



Мјешовити Холдинг „Електропривреда Републике Српске“ Матично предузеће а.д. Требиње
Зависно предузеће „ЕЛЕКТРО ДОБОЈ“ а.д. Добој

Николе Пашића 77, 74000 Добој, Република Српска- БиХ; Тел: +387(53)209700, Факс: +387(53)241344
Web: www.elektrodoboj.net; Email: info@elektrodoboj.net; ЈИБ: 4400014500009; ИБ: 400014500009;
Регистровано код Окружног привредног суда у Добоју, МБС: 85-02-0021-09; Матични број: 01074628



ДЕСЕТОГОДИШЊИ ПЛАН РАЗВОЈА ДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ 2024-2033 ЗП „ЕЛЕКТРОДОБОЈ“ А.Д. ДОБОЈ

2023. година

САДРЖАЈ

2.1.	Техничка ограничења у раду дистрибутивних мрежа.....	3
2.1.1.	Термичке границе оптерећења појединих елемената мреже	3
2.1.2.	Напонска ограничења	4
2.1.3.	Ограничење сигурности напајања потрошње	4
2.2.	Економске основе за планирање развоја дистрибутивних мрежа	6
2.2.1.	Трошкови капитала.....	7
2.2.1.1.	Цена капитала - интерес (добит).....	7
2.2.1.2.	Трошкови амортизације.....	7
2.2.1.3.	Трошкови одржавања.....	8
2.2.2.	Трошкови губитака у мрежи.....	8
2.2.3.	Јединичне цене основних елемената мреже	10
2.2.4.	Јединичне цене губитака активне снаге	13
3.1.	Дужина мреже.....	14
3.2.	Трансформаторске станице	15
3.3.	Дистрибуирана производња	15
3.4.	Губици у дистрибутивној мрежи	16
4.1.	Методологија за прорачун оптерећења и формирање модела.....	18
4.2.	Анализа рада мреже на подручју Електро Добоја	20
4.2.1.	Основне карактеристике мреже	20
4.2.2.	Стање мреже и оптерећења у базној години	21
4.2.3.	Анализа сигурности рада мреже.....	29
4.2.4.	Закључне напомене.....	33
5.1.	Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Републике Српске.....	34
5.2.	Методологија за израду прогнозе потрошње електричне енергије	36
5.2.1.	Прогноза потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства”.....	36
5.2.1.1.	Прогноза броја купаца	37
5.2.1.2.	Утврђивање потрошње за грејање и остале намене	37
5.2.1.3.	Прогноза специфичне и укупне енергије за грејање.....	37
5.2.1.4.	Прогноза специфичне и укупне енергије за остале намене.....	38
5.2.1.5.	Прогноза укупне потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства”.....	39
5.2.2.	Прогноза потрошње електричне енергије за остале купце	39
5.2.3.	Прогноза укупне потрошње електричне енергије	40
5.3.	Подручје Електро Добоја.....	40
5.3.1.	Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Електро Добоја	40
5.3.2.	Прогноза потрошње електричне енергије	42
5.4.	Подручје Републике Српске.....	44
6.1.	Подручје Електро Добоја.....	49
6.1.1.	Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године	49
6.1.1.1.	Развој мреже у етапи до краја 2024. године	49
6.1.1.2.	Развој мреже у етапи до краја 2025. године	51
6.1.1.3.	Развој мреже у етапи до краја 2026. године.....	51
6.1.2.	Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године	53
6.1.3.	Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електро- Добоја.....	60

6.1.4.	Утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја кратких спојева уз предлоге решења у случају прекорачења дозвољеног нивоа у појединим тачкама дистрибутивне мреже	61
6.1.5.	Закључне напомене	66
8.1.	<i>Врина оптерећења ТС 110/X kV</i>	70
8.1.1.	Електро Добој	71

ЛИСТА ТАБЕЛА

Табела 1: Преглед усвојених напонских ограничења за поједина чворишта у планираним мрежама [2]	4
Табела 2: Јединичне цене надземних водова	11
Табела 3: Цене реконструкције надземних водова	11
Табела 4: Јединичне цене кабловских водова	11
Табела 5: Јединичне цене полагања каблова	12
Табела 6: Јединичне цене трансформатора	12
Табела 7: Цене ћелија, далеководних и трансформаторских поља	12
Табела 8: Јединичне цене трансформатора 20/0,4 kV	12
Табела 9: Годишње стопе за поједине објекте	13
Табела 10: Дужина СН мреже на подручју Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима	14
Табела 11: Број и инсталисана снага ТС СН/СН kV и ТС СН/НН kV на подручју Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима	15
Табела 12: Број и инсталисана снага електрана прикључених на дистрибутивни систем Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима	16
Табела 13: Вршна активна и реактивна оптерећења и усвојене вредности просечног времена коришћења енергије испоручене купцима по ТС 110/X kV у 2022. години на подручју дистрибутивног предузећа Електро Добој	22
Табела 14: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремноћених ћелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро Добоја	24
Табела 15: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV	26
Табела 16: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро Добоја	29
Табела 17: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електро Добоја	31
Табела 18: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро Добоја	32
Табела 19: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година	35
Табела 20: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година	35
Табела 21: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година	36
Табела 22: Укупне потребе за електричном енергијом за остале намене у трочланом домаћинству за нижу варијанту прогнозе	38
Табела 23: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро Добоја у периоду 2008-2022. година	41
Табела 24: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро Добоја у периоду 2008-2022. година	41
Табела 25: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електро Добоја у периоду 2008-2022. година	42
Табела 26: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Електро Добоја	44
Табела 27: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Републике Српске	46

Табела 28: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године.....	50
Табела 29: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године.....	51
Табела 30: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године.....	52
Табела 31: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године.....	55
Табела 32: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја на крају 2034. године.....	58
Табела 33: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи.....	61
Табела 34: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год).....	64
Табела 35: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електро Добоја.....	66
Табела 36: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро Добоја.....	67
Табела 37: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електро Добоја у периоду 2012-2022. година.....	71

ЛИСТА СЛИКА

Слика 1: Дужина СН мреже под управом дистрибутивних предузећа на подручју Републике Српске.....	14
Слика 2: Број и инсталисана снага ТС 35/Х kV и ТС 10(20)/0,4 kV које се налазе на територији дистрибутивних предузећа на подручју Републике Српске.....	15
Слика 3: Укупна производња електричне енергије из дистрибуираних извора у периоду 2012-2022. година.....	16
Слика 4: Губици електричне енергије у периоду 2012-2022. година на дистрибутивном подручју Републике Српске	17

Прилог 1:

ПРОЈЕКТНИ ЗАДАТАК

За израду Студије десетогодишњег плана развоја дистрибутивне мреже Републике Српске

Дјелатност дистрибуције електричне енергије и управљања дистрибутивним системом електричне енергије на подручју Републике Српске обавља пет оператора дистрибутивног система из састава Мјешовитог Холдинга „Електропривреда Републике Српске“:

1. ЗП „Електрокрајина“ а.д. Бања Лука,
2. ЗП „Електро Добој“ а.д. Добој,
3. ЗЕДП „Електро-Бијељина“ а.д. Бијељина,
4. ЗП „Електродистрибуција“ а.д. Пале,
5. ЗП „Електро-Херцеговина“ а.д. Требиње.

Основни подаци о операторима дистрибутивног система наведени су у табели која слиједи.

Предузеће	Површина дистрибутивног подручја (km ²)	Број мјерних мјеста	Дужина СН мреже (km)	Дужина НН мреже (km)	Број ТС ВН/СН	Број ТС СН/СН	Број ТС СН/НН
Електрокрајина	8.890	267.937	6.045,95	17.462,82	27	7	4.408
Електро-Бијељина	3.697	115.253	2.364,61	5.208,67	10	25	1.649
Електро Добој	2.836	100.629	2.206,24	6.566,1	11	16	1.520
ЕД Пале	5.215	67.898	1.990,18	4.923,47	7	18	1.102
Електро-Херцеговина	3.641	32.467	1.339,70	1.427,15	5	8	713
Укупно	24.113	581.448	13.946,68	35.588,18	60	74	9.392

Студија развоја електродистрибутивног система, на основу детаљног сагледавања постојећег стања у операторима дистрибутивног система и сагледавања постојеће регулативе, уз кориштење других расположивих студијских података, треба да резултује систематичним прегледом потребних улагања којима ће електродистрибутивни систем бити доведен на ниво веће погонске поузданости, а квалитет испоруке на технички прихватљив ниво, уз испуњење стандарда којима се регулише квалитет снабдијевања електричном енергијом.

Студија треба да обухвати период од 2023. до 2032. године, при чему је за период 01.01.2023. до 31.12.2025. године потребно да садржи за сваку годину, а за период 01.01.2026. до 31.12.2032. године збирни преглед објеката које је потребно изградити и реконструисати.

Студија развоја је документ који ће, на бази кључних параметара о затеченом стању система у вријеме њене израде, понудити програм улагања према планираној динамици, са јасно препознатим приоритетима и утврђеним циљаним ефектима, те ће као таква бити мјеродаван основ за израду годишњих и трогодишњих планова инвестиција.

Студијом је потребно обухватити сљедеће:

1. УВОД

- Циљ планирања развоја дистрибутивне мреже
 - Организациона шема и надлежности ОДС-а
 - Стратешко планирање и методологија планирања
2. КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАН РАЗВОЈА
3. СТАЊЕ МРЕЖЕ ПО НАПОНСКИМ НИВОИМА
- Површина и карактеристике дистрибутивног подручја
 - Технички подаци (дужина мреже, трафостанице, трансформатори...)
 - Губици (износ, тренд смањења,...)
 - Вршно оптерећење, фактор снаге
 - Квалитет електричне енергије
 - Број мјерних мјеста
 - АММ
 - СКАДА
 - Инсталирана снага и годишња производња малих електрана из обновљивих извора
 - Размјена електричне енергије са електропривредама у окружењу
 - Остало
4. ДУГОРОЧНА ПРОГНОЗА ПОРАСТА ПОТРЕБА ЗА ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ И ВРШНОГ ОПТЕРЕЋЕЊА
5. АНАЛИЗА ПОСТОЈЕЋЕГ СТАЊА У СРЕДЊЕНАПОНСКОЈ ДИСТРИБУТИВНОЈ МРЕЖИ
6. ПЛАН РАЗВОЈА
- 6.1. ПЛАНИРАНА ИЗГРАДЊА ВЕЋИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ ОБЈЕКТА У РС
- 6.2. ПЛАНИРАНА УЛАГАЊА У ДЕСЕТОГОДИШЊЕМ ПЕРИОДУ
- Улагања у електроенергетске објекте (по напонским нивоима 35 kV и 20(10) kV)
7. ЗАКЉУЧАК
8. ЛИТЕРАТУРА
9. ПРИЛОЗИ

Приликом анализе потреба за изградњом и реконструкцијом ТС и далековода, потребно је за поједина дистрибутивна подручја анализирати:

- Реконструкцију и изградњу нових ТС СН/СН, као и расклопница,
- Реконструкцију и изградњу нових далековода 35, 20 (10) kV, са посебним освртом на оправданост изградње далековода у градском и приградском подручју којима би био испуњен критеријум сигурности "n-1",

Студија треба да садржи преглед захтјева за изградњу и модернизацију електроенергетских објеката који су у надлежности преносне компаније.

