u dvosistemski vod. Na oba sistema na tome dijelu trase namjestiti vodiče AlFe70/12 mm<sup>2</sup>. U novi izvod Lubnice uključiti TS Beranselo II, a na izvodu Dolac ostaju TS Beranselo I i TS Dolac VI.



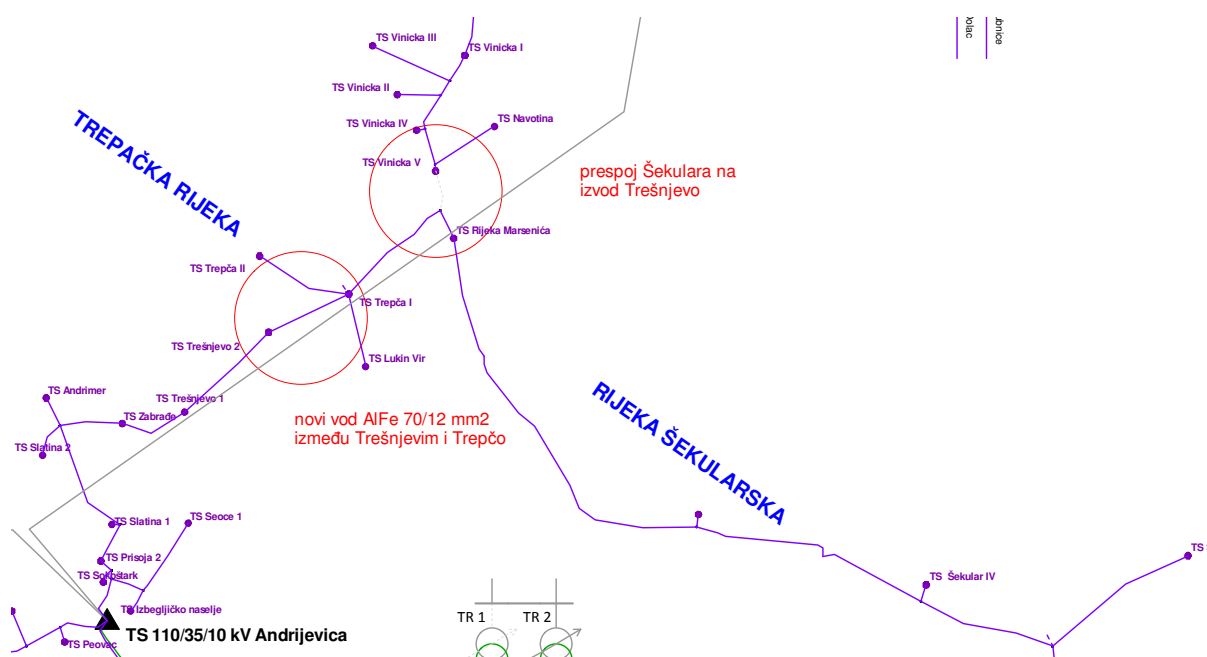
Sl. 5.34: Geografski prikaz novoga izvoda Lubnice prema istoimenom selu Lubnice te dolini Bistrice i Jelovice

Karakteristike predloženoga pojačanja:

- rekonstrukcija dalekovoda  $2 \times \text{AlFe}70/12 \text{ mm}^2$ .
- dužina cca. 2,5 km,
- procjena investicije: 198.000 €.

### Veza izvoda Dolac (TS Rudež) i izvoda Trešnjevo (TS Andrijevica)

Izgradnjom ove veze može se prebaciti potrošnja Šekulara i Trepče na izvod Trešnjevo, koji je znatno kraći i manje opterećen. Zbog toga su naponske prilike na ovome području i preostalom izvodu Dolac mnogo bolje. Time se ujedno povećava pouzdanost snabdijevanja potrošača na oba izvoda. S novom vezom osigurano je rezervno napajanje u slučaju kvara na jednome od izvoda.



Sl. 5.35: Geografski prikaz prespajanja izvoda Dolac (izvod Rudež) na izvod Trešnjevo (TS Andrijevica)

Karakteristike predložene veze:

- dalekovod AlFe70/12 mm<sup>2</sup>,
- dužina cca. 1,5 km,
- procjena investicije: 82.500 €.

#### **5.4.3. Potrebe za pojačanjem transformacije 110/35/10 kV i glavnih napojnih 35 kV vodova nakon priključenja mHE na distributivnu mrežu**

Za potrebe priključenja svih mHE potrebno je uraditi ova pojačanja glavnih vodova i transformacije:

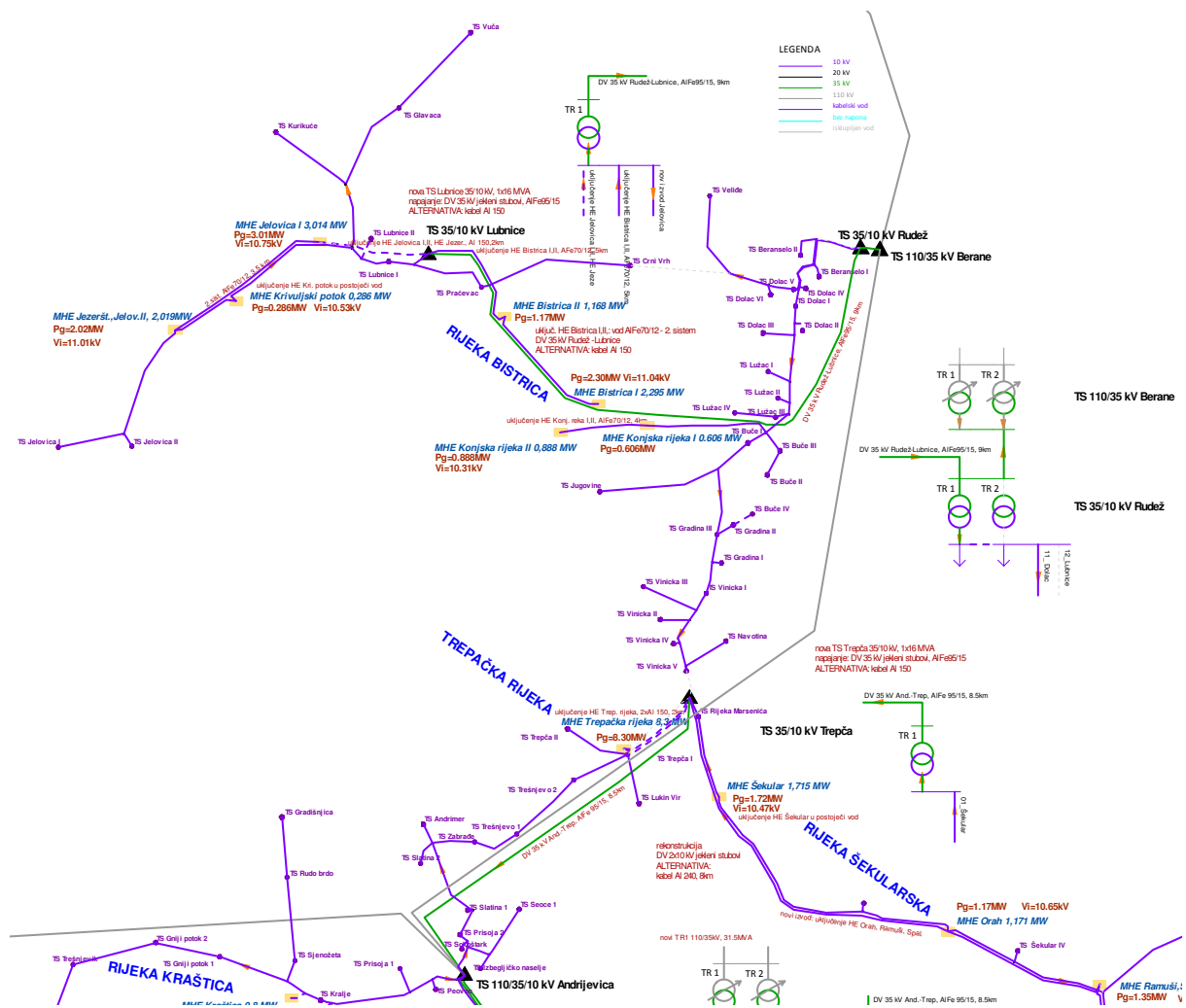
- **novi TR 35/10 kV, 8 MVA u TS Plav s novim sektorom 35 kV sabirnica**
  - procjena investicije: 100.000 €,
- **rekonstrukcija DV 35 kV Andrijevića – Plav u dvosistemski vod**
  - jedan sistem voda koristitiza evakuaciju snage od mHE na Babinopoljski kroz novi sektor 35 kV sabirnica u TS Plav,
  - vod izgraditi kao 110 kV dalekovod,
  - vodiči 2 x Al/Fe150/20 mm<sup>2</sup>,
  - dužina 21 km,
  - procjena investicije: 2.000.000 €.

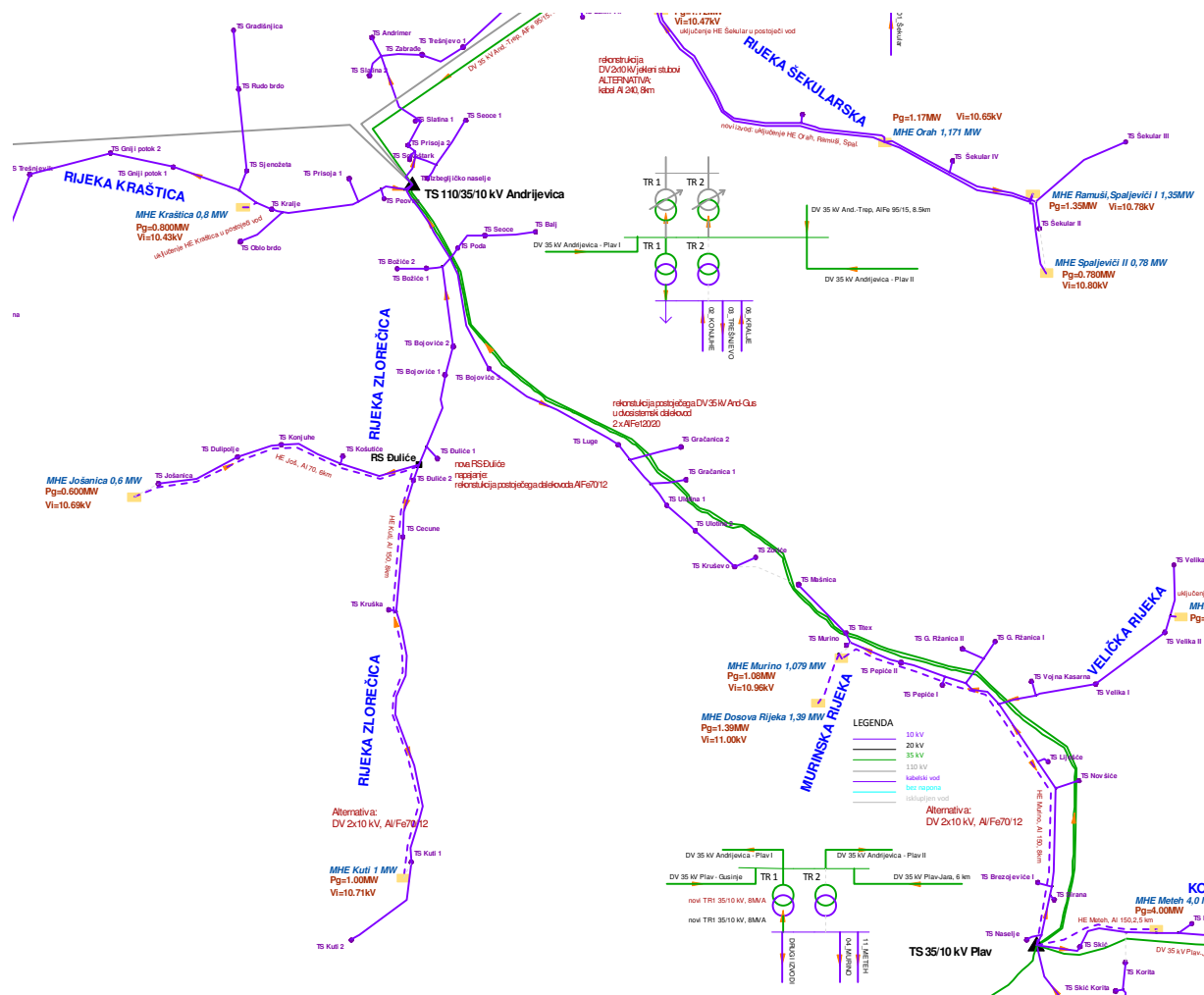
U Andrijevići novi transformator 110/35 kV, 20 MVA koristi se samo za evakuaciju viška snageu 110 kV mrežu od mHE na Trepačkoj rijeci, Šekularski i Babinopoljski. Zbog toka je potrebno izgraditi novi sektor 35 kV sabirnica koji je spojen s jednim sistemom 35 kV dalekovoda od TS Plav (evakuacija snage od mHE na Babinopoljski). Preostali transformator koristi se za napajanje potrošača i evakuacije preostale snage od mHE.

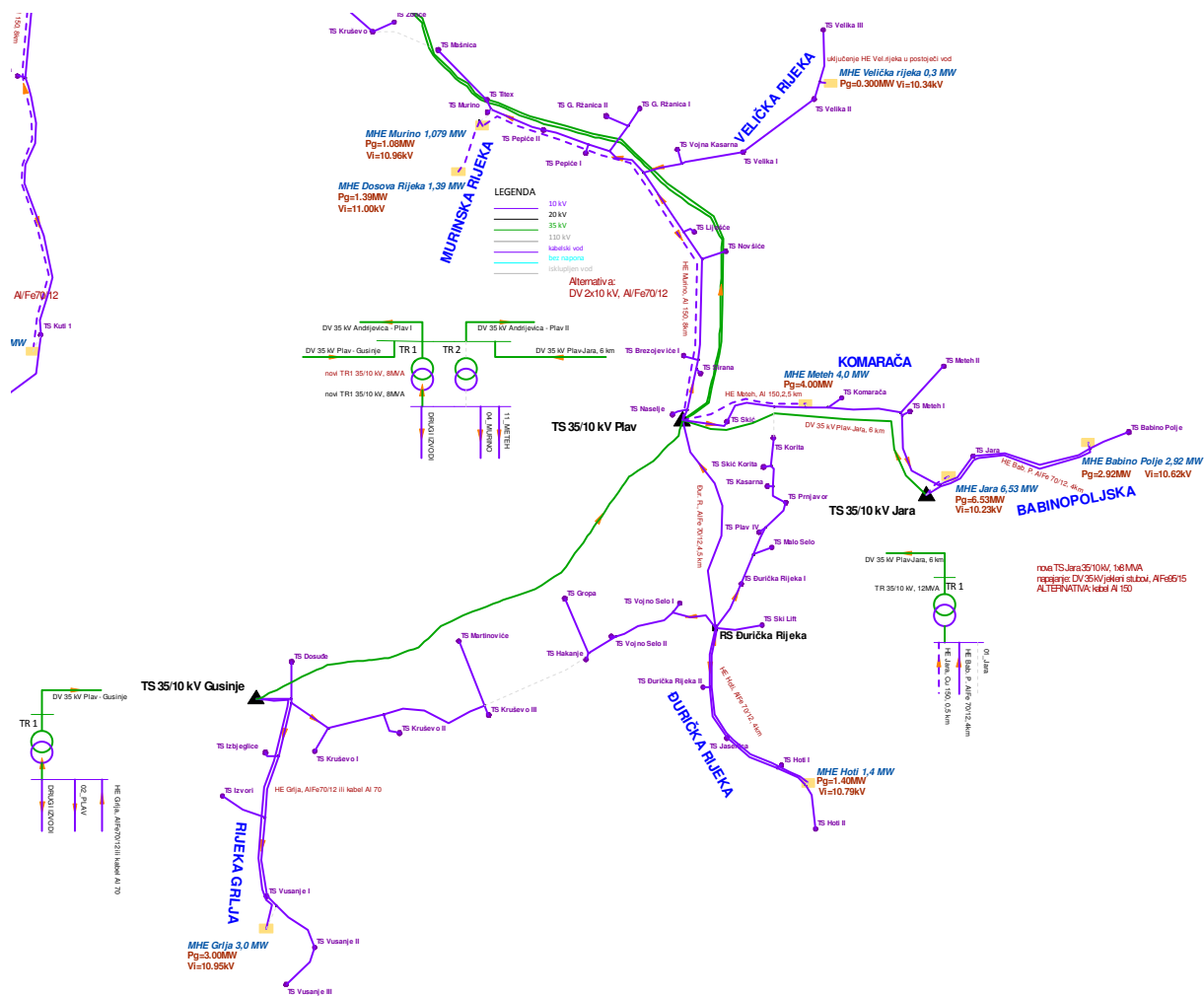
Pošto je predviđena rekonstrukcija DV 35 kV Plav – Gusinje predlažemo rekonstrukciju s vodičima Al/Fe120/20 mm<sup>2</sup>.

Prilike u distributivnoj mreži nakon priključenja svih planiranih mHE prikazuju skice Sl. 5.36, Sl. 5.37 ,Sl. 5.38.









Sl. 5.38: Konfiguracija distributivne mreže nakon priključenja svih planiranih mHE – područje Plava i Gusinje

#### 5.4.4. Sažetak rezultata analiza za priključenje pojedinih mHE

Rješenja s analizama priključenja pojedinih mHE na vodotocima u nastavku su interpretirana u tabelama. Na tome mjestu rezimiramo glavna pojačanja postojeće mreže za potrebe priključenja mHE na pojedinim vodotocima.

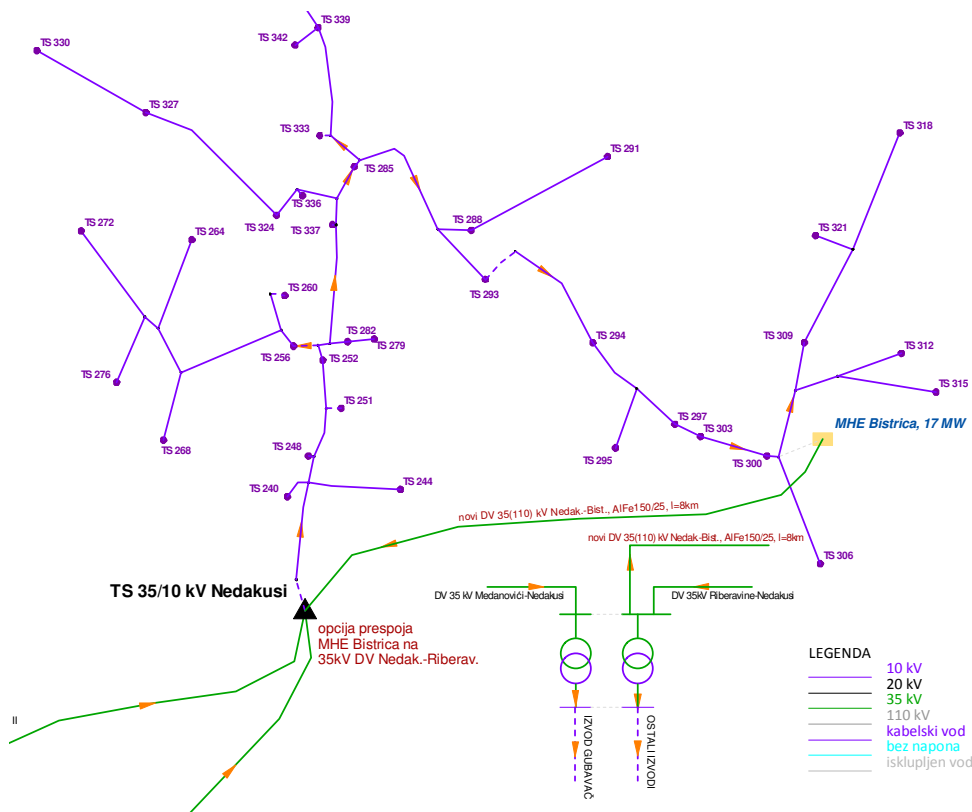
Alternativa pojačanja mreže s vazдушnim vodom AIFe70/12 mm<sup>2</sup> je kabalski vod Al 150 mm<sup>2</sup>.

U porječju Lima u kratkom razdoblju u skladu s koncesijom planira se priključenje oko 63 MW instalirane snage svih mHE. Pogon mHE utica će na velike promjene napona u distributivnoj mreži što značida će biti aktivno regulisati napon u drukčijim opterećenjima na 35 kV sabirnicah u TS 110/35 kV. Napon je regulisan tako da imaju sve TS 35/10 kV u pojedinim opterećenjima napon na 10 kV sabirnicah između 10,2 kV i 10,6 kV.

**Rijeka Bistrica (Bijelo Polje)** – ukupna planirana instalirana proizvodnja 17 MW, Sl. 5.39

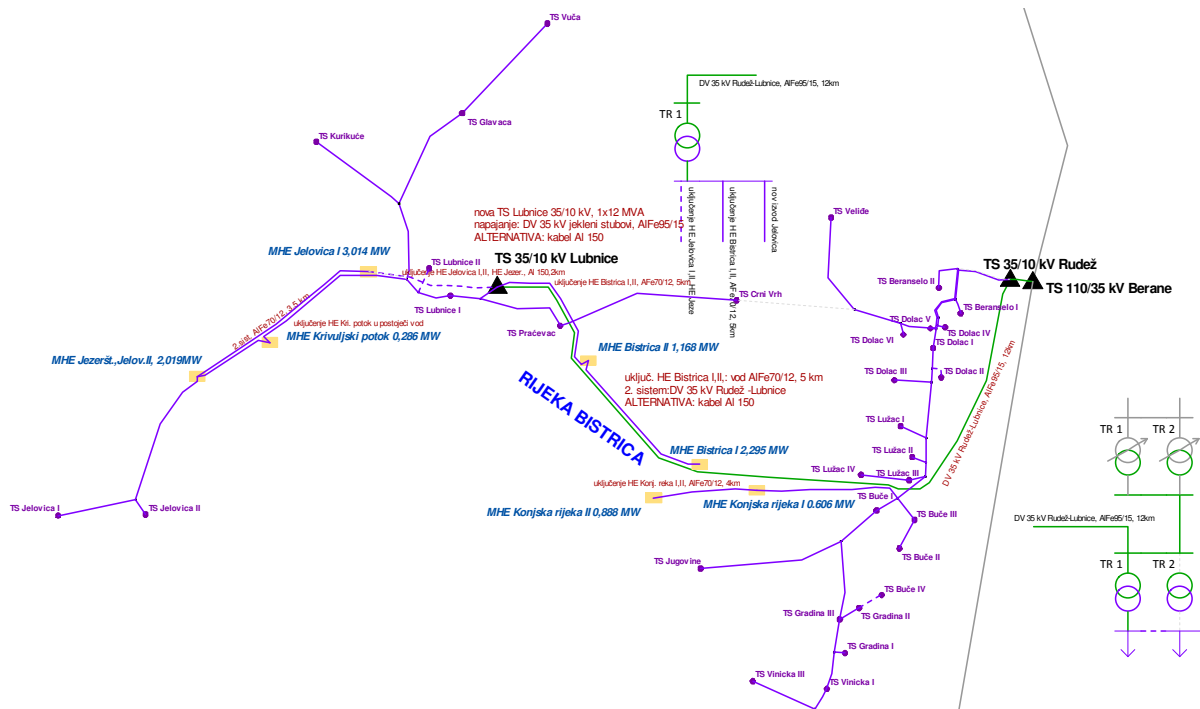
- Novi priključni vod 35 (110) kV od TS Nedakusi, vodič AIFe 150/25 mm<sup>2</sup>, dužina 8 km. Vod izgraditi kao 110 kV vod.

- U TS Nedakusi treba da postoji opcija s prespojem evakuacije snage od mHE direktno u TS Ribarevine 110/35 kV (eventualna rekonstrukcija 35 kV sabirnic s najmanje dva sektora).



Sl. 5.39: Prikaz priključenja mHE na rijeci Bistrici (Bijelo Polje) u distributivnu mrežu

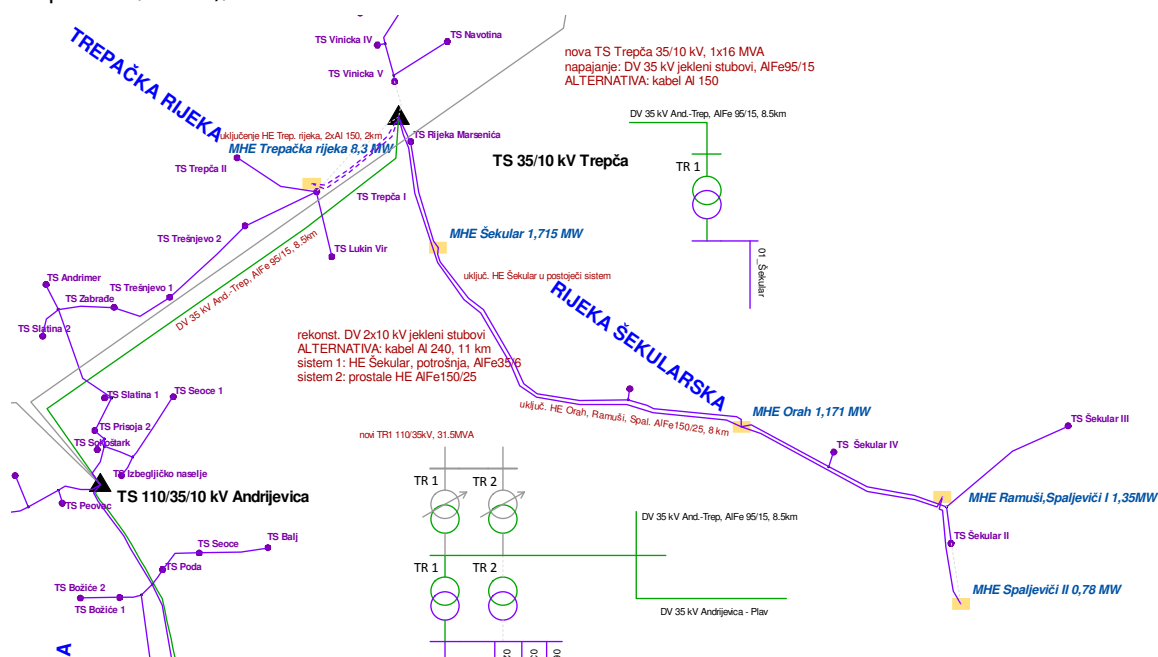
**Rijeka Bistrica (Berane) – ukupna planirana instalirana proizvodnja 10,2 MW, Sl. 5.40**



Sl. 5.40: Prikaz priključenja mHE na rijeci Bistrici (Berane) u distributivnu mrežu

- Nova TS 35/10 kV Lubnice, 2x8 MVA, tri izvodna 10 kV ćelija, jedna izvodna ćelija 35 kV, dvije transformatorske ćelije (35 kV i 10 kV).
- Napojni vod 35 kV od TS Rudež (vodič AlFe95/15 mm<sup>2</sup>, dužine 12 km).
- Priključenje mHE na Jelovici i Jezeršnici kroz novi izvod od TS Lubnice (prvi dio kabal Al 150 mm<sup>2</sup>, 2 km, drugi dio vodič AlFe70/12 mm<sup>2</sup>, 3,5 km).
- Priključenje mHE na Bistrici kroz novi izvod od TS Lubnice (vodič AlFe70/12 mm<sup>2</sup>, 5 km).
- Priključenje mHE na Konjskoj rijeci na rekonstuisan izvod Dolac.
- Priključenje mHE Krivuljski potok na postojeću mrežu (izvod za napajanje potrošača u TS Lubnice).

**Šekularska i Trepčačka rijeka** – ukupna planirana instalirana proizvodnja 13,3 MW (Šekularska 5,0 MW, Trepčačka 8,3 MW), Sl. 5.41

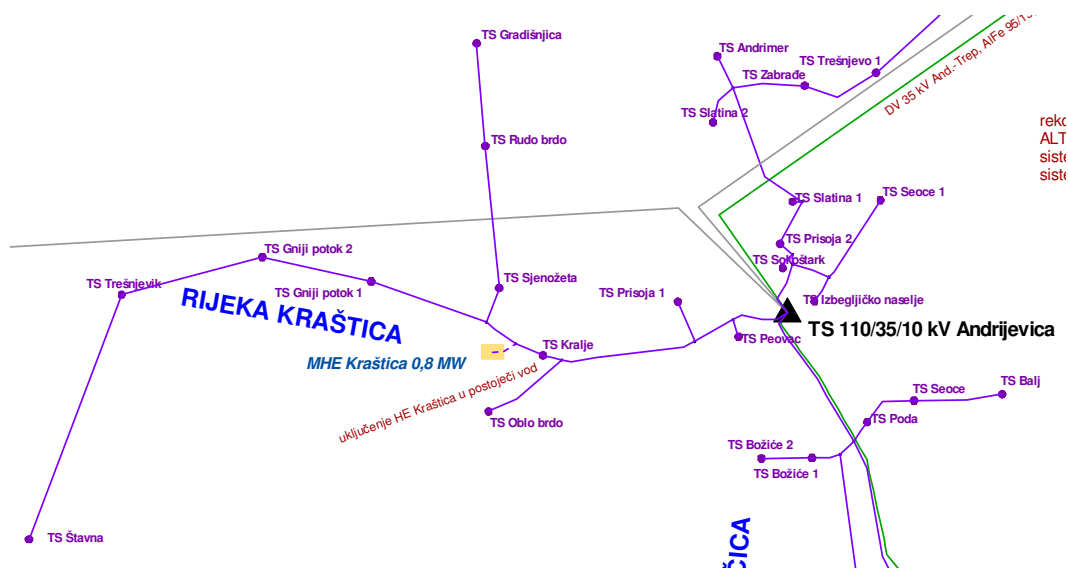


Sl. 5.41: Prikaz priključenja mHE na Trepčački rijeki i Šekularski na distributivnu mrežu

- Nova TS 35/10 kV Trepča, 1x16 MVA (ili 2x8 MVA), šest izvodnih 10 kV ćelija, jedna izvodna ćelija 35 kV, dvije transformatorske ćelije (35 kV i 10 kV).
- Napojni vod 35 kV od TS Andrijevića (vodič AlFe95/15 mm<sup>2</sup>, dužine 8,5 km) vod priključuje se direktno na rasklupljene 35 kV sabirnice u TS Andrijevića.  
Jedan sektor s TR 110/35 kV, 20 MVA: višak snage od mHE na Trepčački i Šekularski evakuira se zajedno s proizvodnjom od mHE na Babinopoljski.  
Drugi sektor s TR 110/35 kV, 10 MVA: potrošnja i evakuacija viška snage od preostalih mHE.
- Priključenje mHE na Šekularski rekonstuisan dvosistemski vod dužine 11 km (1. sistem s cjelokupnom potrošnjom i mHE Šekular opremljen vodičem AlFe 35/6 mm<sup>2</sup>, 2. sistem sa svima preostalima mHE opremljen vodičem AlFe 150/25 mm<sup>2</sup>). Alternativa rekonstrukciji 2x10 kV jeste rješenje s direktnim priključenjem mHE Orah, Spaljevići I, II i Ramuši s kablom Al 240 mm<sup>2</sup>.
- Priključenje mHE na Trepčačkoj rijeci s kablom 2 x Al 150 mm<sup>2</sup> u TS Trepča, dužine 2 km.

### Rijeka Kraštica – ukupna planirana instalirana proizvodnja 0,8 MW, Sl. 5.42

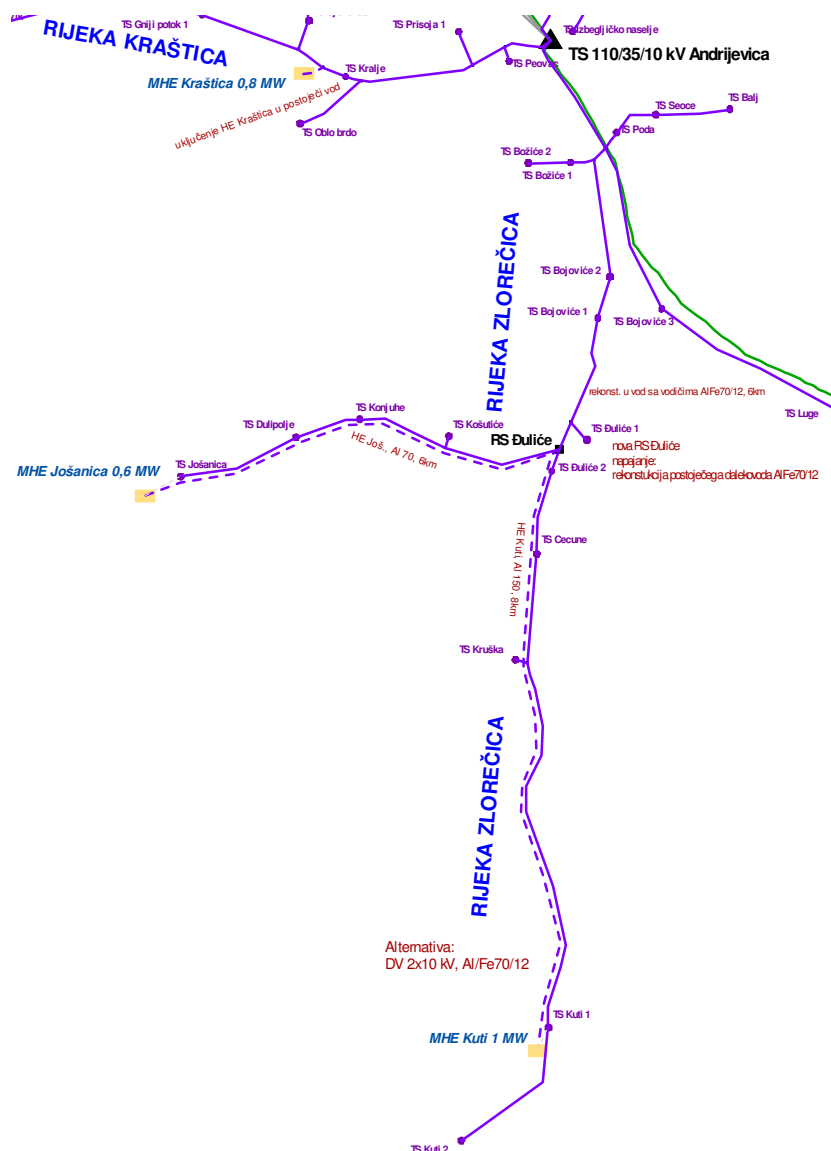
- Priključenje mHE Kraštica potok u postojećemrežu (izvod Kralje u TS Andrijevica)



Sl. 5.42: Prikaz priključenja mHE na Kraštica u distributivnu mrežu

### Rijeka Zlorečica – ukupna planirana instalirana proizvodnja 1,6 MW, Sl. 5.43

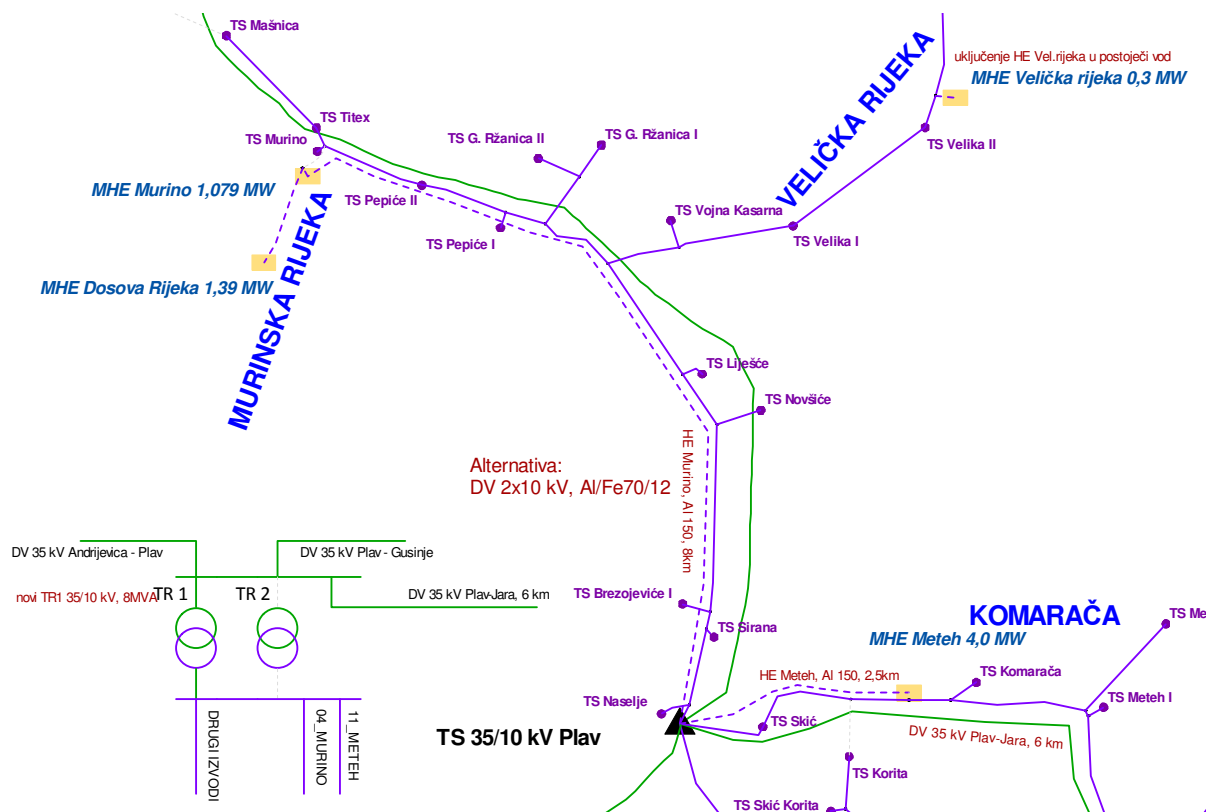
- Nova rasklopna stanica RS Đuliće (četiri izvodne ćelije).
- Rekonstrukcija napajalnog voda RS Đuliće (izvod Konjuhe od TS Andrijevica) u vazdušni vod AlFe 70/12 mm<sup>2</sup> dužine cca. 6 km.
- Priključenje mHE Jošanica kroz novi izvod od RS Đuliće (kabal Al 70 mm<sup>2</sup>, 6 km). Alternativa kabalskom rješenju je rekonstrukcija postojećega voda u dvosistemski vod (1. sistem s cjelokupnom potrošnjom opremljen vodičem AlFe 35/6 mm<sup>2</sup>, 2. sistem s mHE Jošanica opremljen vodičem AlFe 70/12 mm<sup>2</sup>).
- Priključenje mHE Kutu kroz novi izvod od RS Đuliće (kabal Al 150 mm<sup>2</sup>, 8 km). Alternativa kabalskom rješenju je rekonstrukcija postojećega voda u dvosistemski vod (1. sistem s cjelokupnom potrošnjom opremljen vodičem AlFe 35/6 mm<sup>2</sup>, 2. sistem s mHE Kutu opremljen vodičem AlFe 70/12 mm<sup>2</sup>).



Sl. 5.43: Prikaz priključenja mHEu distributivnu mrežuna Zlorenčici

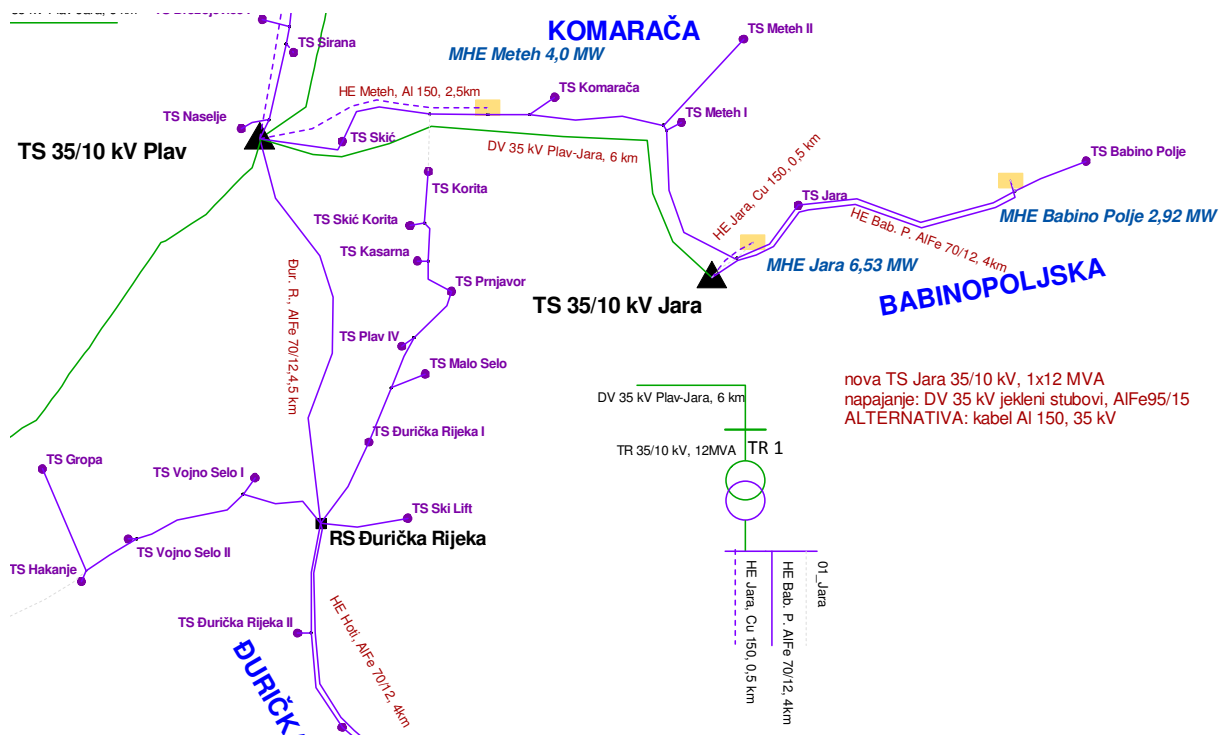
**Murinska rijeka, Velička rijeka i Komarača** – ukupna planirana instalirana proizvodnja 6,8 MW, Sl. 5.44

- Priključenje mHE Dosova rijeka i mHE Murino na Murinskoj rijeci (iznos instalirane proizvodnje 2,5 MW) kroz novi 10 kV izvod direktno u TS 35/10 kV Plav (kabal Al 150 mm<sup>2</sup>, 8 km).
- Alternativa kabalskom rješenju na Murinskoj rijeci je rekonstrukcija postojećega dalekovoda u DV 2x10 kV, vodiči 1xAlFe 70/12 mm<sup>2</sup> (mHE) i 1xAlFe 35/6 mm<sup>2</sup> (potrošnja).
- Priključenje mHE Veličke rijeke u postojeću mrežu (izvod Murino u TS Plav).
- Priključenje mHE Meteh na Komarači (iznos instalirane proizvodnje 4,0 MW) kroz novi 10 kV izvod direktno u TS 35/10 kV Plav (kabal Al 150 mm<sup>2</sup>, 2,5 km)



Sl. 5.44: Prikaz priključenja mHE na distributivnu mrežu na Murinskoj rijeci, Veličkoj rijeci i Komarači

### Rijeka Babinopoljska – ukupna planirana instalirana proizvodnja 9,45 MW, Sl. 5.45

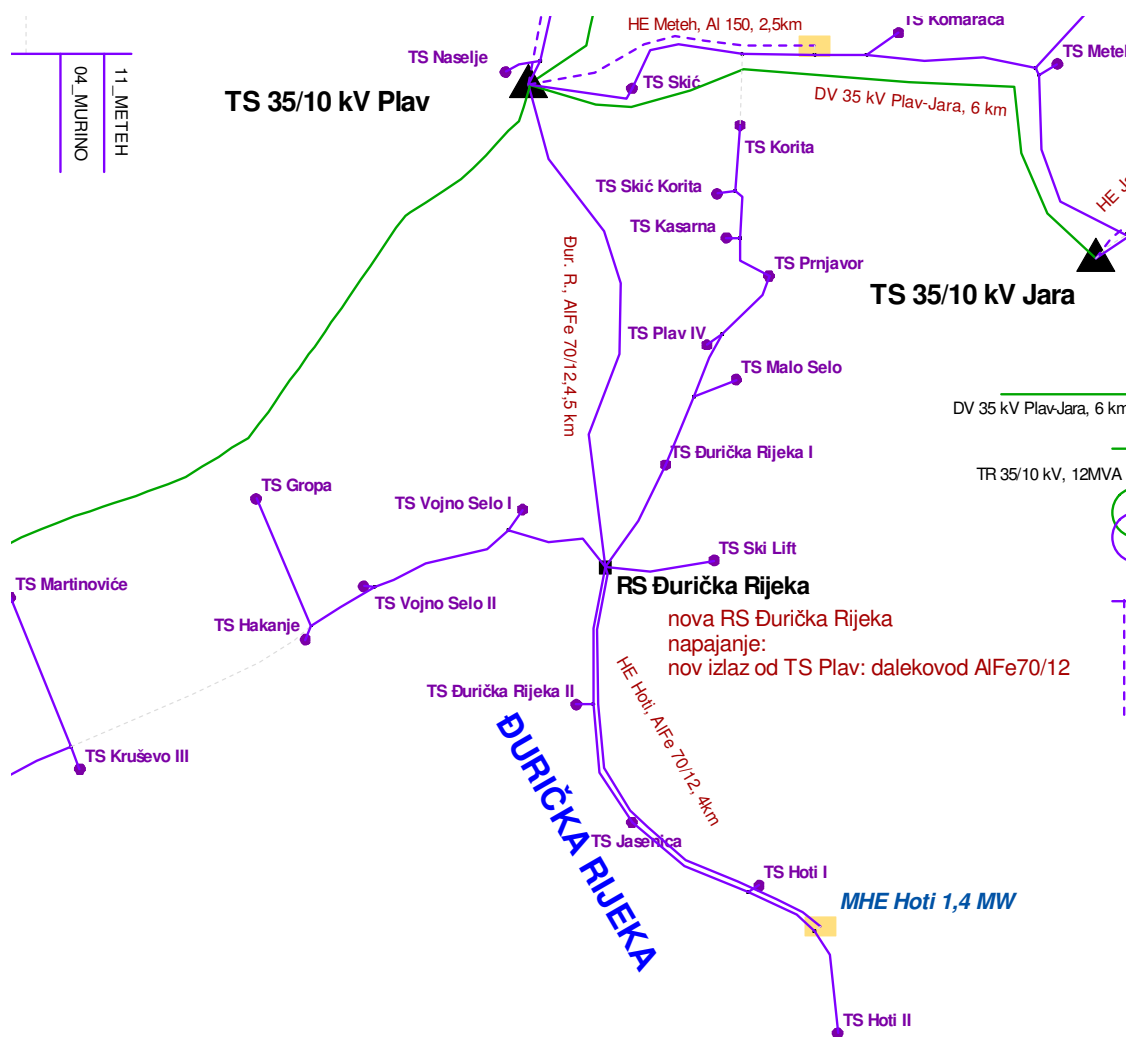


Sl. 5.45: Prikaz priključenja mHE na Babinopoljski u distributivnu mrežu



- **Uslov za priključenje je rekonstruisan DV 35 kV Andrijevisa – Plav u dvosistemski vod s vodičem AlFe120/20 mm<sup>2</sup> i novi sektor sabirnic 35 kV u TS Plav.**
- Nova TS 35/10 kV Jara, 1x8 MVA, tri izvodne 10 kV ćelije, jedna izvodna ćelija 35 kV, jedna transformatorska ćelija (35 kV i 10 kV).
- Napojni vod 35 kV od TS Plav (vodič AlFe95/15 mm<sup>2</sup>, dužine 6 km).
- Vod se prespaja na drugi sistem DV 35 kV Andrijevisa – Plav II direktno na 35 kV sabirnice u TS Andrijevisa (višak snage evakuše se zajedno s proizvodnjom na Trepački i Šekularski kroz transformaciju 110/35 kV, 20 MVA u 110 kV mrežu).
- Priključenje mHE Babino Polje na rekonstuisani postojeći vod 2x10 kV dužine 4 km (vodiči 1xAlFe 70/12 mm<sup>2</sup> (mHE) i 1xAlFe 35/6 mm<sup>2</sup> za potrošnju). Alternativa rekonstrukciji 2x10 kV je rješenje s direktnim priključenjem mHE s kablom Al 150 mm<sup>2</sup>.
- Priključenje mHE Jara s kablom Cu 150 mm<sup>2</sup> u TS Jara, dužina 0,5 km.
- Izvodi 10 kV od TS Jara:
  - izvod prema mHE Jari,
  - izvod prema mHE Babinom Polju,
  - izvod prema Metehu (upetljan sa izvodima Meteh od TS Plav).

**Đurička rijeka** – ukupna planirana instalirana proizvodnja 1,4 MW, Sl. 5.46

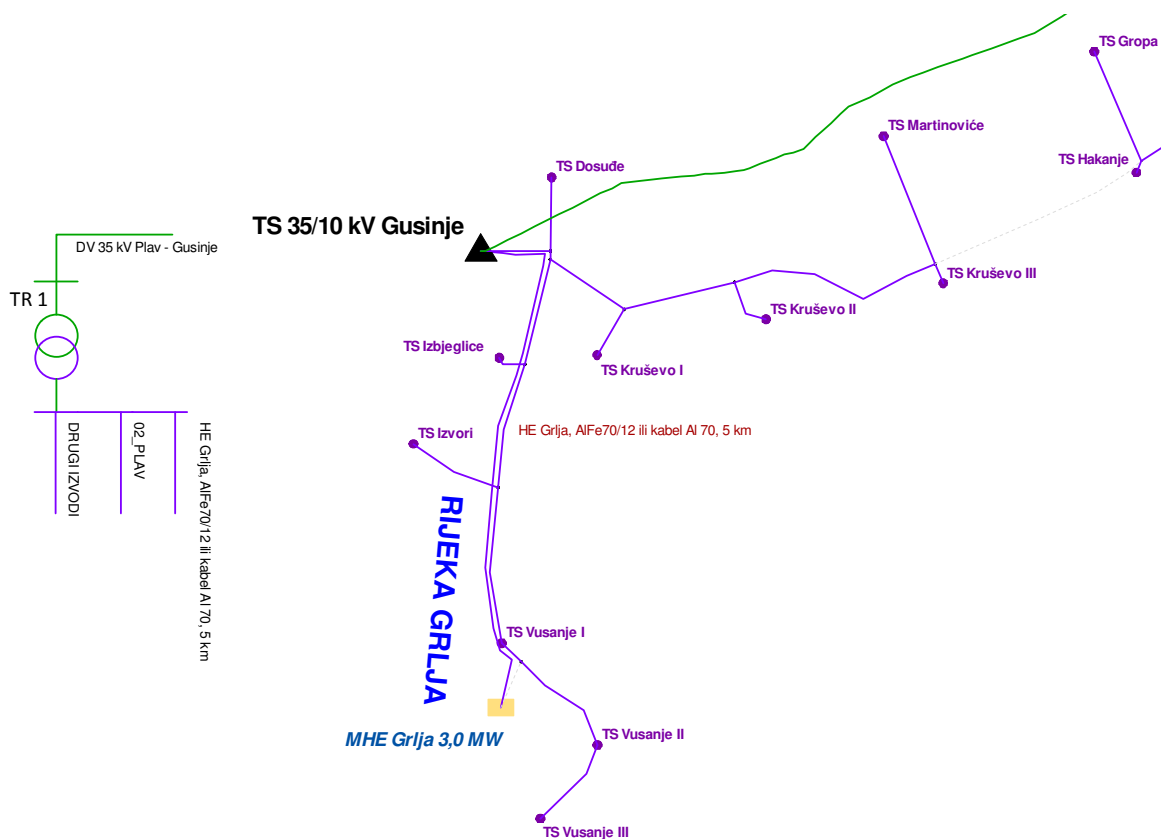


Sl. 5.46: Prikaz priključenja mHE na distributivnu mrežu na Đuričkoj rijeci

- Nova rasklopna stanica RS Đurička rijeka (šest izvodnih ćelija).
- Napajanje RS s novim izvodom Đurička rijeka 10 kV od TS Plav (vazdušni vod AIFe 70/12 mm<sup>2</sup> dužine cca. 4,5 km).
- Priklučenje mHE Hoti kroz novi izvod od RS Đurička rijeka. Predlažemo rekonstrukciju postojećega dalekovoda u DV 2x10 kV, vodiči 1xAIFe 70/12 mm<sup>2</sup> (mHE) i 1xAIFe 35/6 mm<sup>2</sup> (potrošnja). Alternativa rekonstrukciji dalekovoda je kabal Al 150 mm<sup>2</sup>, dužina 4 km.
- Izvodi od RS Đurička rijeka:
  - ulaz za napajanje od TS Plav,
  - izvod prema Plavu i Prnjavoru (u prsten vezi s izvodima Meteh od TS Plav),
  - izvod prema Vojnom selu (u prsten vezi s izvodima Plav od TS Gusinje),
  - izvod prema Hotim,
  - izvod Ski lift,
  - izvod za mHE Hoti.

**Rijeka Grlja** – ukupna planirana instalirana proizvodnja 3,0 MW, Sl. 5.47

- Priklučenje mHE Grlja kroz novi 10 kV izvod direktno u TS 35/10 kV Gusinje. Predlažemo rekonstrukciju postojećega dalekovoda u DV 2x10 kV, vodiči 1xAIFe 70/12 mm<sup>2</sup> (mHE) i 1xAIFe 35/6 mm<sup>2</sup> (potrošnja), dužina cca 5 km.
- Alternativa ukjučenje s kablovskim izvodom (kabal Al 150 mm<sup>2</sup>, 5 km).



Sl. 5.47: Prikaz priključenja mHE na distributivnu mrežu na rijeci Grlji



#### **5.4.5. Analiza priključenja pojedinih mHE**

## RIJEKA BISTRICA (BIJELO POLJE)

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
MHE Bistrica	17	TS 300	7,67
Iznos Bistrice	<b>17</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Riberavine	2775
<b>Min. model tangirane mreže:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Riberevine 110/35 kV</li> <li>- TS Nedakusi 35/10 kV</li> <li>- izvod 10 kV: Gubavač</li> </ul>		

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
Gubavac	0,91	3,36	0,96	3,56
TS 35/10 kV Nedakusi	<b>2,87</b>	<b>10,1</b>	<b>2,95</b>	<b>10,7</b>
TS 110/35 kV Riberavine	<b>7,8</b>	<b>26</b>	<b>8,27</b>	<b>27,6</b>

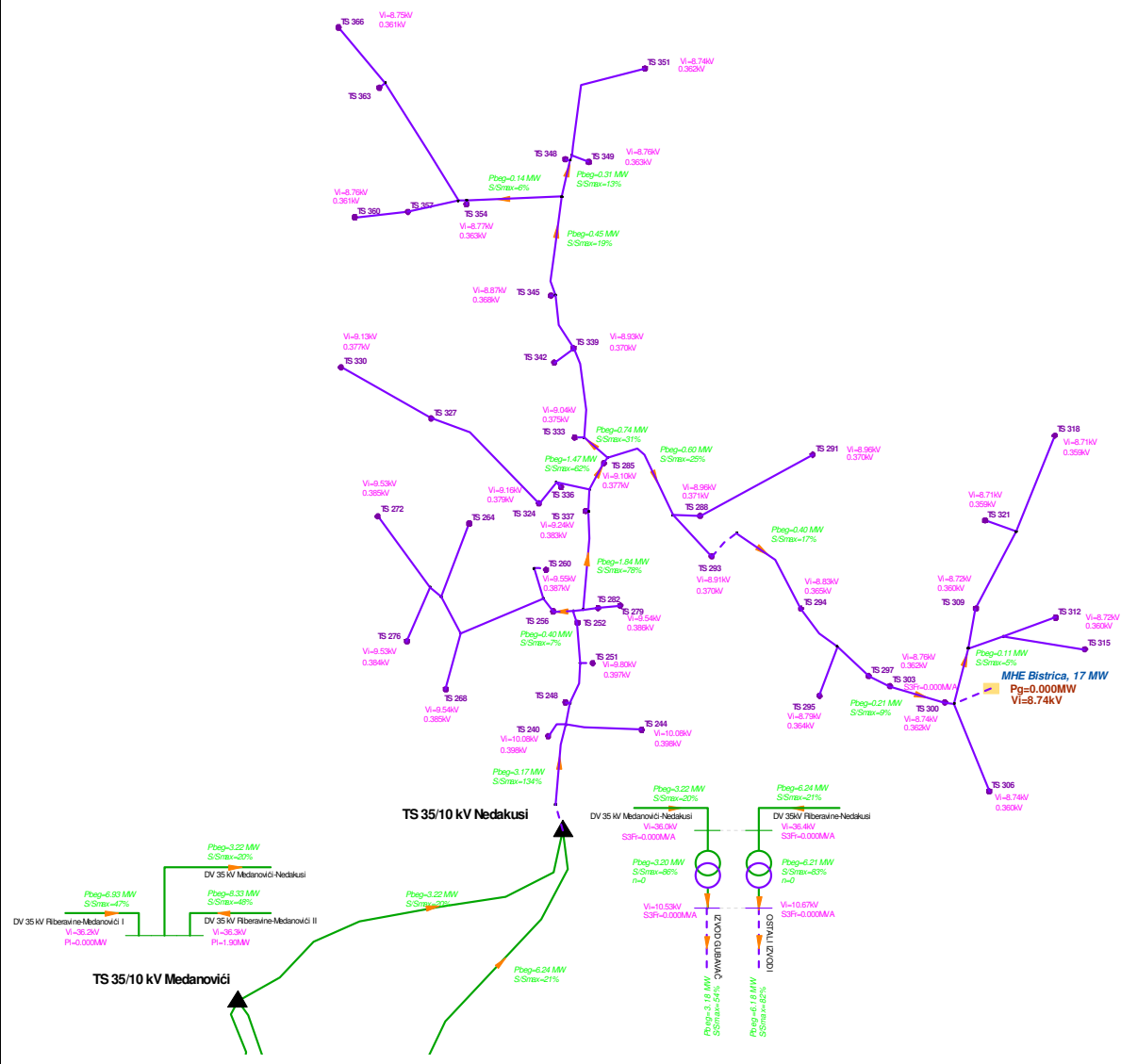
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija TS 35/10 kV Nedakusi do 2015. godine (staro postrojenje)

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ispod granica kriterijuma (min 0,359 kV)</li> <li>- visoki padovi napona na izvodu Dolac (min naponi oko 8,71 kV)</li> </ul>

Rezultati:



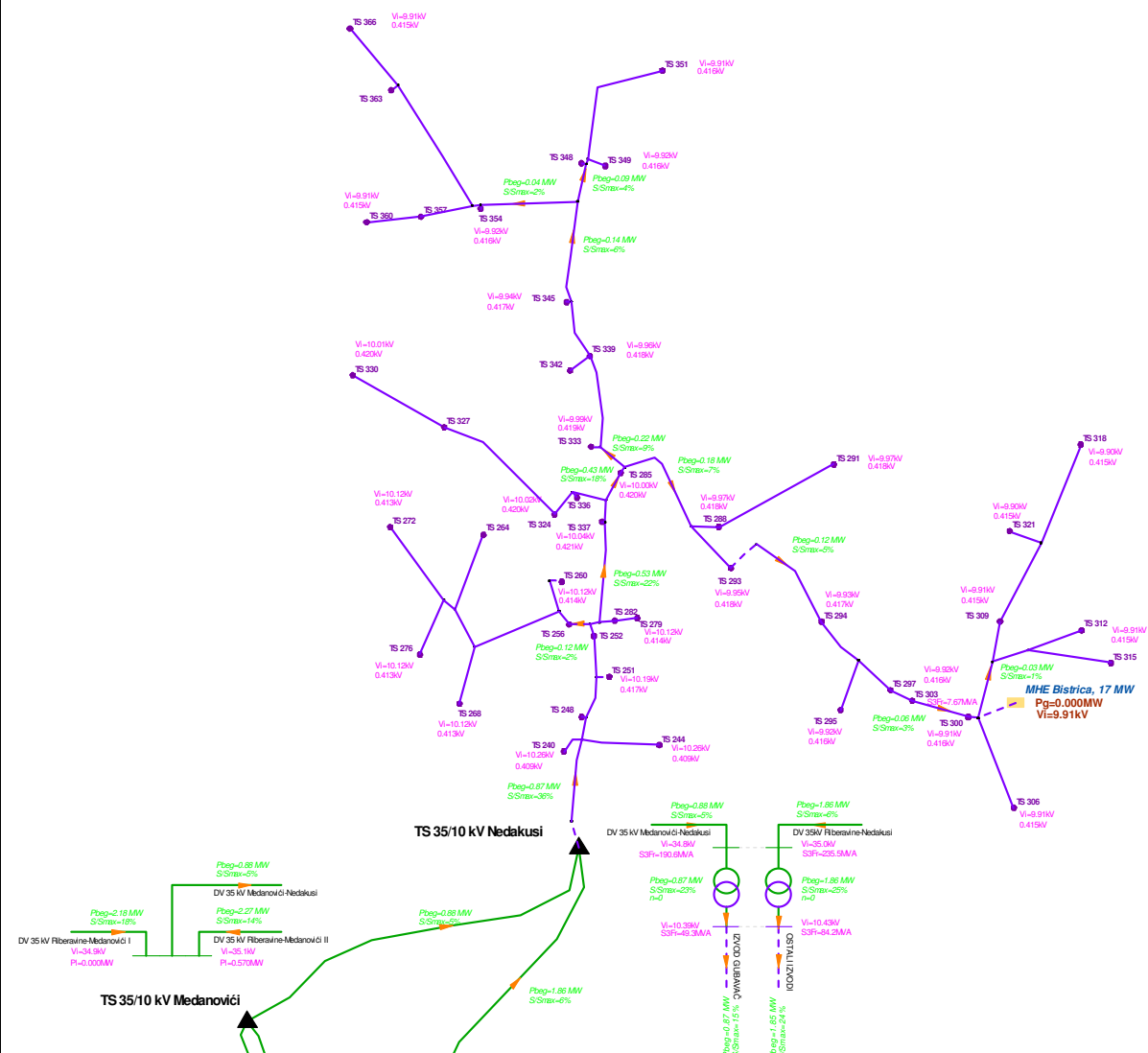
Sl. 5.48: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. u postojećoj mreži

**Min potrošnja**

- unutar granica kriterijuma

- unutar granica kriterijuma

Rezultati:



Sl. 5.49: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011.u postojećoj mreži

Max gubici:	<b>0,88 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>2361,6 MWh</b>
-------------	----------------	------------------	-------------------

**Potrebna pojačanja mrežeprije priključenja te ostali rezultati:**

- Zbog visokih padovanapona (više od 15 %) na izvodu Gubavac predlažemo oslobađanje toga izvoda s novim izvodima prema Bistrici od TS Nedakusi 35/10 kV

**4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA**

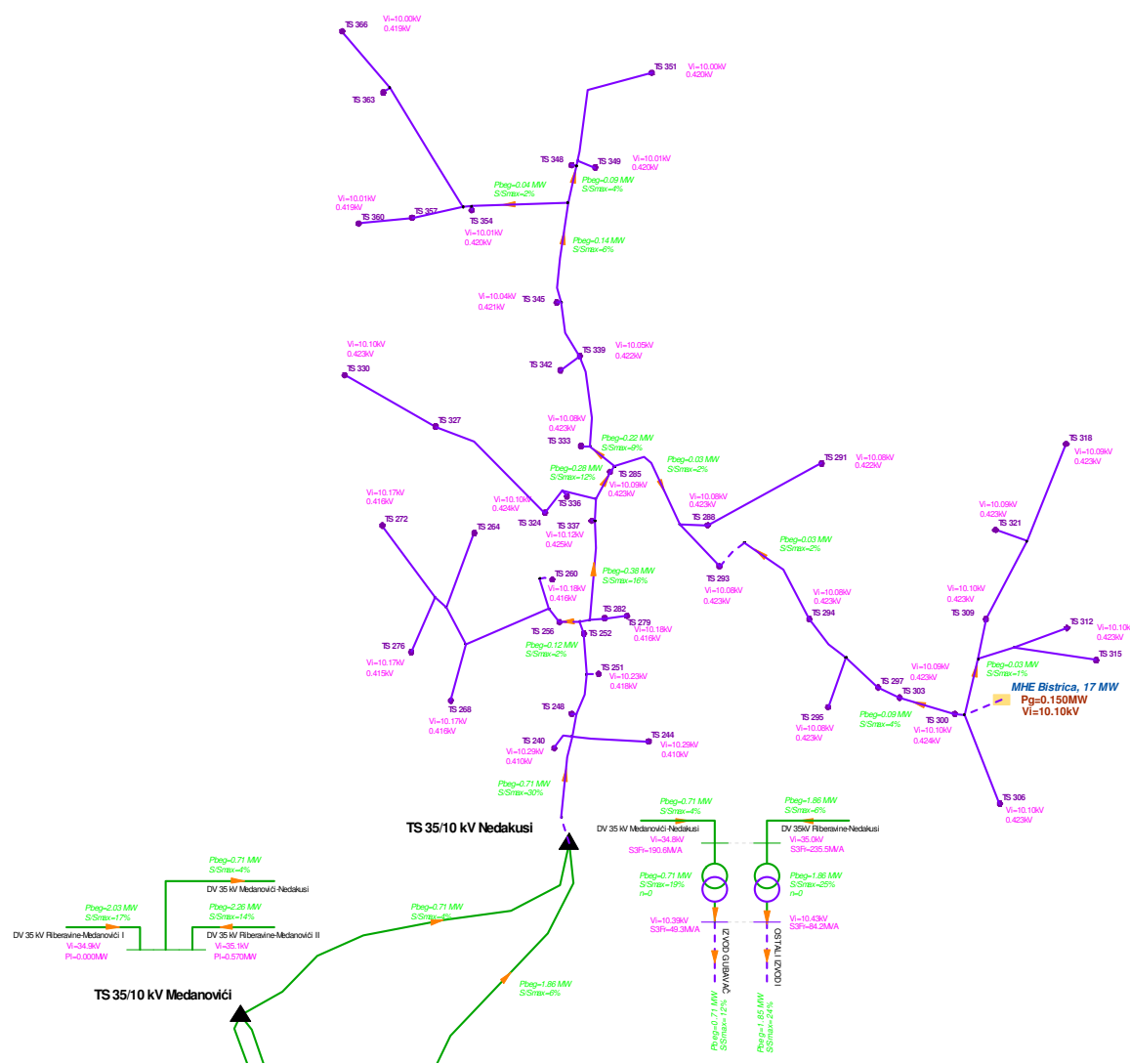
**4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu**

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE:	<b>0,15 MW</b>
---------------------------------------	----------------

**Bilješke:**

- elektrarnu s predviđenim karakteristikama nije moguće priključiti u postojeću 10 kV mrežu

Rezultati:



Sl. 5.50: Priklučenje MHE v obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

Max gubici:	<b>0,811 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>2176, MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	------------------

**4.b VARIJANTA A: priključenje mHE u 35 kV mrežu s novim vazдушnim vodom od TS 35/10 kV Nedakusi**

Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €
	<b>Σ1.250.000</b>
- novi priključni vod 35 (110) kV od TS Nedakusi (vodič AlFe 150/25 mm <sup>2</sup> , dužine 8 km)	1.200.000
- vod se gradi kao 110 kV vod	
- u TS Nedakusi treba da postoji opcija s prespojem evakuacije snaga od mHE direktno u TS Riberavine 110/35 kV (eventualna rekonstrukcija 35 kV sabirnic s najmanje dva sektora)	50.000

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:

- mali uticaj mHE na NN mrežu
- mali padovi napona na izvodima od transformatora 35/10 kV koji se napaja od TS Medanovići (min 0,350 kV na kraju izvoda Gubavac)

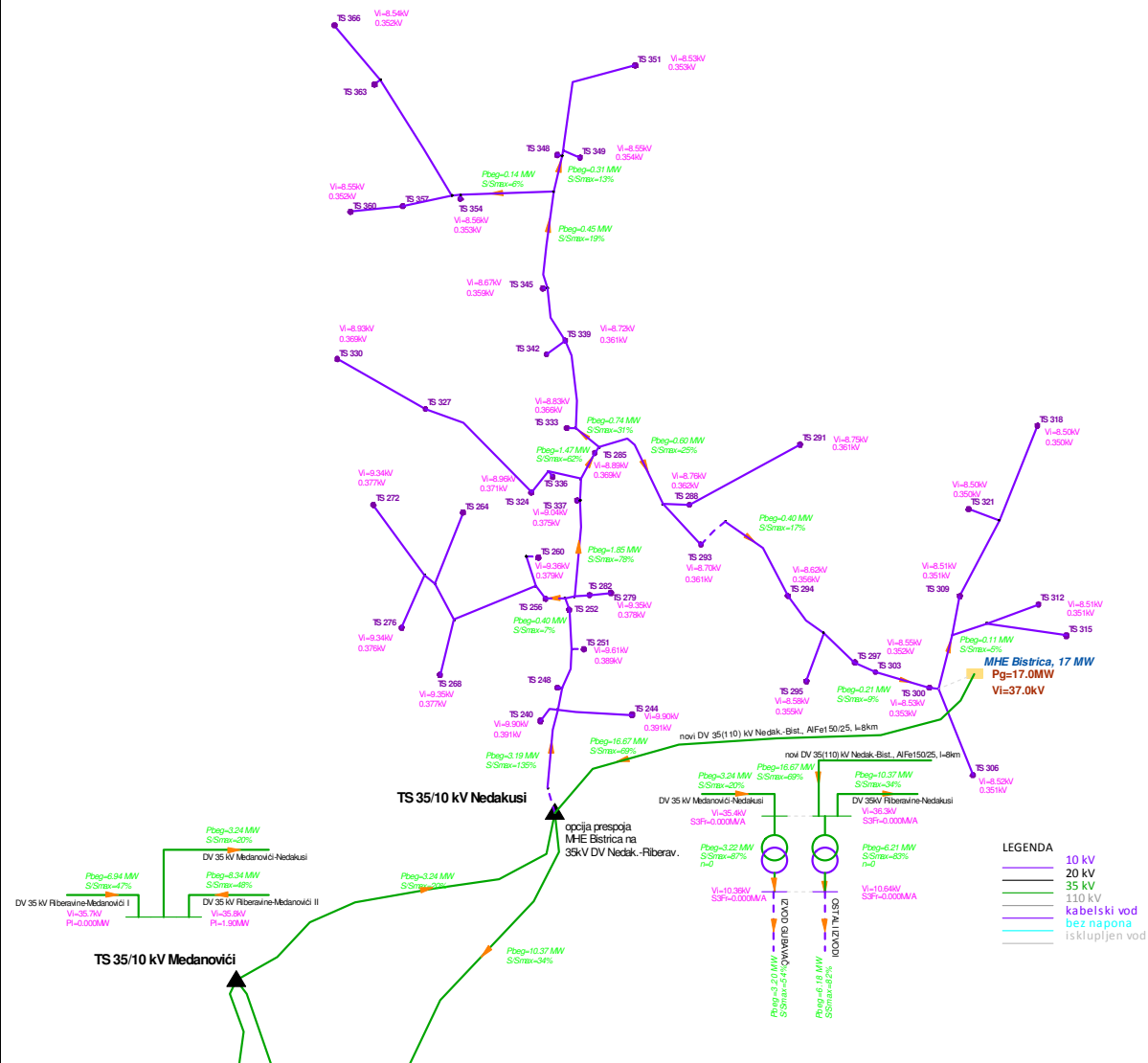
Max gubici:

**1,267 MW**

Godišnji gubici:

**3400,2 MWh**

Rezultati:



Sl. 5.51: Rezultati analize energetskih prilika – VARIJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

Opterećenje i naponi u mreži:

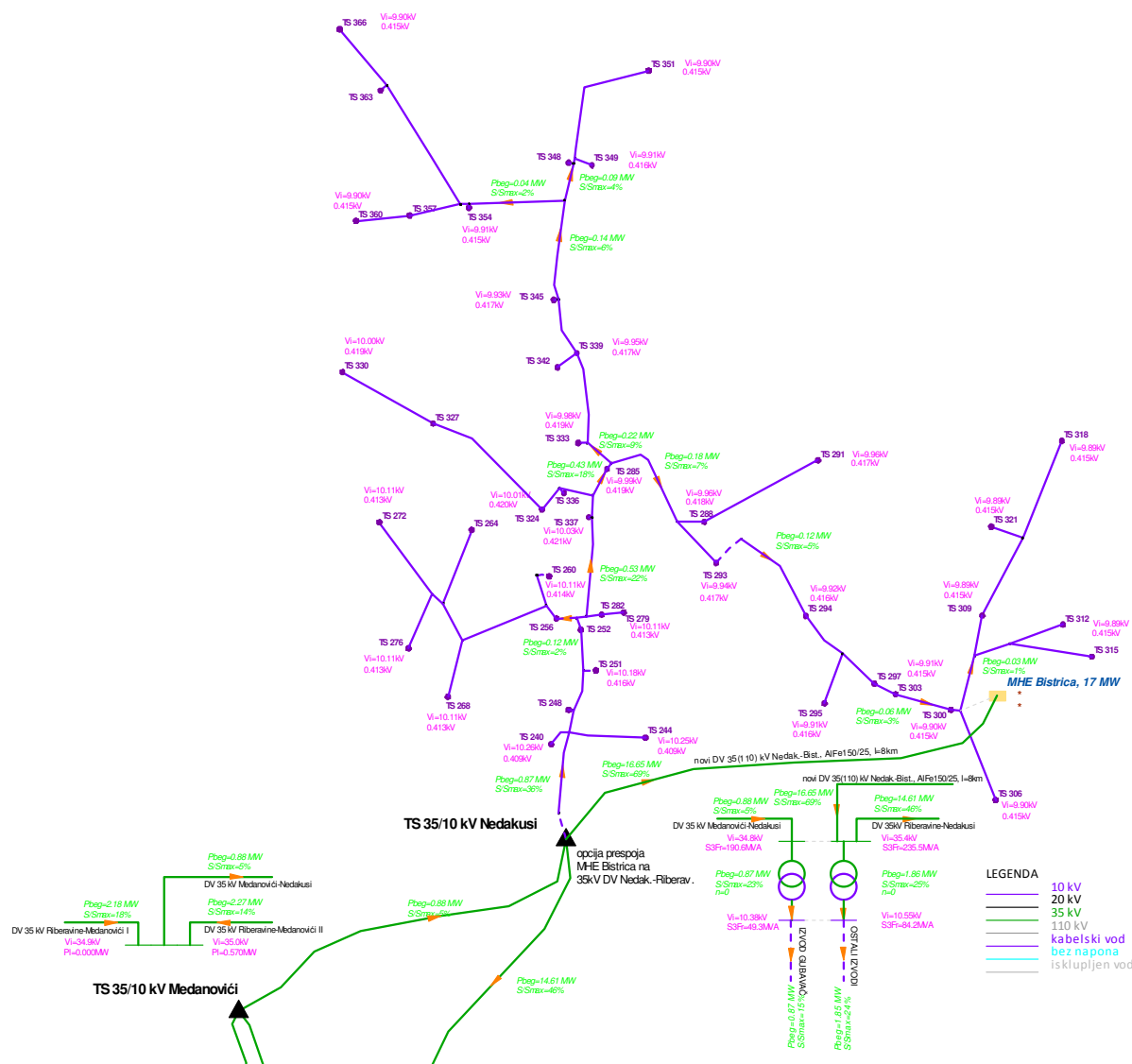
- mali uticaj mHE na NN mrežu
- unutar granica kriterijuma (max 0,415 kV)

Gubici:

**0,695 MW**



Rezultati:



Sl. 5.52: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE	
Opterećenje i naponi u mreži:	Gubici:
- unutar granica kriterijuma (min 0,388 kV, max 0,411 kV)	<b>1,621 MW</b>
Ista situacija kao u stanju s maksimalnom potrošnjom prije priključenja mHE	
Prednosti rješenja	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- pouzdano priključenje mHE Bistrica na 10 kV mrežu nije moguće</li> <li>- nakon napuštanja 35 kV naponskoga nivoa, mHE treba da radi na 110 kV mreži</li> <li>- opcija prespoja dalekovoda (dva sektora 35 kV sabirnic u TS Nedakusi) za evakuaciju snage direktno u 110 kV mrežu TS Riberevine</li> </ul>	

## 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}^{12}$ [MW]	$U_{min}^{13}$ [kV]	$U_{max}^{14}$ [kV]	$P_{gub}^{15}$ [MW]	$\square P_{gub}^{16}$ [MW]	$W_{gub}^{17}$ [MWh]	$\square W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,359	0,420	0,880	-	2361,6	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,15</b>	0,371	0,423	0,811	<b>-0,069</b>	2176,5	<b>-185,1</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>10,203</b>	0,359	0,420	1,267	<b>+0,387</b>	3400,2	<b>+1038,6</b>	<b>1.250.000</b>

<sup>12</sup> Iznos snage svih analiziranih mHE (prije priključenja iznos je 0 MW).

<sup>13</sup> Min napon u NN mreži (Izračunavaju se na cijelom modelu mreže, pojavljuju se u stanjima s visokim opterećenjima na kraju dugačkih izvoda. Između svih analiziranih TS prikazan je napon one TS koja najviše odstupa od nazivnoga napona).

<sup>14</sup> Max napon u NN mreži (Izračunavaju se na cijelom modelu mreže, pojavljuju se u stanjima s niskim opterećenjima u blizini napojnih TS 35/10 kV ili distribuiranih izvora. Između svih analiziranih TS prikazan je napon one TS koja najviše odstupa od nazivnoga napona).

<sup>15</sup> Max gubici za stanja s maksimalnim opterećenjem (izračunavaju se u cijelome modelu mreže).

<sup>16</sup> Relativna komparacija s gubicima u stanju prije priključenja mHE na mrežu.

<sup>17</sup> Procjena godišnjih gubitaka  $W_{gub}$  na osnovu max gubitka  $P_{gub}$  po jednačini:

$$W_{gub} = P_{gub} \cdot T_{gub} = P_{gub} \cdot \left(0,17 + \frac{0,83 \cdot T_{pog}}{8760}\right) \cdot T_{pog}, \quad T_{pog} \text{ su pogonski sati distrib. mreže } (T_{pog} = 4500 \text{ sati})$$

## RIJEKA BISTRICA (BERANE)

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Jezerštica	1,151	TS Jelovica II	6,41
mHE Jelovica I	3,014	TS Lubnice II	9,88
mHE Jelovica II	0,795	TS Jelovica II	6,41
mHE Krivuljski potok	0,286	TS Lubnice II	9,88
mHE Bistrica I	2,295	TS Lužac IV	18,4
mHE Bistrica II	1,168	TS Praćevac	12,9
mHE Konjska rijeka I	0,606	TS Lužac IV	18,4
mHE Konjska rijeka II	0,888	TS Lužac IV	18,4
<b>Iznos Bistrtrica</b>	<b>10,203</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Berane	1215
<b>Min. model tangirane mreže:</b>	- TS Berane 110/35 kV - TS Rudež 35/10 kV - izvod 10 kV: Dolac		

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
Dolac	0,74	2,46	0,85	2,85
Lubnice	0,18	0,59	0,21	0,68
<b>TS 35/10 kV Rudež</b>	<b>2,37</b>	<b>7,9</b>	<b>2,55</b>	<b>8,49</b>
<b>TS 110/35 kV Berane</b>	<b>8,1</b>	<b>27</b>	<b>8,71</b>	<b>29,03</b>

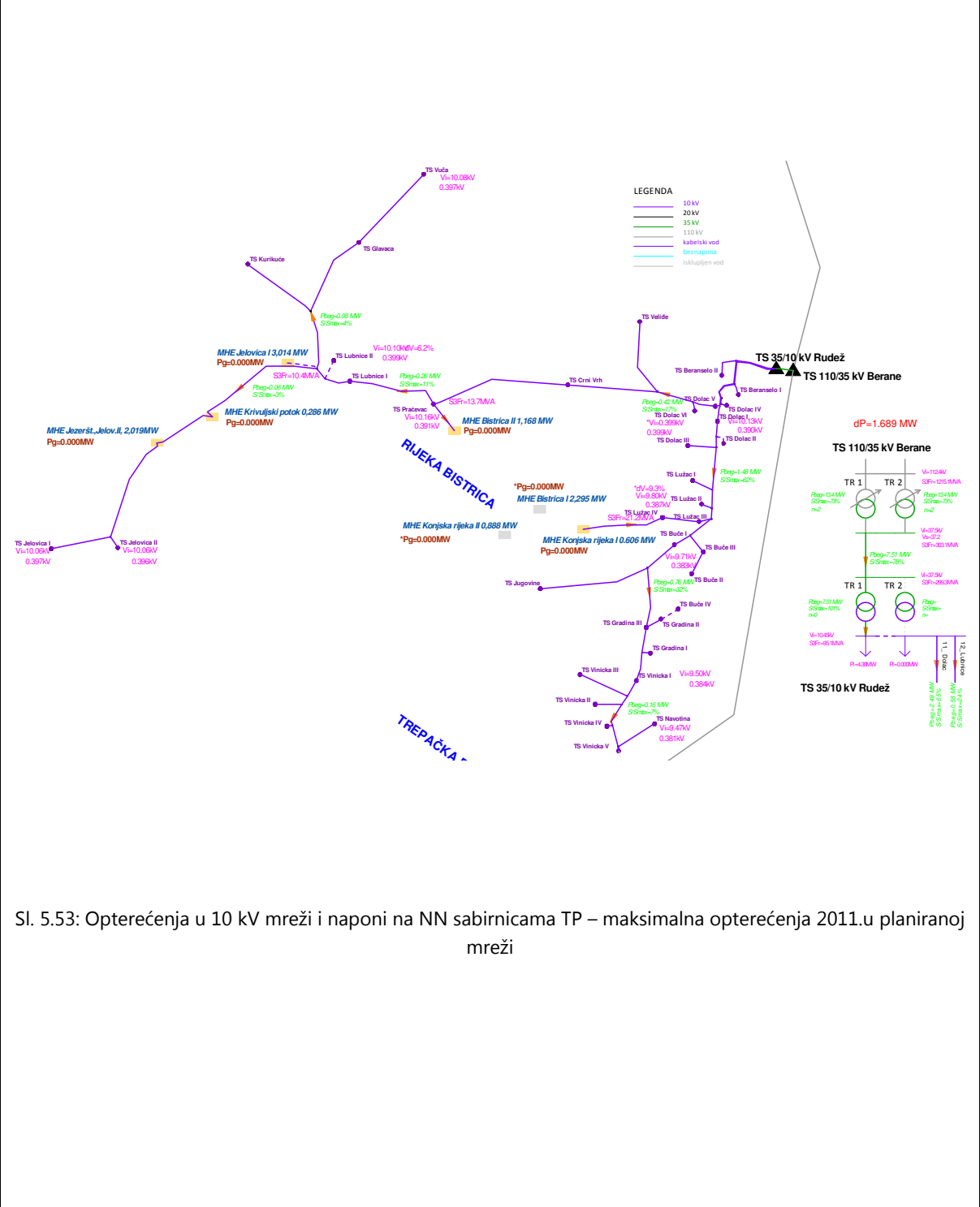
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- na području nije predviđeno pojačanje postojeće mreže

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
Max potrošnja	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kiterijuma - visoki padovi napona na izvodu Dolac (min naponi oko 9,5 kV)

Rezultati:



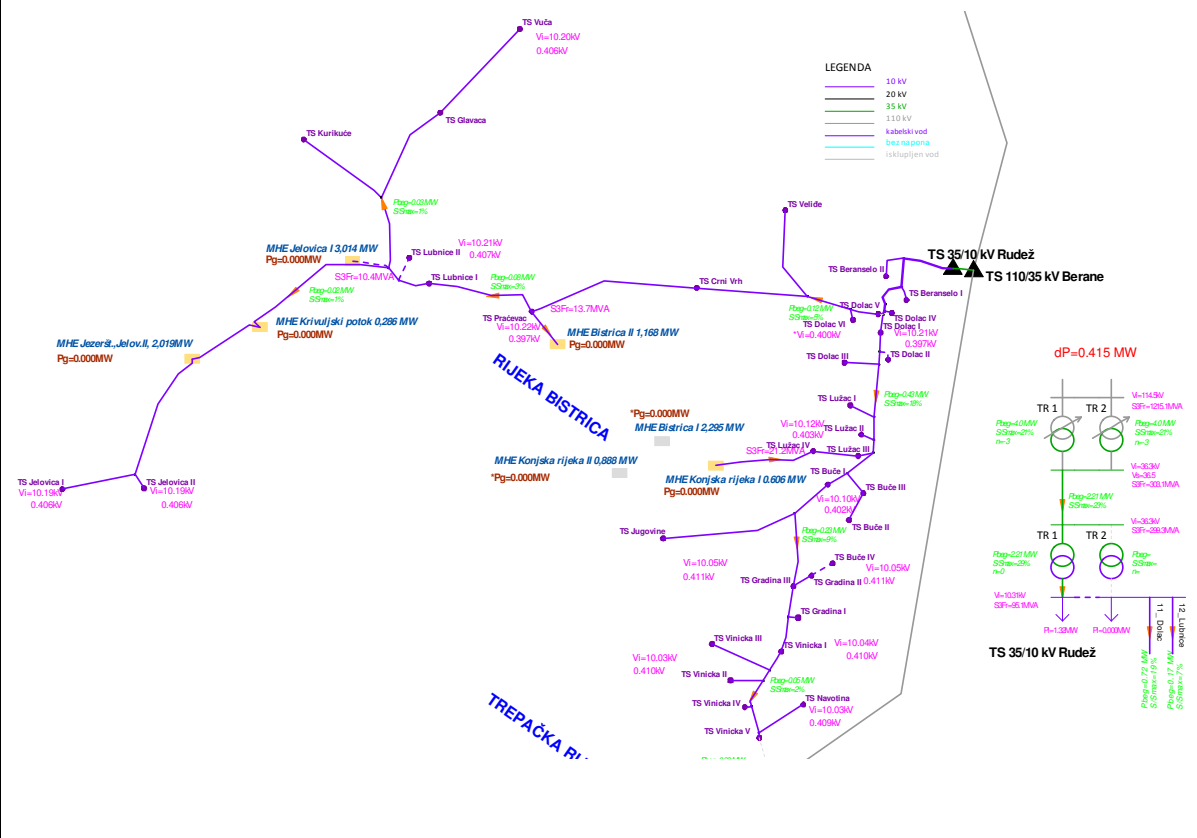
Sl. 5.53: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011.u planiranoj mreži

**Min potrošnja**

- unutar granica kriterijuma

- unutar granica kriterijuma

Rezultati:



Sl. 5.54: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011.u planiranoj mreži.

Max gubici:	<b>1,689 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>4532,7 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-------------------

**Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:**

- Oslobođanje izvoda Dolac s novim izvodima Lubnice od TS Rudež 35/10 kV
- Veza izvoda Dolac (TS Rudež) i izvoda Trešnjevo (TS Andrijevica)

**4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA**

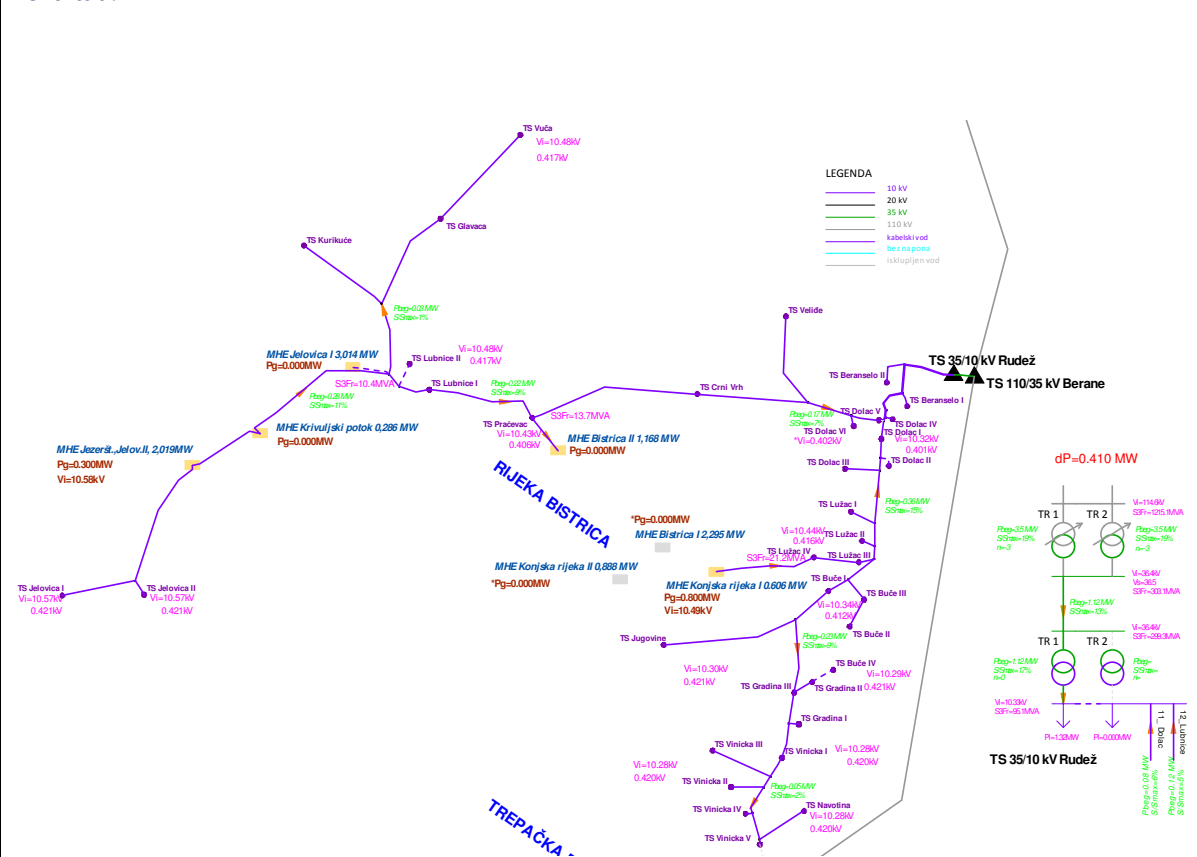
**4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu**

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE:	<b>1,1 MW</b>
---------------------------------------	---------------

**Bilješke:**

- max 0,3 MW na području Jelovice, Jezeršćice i Krivuljskoga potoka
- max 0,8 MW na području Bistrice i Konjske rijeke
- u priključenja s punom snagom naponi u NN mreži krećuse preko kriterijuma 0,420 kV (iznad 0,5 kV), značajna preopterećenja 10 kV vodova

Rezultati:



Sl. 5.55: Priklučenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

Max gubici:	<b>1,578 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>4234,8 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-------------------

**4.b VARIJANTA A: nova TS 35/10 kV Lubnice**

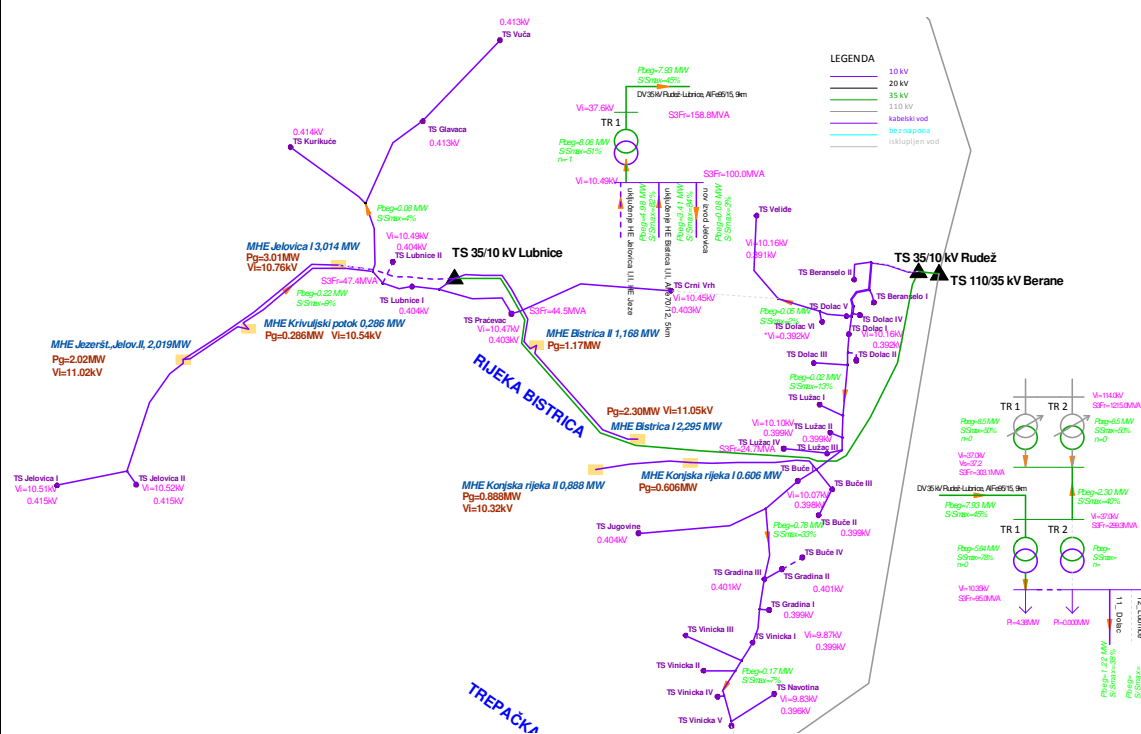
Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €
	<b>Σ1.775.000</b>
Priklučenje mHE na Jelovici, Jezerštica, Krivuljskom potoku, Bistrici u TS Lubnice: <ul style="list-style-type: none"> <li>- nova TS 35/10 kV Lubnice, 1x16 MVA, tri izvodne 10 kV ćelje, jedna izvodna ćelja 35 kV, dvije transformatorske ćelje (35 kV i 10 kV)</li> <li>- napojni vod 35 kV od TS Rudež (vodič AlFe95/15 mm<sup>2</sup>, dužine 12 km)</li> <li>- priključenje mHE na Jelovici i Jezerštica na novi izvod od TS Lubnice (prvi dio kabal Al 150 mm<sup>2</sup>, 2 km, drugi dio rekonstrukcija jednosistemskoga voda u dvosistemski vod AlFe70/12 mm<sup>2</sup>, 3,5 km)</li> <li>- priključenje mHE na Bistrici na novi izvod od TS Lubnice (drugi sistem na DV 35 kV Rudež – Lubnice, vodič AlFe70/12 mm<sup>2</sup>, 5 km)</li> <li>- priključenje mHE Krivuljski potok na postojeću mrežu (izvod za napajanje potrošača u TS Lubnice)</li> </ul>	500.000 700.000 310.000 40.000 5.000
Priklučenje mHE na izvod Dolac na Konjskoj rijeci:	

- priključenje na izvod Dolac s nadzemnim vodom AIFe70/12 mm <sup>2</sup> , l= 4 km	155.000
- rekonstrukcija izvoda Dolac na glavnom vodu između Dolca i Bučama u nadzemni vod AIFe70/12 mm <sup>2</sup> , l= 3,2 km	65.000

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (min 0,396 kV, max 0,415 kV)	<b>1,732 MW</b>	<b>4648,1 MWh</b>

Rezultati:

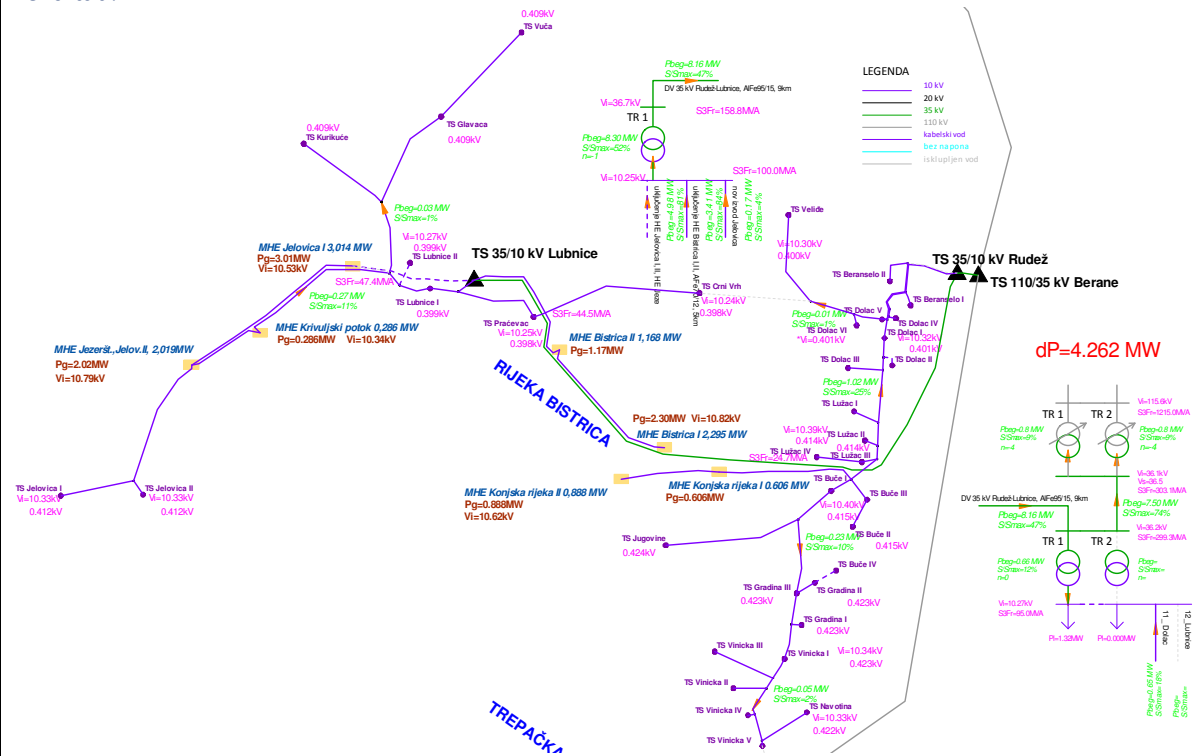


Sl. 5.56: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

Opterećenje i naponi u mreži:	Gubici:
- malo iznad granica kriterijuma (max 0,423 kV u Bučama, min 0,398 u području Lubnica)	<b>0,921 MW</b>

Rezultati:

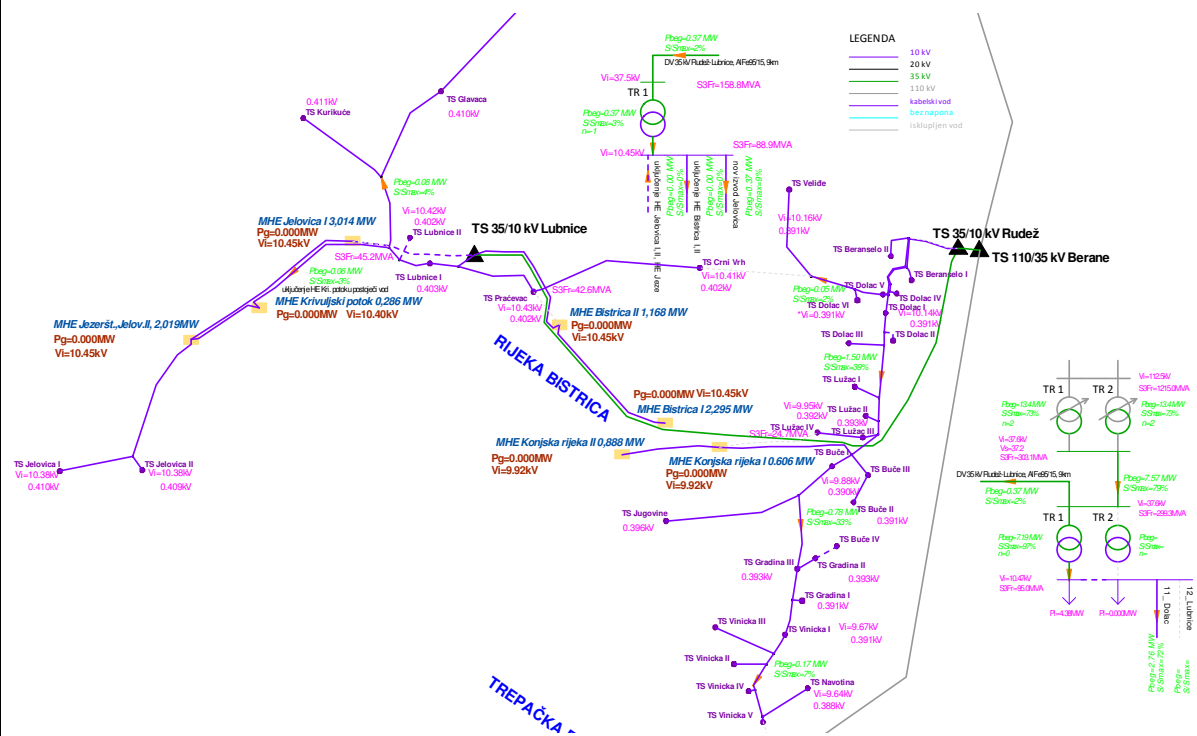


Sl. 5.57: Rezultati analize energetske prilike – VARJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:	Gubici:
- unutar granica kriterijuma (min 0,388 kV, max 0,411 kV)	<b>1,621 MW</b>

Rezultati:



Sl. 5.58: Rezultati analize energetske prilike –VARJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.



### Prednosti rješenja

- **dobra pouzdanost rada 35 kV i 10 kV mreže (dobre naponske prilike, vodovi nijesu preopterećeni, mogućnost prenapajanja između dva izvoda)**
- **optimalna potrošnja proizvedene snage na području: snaga od mHE Krivuljski potok potroši se u području Lubnic, snaga od Konjske rijeke potroši se na izvodu Dolac**
- **pretežni dio proizvedene snage (cca. 9 MW) evakuira se preko TS 35/10 kV**
- **pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodno niskim naponom (max opterećenja)**
- **ovo rješenje je uslovano s aktivnim regulisanjem napona na sabirnicama 35 kV u TS Berane 110/35 kV:**
  - **stanja s visokom potrošnjom bez pogona mHE: željeni napon na 35 kV sabirnicama: (37,4 - 37,8) kV**
  - **stanja sniskom potrošnjom s pogonom mHE: željeni napon na 35 kV sabirnicama: (36,0 - 36,4) kV**

### 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}^{18}$ [MW]	$U_{min}^{19}$ [kV]	$U_{max}^{20}$ [kV]	$P_{gub}^{21}$ [MW]	$\square P_{gub}^{22}$ [MW]	$W_{gub}^{23}$ [MWh]	$\square W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,381	0,411	1,689	-	4532,7	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>1,1</b>	0,394	0,421	1,578	<b>-0,111</b>	4234,8	<b>-297,9</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>10,203</b>	0,396	0,423	1,732	<b>+0,043</b>	4648,1	<b>+115,4</b>	<b>1.775.000</b>

<sup>18</sup> Iznos snage svih analiziranih mHE (prije priključenja iznos je 0 MW).

<sup>19</sup> Min napon u NN mreži (Izračunavaju se na cijelom modelu mreže, pojavljaju se u stanjima s visokim opterećenjima na kraju dugačkih izvoda. Između svih analiziranih TS prikazan je napon one TS koja najviše odstupa od nazivnog napona).

<sup>20</sup> Max napon u NN mreži (Izračunavaju se na cijelom modelu mreže, pojavljuju se u stanjima s niskim opterećenjima u blizini napojnih TS 35/10 kV ili distribuiranih izvora. Između svih analiziranih TS prikazan je napon one TS koja najviše odstupa od nazivnog napona).

<sup>21</sup> Max gubci za stanja s maksimalnim opterećenjem (izračunavaju se u cijelome modelu mreže).

<sup>22</sup> Relativna komparacija s gubicima u stanju prije priključenja mHE na mrežu.

<sup>23</sup> Procjena godišnjih gubitaka  $W_{gub}$  na osnovu max gubitka  $P_{gub}$  po jednačini:

$$W_{gub} = P_{gub} \cdot T_{gub} = P_{gub} \cdot \left(0,17 + \frac{0,83 \cdot T_{pog}}{8760}\right) \cdot T_{pog}, \quad T_{pog} \text{ su pogonski satovi distrib. mreže } (T_{pog} = 4500 \text{ sati})$$

## ŠEKULARSKA I TREPAČKA RIJEKA

### 1. Male hidroelektrane – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Šekular	1,715	TS Rijeka Marsenića	8,93
mHE Orah	1,171	TS Šekular I, TS Šekular IV	6,29
mHE Ramuši	0,520	TS Šekular II	4,95
mHE Spaljevići I	0,848	TS Šekular II	4,95
mHE Spaljevići II	0,780	TS Šekular II	4,95
<b>Iznos Šekularska</b>	<b>5,034</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Andrijevice	969
mHE Trepča rijeka	8,300	TS Trepča I	10,5
<b>Iznos Trepča</b>	<b>8,3</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Andrijevice	969
<b>Min. model tangirane mreže:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Andrijevice 110/35/10 kV</li> <li>- izvod 10 kV: Trešnjevo</li> <li>- zbog blizine: TS Berane 110/35, TS Rudež 35/10 kV, izvod Dolac</li> </ul>		

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
Dolac	0,74	2,46	0,85	2,85
Lubnice	0,18	0,59	0,21	0,68
<b>TS 35/10 kV Rudež</b>	<b>2,37</b>	<b>7,9</b>	<b>2,55</b>	<b>8,49</b>
<b>TS 110/35 kV Berane</b>	<b>8,1</b>	<b>27</b>	<b>8,71</b>	<b>29,03</b>
Trešnjevo	0,37	1,2	0,39	1,27
<b>TS 35/10 kV Andrijevice</b>	<b>1,45</b>	<b>4,9</b>	<b>1,54</b>	<b>5,19</b>
<b>TS 110/35 kV Andrijevice</b>	<b>3,32</b>	<b>11,1</b>	<b>3,52</b>	<b>11,76</b>

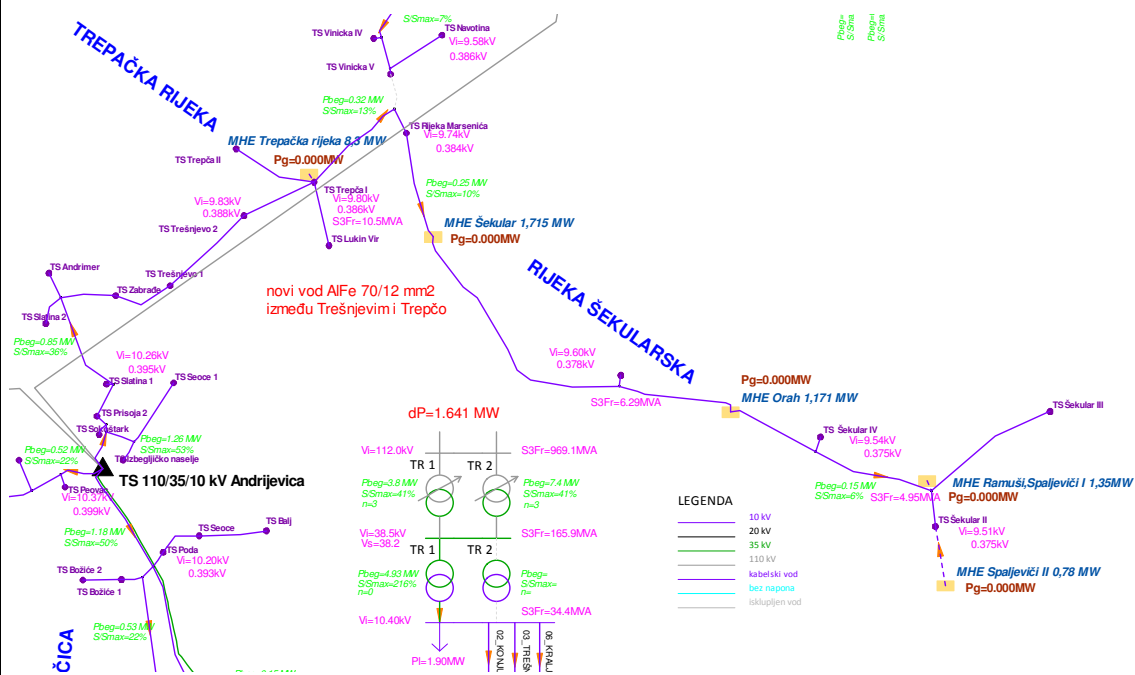
## 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija TS 35/10 kV Andrijeвица do 2015. godine

## 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

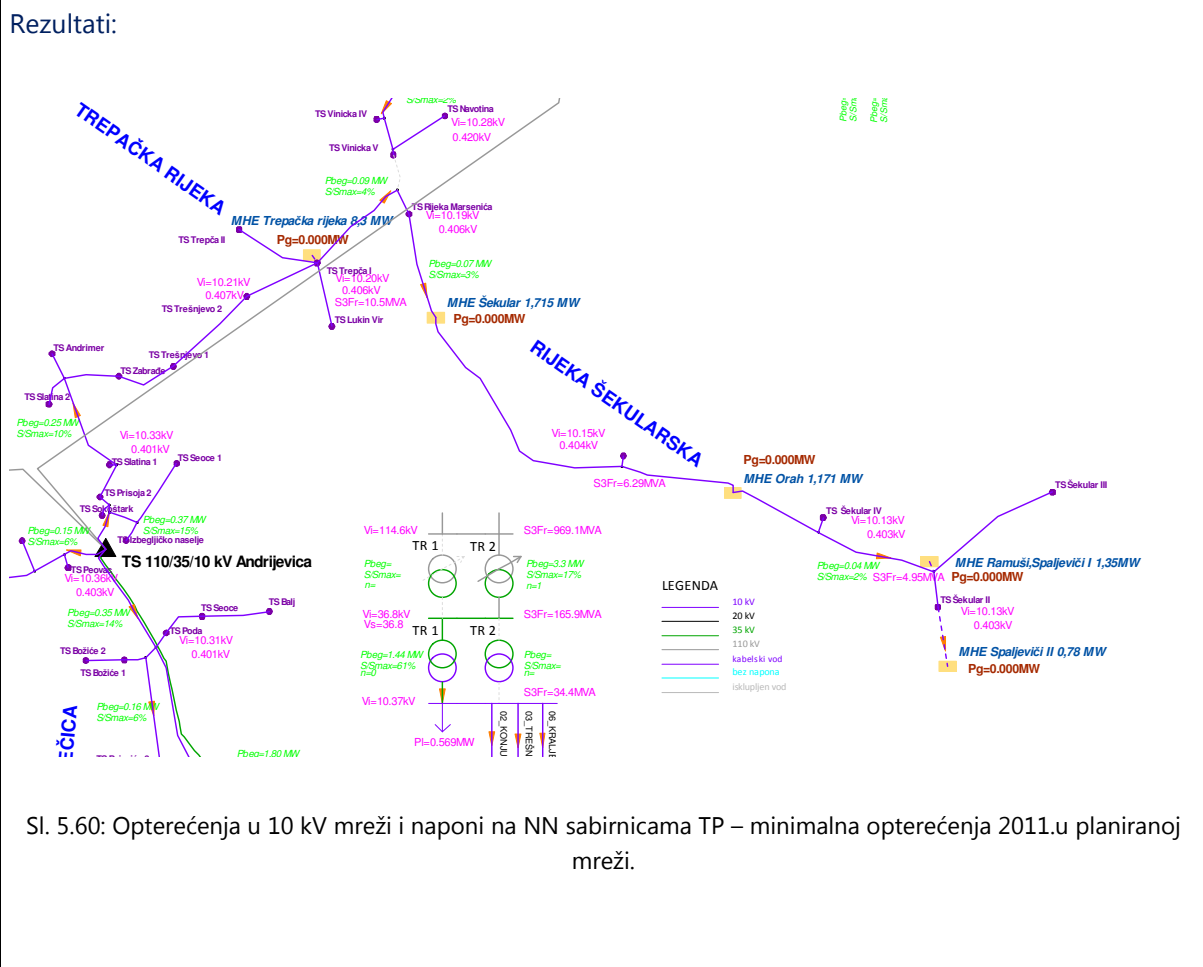
Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
Max potrošnja	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma - visoki padovi napona na području Šekulara (min naponi u SN mreži oko 9,5 kV i NN mreži oko 0,375 kV)

Rezultati:



Sl. 5.59: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011.u planiranoj mreži.

<b>Min potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma
----------------------	------------------------------	------------------------------



Max gubici:	<b>0,410 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>1100,3 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-------------------

**Potrebna pojačanja mreže prije priključenjem te ostali rezultati:**

- Veza izvoda Dolac (TS Rudež) i izvoda Trešnjevo (TS Andrijeвица), dio potrošnje na izvodu Dolac prebacuje se na izvod Trešnjevo

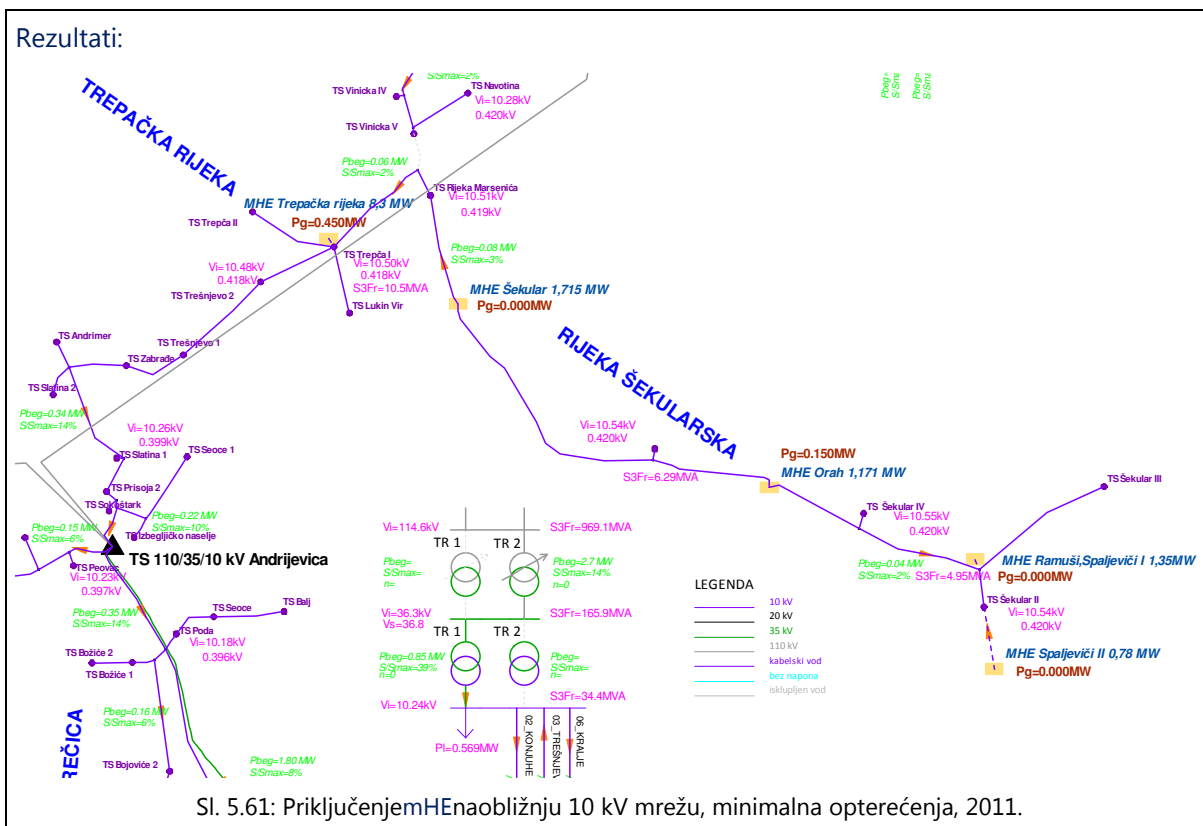
Prikaz: slika Sl. 5.35. **Napaka! Vira sklicevanja ni bilo moguće najti.**

#### 4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA

##### 4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE:	<b>0,6 MW</b>
---------------------------------------	---------------

- Bilješke:**
- max 0,45 MW na području mHE Trepčačka rijeka (Trepča)
  - max 0,15 MW na području Šekulara
  - u priključenju s punom snagom naponi u NN mreži krećuse preko kriterijuma 0,420 kV (iznad 0,5 kV), značajna preopterećenja 10 kV vodova



Max gubici:	<b>1,578 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>4234,8 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-------------------

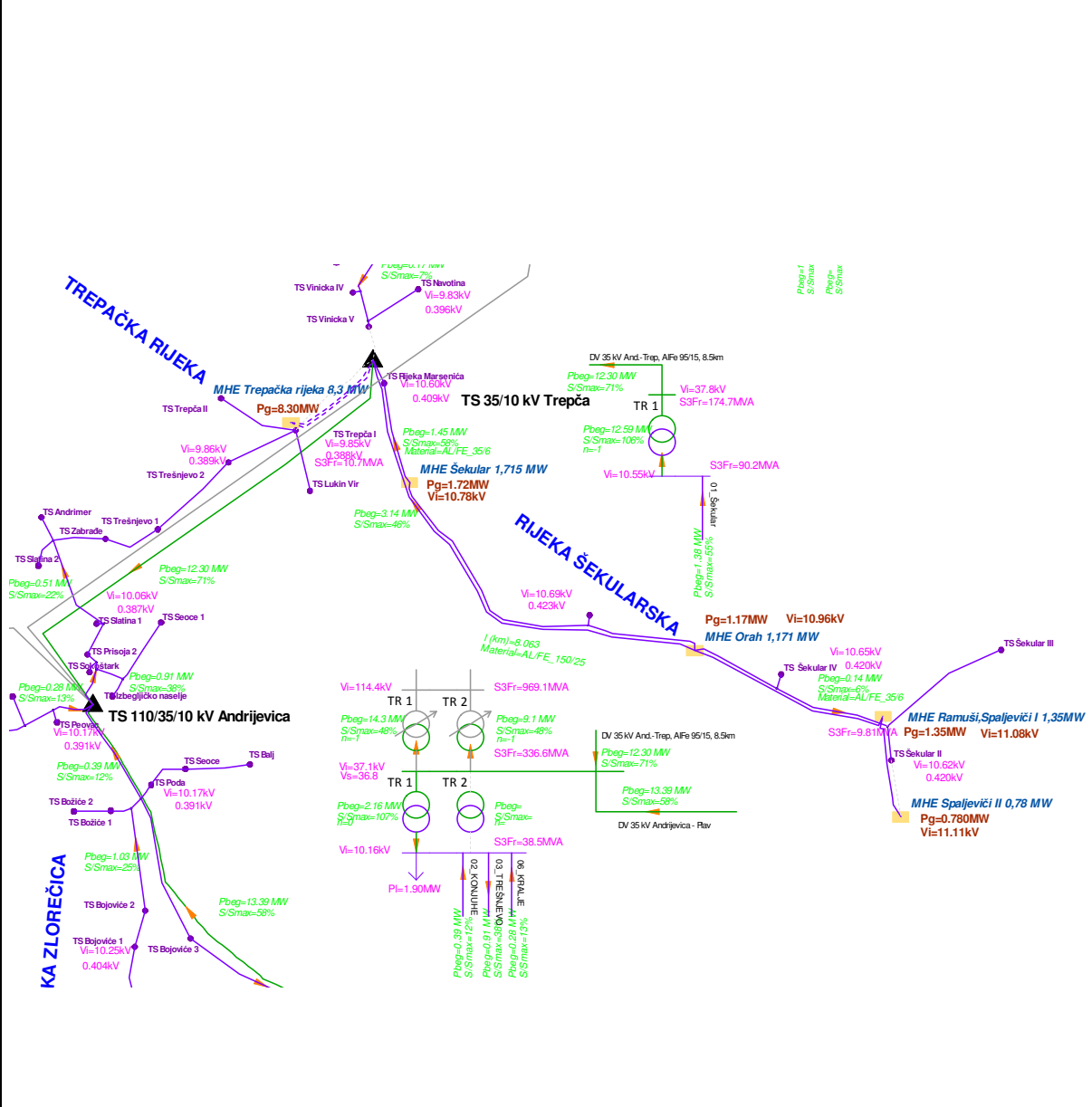
#### 4.b VARIJANTA A: nova TS 35/10 kV Trepča

Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €
	<b>Σ1.760.000</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- nova TS 35/10 kV Trepča, 1x16 MVA, šest izvodnih 10 kV ćelija, jedna izvodna ćelija 35 kV, dvije transformatorske ćelije (35 kV i 10 kV)</li> <li>- napojni vod 35 kV od TS Andrijevice (vodič AlFe95/15 mm<sup>2</sup>, dužine 8,5 km) vod se priključuje direktno na rasklopljene 35 kV sabirnice u TS Andrijevice</li> <li>- jedan sektor s TR 110/35 kV, 20 MVA: višak snage od mHE na Trepčačkoj i Šekularskoj evakuise se zajedno s proizvodnju od mHE na Babinopoljski</li> <li>- drugi sektor s TR 110/35 kV, 10 MVA: potrošnja i evakuacija viška snage od preostalih mHE</li> </ul>	
Priključenje mHE na Šekularsku: <ul style="list-style-type: none"> <li>- rekonstrukcija postojećega jednosistemskoga 10 kV voda u dvosistemski vod, dužine 11 km,               <ol style="list-style-type: none"> <li>1. sistem: mHE Šekular i postojeća potrošnja (vodič AlFe35/6 mm<sup>2</sup>)</li> <li>2. sistem: preostale mHE (vodič AlFe150/25 mm<sup>2</sup>)</li> </ol> </li> </ul>	680.000
Priključenje mHE na Trepčačku rijeku: <ul style="list-style-type: none"> <li>- priključenje na novi izvod s kablom 2 x Al 150 mm<sup>2</sup>, dužine 2 km</li> </ul>	80.000

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (min 0,394 kV ; max 0,416 kV)	<b>2,003 MW</b>	<b>5375,4 MWh</b>

Rezultati:



Sl. 5.62: Rezultati analize energetskih prilika – VARIJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

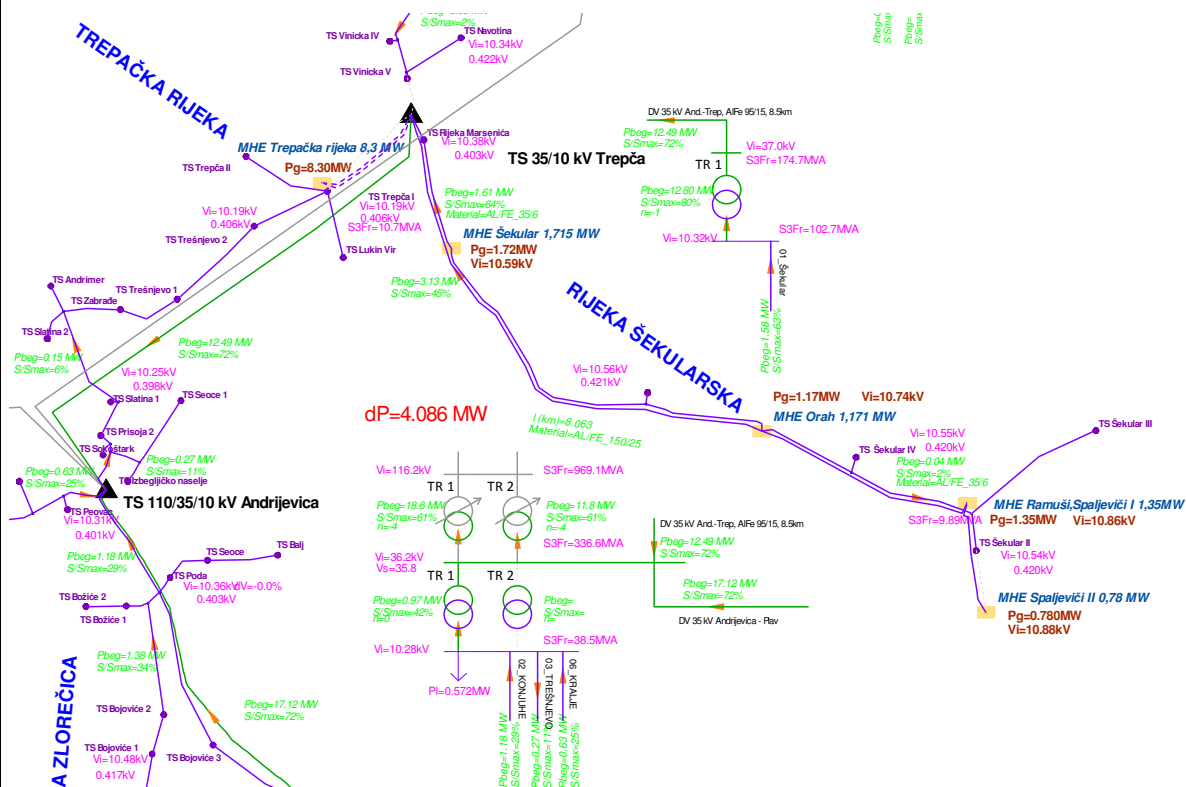
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,403 kV, max 0,421 kV u Šekularu)

**1,110 MW**

Rezultati:



Sl. 5.63: Rezultati analize energetskih prilika – VARJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE**

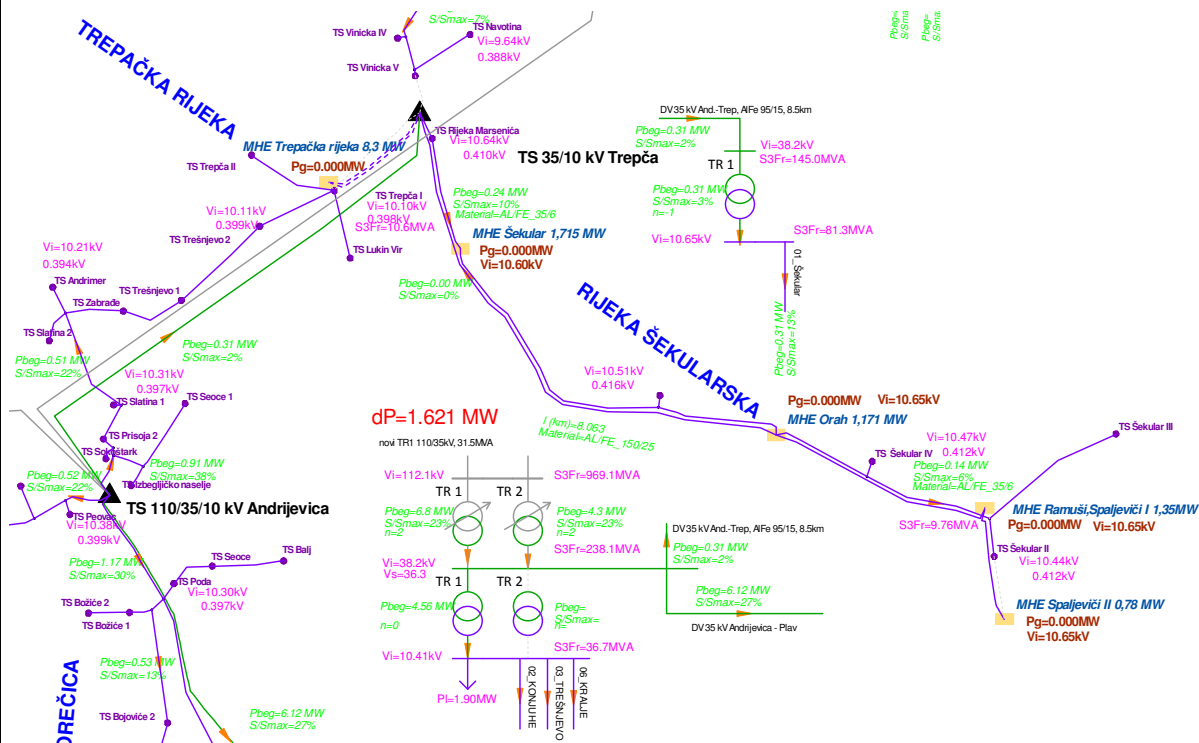
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,410 kV, max 0,416 kV)

**1,621 MW**

Rezultati:



Sl. 5.64: Rezultati analize energetske prilike –VARIJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

**Prednosti rješenja**

- **dobra pouzdanost rada 35 kV i 10 kV mreže (dobre naponske prilike, vodovi nijesu preopterećeni, mogućnost prenapajanja između dva izvoda)**
- **pošto je potrošnja na području Šekulara i Trepče manja, proizvedena snaga treba se evakuisati u 35 kV i 110 kV mrežu**
- **pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom (Šekular)**
- **ovo rješenje je uslovano s aktivnim regulisanjem napona na sabirnicama 35 kV u TS Andrijevića 110/35 kV:**
  - **stanja s visokom potrošnjom bez pogona mHE: željeni napon na 35 kV sabirnicama: (37,4–37,7) kV**
  - **stanja sniskom potrošnjom s pogonom mHE: željeni napon na 35 kV sabirnicama: (35,7–36,0) kV**



## 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}^{24}$ [MW]	$U_{min}^{25}$ [kV]	$U_{max}^{26}$ [kV]	$P_{gub}^{27}$ [MW]	$\square P_{gub}^{28}$ [MW]	$W_{gub}^{29}$ [MWh]	$\square W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,375	0,407	1,689	-	4532,7	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,6</b>	0,400	0,420	1,557	<b>-0,132</b>	4178,5	<b>-354,2</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>13,334</b>	0,394	0,421	2,003	<b>+0,314</b>	5375,4	<b>+842,7</b>	<b>1.760.000</b>

<sup>24</sup> Iznos snage svih analiziranih mHE (prije priključenja iznos je 0 MW).

<sup>25</sup> Min napon u NN mreži (Izračunavaju se na cijelom modelu mreže, pojavljuju se u stanjima s visokim opterećenjima na kraju dugačkih izvoda. Između svih analiziranih TS prikazan je napon one TS koja najviše odstupa od nazivnog napona).

<sup>26</sup> Max napon u NN mreži (Izračunavaju se na cijelom modelu mreže, pojavljuju se u stanjima s niskim opterećenjima u blizini napojnih TS 35/10 kV ili distribuiranih izvora. Između svih analiziranih TS prikazan je napon one TS koja najviše odstupa od nazivnog napona).

<sup>27</sup> Max gubci za stanja s maksimalnim opterećenjem (izračunavaju se u cijelome modelu mreže).

<sup>28</sup> Relativna komparacija s gubicima u stanju prije priključenja mHE na mrežu.