Приликом израде поглавља 4. *Дугорочна прогноза пораста потреба за електричном енергијом и вршног оптерећења*, потребно је да обрађивач Студије уобзире планске сценарије који су дефинисани Критеријумима за израду десетогодишњег плана развоја дистрибутивне мреже - поглавље - 4. *Плански сценарији за потребе израде плана развоја*.

Посебан акценат Студије треба да буде прорачун токова снага у електродистрибутивној SN мрежи као и смјернице за евентуална побољшања. Такође Студија треба да обради и прорачун токова снага код прикључења груписаних обновљивих извора и обновљивих извора већих снага на дистрибутивну мрежу, користећи расположиве софтверске алате.

Дефинисање методологије за прикупљање података, на њима заснованих упитника, те прикупљање одговарајућих развојних и планских докумената у надлежности је обрађивача Студије. Обрађивачу се као подлога за вршење анализе препоручује кориштење резултата који су исказани *Студијом развоја електродистрибутивног система Републике Српске – Том 1 и Том 2 – Требиње – мај 2011. године*, посебно у дијелу који се односи на прогнозу потрошње електричне енергије.

Студија треба да обради утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја кратких спојева, уз приједлог рјешења у случају прекорачења дозвољеног нивоа у појединим тачкама дистрибутивне мреже.

Обрађивач Студије је дужан, за сваког од оператора дистрибутивног система, као саставни дио документа, припремити временску динамику улагања, засновану на приоритетима за реконструкцију и изградњу, уз приказ припадајућих трошкова у одговарајућем периоду.

Саставни дио Студије треба да буде анализа очекиваних бенефита, са посебним освртом на смањење дистрибутивних губитака и побољшање квалитета снабдијевања путем побољшања континуитета испоруке.

СКРАЋЕНИЦЕ

Скраћенице употребљене у даљем тексту имају следећа значења:

ВН	-	Високи напон
ДП	-	Дистрибутивно подручје
ДПП	-	Директно прогнозирани купци
ЕП БиХ	-	Електропривреда Босне и Херцеговине
ЕП ХЗХБ	-	Електропривреда Хрватске заједнице Херцег Босне
ЕПС	-	Електропривреда Србије
ЕПЦГ	-	Електропривреда Црне Горе
КПНБ	-	когенеративно постројење на биомасу
МЕ	-	Мала електрана
МСЕ	-	Мала соларна електрана
МХЕ	-	Мала хидро електрана
НН	-	Ниски напон
СН	-	Средњи напон
ОДС	-	Оператор дистрибутивног система
РЕРС	-	Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске
ТЈ	-	Теренска јединица
ТС	-	Трансформаторска станица

1. Увод

„Студија десетогодишњег развоја електродистрибутивног система Републике Српске“ је проистекла из потребе да се сагледа развој дистрибутивне мреже на подручју Републике Српске у периоду од 2024. до 2034. године.

Дистрибутивну делатност на подручју Републике Српске обавља пет дистрибутивних предузећа - оператора дистрибутивног система (ОДС) и то:

1. ЗП „Електрокрајина“ а.д. Бања Лука;
2. ЗЕДП „Електро-Бијељина“ а.д. Бијељина;
3. ЗП „Електро Добој“ а.д. Добој;
4. ЗП „Електродистрибуција“ а.д. Пале и
5. ЗП „Електро-Херцеговина“ а.д. Требиње.

Сваки ОДС је надлежан за обављање делатности на одређеном географском подручју Републике Српске.

У саставу пет дистрибутивних предузећа налази се укупно 38 теренских јединица које се простиру на око 24.641 km² површине (без дистрикта Брчко). Посредством њихове дистрибутивне мреже напаја се око 600.000 мерних места, чија је укупна потрошња 2022. године износила 3.487 GWh. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 4.030 GWh. Преузимање електричне енергије се реализује у 56 ТС 110/X kV, а енергија се дистрибуира посредством још 77 дистрибутивних ТС 35/10(20) kV, пет ТС 20/X kV и укупно 10.660 ТС 10(20)/0,4 kV. Укупан инсталирани капацитет трансформације 35/10(20) kV у ТС 35/10(20) kV која напаја купце на подручју свих пет дистрибутивних предузећа износи 545,7 MVA. Укупна дужина дистрибутивне 35 kV мреже је нешто мања од 1.114 km, а дужина дистрибутивне 20, 10 и 6 kV мреже износи нешто више од 12.000 km.

Подаци и подлоге који су коришћени за анализу функционисања и планирање развоја електродистрибутивне мреже Републике Српске могу се грубо поделити у следеће групе:

- геореференциране дигитализоване подлоге са уцртаном мрежом средњег напона;
- подаци о елементима дистрибутивне мреже;
- подаци о елементима преносне мреже;
- подаци о електранама прикљученим на дистрибутивни систем;
- подаци о потрошњи електричне енергије;
- подаци о преузетој електричној енергији из преносне мреже и из електрана прикључених на дистрибутивни систем;
- подаци о мерењима у ТС 110/X kV, 35/X kV, X/0,4 kV и на местима у којима постоје одговарајући мерни уређаји.

У тексту документа је за свако дистрибутивно подручје израђен посебан Сепарат плана. Сепарати планова развоја су урађени на основу сагледавања потреба развоја сваке теренске јединице која послује у оквиру пет оператора дистрибутивног система. На основу планова по дистрибутивним подручјима у тексту је дат и збирни приказ инвестиција за комплетно подручје Републике Српске.

Десетогодишњи план развоја дистрибутивне мреже на подручју Републике Српске (2024 – 2034. година), са детаљном разрадом за почетне три године, састоји се од укупно седам поглавља.

Након уводног дела, у поглављу 2 дат је преглед техничких ограничења и економске подлоге за анализу функционисања и планирања развоја дистрибутивних мрежа.

Поглавље 3 садржи приказ кључних показатеља о стању дистрибутивне мреже.

Поглавље 4 садржи анализу тренутног функционисања електродистрибутивне мреже са прегледом места у мрежи која не задовољавају неке од постављених критеријума (ниво оптерећења, квалитет напона или сигурност напајања).

Прогноза потрошње електричне енергије и оптерећења по ТС X/0,4 kV и по мерним местима X kV дата је у поглављу 5. Након уводног дела где је детаљно објашњена методологија формирања прогнозе, у одвојеним поглављима су приказани њени резултати за свако дистрибутивно подручје понаособ и збирно за територију целе Републике Српске. Формиране су две варијанте прогнозе

(нижа и виша) које омогућавају да се сагледа потенцијални опсег могућих појачања дистрибутивне мреже на поменутиим подручјима.

У поглављу 7 је дата коришћена литература, а поглавље 8 садржи прилоге.

2. Основне поставке методологије и критеријуми за анализу функционисања и планирање развоја електродистрибутивне мреже

Први део овог поглавља посвећен је дефинисању техничких ограничења која је потребно да испуни сваки план развоја дистрибутивне мреже. У њему се даје јасна разрада свих аспеката који доводе до формирања одређених техничких критеријума којима се обликована дистрибутивна мрежа повинује. У другом делу поглавља размотрени су основни економски параметри који служе за поређење формираних варијанти развоја дистрибутивних мрежа. Анализирани су сви трошкови који се јављају при развоју дистрибутивних електроенергетских мрежа и вреднују при поступку поређења појединих варијанти развоја, и приказано је, детаљно, како се они прорачунавају.

2.1. Техничка ограничења у раду дистрибутивних мрежа

Техничка ограничења која сваки електродистрибутивни систем мора да задовољи произилази из захтева да се купцима мора обезбедити квалитетно напајање електричном енергијом, при чему тај квалитет подразумева напајање купаца напоном у одређеним границама и одређену сигурност напајања купаца, која би требало да подразумева или дозвољени период без напајања купаца током године и дозвољени број прекида напајања или (и) одређене суме новца које би дистрибутивно предузеће требало да исплати купцу у случају да се угрозе унапред договорени услови преузимања електричне енергије. При томе елементи мреже морају да буду оптерећени у унапред дефинисаним границама да не би дошло до њиховог прекомерног загревања које може да проузрокује убрзано старење или квар.

2.1.1. Термичке границе оптерећења појединих елемената мреже

Основно ограничење које је потребно поштовати при планирању и експлоатацији електродистрибутивне мреже је термичка граница оптерећења појединих елемената мреже. Произвођачи водова и трансформатора најчешће дефинишу називне вредности струја (и снага) као максималну вредност до које се елеменат може оптерећивати при дефинисаним временским условима (температура, влажност, ветар итд.), а да то не доведе до недозвољено високих температура које могу да изазову убрзано старење елемента или, чак, кварове на њему. При планирању мреже ово је основни технички критеријум рада мреже, при чему у нормалном раду, за максимални радни режим, ниједан од елемената не сме да буде оптерећен изнад назначене вредности његове струје (јер она диктира загревање), а вредност максималне снаге у нормалном погону може да буде нешто изнад или испод вредности назначене снаге елемента, зависно од напона под којим ради посматрани елеменат у анализираном радном режиму.

Хаваријски рад мреже при планирању се такође анализира за максимални радни режим. Овакав радни режим се у већини случајева догађа у зимском периоду, при ниским температурама, које обезбеђују боље услове хлађења елемената, тј. и више вредности максимално дозвољених струја. За посебне случајеве се максимални радни режим догађа у летњем периоду (потрошња везана за туристичке центре, наводњавање, велико присуство клима уређаја итд.), када су услови хлађења погоршани и у неким случајевима могу да диктирају ниже вредности дозвољених максималних струја од назначених. Пажња ће се усмерити на дозвољено оптерећење елемената у хаваријским ситуацијама које се јављају при максималном оптерећењу, у току зиме. Посебно ће се разматрати трансформатори, надземни и кабловски водови, због различитих услова хлађења ових елемената.

Искуства систематизована у Критеријумима за израду десетогодишњег плана развоја дистрибутивне мреже [2] су показала да се при температури од 0°C и за уобичајени облик дневног дијаграма оптерећења (са периодима вишег и нижег оптерећења) енергетски трансформатори се могу преоптерећивати и 30% изнад номиналне вредности, без убрзаног старења као последице, у периоду вишег оптерећења. Вршна оптерећења појединих трансформатора се обично јављају у време празника, или великих слава у зимском периоду (новембар, децембар, јануар), или при екстремно ниским температурама (испод -10°C) у неком другом тренутку. Температура од 0°C (или значајно нижа) је врло вероватна у тренутку појаве зимског максимума посматраног трансформатора.