<sup>29</sup> Procjena godišnjih gubitaka  $W_{gub}$  na osnovu max gubitka  $P_{gub}$  po jednačini:

$$W_{gub} = P_{gub} \cdot T_{gub} = P_{gub} \cdot \left(0,17 + \frac{0,83 \cdot T_{pog}}{8760}\right) \cdot T_{pog}, \quad T_{pog} \text{ su pogonski satovi distrib. mreže } (T_{pog} = 4500 \text{ sati})$$

## KRAŠTICA

### 1. Male hidroelektrane – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Kraštica	0,8	TS Kralje	21,1
Iznos Kraštica	<b>0,8</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Andrijevic	969
<b>Min. model tangirane mreže:</b>	- TS Andrijevic 110/35/10 kV - izvod 10 kV: Kralje		

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
Kralje	0,15	0,54	0,16	0,57
<b>TS 35/10 kV Andrijevic</b>	<b>1,45</b>	<b>4,9</b>	<b>1,54</b>	<b>5,19</b>
<b>TS 110/35 kV Andrijevic</b>	<b>3,32</b>	<b>11,1</b>	<b>3,52</b>	<b>11,76</b>

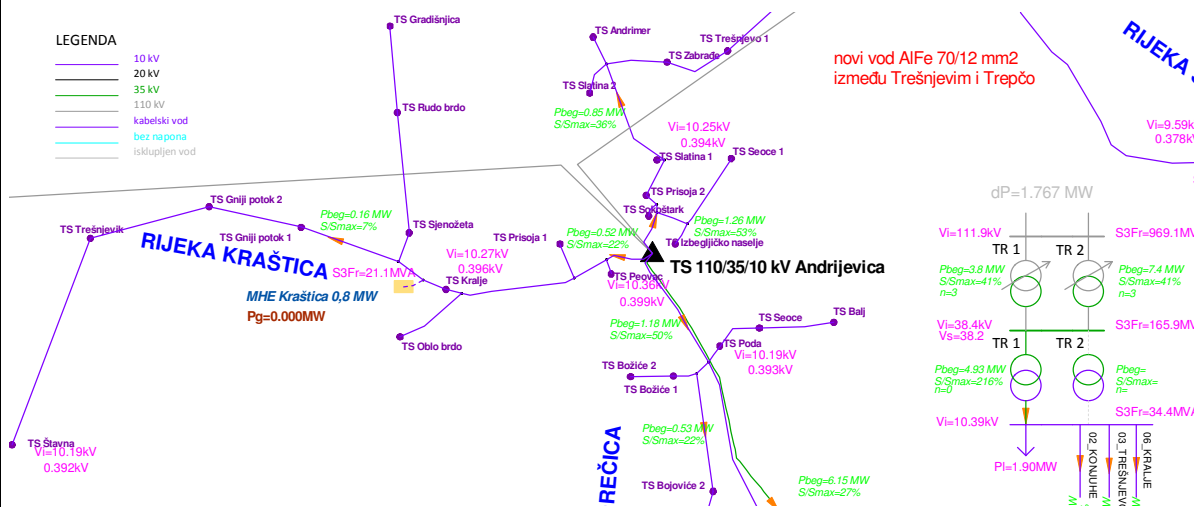
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija TS 35/10 kV Andrijevic do 2015. godine

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kiterijuma

Rezultati:



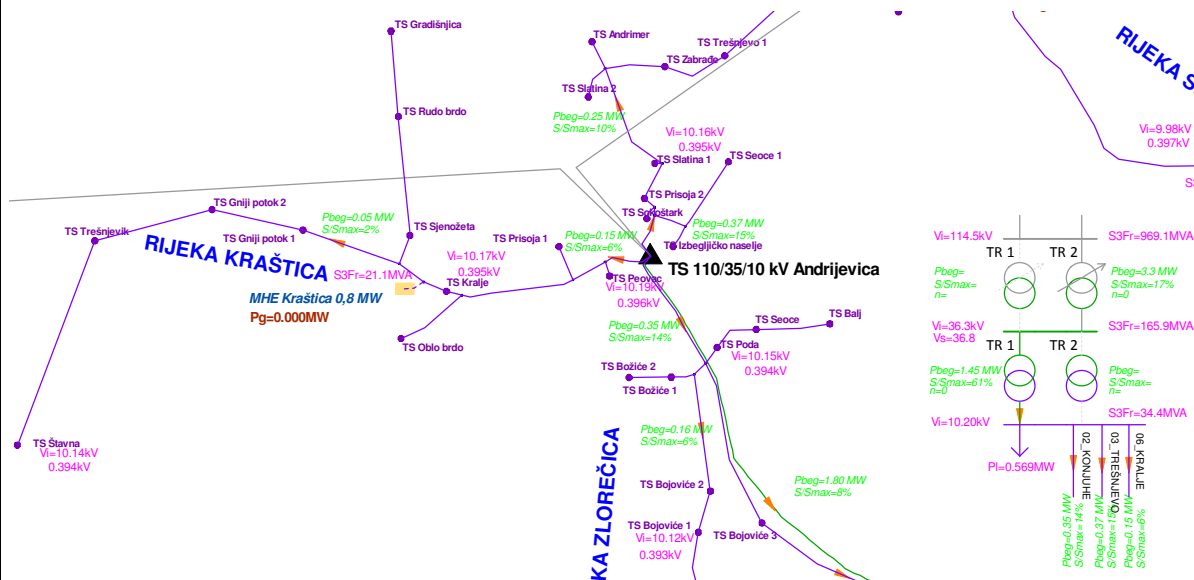
Sl. 5.65: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. u postojećoj mreži

Min potrošnja

- unutar granica kriterijuma

- unutar granica kriterijuma

Rezultati:



Sl. 5.66: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. u planiranoj mreži

Max gubici:	<b>1,767 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>4742,0MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	------------------

**Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:**

- nema potreba

#### 4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA

##### 4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu

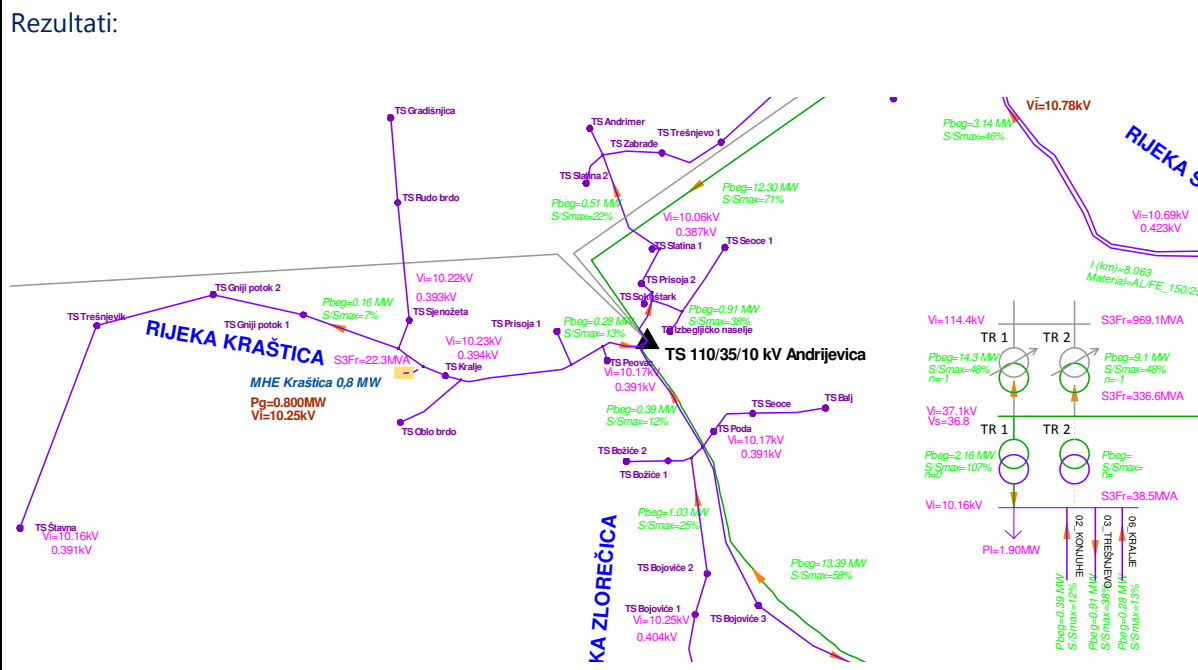
Max pouzdana evakuacija snaga iz mHE:	<b>0,8 MW</b>
---------------------------------------	---------------

**Bilješke:**

- pouzdano priključenje mHE na postojeću mrežu

##### Pogonske prilike nakon priključenja mHE u mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (min 0,391 kV, max 0,394 kV)	<b>1,571 MW</b>	<b>4216,0 MWh</b>



Sl. 5.67: Rezultati analize energetske prilike – priključenje na postojeću mrežu, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

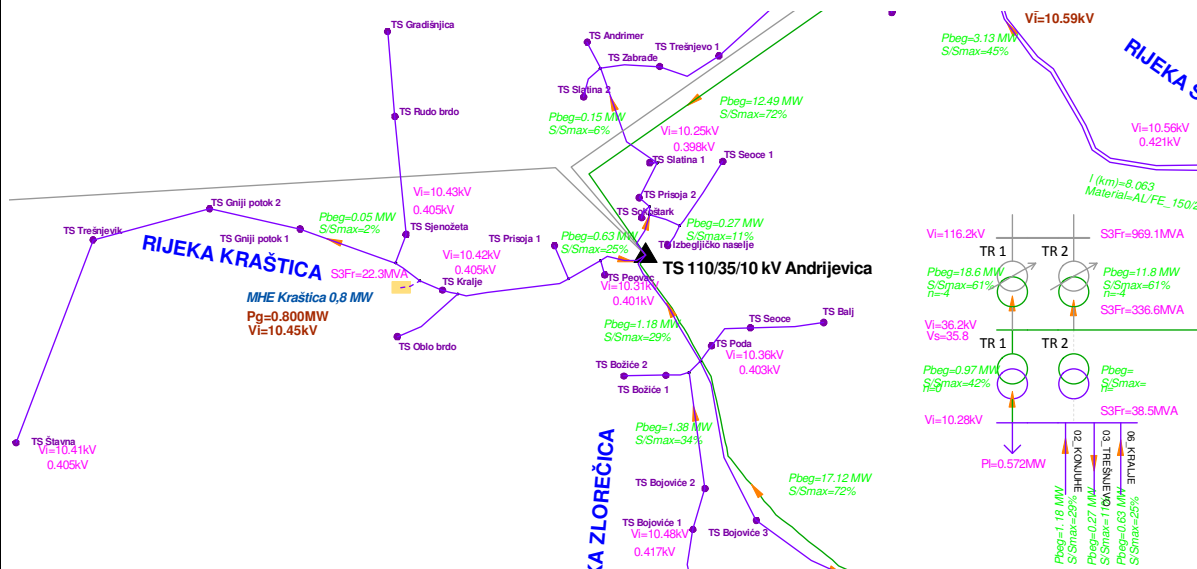
Opterećenje i naponi u mreži:

- unutar granica kriterijuma (min 0,401 kV, max 0,405 kV)

Gubici:

**0,407 MW**

Rezultati:



Sl. 5.68: Rezultati analize energetske prilike – priključenje na postojeću mrežu, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE**

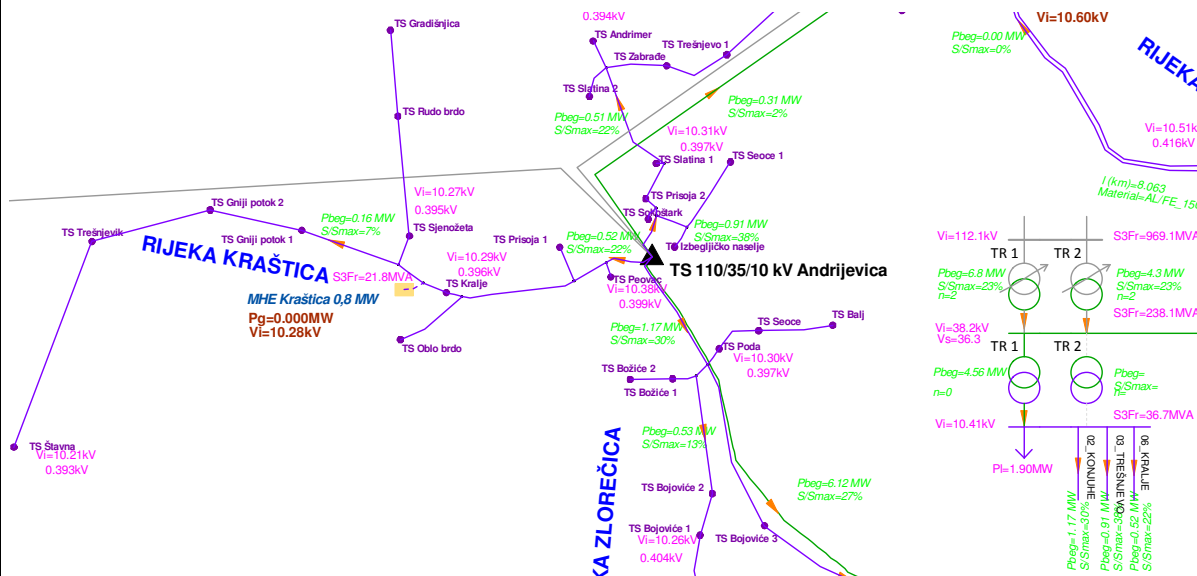
Opterećenje i naponi u mreži:

- unutar granica kriterijuma (min 0,393 kV, max 0,399 kV)

Gubici:

**1,621 MW**

Rezultati:



Sl. 5.69: Rezultati analize energetske prilike – priključenje na postojeću mrežu, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

### Prednosti rješenja

- pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom
- optimalna potrošnja proizvedene snage na području

### 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}$ (MW)	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\Delta P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\Delta W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,392	0,400	1,767	-	4742,0	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,8</b>	0,391	0,405	1,571	<b>-0,169</b>	4216,0	<b>-526,0</b>	-

## ZLOREČICA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Jošanica	0,6	TS Jošanica	9,34
mHE Kuti	1,0	TS Kuti I	9,55
<b>Iznos Zlorečica</b>	<b>1,6</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Andrijevica	969
<b>Min. model tangirane mreže:</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Andrijevica 110/35/10 kV</li> <li>- izvod 10 kV: Konjuhe</li> </ul>	

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
Konjuhe	0,36	1,24	0,38	1,31
<b>TS 35/10 kV Andrijevica</b>	<b>1,45</b>	<b>4,9</b>	<b>1,54</b>	<b>5,19</b>
<b>TS 110/35 kV Andrijevica</b>	<b>3,32</b>	<b>11,1</b>	<b>3,52</b>	<b>11,76</b>

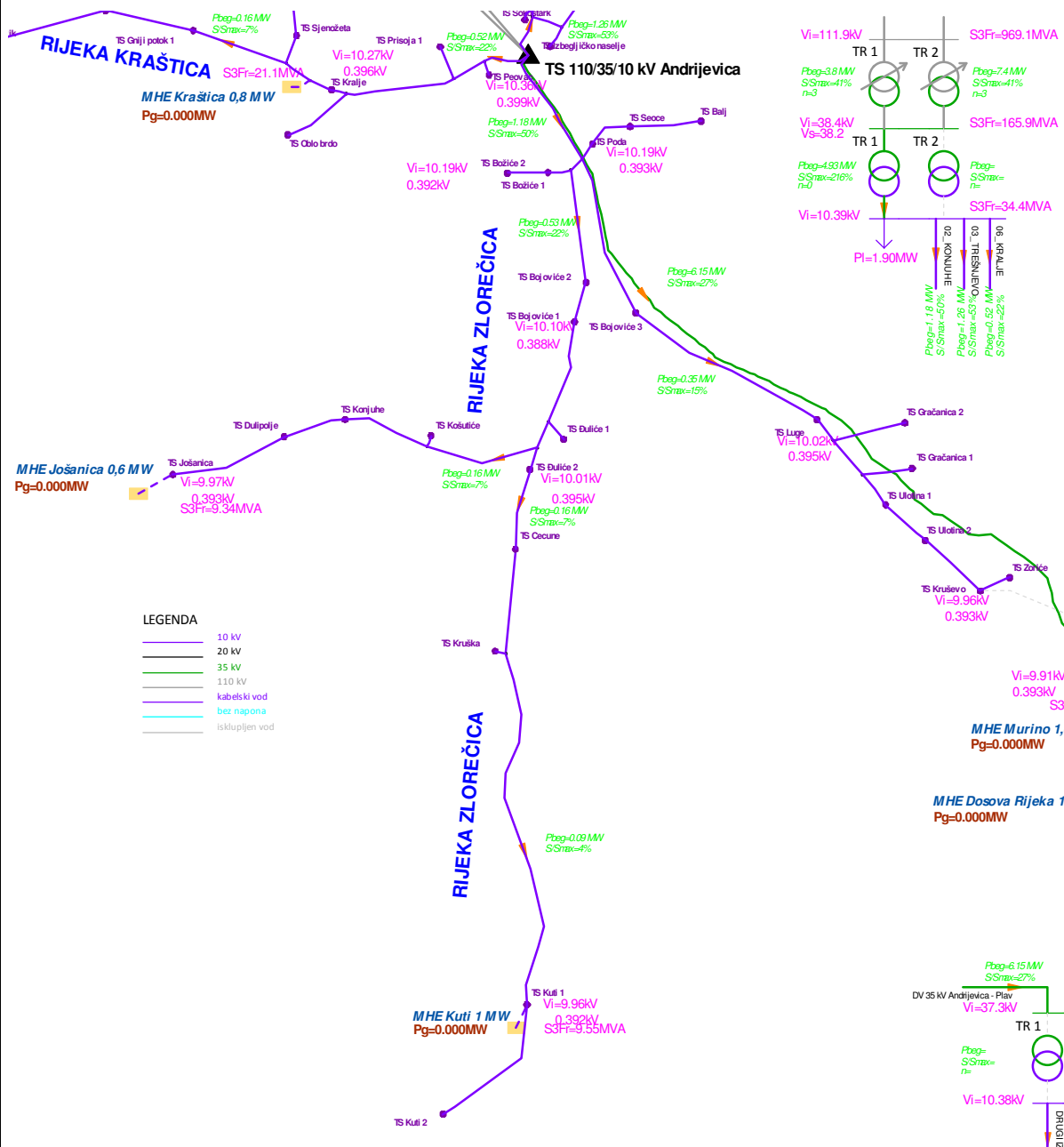
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija TS 35/10 kV Andrijevica do 2015. godine

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kiterijuma (min 0,388 kV, max 0,395 kV)

Rezultati:

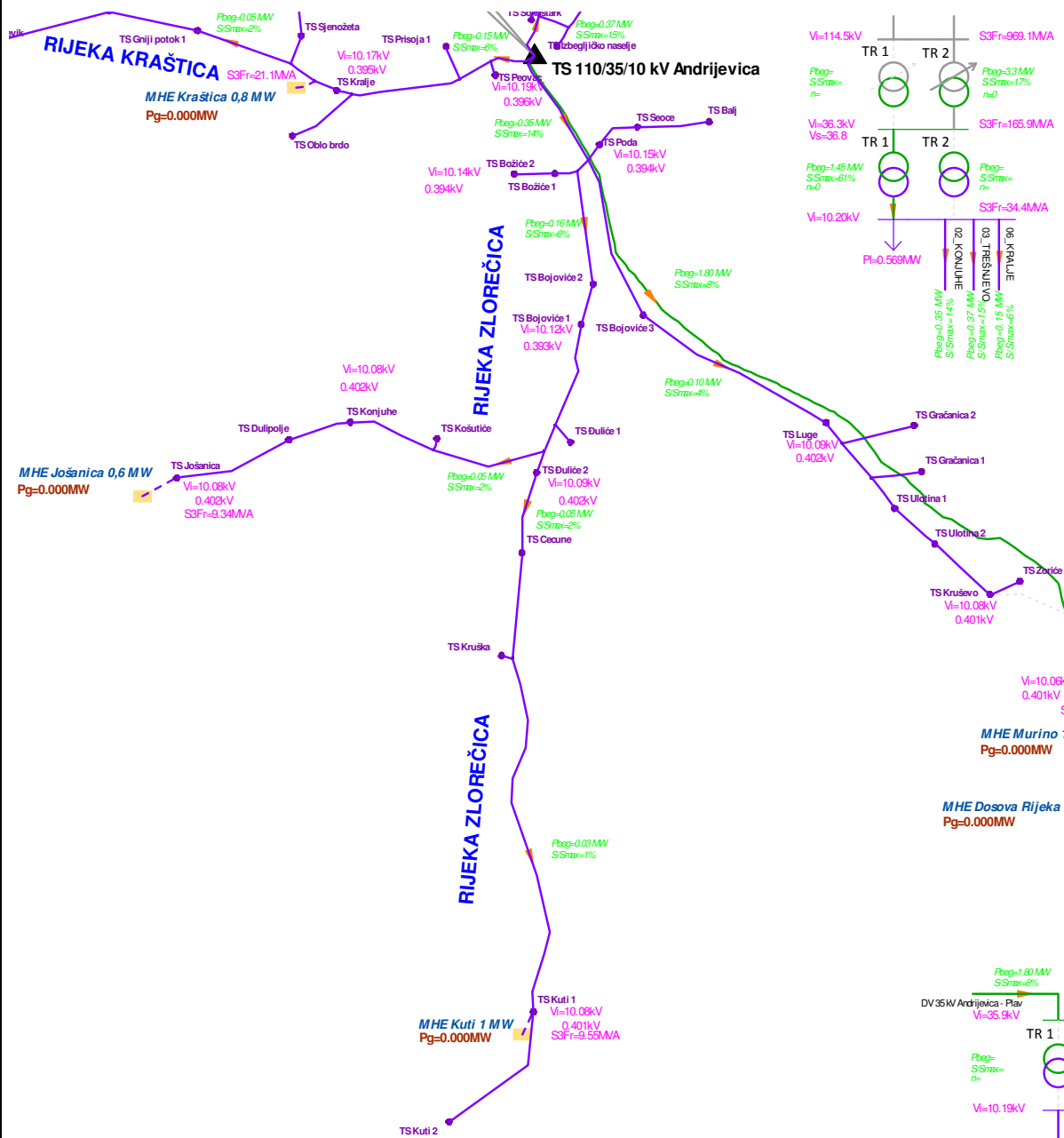


Sl. 5.70: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. u postojećoj mreži



**Min potrošnja** - unutar granica kriterijuma - unutar granica kriterijuma  
(min 0,394 kV, max 0,402 kV)

Rezultati:



Sl. 5.71: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. u postojeći mreži

Max gubici: **1,767 MW** Godišnji gubici: **4742,0 MWh**

**Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:**

- nema potreba

## 4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA

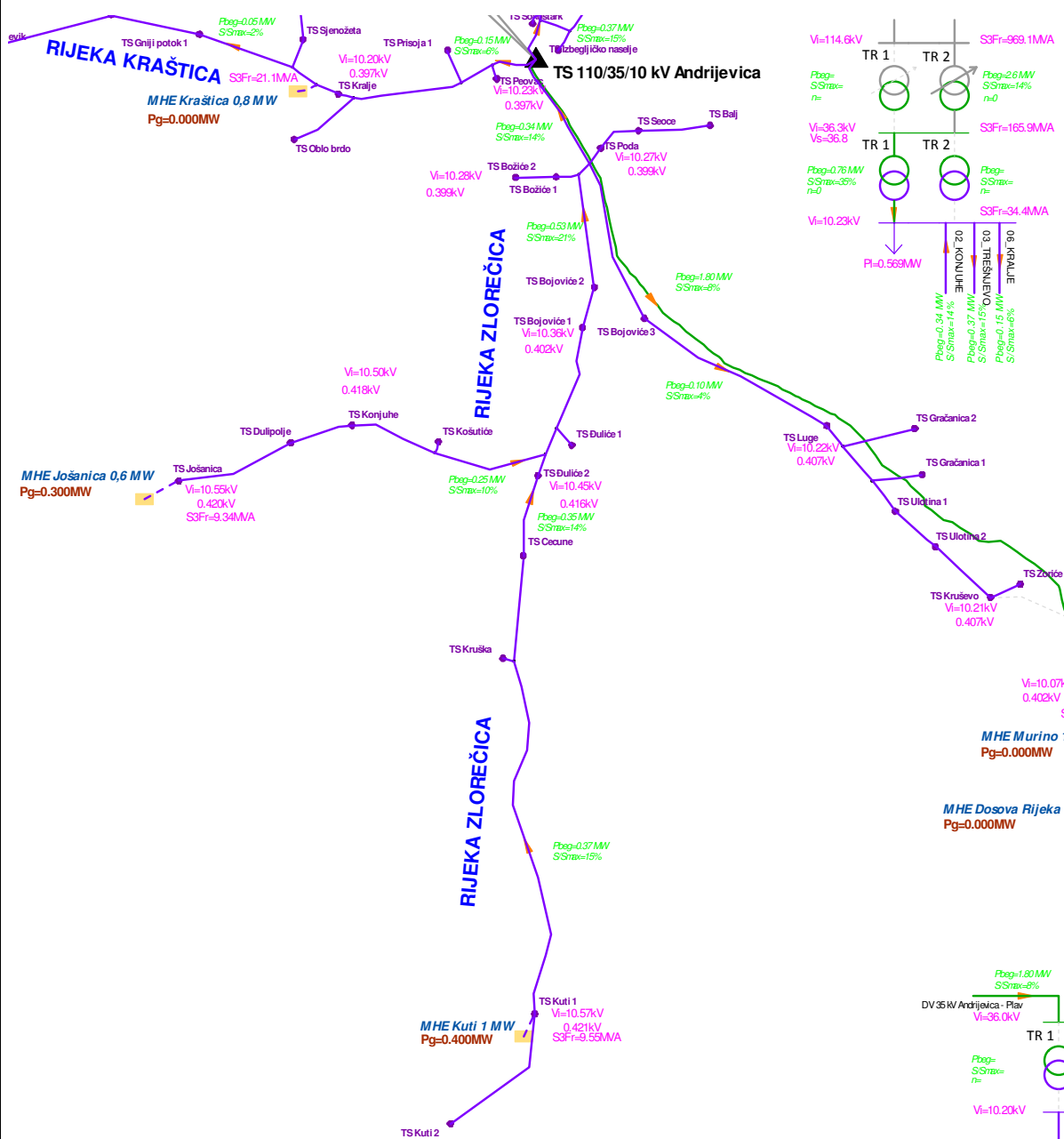
### 4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE: **0,7 MW**

**Bilješke:**

- max 0,3 MW od mHE Jošanica
- max 0,4 MW od mHE Kuti
- priključenja s punom snagom napona u NN mreži kreću se preko kriterijuma 0,420 kV (iznad 0,445 kV)

**Rezultati:**



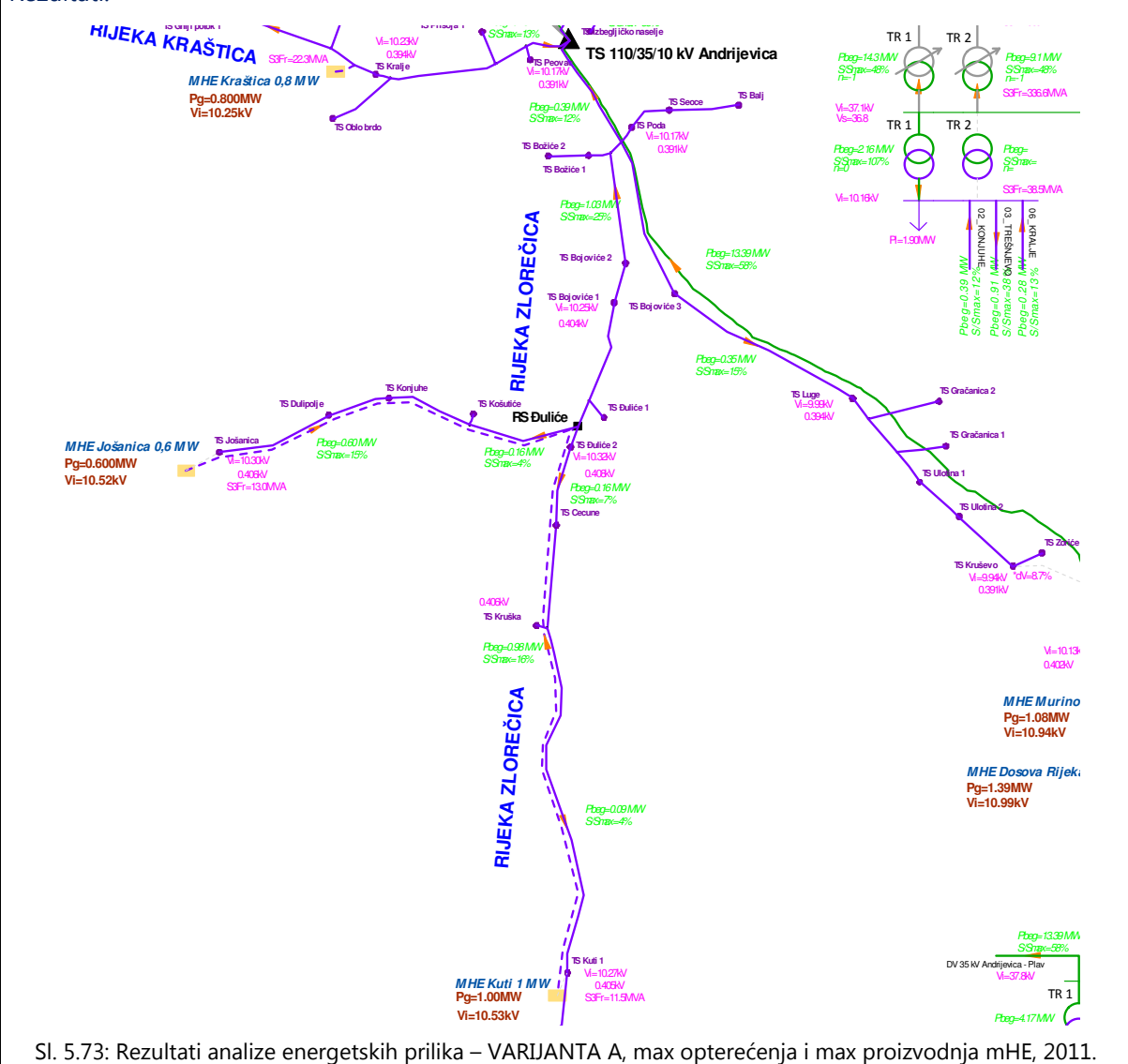
Sl. 5.72: Priključenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

Max gubici:	<b>1,697 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>4554,2 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-------------------

### 4.b VARIJANTA A: nova rasklopna stanica RS 10 kV Đuliće

Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €	
- nova rasklopna stanica RS Đuliće (četiri izvodna čelje)	250.000	
- rekonstrukcija napajalnog voda RS Đuliće (izvod Konjuhe od TS Andrijeвица) u vazdušni vod AIFe 70/12 mm <sup>2</sup> dužine cca. 6 km	180.000	
- priključenje mHE Jošanica kroz novi izvod od RS Đuliće (kabal AI 70mm <sup>2</sup> , 6 km)	240.000	
- Priključenje mHE Kuti kroz novi izvod od RS Đuliće (kabal AI 150 mm <sup>2</sup> , 8 km)	320.000	
<b>Σ990.000</b>		
Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE		
Opterećenje i naponi namreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (min 0,391 kV, max 0,406 kV)	<b>1,707 MW</b>	<b>4581,0 MWh</b>

Rezultati:



Sl. 5.73: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

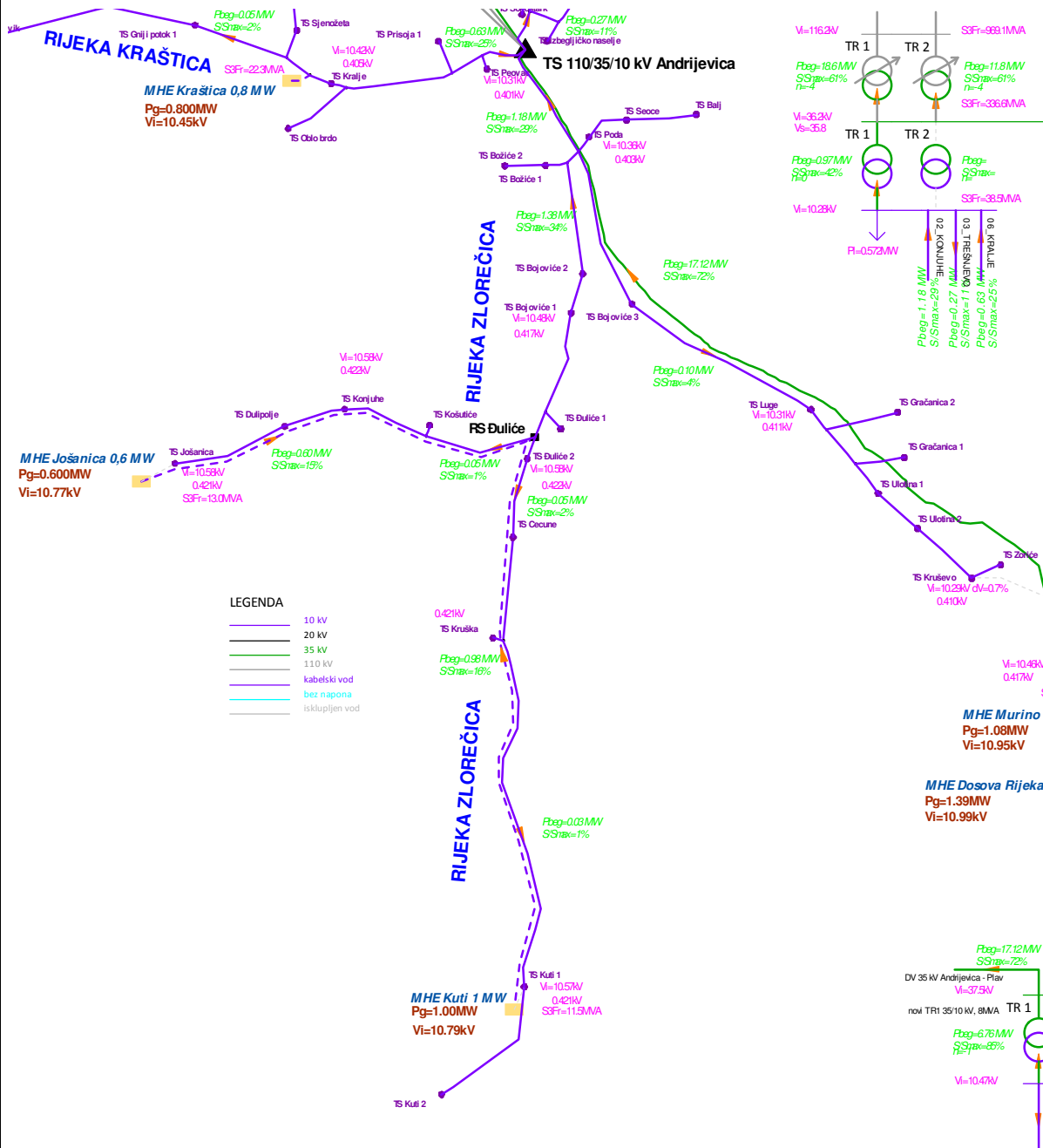
Opterećenje i naponi namreži:

Gubici:

- malo iznad granica kriterijuma (min 0,403 kV, max 0,423 na području Đuliće)

**0,453 MW**

Rezultati:



Sl. 5.74: Rezultati analize energetske prilike – VARJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje MHE**

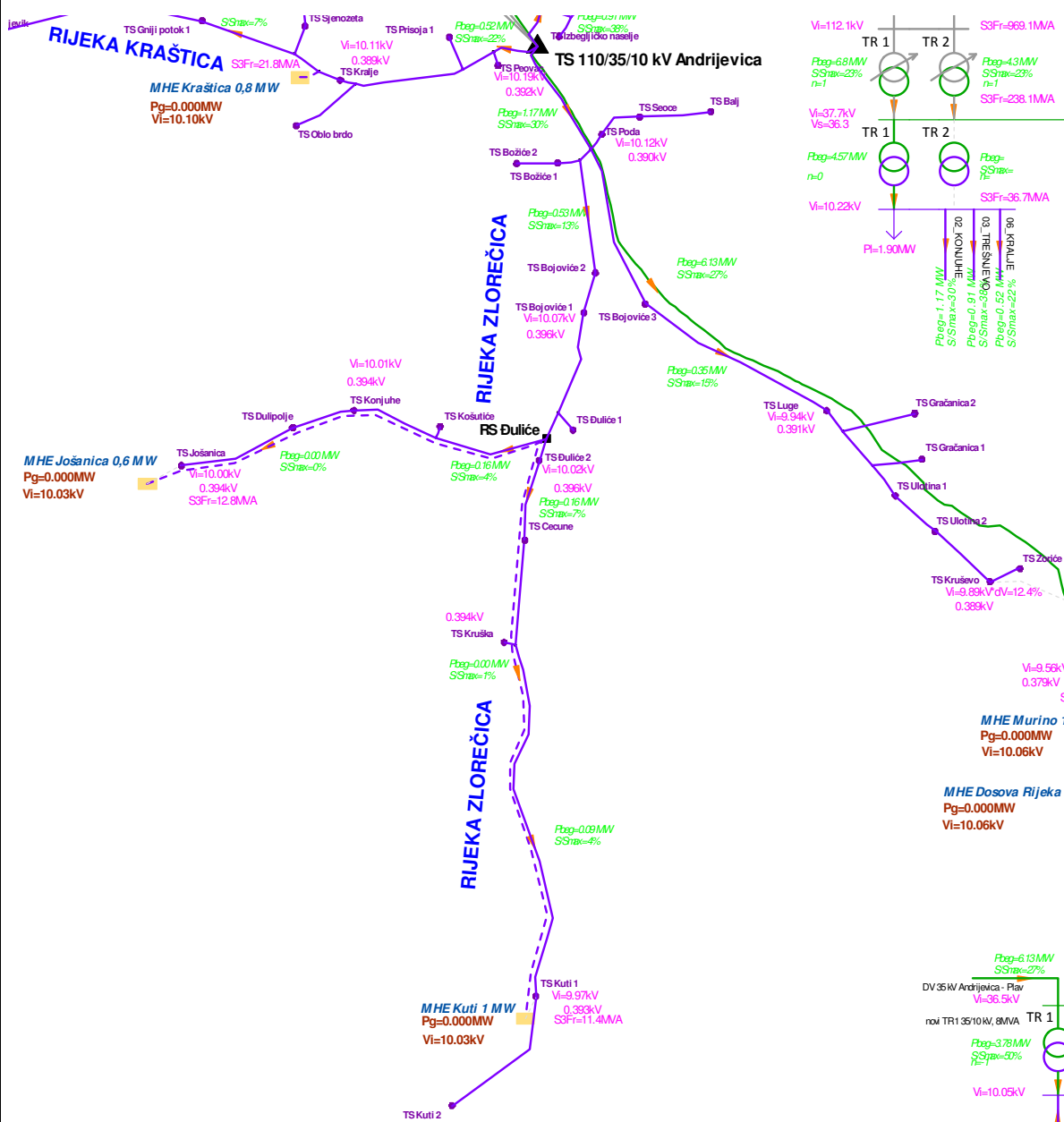
Opterećenje i naponi namreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,389 kV, max 0,396 kV)

**1,634 MW**

Rezultati:



Sl. 5.75: Rezultati analize energetske prilike –VARIJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

**Prednosti rješenja**

- rasklopna stanica poboljšava pouzdanost rada 10 kV mreže (dobre naponske prilike, manje prekida)
- pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom
- optimalna potrošnja proizvedene snage na području

### 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}$ [MW]	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\Delta P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\Delta W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,388	0,402	1,767	-	4742,0	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,7</b>	0,399	0,421	1,697	<b>-0,070</b>	4554,2	<b>-187,8</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>1,6</b>	0,391	0,423	1,707	<b>-0,060</b>	4581,0	<b>-161,0</b>	<b>990.000</b>

## MURINSKA RIJEKA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Murino	1,079	TS Murino	10,9
mHE Dosova rijeka	1,39	TS Murino	10,9
<b>Iznos</b>	<b>2,469</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Andrijevica	969
<b>Min. model tangirane mreže:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Andrijevica 110/35/10 kV</li> <li>- TS Plav 35/10 kV</li> <li>- izvod 10 kV: Murino</li> </ul>		

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
<b>Murino</b>	0,27	0,94	0,29	1,0
<b>TS 35/10 kV Plav</b>	<b>1,2</b>	<b>4</b>	<b>1,27</b>	<b>4,24</b>
<b>TS 110/35 kV Andrijevica</b>	<b>3,32</b>	<b>11,1</b>	<b>3,52</b>	<b>11,76</b>

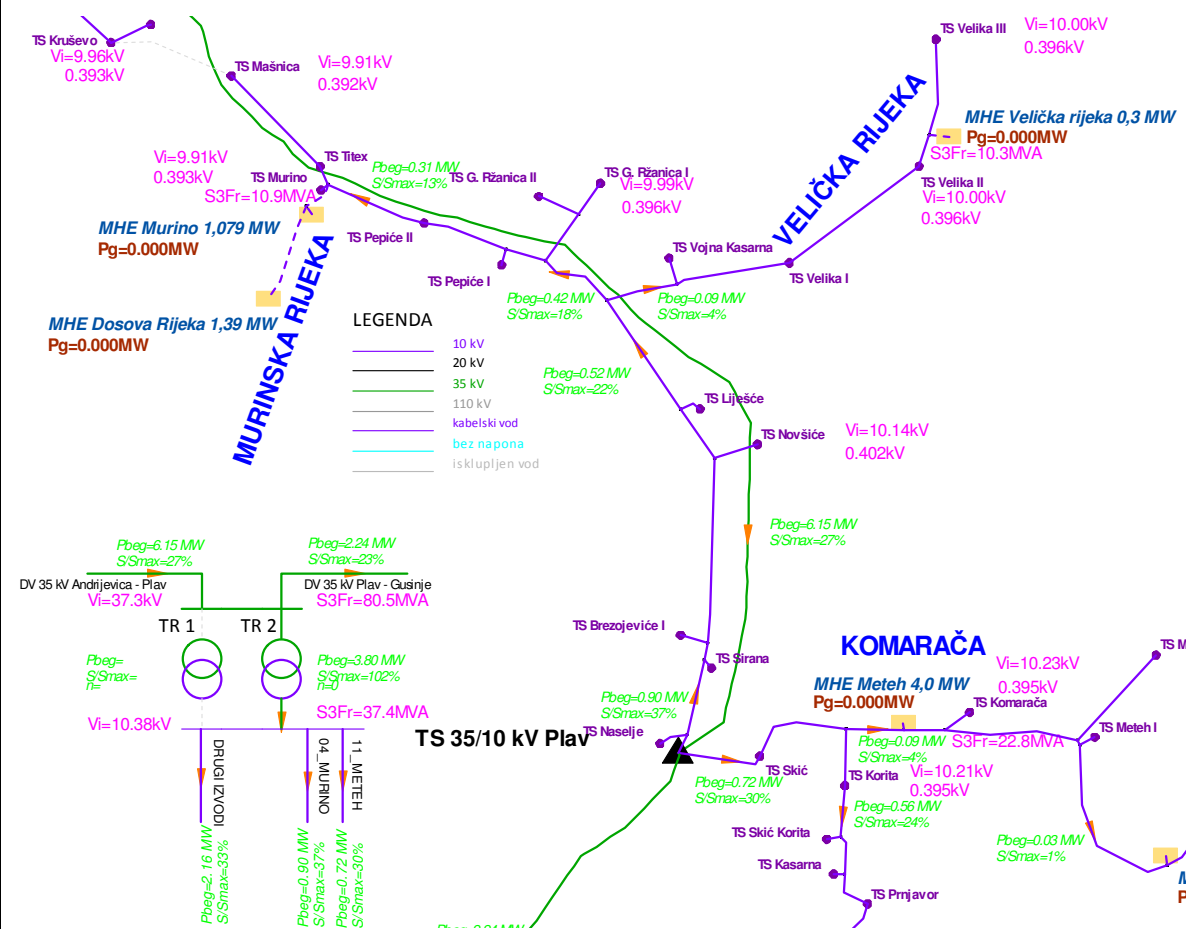
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija DV 35 kV Andrijevica – Plav do 2015. godine
- rekonstrukcija TS Plav 35/10 kV

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kiterijuma (min 0,392 kV, max 0,402 kV)

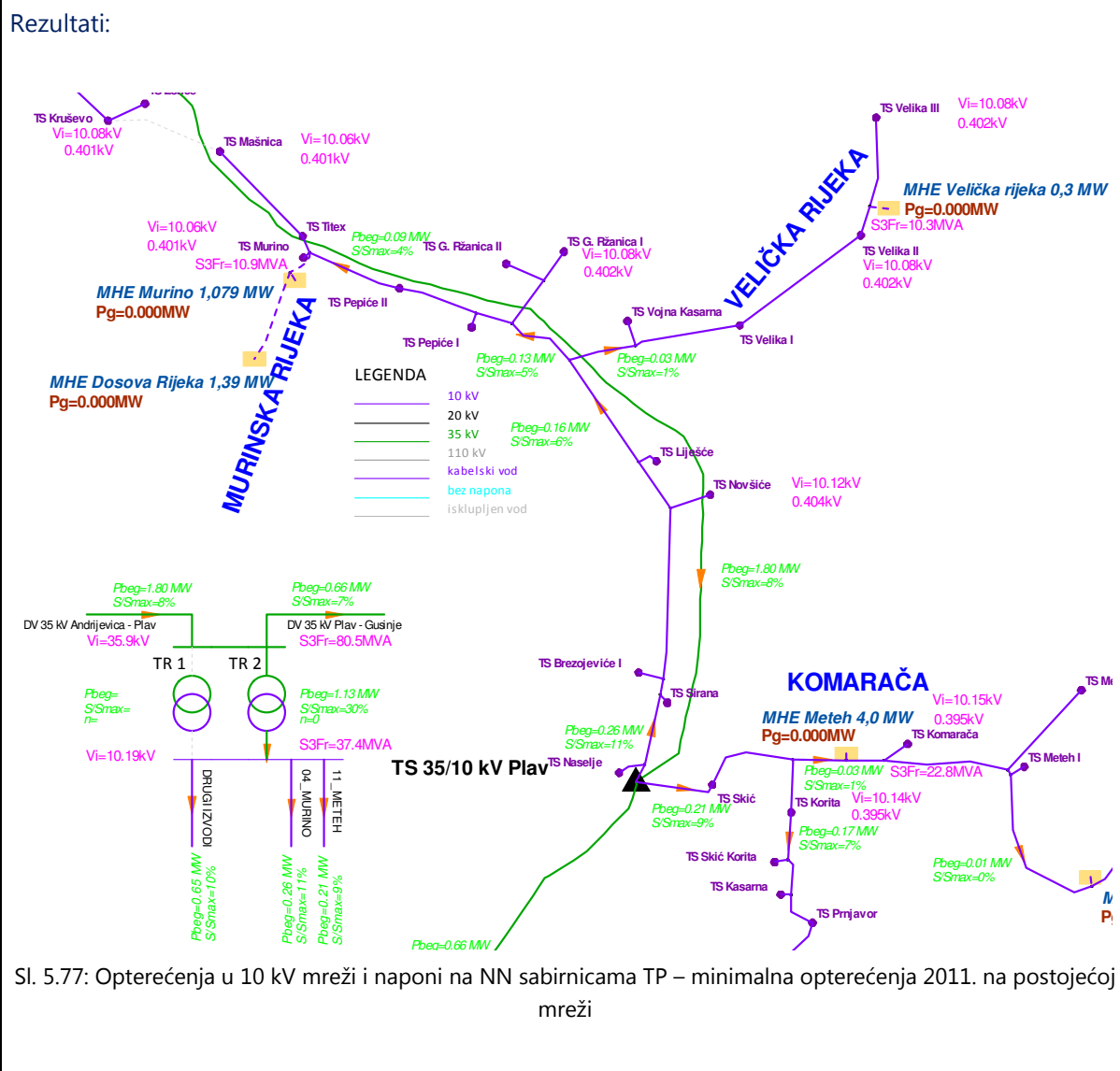
Rezultati:



Sl. 5.76: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. na postojećoj mreži



<b>Min potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma (min 0,396 kV, max 0,404 kV)
----------------------	------------------------------	--



Sl. 5.77: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. na postojećoj mreži

Max gubici:	<b>2,028 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>5442 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-----------------

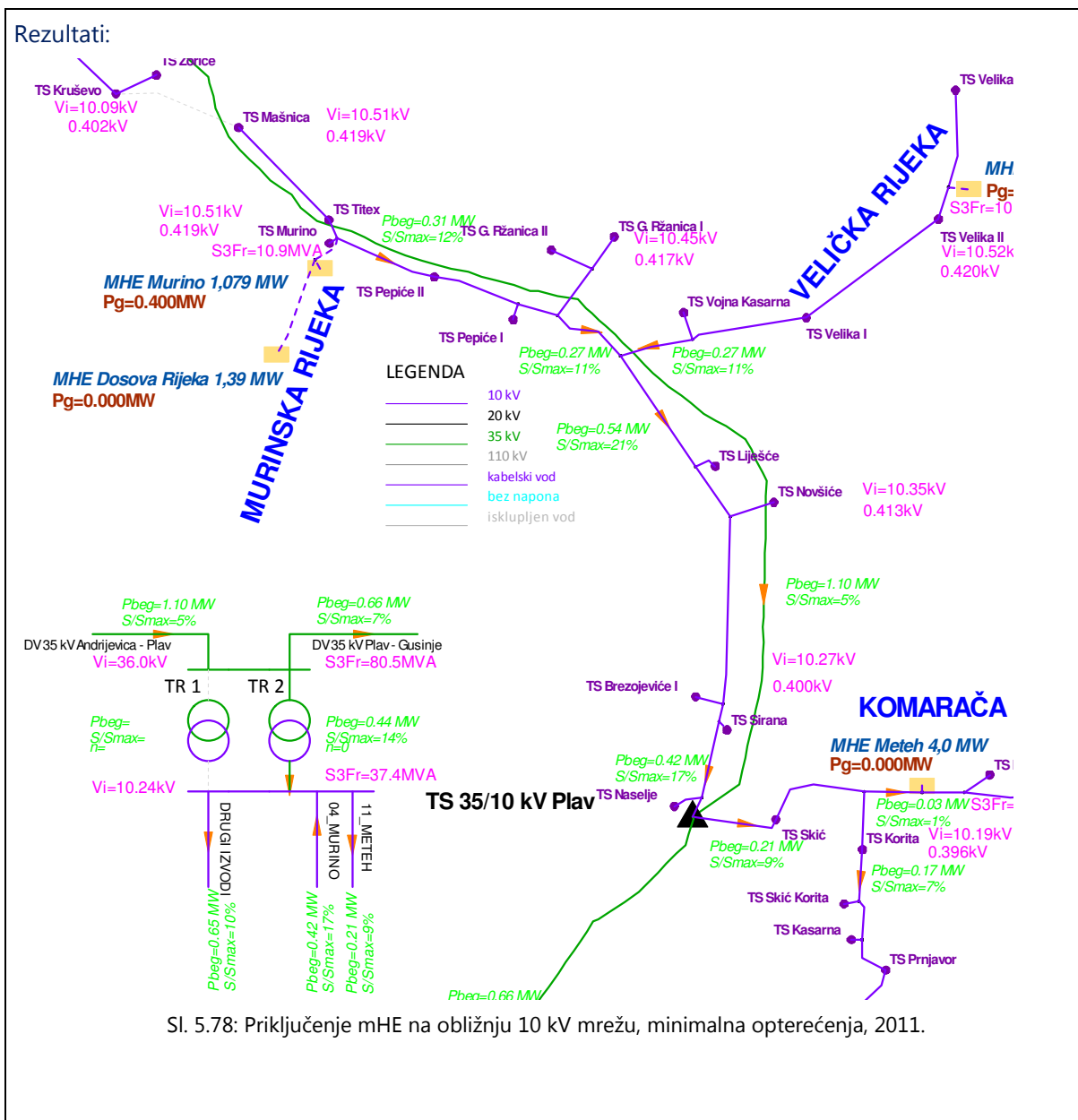
**Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:**  
- nema potreba

#### 4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA

##### 4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE:	<b>0,4 MW</b>
---------------------------------------	---------------

**Bilješke:**  
- u priključenja s punom snagom naponi u NN mreži krećuse preko kriterijuma 0,420 kV (iznad 0,470 kV)



Max gubici:	<b>1,944 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>5217 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-----------------

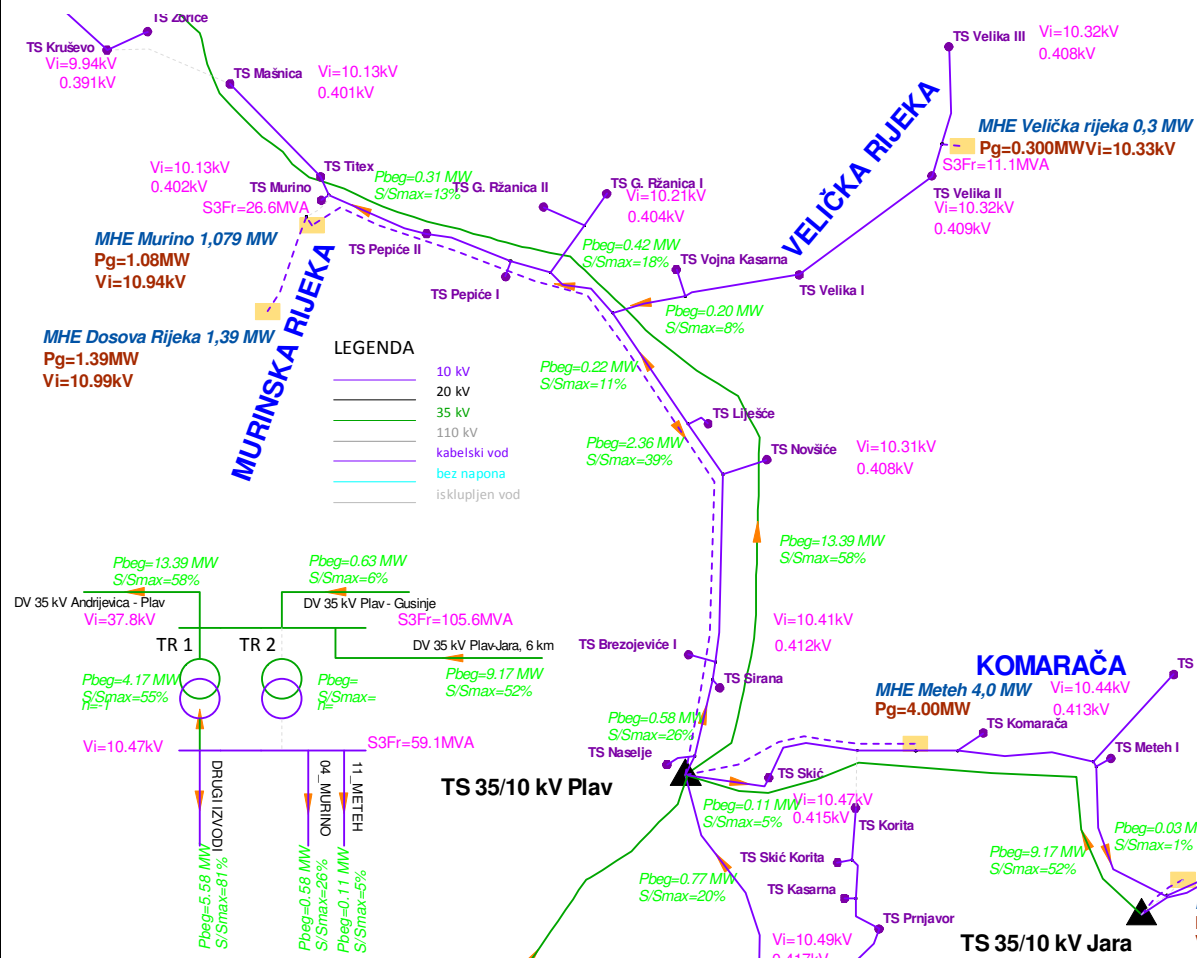
#### 4.b VARIJANTA A: priključenje mHE na Murinsku rijeku na novi izvod od TS Plav

Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €
- priključenje mHE Dosova rijeka i mHE Murino na Murinskurijeku (iznos instalirane proizvodnje 2,5 MW) kroz novi 10 kV izvod direktno u TS 35/10 kV Plav (kabal Al 150 mm <sup>2</sup> , 8 km)	<b>Σ320.000</b>
	320.000

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (min 0,401 kV, max 0,412 kV)	<b>1,573 MW</b>	<b>4221 MWh</b>

Rezultati:



Sl. 5.79: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

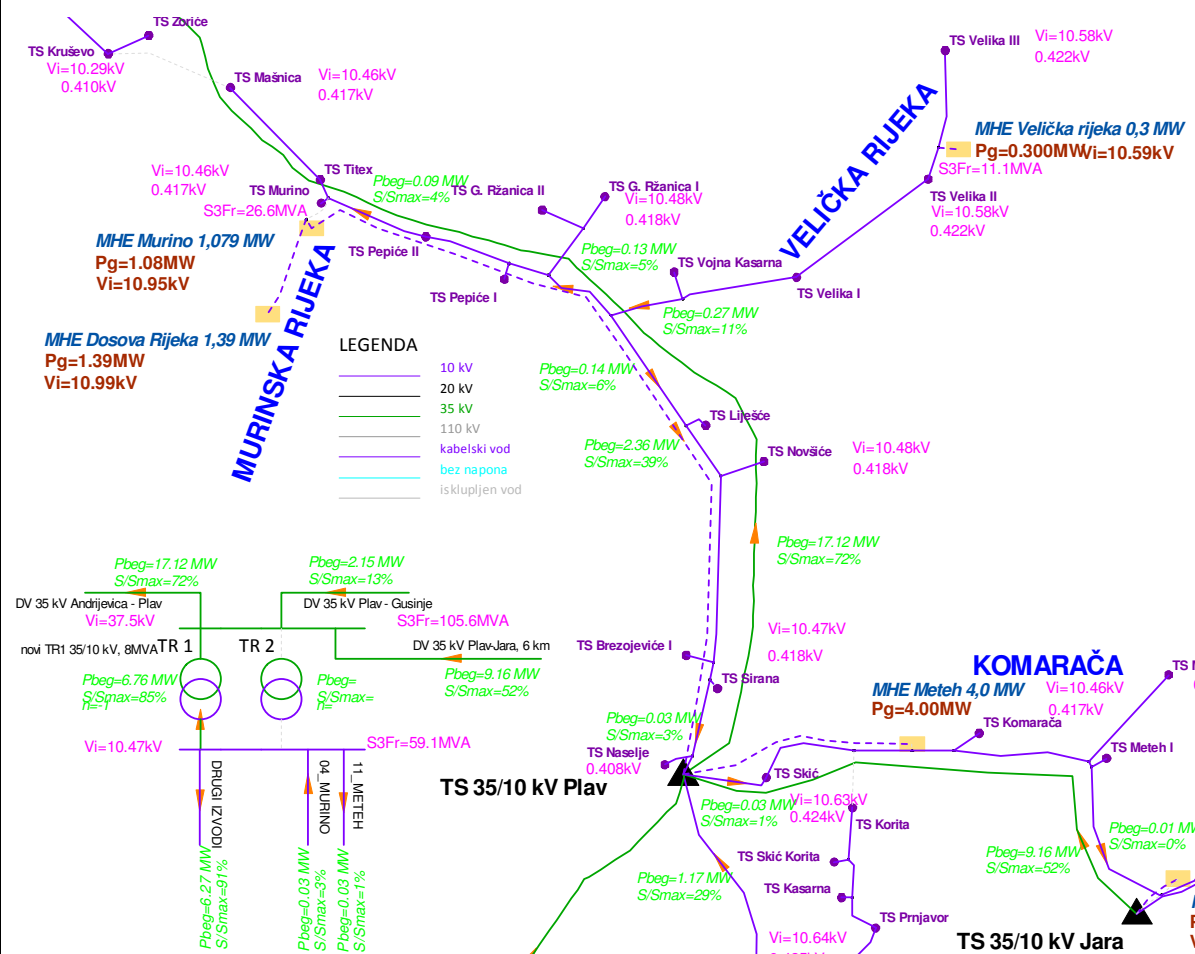
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- malo iznad granica kriterijuma (min 0,408 kV, max 0,422 na području Velike)

**0,496 MW**

Rezultati:



Sl. 5.80: Rezultati analize energetske prilike – VARJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE**

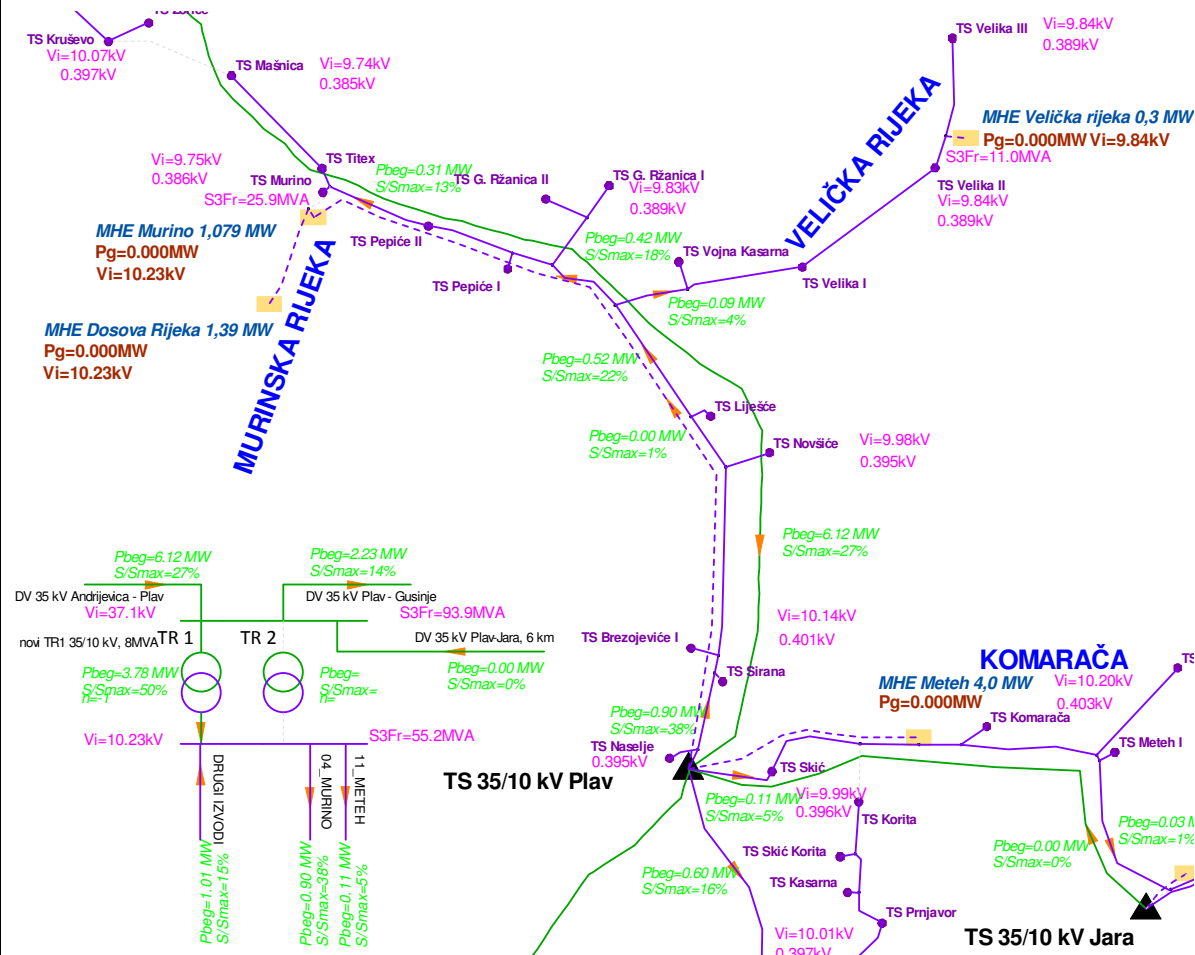
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,385 kV, max 0,401 kV)

**1,621 MW**

Rezultati:



Sl. 5.81: Rezultati analize energetske prilike – VARJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

**Prednosti rješenja**

- pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom
- optimalna potrošnja proizvedene snage na području

### 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}$ [MW]	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\Delta P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\Delta W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,392	0,404	2,028	-	5442	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,4</b>	0,403	0,420	1,944	<b>-0,084</b>	5217	<b>-225</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>1,6</b>	0,385	0,422	1,573	<b>-0,455</b>	4221	<b>-1221</b>	<b>320.000</b>

## VELIČKA RIJEKA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Velička rijeka	0,3	TS Velika II	10,3
Iznos Velička rijeka	<b>0,3</b>	<b>Kruta mreža:</b> 35 kV sabirnice TS Plav	80,5
<b>Min. model tangirane mreže:</b>		- TS Plav 35/10 kV - izvod 10 kV: Murino	

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
Murino	0,27	0,94	0,29	1,0
TS 35/10 kV Plav	<b>1,2</b>	<b>4</b>	<b>1,27</b>	<b>4,24</b>

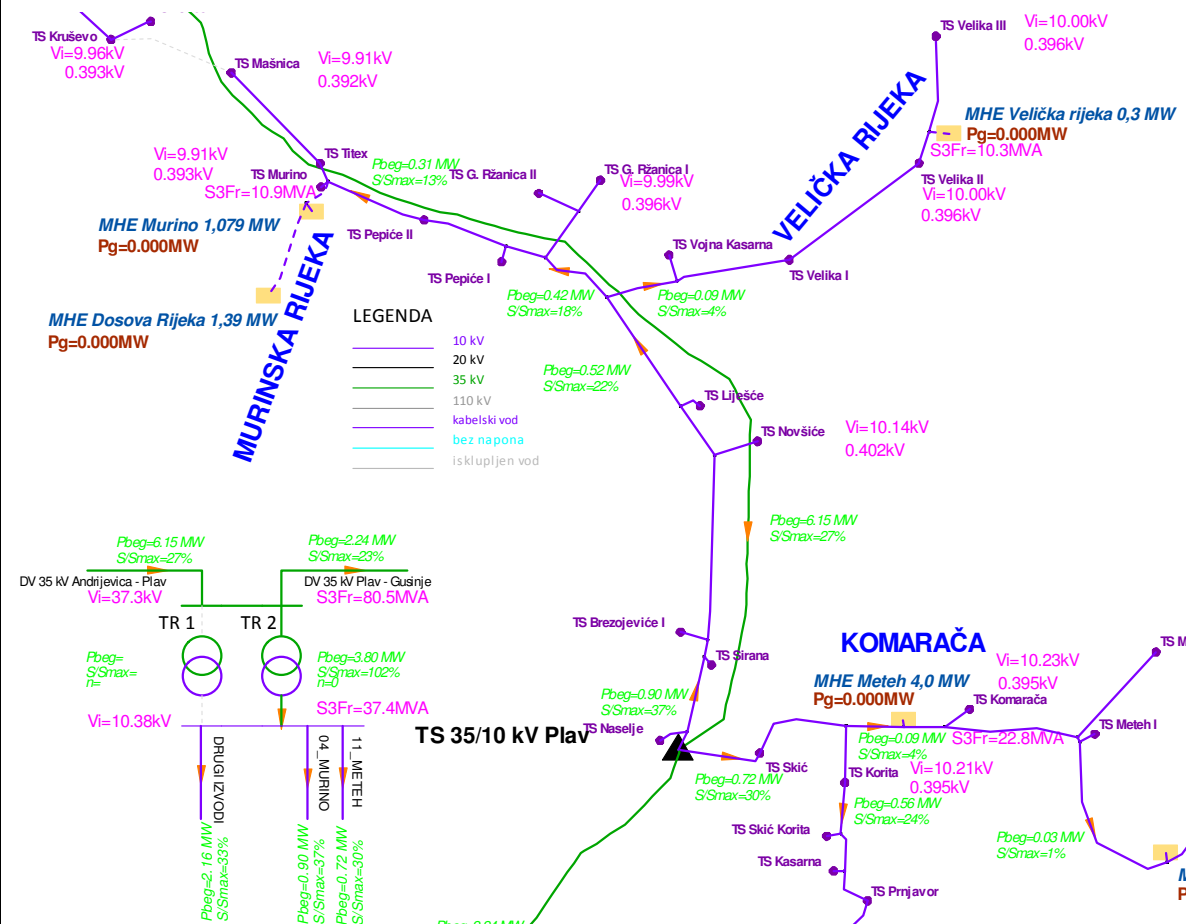
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija DV 35 kV Andrijevića – Plav do 2015. godine
- rekonstrukcija TS Plav 35/10 kV

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritičana stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma (min 0,392 kV, max 0,402 kV)

Rezultati:

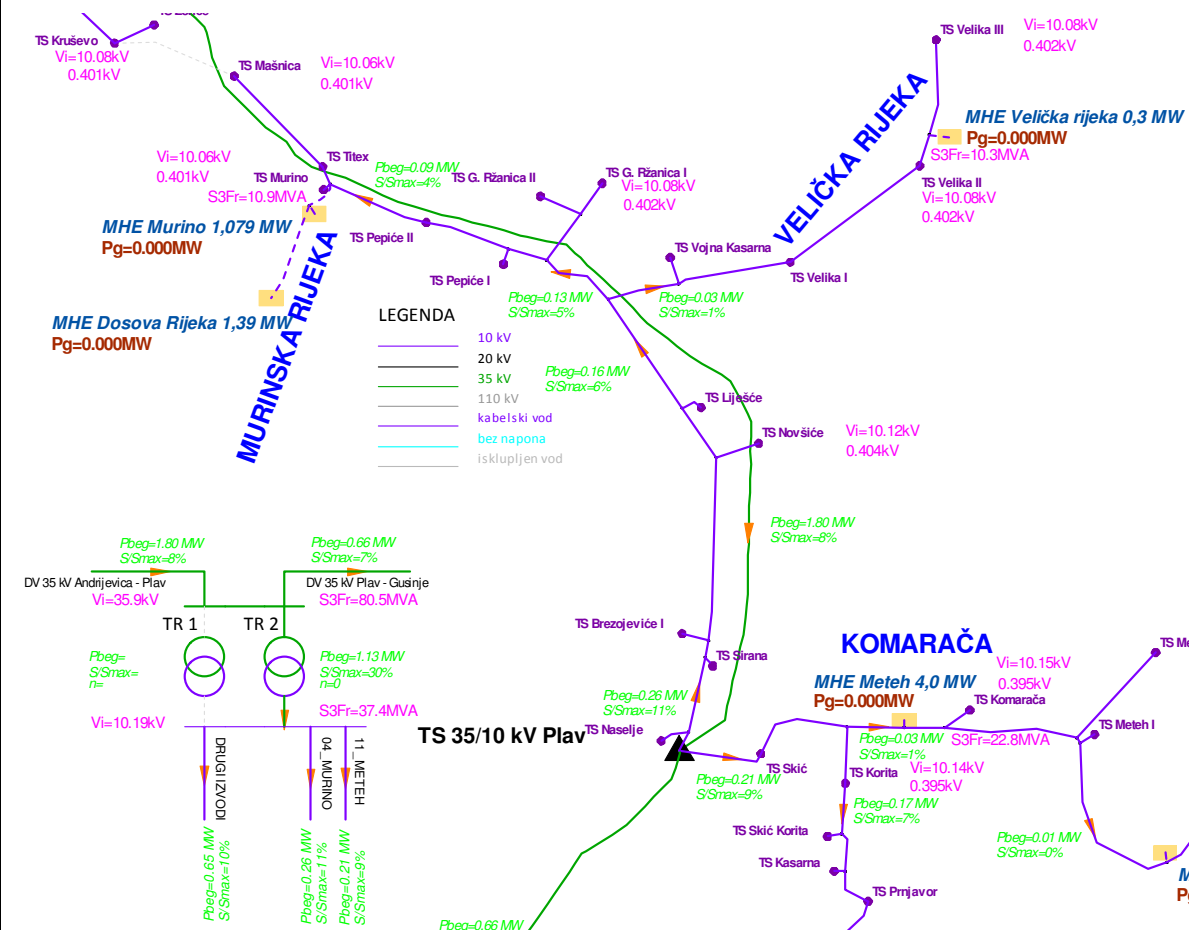


Sl. 5.82: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011.na postojećoj mreži



<b>Min potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma (min 0,396 kV, max 0,404 kV)
----------------------	------------------------------	--

Rezultati:



Sl. 5.83: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. na postojećoj mreži

Max gubici:	<b>2,028 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>5442 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-----------------

Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:

- nema potreba

#### 4. PRIKLJUČENJEMHENA MREŽU – RJEŠENJA

##### 4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE: **0,3 MW**

Bilješke:

- pouzdano priključenje mHE na postojeću mrežu

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

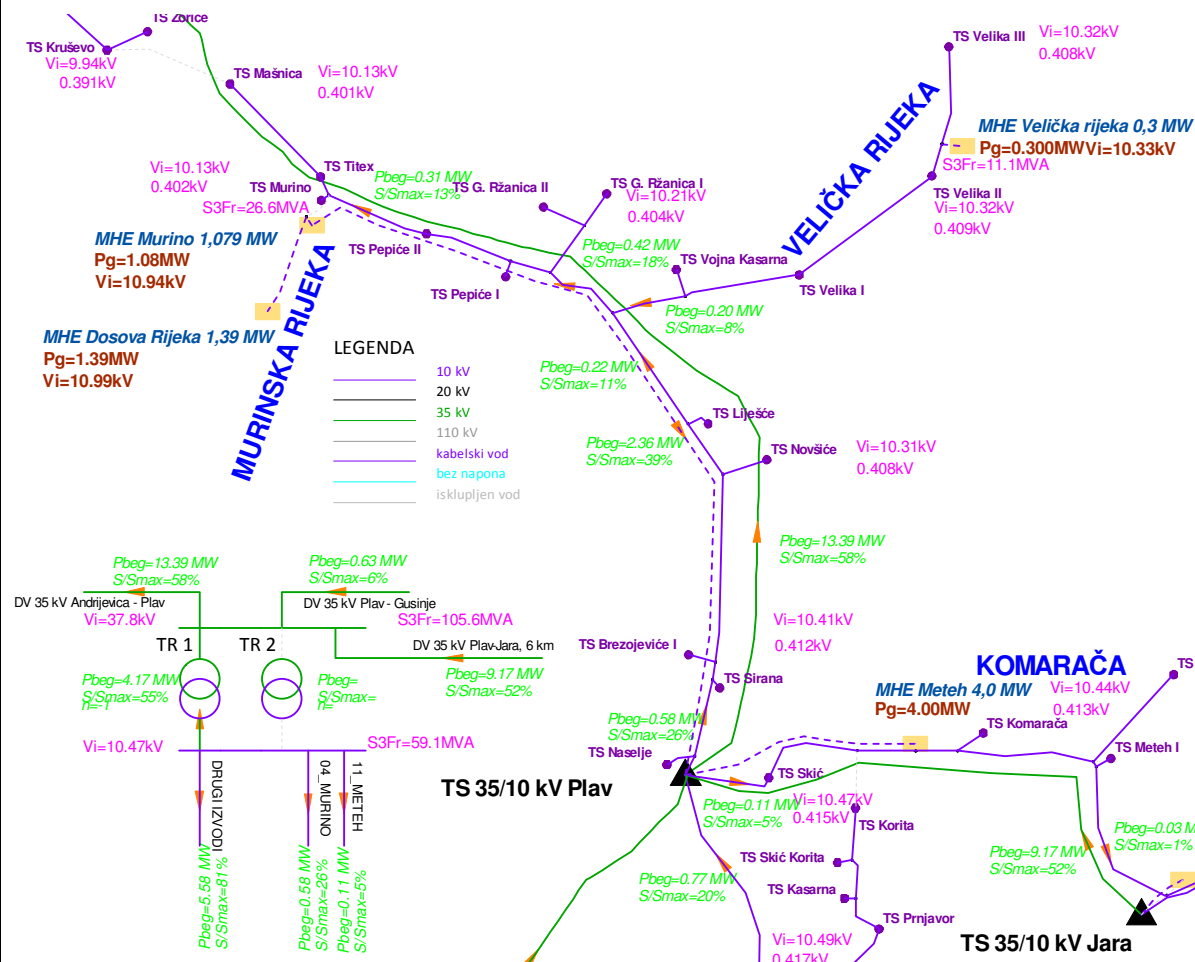
Opterećenje i naponi u mreži: Max gubici: Godišnji gubici:

- unutar gran. krit. (min 0,401 kV, max 0,412 kV)

**1,967 MW**

**5303 MWh**

Rezultati:



Sl. 5.84: Rezultati analize energetske prilike – max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

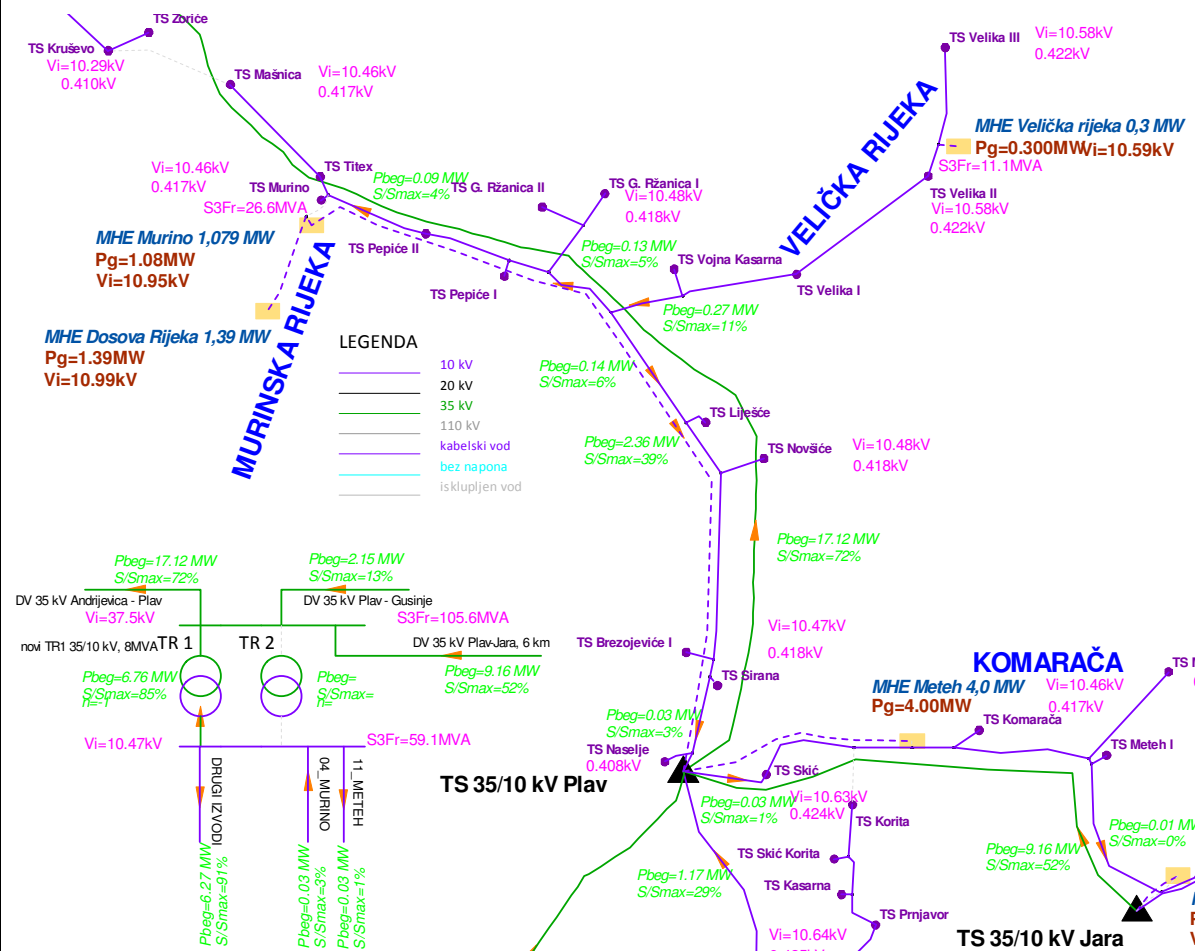
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- malo iznad granica kriterijuma (min 0,408 kV, max 0,422 na području Velike)

**0,433 MW**

Rezultati:



Sl. 5.85: Rezultati analize energetske prilike – min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE**

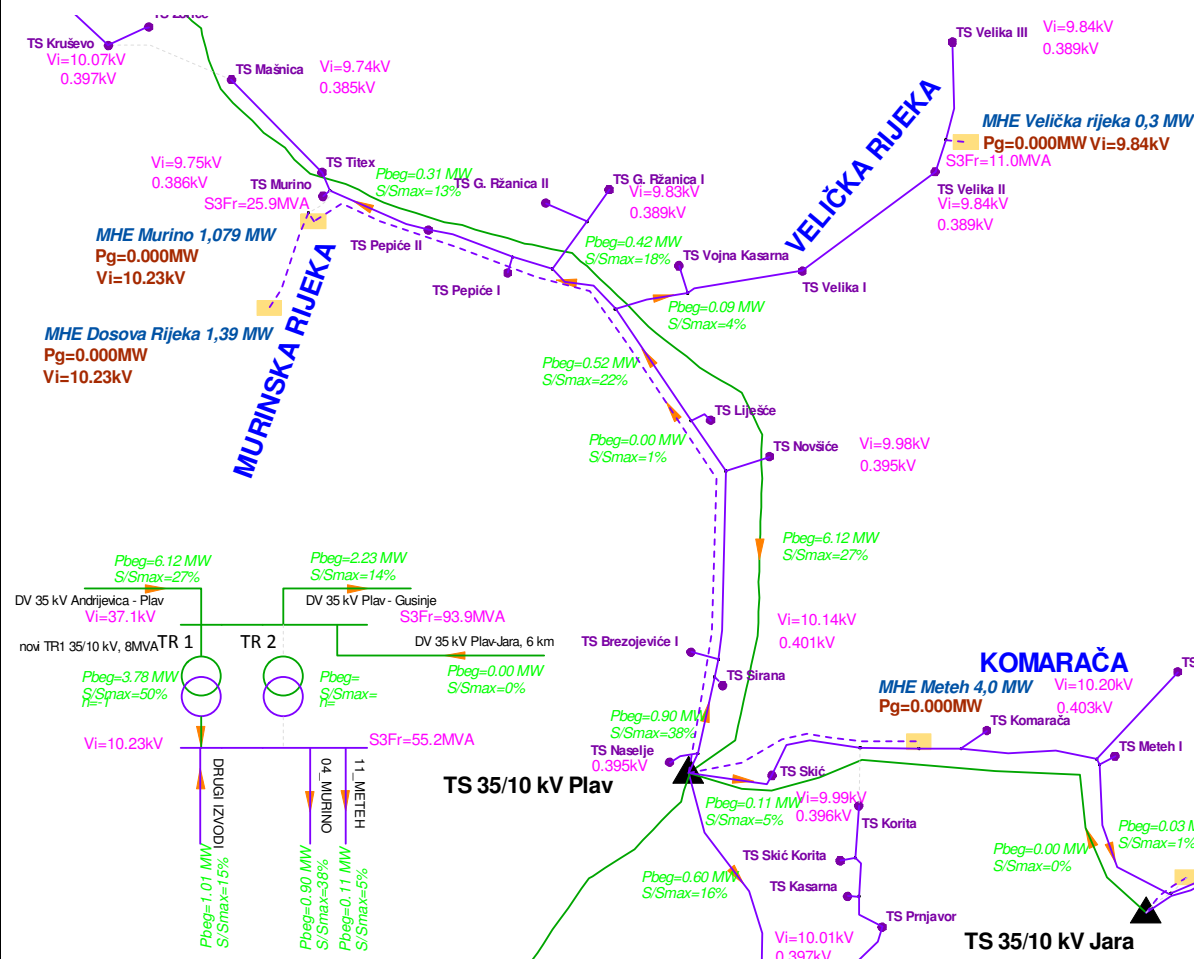
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,385 kV, max 0,401 kV)

**2,028 MW**

Rezultati:



Sl. 5.86: Rezultati analize energetske prilike – max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

**Prednosti rješenja**

- pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom
- optimalna potrošnja proizvedene snage na području

**5. UPOREĐIVANJE REZULTATA**

Stanje	$P_{mHE}$ (MW)	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\square P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\square W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,392	0,404	2,028	-	5442	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,3</b>	0,403	0,427	1,967	<b>-0,061</b>	5303	<b>-139</b>	-

## KOMARAČA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Meteh	4,0	TS Komarača	22,8
Iznos Komarača	<b>4</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Andrijevice	969
<b>Min. model tangirane mreže:</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Andrijevice 110/35/10 kV</li> <li>- TS Plav 35/10 kV</li> <li>- izvod 10 kV: Meteh</li> </ul>	

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{min}$ [MVA]	$S_{max}$ [MVA]	$S_{min}$ [MVA]	$S_{max}$ [MVA]
<b>Meteh</b>	0,22	0,75	0,23	0,80
<b>TS 35/10 kV Plav</b>	<b>1,2</b>	<b>4</b>	<b>1,27</b>	<b>4,24</b>
<b>TS 110/35 kV Andrijevice</b>	<b>3,32</b>	<b>11,1</b>	<b>3,52</b>	<b>11,76</b>

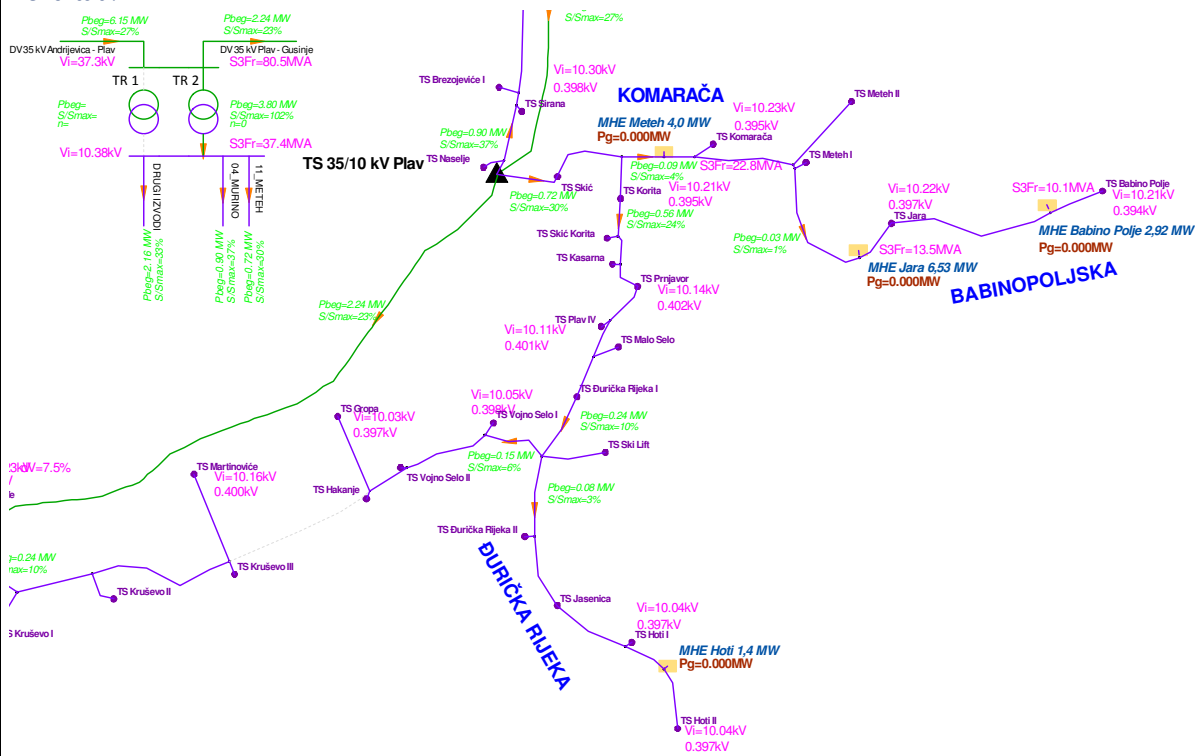
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija DV 35 kV Andrijevice – Plav do 2015. godine
- rekonstrukcija TS Plav 35/10 kV

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritičana stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma (min 0,394 kV, max 0,402 kV)

Rezultati:



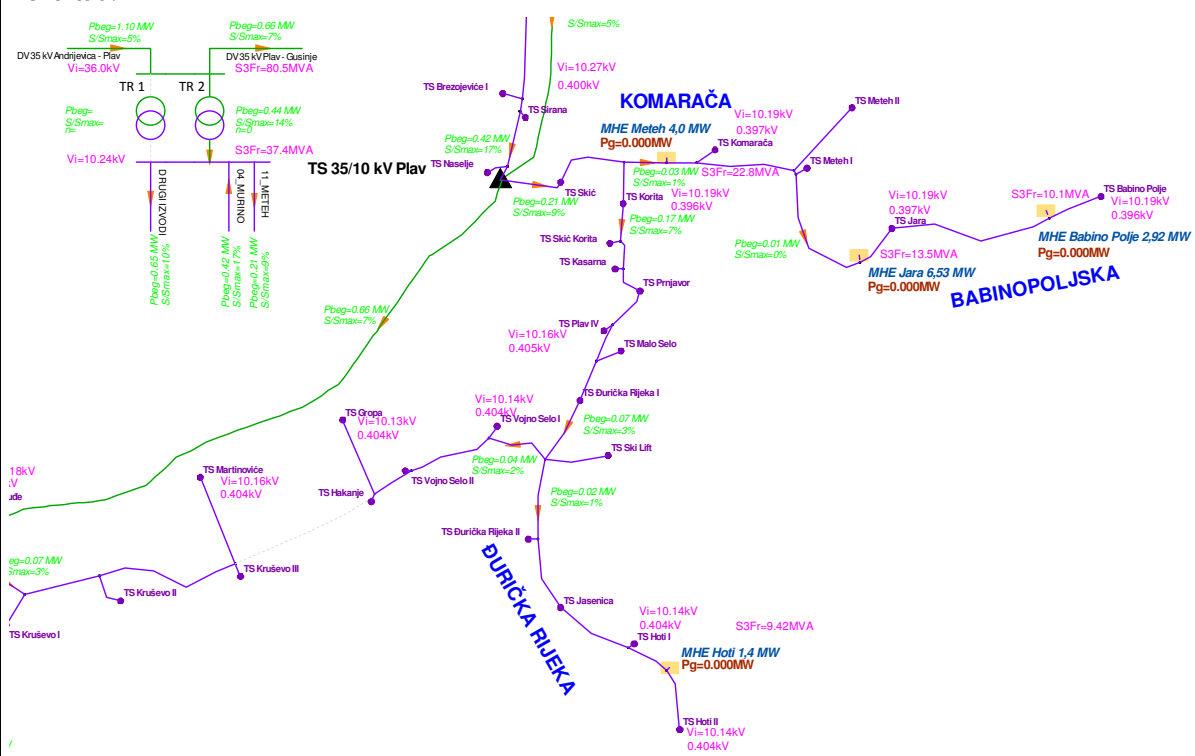
Sl. 5.87: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. na postojećoj mreži

Min potrošnja

- unutar granica kriterijuma

- unutar granica kriterijuma

Rezultati:



Sl. 5.88: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. na postojećoj mreži

Max gubici:	<b>2,028 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>5442 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-----------------

**Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:**

- nema potrebe

**4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA**

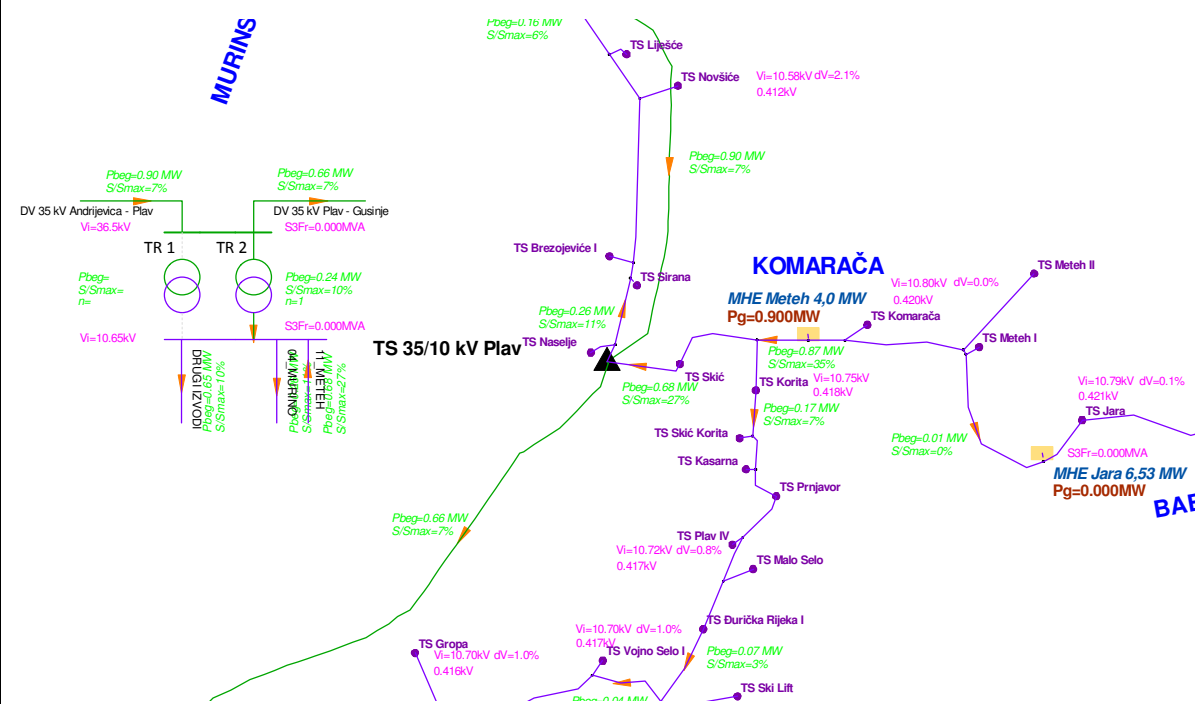
**4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu**

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE:	<b>0,9 MW</b>
---------------------------------------	---------------

**Bilješke:**

- u priključenju s punom snagom naponi u NN mreži kreću se preko kriterijuma 0,420 kV (iznad 0,460 kV)

**Rezultati:**



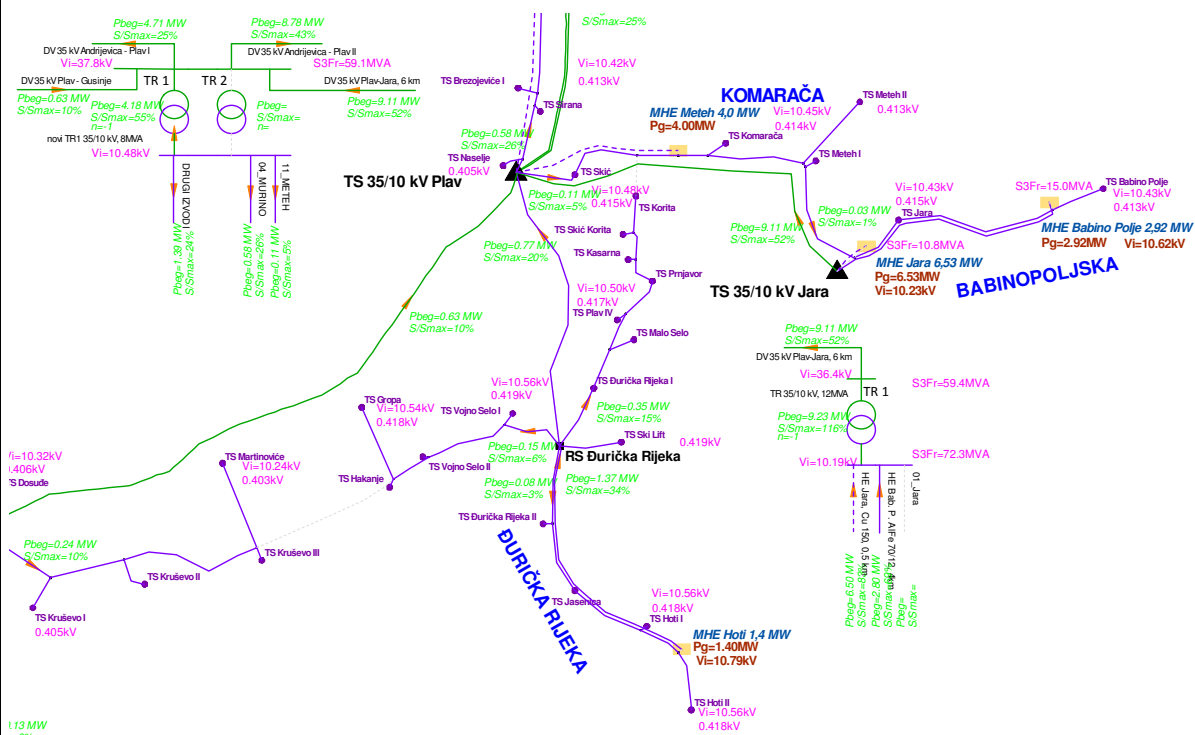
Sl. 5.89: Priključenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

Max gubici:	<b>1,895 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>5085 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-----------------

**4.b Priključenje mHE na mrežu – VARIJANTA A**

<b>Potrebna pojačanja:</b>	Procjena investicije u €	
	<b>Σ120.000</b>	
- priključenje mHE Meteh kroz novi 10 kV izvod direktno u TS 35/10 kV Plav (kabal Al 150 mm <sup>2</sup> , 2,5 km)	120.000	
<b>Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE</b>		
Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (min 0,405 kV ; max 0,419 kV)	<b>1,441 MW</b>	<b>3867 MWh</b>

Rezultati:



Sl. 5.90: Rezultati analize energetske prilike – VARJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011

Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja

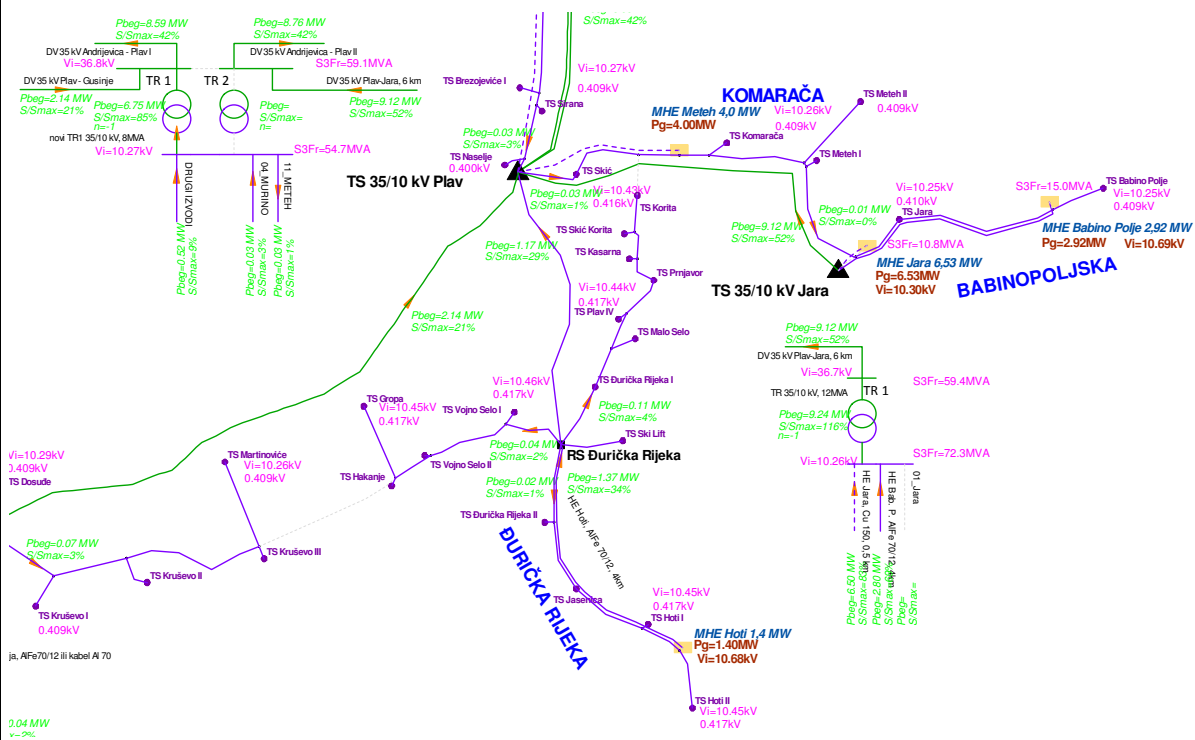
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,409 kV, max 0,417 kV)

**0,476 MW**

Rezultati:



Sl. 5.91: Rezultati analize energetske prilike – VARJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.



**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE**

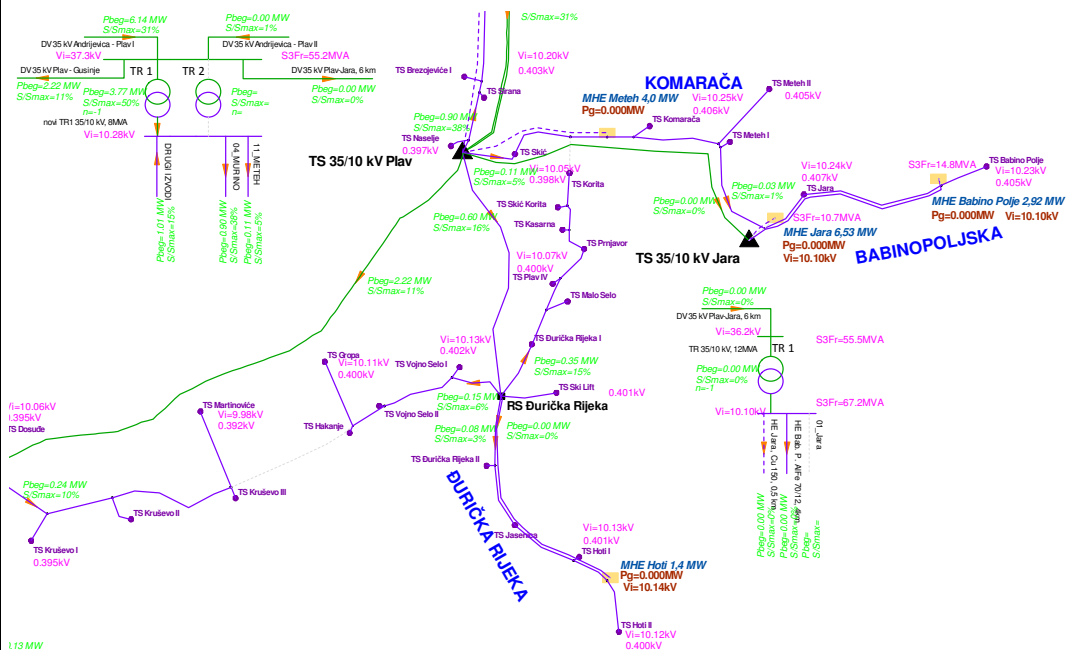
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,398 kV, max 0,407 kV)

**1,621 MW**

Rezultati:



Sl. 5.92: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

**Prednosti rješenja**

- pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom
- optimalna potrošnja proizvedene snage na području

**5. UPOREĐIVANJE REZULTATA**

Stanje	$P_{mHE}$ (MW)	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\square P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\square W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,375	0,407	2,028	-	5442	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,9</b>	0,410	0,421	1,895	<b>-0,133</b>	5085	<b>-357</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>4</b>	0,398	0,419	1,441	<b>-0,587</b>	3867	<b>-1575</b>	<b>120.000</b>

## BABINOPOLJSKA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Jara	6,53	TS Jara	13,5
mHE Babino Polje	2,92	TS Babino Polje	10,1
<b>Iznos Babinopoljska</b>	<b>9,45</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Andrijevice	969
<b>Min. model tangirane mreže:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Andrijevice 110/35/10 kV</li> <li>- TS Plav 35/10 kV</li> <li>- izvod 10 kV: Meteh</li> </ul>		

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
<b>Meteh</b>	0,22	0,75	0,23	0,80
<b>TS 35/10 kV Plav</b>	<b>1,2</b>	<b>4</b>	<b>1,27</b>	<b>4,24</b>
<b>TS 110/35 kV Andrijevice</b>	<b>3,32</b>	<b>11,1</b>	<b>3,52</b>	<b>11,76</b>

#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija DV 35 kV Andrijevice – Plav do 2015. godine
- rekonstrukcija TS Plav 35/10 kV

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma (min 0,394 kV, max 0,402 kV)

Rezultati:



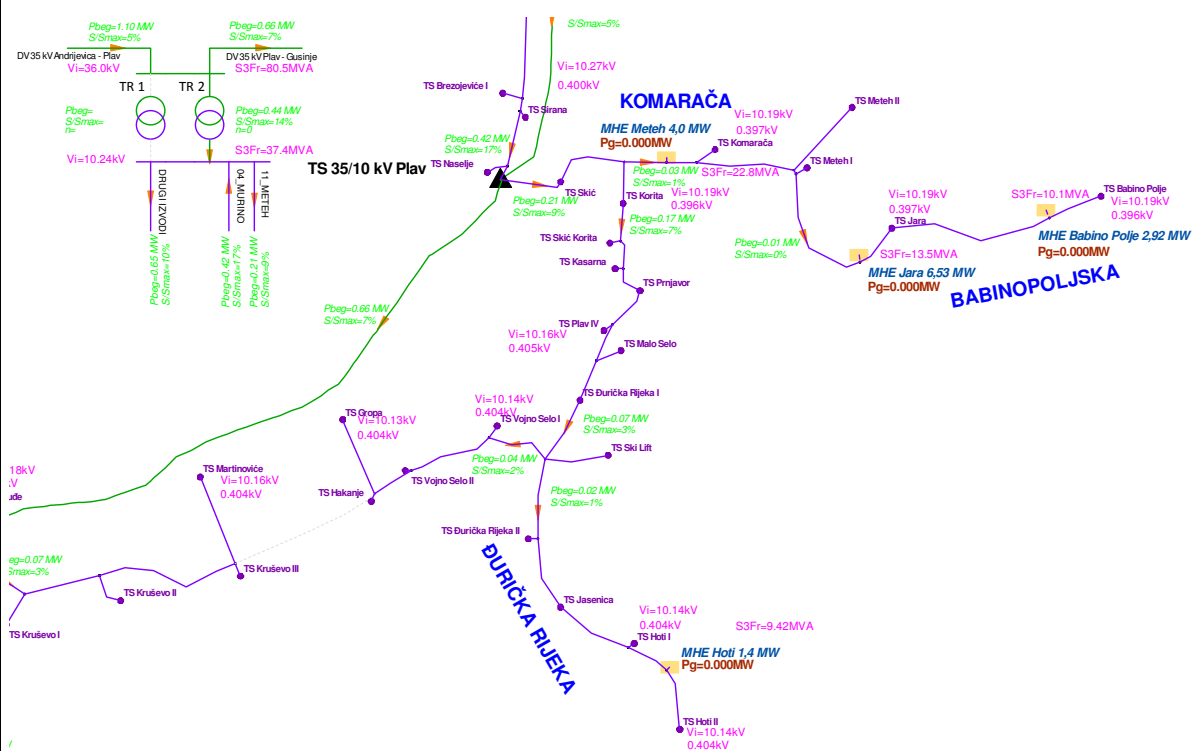
Sl. 5.93: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. na postojećoj mreži

Min potrošnja

- unutar granica kriterijuma

- unutar granica kriterijuma

Rezultati:



Sl. 5.94: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. na postojećoj mreži

Max gubici:	<b>2,028 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>5442 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-----------------

**Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:**

- nema potreba

#### 4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA

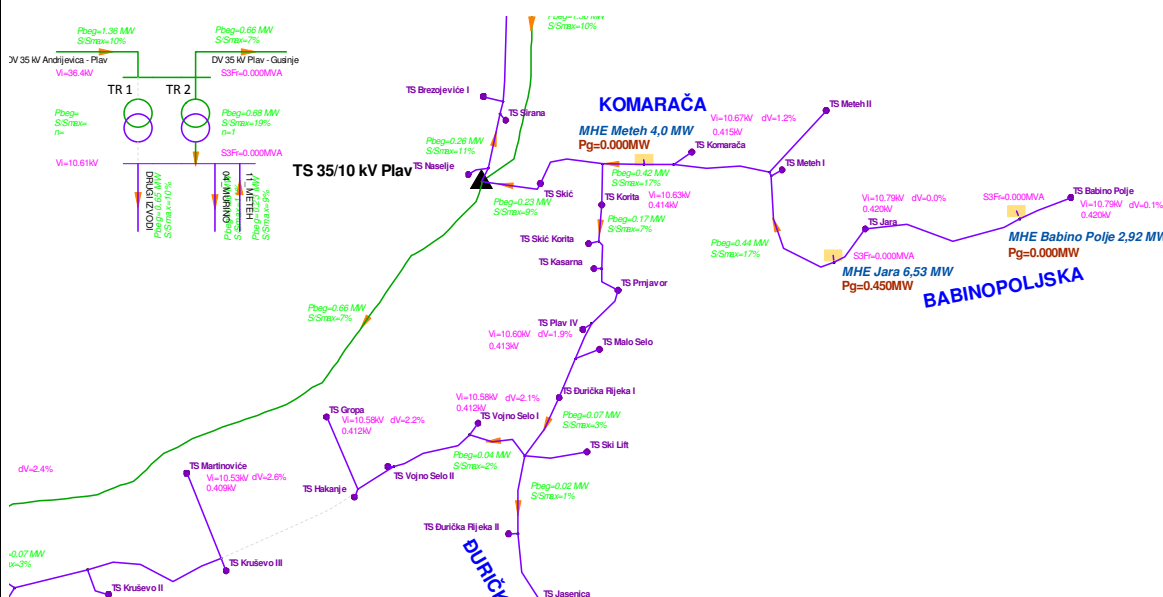
##### 4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE:	<b>0,45 MW</b>
---------------------------------------	----------------

**Bilješke:**

- u priključenju s punom snagom naponi u NN mreži dižu se preko kriterijuma 0,420 kV (iznad 0,5 kV), značajna preopterećenja 10 kV vodova

**Rezultati:**



Sl. 5.95: Priključenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

Max gubici:	<b>1,959 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>5257 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-----------------

##### 4.b Priključenje mHE na mrežu – VARIJANTA A

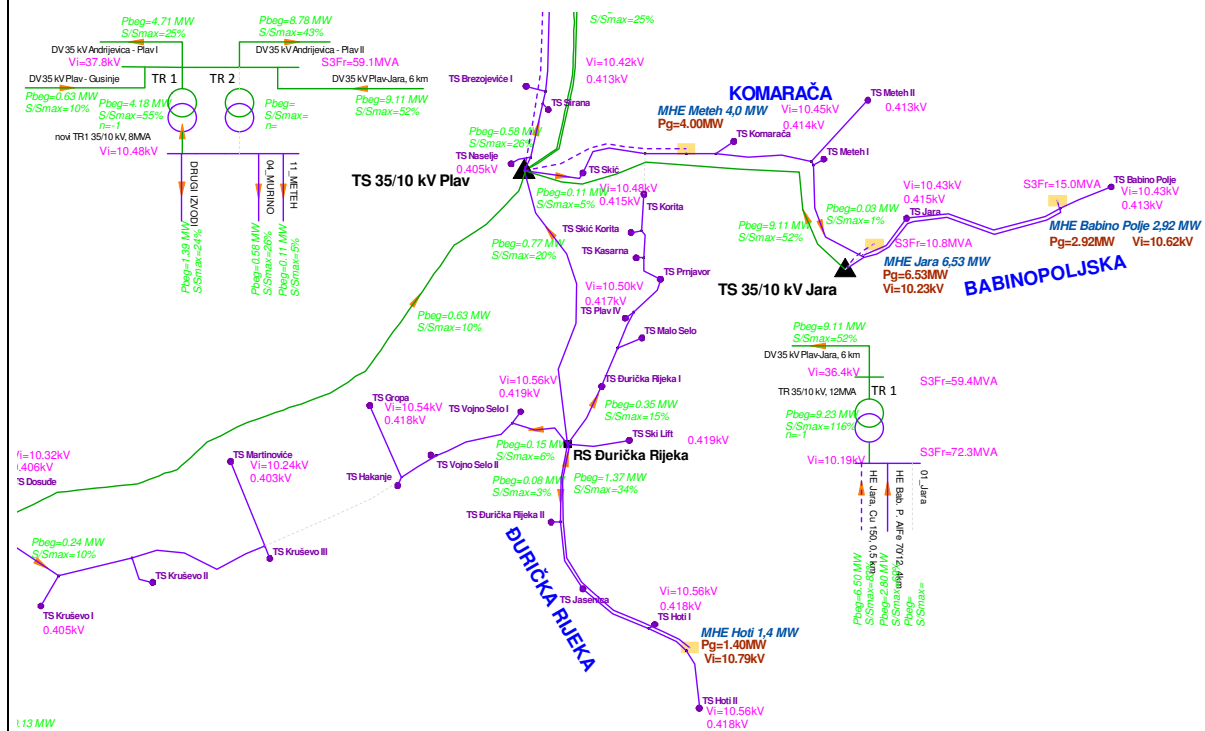
Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €
	<b>Σ1.080.000</b>
- uslov za priključenje rekonstruiran je DV 35 kV Andrijevića – Plav u dvosistemski vod s vodičima AlFe120/20 mm <sup>2</sup> i novi sektor sabirница 35 kV u TS Plav	
- nova TS 35/10 kV Jara, 1x8 MVA, tri izvodna 10 kV ćelija, jedna izvodna ćelija 35 kV, jedna transformatorska ćelija (35 kV i 10 kV)	450.000
- napojni vod 35 kV od TS Plav (vodič AlFe95/15 mm <sup>2</sup> , dužine 6 km), vod se prespaja na drugi sistem DV 35 kV Andrijevića – Plav II direktno na 35 kV sabirnice u TS Andrijevića (višak snage evakuira se zajedno s proizvodnjom na Trepачki i Šekularski kroz transformaciju 110/35 kV, 20 MVA u 110 kV mrežu)	350.000

<ul style="list-style-type: none"> <li>- izvodi 10 kV od TS Jara: izvod prema mHE Jara, izvod prema mHE Babino Polje, izvod prema Metehu (u prsten vezi s izvodom Meteh od TS Plav)</li> <li>- priključenje mHE Babino Polje na rekonstuisani postojeći vod 2x10 kV, 4 km (vodiči 1xAlFe 70/12 mm<sup>2</sup> (mHE) i 1xAlFe 35/6 mm<sup>2</sup> za potrošnju)</li> <li>- priključenje mHE Jara s kablom Cu 150 mm<sup>2</sup> u TS Jara, dužina 0,5 km</li> </ul>	280.000
--	---------

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (min 0,405 kV ; max 0,419 kV)	<b>1,568 MW</b>	<b>4208 MWh</b>

**Rezultati:**

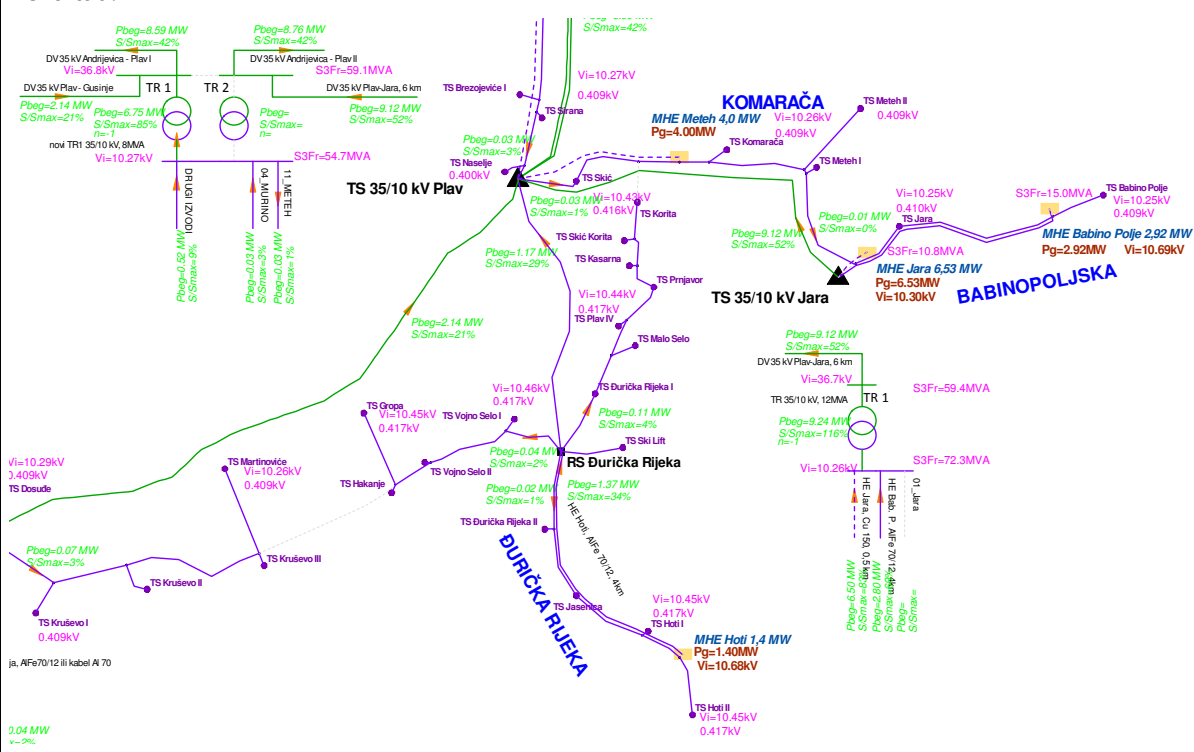


Sl. 5.96: Rezultati analize energetskih prilika – VARIJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

Opterećenje i naponi u mreži:	Gubici:
- unutar granica kriterijuma (min 0,409 kV, max 0,417 kV)	<b>0,806 MW</b>

Rezultati:

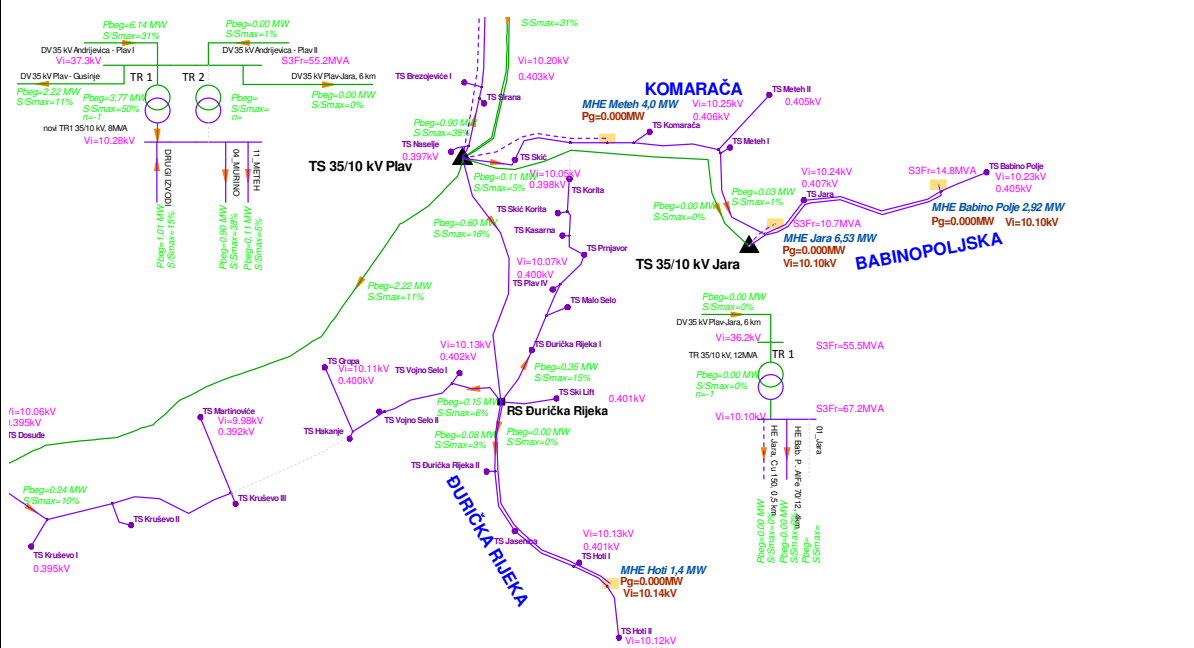


Sl. 5.97: Rezultati analize energetskih prilika – VARIJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE

Opterećenje i naponi u mreži:	Gubici:
- unutar granica kriterijuma (min 0,398 kV, max 0,407 kV)	<b>1,621 MW</b>

Rezultati:



Sl. 5.98: Rezultati analize energetskih prilika – VARIJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

### Prednosti rješenja

- pošto je potrošnja na području Plava manja (4 MVA), proizvedena snaga (ukupno 14,5 MW) treba da se evakuše u 35 kV i 110 kV mrežu
- pogon mHE poboljša naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom
- ovo rješenje je uslovano s aktivnim regulisanjem napona na sabirnicama 35 kV u TS Andrijevice 110/35 kV:
  - stanja s visokom potrošnjom bez pogona mHE: željeni napon na 35 kV sabirnicah: (37,4 – 37,7) kV
  - stanja sniskom potrošnjom s pogonom mHE: željeni napon na 35 kV sabirnicah: (35,7 - 36,0) kV

### 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}$ [MW]	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\Delta P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\Delta W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,375	0,407	2,028	-	5442	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,45</b>	0,410	0,420	1,959	<b>-0,069</b>	5257	<b>-185</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>13,334</b>	0,398	0,419	1,568	<b>-0,460</b>	4208	<b>-1234</b>	<b>1.080.000</b>

## ĐURIČKA RIJEKA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Hoti	1,4	TS Hoti I	9,42
<b>Iznos Đurička rijeka</b>	<b>1,4</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Andrijevisa	969
<b>Min. model tangirane mreže:</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Andrijevisa 110/35/10 kV</li> <li>- TS Plav 35/10 kV</li> <li>- izvod 10 kV: Meteh</li> </ul>	

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
<b>Meteh</b>	0,22	0,75	0,23	0,80
<b>TS 35/10 kV Plav</b>	<b>1,2</b>	<b>4</b>	<b>1,27</b>	<b>4,24</b>
<b>TS 110/35 kV Andrijevisa</b>	<b>3,32</b>	<b>11,1</b>	<b>3,52</b>	<b>11,76</b>

#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija DV 35 kV Andrijevisa – Plav do 2015. godine
- rekonstrukcija TS Plav 35/10 kV

### 3. Pogonske prilike prije prikljuenja mHE na mrežu

Kritičana stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kiterijuma (min 0,394 kV, max 0,402 kV)



Rezultati:



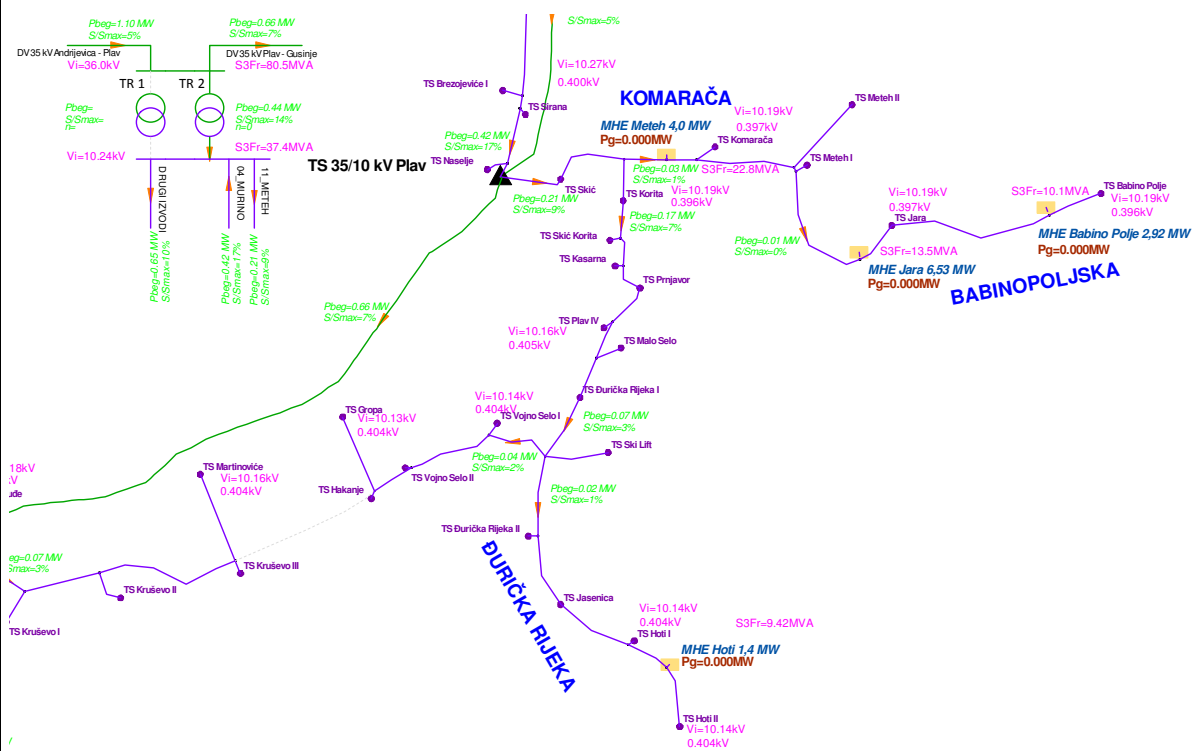
Sl. 5.99: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. na postojećoj mreži

Min potrošnja

- unutar granica kriterijuma

- unutar granica kriterijuma

Rezultati:



Sl. 5.100: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. na postojećoj mreži

Max gubici:	<b>2,028 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>5442 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-----------------

**Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:**

- nema potreba

**4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA**

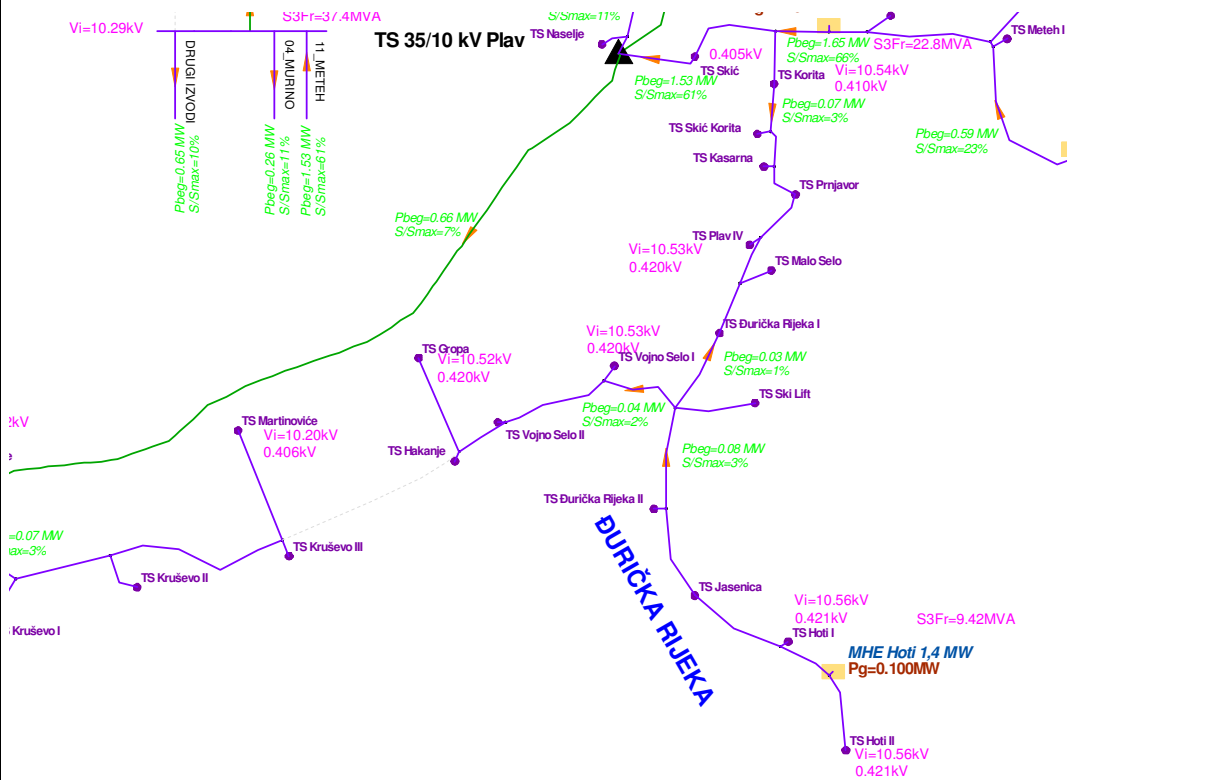
**4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu**

Max pouzdana evakuacija snaga iz mHE:	<b>0,1 MW</b>
---------------------------------------	---------------

**Bilješke:**

- u priključenju s punom snagom naponi u NN mreži krećuse preko kriterijuma 0,420 kV (iznad 0,470 kV)

**Rezultati:**



Sl. 5.101: Priključenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

Max gubici:	<b>2,006 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>5383 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-----------------

**4.b Priključenje mHE na mrežu – VARIJANTA A**

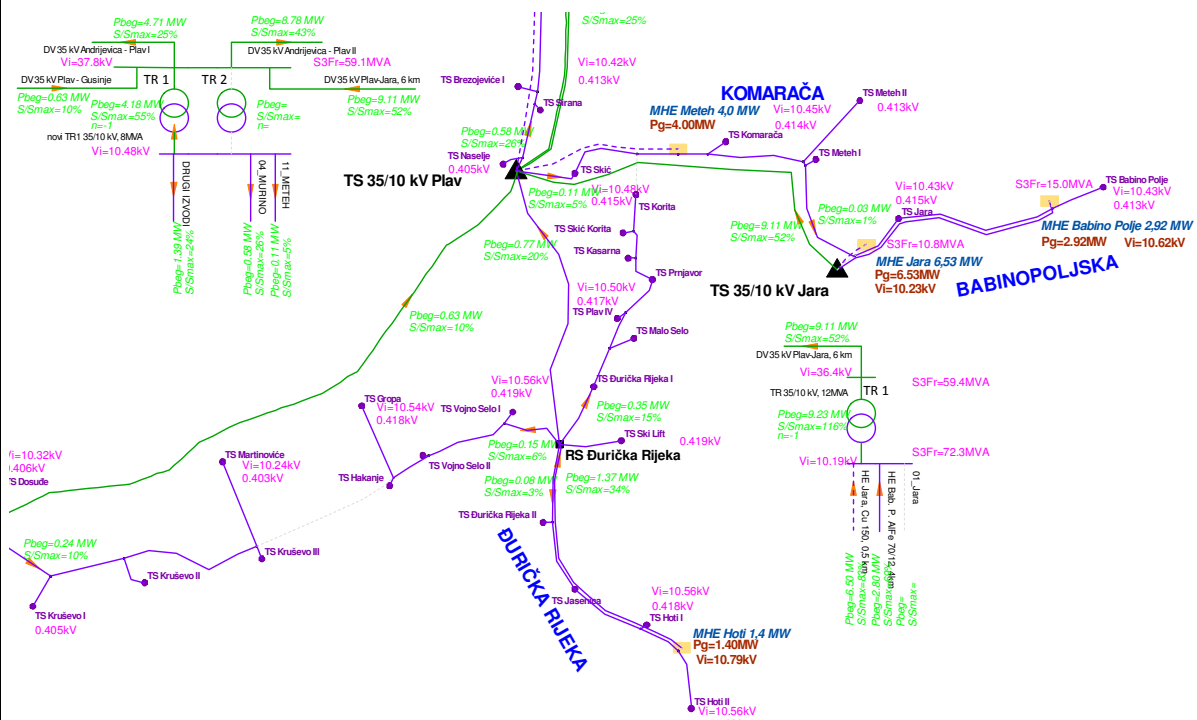
<b>Potrebna pojačanja:</b>	Procjena investicije u €
	<b>Σ580.000</b>
Priključenje mHE na Đuričku rijeku:	
- nova rasklopna stanica RS Đurička rijeka (šest izvodnih ćelija)	260.000
- napajanje RS s novim izvodom Đurička rijeka 10 kV od TS Plav (vazdušni vod AIFe 70/12 mm <sup>2</sup> dužine cca. 4,5 km)	200.000
- priključenje mHE Hoti kroz novi izvod od RS Đurička rijeka -	

rekonstrukcija postojećega dalekovoda u DV 2x10 kV, vodiči 1 x AFe 70/12 mm <sup>2</sup> (mHE) i 1 x AFe 35/6 mm <sup>2</sup> (potrošnja), 4 km	120.000
---	---------