Високе вредности преоптерећења у зимским условима дозвољавају и надземни водови. За водове 10 - 35 kV изведене голим Al/Fe ужадима дозвољено преоптерећење у зимском периоду је 90%, док је за СКС дозвољено преоптерећење 55%. Иако ће се за потребе планирања усвојити ове вредности дозвољеног оптерећења, њихове вредности нису коначна ограничења могућности мреже у нормалном, а посебно хаваријским режимима. Наиме, иако преносне могућности надземних водова омогућују висока оптерећења, њихова дужина ограничава могућности оптерећења да би се имале задовољавајуће напонске прилике. С друге стране, имајући у виду и економско оправдање инвестирања у високооптерећени елемент мреже на коме се у том стању генеришу губици који значајно поскупљују функционисање мреже, као и чињенице да сигурно напајање диктира изградњу резервних водова, ретко ће се у будућем развоју мреже доћи до ситуације да се користе преносне могућности надземних водова до усвојеног нивоа. Једино се због неразвијене мреже у постојећем стању у појединим хаваријским ситуацијама може доћи до нивоа оптерећења предвиђеног техничким препорукама и усвојеног као критеријум у овој студији.

Нешто неповољнија је ситуација са кабловским водовима, пре свега због релативно стабилне температуре земље на дубини где су водови положени, тако да се не може рачунати са овако високим процентима преоптерећења. У хаваријским ситуацијама, које се дешавају при максималним радним режимима, усваја се да се каблови 10-35 kV могу трајно преоптерећивати 10,5% ($\rho_T=1 \text{ Km/W}$, $b_k=1$, $k_{op}=1$, $\theta_T=5^\circ\text{C}$).

2.1.2. Напонска ограничења

Што се тиче напонског критеријума са гледишта развоја дистрибутивне мреже проблем је у томе што су напонска ограничења обично дефинисана на ниском напону и што су та ограничења иста за целу мрежу. С друге стране, дистрибутивна подручја енергију преузимају из преносне мреже, тако да је доста ограничен њен утицај на напонске прилике при преузимању електричне енергије.

При планирању развоја дистрибутивне мреже морају се дефинисати нека напонска ограничења која чворишта СН и ВН морају да задовољавају, при чему та ограничења гарантују да ће, при свим условима преузимања енергије из преносне мреже, енергија испоручена свим купцима на ниском напону задовољавати дефинисана напонска ограничења.

С обзиром да у дистрибутивним предузећима Републике Српске напоном на прагу мреже 35, 20 и 10 kV (у ТС 110/35/10(20) kV и ТС 110/10(20) kV) управља Оператор преносног система, од значаја су усвојене доње границе напона, при чему је напон на прагу мреже, практично, улазни податак за прорачун.

Напонска ограничења која морају да испуњавају чворишта мреже у нормалном и хаваријском режиму су систематизована у наредној табели.

Табела 1: Преглед усвојених напонских ограничења за поједина чворишта у планираним мрежама [2]

Номинални напон чворишта	Минимални напон у нормалном радном режиму	Минимални напон у хаваријском радном режиму	Максимални напон у нормалном радном режиму
35 kV	33,25	31,5	38
20 kV	19	18	21,4
10 kV	9,5	9	10,7

2.1.3. Ограничење сигурности напајања потрошње

Следеће техничко ограничење коме ће бити посвећена пажња биће ограничење сигурности напајања. Генерално се може рећи да се за мреже 110 и 35 kV усваја као технички критеријум планирања принцип сигурности „n-1”. То значи да се при испаду било којег од елемената у мрежи 110 и 35 kV мора обезбедити напајање целокупном конзуму преко преосталих елемената мреже, при чему се не смеју угрозити напонска ограничења за постхаваријски режим, а струјна оптерећења елемената мреже не смеју да пређу дефинисане вредности. Пошто се анализирају радни режими са максималним оптерећењима, дефинисане вредности дозвољеног оптерећења су

на страни сигурности. Вероватноћа испада елемента мреже баш у тренутку максималних оптерећења је мала, па је и у том смислу усвојени критеријум доста строг.

Најједноставнији, али често и најскупљи, начин да се обезбеди резервно напајање при испаду неког елемента мреже је да постоји њему резервни елемент истог напонског нивоа, који може да преузме пренос „испале снаге“. Ситуација је различита за надземне водове, с једне, и каблове и трансформаторе, с друге стране. Наиме, код надземних водова врло често економски прорачуни оправдавају формирање резервних веза, јер се њиховом употребом за дистрибуцију снаге у нормалном режиму смањују губици у мрежи у тој мери да оправдавају њихову изградњу. Тако, дакле, економичан развој мреже често води формирању резервних веза у деловима мреже који се напајају надземном мрежом. На жалост, ова ситуација се много чешће јавља у ванградској мрежи средњег напона, где се критеријум сигурности „n-1“ не уводи као техничко ограничење. Цена каблова и трансформатора (са свим пратећим трошковима) је висока, а губици на овим елементима релативно мали, тако да се никада неће наћи економско оправдање са аспекта смањења губитака за уградњу резервних елемената, чак и ако су посматрани елементи номинално оптерећени. Дакле, уградња нових елемената овог типа увек повећава трошкове мреже (који обухватају трошкове инвестираног капитала и трошкове губитака).

Наравно, постоји и други начин да се обезбеди резерва у случају испада неког елемента мреже 110 и 35 kV: потребно је користити мрежу нижег напонског нивоа суседних објеката, преко које се преузима угрожени конзум и растеређују прекомерно оптерећени елементи. Нпр. у случају испада трансформатора у ТС 110/10 kV, суседне ТС 110/10 kV (или ТС 35/10 kV), које су са угроженом ТС повезане мрежом 10 kV, могу да је делимично или потпуно растерете. Ова чињеница има двојаке последице. Наиме, коришћење могућности повезне мреже нижег напонског нивоа дозвољава оптерећивање елемената изнад 65% њихове номиналне снаге, колико би било ограничење да за сваког од њих постоји одговарајући резервни елемент (који је такође у погону). Овај проценат се креће и до вредности 90-95% за трансформаторе 110/X или 35/X kV у добро конципираним градским мрежама 10(20) kV. То је позитивна последица, јер омогућује веће искоришћење скупих елемената мреже. С друге стране, ослањање на мрежу нижег напонског нивоа значи да неки од елемената ове мреже не би требало да буду у погону и да се укључују само када се догоди хаварија. Стога, уштеда која је можда постигнута неинвестирањем у резервне елементе вишег напонског нивоа лако може бити анулирана улагањем у неискоришћене резервне елементе нижег напонског нивоа. Ово је нарочито истакнуто када се као резервна користи мрежа напонског нивоа који се у развоју дистрибутивне мреже напушта. Њена градња у тој ситуацији никада се неће исплатити, па је можда тада боље уложити новац у нове елементе перспективнијег, вишег напонског нивоа.

Поред мреже 35 и 110 kV, поштовање сигурности „n-1“ захтева се и од мреже средњег напона 10(20) kV на градском, урбанизованом подручју. Дистрибутивна СН мрежа на урбанизованом градском подручју гради се као кабловска. У случају квара на неком од СН каблова, због велике густине оптерећења, релативно велики конзум остаје без напајања. С друге стране, проналажење и отклањање квара дуго траје, а и трошкови отклањања су високи, јер се често захтевају скупи грађевински радови на уклапању и враћању асфалта, а ремећење нормалног живота у околини места квара има далеко веће последице, него на ванградском подручју. Да би се угроженом конзуму што пре обезбедило напајање, градска кабловска СН мрежа се конципира као двострано напајана.

Концепцијска решења мреже су различита (отворени прстенови, међуповезни водови, прамен, вретено, итд.), али се ретко може срести чисто концепцијско решење у реалним примерима дистрибутивних мрежа. Наиме, немогућност тачног предвиђања величине и распореда потрошње, понекад стихијски развој мреже, појава нових напојних тачака, и низ других околности довеле су до тога да се у већини дистрибутивних мрежа средњег напона, када се анализира градско подручје, уочава једна неправилна решеткаста структура. За одређен број испада ова конфигурација мреже захтева велику умешност диспечера да би се они решили, а и поред тополошког двостраног напајања, дешава се да у извесном броју хаваријских ситуација до решења уопште није могуће доћи (неопходне су редукације). Иако се некада чини да неко ремећење чисте концепције доноси економску корист, најчешће је добитак кратког даха и касније уклапање положених каблова у замишљену конфигурацију мреже је немогуће. Због тога су дугорочно гледано концепцијски чиста решења много економичнија од *ad hoc* инвестирања у кабловску мрежу.

При планирању развоја градске кабловске мреже средњег напона, у обликовању мреже ће се од постојеће „решетке“ тежити испуњењу усвојених концепција (пре свега отворених прстенова и међуповезних водова), али не по цену преинвестирања у мрежу. Нови прстенови или средњенапонске везе међу суседним ТС ВН/СН kV образоваће се тек онда када постојећа решења не буду могла да испуне пред њих постављене захтеве сигурности. У оквиру стратешког плана развоја немогуће је предвидети микролокације будућих ТС X/0,4 kV на градском подручју. Прогнозом је предвиђен пораст потрошње по постојећим ТС X/0,4 kV, а будуће ТС X/0,4 kV потребно је прикључивати на формиране кабловске прстенове или међуповезне водове средњег напона да би им се обезбедило сигурно напајање, при чему треба водити рачуна о нивоу оптерећења тих прстенова или међуповезних водова да би се задржала њихова функционалност за сваку од ТС X/0,4 kV која се преко њих напаја.

Решење мреже у свакој варијанти развоја мора се тестирати у смислу сигурности напајања кабловске СН мреже. Обично су критични испади почетних деоница и за те ситуације је довољно потражити могуће решење резервног напајања угрожене потрошње. У документу неће се описивати постхаваријске диспечерске акције, осим у неким посебно тешким ситуацијама

Поред значајне улоге у обезбеђењу двостраног напајања урбаним ТС СН/НН kV, овако конципирана кабловска мрежа, ако повезује суседне ТС ВН/СН, има велики значај у обезбеђењу резервног напајања при испаду објеката ВН. Проблем који се јавља у неким хаваријским ситуацијама је велики број манипулација које је потребно спровести. У таквој ситуацији време без напајања појединих купаца може да достигне и 1-2 сата при најкритичнијим испадима, уколико диспечери знају како да одреагују када се хаварија догоди. Када се има на уму колико се ретко дешавају поједине хаваријске ситуације, а знајући колико је скупо обезбедити резерву на други начин (новим, неекономичним инвестицијама), овако дуго време ван погона је толерисано, посебно када се има у виду могућност планирања диспечерских акција у случају одређених испада. Уколико се изврши аутоматизација у мрежи средњег напона, тако да се даљински укључују и искључују поједини прекидачи или растављачи снаге у ТС СН/НН kV, онда је могуће поступак вишеструко убрзати.

За ванградску мрежу СН, која се гради као надземна (осим евентуалних кабловских прикључака неких ТС X/0,4 kV), на овом нивоу стандарда купаца, критеријум „n-1“ није техничко ограничење. Време откривања и отклањања квара на надземној мрежи је много краће него у кабловској, а оптерећење које остаје без напајања је много мање него у градском подручју. Међутим, већ је истакнуто да сам развој мреже може да омогући резервно напајање, бар за магистрални ванградски правац. То је нпр. нуспоследица када је у питању средњенапонска веза између две ТС ВН/СН kV која се може искористити за растерећење једне од њих у случају појаве квара. Активирање ове резервне везе (уколико је могуће с гледишта капацитета вода и падова напона) увек се може обавити у једној манипулацији (једним искључењем и једним укључењем одређених деоница) јер вредности импедансе вода пригушују утицај полазних струја ТС СН/НН kV, а и саме ТС СН/НН kV су мање инсталисане снаге на ванградском подручју и стога и с мањим полазним струјама. Међутим, време за остварење ове манипулације је дуже, јер је потребно отићи до места где је међуповезни СН вод искључен, а то може да буде и 20-30 km далеко од локације екипе која ту акцију треба да обави. И поред дужег времена активирања ове резервне везе (чак и до 1-2 сата), на овакве везе се рачуна када је у питању растерећење објеката ТС ВН/СН kV у квару. Уградња аутоматике би значајно скратила ово време (могла би да га сведе на време реда 1 минута).

Поред свих наведених критеријума и ограничења у раду дистрибутивних мрежа, битан аспект који такође мора бити испоштован је и квалитет снабдевања електричном енергијом. У том смислу крајем 2022. године РЕРС је донео „Правилник о регулацији квалитета снабдијевања електричном енергијом“ [3]. Овим правилником су дефинисани показатељи квалитета снабдевања електричном енергијом, начин мерења, прикупљања и обраде података, опште, минималне и гарантоване стандарде квалитета снабдевања електричном енергијом, као и финансијске компензације кориснику система након увођења гарантованих стандарда квалитета снабдевања електричном енергијом.

2.2. Економске основе за планирање развоја дистрибутивних мрежа

Да би се дефинисао план развоја дистрибутивне мреже потребно је различите варијанте развоја које испуњавају дефинисана техничка ограничења вредновати према њиховим трошковима. Укупне трошкове једне варијанте развоја дистрибутивне мреже чини сума трошкова по свим

годинама разматраног временског периода развоја, актуелизованих на исти тренутак (обично почетни тренутак развоја). С обзиром на дужину века експлоатације појединих елемената мреже (30 - 50 година), да би се економска вредност неког објекта у мрежи исправно сагледала, дугорочно планирање развоја се ради за период 20 - 30 година унапред. У том периоду се доста добро може сагледати оптерећеност елемената мреже у току њиховог експлоатационог века ако су ушли у погон пре почетка израде плана развоја или у почетним етапама које се разматрају; а они се у перспективном периоду у великој мери амортизују. Годишњи трошкови неке варијанте развоја мреже могу се начелно поделити на две групе: трошкове губитака и трошкове капитала уложеног у мрежу. Вредновање трошкова капитала инвестираног у мрежу и губитака биће детаљно посебно анализирани.

2.2.1. Трошкови капитала

Пошто све варијанте развоја мреже полазе од истог почетног стања, рачуна се да су трошкови капитала инвестираног до тог тренутка у мрежу исти. Пошто се избор најбоље варијанте развоја мреже врши на основу разлика у трошковима, у укупну суму трошкова ове почетне трошкове капитала нема потребе уносити, јер ће се по формирању разлика у трошковима између појединих варијанти развоја они анулирати. Стога се у трошкове капитала рачунају само они елементи који се појављују у перспективном периоду. При томе не треба испустити из вида да на трошкове капитала утиче и излазак неког од објеката у мрежи из погона, уколико се он нпр. намерно демонтира.

2.2.1.1. Цена капитала - интерес (добит)

Да би се одређени капитал инвестирао у електроенергетски објекат потребно је доћи до тог капитала. Сваки новчани износ којим се располаже у одређеном временском тренутку, или до којег се жели доћи има своју цену (изражену у новцу). Та цена се на одређени капитал плаћа за временски период његовог коришћења. У случају планирања дистрибутивних мрежа најбоља мера за тај период је једна година и за једну годину коришћења капитала плаћа се цена која је једнака одређеном проценту тог капитала. Тај процентуални износ се назива стопа добити.

2.2.1.2. Трошкови амортизације

Поред цене која се плаћа на тржишту за ангажовани капитал, када се инвестира у одређени објекат, он у њему остаје заробљен до краја животног века објекта. Међутим, када се заврши животно век објекта употребљени капитал је потребно вратити његовом власнику (или купити за њега нови објекат). Међутим, објекат на крају века експлоатације не вреди практично ништа (оно што је преостало од објекта се може продати у "старо гвожђе" и при томе се надокнадити један мали део капитала, али се с тим у овим прорачунима не рачуна). Дакле, у току века експлоатације нови објекат мора на неки начин да "заради" капитал који је у њега уложен. Са гледишта власника објекта то значи следеће: сваке године власник мора да одвоји извесну суму новца од зараде коју добија користећи дати објекат (или на неки други начин) коју ће ставити у банку (уз камату која је једнака цени капитала, тј. стопи добити) да би на крају животног века објекта имао на рачуну суму која је једнака ангажованом капиталу - цени објекта. Или, што је исто, да сваке године враћа једнаку суму ономе од кога је позајмио капитал за градњу објекта, при чему се сваке године смањује капитал чију цену плаћа, док до краја животног века не врати пуни износ позајмљеног новца. И ова сума се рачуна као одређени део ангажованог капитала, кроз стопу амортизације.

Према садашњој рачуноводственој политици предузећа су обавезна да одређени део оствареног прихода издвајају за амортизацију средстава за производњу у свом власништву. Део који треба издвајати за амортизацију израчунава се као $1/T_v$, где је T_v - животно (амортизациони) век објекта у годинама. За објекат чији је амортизациони век 50 година, стопа амортизације износи 2%. Овакав прорачун стопе амортизације, у ствари је начин да се из предузећа у амортизационе фондове слије већи износ него што је заправо реалан износ који омогућује да се поврати капитал уложен у објекат. Наиме, не рачуна се са "оплођавањем" издвојеног износа кроз његово годишње увећавање за стопу добити. Реална стопа амортизације је нижа, а разлика представља део акумулације. Ову разлику не треба урачунавати, ако се рачуна са стопом добити.

Уколико се годишње на амортизацију објекта вредности I издваја сума новца R , а стопа добити је p_d , онда, ако се износ уложеног капитала у потпуности обнови у току века трајања објекта (T_v), важи једнакост:

$$I = \sum_{i=1}^{T_v} R \cdot (1 + p_d)^{T_v - i} \quad (1)$$

Израз који се сумира представља окамаћену вредност годишњег износа који се издваја за амортизацију. Окамаћивање се врши онолико година колико је од тог тренутка (краја i -те године) остало до краја животног века објекта (краја T_v -те године). Уколико је амортизациони век објекта 50 година, на крају прве године издваја се износ R који се окамаћује још $50 - 1 = 49$ година. На крају последње, 50. године, издваја се само износ R , на који се не добија камата. Из претходне једначине се добија:

$$I = R \cdot \sum_{i=1}^{T_v} (1 + p_d)^{T_v - i} \quad (2)$$

$$I = R \cdot \frac{(1 + p_d)^{T_v} - 1}{(1 + p_d) - 1} \quad (3)$$

$$R = \frac{p_d}{(1 + p_d)^{T_v} - 1} \cdot I \quad (4)$$

Реална стопа амортизације рачуна се по обрасцу:

$$p_{am} = \frac{p_d}{(1 + p_d)^{T_v} - 1} \quad (5)$$

2.2.1.3. Трошкови одржавања

Када се, коначно, изгради објекат у који се капитал улаже, потребно је у току његовог животног века одвајати новац за континуиране додатне радове на њему. Ови додатни радови су за различите објекте различити: за надземне водове потребно је поткресивати растиње испод водова, контролисати стање стубова, проводника и изолатора, и тамо где се јављају проблеми треба их отклонити; за каблове је потребно контролисати кабловске спојеве и завршнице, контролисати и доливати уље у уљне каблове итд; за трансформаторске станице потребно је проверавати стање опреме (сабирница, прекидача, растављача, напонских и струјних мерних трансформатора и енергетских трансформатора), контролисати стање уља у уљним прекидачима, контролисати исправност заштите, вршити редовне ремонтне радове на опреми, контролисати параметре уземљења ТС, контролисати термовизијску слику објекта, контролисати стање акумулаторске батерије, одржавати и чистити зграду ТС и простор који ТС заузима итд. Сви ови трошкови спадају у трошкове одржавања објеката и вреднују се кроз проценат вредности капитала уложеног у њега. Та процентуална вредност назива се стопом одржавања објекта и обично се дефинише за одређени тип објекта: надземни или кабловски вод, или трансформаторску станицу.

Сума три дефинисане стопе: стопе добити, амортизације и одржавања назива се годишња стопа трошкова за одређени објекат. Да се прорачуни не би превише компликовали годишње стопе се дефинишу за одређени тип објекта, а не за сваки објекат посебно. Када се један објекат састоји из више делова са различитим стопама амортизације (животним веком) и различитим стопама одржавања, укупни трошкови добијају се сабирањем трошкова свих делова. Годишњи трошкови капитала израчунавају се као производ годишње стопе за објекат и капитала инвестираног у тај објекат. Конкретне вредности дефинисаних стопа биће приказане у поглављу о јединичним ценама за планирање дистрибутивних мрежа.

2.2.2. Трошкови губитака у мрежи

Другу групу трошкова одређене варијанте развоја дистрибутивне електроенергетске мреже чине трошкови губитака. Преносни капацитети електроенергетске мреже и извора електричне енергије одређују се тако да могу да подмире потрошњу при вршном оптерећењу. У идеалној ситуацији за одређени износ потрошње електричне енергије било би потребно располагати изворима тог

капацитета (уз потребну резерву), и преносном мрежом која ће допремити тражену снагу до дистрибутивног предузећа, а онда би дистрибутивну мрежу требало направити да може да пренесе то оптерећење до купаца и из трошкова изграђене мреже и цене производње израчунати цену 1 kWh који се испоручује купцу. Међутим, ситуација није идеална и ток снаге кроз елементе мреже ствара одређене губитке, тако да је оптерећење елемената мреже изнад онога које се испоручује конзуму. Због тога и капацитети мреже треба да буду виши. За сваки kW снаге који пренесе потрошњи дистрибутивно предузеће мора од преносне мреже да преузме kW "и нешто" и да изгради додатне капацитете за пренос вишка снаге. Појава сваког kW губитака у дистрибутивној мрежи значи додатне трошкове изградње нових капацитета за њихову производњу и пренос до купаца. Ово је додатни трошак губитака енергије. Да би се поступак прорачуна додатних трошкова услед губитака упростио, трошкови губитака се свде или на јединицу губитака снаге (kW) при максималном годишњем оптерећењу, или на јединицу губитака енергије (kWh) у току једне године. Између ове две јединице постоји јака корелација, која дозвољава прелазак са једног на други систем прорачуна. У конкретним плановима развоја ће се рачунати са губицима снаге при вршном оптерећењу.