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (min 0,405 kV ; max 0,419 kV)	<b>1,525 MW</b>	<b>4165 MWh</b>

Rezultati:

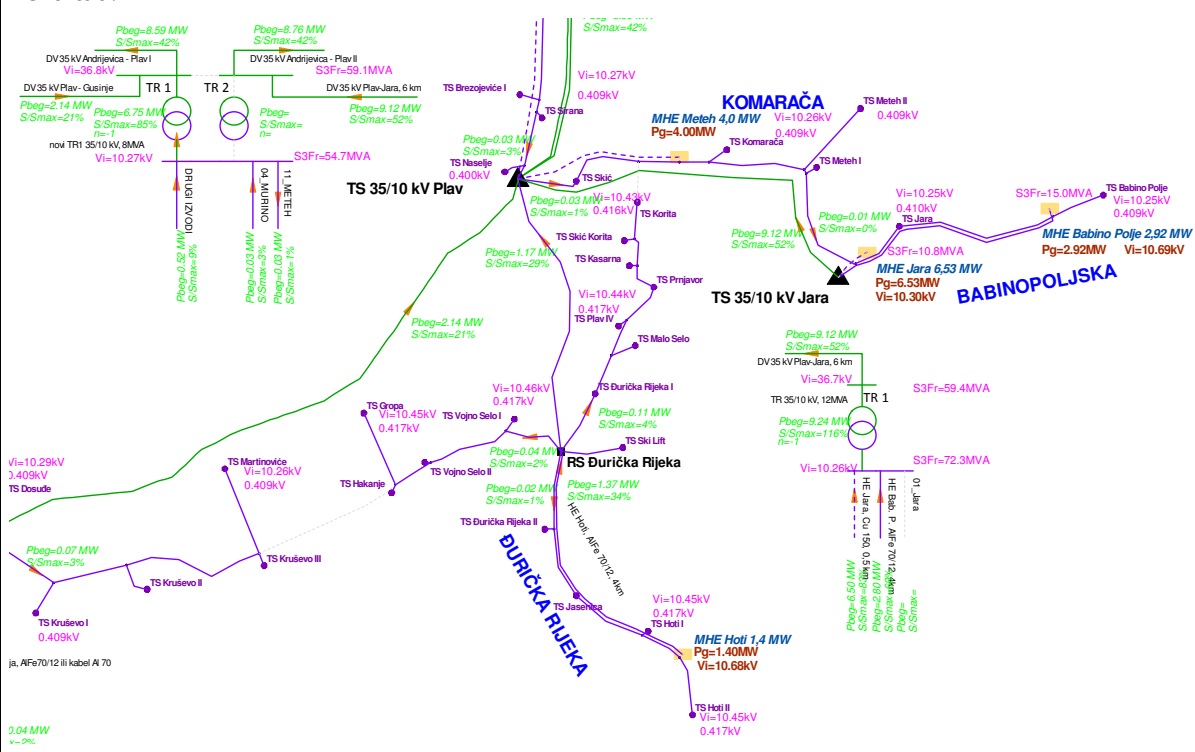


Sl. 5.102: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

Opterećenje i naponi u mreži:	Gubici:
- unutar granica kriterijuma (min 0,409 kV, max 0,417 kV)	<b>0,438 MW</b>

Rezultati:



Sl. 5.103: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE

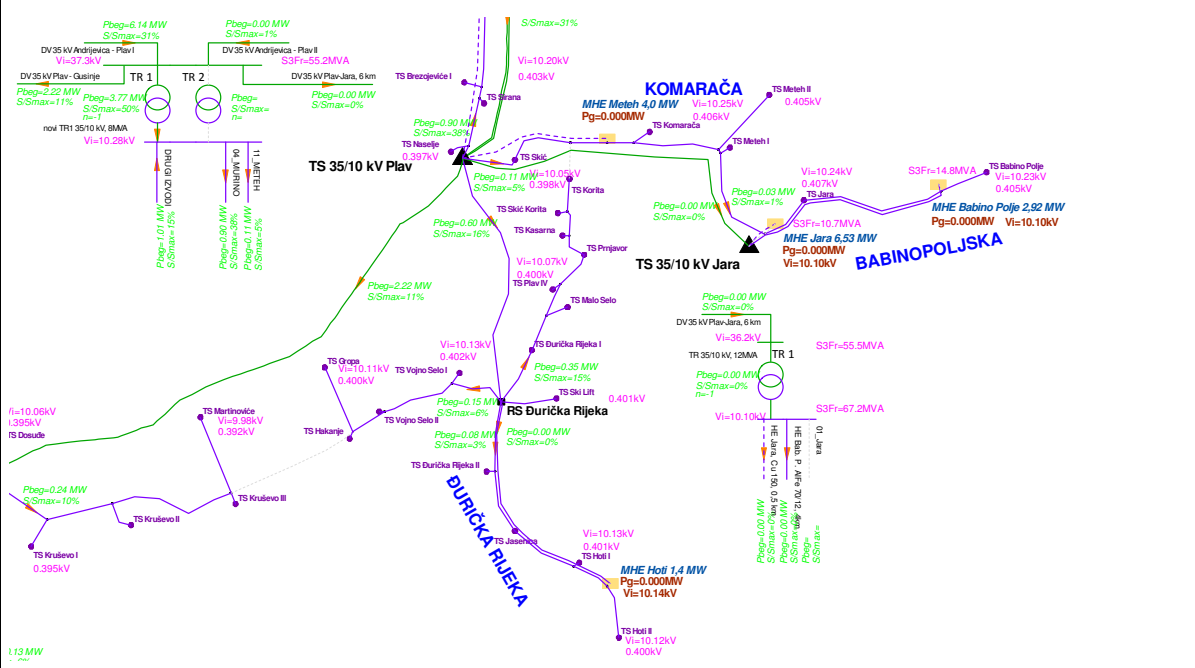
Opterećenje i naponi u mreži:

- unutar granica kriterijuma (min 0,398 kV, max 0,407 kV)

Gubici:

**1,621 MW**

Rezultati:



Sl. 5.104: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

### Prednosti rješenja

- **dobra pouzdanost rada 10 kV mreže (dobre naponske prilike, vodovi nijesu preopterećeni, mogućnost prenapajanja između dva izvoda)**
- **pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom**
- **optimalna potrošnja proizvedene snage na području**

### 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}$ [MW]	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\Delta P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\Delta W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,375	0,407	2,028	-	5442	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,1</b>	0,410	0,420	2,006	<b>-0,022</b>	5383	<b>-59</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>1,4</b>	0,398	0,419	1,525	<b>+0,503</b>	4165	<b>-1286</b>	<b>580.000</b>

## RIJEKA GRlja

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Grlja	3	TS Vusanje I	13,7
Iznos Grlja	<b>3</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Andrijevića	969
<b>Min. model tangirane mreže:</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Andrijevića 110/35/10 kV</li> <li>- TS Gusinje 35/10 kV</li> <li>- izvod 10 kV: Plav</li> </ul>	

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
<b>Plav</b>	0,17	0,57	0,18	0,60
<b>TS 35/10 kV Gusinje</b>	<b>0,69</b>	<b>2,34</b>	<b>0,73</b>	<b>2,48</b>
<b>TS 110/35 kV Andrijevića</b>	<b>3,32</b>	<b>11,1</b>	<b>3,52</b>	<b>11,76</b>

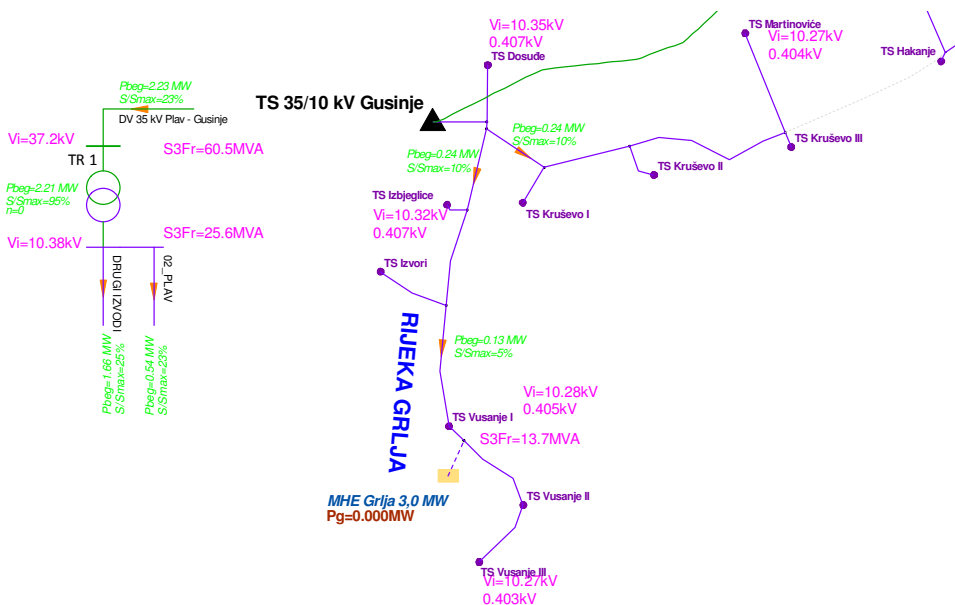
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija DV 35 kV Plav – Gusinje do 2015. godine
- rekonstrukcija TS Gusinje 35/10 kV

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kiterijuma (min 0,399 kV, max 0,403 kV)

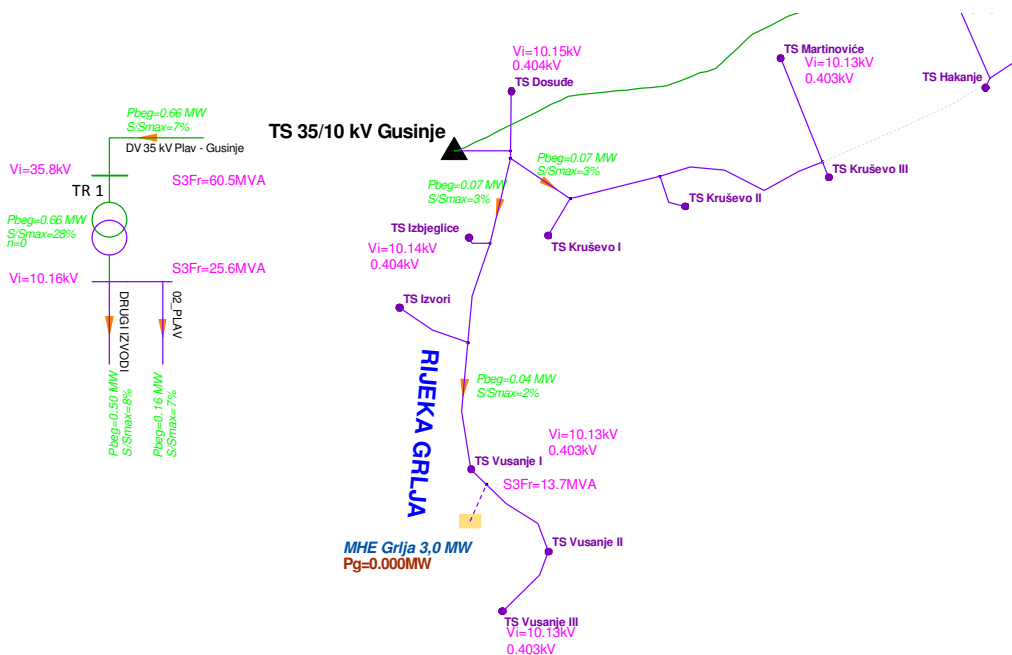
Rezultati:



Sl. 5.105: Opterećenja na 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011.na postojećoj mreži

<b>Min potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma (min 0,403 kV, max 0,404 kV)
----------------------	------------------------------	--

Rezultati:



Sl. 5.106: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011.na postojećoj mreži

Max gubici:	<b>1,767 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>4742,0 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-------------------

**Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:**

- nema potrebe

#### 4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA

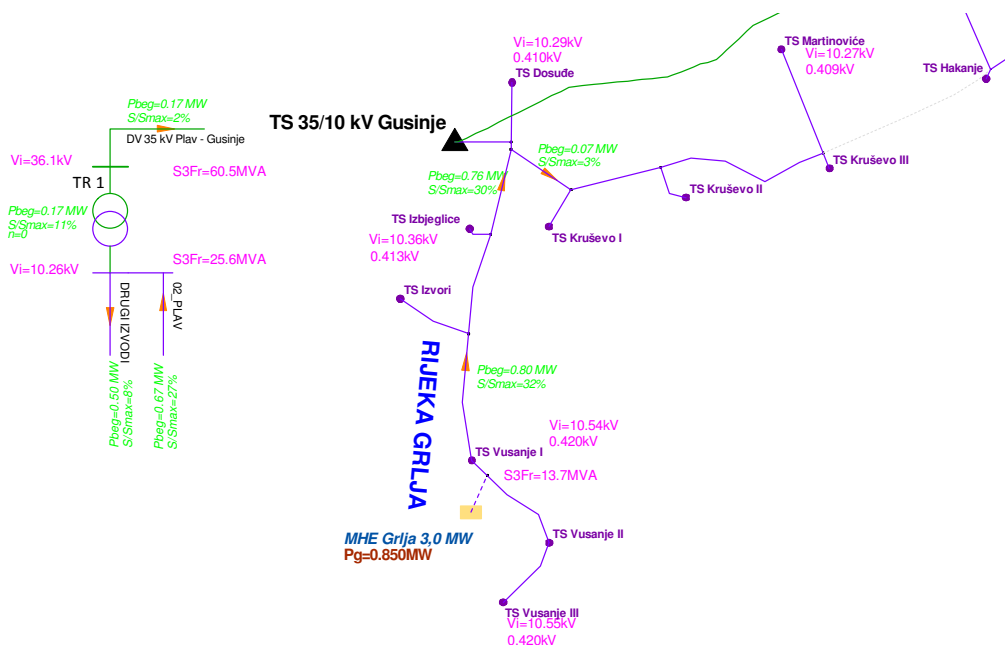
##### 4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu

Max pouzdana evakuacija snage i zmHE:	<b>0,85 MW</b>
---------------------------------------	----------------

**Bilješke:**

- u priključenja s punom snagom naponi u NN mreži kreću se preko kriterijuma 0,420 kV (iznad 0,470 kV)

**Rezultati:**



Sl. 5.107: Priključenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

Max gubici:	<b>1,692 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>4540,8 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-------------------

##### 4.b VARIJANTA A: priključenje mHE Grlja na novi izvod od TS GUSINJE

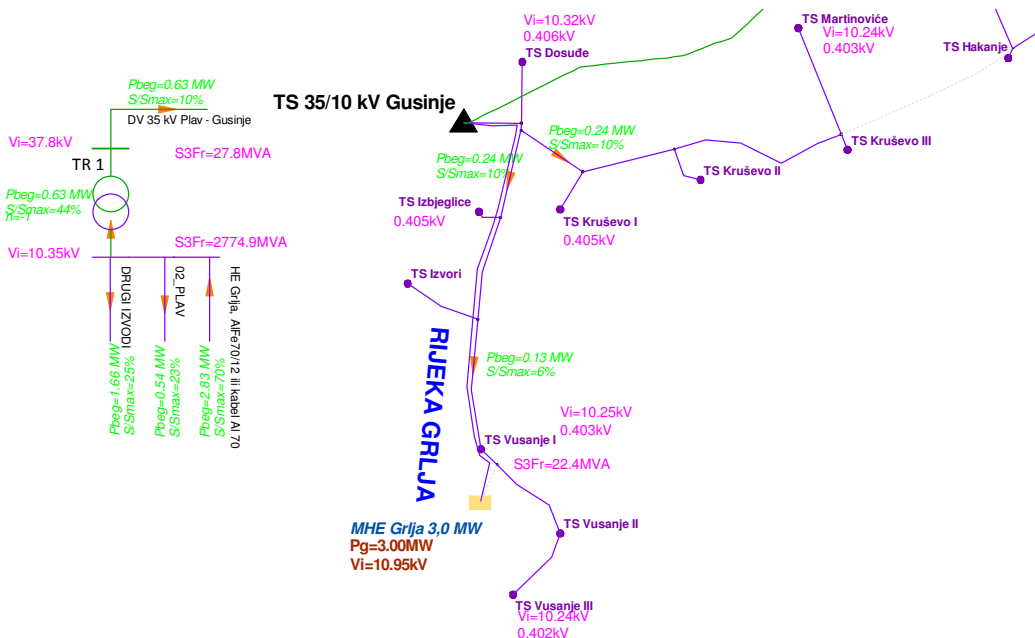
<b>Potrebna pojačanja:</b>	Procjena investicije u €
- Priključenje mHE Grlja kroz novi 10 kV izvod direktno u TS 35/10 kV Gusinje, rekonstrukcija postojećega dalekovoda u DV 2x10 kV, vodiči 1xAIFe 70/12 mm <sup>2</sup> (mHE) i 1xAIFe 35/6 mm <sup>2</sup> (potrošnja), dužina cca 5 km.	<b>Σ200.000</b>
- Alternativa: ukjučenje s kablovskim izvodom (kabal Al 150 mm <sup>2</sup> , 5 km).	200.000



**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi namreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (min 0,402 kV, max 0,406 kV)	<b>1,610 MW</b>	<b>4320,7 MWh</b>

Rezultati:

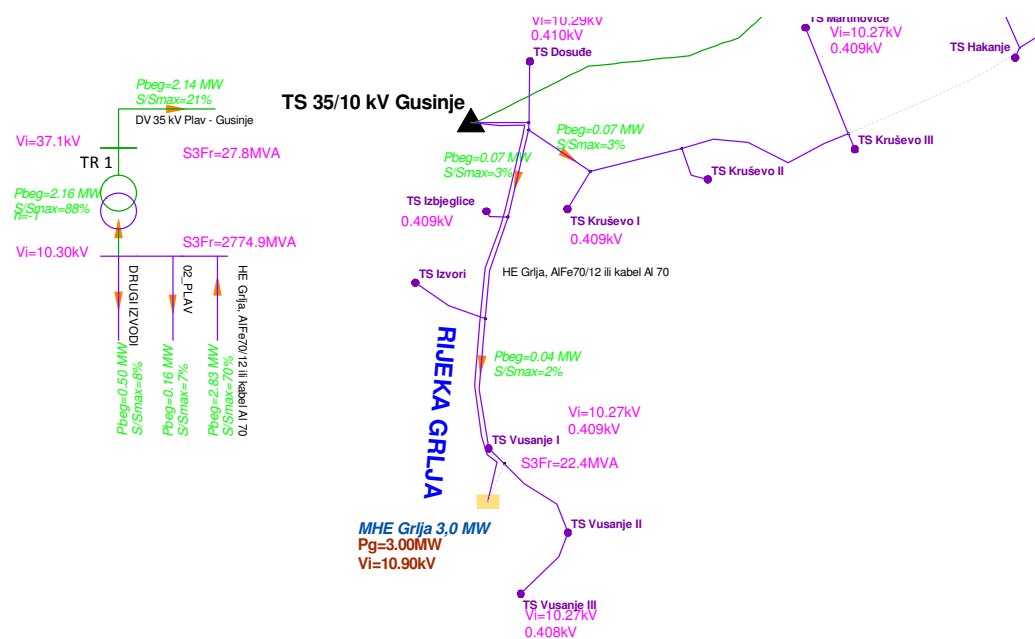


Sl. 5.108: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

Opterećenje i naponi namreži:	Gubici:
- unutar granica kriterijuma (min 0,408 kV, max 0,410)	<b>0,645 MW</b>

Rezultati:



Sl. 5.109: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE**

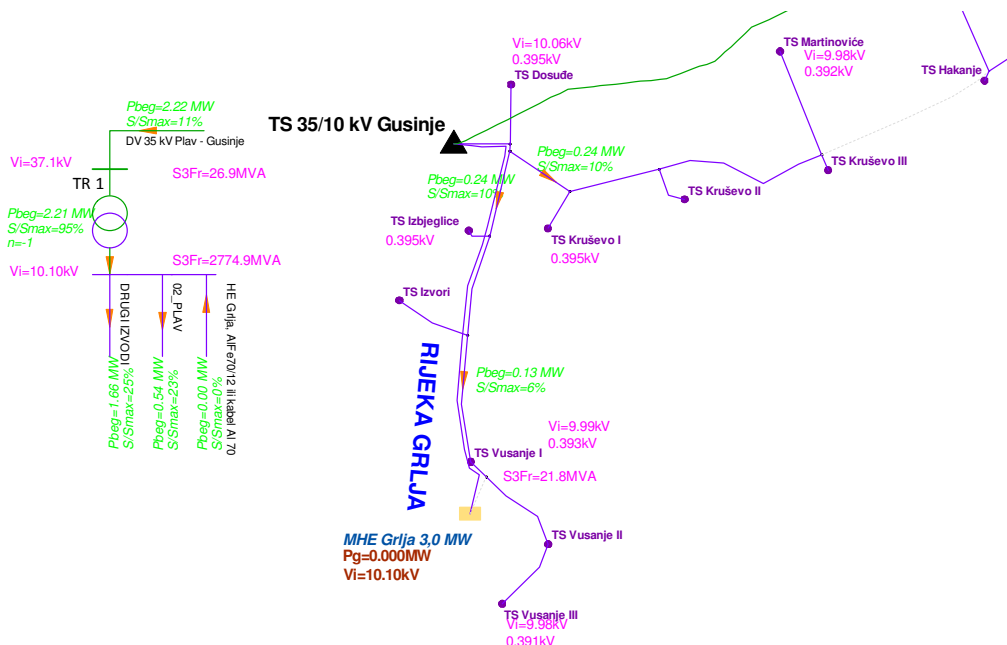
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,391 kV, max 0,395 kV)

**1,661 MW**

Rezultati:



Sl. 5.110: Rezultati analize energetske prilike –VARIJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

**Prednosti rješenja**

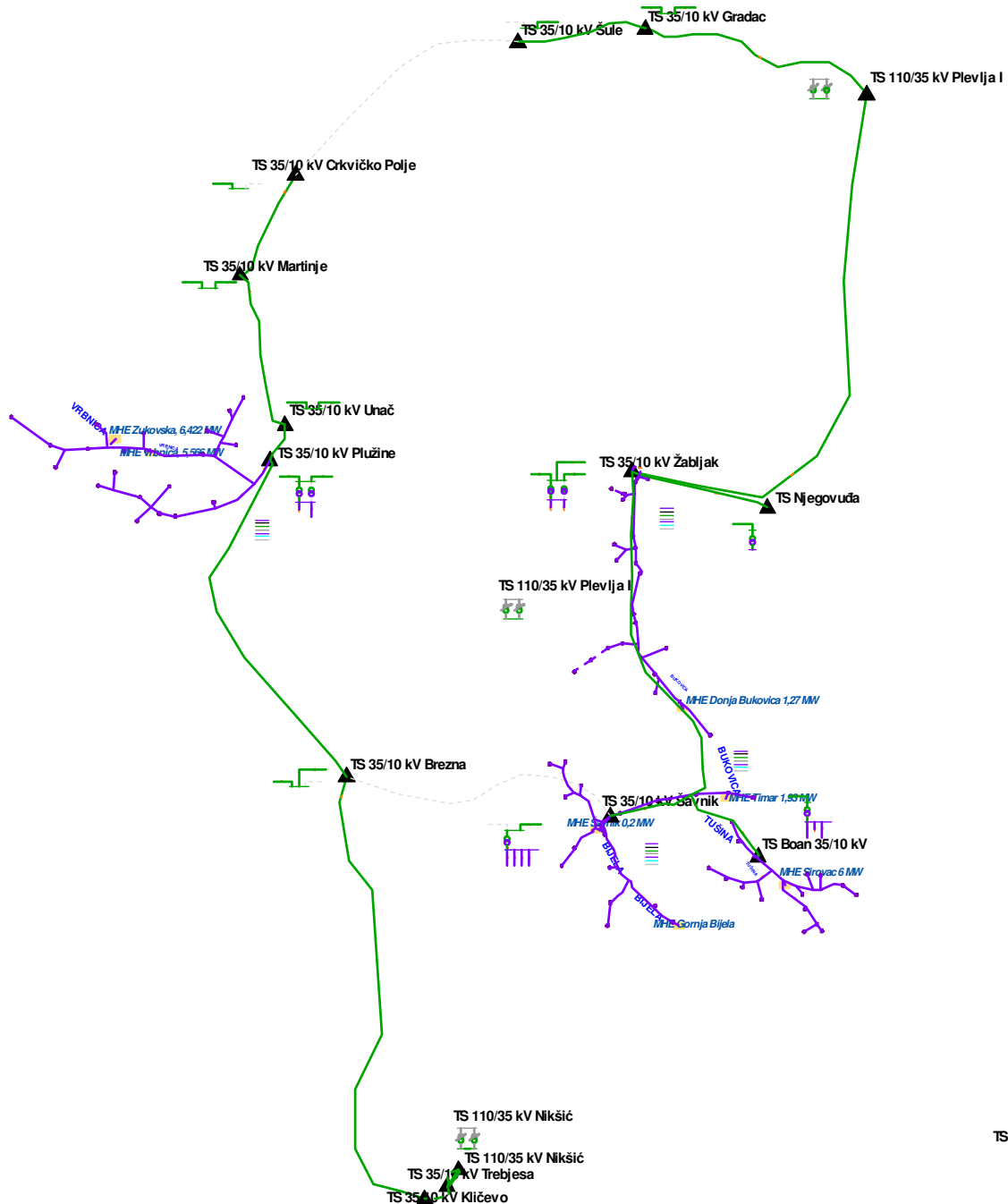
- pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom
- optimalna potrošnja proizvedene snage na području

**5. UPOREĐIVANJE REZULTATA**

Stanje	$P_{mHE}$ (MW)	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\Delta P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\Delta W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,392	0,404	1,767	-	4742,0	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,7</b>	0,407	0,420	1,692	<b>-0,075</b>	4540,8	<b>-201,2</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>1,6</b>	0,391	0,410	1,610	<b>-0,157</b>	4320,7	<b>-412,3</b>	<b>200.000</b>

## 5.5. Priključivanja mHE na distributivnu mrežu – analize za porječje Komarnice i Pive

### 5.5.1. Područje s distributivnom mrežom na koju se priključuju mHE



Sl. 5.111: Model postojeće distributivne 35 kV i 10 kV mreže za analize priključenja mHE vodotocima u porječju Komarnice i Pivskog jezera.

U porječju Komarnice i Pive planira se izgraditi mHE na ovim vodotocima: Bukovica, Bijela, Tušina i Vrbanica. Ukupan predviđeni iznos svih planiranih mHE na ovom području je 22,6 MW.

Na ovom području planira se i izgradnja vjetrorenih elektrana koje se, predviđeno je, priključuju na mrežu sa 110 kV dalekovodom kroz novu transformaciju 400/110 kV u Brezni. Pošto se ove elektrane priključuju direktno na prenosnu 110 kV mrežu ne utiču na pogonske prilike u analiziranoj distributivnoj mreži i nijesu uključene u modele za analize.

Glavna čvorišta napajanja za ovo područje su TS 110/35 kV Pljevlja 1, 20+40 MVA i TS 110/35 kV Nikšić, 2x63 MVA. Od Pljevljase napajaju TS Žabljak 35/10 kV, 2x4 MVA, TS Boan 35/10 kV, 1 MVA i TS Šavnik 35/10 kV, 1 MVA. Između Pljevalja i Žabljaka sagrađen je novi 110 kV dalekovod s vodičima AlFe 150/25 mm<sup>2</sup> koji je u pogonu na 35 kV. 35 kV dalekovod između Žabljaka i Šavnika opremljen je vodičima AlFe 50/8 mm<sup>2</sup>. S ovog dalekovoda se u T spoju napaja TS Boan. Šavnik ima osiguranu rezervnu napajanje po 35 kV od Brezne. Područje Pivskoga jezera napaja se od Nikšića. Između Nikšića i Brezne sagrađen je novi 110 kV dalekovod s vodičima AlFe 240/40 mm<sup>2</sup> koji je u pogonu na 35 kV. Od Brezne prema TS Plužine 35/10 kV, 4+2,5 MVA, 35 kV dalekovod opremljen je svodičima AlFe 70/12 mm<sup>2</sup>. Plužine se mogu napajati s druge strane dalekovodom od Pljevalja.

Geografski prikaz distributivne mreže koju tangiraju analizirane mHE dat je na slici Sl. 5.111.

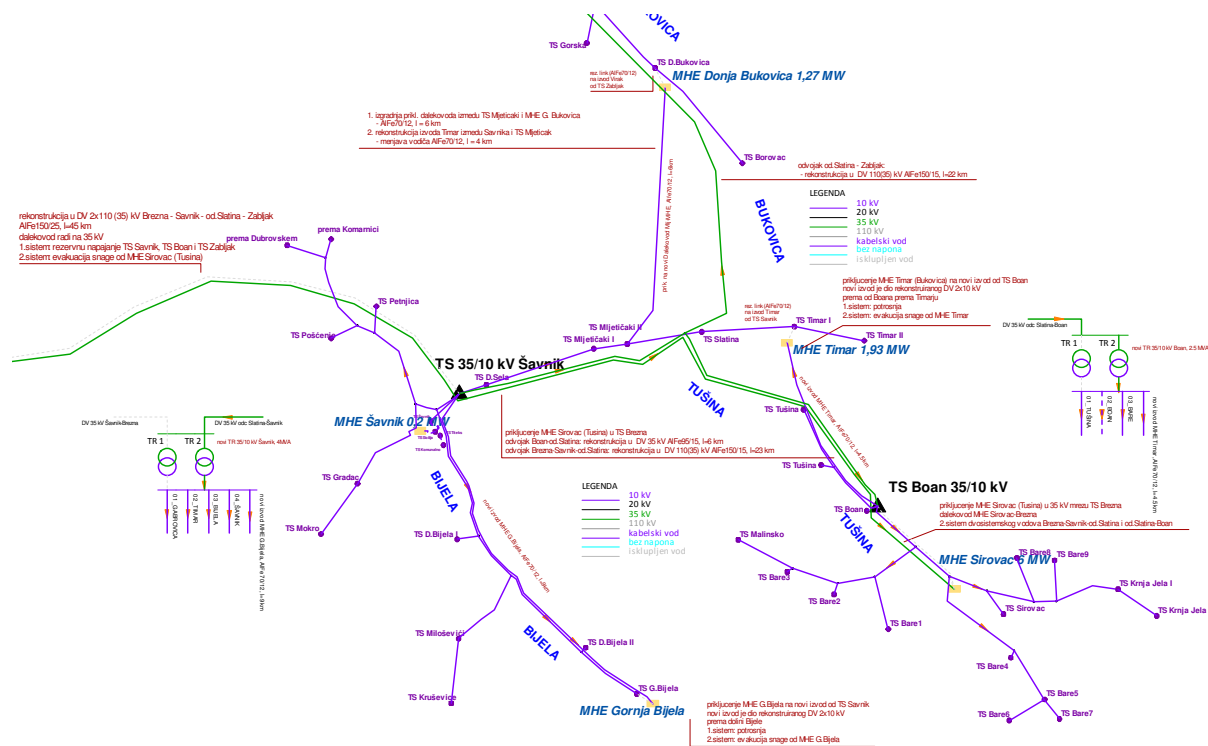
### 5.5.2. Potrebe za pojačanje transformacije 110/35/10 kV i glavnih napojnih 35 kV vodova nakon priključenja mHE na distributivnu mrežu

Za potrebe priključenja *svih* mHE na analiziranim vodotocima ovog područja treba uraditi ova pojačanja glavnih vodova i transformacije:

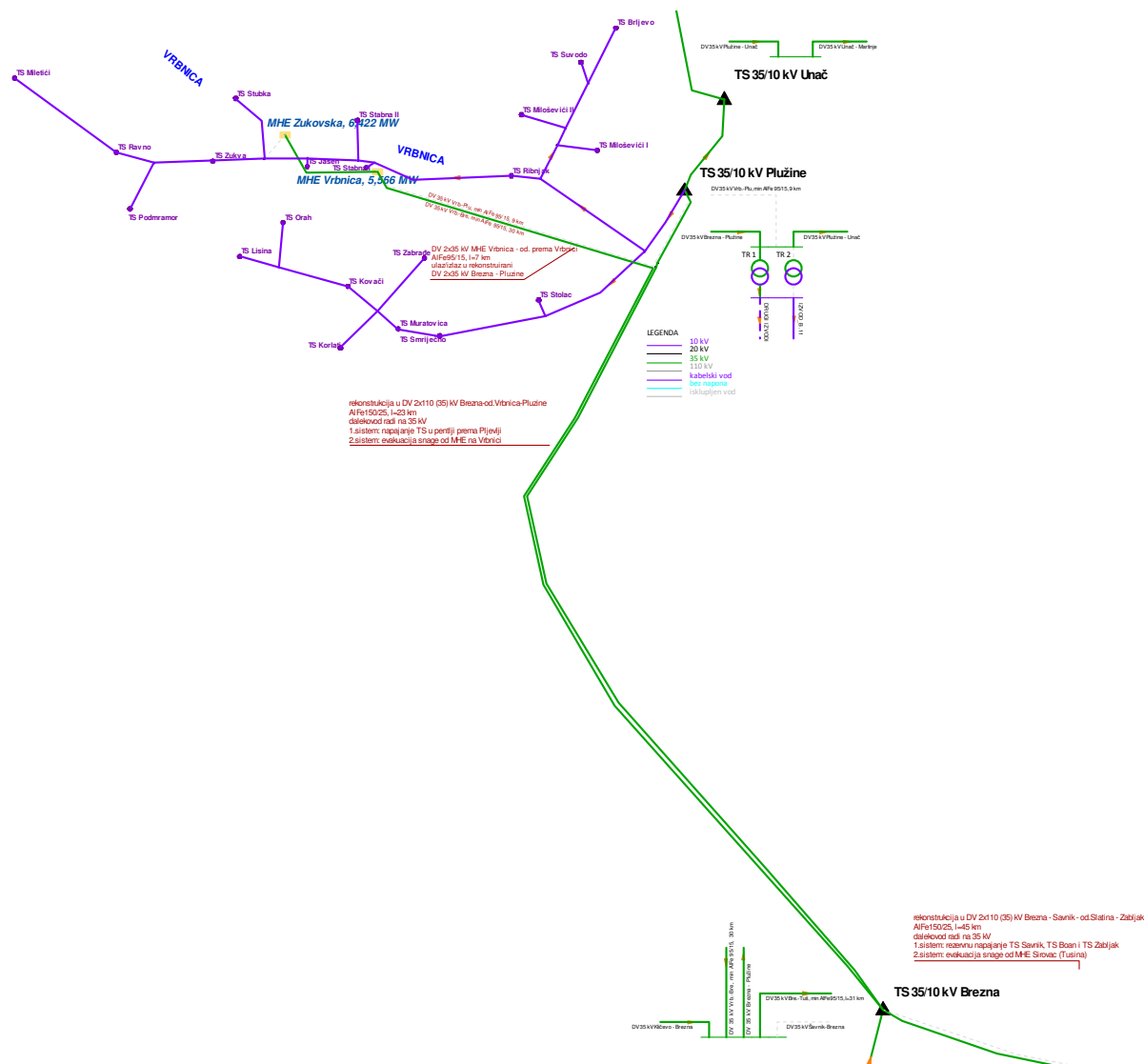
- **novi TR 35/10 kV, 4 MVA u TS Šavnik**
  - Evakuacija vrha snage od mHE na rijeci Bukovici i Bijeli u 35 kV mrežu nije moguća kroz postojeći transformator sa  $S_n = 1$  MVA
  - procjena investicije: 55.000 €
- **novi TR 35/10 kV, 2.5 MVA u TS Boan**
  - Evakuacija vrha snage od mHE na rijeci Bukovici i Tušini u 35 kV mrežu nije moguća kroz postojeći transformator sa  $S_n = 1$  MVA
  - procjena investicije: 40.000 €
- **rekonstrukcija DV 110 (35) kV Brezna – Šavnik – od. Slatin u dvosistemski vod**
  - Razlog za ovu investiciju su velike promjene napona zbog pogona mHE. Na području proizvodnja snage je mnogo viša od potrošnje. Višak snage treba da se evakušu u 35 kV mrežu koja u postojećem stanju između Brezne – Šavnika i Žabljaka ne odgovara kriterijum pouzdanog radovanja.
  - Jedan sistem voda koristi se za evakuaciju snage od mHE na rijeci Tušini direktnu u TS Brezna, preostali sektor koristi se za napajanje Šavnika i Boana.
  - Vod se gradi kao 110 kV dalekovod.
  - Ukupna dužina 23 km.
  - Vodiči 2 x Al/Fe150/20 mm<sup>2</sup>
  - Procjena investicije: 3.450.000 €
- **rekonstrukcija DV 110 (35) kV Žabljak – od. Slatin**
  - Razlog za ovu investiciju su slični prethodnome pojačanju 35 kV mreže između Brezne, Šavnika i čvorišta u Saltini.

- Vod se gradi kao 110 kV dalekovod.
- Ukupna dužina 22 km.
- Vodiči Al/Fe150/20 mm<sup>2</sup>.
- Procjena investicije: 2.000.000 €.

U studiji je planirano gravitiranje viška snage od mHE prema Brezni. U ovom čvorištu kratkoročno se planira doinstalacija 400/110/35 kV transformacije jer se očekuje značajna proizvodnja energije od vjerenih elektrana. Prilike u distributivnoj mreži nakon priključenja svih planiranih mHE prikazuju slike Sl. 5.112 i Sl. 5.113.

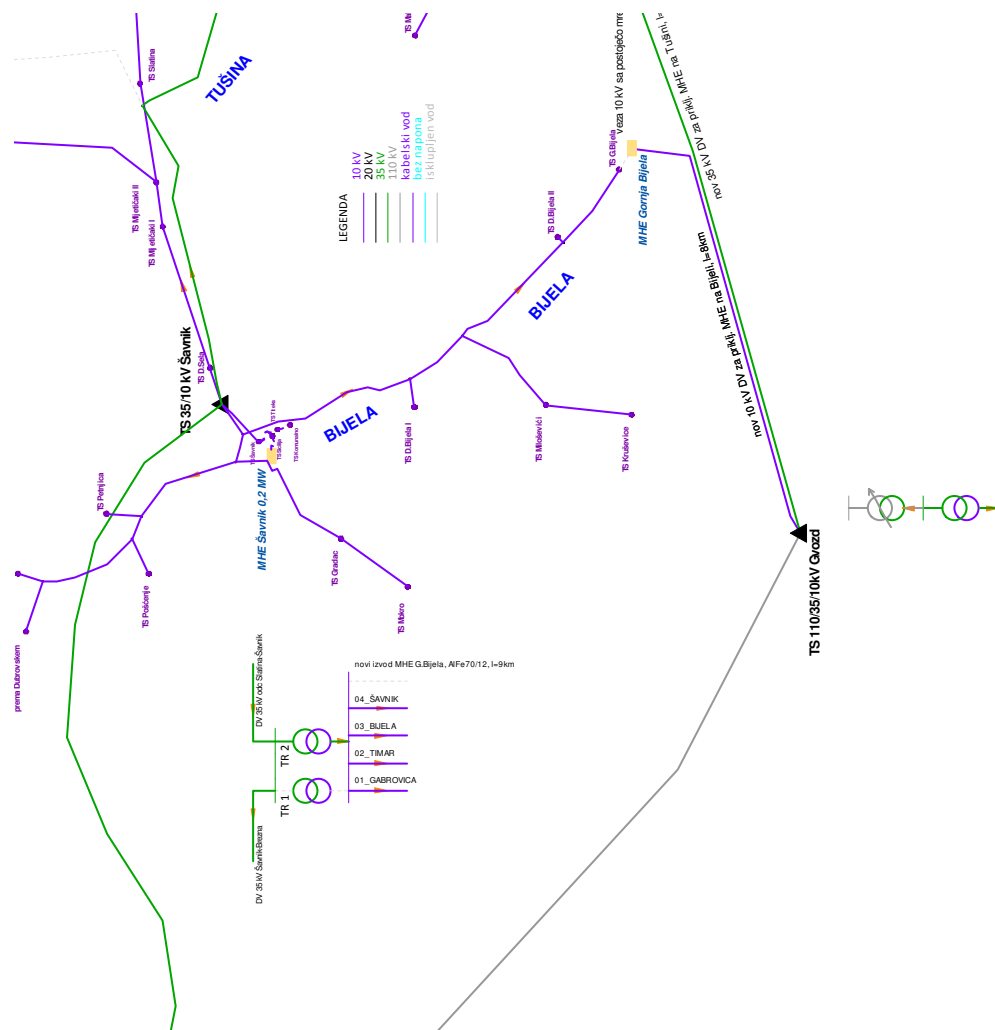


Sl. 5.112: Konfiguracija distributivne mreže nakon priključenja svih planiranih mHE – područje Šavnika i Boana



Sl. 5.113: Konfiguracija distributivne mreže nakon priključenja svih planiranih mHE – područje Brezne i Plužina

Ako se za potrebe vjetrorenih elektrana na području Kronovega izgradi 110 kV dalekovod efikasije priključiti mHE na Tušini i Bijeli u novo transformatorsku stanicu TS 110/35 kV Gvozd na lokaciji vjetroelektrane. U tom primjeru nije potrebno da se rekonstruiše 35 kV dalekovod između Brezne – Šavnika i Žabljaka, a u TS Žabljak dovoljna je doinstalacija drugog transformatora 35/10 kV s 2,5 MVA. mHE Bijela priključuje se s novim izvodom na 10 kV sabirnice, a mHE na rijeci Tušini priključuju se s novim dalekovodom na 35 kV sabirnice u TS Gvozd. S vezom mHE na postojeću mrežu zbog mogućnosti napajanja s druge strane, poboljšava se pouzdanost rada distributivne mreže na području TS Šavnik i TS Boan. U ovom stanju TS Šavnik i TS Boan optimalnije se napajaju od TS 110/35/10 kV Brezna, DV 35 prema Žabljaku je odvojen. Geografski prikaz rješenja prikazuje slika Sl. 5.114. Zbog neizvestnosti izgradnje vjetroelektrana je ovo rješenje mišljeno kao neko alterantivo.



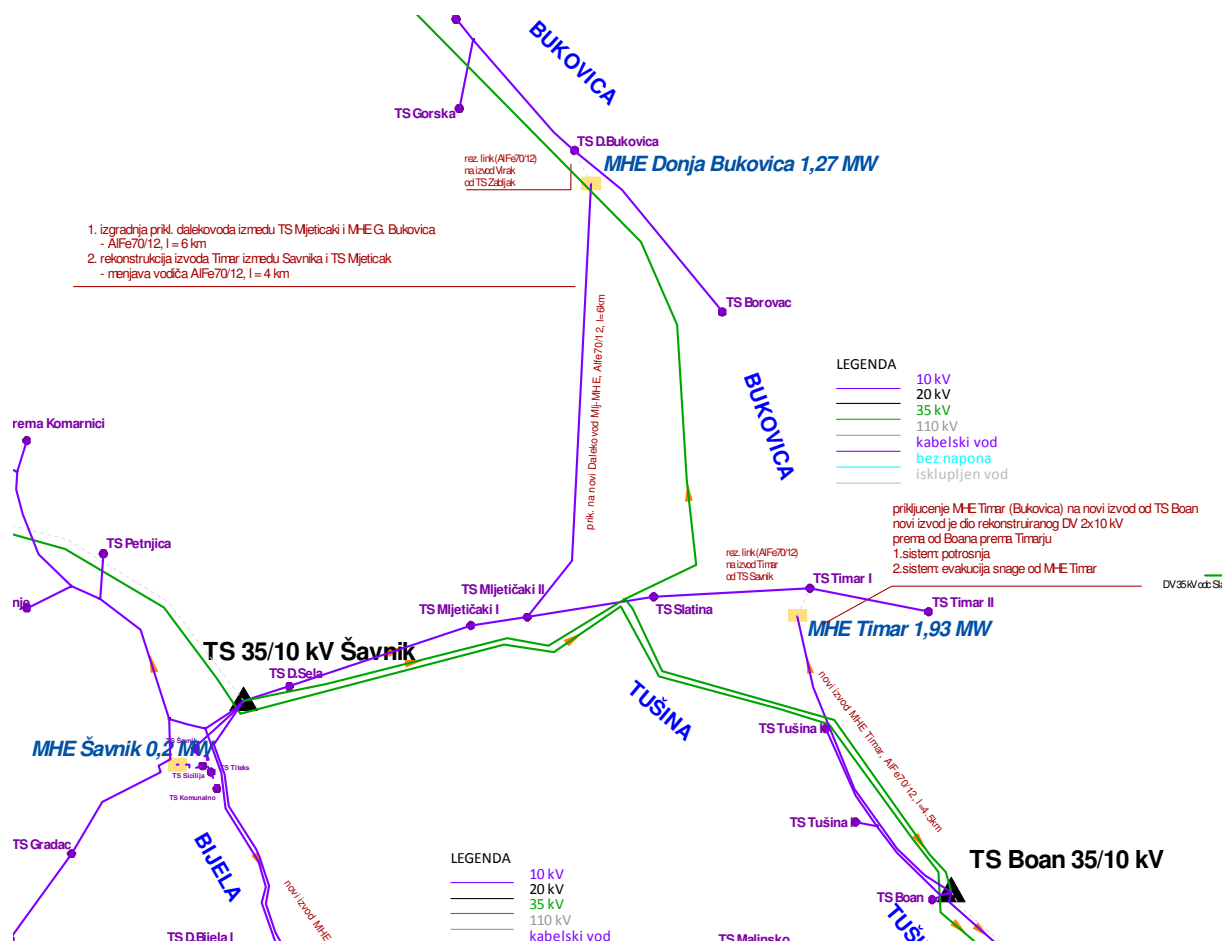
Sl. 5.114: Rješenje za mHE na rijeci Tušini i Bijeli u slučaju izgradnje vjetroelektrana na Kronovem

### 5.5.3. Sažetak rezultata analiza za priključenje pojedinih mHE

Rješenja s analizama priključenja pojedinih mHE na vodotocima u nastavku su interpretirana u tabelama. Na tome mjestu rezimiramo glavna pojačanja postojeće mreže za potrebe priključenja mHE na pojedinim vodotocima.

Alternativa pojačanja mreže s vazдушnim vodom AIFe70/12 mm<sup>2</sup> je kabalski vod Al 150 mm<sup>2</sup>.

Pogon mHE će uticati na velike promjene napona u distributivnoj mreži što znači da će biti aktivno regulirati napon u drukčijih opterećenjih na 35 kV sabirnicah u TS 110/35 kV. Napon je regulisan tako da imaju sve TS 35/10 kV u pojedinim teretima napon na 10 kV sabirnicama između 10,2 kV i 10,7 kV.



Sl. 5.115: Prikaz priključenja mHE na distributivnu mrežu na rijeci Bukovici

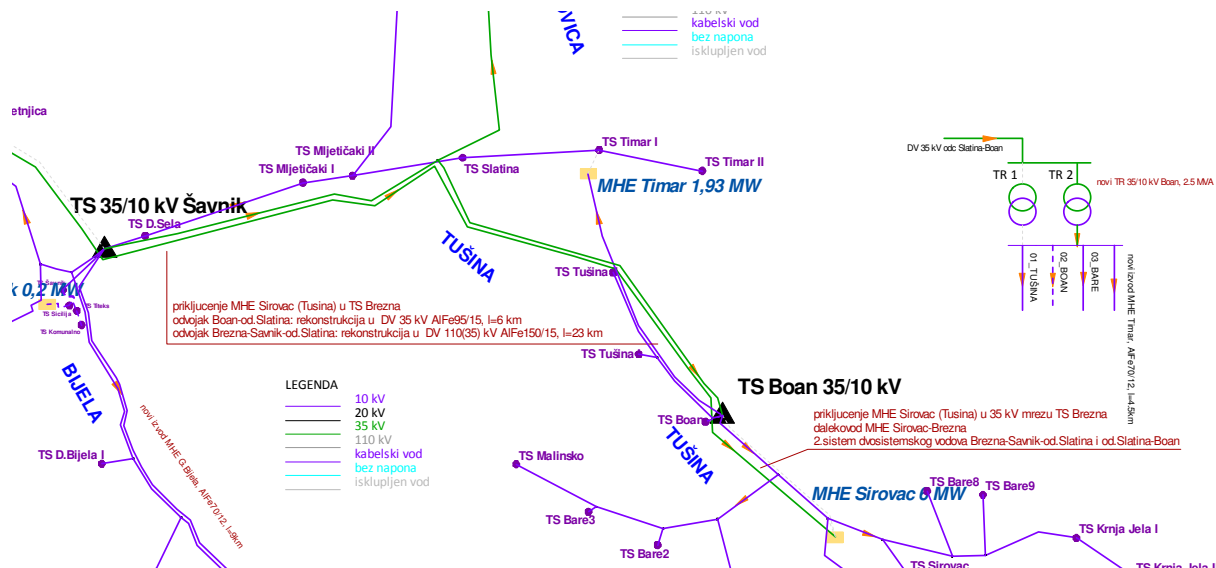
### Rijeka Bukovica – ukupna planirana instalirana proizvodnja 3,23 MW, Sl. 5.115

- Priključenje mHE Timar ( $P_{\max} = 1,93$  MW) kroz novi izvod od TS Boan. U tu svrhu treba rekonstruisati poostojeci vod (izvod Tušina) u 2x10 kV dužine 4,5 km (vodiči 1xAlFe 70/12 mm<sup>2</sup> (mHE) i 1xAlFe 35/6 mm<sup>2</sup> za potrošnju).
- Da bi se povećala pouzdanost, sagraditi vezu između mHE Timar i TS Timar 1 sa susjednim izvodom Timar od TS Šavnik.
- Za priključenje mHE Donja Bukovica ( $P_{\max} = 1,27$  MW) treba sagraditi novi dalekovod dužine 4 km između mHE i TS Mjeticaki na izvodu Timar od TS Šavnik (vodiči 1xAlFe 70/12 mm<sup>2</sup>). Između TS Šavnik i TS Mjeticaki 2 treba rekonstruisati postojeći dalekovod i opremiti ga vodičima AlFe 70/12 mm<sup>2</sup>.
- Takođe za povećanje pouzdanosti uspostavlja vezu između mHE Donja Bukovica i TS D. Bukovica na izvodu Virak od TS Šavnik.



### Rijeka Tušina – ukupna planirana instalirana proizvodnja 6 MW, Sl. 5.116

- mHE priključuje se direktno na 35 kV mrežu na 35 kV sabirnice u TS Brezna.
- Uslov za priključenje je rekonstruisan dalekovod između Brezne, Šavnika i Žabljaka.
- Elektrana se priključuje kroz rekonstruisan dalekovod TS Boan – od. Slatina dužine 6 km (vodiči min 2 x AlFe 95/15 mm<sup>2</sup>).

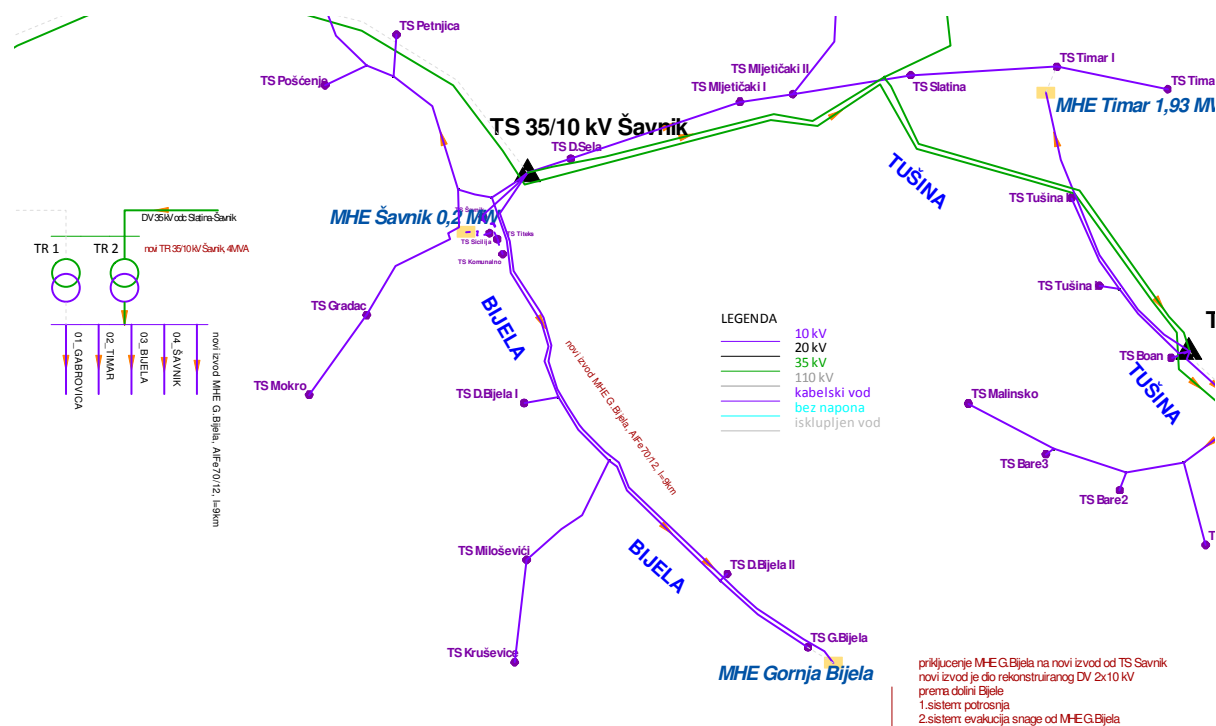


Sl. 5.116: Prikaz priključenja mHE na distributivnu mrežuna rijeci Tušini.

- U slučaju izgradnje TS 110/35/10 kV Gvozd, mHE se priključuje kroz novi izvod na 35 kV sabirnice ove TS (Sl. 5.114).

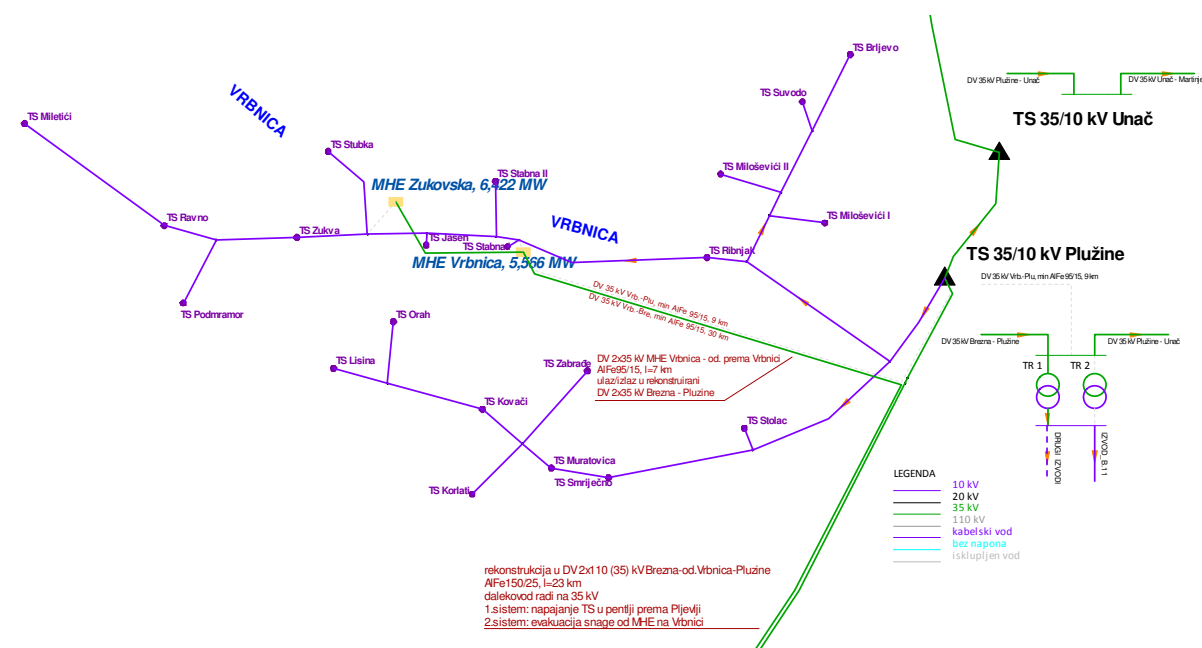
### Rijeka Bijela – ukupna planirana instalirana proizvodnja 1,4 MW, Sl. 5.117

- Priklučenje mHE Gornja Bijela kroz novi izvod od TS Šavnik. Predlažemo rekonstrukciju postojećega dalekovoda u DV 2x10 kV, vodiči 1xAlFe 70/12 mm<sup>2</sup> (mHE) i 1xAlFe 35/6 mm<sup>2</sup> (potrošnja). Alternativa rekonstrukciji dalekovoda je kabal Al 150 mm<sup>2</sup>, dužine 4 km.



Sl. 5.117: Prikaz priključenja mHena distributivnu mrežuna rijeci Bijeli

- U slučaju izgradnje TS 110/35/10 kV Gvozd, mHE priključuju se kroz novi izvod na 10 kV sabirnice ove TS (Sl. 5.114).



Sl. 5.118: Prikaz priključenja mHE na distributivnu mrežu na rijeci Vrbnici

**Rijeka Vrbnica** - ukupna planirana instalirana proizvodnja 12 MW, Sl. 5.118

- mHE priključuju se direktno u 35 kV mrežu na 35 kV sabirnice u TS Brezna.
- Uvjet za priključenje rekonstruisan dalekovod između Brezne i Plužina.
- Elektrana se priključuje kroz novi dvosistemske dalekovod mHE Vrbnica – vod prema Vrbnici dužine 7 km (vodiči min 2 x AlFe 95/15 mm<sup>2</sup>). Vrsta priključaka je ulaz/izlaz u jedan sistem rekonstuisanog dalekovoda DV 2x35 kV Brezna – Plužine.