Први део трошкова губитака снаге у дистрибутивној мрежи у току једне године представљају годишњи трошкови додатних капацитета електроенергетске мреже које је потребно изградити да би се ови губици, заједно са потрошњом пренели кроз систем. Они се рачунају по изведеном (али упросеченом) обрасцу за годишње трошкове капитала инвестираног у одређени објекат:

$$C_p = I_1 \cdot (p_d + p_o + p_{am}) \quad (6)$$

где су:

I_1 - јединичне инвестиције за еквивалентну термоелектрану и део преносне мреже који служи за напајање посматраног дистрибутивног подручја (€/MW, или €/kW). Јединичне инвестиције би требало израчунати тако што би се укупна цена изграђених електрана, рудника и преносне мреже поделила са снагом испорученом дистрибутивној мрежи, при чему би изграђени капацитети требало да идеално одговарају захтевима потрошње. Међутим, износ који се улаже у преносну мрежу у односу на износе који се улажу у електране је вишеструко мањи, тако да и просечне стопе које се усвајају за трошкове капитала за производњу и пренос вршних губитака снаге одговарају стопама за електрану,

p_d - стопа добити (актуелизације),

p_o - просечна годишња стопа одржавања објеката,

p_{am} - просечна стопа амортизације која се израчунава из стопе добити и амортизационог века објеката.

Други део трошкова губитака снаге чине просечни трошкови горива утрошеног за производњу енергије која се расипа при току оптерећења кроз мрежу (у цену горива за производњу енергије - угља укључени су и трошкови рудника). Показује се да између губитака енергије и вршних губитака снаге постоји директна сразмера за елементе који имају сличан уређени годишњи дијаграм оптерећења (иста таква сразмера постоји између јединичне цене губитака енергије - C_E и другог дела трошкова губитака снаге). Коефицијент сразмере назива се еквивалентно време трајања максималних губитака (τ) и за потребе израде планова дистрибутивних мрежа обично се усваја да се израчунава по емпиријском обрасцу који даје резултате који се добро слажу са великим бројем конкретних вредности:

$$\tau = 0.17 \cdot T + 0.83 \cdot \frac{T^2}{8760} \quad (7)$$

где је T - еквивалентно време трајања вршне снаге у одређеном елементу мреже. Ово време представља коефицијент сразмере између вршне снаге и укупне протекле енергије кроз неки елемент мреже. Оно, дакле, зависи од облика дијаграма оптерећења посматраног елемента мреже.

Трошкови губитака у дистрибутивној мрежи зависе и од локације појединог елемента дистрибутивне мреже, односно, мере једновремености појаве максималног оптерећења самог елемента и максималног оптерећења у систему. Како максимални губици у датом елементу не морају да се појаве при максималном оптерећењу система, то значи да за њих можда није неопходно градити додатне капацитете у изворима (извори у структури цене губитака најзначајније утичу), или бар не у мери да ти додатни капацитети покрију комплетну прекомерну

вредност снаге проузроковану максималним губицима у том елементу. Када се јаве максимални губици на самом елементу (тј. када је он максимално оптерећен) у изворима и преносној мрежи постоје слободни капацитети због мањег оптерећења остатка система. Када се јави вршно оптерећење система, ниво оптерећења самог елемента одређује вредност фактора једновременности ($f_j \leq 1$) вршног оптерећења елемента са оптерећењем система. Пошто су губици приближно сразмерни са квадратом пренете снаге и максимална вредност губитака редукује се са квадратом фактора једновременности. Јединични трошкови губитака снаге у термогеним отпорима (губици у надземним водовима, кабловима и проводницима трансформатора познати су под називом "губици у бакру") рачунају се по обрасцу:

$$C_{PCu} = C_P \cdot f_j^2 + \tau \cdot C_E \quad (8)$$

Ово су трошкови губитака који зависе од дијаграма оптерећења елемената. Међутим, део губитака у мрежи не зависи од дијаграма оптерећења, већ само од тога да ли је елемент под напонам (заправо је функција напона, али пошто се напон мења у уском опсегу, рачуна се да су практично константни). Ови губици се називају „губици у гвожђу“ и то су губици услед короне, одводних струја каблова, губици услед струја индукованих у језгру трансформатора (одакле им потиче назив) итд. У планерским прорачунима дистрибутивних мрежа осим губитака у трансформаторима, остали су занемарљиво мали. Износи губитака снаге "у гвожђу" трансформатора су такође мали и не укључују се у прорачуне токова снага, али се њихови трошкови рачунају при вредновању варијанти развоја због њиховог трајања током целе године (изузев можда периода ремонта), и коинциденције са вршним оптерећењем система. Време трајања губитака у гвожђу је 8760 часова, па су јединични трошкови губитака снаге у гвожђу:

$$C_{PFe} = C_P + C_E \cdot 8760 \quad (9)$$

Поред свођења на јединицу губитака снаге, које је погодно за поступак техничко-економске анализе који се излаже, цена губитака може се свести на јединицу губитака енергије, дељењем претходних јединичних цена губитака снаге са вредношћу еквивалентног времена трајања ових губитака (τ за губитке „у бакру“, а 8760 за губитке „у гвожђу“):

$$C_{ECu} = \frac{C_{PCu}}{\tau} = \frac{C_P \cdot f_j^2}{\tau} + C_E \quad (10)$$

$$C_{EFe} = \frac{C_{PFe}}{8760} = \frac{C_P}{8760} + C_E \quad (11)$$

2.2.3. Јединичне цене основних елемената мреже

У овом поглављу су приказане цене са којима су рачунате инвестиције предвиђене за реализацију у оквиру наредног десетогодишњег периода. Да би се избегли непотребни детаљи овде су дате само цене готових ТС или њихових најзначајнијих делова и просечне јединичне цене каблова и надземних водова. У Табела 2 - Табела 5 приказане су јединичне цене везане за водове. Цене трафостаница 35/X kV и цене трафостаница 110/X kV могу се изразити као линеарна функција броја поља или ћелија на оба напонска нивоа и броја трансформатора. Општа законитост је:

$$I_{TS} = A + B \cdot n_{VN} + C \cdot n_{NN} + E \cdot n_{SN} + D \cdot n_{TR}, \text{ где су}$$

A, B, C, D и E - константе;

n_{VN} - број поља вишег напона;

n_{SN} - број ћелија на страни средњег напона;

n_{NN} - број ћелија на страни нижег напона;

n_{TR} - број трансформатора.

Преглед цена за трафостанице 35/X са два трансформатора дат је у Табела 6, а у конкретним ситуацијама вршена су израчунавања према претходном обрасцу, односно због етапности изградње и специфичности појединих објеката није увек могуће коришћење претходних цена. Табела 6 и Табела 7 приказују цене основних елемената који се користе при опремању ТС. У Табела 8 дат је преглед цена трансформатора 20/0,4 kV са монтажом (демонтажом). Век трајања трансформаторске станице, кабловског и надземног вода, као и њихове стопе одржавања, амортизације и укупне годишње стопе трошкова приказани су у Табела 9.

Фиксни део трошкова за изградњу ТС 35/X kV процењен је на 150.000 € и с овим фиксним трошковима се рачуна при изградњи било које нове ТС уколико није другачије процењено за конкретан случај. Ови трошкови подразумевају улагања у припрему пројектне документације за изградњу ТС, откуп земљишта на датој локацији, затим, средства потребна за прибављање свих врста дозвола, улагања у грађевинске радове (уземљење, зграда, уређење дворишта и изградња потребне инфраструктуре - стазе, канали, јаме итд.).

Табела 2: Јединичне цене надземних водова

Јединичне цене надземних водова (1000 €/km)				
Врса вода	Врста далековода	Напонски ниво		
		10 kV	20 kV	35 kV
Al/Fe 25 mm ²	једноструки	20	21	32
Al/Fe 50 mm ²	једноструки	23	24	35
Al/Fe 70 mm ²	једноструки	25	26	37
	двоструки	45	46	68
Al/Fe 95 mm ²	једноструки	28	29	40
	двоструки	50	51	72
Al/Fe 150 mm ²	једноструки	34	35	46
	двоструки	62	63	84
Al/Fe 240 mm ²	једноструки	43	44	55
	двоструки	80	81	100

Табела 3: Цене реконструкције надземних водова

Цене реконструкције надземних водова (1000 €/km)	10 kV	20 kV	35 kV
Цена реконструкције вода Al/Fe 25 или Al/Fe 35 на Al/Fe 50 mm ² (уз уградњу нових стубова) (1000 €/km)	23	24	35
Цена реконструкције вода Al/Fe 25(35) на Al/Fe 50 mm ² (само замена ужета)	10	10	13
Изградња двоструког далековод, постојећом трасом уз опремање оба система	38	40	62
Изградња двоструког далековод, постојећом трасом уз опремање једног система	30	31	48
Опремање другог система проводника на постојећем двоструком далеководу.	10	11	16
Реконструкција - замена изолације	5	6	13
Реконструкција - замена изолације и ужета	14	15	26

Табела 4: Јединичне цене кабловских водова¹

Јединичне цене кабловских водова (1000 €/km)				
Тип кабла	Пресек	Напонски ниво	Напонски ниво	Напонски ниво
		10 kV	20 kV	35 kV
ХНЕ	Al 150 mm ²	20	24	60
ХНЕ	Al 240 mm ²	28	34	80

¹ Приказане цене не обухватају трошкове грађевинских радова за полагање каблова

Табела 5: Јединичне цене полагања каблова

Цене грађевинских радова за полагање каблова: ископ, полагање кабла, затрпавање (1000 €/km)		
Број и напонски ниво каблова	у земљи	у асфалту
1 кабл 10(20) kV	10	20
2 кабла 10(20) kV	15	30
3 кабла 10(20) kV	20	40
4 кабла 10(20) kV	25	50
1 кабл 35 kV	30	60
2 кабл 35 kV	40	75

Табела 6: Јединичне цене трансформатора

Цене трансформатора 35/X kV и фиксни трошкови изградње трафостаница 35/X kV (1000 €)				
Врста трансформатора	Снага трансформатора (MVA)	Фиксни трошкови	Цена транспорта и монтаже	Цена трансформатора
35/10 kV	2,5	150	17	60
	4		18	80
	8		20	120
35/20 kV	2,5	150	17	65
	4		18	85
	8		20	130

Табела 7: Цене ћелија, далеководних и трансформаторских поља

Цене ћелија за унутрашњу монтажу, далеководних и трансформаторских поља (1000 €)	
Ћелија/поље	Цена ћелије/поља
Ћелија изводна 10 kV за унутрашњу монтажу	13
Ћелија мерна 10 kV за унутрашњу монтажу	8
Ћелија трансформаторска 10 kV за унутрашњу монтажу	15
Ћелија кућни трафо 10 kV за унутрашњу монтажу	7
Ћелија изводна 20 kV за унутрашњу монтажу	15
Ћелија мерна 20 kV за унутрашњу монтажу	10
Ћелија трансформаторска 20 kV за унутрашњу монтажу	18
Ћелија кућни трафо 20 kV за унутрашњу монтажу	8
Ћелија 35 kV за унутрашњу монтажу	13
Далеководно поље 35 kV 1 СС	25
Далеководно поље 35 kV 2 СС	30
Трансформаторско поље 35 kV	30

Табела 8: Јединичне цене трансформатора 20/0,4 kV

Цене трансформатора 20/0,4 kV (1000 €)	
Трансформатор 20/0,4 kV 1000 kVA	17
Трансформатор 20/0,4 kV 630KVA	14
Трансформатор 20/0,4 kV 400KVA	12
Трансформатор 20/0,4 kV 250KVA	9
Трансформатор 20/0,4 kV 160KVA	6
Трансформатор 20/0,4 kV 100KVA	4
Трансформатор 20/0,4 kV 50KVA	3
СН блок 20 kV	23

Табела 9: Годишње стопе за поједине објекте

Век трајања и стопе добити, амортизације, одржавања и укупних годишњих трошкова за поједине објекте					
Објекат	Век трајања	Стопа добити	Реална стопа	Стопа одржавања	Стопа годишњих трошкова
трафостаница	40	9%	0,30%	2%	11,30%
кабловски вод	35	9%	0,12%	1%	10,12%
надземни вод	40	9%	0,12%	1%	10,12%

2.2.4. Јединичне цене губитака активне снаге

Јединична цена губитака активне снаге за потребе планирања развоја мреже ће бити прорачуната на основу јединичне цене губитака активне енергије коју плаћају дистрибутери електричне енергије и еквивалентног времена трајања максималних губитака (τ).

Да би се израчунала цена губитака у дистрибутивној електроенергетској мрежи мора се одредити на ком нивоу ће се прорачун губитака вршити. Наиме, једни су параметри прорачуна ако се он врши на нивоу ТС 110/X kV, други су ако се укључи мрежа 35 kV, а посебни су параметри на нивоу средњенапонских извода. Најтачнији приступ проблему планирања био би када би се сагледавао развој мрежа сваког напонског нивоа кроз засебне прорачуне, имајући стално у виду резултате који се добијају на осталим проучаваним напонским нивоима. Међутим, овакав приступ би захтевао изузетно велики број прорачуна. С обзиром на то да се комплетна анализа спроводи са моделованим оптерећењима која одговарају нивоу ТС 110/X kV, управо је то ниво који се усваја као најбољи за прорачуне вршних снага у мрежи 10-110 kV. У наставку текста укратко ће бити изложен поступак прорачуна цене губитака активне снаге на нивоу ТС 110/X kV при вршном оптерећењу.

У дистрибутивној мрежи Републике Српске, прорачунате вредности еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV, за већину дистрибутивних подручја, се крећу у опсегу 3700 – 5100 h. За просечну вредност еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV и мреже 110 kV, за сва дистрибутивна подручја, усвојена је средња вредност од 4300 h (на основу анализе вредности из табела у оквиру поглавља Прилог 8.1). За тако усвојене вредност добија се вредност еквивалентног времена трајања максималних губитака $\tau=2500$ h за сва дистрибутивна подручја.

Јединична цена губитака активне енергије коју плаћа дистрибутер електричне енергије се разликује од године до године, а вредност која ће се усвојити износи 56 €/MWh.

На основу усвојених вредности еквивалентног времена трајања максималних губитака и јединичне цене губитака активне енергије добија се да је цена 1 MW губитака активне снаге на нивоу ТС 110/X kV при вршном оптерећењу ~140.000 €, за губитке у бакру за сва дистрибутивна подручја, а ~476.000 € за губитке у гвожђу (код њих је време трајања вршне снаге једнако дужини године: 8760 h умањено за период ремонта, па је $\tau=8500$ h).

3. Општи подаци о мрежи

Делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом у Републици Српској се обавља у оквиру пет Оператора дистрибутивног система:

1. ЗП „Електрокрајина“ а.д. Бања Лука (у даљем тексту: Електрокрајина);
2. ЗЕДП „Електро-Бијељина“ а.д. Бијељина (у даљем тексту: Електро-Бијељина);
3. ЗП „Електро Добој“ а.д. Добој (у даљем тексту: Електро Добој);
4. ЗП „Електродистрибуција“ а.д. Пале (у даљем тексту: Електродистрибуција Пале) и
5. ЗП „Електро-Херцеговина“ а.д. Требиње (у даљем тексту: Електро-Херцеговина).

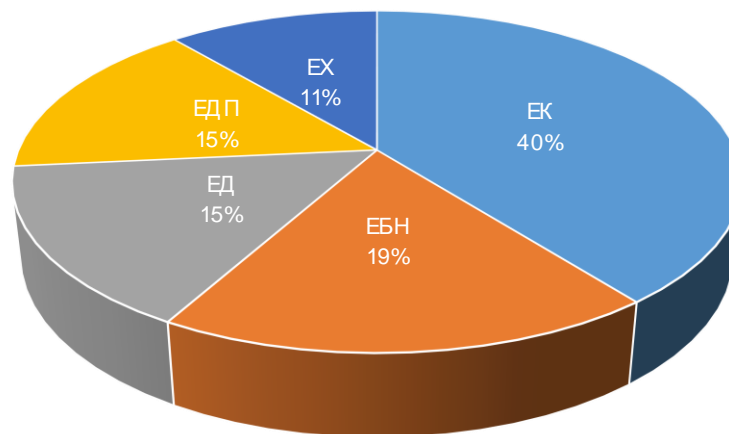
У наредном делу текста дат је преглед основних података о мрежи и то појединачно за свако дистрибутивно подручје понаособ и збирно за сва подручја заједно.

3.1. Дужина мреже

Укупна дужина СН дистрибутивне мреже на подручју Републике Српске износи 13.218 km (Табела 10). Већи део мреже чине надземни водови и то 11.106 km (84%), док се подземни водови простиру у дужини од 2.112 km (16%).

Табела 10: Дужина СН мреже на подручју Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима

Дистрибутивно подручје/ Напонски ниво	35 kV		10(20) kV		6 kV		Укупно	
	Надземни (km)	Подземни (km)	Надземни (km)	Подземни (km)	Надземни (km)	Подземни (km)	Надземни (km)	Подземни (km)
Електрокрајина	118,04	5,66	4.202,17	797,29	75,96	8,81	4.396,17	811,76
Електро-Бијељина	307,29	29,40	1.830,40	308,28			2.137,69	337,68
Електро Добој	157,03	7,20	1.371,64	493,10			1.528,67	500,31
Електродистрибуција Пале	285,63	58,65	1.404,79	281,36			1.690,42	340,01
Електро-Херцеговина	130,41	14,43	1.222,64	107,67			1.353,05	122,10
Укупно	998,40	115,33	10.031,63	1.987,71	75,96	8,81	11.106,00	2.111,85
	1.113,73		12.019,34		84,77		13.217,84	



Слика 1: Дужина СН мреже под управом дистрибутивних предузећа на подручју Републике Српске

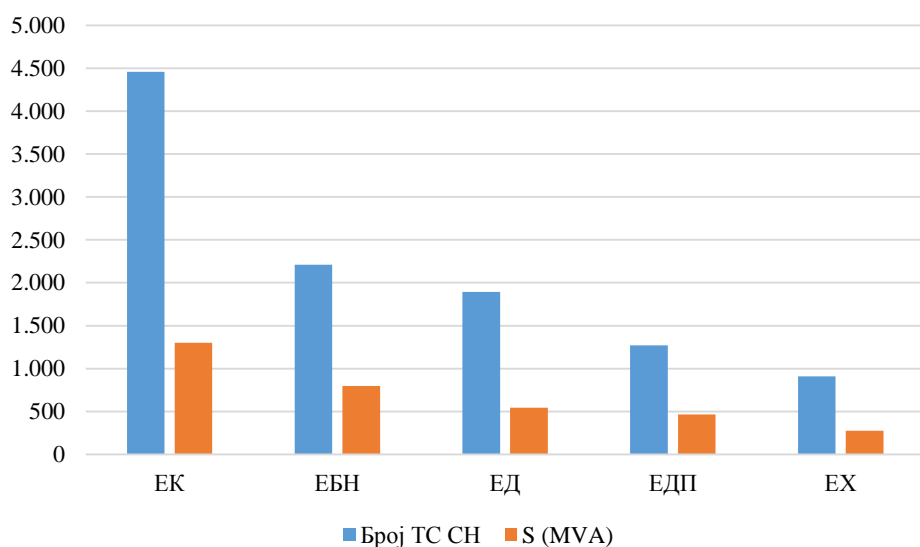
Највећи део дистрибутивне мреже се налази под управом дистрибутивног подручја Електрокрајина 5.207,93 km (39%), затим Електро-Бијељине са 2.475,36 km (19%), Електро Добоја и Електродистрибуције Пале у слично износу (приближно 2.030 km, односно 15%), док се најмањи део мреже налази под управом дистрибутивног подручја Електро-Херцеговина 1.475,15 km (11%).

3.2. Трансформаторске станице

Преузимање електричне енергије из преноса за пет дистрибутивних подручја се реализује на напонском нивоу 35 kV, 20 kV, 10 kV и 6 kV у укупно 56 ТС 110/X kV, са укупно инсталираних 1.343,5 MVA. Енергија преузета из преноса се даље дистрибуира посредством укупно 77 ТС 35/X kV, четири ТС 20/X kV и 10.660 ТС 10(20)/0,4 kV (Табела 11). Укупан инсталирани капацитет ТС СН/СН kV и ТС СН/НН kV које покрива територија пет дистрибутивних подручја износи 3.386 MVA. Највећи број ТС СН/НС и ТС СН/НН се налази на дистрибутивном подручју Електрoкpајина, и то њих 4.458 укупне инсталисане снаге 1.301 MVA. Затим следе Електрo-Бијељина са 2.211 ТС укупне инсталисане снаге 799 MVA, Електрo Добој са 1.893 ТС укупне инсталисане снаге 544 MVA, Електродистрибуција Пале са 1.271 ТС укупне инсталисане снаге 467 MVA и Електрo-Херцеговина са 909 ТС укупне инсталисане снаге 276 MVA.