#### **5.5.4. Anliza priključenja pojedinih mHE**

## RIJEKA BUKOVICA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Donja Bukovica	1,27	TS Donja Bukovica	6,18
mHE Timar	1,93	TS Timar I	7,14
Iznos Grlja	<b>3,2</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Plevlja 1	1448
<b>Min. model tangirane mreže:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Plevlja I 110/35/10 kV</li> <li>- TS Žabljak 35/10 kV, izvod 10 kV: Virak</li> <li>- TS Šavnik 35/10 kV, izvod 10 kV: Timar</li> <li>- TS Boan 35/10 kV, izvod 10 kV: Tušina</li> </ul>		

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
izvod Virak	0,326	1,11	0,345	1,18
<b>TS 35/10 kV Žabljak</b>	<b>1,01</b>	<b>3,5</b>	<b>1,07</b>	<b>3,71</b>
izvod Timar	0,03	0,06	0,03	0,07
<b>TS 35/10 kV Šavnik</b>	<b>0,18</b>	<b>0,61</b>	<b>0,19</b>	<b>0,65</b>
<b>TS 35/10 kV Boan</b>	<b>0,12</b>	<b>0,41</b>	<b>0,13</b>	<b>0,43</b>

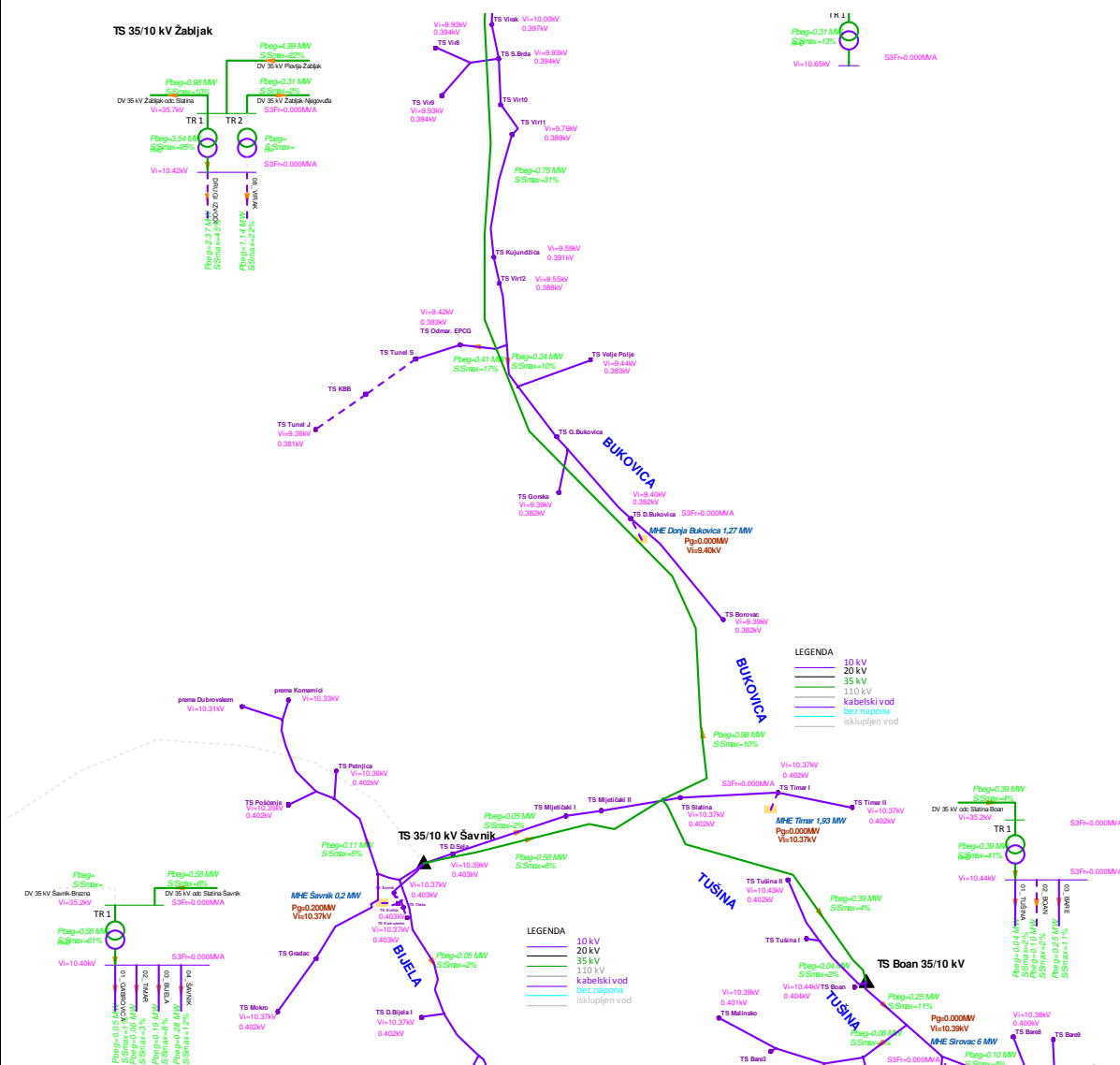
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija TS Žabljak 35/10 kV do 2015. godine
- rekonstrukcija TS Šavnik 35/10 kV do 2015. godine

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHEna mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- nizak napon u NN mreži na izvodu Virak od TS Žabljak - jedva unutar granica kriterijuma (min 0,381 kV, max 0,403 kV)

Rezultati:



Sl. 5.119: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. u postojećoj mreži

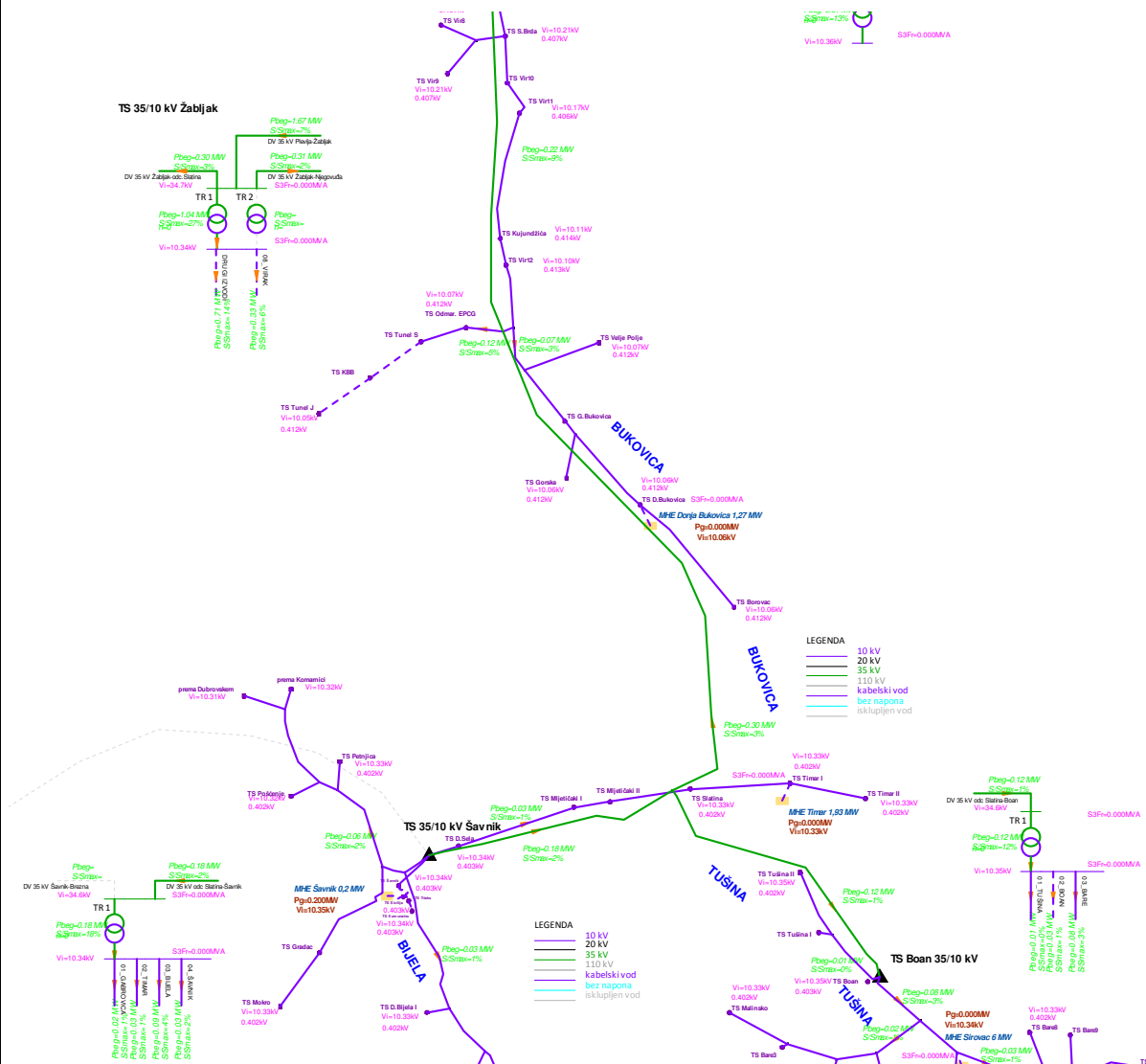
Min potrošnja

- unutar granica kriterijuma

- unutar granica kriterijuma

(min 0,401 kV, max 0,414 kV)

Rezultati:



Sl. 5.120: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. u postojećoj mreži

Max gubici:	<b>4,422 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>11867 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	------------------

Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:

- nema potreba

#### 4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA

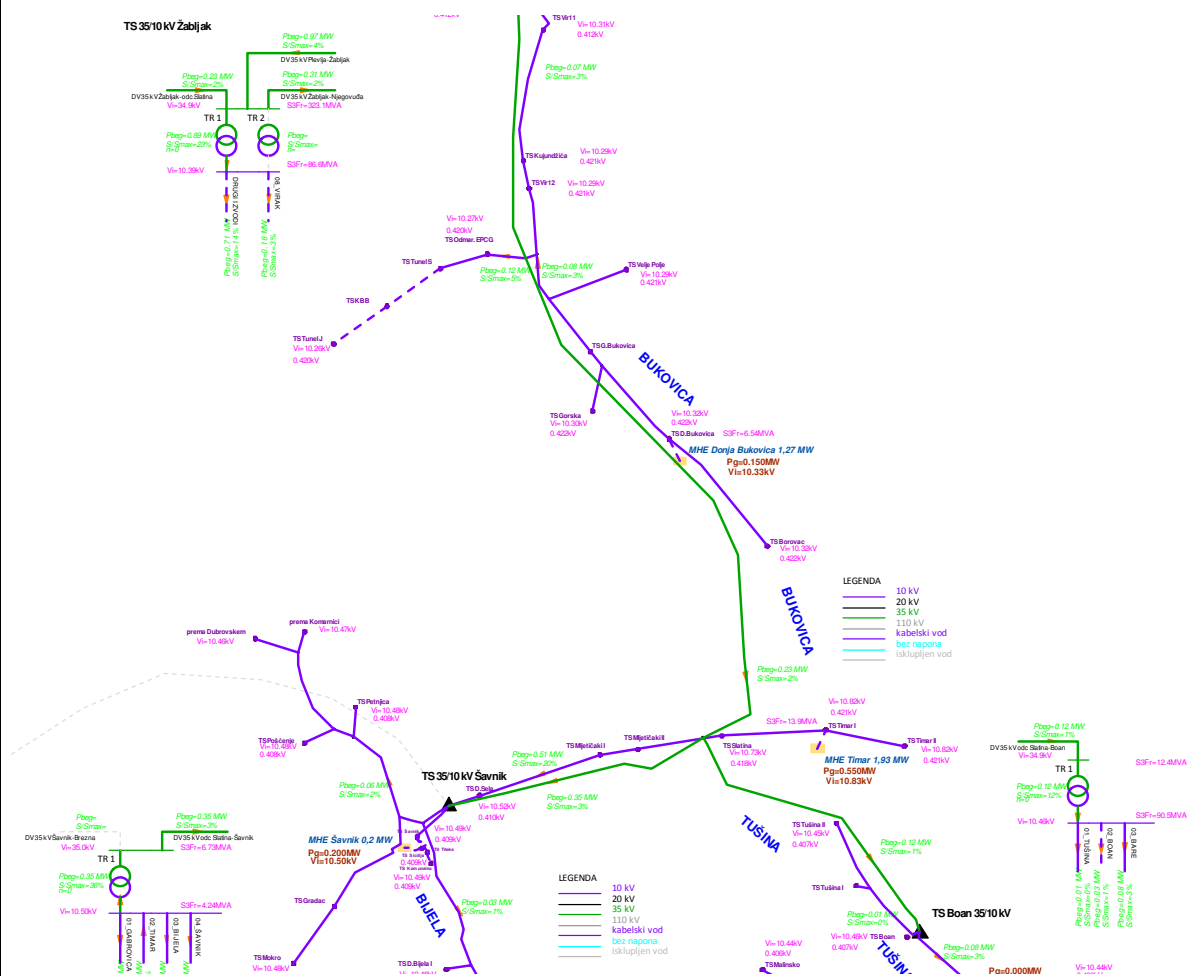
##### 4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE:	<b>0,7 MW</b>
---------------------------------------	---------------

**Bilješke:**

- max 0,15 MW od mHE Donja Bukovica
- max 0,55 MW od mHE Timar
- kod priključenja s punom snagom naponi u NN mreži krećuse preko kriterijuma 0,420 kV (iznad 0,470 kV)

**Rezultati:**



Sl. 5.121: Priklučenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

Max gubici:	<b>4,352 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>11679 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	------------------

#### 4.b VARIJANTA A: priključenje mHE na Bukovici na SN mrežu TS Šavnik i TS Boan

Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €
	<b>Σ740.000</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- rekonstrukcija TS 35/10 kV Boan (novi transformator 35/10 kV, 2.5 MVA, nove 10 kV sabirnice, jedna dodatna ćelija)</li> <li>- rekonstrukcija TS 35/10 kV Šavnik (novi transformator 35/10 kV, 4 MVA)</li> </ul>	
mHE Timar	350.000
<ul style="list-style-type: none"> <li>- priključenje mHE Timar (<math>P_{max} = 1,93</math> MW) kroz novi izvod od TS Boan</li> <li>- rekonstrukcija postojećeg voda (izvod Tušina) u 2x10 kV dužine 4,5 km (vodiči 1xAlFe 70/12 mm<sup>2</sup> (MHE) i 1xAlFe 35/6 mm<sup>2</sup> za potrošnju)</li> <li>- zbog više pouzdanosti snabdijevanja predlažemo izgradnju veze između mHE Timar i TS Timar I (dalekovod AlFe 70/12 mm<sup>2</sup>, l=0,5 km)</li> </ul>	20.000
mHE Donja Bukovica	200.000
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Priključenje mHE kroz novi 10 kV dalekovod između mHE i TS Mljitičaki 2 na izvodu Timar od TS Šavnik (vodiči 1xAlFe 70/12 mm<sup>2</sup>, l = 4 km) .</li> <li>- Rekonstrukcija izvod Timar između TS Šavnik i TS Mljitičaki 2 – zamjena postojećih vodiča s AlFe 70/12 mm<sup>2</sup>, l =4 km</li> <li>- zbog više pouzdanosti snabdijevanja predlažemo izgradnju veze između mHE Donja Bukovica i TS D. Bukovica (dalekovod AlFe 70/12 mm<sup>2</sup>, l=0,5 km)</li> </ul>	150.000 20.000



**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:

- unutar gran. krit. (min 0,410 kV, max 0,417 kV)

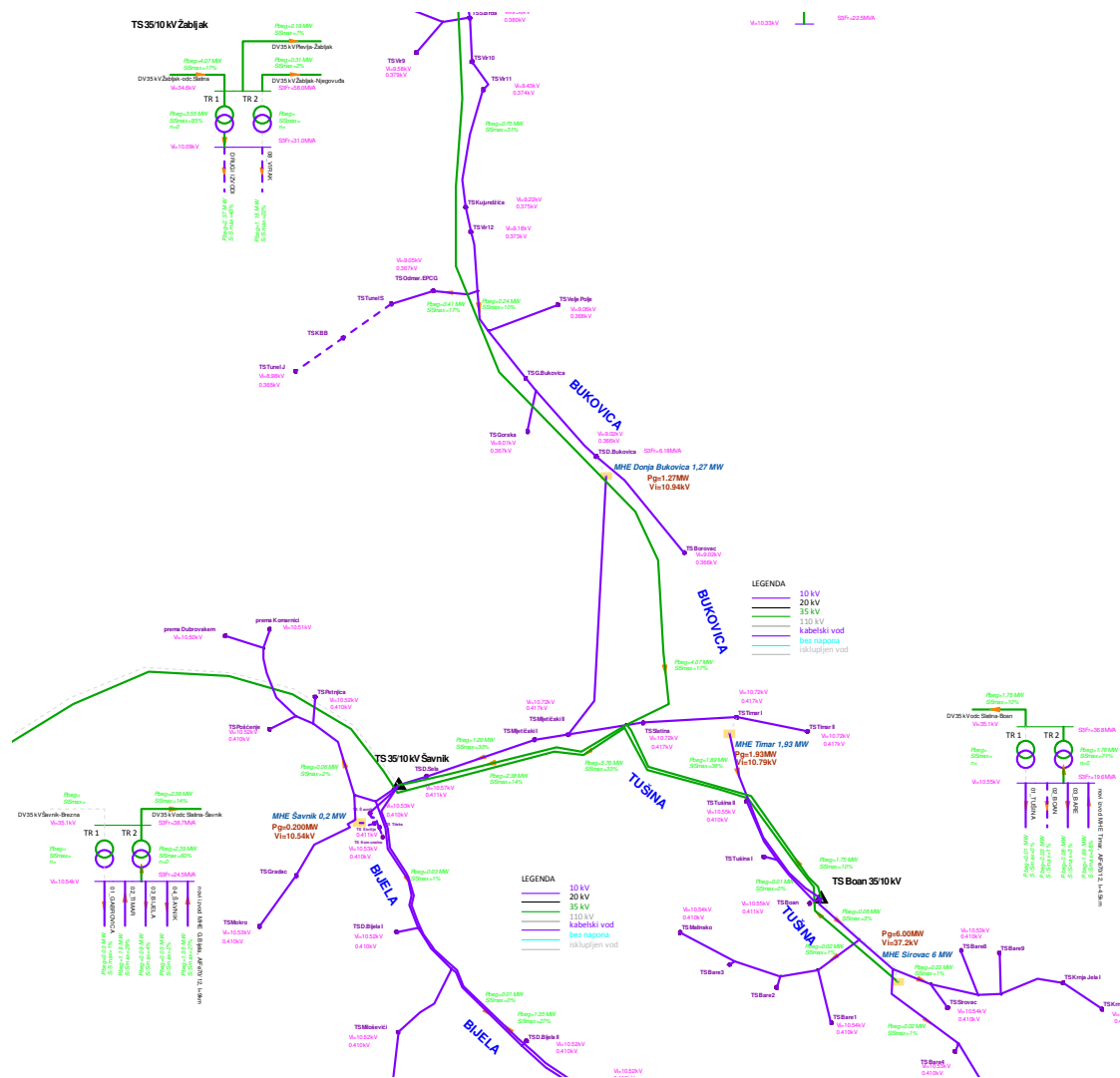
Max gubici:

**4,383 MW**

Godišnji gubici:

**11762 MWh**

Rezultati:



Sl. 5.122: Rezultati analize energetskih prilika – VARIJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

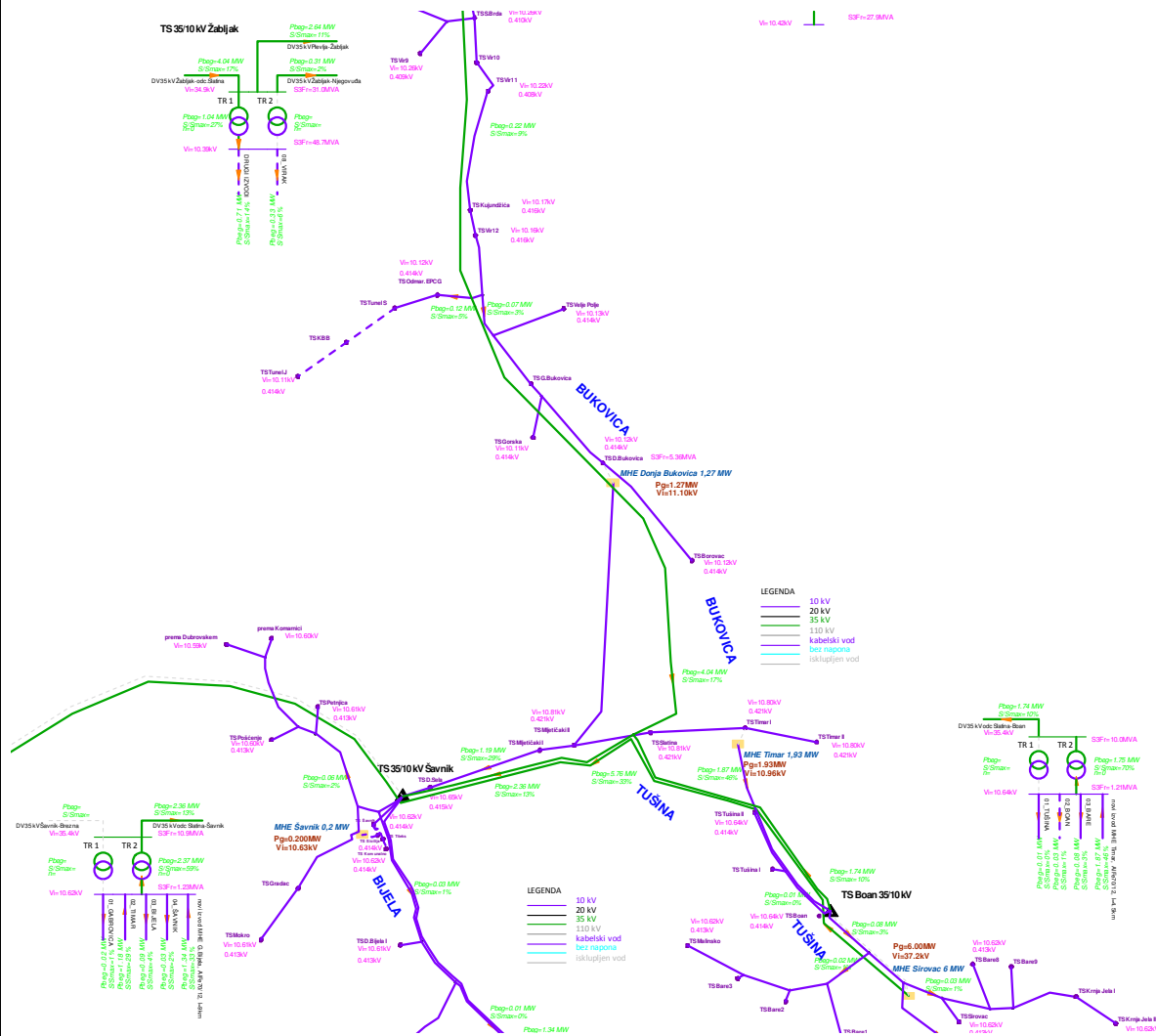
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma(min 0,411 kV, max 0,421)

**0,981 MW**

Rezultati:



Sl. 5.123: Rezultati analize energetske prilike – VARJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE**

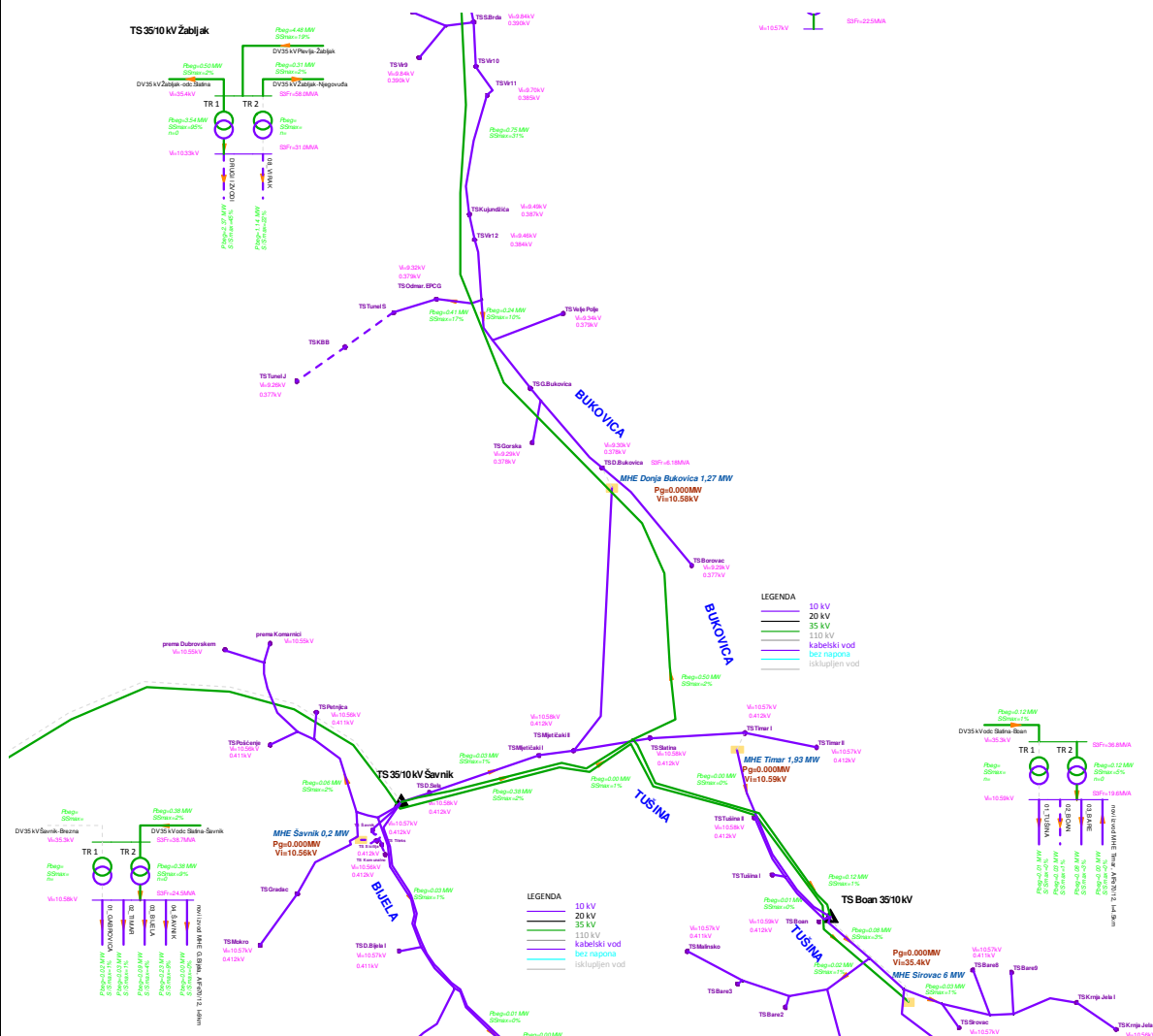
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,409 kV, max 0,412 kV)

**4,837 MW**

Rezultati:



Sl. 5.124: Rezultati analize energetske prilike VARIJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

### Prednosti rješenja

- **pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom**
- **povećana pouzdanost snabdijevanja potrošača**
- **optimalna potrošnja proizvedene snage na području**

### 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}$ [MW]	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\Delta P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\Delta W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,381	0,414	4,422	-	11867	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,7</b>	0,407	0,421	4,352	<b>-0,070</b>	11679	<b>-188</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>3,2</b>	0,410	0,421	4,857	<b>+0,435</b>	13035	<b>+1168</b>	<b>740.000</b>

## RIJEKA TUŠINA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Sirovac	6	TS Sirovac	9,64
Iznos Tušina	<b>6</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Plevlja 1	1448
<b>Min. model tangirane mreže:</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Plevlja I 110/35/10 kV</li> <li>- TS Boan 35/10 kV, izvod 10 kV: Bare</li> </ul>	

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
izvod Bare	0,08	0,26	0,10	0,32
TS 35/10 kV Boan	<b>0,12</b>	<b>0,41</b>	<b>0,13</b>	<b>0,43</b>

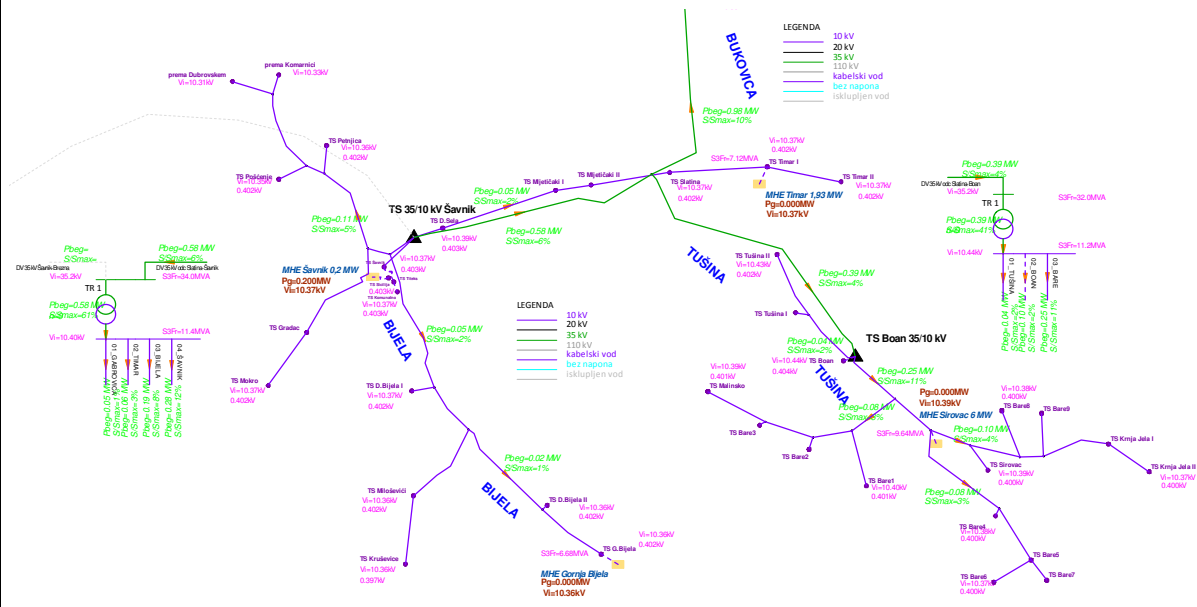
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- nije predviđen

### 3. Pogonske prilike prijepriključenja mHE na mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma (min 0,400 kV, max 0,403kV)

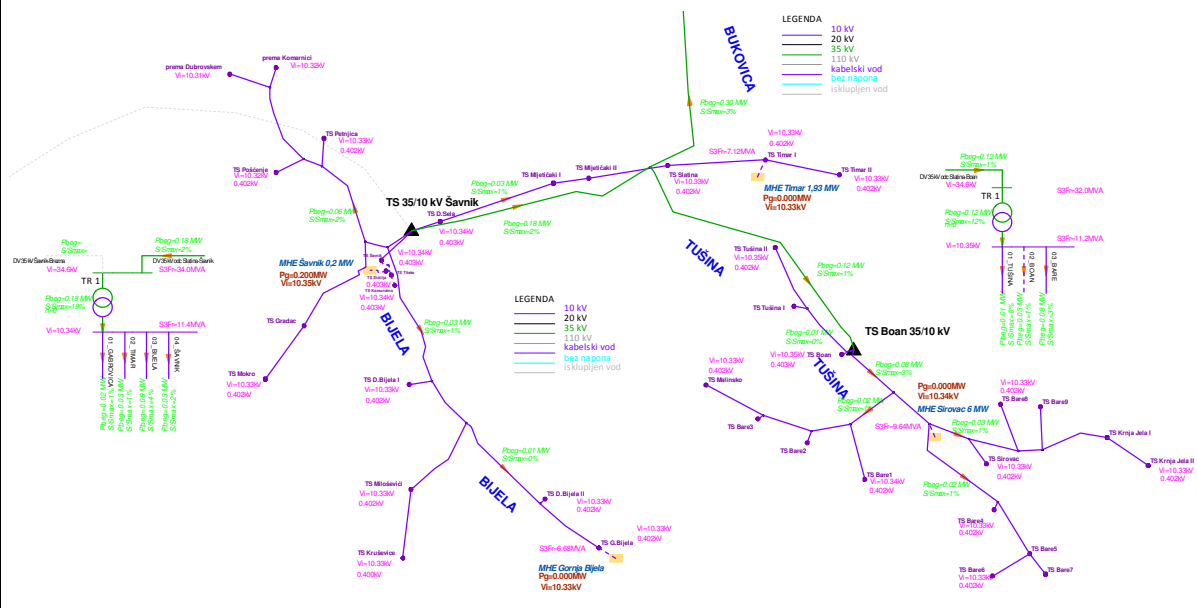
Rezultati:



Sl. 5.125: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. u postojećoj mreži

Min potrošnja	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma (min 0,400 kV, max 0,403kV)
---------------	------------------------------	---

Rezultati:



Sl. 5.126: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. u postojećoj mreži

Max gubici:	<b>4,422 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>11867MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-----------------

**Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:**

- nema potrebe

**4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA**

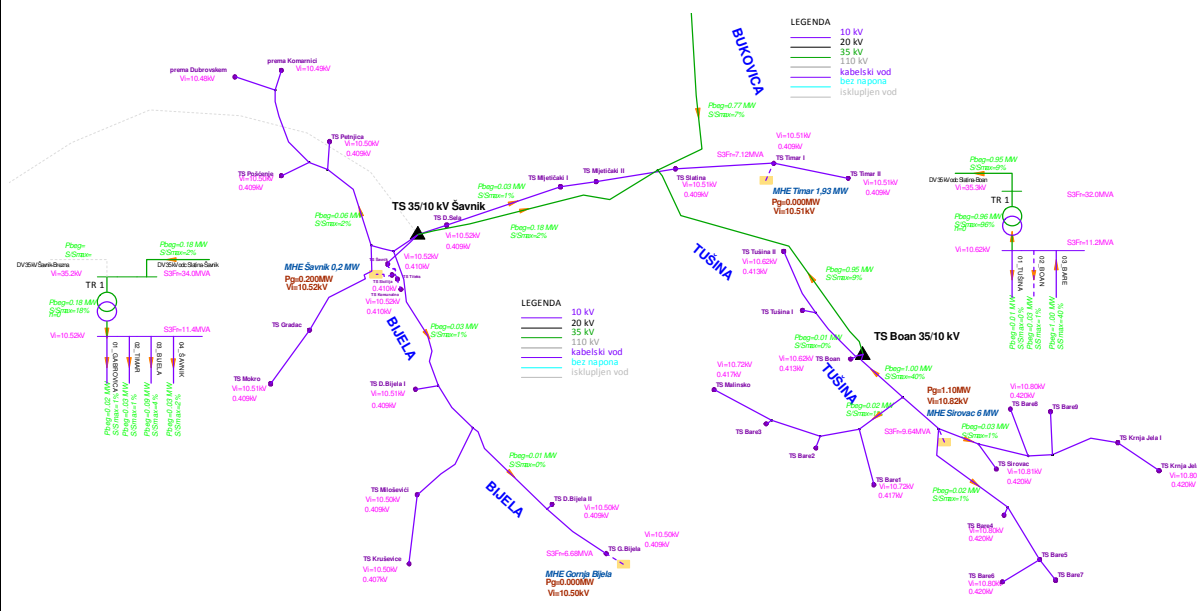
**4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu**

Max pouzdana evakuacija snaga iz mHE:	<b>1,1 MW</b>
---------------------------------------	---------------

**Bilješke:**

- elektrarnu s predviđenimi karakteristikama nije moguće priključiti u postojeću 10 kV mrežu

**Rezultati:**



Sl. 5.127: Priključenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

Max gubici:	<b>4,367 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>11720 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	------------------

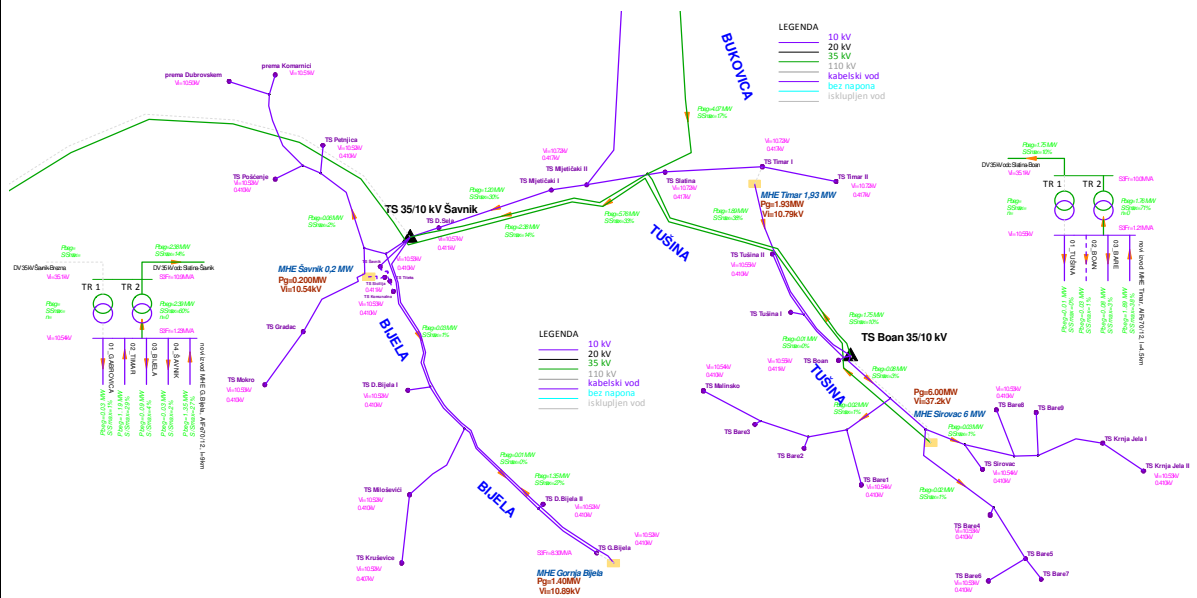
**4.b VARIJANTA A: priključenje mHE na 35 kv sabirnice u TS Brezna**

<b>Potrebna pojačanja:</b>	Procjena investicije u €
<ul style="list-style-type: none"> <li>- mHE priključuje se direktno na 35 kv sabirnice u TS Brezna</li> <li>- <b>uslov: rekonstruisan DV 2x35 kV Brezna – Šavnik – odc. Slatina</b></li> <li>- mHE se prespoji na jedan sistem DV 2x35 kV Brezna – Šavnik – odc. Slatina</li> <li>- predložimo rekonstrukciju DV 2x35 kV Boan – odc. Slatina u dvosistemski dalekovod min AIFe 95/15 mm<sup>2</sup>, l = 6 km (jedan sistem koristi se za evakuaciju snage od mHE prema Brezni, drugi sistem za napajanje TS Boan)</li> </ul>	<b>Σ700.000</b>
	700.000

### Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (cca 0,411 kV)	<b>4,427 MW</b>	<b>11880 MWh</b>

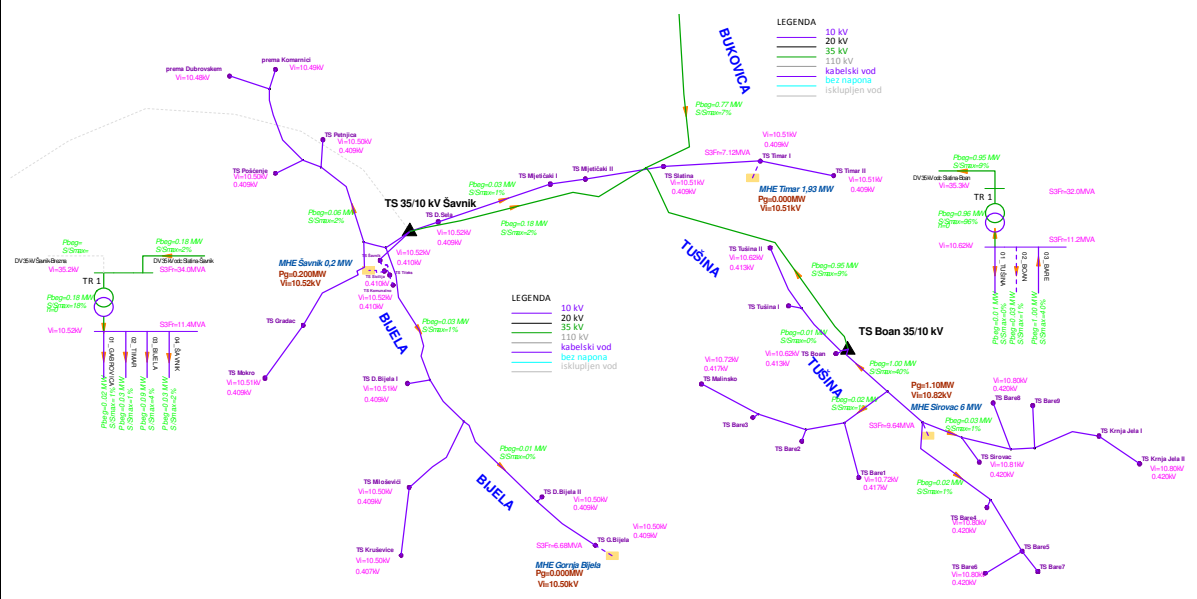
Rezultati:



### Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja

Opterećenje i naponi u mreži:	Gubici:
- unutar granica kriterijuma (cca. 0,413 kV)	<b>1,113 MW</b>

Rezultati:





**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE**

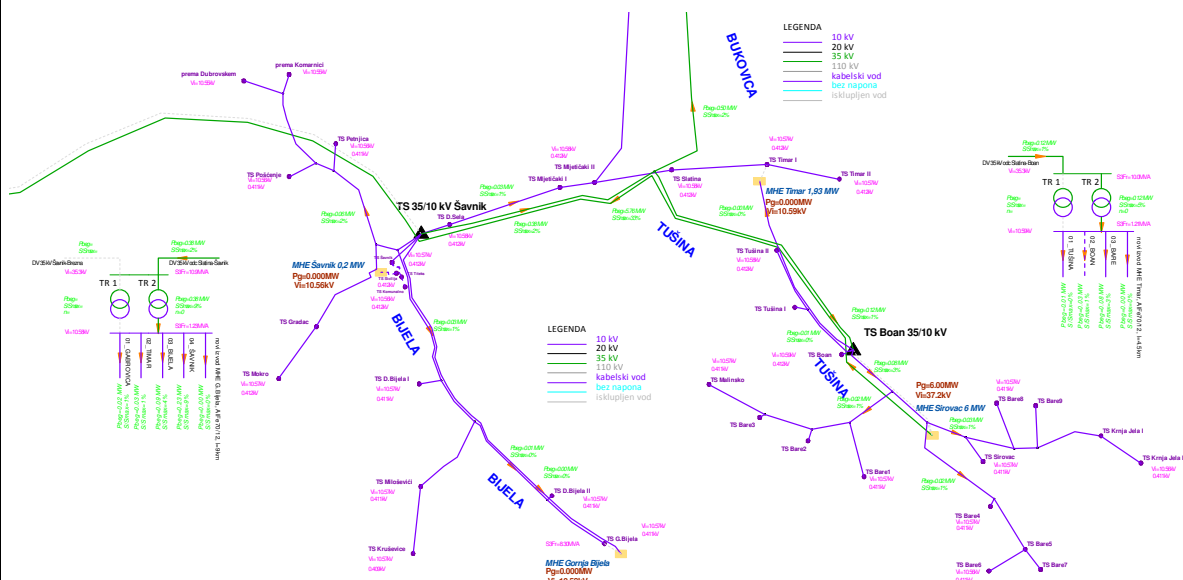
Opterećenje i naponi u mreži:

- unutar granica kriterijuma (cca. 0,412 kV)

Gubici:

**4,837 MW**

Rezultati:



Sl. 5.130: Rezultati analize energetskih prilika VARIJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

**Prednosti rješenja**

- pouzdano priključenje mHE Sirovac na 10 kV mrežu nije moguće
- višak evakuacija snage evakuira se prema centrima potrošnje (Nikšić)
- mali uticaj mHE na NN mrežu

**4.b VARIJANTA B: priključenje mHE na 35 kV sabirnice u novo TS Gvozd 110/35/10 kV**

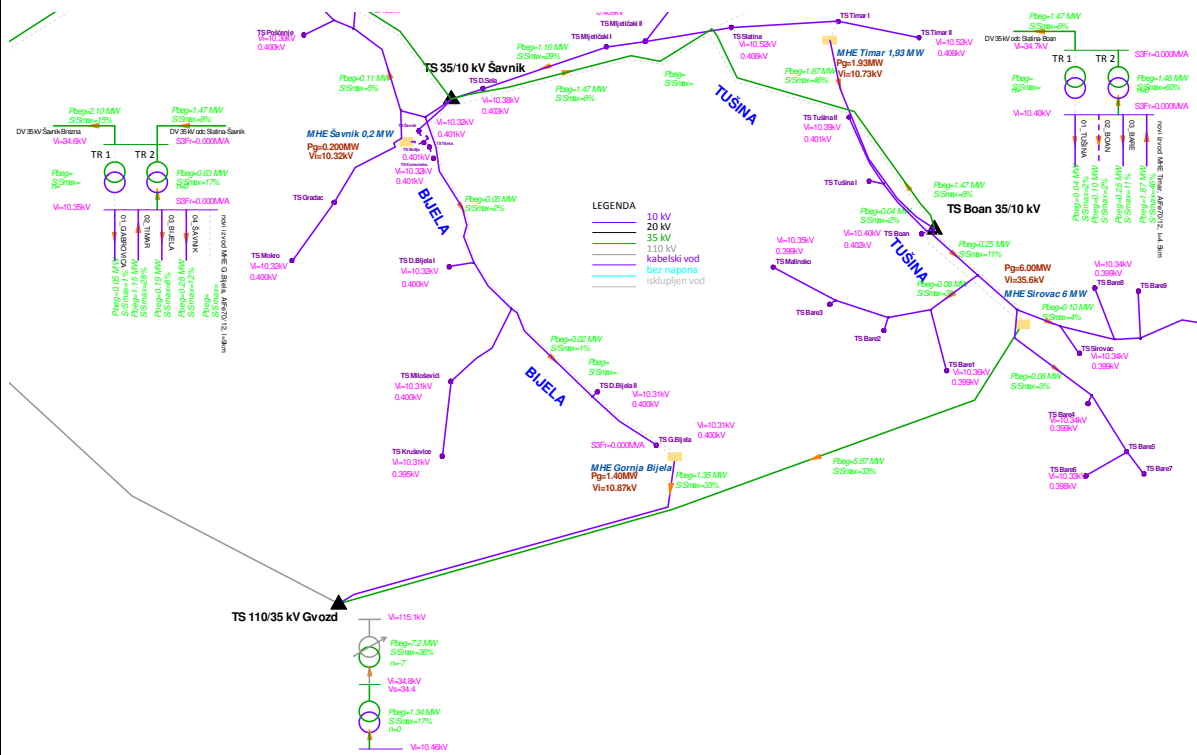
Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €
- mHE priključuje se s novim izvodom direktno na 35 kV sabirnice u TS Gvozd	<b>Σ940.000</b>
- uslov: izgrađena TS Gvozd 110/35/10 kV i 110 kV dalekovoda Brezna– Gvozd (Kronovo)	
- u TS Gvozd instalira se transformator TR 110/35 kV, 20 MVA	
- od TS Gvozd se prema dolini Bijeje gradi dvosistemski 35 kV vod,	

<p>jedan sistem radi na 10 kV i služi za priključenje mHE u slivu Bijele, drugi sistem radi na 35 kV i služi za potrebe priključenja mHE na rijeci Tušini</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- dužina dvosistemskog voda iznosi cca. 6,5 km</li> <li>- između Bijele i Tušine gradi se 35 kV jednosistemski dalekovod u dužini 7 km</li> <li>- 35 kV izvod oprema se vodičima AlFe 95/15 mm<sup>2</sup></li> </ul>	350.000
--	---------

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit.	<b>4,326 MW</b>	<b>11610 MWh</b>

Rezultati:



Sl. 5.131: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA B, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011.

### Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja

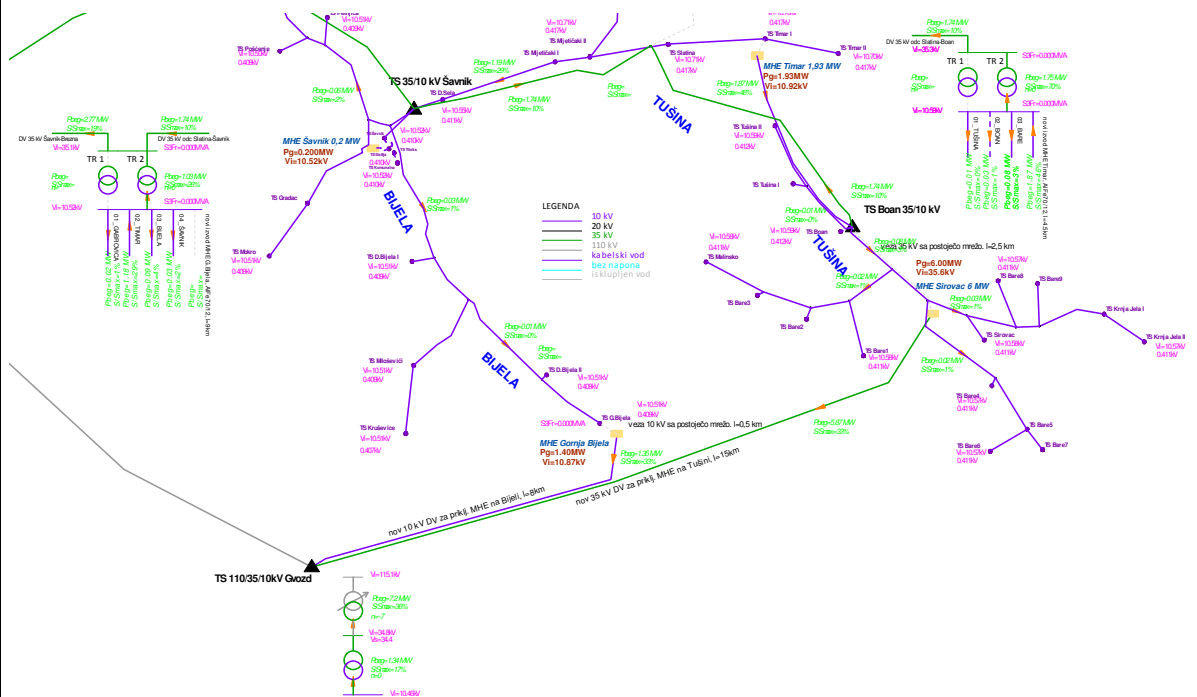
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (cca. 0,413 kV)

**0,963 MW**

Rezultati:



Sl. 5.132: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA B, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

### Prednosti rješenja

- pouzdano priključenje mHE Sirovac na 10 kV mrežu nije moguće
- proizvedena snaga predstavlja višak i evakuira se u 110 kV mrežu
- nema uticaj mHE na NN mrežu
- upentljanje 35 kV mreže između mHE i TS Boan omogućuje bolju pouzdanost rada ove mreže
- nedostatak rješenja: zavisi od izgradnje vjetroelektrana i 110 kV mreže na Kronovom

### 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}$ (MW)	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\square P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\square W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,400	0,403	4,422	-	11867	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>1,1</b>	0,410	0,413	4,367	<b>-0,055</b>	11720	<b>-147</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>6</b>	0,359	0,420	4,427	<b>+0,005</b>	11880	<b>+13</b>	<b>700.000</b>
<b>VARIJANTA B</b>	<b>6</b>	nema uticaja	nema uticaja	4,326	<b>-0,096</b>	11610	<b>-257</b>	<b>940.000</b>

## RIJEKA BIJELA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Gornja Bijela	1,4	TS Gornja Bijela	6,68
Iznos Bijela	<b>1,4</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Plevlja 1	1448
<b>Min. model tangirane mreže:</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Pljevlja I 110/35/10 kV</li> <li>- TS Šavnik 35/10 kV, izvod 10 kV: Bijela</li> </ul>	

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
izvod Bijela	0,09	0,19	0,10	0,20
TS 35/10 kV Šavnik	<b>0,18</b>	<b>0,61</b>	<b>0,19</b>	<b>0,65</b>

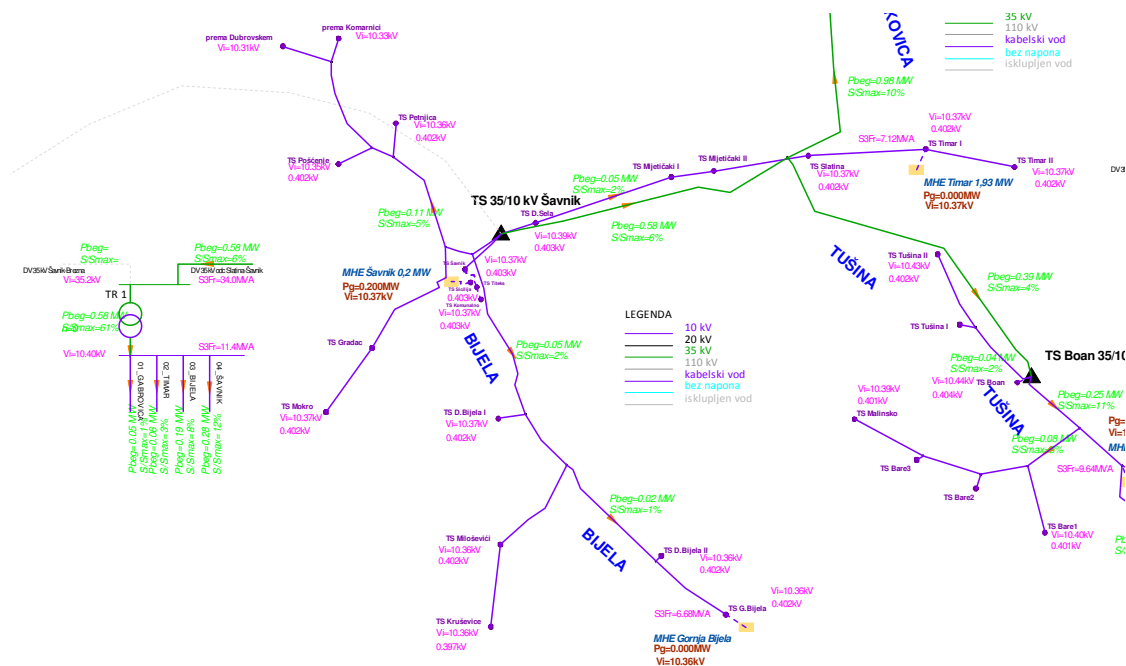
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija TS Šavnik 35/10 kV do 2015. godine

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

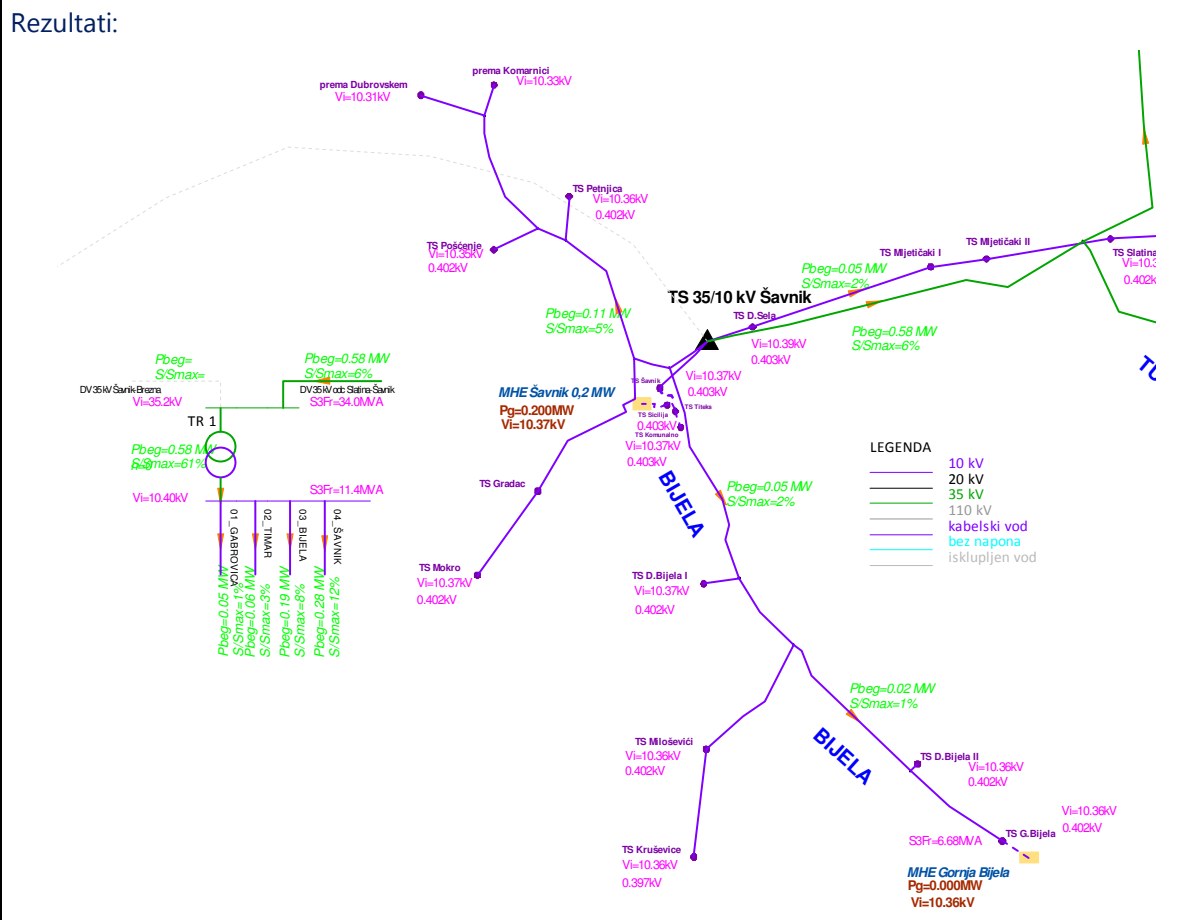
Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kiterijuma (min 0,397 kV, max 0,403 kV)

Rezultati:



Sl. 5.133: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. u postojećoj mreži

<b>Min potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma (min 0,403 kV, max 0,404 kV)
----------------------	------------------------------	--



Sl. 5.134: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. u postojećoj mreži

Max gubici:	<b>4,442 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>11867 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	------------------

**Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:**

- nema potrebe

#### 4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA

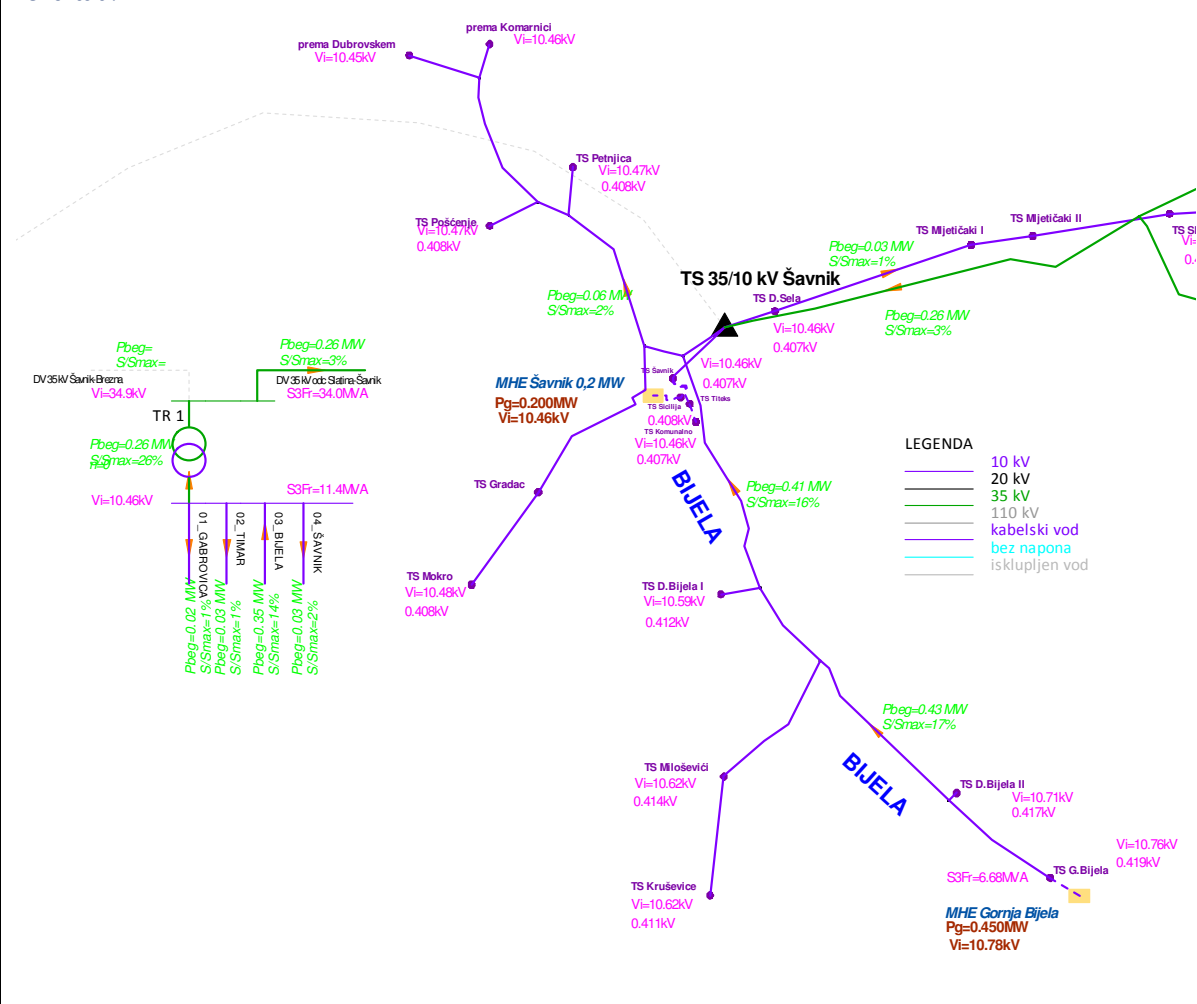
##### 4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE:	<b>0,45 MW</b>
---------------------------------------	----------------

**Bilješke:**

- u priključenja s punom snagom naponi u NN mreži kreću se preko kriterijuma 0,420 kV (iznad 0,470 kV)

Rezultati:



Sl. 5.135: Priklučenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011.

Max gubici:	<b>4,394 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>11792 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	------------------

**4.b VARIJANTA A: priključenje mHE na novi izvod od TS ŠAVNIK**

Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €
	<b>Σ700.000</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- rekonstrukcija TS 35/10 kV Šavnik (novi transformator 35/10 kV, 4 MVA)</li> <li>- Priklučenje mHE kroz novi 10 kV izvod direktno u TS 35/10 kV Šavnik, rekonstrukciju postojećega dalekovoda između Šavnika i Bijeje (izvod Bijela) u DV 2x10 kV, vodiči 1xAIFe 70/12 mm<sup>2</sup> (mHE) i 1xAIFe 35/6 mm<sup>2</sup> (potrošnja), dužina cca 9 km.</li> <li>- Alternativa: ukjučenje s kabalskim izvodom (kabal Al 150 mm<sup>2</sup>, 9 km).</li> </ul>	700.000

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:

Max gubici:

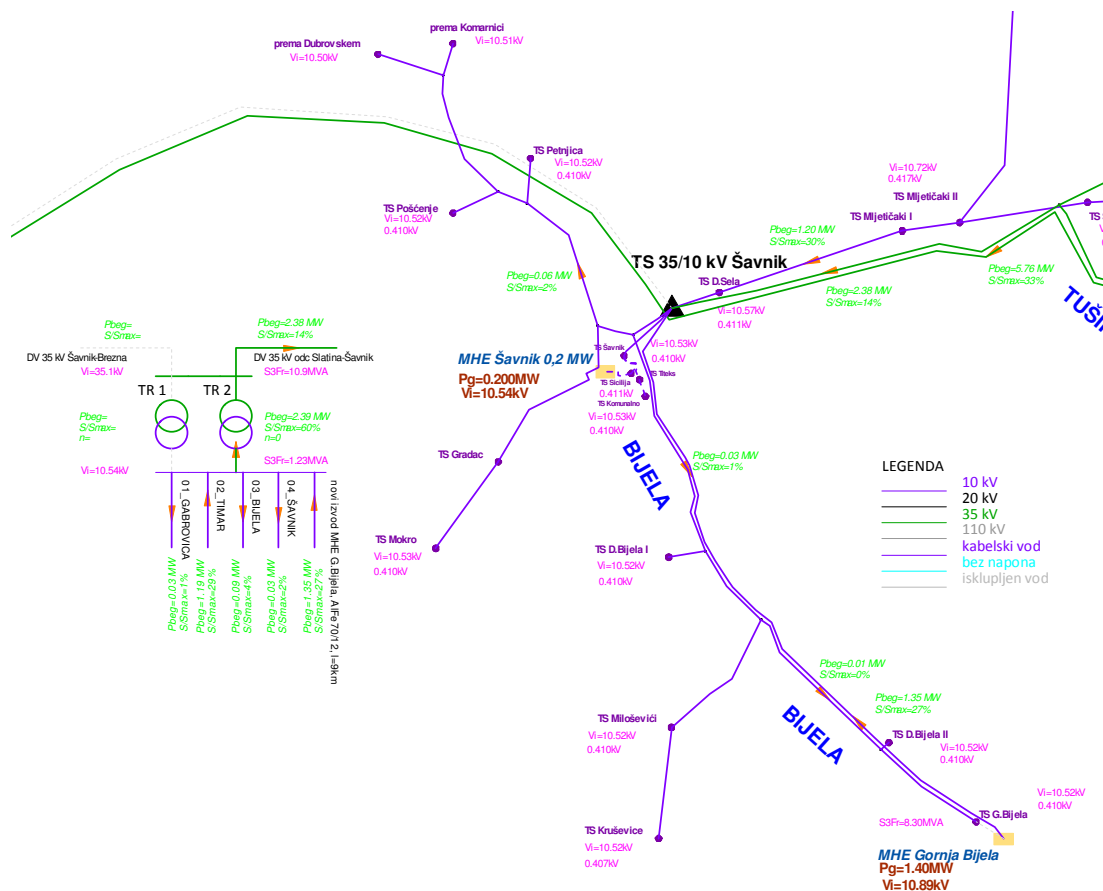
Godišnji gubici:

- unutar gran. krit. (cca. 410 kV)

**4355 MW**

**11687 MWh**

Rezultati:



Sl. 5.136: Rezultati analize energetske prilike – VARJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011



**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

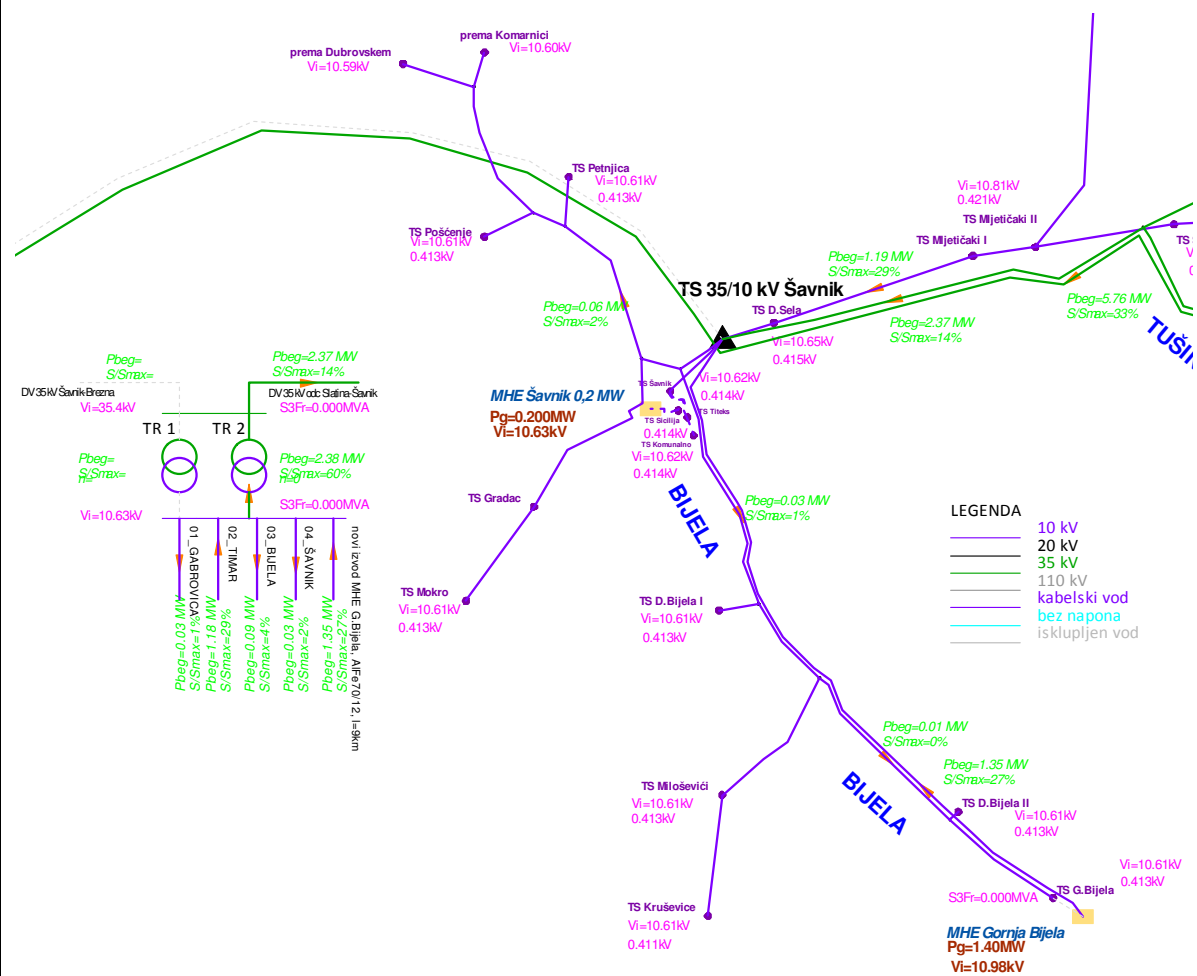
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,408 kV, max 0,410)

**0,888 MW**

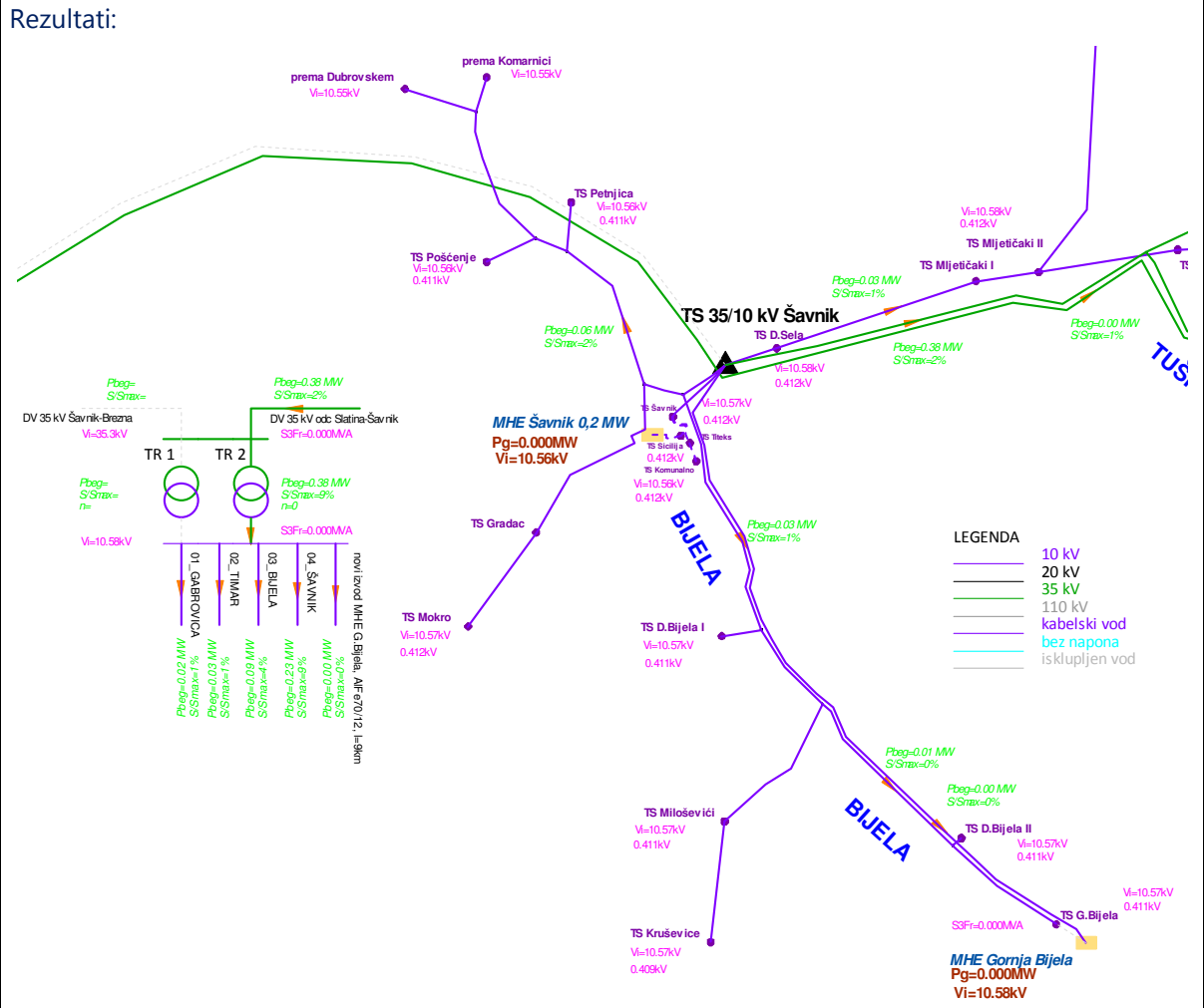
Rezultati:



Sl. 5.137: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:	Gubici:
- unutar granica kriterijuma (min 0,391 kV, max 0,395 kV)	<b>4,373 MW</b>



Sl. 5.138: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011

**Prednosti rješenja**

- pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom
- optimalna potrošnja proizvedene snage na području

**4.b VARIJANTA B: priključenje mHE na 10 kV sabirnice u novo TS Gvozd 110/35/10 kV**

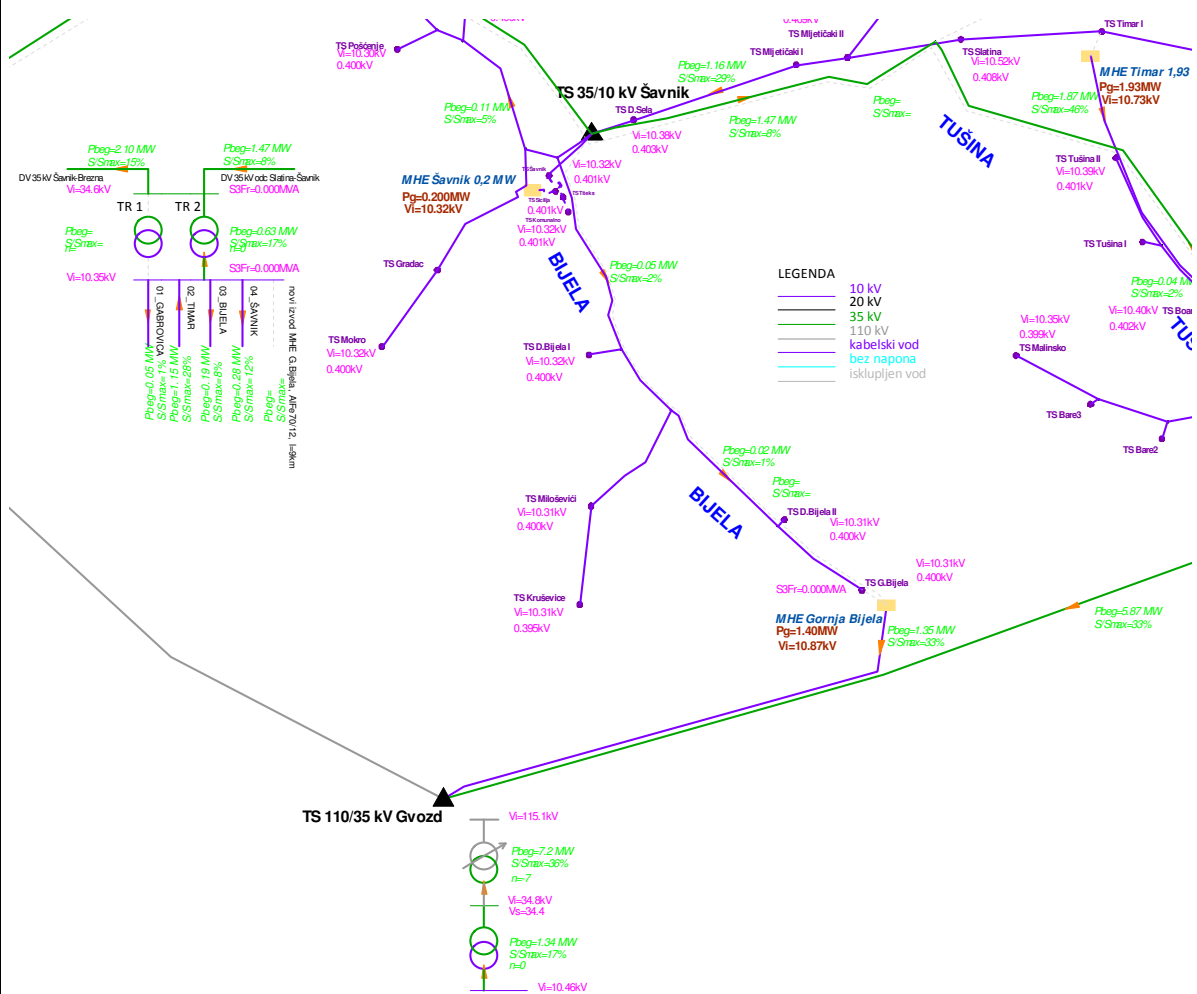
Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €
- mHE priključuje se s novim izvodom direktno na 10 kV sabirnice u TS Gvozd	<b>Σ730.000</b>
- uslov: izgrađena TS Gvozd 110/35/10 kV i 110 kVdalekovoda	

<b>Brezna- Gvozd (Kronovo)</b>	
- u TS Gvozd instalira se transformator TR 35/10 kV, 2,5 MVA	30.000
- od TS Gvozd prema dolini Bijele gradi se dvosistemski 35 kV vod, jedan sistem radi na 10 kV i služi za priključenje mHE u slivu Bijele, drugi sistem radi na 35 kV i služi za potrebe priključenja mHE na rijeci Tušini	200.000
- dužina dvosistemskoga voda iznosi cca. 6,5 km	
- mHE se priključuje na dvosistemski dalekovod s 10 kV spojnim dalekovodom u dužini cca 1 km	350.000
- 10 kV izvod oprema se vodičima AIFe 50/8 mm <sup>2</sup>	150.000

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit.	<b>4,235 MW</b>	<b>11365 MWh</b>

**Rezultati:**



Sl. 5.139: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA B, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

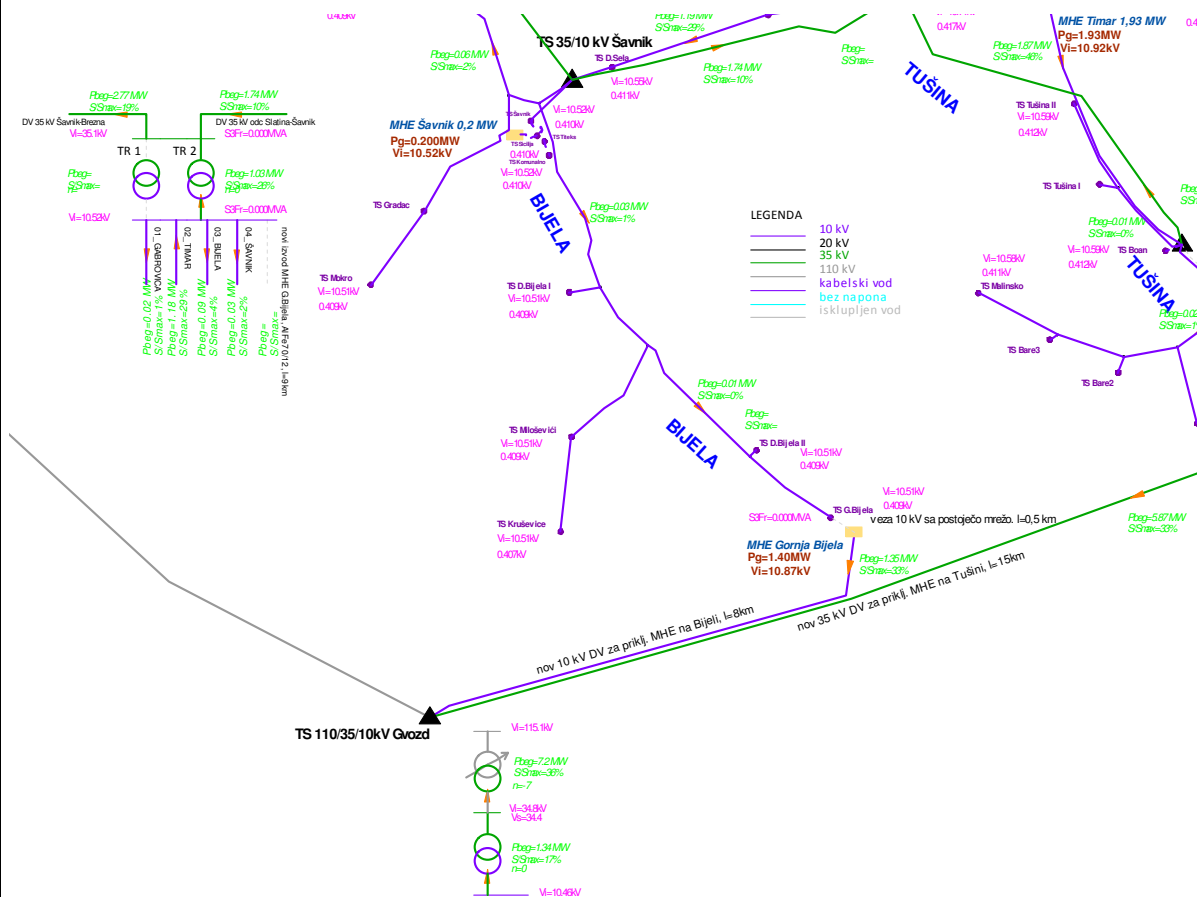
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (cca. 0,413 kV)

**0,872 MW**

Rezultati:



Sl. 5.140: Rezultati analize energetske prilike – VARJANTA B, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Prednosti rješenja**

- proizvedena snaga predstavlja višak u 10 kV mreži TS Šavnik jer je bolje evakuirati se u 35 kV i 110 kV mrežu
- nema uticaj mHE na NN mrežu
- upentljanje 10 kV mreže između mHE i TS G.Bijela (izvod Bijela od TS Šavnik) omogućiće bolju pouzdanost rada ove mreže
- nedostatak rješenja: zavisi od izgradnje vjetroelektrana i 110 kV mreže na Kronovem

## 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}$ [MW]	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\Delta P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\Delta W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,397	0,404	4,442	-	11867	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,45</b>	0,402	0,420	4,394	<b>-0,048</b>	11792	<b>-75</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>1,4</b>	0,391	0,410	4,355	<b>-0,087</b>	11687	<b>-180</b>	<b>700.000</b>
<b>VARIJANTA B</b>	<b>1,4</b>	nema uticaja	nema uticaja	4,235	<b>-0,207</b>	11365	<b>-502</b>	<b>730.000</b>

## RIJEKA VRBNICA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Vrbnica	5,566	TS Stabna	9,57
mHE Zukovska	6,422	TS Jasen	8,32
iznos Tušina	<b>11,988</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Nikšić	2585
<b>Min. model tangirane mreže:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Nikšić 110/35 kV</li> <li>- TS Plužine 35/10 kV, izvod 10 kV: B.11</li> </ul>		

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
izvod B.11	0,1	0,36	0,11	0,38
<b>TS 35/10 kV Plužine</b>	<b>0,6</b>	<b>2</b>	<b>0,64</b>	<b>2,12</b>

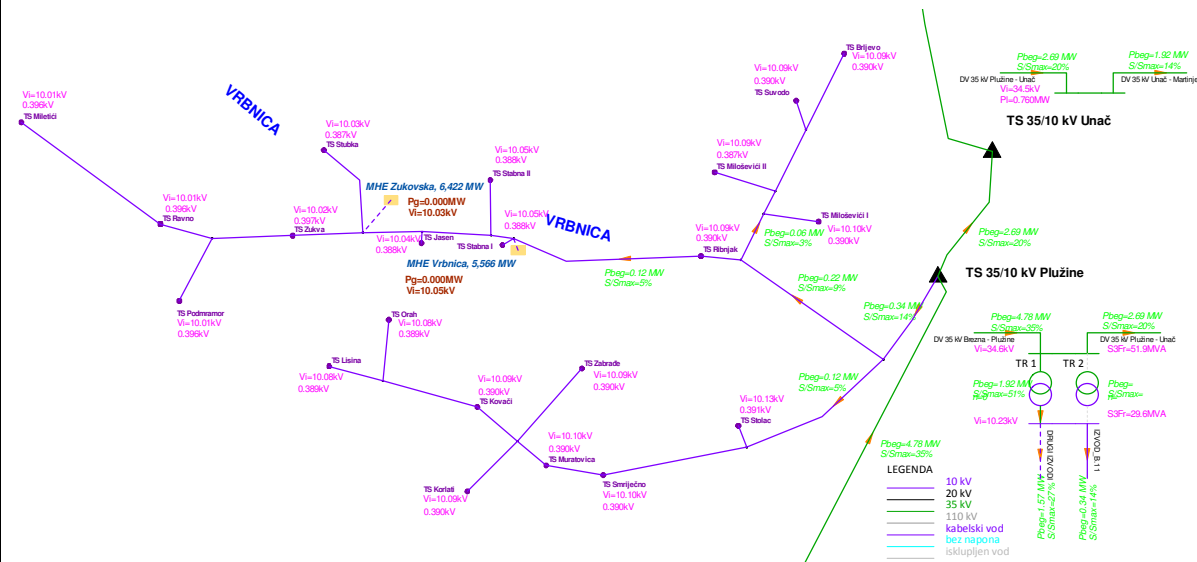
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- nije predviđen

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- jedva unutar granica kriterijuma (min 0,387 kV, max 0,391kV)

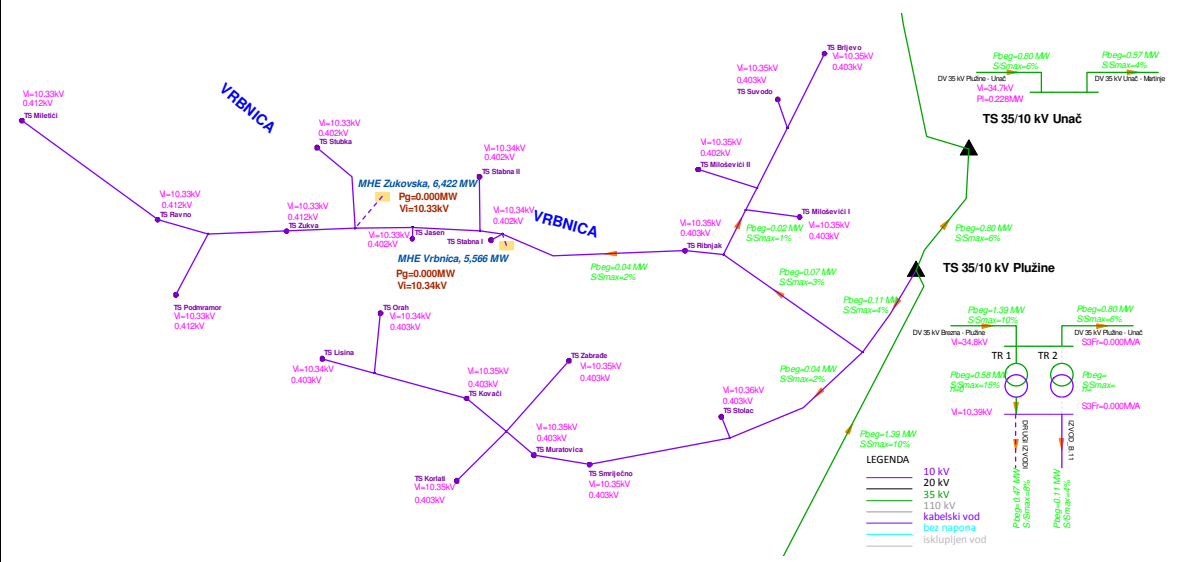
Rezultati:



Sl. 5.141: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. u postojećoj mreži

<b>Min potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma (min 0,402 kV, max 0,412kV)
----------------------	------------------------------	---

Rezultati:



Sl. 5.142: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. u postojećoj mreži

Max gubici:	<b>4,422 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>11867MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	-----------------

**Potrebna pojačanja mreže prije priključenja te ostali rezultati:**

- nema potrebe

**4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA**

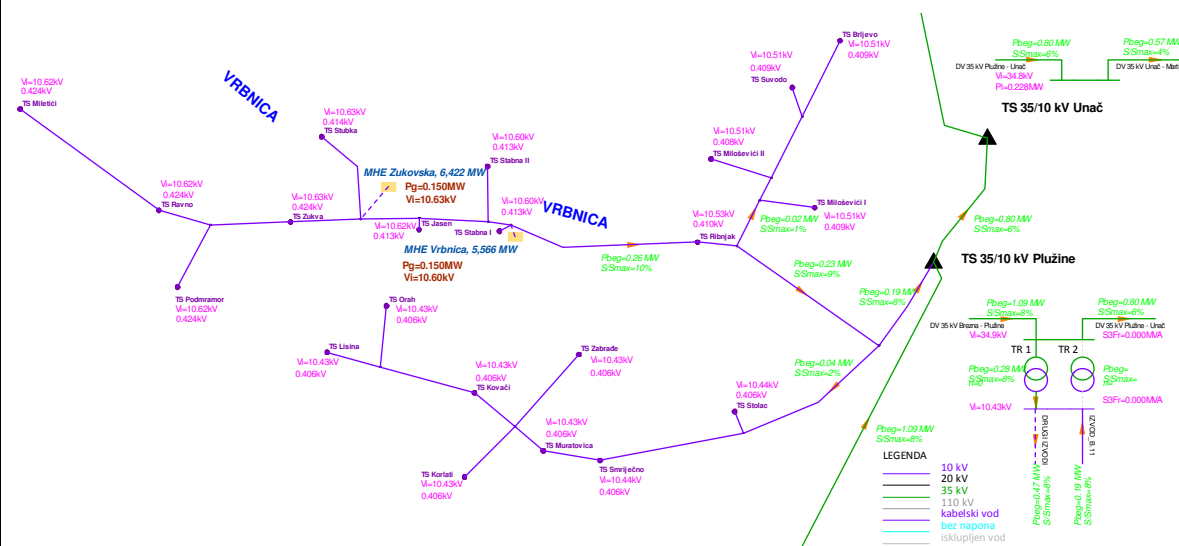
**4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu**

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE:	<b>0,3 MW</b>
---------------------------------------	---------------

**Bilješke:**

- max 0,15 MW od mHE Vrbnica
- max 0,15 MW od mHE Zukovska
- elektranu s predviđenim karakteristikama nije moguće priključiti u postojeću 10 kV mrežu

**Rezultati:**



Sl. 5.143: Priključenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011

Max gubici:	<b>4,378 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>11749 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	------------------

**4.b VARIJANTA A: priključenje mHE na 35 kV sabirnice u TS Brezna**

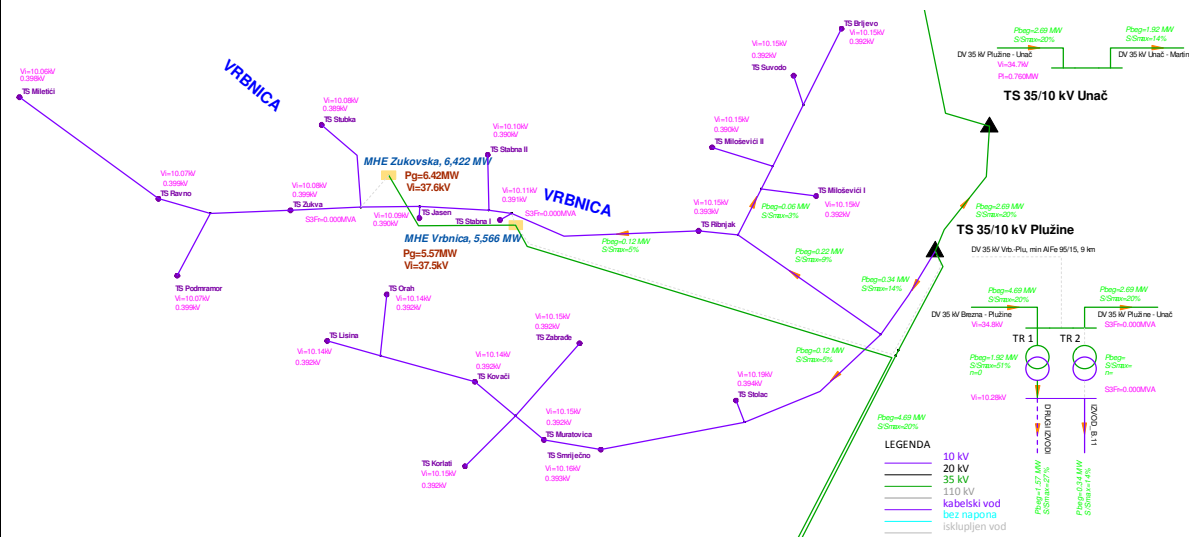
<b>Potrebna pojačanja:</b>	Procjena investicije u €
<ul style="list-style-type: none"> <li>- mHE priključuju se direktno na 35 kV sabirnice u TS Brezna</li> <li>- <b>uslov: rekonstruisan DV 2x35 kV Brezna – Plužine</b></li> <li>1. sistem: napaja sve TS 35/10 kV u petlji Brezna – Plevlja 1</li> <li>2. sistem: evakuacija snage od mHE na Vrbnici</li> <li>- za potrebe mHE izgradi se 35 kV dvosistemski priključni dalekovod između mHE i rekonstruisanim DV 2x35 kV Brezna – Plužine (AlFe 95/15 mm<sup>2</sup>, l = 9 km)</li> <li>- vrsta priključaka je ulaz/izlaz u jedan sistem rekonstruisanog dalekovoda DV 2x35 kV Brezna – Plužine</li> </ul>	<b>Σ1.000.000</b>
	1.000.000



**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (min 0,390 kV, max 0,399 kV)	<b>4,808 MW</b>	<b>12903 MWh</b>

Rezultati:

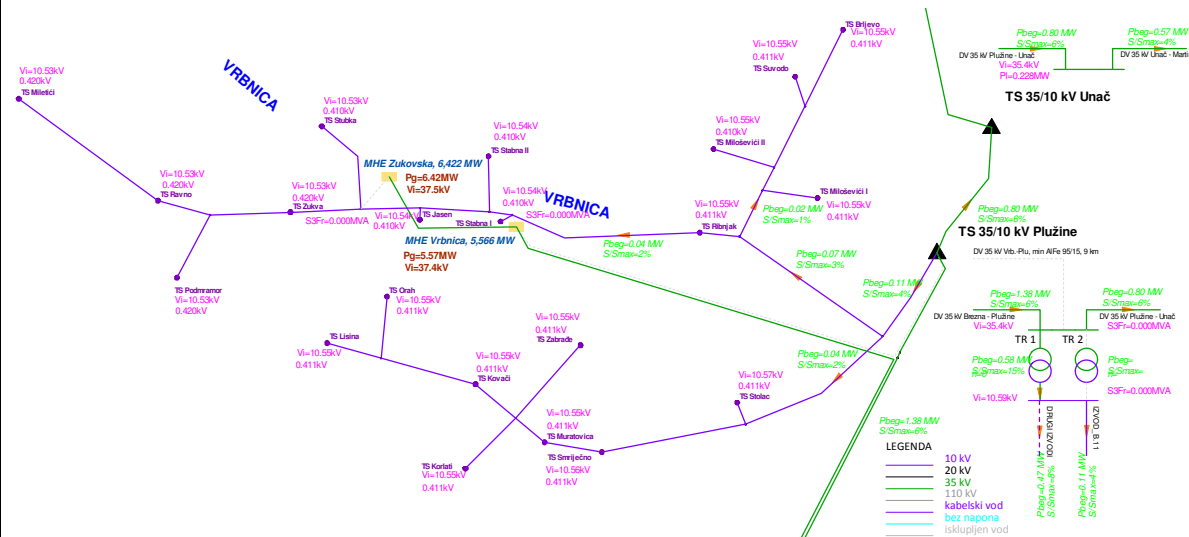


Sl. 5.144: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, max opterećenja i max proizvodnja mHE, 2011

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

Opterećenje i naponi u mreži:	Gubici:
- unutar granica kriterijuma (min 0,410 kV, max 0,420 kV)	<b>1,743 MW</b>

Rezultati:



Sl. 5.145: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

### Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, bez proizvodnje mHE

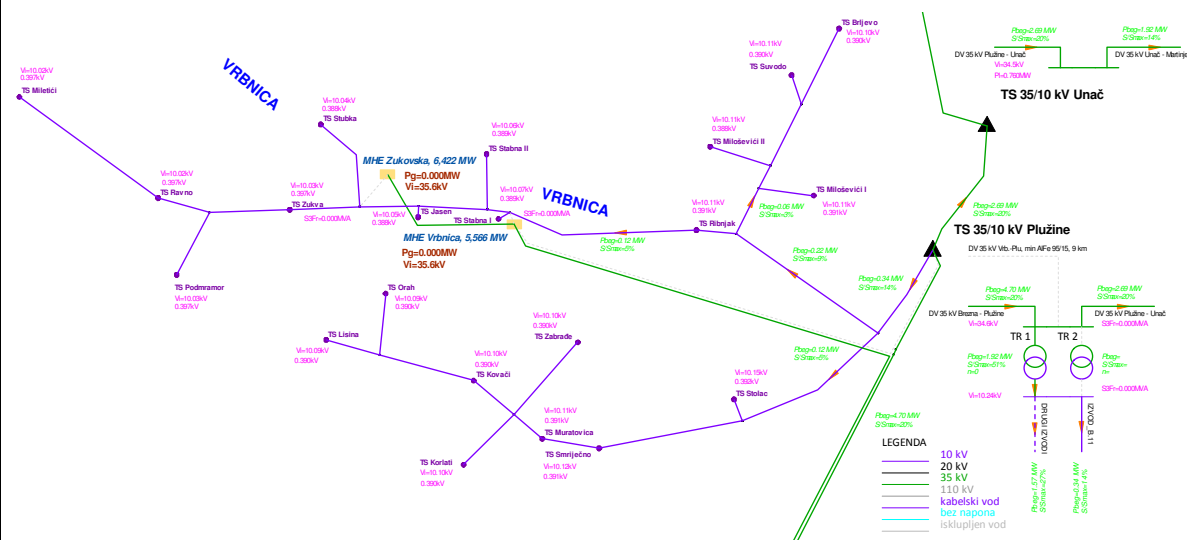
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,388 kV, max 0,397 kV)

**4,344 MW**

Rezultati:



Sl. 5.146: Rezultati analize energetskih prilika VARIJANTA A, max potrošnja bez proizvodnje mHE, 2011.

### Prednosti rješenja

- pouzdano priključenje mHE na 10 kV mrežu nije moguće
- višak snage evakuira se prema centrima potrošnje (Nikšić)
- mali uticaj mHE na NN mrežu

### 5. UPOREĐIVANJE REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}$ [MW]	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\Delta P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\Delta W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključ.</b>	<b>0</b>	0,387	0,412	4,422	-	11867	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,3</b>	0,398	0,424	4,378	<b>-0,044</b>	11749	<b>-118</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>11,988</b>	0,390	0,420	4,808	<b>+0,386</b>	12903	<b>+1036</b>	<b>1.000.000</b>

## **5.6. Priklučivanja mHE na distributivnu mrežu – analize za porječje Zete**

---

U porečju Zete planira se izgradnja mHE samo na rijeci Zaslapanici u ukupnom iznosu 1,4 MW. Za ovu rijeku bila je u prethodnim poglavljima napravljena detalna analiza.

## RIJEKA ZASLAPNICA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Zaslav	0,288	TS Zaslav	8,53
mHE Nudo I	0,583	TS Nudo II	7,29
mHE Nudo II	0,511	TS Nudo II	7,29
<b>Iznos Zaslavnica</b>	<b>1,382</b>	<b>Kruta mreža:</b> 110 kV sabirnice TS Vilusi	1323
<b>Min. model tangirajuće mreže:</b>		- TS Vilusi 110/35/10 kV - izvod 10 kV: Grahovo, Vilusi	

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{min}$ [MVA]	$S_{max}$ [MVA]	$S_{min}$ [MVA]	$S_{max}$ [MVA]
Grahovo	0,090	0,400	0,097	0,430
Vilusi	0,035	0,100	0,038	0,108
<b>TS 35/10 kV Vilusi</b>	<b>0,41</b>	<b>1,29</b>	<b>0,442</b>	<b>1,387</b>

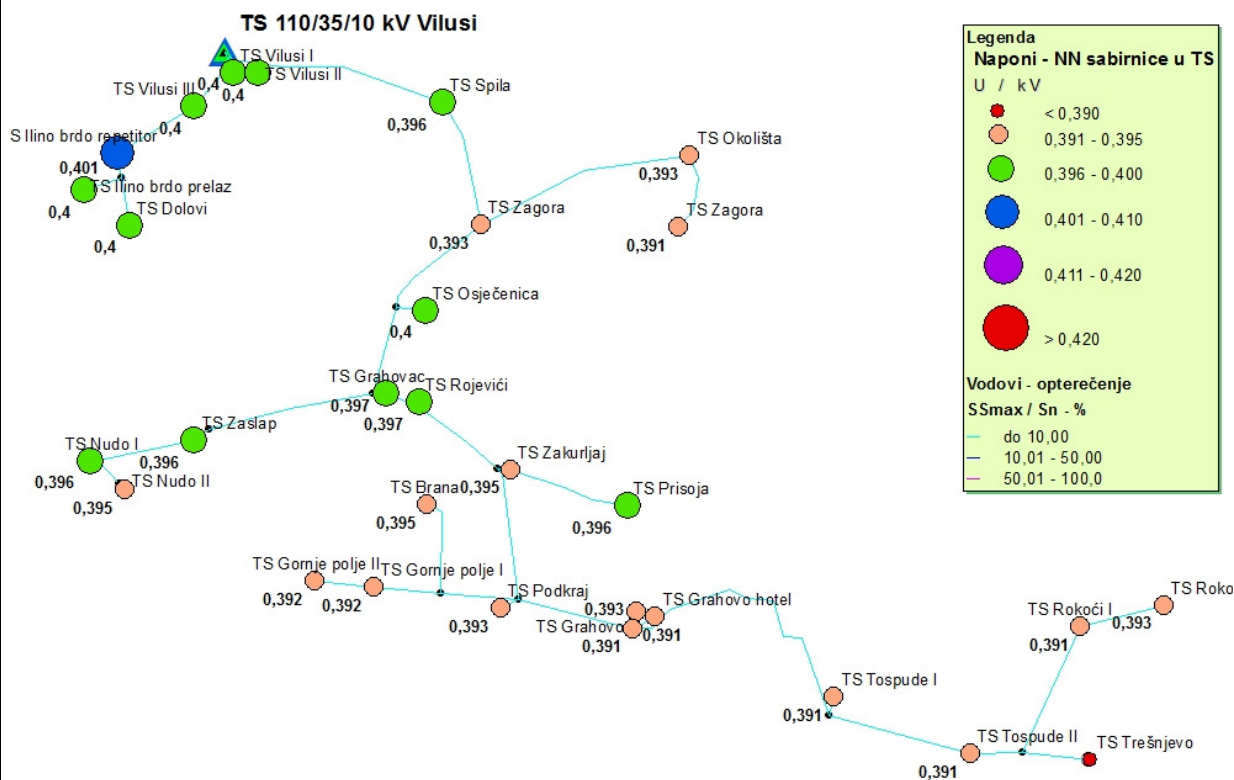
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- Nova TS 35/10 kV Grahovo (poslje 2015. godine)
- Nov napojni 35 kV dalekovod Vilusi – Grahovo, dužina 12,5 km (poslje 2015. godine)
- TR 2 35/10 kV, 2,5 MVA u RTP Vilusi (do 2015. godine)

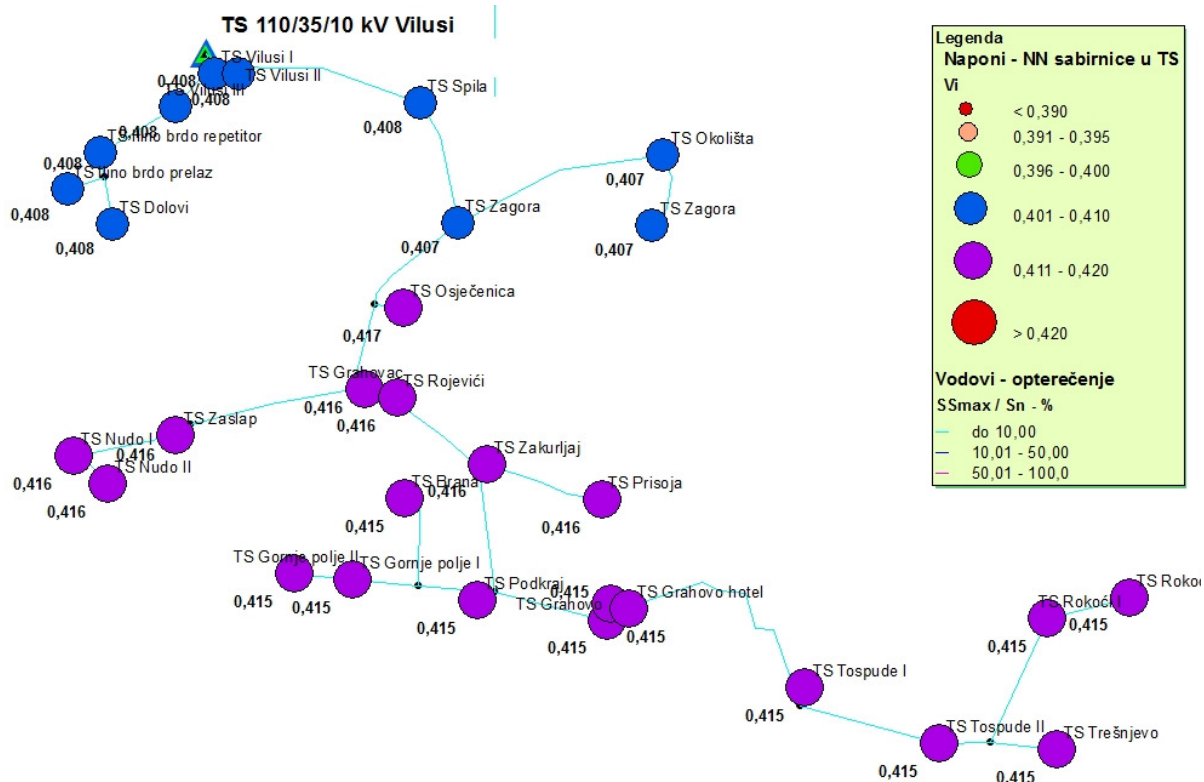
### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma
Rezultati: slika Sl. 5.147		
<b>Min potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma - u pojedinim čvorištima približavaju 0,42 kV
Rezultati: slika Sl. 5.148		
Max gubici:	<b>0,04 MW</b>	Godišnji gubici: <b>107,4 MWh</b>
<b>Potrebe po pojačanju mreže i ostali rezultati:</b> nema potrebe		

Rezultati:



Sl. 5.147: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011. bez rada mHE



Sl. 5.148: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011. bez rada mHE

## 4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA

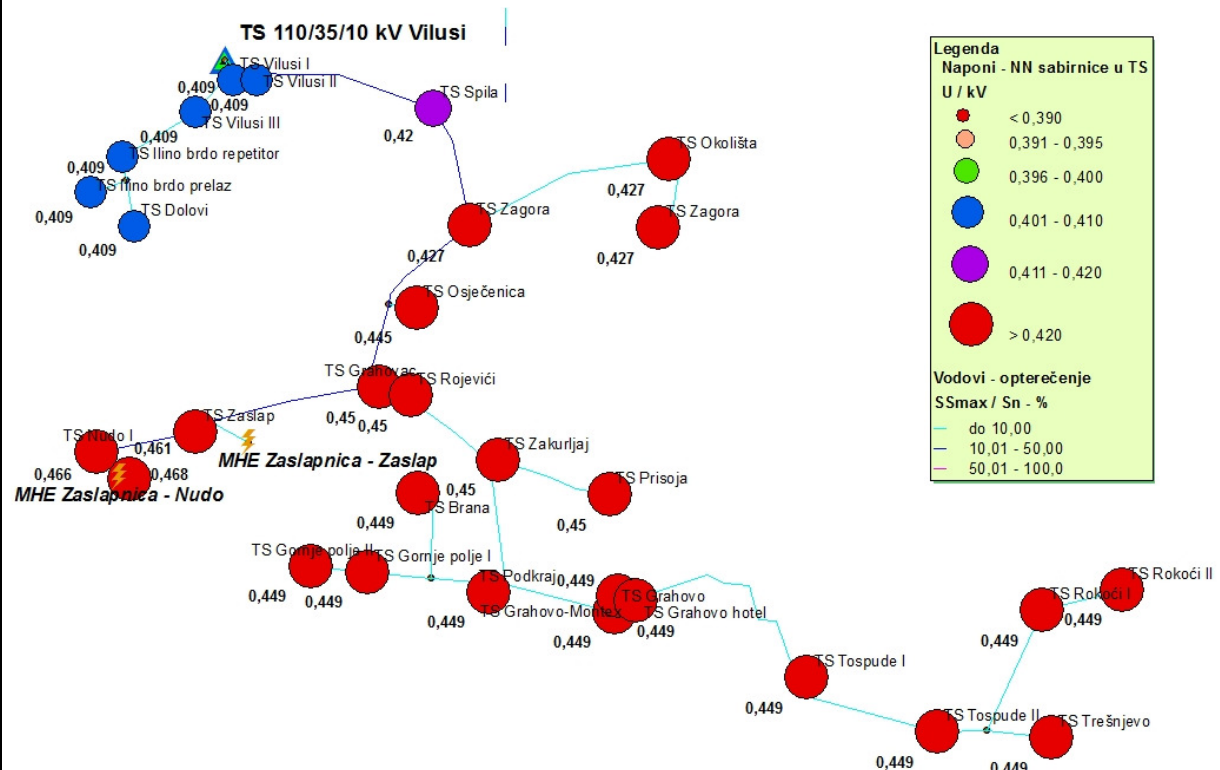
### 4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu

**Max pouzdana evakuacija snage iz mHE: 0,1 MW**

**Bilješke:**

- u priključenju s punom snagom naponi u NN mreži kreću se preko kriterijuma 0,420 kV (do 0,465 kV)

**Rezultati:**



Sl. 5.149: Tematski prikaz opterećenja u 10 kV mreži s naponima na NN sabirnicama u TP – priključenje mHE na obližnju 10 kV mrežu, minimalna opterećenja, 2011

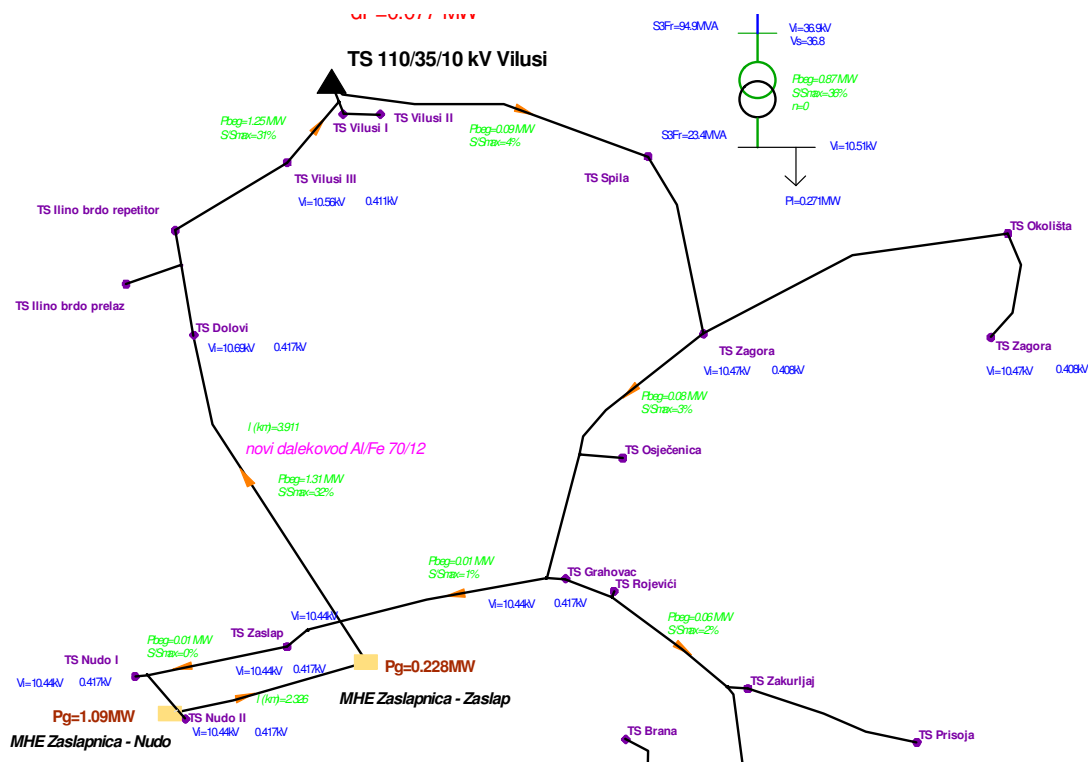
### 4.b VARIANTA A: priključenje na 10 kV mrežu s novim vodom AlFe70/12 mm<sup>2</sup> u izvod Vilusi

Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €
- novi dalekovod AlFe 70/12 mm <sup>2</sup> između Zaslapa i TS Dolovi, l = 6 km	330.000
- zamjena postojećih vodiča AlFe35/6 mm <sup>2</sup> s novim AlFe70/12 mm <sup>2</sup> između TS Vilusi i TS Dolovi	15.000
	<b>Σ345.000</b>

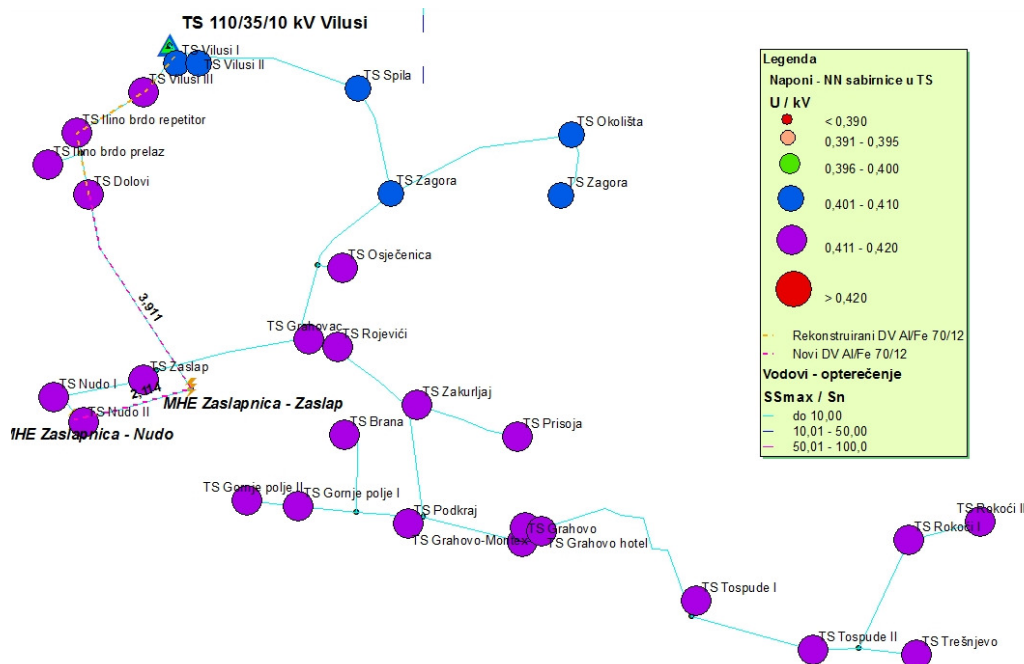
### Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar granica kriterijuma	<b>0,13 MW</b>	<b>348,9 MWh</b>

Rezultati:



Sl. 5.150: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, minimalna opterećenja, 2011.



Sl. 5.151: Tematski prikaz opterećenja u 10 kV mreži s naponima na NN sabirnicama u TP – VARIJANTA A, minimalna opterećenja, 2011

### Prednosti rješenja

- niži troškovi priključenja
- bolja pouzdanost rada 10 kV mreže (mogućnost prenapajanja između dva izvoda)
- dio proizvedene energije kompenzira se sokolnom potrošnjom
- rješenje nije vezano na preostale investicije u mrežu
- priključenje mHE na mrežu kroz transformaciju 10/0,4 kV je tehničko (manji gubici) i ekonomsko (jeftinije rješenje) povoljnije rješenje prema priključenju kroz transformaciju 35/0,4 kV)

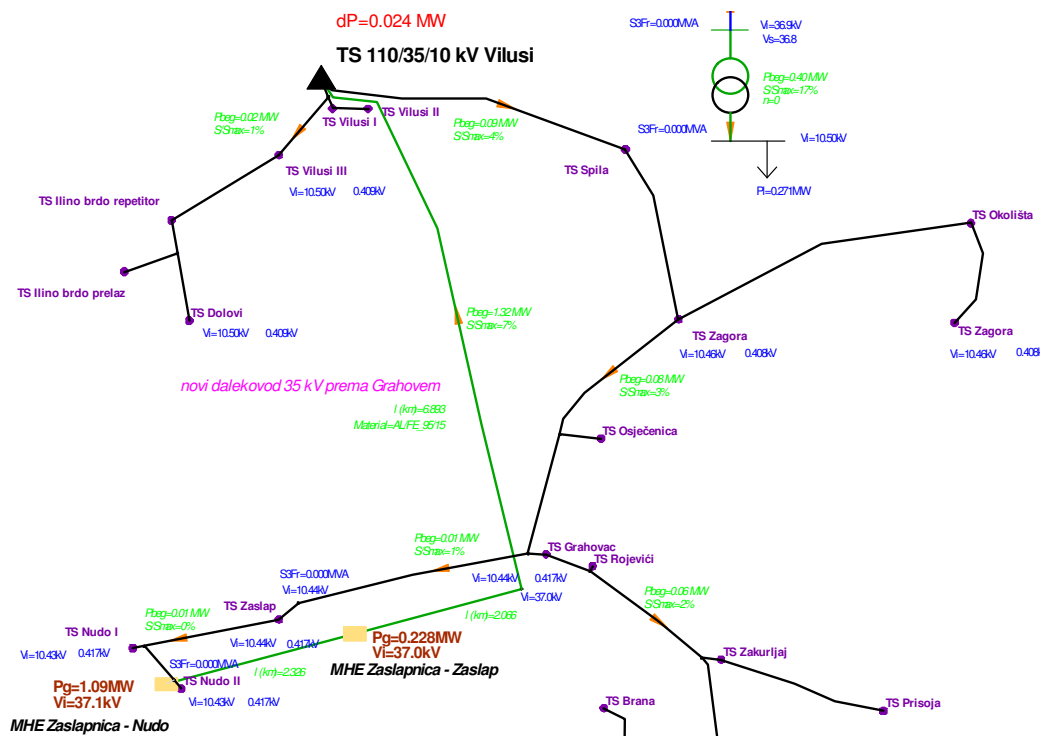
### 4.C VARIANTA B: priključenje na novi izvod Grahovo 35 kV (nadzemni vod AlFe95/15 mm<sup>2</sup>)

Potrebna pojačanja:	Procjena investicije u €
	<b>Σ575.000</b>
- novi odjeljak nadzemnoga voda 35 kV između čvorišta RTS Vilusi i odvojka prema mHE na Zaslavnici (AlFe95/15 mm <sup>2</sup> , l = 7 km)	350.000
- novi nadzemni vod 35 kV između 35 kV nadzemnim vodom Vilusi – Grahovo i mHE na Zaslavnici (AlFe95/15 mm <sup>2</sup> , l = 4,5 km)	225.000

### Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja

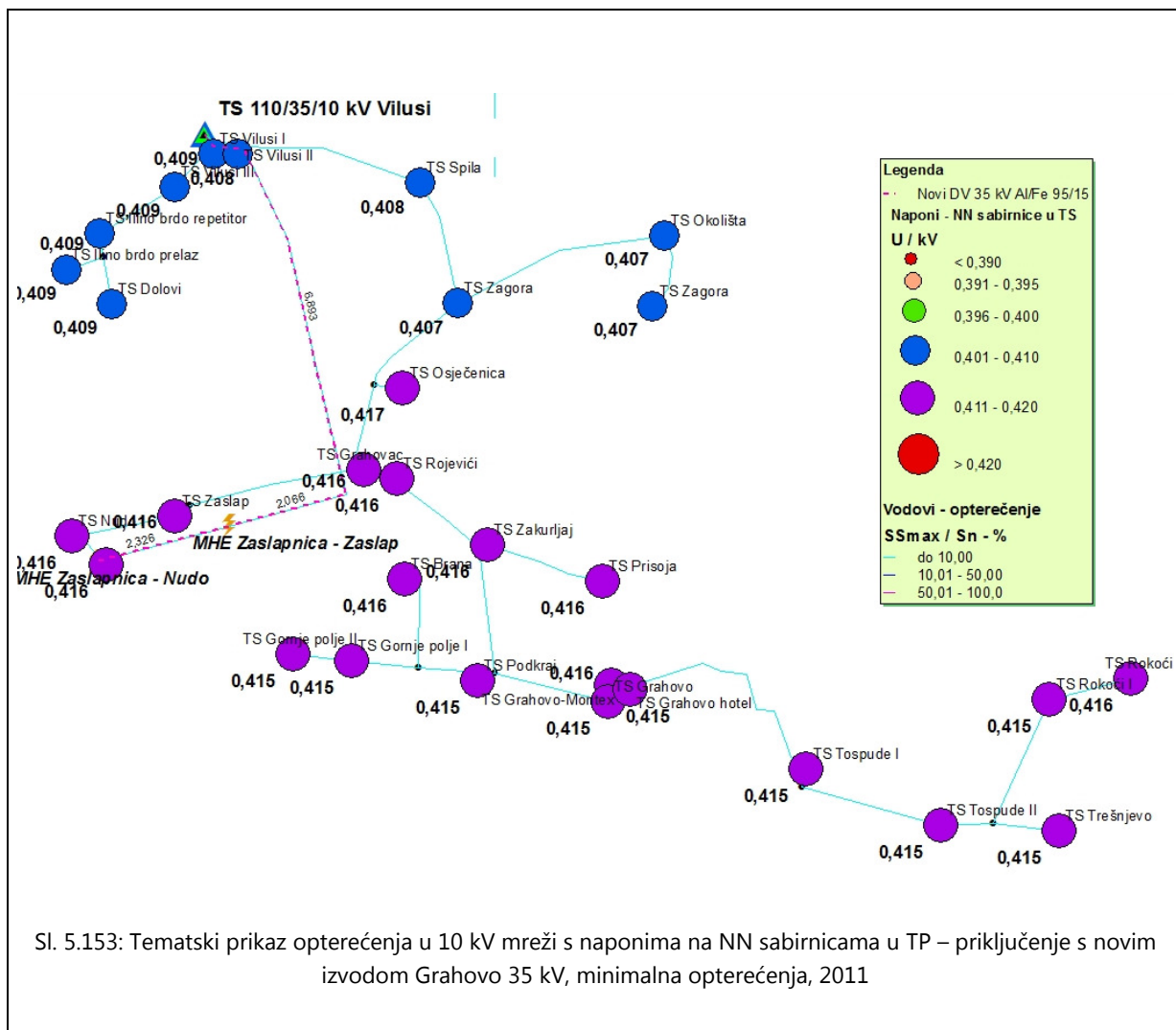
Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar granica kriterijuma	<b>0,046 MW</b>	<b>123,4 MWh</b>

Rezultati:



Sl. 5.152: Rezultati analize energetske prilike – VARIJANTA A, minimalna opterećenja, 2011





### Prednosti rješenja

- manje oscilacije napona u 10 kV in 0,4 kV mreži
- bolja pouzdanost rada planiranih mHE
- niži gubici u mreži (u prosjeku 50 kW)
- jeftinije rješenje u primjeru izgradnje novoga 35 kV nadzemnog voda između Vilusa i Grahova

### 5. KOMPARACIJA REZULTATA

Stanje	$P_{mHE}$ (MW)	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [kW]	$\Delta P_{gub}$ [kW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\Delta W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Prije priključenja</b>	<b>0</b>	0,391	0,417	40	-	107	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,1</b>	0,394	0,421	34	<b>-6</b>	91	<b>-16</b>	-
<b>VARIJANTA A</b>	<b>1,318</b>	0,393	0,419	130	<b>+90</b>	349	<b>+242</b>	<b>345.000</b>
<b>VARIJANTA B</b>	<b>1,318</b>	0,390	0,419	46	<b>+6</b>	123	<b>+16</b>	<b>575.000</b>

## **5.7. Priklučivanja mHE na distributivnu mrežu – analiza porječje Tare**

---

U porečju Tare planira se izgradnja mHE samo na rijeci Bukovici u ukupnom iznosu 0,2 MW. Od mHE s toliko malo snage ne očekuju se teškoće u integrisanju na postojeću mrežu. Rezultati analize prikazani su u sledećoj tabeli.

## RIJEKA BUKOVICA

### 1. Male hidroelektrarne – osnovni podaci

Naziv	$P_{\max}$ [MW]	Najbliža TS	$S_k$ [MVA]
mHE Bukovica	0,2	TS Fabrika vode	15,6
Iznos Bukovica	<b>0,2</b>	<b>Kruta mreža:</b> 10 kV sabirnice TS Drijenak	40,8
<b>Min. model tangirane mreže:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TS Drijenak 35/10 kV, 10 kV sabirnice</li> <li>- izvod 10 kV: Trebaljevo</li> </ul>		

### 2. Polazišta

#### 2.a Relevantni podaci o opterećenjima

TS, izvodi	2011		2015	
	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]	$S_{\min}$ [MVA]	$S_{\max}$ [MVA]
Trebaljevo	0,2	0,7	0,21	0,74
<b>TS 35/10 kV Drijenak</b>	<b>0,96</b>	<b>3,2</b>	<b>1,1</b>	<b>3,4</b>

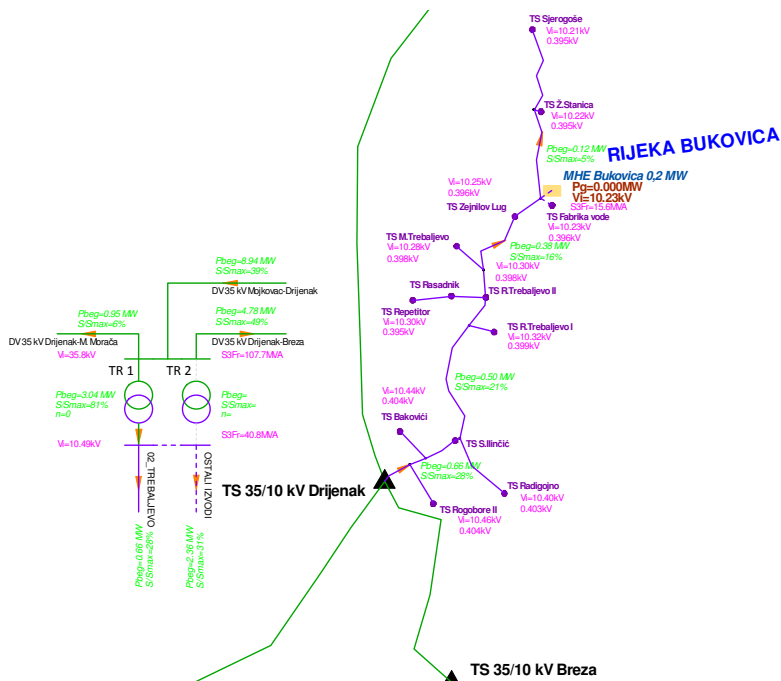
#### 2.b Relevantni podaci o predviđenom razvoju distributivne mreže

- rekonstrukcija TS 35/10 kV Drijenak do 2015. godine

### 3. Pogonske prilike prije priključenja mHE na mrežu

Kritična stanja	Opterećenje	Naponi u NN mreži
<b>Max potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma

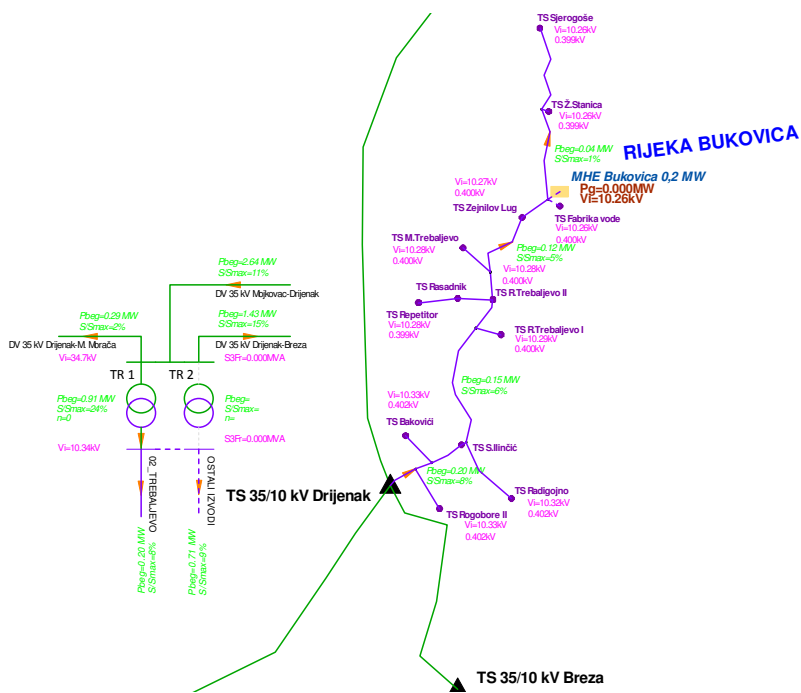
Rezultati:



Sl. 5.154: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – maksimalna opterećenja 2011 u postojećoj mreži

<b>Min potrošnja</b>	- unutar granica kriterijuma	- unutar granica kriterijuma
----------------------	------------------------------	------------------------------

Rezultati:



Sl. 5.155: Opterećenja u 10 kV mreži i naponi na NN sabirnicama TP – minimalna opterećenja 2011 postojećoj mreži

Max gubici:	<b>4,378 MW</b>	Godišnji gubici:	<b>11749 MWh</b>
-------------	-----------------	------------------	------------------

**Potrebnapojačanja mreže pred priključenjem te ostali rezultati:**

- nema potreba

**4. PRIKLJUČENJE MHE NA MREŽU – RJEŠENJA**

**4.a Mogućnost pouzdanoga priključenja na postojeću mrežu**

Max pouzdana evakuacija snage iz mHE:	<b>više od 0,2 MW</b>
---------------------------------------	-----------------------

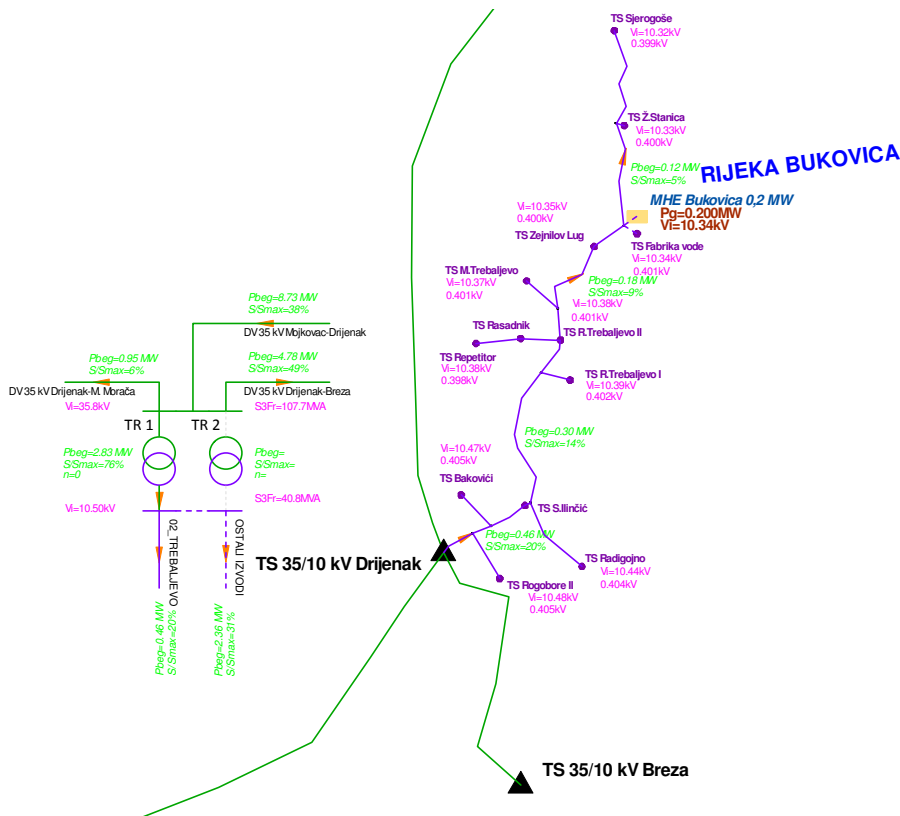
**Bilješke:**

- pouzdano priključenje mHE na postojeću mrežu

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – max potrošnja, max proizvodnja mHE**

Opterećenje i naponi u mreži:	Max gubici:	Godišnji gubici:
- unutar gran. krit. (min 0,398 kV, max 0,405 kV)	<b>4,359 MW</b>	<b>11698 MWh</b>

**Rezultati:**



Sl. 5.156: Rezultati analize energetske prilike – priključenje na postojeću mrežu, max potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011

**Pogonske prilike nakon priključenja mHE na mrežu – min potrošnja, max proizvodnja**

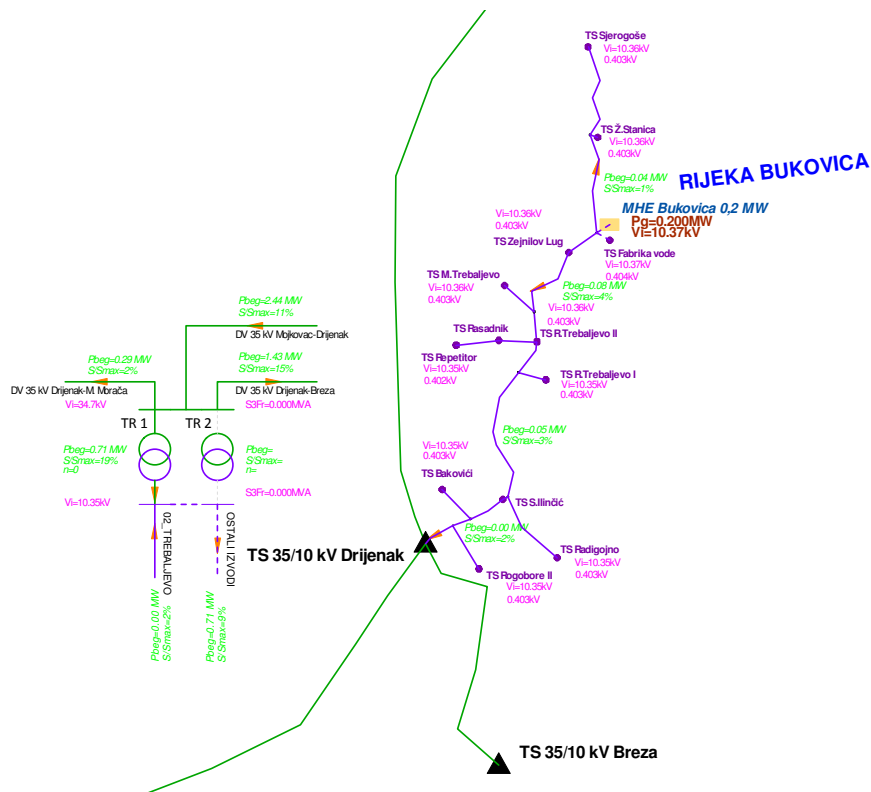
Opterećenje i naponi u mreži:

Gubici:

- unutar granica kriterijuma (min 0,402 kV, max 0,404 kV)

**0,832 MW**

Rezultati:



Sl. 5.157: Rezultati analize energetske prilike – priključenje na postojeću mrežu, min potrošnja i max proizvodnja mHE, 2011.