Табела 11: Број и инсталисана снага ТС СН/СН kV и ТС СН/НН kV на подручју Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима

Дистрибутивно подручје	ТС 35/10(20) kV		ТС 10(20)/0,4 kV		ТС 20/10(6) kV		Укупно	
	Број ТС	S (MVA)	Број ТС	S (MVA)	Број ТС	S (MVA)	Број ТС	S (MVA)
Електрoкpајина	6	38	4.447	1.250,26	5	12,8	4.458	1.301
Електрo-Бијељина	27	221,1	2.184	578,00			2.211	799
Електрo Добој	16	145	1.877	398,81			1.893	544
Електродистрибуција Пале	19	96,8	1.252	370,16			1.271	467
Електрo-Херцеговина	9	44,8	900	231,54			909	276
Укупно	77	545,7	10.660	2.828,76	5	12,80	10.742	3.387



Слика 2: Број и инсталисана снага ТС 35/X kV и ТС 10(20)/0,4 kV које се налазе на територији дистрибутивних предузећа на подручју Републике Српске

3.3. Дистрибуирана производња

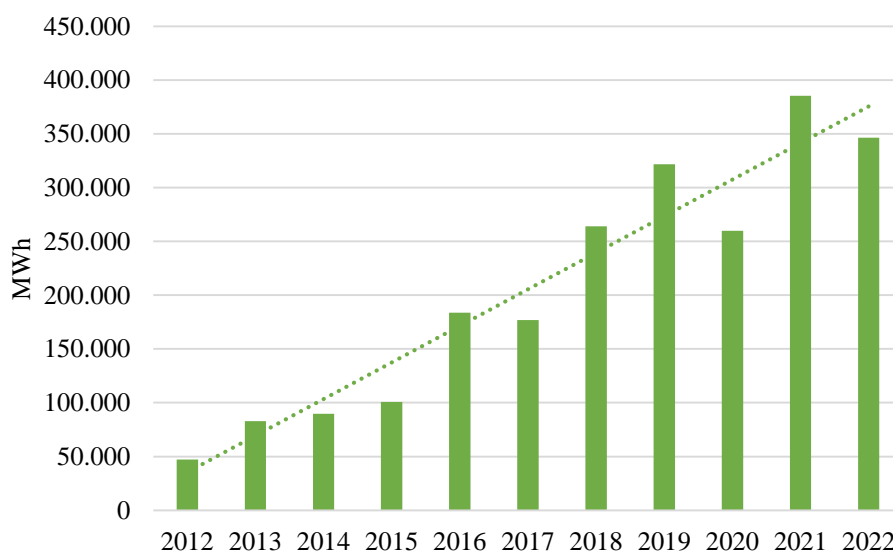
На дистрибутивни систем Републике Српске је прикључено 53 малих хидроелектрана (МХЕ), 242 соларне електране мале снаге (МСЕ), две когенеративне (КПБ) и једна мала биогасна електрана (БГЕ) (Табела 12).

Табела 12: Број и инсталисана снага електрана прикључених на дистрибутивни систем Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима

Дистрибутивно подручје/ Напонски ниво	МХЕ		МСЕ		КПБ		БГЕ	
	Број	Инсталисана снага (kW)	Број	Инсталисана снага (kW)	Број	Инсталисана снага (kW)	Број	Инсталисана снага (kW)
Електрокрајина	16	36.123	43	5.193	2	1.120		
Електро-Бијељина	10	13.021	5	711				
Електро Добој	8	3.978	27	3.269			1	999
Електродистрибуција Пале	16	39.742	10	1.526				
Електро-Херцеговина	3	2.448	157	21.828				
Укупно	53	95.311	242	32.527	2	1.120	1	999

Према броју прикључених извора најзаступљеније су мале соларне електране и то на подручју Електро-Херцеговине (укупно 242 снаге 32,5 MW), затим мале хидро електране које су у највећем броју изграђене на подручју Електрокрајине и Електродистрибуције Пале (укупно 53 снаге 95,3 MW), док је когенеративних и биогасних електрана изграђено укупно само три снаге 2,1 MW.

Произведена електрична енергија из дистрибуираних извора се за последњих десет година значајно повећала (преко седам пута). Два су основна разлога за то: повећање броја прикључених извора, као и добре метеоролошке прилике (велики број сунчаних дана и добре хидролошке прилике) које су омогућиле већу производњу електричне енергије. Ово за последицу има евакуацију произведене енергије у преносну мрежу која је последњих неколико година нарочито изражена на подручју Електрокрајине, Електродистрибуције Пале и Електро-Херцеговине.

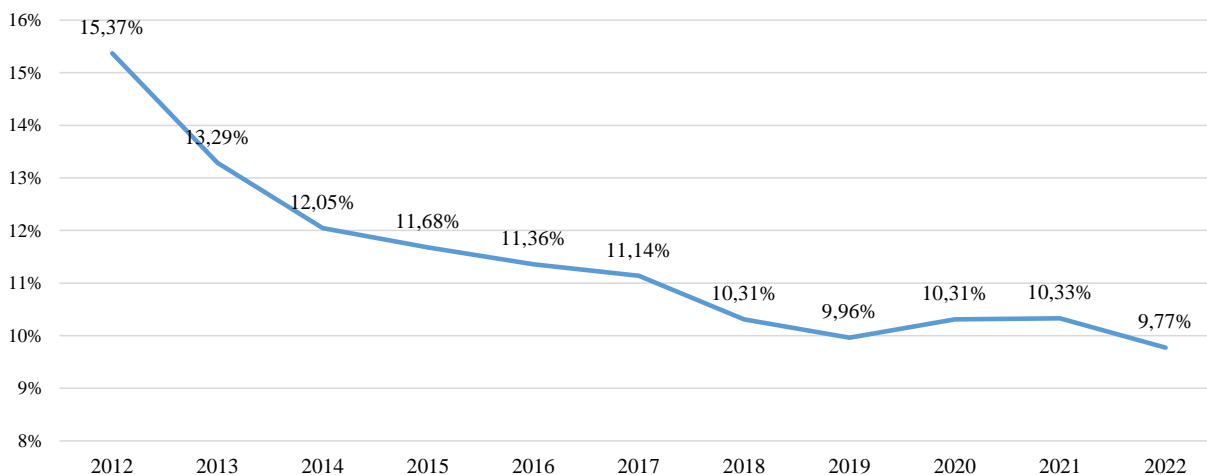


Слика 3: Укупна производња електричне енергије из дистрибуираних извора у периоду 2012-2022. година

3.4. Губици у дистрибутивној мрежи

Преко дистрибутивне мреже на подручју Републике Српске се напаја око 600.000 мерних места, чија је укупна потрошња у 2022. години износила око 3.487 GWh. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 4.033 GWh, при чему је укупан ниво губитака износио 394 GWh, односно 9,77%. Губици електричне енергије у дистрибутивној мрежи Републике Српске су сразмерни разлици енергије која је ушла у дистрибутивни систем (из преносне мреже, суседних дистрибутивних мрежа и електрана прикључених на дистрибутивну мрежу) и укупне испоручене енергије купцима и суседним дистрибутивним системима. Процентуално највећи ниво губитака се производи на подручју Електрокрајине (11,99%), затим на подручју Електродистрибуције Пале (9,7%), Електро-Херцеговине (8,92%) и Електро-Бијељине (7,83%), док се најнижи ниво губитака остварује на дистрибутивном подручју Електро Добоја

(4,99%). На наредној слици приказан је процентуални ниво остварених губитака у периоду од 2012. до 2022. године за комплетни дистрибутивни конзум Републике Српске.



Слика 4: Губици електричне енергије у периоду 2012-2022. година на дистрибутивном подручју Републике Српске

Анализом података са приказане слике може се закључити да је у првих седам година анализираног периода забележен евидентан тренд смањења губитака електричне енергије у укупном износу од чак 28% у 2019. години у односу на почетну 2012. годину. Вишегодишњи тренд смањења губитака прекинут је у 2020. години. Појавом пандемије COVID-19 дошло је до промена у структури потрошње што се одразило на повећање губитака у дистрибутивној мрежи (рад од куће, смањени рад индустрије и слично).

4. Анализа постојећег стања мреже

У првом делу овог поглавља детаљно је изложена методологија која је коришћена за прорачун оптерећења и формирање модела мреже на комплетном подручју дистрибутивне мреже Републике Српске. Након тога, за свако дистрибутивно подручје понаособ, приказана је анализа постојећег стања на формираним моделима мрежа са оптерећењима из 2021/2022. године.

4.1. Методологија за прорачун оптерећења и формирање модела

За потребе анализе функционисања дистрибутивне мреже на подручју Републике Српске моделовани су сви елементи мреже 10-110 kV као и поједини елементи мреже 220 kV и 400 kV. Функционисање мреже 110 kV, 220 kV и 400 kV је са становишта дистрибутивне мреже значајно са аспекта задовољавајућих напонских прилика на прагу дистрибутивне мреже и сигурног напајања посредством трансформације 110/X kV.

За све елементе мреже моделовано је њихово уобичајено уклопно стање у режимима зимских оптерећења. Такође, од стране дистрибутивних предузећа су добијени подаци о преносном односу трансформатора 35/10(20) kV, као и о напонима у напојним тачкама мреже 35 и 10(20) kV у ТС 110/X kV.

За потребе анализа рада мреже моделована су оптерећења по ТС 10(20)/0,4 kV, мерним местима 10, 20 и 35 kV, тако да се стекне увид у токове снага и напонске прилике у мрежи на нивоу трансформације 110/X kV. На основу података о енергији која је кроз поједине ТС 10(20)/0,4 kV испоручена купцима и измерена на њиховим местима мерења, извршена је расподела активне снаге по ТС 10(20)/0,4 kV сразмерно току енергије кроз њихове трансформаторе (период октобар 2021 -септембар 2022. године). Коефицијент сразмере енергије испоручене купцима и моделованог активног оптерећења је тзв. *просечно време коришћења енергије испоручене купцима* (у даљем тексту T_{PKE}).

Приликом моделовања оптерећења коришћени су подаци о вршним оптерећењима, као и подаци о протоцима активне и реактивне енергије по ТС 110/X kV и мерним местима X kV на којима се преузима електрична енергија. Такође, на располагању су били и ажурирани подаци о ТС X/0,4 kV са којих се напајају поједини купци у уобичајеном уклопном стању у мрежи напонског нивоа 35 kV и 10(20) kV, на основу којих је утврђено са које ТС 110/X kV се напајају поједини купци, чиме је успостављена веза евидентиране енергије продате крајњим купцима и ТС 110/X kV.

Еквивалентно време трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV (T_{EKV}) прорачунава се као количник протекле енергије и вршног оптерећења одговарајућих ТС 110/X kV). На основу средњег еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV и јединичне цене губитака активне енергије коју дистрибутер електричне енергије плаћа приликом преузимања енергије из преносне мреже прорачунава се јединична цена губитака активне енергије. На територији свих пет дистрибутивних предузећа, прорачунате вредности еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV у 2021. и 2022. години се крећу у опсегу 3.700 – 5.100 h. За просечну вредност еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV, за свих пет дистрибутивних предузећа, усвојена је средња вредност од 4.300 h (на основу анализе вредности приказаних у поменутом табелама). За тако усвојене вредност добија се вредност еквивалентног времена трајања максималних губитака $\tau=2.500$ h.