**Prednosti rješenja**

- **pogon mHE poboljšava naponske prilike u područjima s prethodnim niskim naponom**
- **optimalna potrošnja proizvedene snage na području**

**5. UPOREĐIVANJE REZULTATA**

Stanje	$P_{MHE}$ (MW)	$U_{min}$ [kV]	$U_{max}$ [kV]	$P_{gub}$ [MW]	$\square P_{gub}$ [MW]	$W_{gub}$ [MWh]	$\square W_{gub}$ [MWh]	Procjena investicije [€]
<b>Pred priključ.</b>	<b>0</b>	0,395	0,402	4,378	-	11749	-	-
<b>Priključ. na posto. mrežu</b>	<b>0,2</b>	0,398	0,405	4,359	<b>-0,019</b>	11698	<b>-51</b>	-

## 5.8. Sažetak rezultata

U prikazanim tabelama date su analize priključenja mHE na distributivnu mrežu za sve pojedine vodotoke. Za svaki vodotok data su potrebna pojačanja mreže. Takođe, data su potrebna pojačanja zbog loših pogonskih prilika u postojećoj mreži i pojačanja zbog pogona svih elektrana s predviđenim maksimalnim snagama.

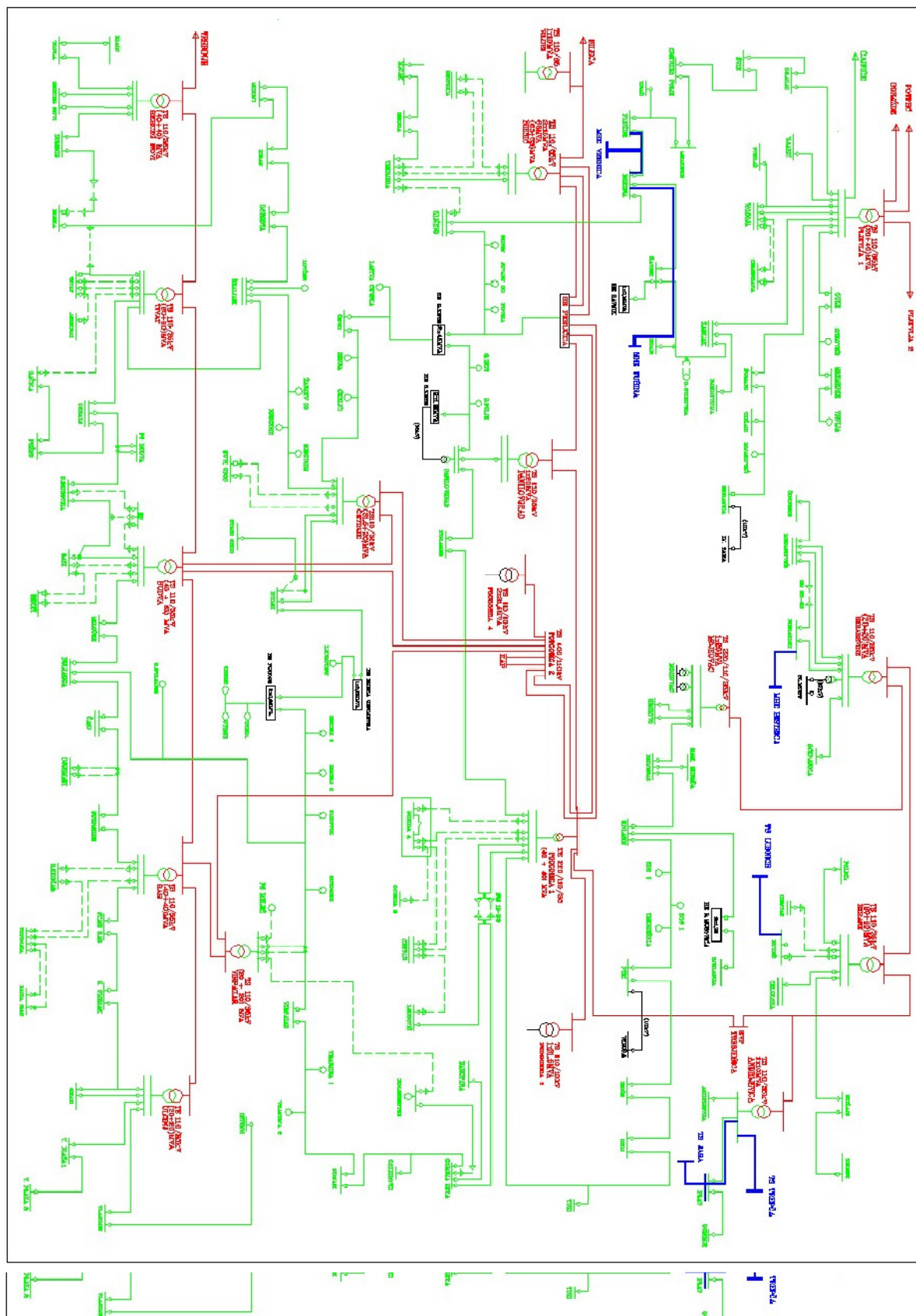
Pogon mHE uticaće na velike promjene napona u distributivnoj mreži, što znači da će biti aktivno regulisati napon pri drugačijim opterećenjima na 35 kV sabirnicama u TS 110/35 kV. Napon je regulisan tako da imaju sve TS 35/10 kV u pojedinim opterećenjima napon na 10 kV sabirnicama između 10,2 kV i 10,6 kV.

Naponske prilike bile bi mnogo bolje, ako bi bilo moguće automatski regulisati napon na 10 kV sabirnicah TS 35/10 kV. **Značajno veća integracija s manjim troškovima priključenja postigla bi se s postupnim prelaskom na 20 kV naponski nivo s automatskom regulacijom napona i opuštanjem 35 kV mreže koja prelazi na 110 kV ili 20 kV.**

U tabeli Tab. 5.11 prikazani su ukupna dužina i broj novih/rekonstruisanih vodova i transformatorskih stanica s procijenjenim troškovima za potrebe priključenja svih mHE (87,1 MW instalirane snage) u 10 kV i 35 kV distributivni mreži. Prosječni trošak priključenja mHE iznosi oko **220 € za jedan kW proizvedene snage**. Jednopolna shema 35 kV mreže s ucrtanim predviđenim pojačanjem prikazna je na slici 5.158.

Tab. 5.11: Sažetak ulaganja u distributivnu mrežu zbog priključenja mHE.

		UKUPNA DUŽINA, BROJ	PROCJENA INVESTICIJE (€)
10 kV	vodi	109 km	5.120.000
	raskl. stanice	2	510.000
	<b>zajedno 10 kV</b>		<b>5.630.000</b>
35 kV	vodi	116 km	12.050.000
	TS 35/10 kV	3	1.450.000
	novi TR 35/10 kV	3	195.000
<b>zajedno 35 kV</b>		<b>13.695.000</b>	
<b>UKUPNI TROŠKOVI PRIKLJUČENJA 87,1 MW MHE NA DISTRIBUTIVNU MREŽU</b>		<b>19.325.000</b>	



Sl. 5.158: Jednopolna shema 35 kV mreže nakon priključenja svih mHE.



## 5.9. Prilog – tipske cijene

### Cijene transformatorskih stanica 110/10(20) kV i 35/10(20) kV:

- izgradnja gradske TS 110/10(20) kV 2×40 MVA: 3 000 000 €
- izgradnja vangradske TS 110/10(20) kV 2×20 MVA: 2 200 000 €
- modularna izgradnja vangradske TS 110/10(20) kV 20 MVA: 1 700 000 €
- izgradnja pojednostavljene TS 110/10(20) kV 1×10 MVA: 960 000 €
- izgradnja gradske TS 110/10(20) kV 2×40 MVA s gasom SF<sub>6</sub> izoliranim postrojenjem 110 kV: 5 300 000 €
- izgradnja gradske TS 35/10(20) kV 2×8 MVA: 1 000 000 €
- izgradnja vangradske TS 35/10(20) kV 2×4 MVA: 850 000 €
- izgradnja pojednostavljene TS 35/10(20) kV 1×4 MVA: 430 000 €
- potpuna obnova TS 35/10 kV, uz pretpostavku zamjene opreme (prekidača, rastavljača, strujnih transformatora, izolatora, ...) u postrojenjima klasičnog tipa: 410 000 €
- potpuna obnova TS 35/10 kV, uz pretpostavku zamjene postrojenja klasičnog tipa sklopnim blokovima: 610 000 €
- rekonstrukcija TS 35/10 kV radi povećanja projektovane snage (rekonstrukcija temelja transformatora): 150 000 €
- zamjena izolatora prilikom prelaskanadzemnih vodova nazivnog napona izolacije 12 kV izgrađenih na drvenim stubovima na pogon na naponskom nivou 20 kV: 3 300 €/km
- potpuna obnova nadzemnog voda 35 kV (uključena zamjena provodnika, izolatora i ovjesnog pribora, ali ne i stubovi, za koje je pretpostavljeno održavanje u skladu s propisima radi bitno dužeg životnog vijeka): 25 000 €/km za provodnike tipa Al/Č 95, odnosno 23 000 €/km za provodnike tipa Al/Č 50 (relativno veliki iznos, uporediv s cijenom novog voda 35 kV)
- vodno polje napona 110 kV – klasično: 140 000 €
- vodno polje 110 kV u SF<sub>6</sub> izvedbi (sa zaštitom): 500 000 €

### Cijene transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV bez transformatora:

TIP TS - RADOVI	U <sub>g</sub> (kV)	U <sub>d</sub> (kV)	CIJENA , €
Standardna stupna, sa opremom (stup 700 kg)	10(20)	0,4	6 500 – 7 000
Građevinski i elektromontažni i radovi za stupnu TS	10(20)	0,4	3 000
Građevinski i elektromontažni i radovi na gradskoj TS	10(20)	0,4	6 000
Građevinsko kućište gradske TS	10(20)	0,4	5 000 – 8 500

### Cijene energetskih transformatora:

<b>U<sub>g</sub> (kV)</b>	<b>U<sub>d</sub> (kV)</b>	<b>S (kVA)</b>	<b>MASA (kg)</b>	<b>CIJENA , €</b>
110	10(20)	10 000	27 800	170 000
110	10(20)	16 000	33 000	203 500
110	10(20)	20 000	41 400	220 000
110	10(20)	31 500	53 000	250 000
110	10(20)	40 000	59 500	283 000
110	10(20)	63 000	75 000	425 000
35	10	1 600	4 320	22 500
35	10	2 500	6 600	26 000
35	10	4 000	9 200	38 000
35	10	8 000	13 500	63 000
35	10	16 000	29 000	120 000
35	10(20)	1 600	4 320	24 000
35	10(20)	2 500	5 800	27 500
35	10(20)	4 000	9 200	38 500
35	10(20)	8 000	13 500	70 000
35	10(20)	16 000	29 500	127 000
20	10	2 500	4 200	28 000
20	10	4 000	9 100	39 000
20	10	8 000	13 200	71 500
10	0,4	30	260	1 600
10	0,4	50	370	1 975
10	0,4	100	500	2 500
10	0,4	160	750	3 075
10	0,4	250	1 040	4 050
10	0,4	400	1 320	5 150
10	0,4	630	1 820	6 850
10	0,4	1 000	2 620	9 600
20	0,4	30	300	1 750
20	0,4	50	430	2 200
20	0,4	100	665	2 250
20	0,4	160	850	3 400
20	0,4	250	1 127	4 425
20	0,4	400	1 405	5 650
20	0,4	630	1 900	7 600
20	0,4	1 000	2 800	10 425
10(20)	0,4	30	310	2 075
10(20)	0,4	50	440	2 600
10(20)	0,4	100	646	3 300
10(20)	0,4	160	900	4 050

$U_g$ (kV)	$U_d$ (kV)	S (kVA)	MASA (kg)	CIJENA , €
10(20)	0,4	250	1 155	5 300
10(20)	0,4	400	1 485	6 800
10(20)	0,4	630	1 800	9 050
10(20)	0,4	1 000	2 792	12 500

### Cijene izgradnje vodova:

VRSTA VODA	$U_n$ (kV)	CIJENA (€/km)	
		LAGANI TEREN	TEŠKI TEREN
Nadzemni vod, jednosistemski	110	75 000	95 000
Nadzemni vod, dvosistemski	110	120 000	150 000
Kablovski vod (1000 al)	110	500 000	600 000
Nadzemni vod, jednosistemski, 3x120 Al/Fe, sa zaštitnim vodom	35	55 000	65 000
Nadzemni vod, jednosistemski, 3x120 Al/Fe, bez zaštitnog voda	35	45 000	55 000
Nadzemni vod, dvosistemski, 3x120 Al/Fe, sa zaštitnim vodom	35	91 000	106 500
Nadzemni vod, dvosistemski, 3x120 Al/Fe, bez zaštitnog voda	35	79 000	96 500
Kablovski vod (185 al), vangradski	35	50 000	60 000
Nadzemni vod, jednosistemski, 3x95 Al/Fe	20	38 500	48 500
Nadzemni vod, jednosistemski, 3x120 Al/Fe	20	42 500	52 500
Nadzemni vod, jednosistemski, 3x150 Al/Fe	20	48 500	57 500
Nadzemni vod, dvosistemski, 3x95 Al/Fe	20	65 500	83 000
Nadzemni vod, dvosistemski, 3x120 Al/Fe	20	74 500	92 000
Nadzemni vod, dvosistemski, 3x150 Al/Fe	20	83 000	100 500
Nadzemni vod, jednosistemski, 3x50 Al/Fe, betonski stubovi ili drveni stubovi s betonskim nogarima	20	20 000	25 000
Kablovski vod (150 Al), vangradski	20	40 000	50 000
Kablovski vod (150 Al), gradski	20	50 000	75 000

VRSTA VODA	Un (kV)	CIJENA (€/km)	
		LAGANI TEREN	TEŠKI TEREN
Nadzemni vod (SKS 70 Al), betonski stubovi ili drveni stubovi s betonskim nogarima	0,4	20 000	25 000
Kablovski vod (150 Al)	0,4	30 000	40 000

Vodovi 10 kV se u odnosu na odgovarajuće vodove 20 kV (istih ostalih karakteristika) u načelu razlikuju samo u jednom izolatoru po vodiču, što uz standardne raspone između stupova smanjuje cijenu voda približno 1.000 €, odnosno za 2% do 4%. To je razlika višestruko manja od raspona cijena ovisnog o tipu terena na kojem se vod gradi te je stoga zanemarena.

## 6. IZRADA I ANALIZE MREŽE U PSS®SINCALU

U ovome materijalu su sakupljene upute i znanje koje su potrebne za izradu i analizu mreže u programskom paketu PSS®SINCAL. Nadalje su prikazani različiti pristupi analize kojima se možemo koristiti putom planiranja distributivne i prijenosne mreže u odnosu sa uključivanjem distribuiranih izvora.

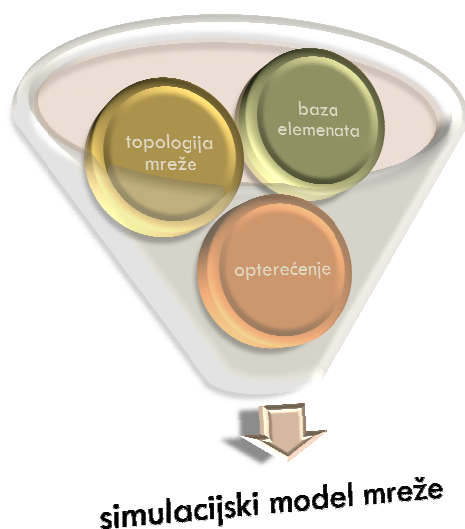
### 6.1. usposabljanje za integraciju distribuiranih izvora

Za upotrebu ovih uputa smatra se, da osoba zna osnovne vještine koje su potrebne za opću funkcionalnost u programu PSS®SINCAL. U tom primjeru početak ćemo sa izradom baze podataka (linja, transformatora), zatim izradu samog modela mreže i na kraju prikazivanje različitih analiza, sa kojima se vrjednoti situacija električnih parametra u samoj simulacijskoj mreži.

Da uopšte izradimo simulacijski model mreže na kojem ćemo kasnije izvoditi simulacije i analize prvo trebamo znati:

- podatke o elementima postrojenja, koji prave mrežu (baza elemenata);
- međusobni odnos tih elemenata (topologija mreže);
- iznos opterećenja u modelovanih trafo stanicah (opterećenje).

Slika Sl. 6.1 shematski prikazuje postupak, preko kojeg se izvodi izrada simulacijskog modela mreže.



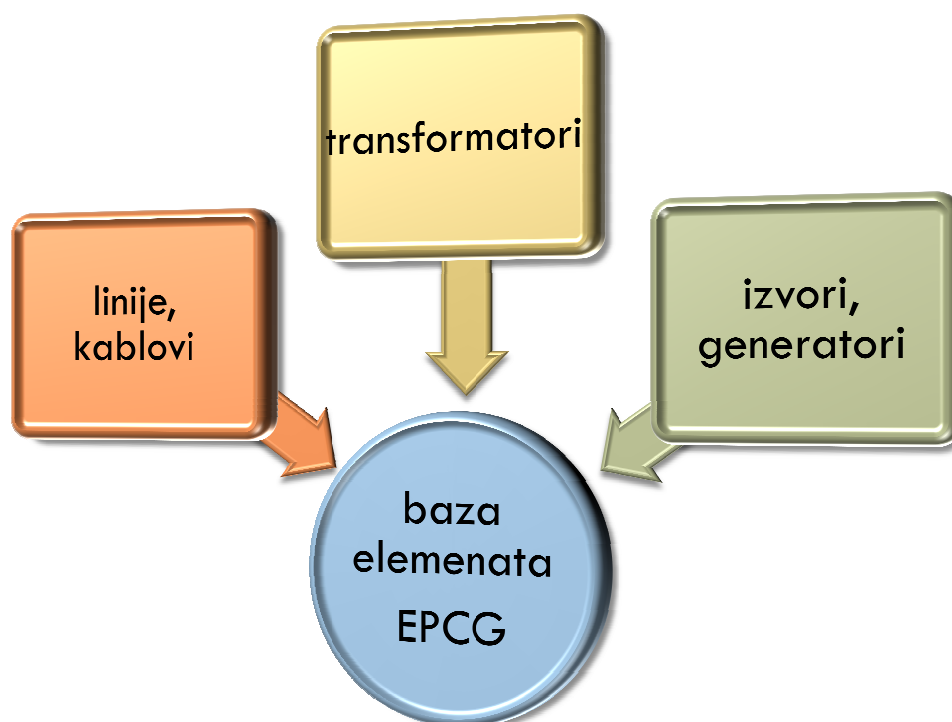
Sl. 6.1: Shematski prikaz postupka za izradu simulacijskog modela mreže.

## 6.2. Izrada simulacijskog modela mreže

### 6.2.1. Baza elemenata

Svaka mreža sastavljena je iz elektroenergetskih elemenata, koji u međusobnom topološkom odnosu stvaraju mrežu. Ponašanje tih elektroenergetskih elemenata opisujemo sa različitim parametrima, koji se razlikuju u odnosu od same vrste elemenata (linija, generator, transformator...) i njihovih nazivnih podataka (instalirana snaga, nazivni napon ...). U želji po stvaranju dobrih mogućnosti za efikasno kontroliranje stanja elemenata u već izgrađenom simulacijskom modelu i također bržu izgradnju spomenutog modela, preporučuje se izgradnja lokalne baze elemenata. U toj bazi neka se nalaze svi tipski transformatori, linije, kablovi, generatori i ostali mogući elementi. Ta baza neka bude što veća i neka zauzima što više elemenata. Potpunija baza znači više kontrole, manje šansi za unos (tipkarskih) grešaka i brže zamjenjivanje tipa elemenata u stanju planiranja mreže.

Za unos podataka idemo na *Insert>Standard Type>biraj element*. Otvori se formular, u kojem biramo bazu (najbolje lokalnu), u kojoj ukucamo zahtijevane parametre. Tu treba podvući, da veličina zahtijevanih podataka zavisi od prije kukicom označenih kalkulacijskih metoda, koje se nalaze u *Calculate>Methods*. Nije potrebno govoriti, da se količina zahtijevanih podataka veća s brojem kukica. Kad unesemo sve potrebne elemente možemo preći na slijedeći korak u izradi simulacijskog modela mreže.



Sl. 6.2: Shematski prikaz sadržaja baze elektroenergetskih elemenata.

Pošto je glavna stvar svake baze, da mogu da koriste njene podatke različiti ljudi u istome vremenu, pametno je imati lokalnu bazu EPCG. Tu bazu se stvara na dostupnom mjestu, koju se saziva preko PSS<sup>®</sup>SINCALA.

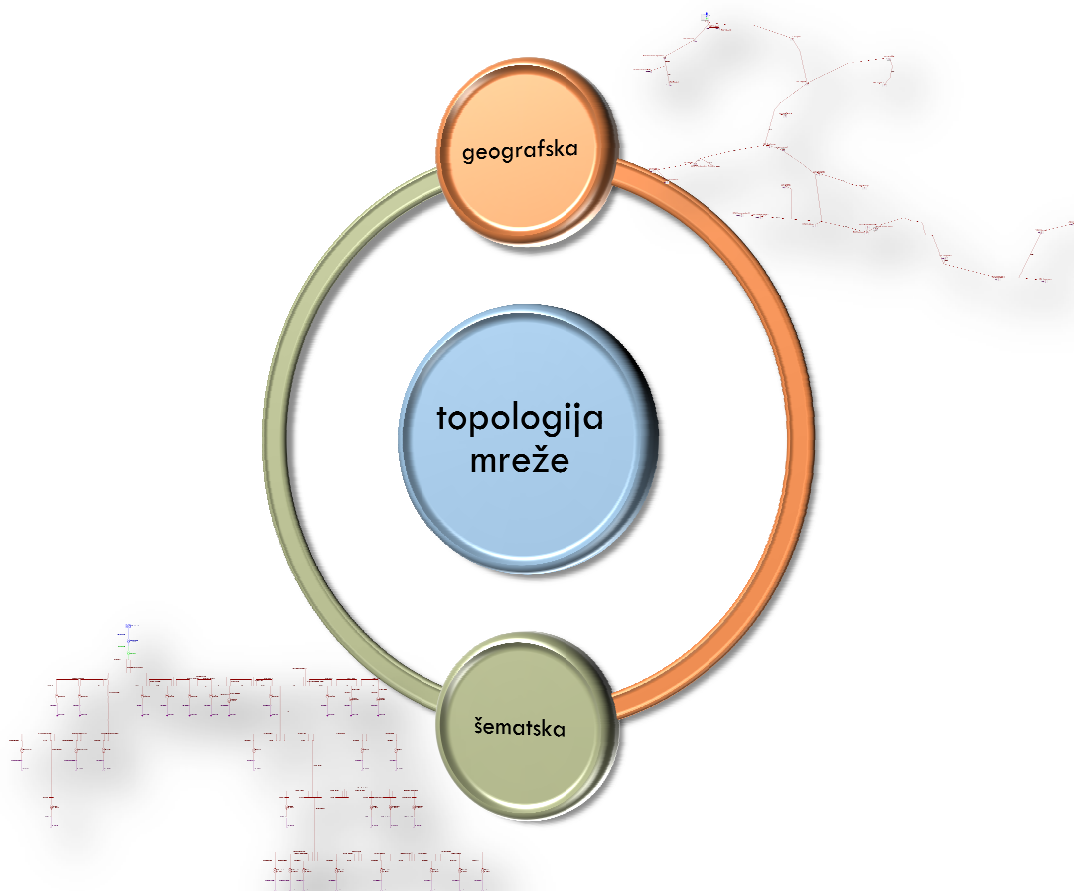
### 6.2.2. Topologija mreže

Elektroenergetsku mrežu stvaraju elektroenergetski elementi, koji su u nekim međusobnim odnosima. Te odnose opisiva takozvana topologija mreže. Za inženjersku praksu upotrebljava se jednopolna šema mreže. U PSS<sup>®</sup>SINCALU topološki raspored elemenata mreže može se vršiti na:

- geografski način,
- šematski način.

Prednost stvaranja mreže u geografskom načinu je automatsko računanje dužina linija, dobra prostorna predodžba situacije, koja je vrlo dobrodošla i u stanjima analize. Za geografski način dobro je imati za osnovu topografsku kartu u znanome razmjeru, preko koje se crta linije, izvore i trafo stanice. Prije crtanja ne smijemo zaboraviti stvarati potrebne naponske nivoe, u kojima odredimo njihov pogonski i nazivni napon. Također moramo biti pažljivi kod crtanja transformatora i njihovoga određenja pravom naponskom nivou. Treba spomenuti, da moramo transformatore u PSS<sup>®</sup>SINCALU uvijek crtati od čvora sa višim naponom prema čvoru sa nižim naponom inače možemo imati problema kasnije kod simulacija.

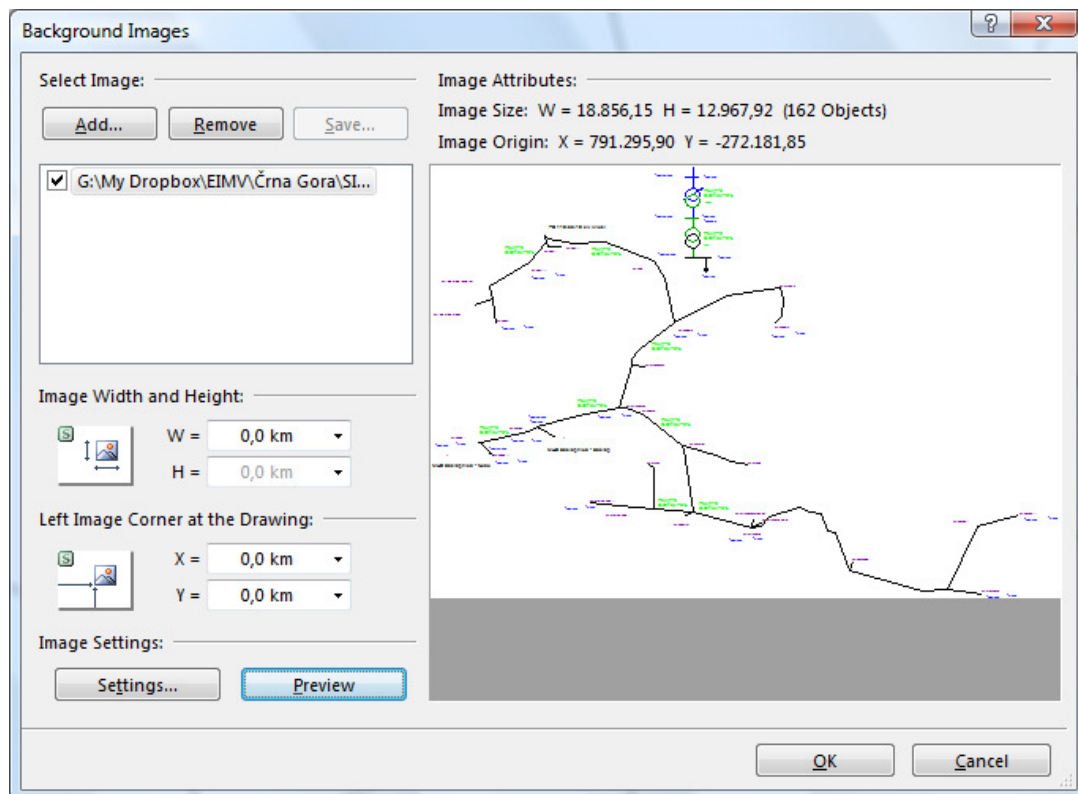
Kada završimo sa crtanjem cijele mreže možemo u geografskom načinu ju pogledati i u šematskom načinu, u kojem možemo situaciju vidjeti topološko preglednije. Valja spomenuti, da promjena ikakvih podataka u bilo kojem pogledu utiče na podatke u svih ostalih pogledima.



Sl. 6.3: Mogući topološki prikazi simulacijskog modela mreže.

Za stvaranje mreže u geografskom načinu trebamo kartu, koju stavljamo u pozadinu simulacijske mreže. Preko nje možemo crtati elemente mreže (odnosno linije), koje automatski odgovaraju njihovi dužini. Zbog bolje kvalitete kod zumiranja preporučuje se, da je karta vektorskog tipa. To možemo postići i uz pomoć programa VecToPic, koje dolazi u kompletu sa PSS<sup>®</sup> SINCAL-om. Njime dostupamo preko klasičnog windows start menija (u SINCAL mapi). Pomoću njime možemo pretvoriti vektorske fajlove u PIC formatu, koji je specifičan za PSS<sup>®</sup> SINCAL. U suprotnom primjeru možemo se poslužiti bilo kojeg formata koji sadrži slike. Da bismo uvezli sliku idemo na Tools>Background Images. Otvori nam se sabirni prozor *Background Images*, gdje manipuliramo sa svim pozadinskim slikama. Sa biranjem Add otvaramo prozor, gdje biramo koju sliku želimo importirati u pozadinu simulacijskog modela. Poslije biranja moramo sa podešavanjem visine ili širine slike (*image Width and Height*) podesiti veličinu birane slike. Sa tim manipuliramo razmjer karte. Pošto ne znamo koja je prava visina ili širina slike, koja odgovara našem razmjeru, moramo na karti poznati dužinu ili razmak među dvije poznate tačke. Poslije unosa širine ili visine potvrdimo izbor sa OK i između tih dvije tačke potežemo novu liniju. Dužina linije, koja se iskalkulira automatski mora odgovarati znani dužini. U suprotnom primjeru ponovo se vratimo na podešavanje visine ili širine slike.





Sl. 6.4: Prozor podesivanja pozadinskih slika.

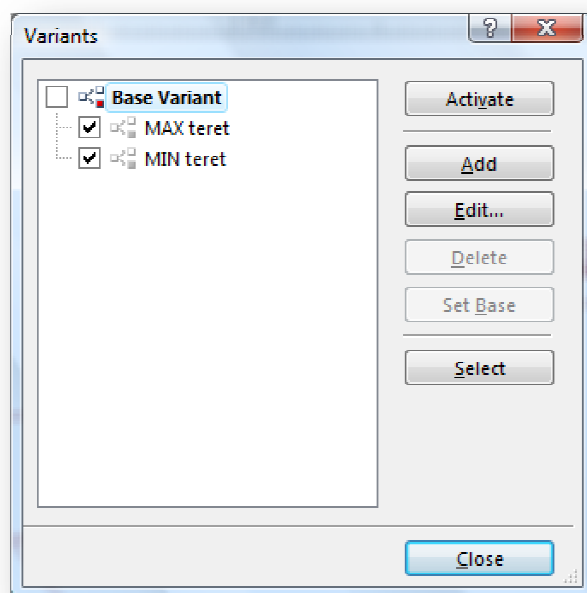
Kad podesimo pravi razmjer karte možemo da pomičemo cijelu kartu. To podesimo sa definiranjem lokacije donjeg lijevog ugla slike (*Left Image Corner at the Drawing*).

Karakteristike birane slike može se podesiti sa biranjem Setting, gdje možemo podesiti svjetlost i kontrast slike.

### 6.2.3. Opterećenje

Glavni razlog za stvaranje elektroenergetskih mreža jest zadovoljiti električki konzum. Taj konzum, koji stvara teret za našu mrežu, varira kroz dan, tjedan, mjesec i godinu, tako da ga je teško opisati jednom samom cifrom. Za ciljne analize uključivanja distribuiranih izvora dovoljno nam je poznavanje graničnih primjera opterećenja mreže. Minimalno i maksimalno opterećenje. Zbog toga stvaramo dvije varijanti mreže; MIN i MAX. Obije varijante su podređene varijante *Base varijante*, koja je nadređena svim ostalima varijantama i koja je sjedinjena varijacija svih podvarijanata.

U *Base varijanti* podesimo sve maksimalne terete, kojim za pojedinačni izvod pripišemo pravi manipulacijski faktor. Sada se prebacimo u varijantu *MIN teret* i podesimo globalne manipulacijske faktore za sve terete na svim izvodima. Sada imamo napravljen simulacijski model mreže sa varijantom maksimalnoga (*MAX teret*) i minimalnoga (*MIN teret*) opterećenja.



Sl. 6.5: Prikaz nastalih VARIJANTI u pss®SINCALU, koji sta podređeni base varijanti.

## 6.3. Analize mreže

---

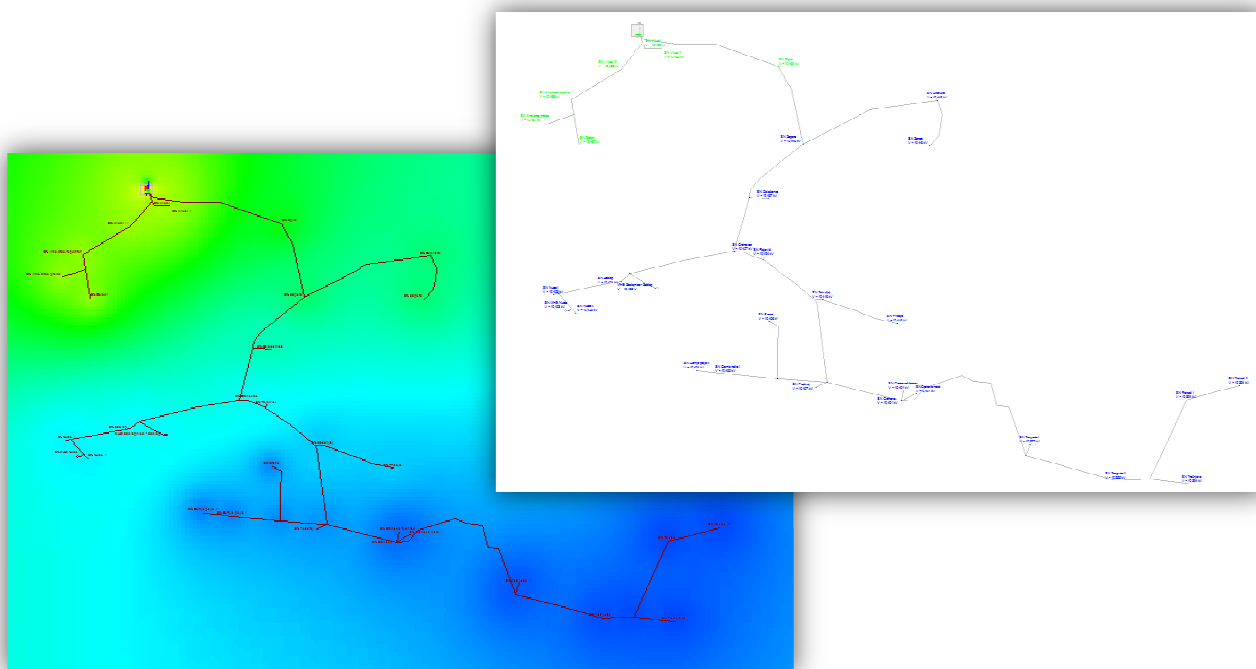
Kod pojma analize mreže smatra se realizacija raznih simulacija, u našem primjeru prilično Load flow, s namjenom selektivnoga prikazivanja relevantnih rezultata u posmatranim čvorištima mreže. Za naše upotrebe uključivanja distribuiranih izvora v postojeću mrežu analizirat ćemo slijedeće varijante:

- maksimalno opterećenje bez distribuiranih izvora (**MAX teret – bez HE**)
- maksimalno opterećenje sa uklopljenimi distribuiranimi izvori (**MAX teret – sa HE**)
- minimalno opterećenje sa uklopljenimi distribuiranimi izvori (**MIN teret – sa HE**)

### 6.3.1. Analiza stanja prije i po uključivanju distribuiranih izvora

Sad možemo realizirati Load flow simulaciju. Prvo prilagodimo globalne parametre za izračun simulacije, koje nađemo na Calculate>Settings>Load flow. Nakon toga možemo izvoditi simulacijski izračun. Količinu rezultata u trenutačnom pogledu kontroliramo raznim filterima, koji se nam pruže na View>Annotation and filter. U ovome formularu filtera sakriva se snažno oruđe za prikazivanja iskalkuliranih vrijednosti u raznim bojama, koje unaprijed definiramo za raspon prikazanih rezultata. Također možemo i upotrijebiti još kompleksniji izračun u bojama, kojeg se dobiva na Tools>ISO Area.

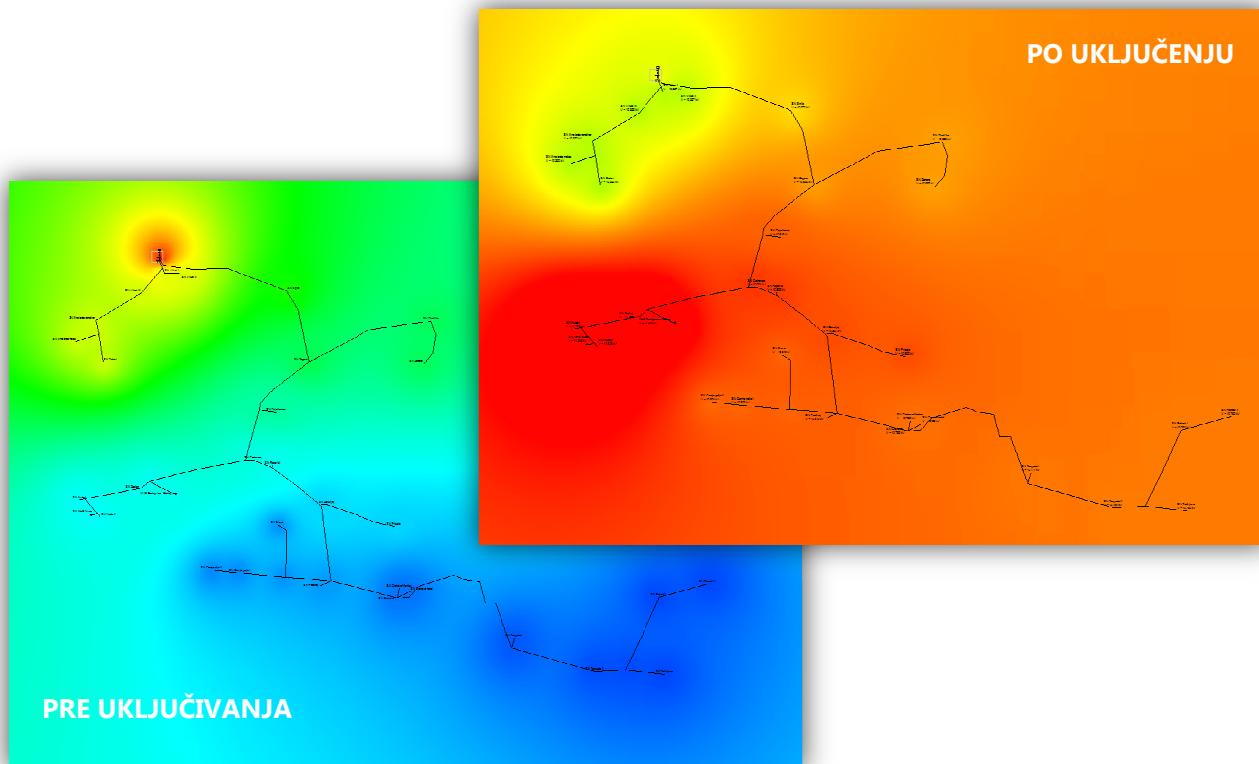
Na tome mjestu moramo naglasiti, da valja najprije pogoditi regulaciju transformatora, koji u praksi imaju tu mogućnost. PSS<sup>®</sup>SINCAL omogućava automatsku regulaciju transformatorskih otcijepa ali samo uz odkukanim prozorčićem kod Calculate>Calculation settings>Enable controllers. Podesimo odcjepe i stavimo ih u fiksno stanje jer SN/NN transformatori nemaju automatske regulacije. Sa obzirom na taj detalj možemo nastaviti dalje sa ručnim podešavanjem i posmatranjem napona u pripadajućim čvorištima.



Sl. 6.6: Mogući pregledni prikazi NIVOA napona u čvorištima mreže.

Dakako, najpreglednije rezultate možemo pogledati i analizirati u tabelarnom pogledu u kojeg stižemo sa otkucom tipke F9. Tu imamo na raspolaganju sve moguće rezultate do sada izvedenih kalkulacija za trenutačnu varijantu mreže. Sve rezultate možemo lako kopirati u druge programe (Excel), gdje možemo nastaviti sa detaljnijom analizom ili možemo kopirane podatke upotrijebiti samo za skupljanje rezultata različitih varijanti mreže.

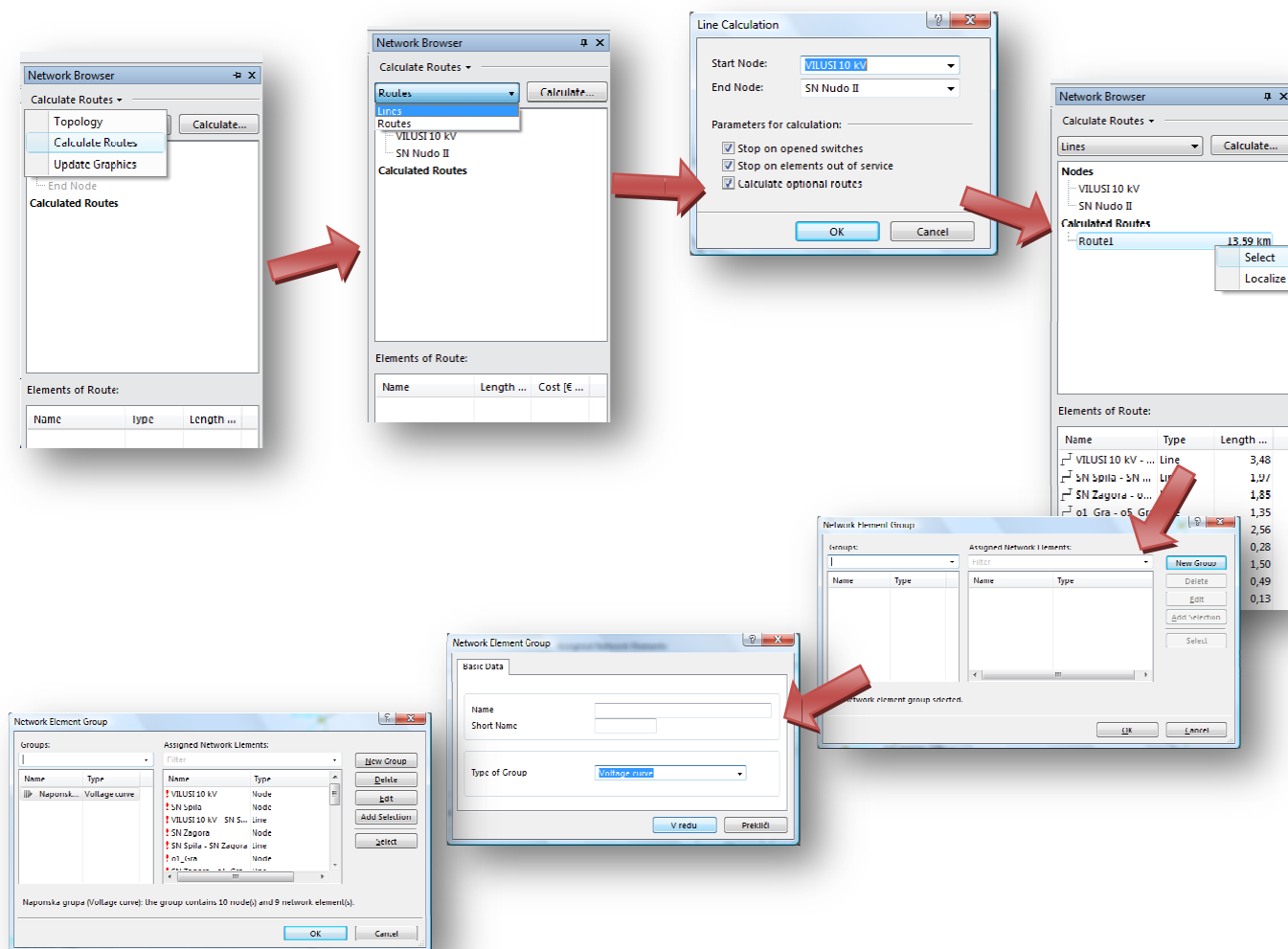
Prvo ćemo znači realizirati izračun Load flow analize u stanju bez dodanih distribuiranih izvora. Tekom analize želimo prikazivati promjenu i iznos napona u SN i NN čvorištima u odnosu od stanja opterećenja mreže i uključenosti distribuiranih izvora. Izračunat ćemo stanje sa maksimalnim opterećenjem. Idemo na varijantu *MAX teret* i stvaramo dvije podvarijante, koje se razlikuju samo u prisutnosti distribuiranih izvora. U varijanti *MAX teret – bez HE* startamo simulaciju. Rezultati se automatski sahranjuju u memoriju varijante, tako da sad možemo nastaviti na sledeći korak i startati simulaciju u varijanti *MAX teret – sa HE*. Tako ćemo moći vidjeti stanje opterećenja vodova, stanje napona i utjecaj distribuiranih izvora na spomenute parametre. U pokaznoj simulaciji za varijantu *MAX teret – bez HE* vidimo, da napon u NN čvorištima iznosi od 391 V do 420 V. A u situaciji sa uključenima HE, naponi u NN čvorištima iznose od 391 V do 449 V. To se može vidjeti i iz grafičkog prikaza.



Sl. 6.7: Grafični prikaz napona u mreži prije i po UKLJUČENJU distribuiranih izvora

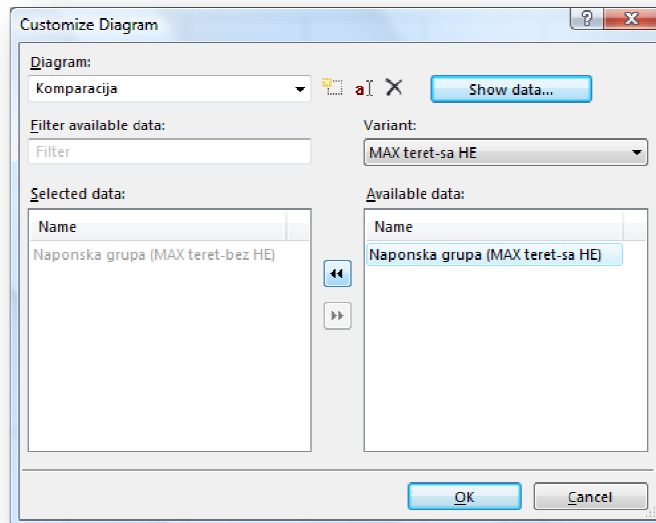
Možemo odmah da vidimo, da su naponi u situaciji sa uklopljenimi distribuiranimi izvorima preveliki. Ako pogledamo rezultate opterećenja linija vidimo, da je najveći teret linije skoro 50 % njene nazivne sposobnosti. Spomenute parametre možemo i direktno komparirati među varijantama. Idemo na View>Annotation and filter i povoljno biramo parametre, koje želimo direktno komparirati. Postavimo se na parametar i otkucamo desni klik, gdje u nastavku kukicama izaberemo željeni prikaz. Sada samo idemo na biranje varijanti, gdje opet sa kukicama biramo koje varijante ćemo međusobno komparirati. Tako dobivamo brzi pregled nad stanjem varijanti.

Otprilike možemo da se koristimo i grafičkim kompariranjem naponskog profila duž izvoda. Najprije trebamo stvarati grupu, na kojoj ćemo posmatrati naponski profil. Da bismo mogli realizirati komparaciju među varijantama preporučuje se, da namjensku grupu stvaramo u Base varijanti. Znači u Base varijanti najprije biramo elemente duž izvoda, na kojih nas zanima naponski profil. To možemo da biramo ručno (biramo klikom i držimo Shift) ili automatskim putem u *Network browser*-u. Idemo u View>Network browser gdje biramo Calculate routes ili direktno u Tools>Calculate routes. Onda u izbornom prozoru biramo Lines, kucnemo Calculate, gdje u novome prozoru biramo početni i krajnji čvor, između kojeg će se birati elementi. Biramo na primjer Vilusi 10 kV (početni čvor) i SN Nudo II (krajnji čvor). Kucnemo OK i sada se nam iskalkulira jedna ruta (Route1), na kojoj desnim klikom biramo Select. Sada su selektirane linije između prije biranih čvorova. Kad su linije još uvijek selektirane idemo na Insert>Network element group i stvaramo novu grupu, za koju obavezno moramo določiti tip Voltage curve. Sada imamo sve pripremljeno za grafičku komparaciju veličina duž izvoda u različnim varijantama.

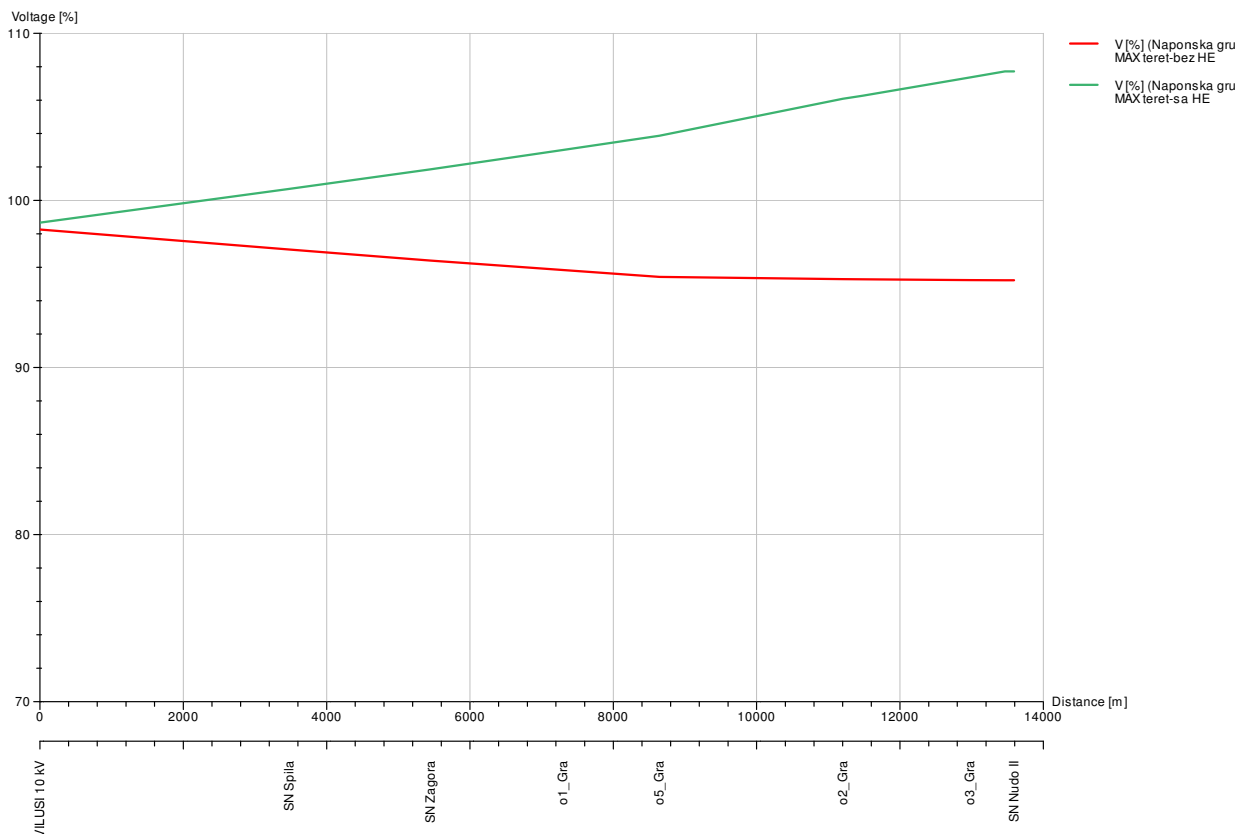


Sl. 6.8: Postupak izrade naponske grupe pss® sincalu.

Sada biramo varijante koje želimo komparirati i u svaki od njih startujemo load flow izračun. Idemo u pogled grafova (*View>Diagram view*) gdje u sabirnom oknu (lijevo) biramo *Voltage curve* grupu, koje smo malo prije uradili. Na njom desnim klikom biramo *Customize diagram* i stvaramo novi dijagram. Sad u rubrici varijante biramo ih i is prozora *Available data* dodavamo jih u prozor *Selected data*. Sada si na primjer možemo jasno pogledati utjecaj dodanih distribuiranih izvora na naponsku situaciju u 10 kV mreži. Idemo u varijantu *MAX teret - bez HE* i *MAX teret - sa HE* gdje stvaramo load flow kalkulacije. Sada po opisanom postupku stvaramo dijagram naponskog profila duž biranog izvoda.



Load Flow - Voltage Curve



Sl. 6.9: Stvaranje komparacijskog dijagrama naponske grupe u pss® sincalu.

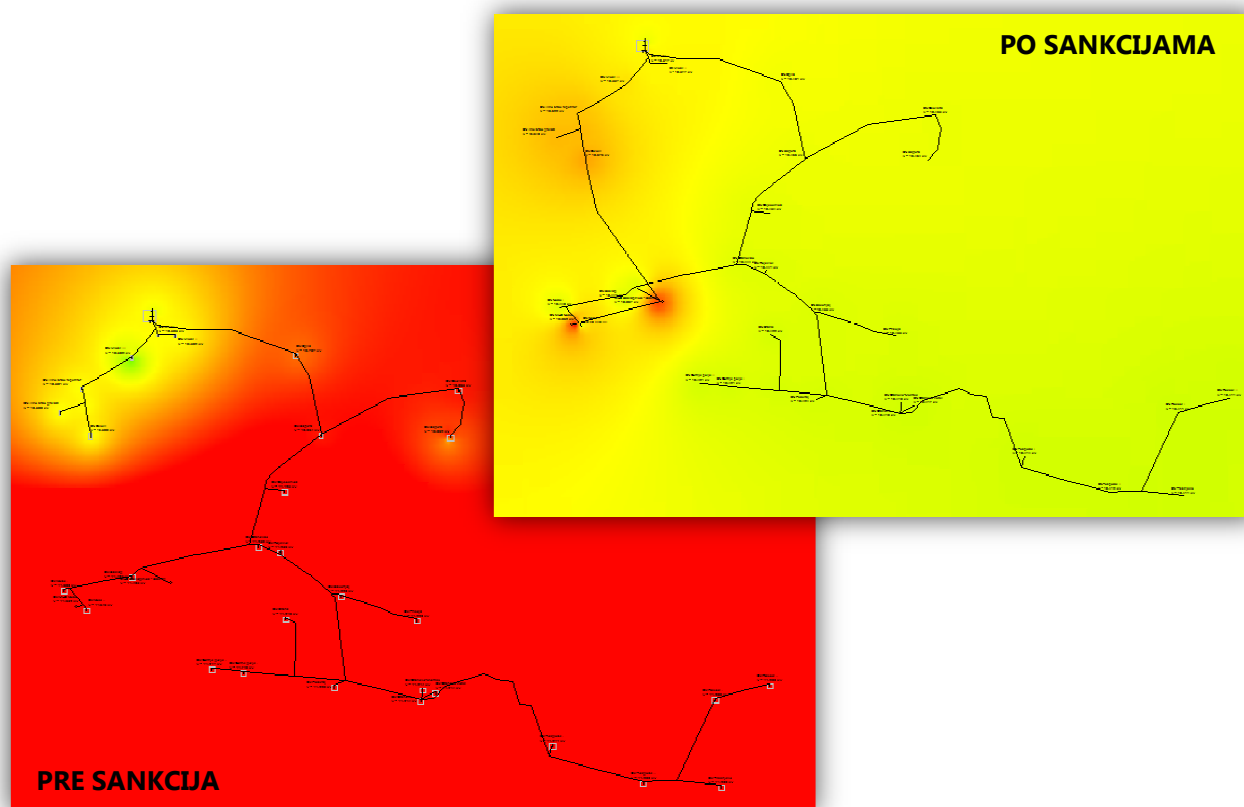
Na ovakvoj slici jasno se vidi utjecaj distribuiranih izvora na naponski profil u mreži. Sad možemo sa biranjem drukčijih podataka u Show dana (desni klik na graf) vrlo lako promijeniti prikaz naponskog profila u faznu naponsku relaciju, relaciju snage ili struje duž izvoda ili čak stanje opterećenja linija. U svim primjerima na apscisi imamo nanošenu apsolutnu dužinu posmatranih linija sa lokacijama čvorova a na ordinati iznos birane kategorije podataka.

Također moramo da pogledamo situaciju i u naponsko najneugodnijem stanju sa minimalnim opterećenjem i uklopljenimi distribuiranimi izvori (varijanta *MIN teret* – sa *HE*). Naponi se kod pokaznog primjera u ovoj varijanti u NN čvorištima penju čak i do 465 V.

Sad trebamo poduzeti potrebne mjere za sankcioniranje situacije u mreži i omogućavanje normalnog pogonskog stanja sa priključenim distribuiranimi izvori.

### 6.3.2. Analiza mreže po realizirani sanaciji

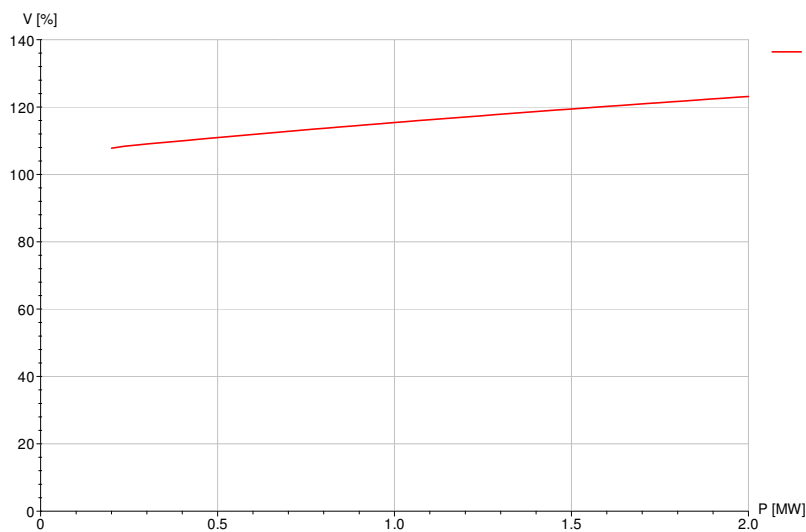
Zbog nepravilnosti kod uključivanja distribuiranih izvora, koje se manifestiraju u previsokih čvorišnih naponih u našem pokaznom primjeru, prisiljeni smo povući poteze, kojima moramo sanirati nastalu situaciju. Odlučimo se za pojačanje mreže na način, gdje nove izvore priključimo na izvor Dolovi i odjednom direktnu liniju do RTS Vilusi zamijenimo sa pojačanim vodičem AL/Fe 70/12. Sada opet možemo realizirati seriju simulacija i po volji analizirati rezultate.



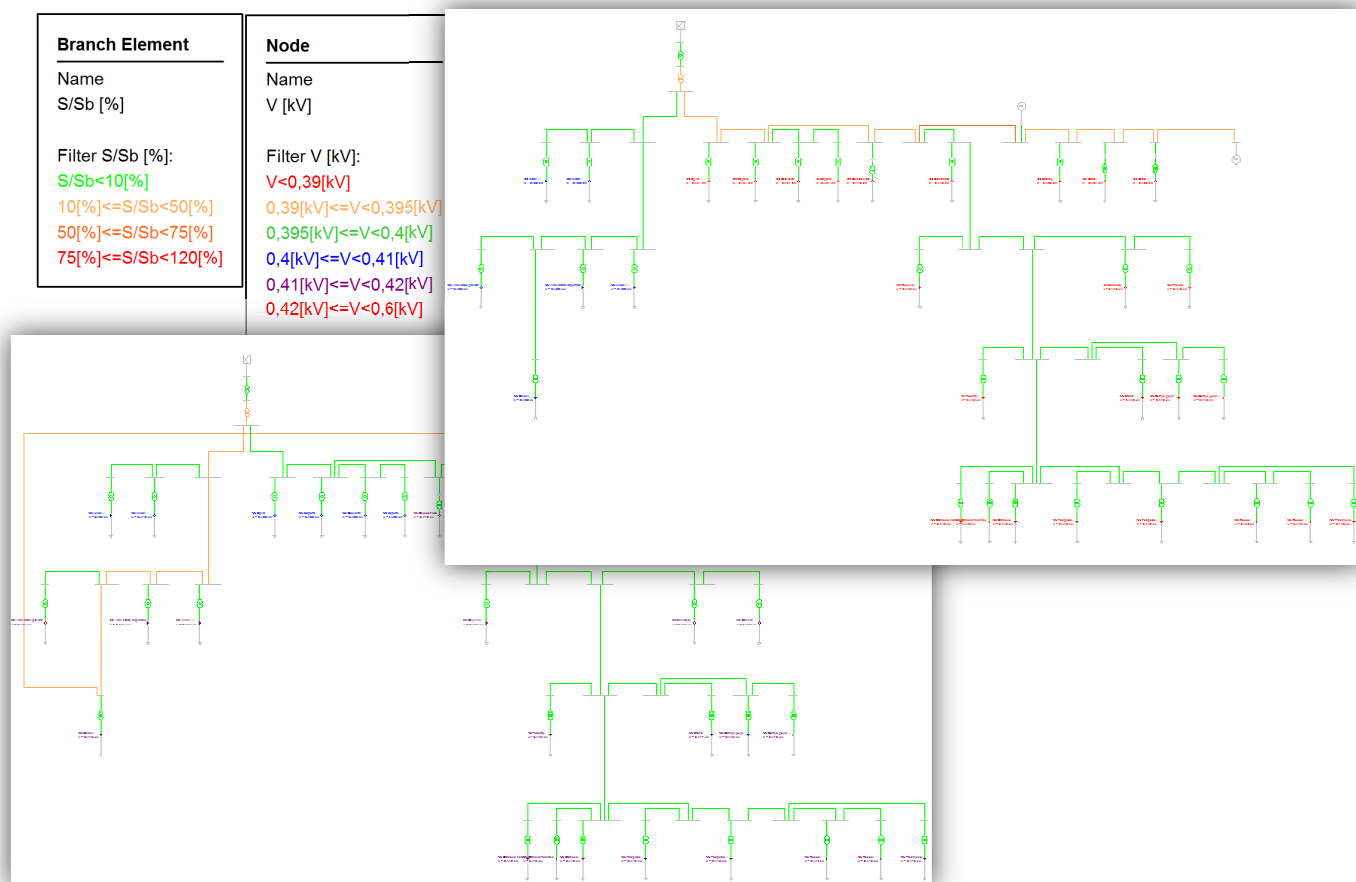
Sl. 6.10: Situacija napona prije i po realiziranim sankcijama u mreži sa priključenim distribuiranimi izvori.

Možemo se poslužiti i pristupima, kojima možemo konstatirati graničnu snagu, koja se može uključiti u postojeću mrežu. Da postignemo to trebamo distribuirane izvore (generatore) zamijeniti sa negativnim teretom. Tome (negativnom) teretu većamo snagu i posmatramo napon u bližnjim čvorištima. Tako dobijemo graf, sa kojeg možemo lako odbirati osjetljivost čvorišta na povećanje injicirane snage.





Sl. 6.11: Prikaz osjetljivosti čvorišta na povećanje injicirane snage



Sl. 6.12: Primjer prikaza napona u nn mreži prije i po realiziranim sankcijama.

Način prikazivanja i količina analiziranih podataka u PSS<sup>®</sup> SINCALU u veliki mjeri zavisi od inženjera koji upravlja simulacijama i njegovih želja po samom obimu zadatih analiza.

## 7. LITERATURA I REFERENCE

- [1] *Zakon o energetici*, SU-SK Broj 01-70/25, Podgorica, 22. aprila 2010. godine, Skupština Crne Gore 24. saziva, „Sl. List CG“, br. 28/10.
- [2] *Pravilnik o tehničkim uslovima za priključenje malih elektrana na elektrodistributivnu mrežu*, Broj 01-1739, Ministarstvo za ekonomski razvoj, „Sl. List CG“, br. 25/2007.
- [3] *Privremeni distributivni kodeks*, Odbor direktora Elektroprivrede Crne Gore AD Nikčić, 28.12.2004, „Sl. List CG“, br. 13/2005.
- [4] *Tehnička preporuka br. 16 (TP 16): Osnovni tehnički zahtjevi za priključenje malih elektrana na mrežu elektrodistribucije Srbije*, JP Elektroprivreda Srbije, 2011.
- [5] *Katalog standarda i katalog standarda u pripremi*, ISME Institut za standardizaciju Crne Gore:  
<http://www.isme.me/en/standardi/katalog.php>  
[http://www.isme.me/en/standardi/u\\_pripremi.php](http://www.isme.me/en/standardi/u_pripremi.php)
- [6] *Strategija razvoja energetike Republike Crne Gore do 2025, Stručne osnove, Knjiga D – Plan razvoja elektroenergetskoga sistema Republike Crne Gore (Master plan)*, Ljubljana 2006. godine.
- [7] *Planovi investicija u 35 kV mreži EPCG, FC Distribucija, za period 2012–2016. godine*. Interno gradivo, 2010. godine.
- [8] *Plan CGES Prenos za 5 godina, 2011–2016*, interno gradivo, 2010. godine.
- [9] *Energetski bilans Crne Gore za 2011. godinu*, Podgorica, decembar 2010. godine.
- [10] *Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)*, Energie-Control Austria, <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor>
- [11] Standard IEC 62786-2: *Smart Grid User Interface - Part 2: Domain Side Energy Source Interconnection with the Grid*, Result Of Voting On New Work Item Proposal 8/1306A/RVN, 2012-04-20.
- [12] Standard MEST EN 50160:2011: *Karakteristike napona električne energije isporučene iz javnih električnih mreža / Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks*.
- [13] Standard EN 50438:2007: *Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks*.
- [14] Familija standarda MEST EN 60034-X: *Rotacione električne mašine*.
- [15] Familija standarda (MEST) EN/IEC 61000-X-X – EMC – *ElectroMagnetic Compatibility*.
- [16] *SONDO - Sistemska obratovalna navodila za distributivno omrežje električne energije – Priloga 5: Navodila za priključevanje in obratovanje elektrarn inštalirane električne moči do 10 MW*.  
[http://www.sodo.si/druzba\\_sodo/zakonodaja/sondo](http://www.sodo.si/druzba_sodo/zakonodaja/sondo)