Јединична цена губитака активне енергије коју дистрибутер електричне енергије плаћа приликом преузимања из преносне мреже се разликује од године до године, а вредност која је усвојена за анализу рада је 56 €/MWh.

На основу усвојених вредности еквивалентног времена трајања максималних губитака и јединичне цене губитака активне енергије добија се да је цена 1 MW губитака активне снаге на нивоу ТС 110/X kV при вршном оптерећењу ~140.000 €, за губитке у бакру, а ~476.000 € за губитке у гвожђу (код њих је време трајања вршне снаге једнако дужини године: 8 760 h умањено за период ремонта, па је $\tau=8\ 500$ h).

Просечно време коришћења енергије испоручене купцима се разликује од еквивалентног времена трајања максималне снаге. Веза еквивалентног времена трајања вршне снаге и просечног времена коришћења енергије испоручене купцима за одређено мерно место може се сагледати из наредних формула:

$$T_{EKV} = \frac{W_{nab}}{P_{max}} \quad (12)$$

$$T_{PKE} = \frac{W_{potr}}{P_{mod}} = \frac{W_{nab} - \Delta W_{gub}}{P_{max} - \Delta P_{gub1}} \quad (13)$$

$$T_{PKE} = \frac{W_{nab} - \frac{P_{gub\%}}{100} \cdot W_{nab}}{P_{max} - \frac{P_{gub1\%}}{100} \cdot P_{max}} = \frac{W_{nab}}{P_{max}} \cdot \frac{\left(1 - \frac{P_{gub\%}}{100}\right)}{\left(1 - \frac{P_{gub1\%}}{100}\right)} \quad (14)$$

$$T_{PKE} = T_{EKV} \cdot \frac{\left(1 - \frac{P_{gub\%}}{100}\right)}{\left(1 - \frac{P_{gub1\%}}{100}\right)} \quad (15)$$

где су:

T_{EKV} - еквивалентно време трајања вршне снаге,

T_{PKE} - просечно време коришћења енергије испоручене купцима,

W_{nab} - набављена енергија,

W_{potr} - укупна енергија која се купцима испоручи кроз неку ТС 110/X kV (извод 35 kV, ТС 35/10(20) kV, извод 10 kV(20),...) и измери на њиховим местима преузимања,

P_{mod} - укупно моделовано оптерећење на местима моделовања оптерећења,

ΔW_{gub} - укупни губици енергије од места набавке до мерних места купаца,

$p_{gub\%}$ - проценат укупних губитака енергије од места набавке до мерних места купаца,

ΔP_{gub1} - губици снаге од места набавке до места моделовања оптерећења,

$p_{gub1\%}$ - проценат губитака снаге од места набавке до места моделовања оптерећења,

P_{max} - максимална снага ТС 110/X kV (извода 35 kV, ТС 35/10(20) kV, извода 10(20) kV,...)

Просечно време коришћења енергије испоручене купцима (T_{PKE}) добијено је итеративним поступком, при чему је у свакој итерацији извршена анализа токова снага у моделованој мрежи. У свакој итерацији усвојена вредност T_{PKE} коришћена је за прорачун оптерећења са којима поједине ТС X/0,4 kV улазе у прорачун токова снага и то тако што је укупна прорачунска енергија свих купаца који се напајају из поједине ТС X/0,4 kV дељена са вредношћу T_{PKE} . За купце код којих не постоји мерење снаге, прорачунска енергија је једнака преузетој енергији (на нивоу обрачунске године). За све купце код којих постоји мерење снаге, одређује се време трајања максималне снаге као количник преузете енергије и забележеног максималног оптерећења. Уколико је време трајања максималне снаге веће од усвојене вредности за T_{PKE} , сматра се да је купац постигао максимално оптерећење у тренутку максималног оптерећења ТС 110/X kV, па у вршно оптерећење на нивоу ТС 110/X kV „улази” са својом максималном снагом, односно његова прорачунска енергија се добија као производ његове максималне снаге и усвојене вредности за T_{PKE} . У случају да је време трајања максималне снаге купца мање од усвојене вредности за T_{PKE} , сматра се да максимално оптерећење купца није једновремено са максималним оптерећењем на нивоу ТС 110/X kV, па се за његову прорачунску енергију усваја вредност преузете енергије на нивоу године. Такође се кроз неколико итерација долази и до вредности фактора снаге који ће се користити за прорачун реактивног оптерећења код купаца који имају само мерење утрошене активне енергије. Циљ итеративног поступка је да се добију такви токови активног и реактивног оптерећења кроз ТС 110/X kV који ће што приближније одговарати одабраним вредностима у 2021/2022. години, када су у питању максималне годишње вредности активних и реактивних оптерећења поменутих ТС.

Оптерећења прорачуната на описани начин одговарају нивоу трансформације 110/X kV. Овакав модел мреже даје најтачнију слику оптерећења кроз трансформаторе у објектима 110/X kV. У формираном моделу мреже реална вршна оптерећења по водовима 110 kV су нешто нижа, а реална вршна оптерећења трансформатора 35/X kV, и водова 35 kV и 10(20) kV су нешто виша. Да би се

стекла реална слика о стању и за ове елементе мреже, при њиховом вршном оптерећењу, неопходно је утврдити одређене факторе једновременности са којима ће се рачунати при анализама које се односе на поменуте елементе мреже у моделу мреже који одговара нивоу ТС 110/X kV.

Дакле, за реално сагледавање нивоа оптерећења свих елемената мреже који учествују у напајању средњенапонских извода, потребно је одредити факторе једновременности вршних снага између одређених елемената мреже. Имајући у виду расположиве податке (вршне снаге ТС 110/X kV и вршне снаге појединих средњенапонских извода), у одређивању фактора једновременности поћи ће се од претпоставке да је међусобни однос учешћа вршног оптерећења елемента нижег напонског нивоа у вршном оптерећењу елемента вишег напонског нивоа исти:

$$f_{j_{SN u TS 110/X kV}} = f_{j_{SN u TS 35/X kV}} \cdot f_{j_{TS 35/X kV u vod. 35 kV}} \cdot f_{j_{vod. 35 kV u TS 110/X kV}} = f_j^3 \quad (16)$$

одакле следи:

$$f_j = \sqrt[3]{f_{j_{SN u TS 110/X kV}}} \quad (17)$$

где су:

$f_{j_{SN u TS 110/X kV}}$ - фактор једновременности вршне снаге средњенапонских извода са вршним оптерећењем ТС 110/X kV

$f_{j_{SN u TS 35/X kV}}$ - фактор једновременности вршне снаге средњенапонских извода у вршном оптерећењу ТС 35/X kV

$f_{j_{TS 35/X kV u vod 35 kV}}$ - фактор једновременности вршне снаге ТС 35/X kV са вршним оптерећењем водова 35 kV

$f_{j_{vod 35 kV u TS 110/X kV}}$ - фактор једновременности вршне снаге водова 35 kV са вршним оптерећењем ТС 110/X kV

Подаци са система SCADA су преузети за поједине објекте 110/X kV и 35/X kV на подручју Електрокрајине и Електро-Бијељине. Фактор једновременности између суседних напонских нивоа (f_j) одређен је на основу анализе тих података. Анализом података са SCADA система одређене су вредности фактора једновременности вршне снаге средњенапонских извода са вршним оптерећењем ТС 110/35 kV (коришћени подаци из Електро-Бијељине где је присутан велики број ТС 35/10 kV) и прорачуната вредност износи 0,833 ($f_{j_{SN u TS 110/X kV}}$). На основу ове усвојене вредности и приказаних формула израчунат је фактор једновременности суседних елемената мреже (по напонском нивоу) (f_j) – 0,941. Када је реч о директној трансформацији 110/20(10) kV коришћени су подаци из Електрокрајине где је доминанто заступљена оваква трансформација. По истом принципу израчуната је вредност фактора једновременности вршне снаге средњенапонских извода са вршним оптерећењем ТС 110/20(10) kV ($f_{j_{SN u TS 110/X kV}}$) и износи 0,92. Усвајање фактора једновременности суседних елемената мреже по напонском нивоу омогућава реалну процену нивоа оптерећења свих елемената мреже (трансформатора 35/X kV, водова 10(20) kV и водова 35 kV).

Цела до сада изложена анализа моделовања прорачунских оптерећења представља основ за анализу постојећег стања мреже на подручју целе дистрибутивне мреже Републике Српске.

4.2. *Анализа рада мреже на подручју Електро Добоја*

4.2.1. **Основне карактеристике мреже**

Дистрибутивно предузеће Електро Добој своју дистрибутивну делатност обавља на подручју северног дела Републике Српске. Граничи се са суседним ЕП БиХ и ЕП ХЗХБ са којима врши размену једног мањег дела електричне енергије. У њеном саставу се налази шест теренских јединица: Добој, Модрича, Шамац, Теслић, Дервента и Брод. Према подацима из 2022. године Електро Добој годишње испоручи око 526,8 GWh (око 15% укупне дистрибутивне потрошње Републике Српске) за напајање укупно око 103.044 мерних места, од тога око 94.998 домаћинстава и око 8.046 мерних места у осталим категоријама потрошње. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 561,5 GWh. Преузимање електричне енергије се реализује на напонском нивоу 35 и 10 kV у девет ТС 110/X kV (Теслић, Шамац, Модрича, Добој 1, Добој 2, Добој 3, Дервента, Брод и Станари). У поменутим напојним ТС 110/X kV укупни инсталирани капацитет износи 375,5 MVA. Збирно неједновремено вршно оптерећење Електро

Добоја на нивоу трансформације 110/X kV је у 2022. години достигло износ од око 108,6 MW. Укупна дужина дистрибутивне 35 kV мреже је око 164 km, а дужина 10 kV мреже око 1.865 km.

На подручју Електро Добоја налазе се и мале електране од којих ово дистрибутивно предузеће такође преузима електричну енергију. Најзаступљеније су МСЕ укупне инсталисане снаге 3,27 MW (укупно 27), при чему се око 30% укупног броја МЕ налази на подручју ТЈ Модрича. Поред МСЕ на подручју Електро Добоја налази се и осам МХЕ укупне инсталисане снаге око 4 MW и једна БГЕ на простору ТЈ Шамац, инсталисане снаге 1 MW. Учешће свих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу у укупној преузетој енергији Електро Добоја у 2022. години је износило око 3%.

Преузета енергија из ТС 110/X kV и прикључених електрана се дистрибуира у мрежу посредством укупно 16 дистрибутивних ТС 35/10 kV (145 MVA) и 1.877 ТС 10/0,4 kV (398,8 MVA). На подручју Електро Добоја налази се укупно седам мерних места који електричну енергију преузимају на 35 kV напону: Елград, Рафинерија нафте Брод, ЕФТ Рудник и термоелетрана Станари и Рудник кречњака Carmeuse, Рафинерија уља Модрича и Дестилација које имају сопствену ТС 35/X kV.

4.2.2. Стање мреже и оптерећења у базној години

Методологија за прорачун оптерећења описана је детаљно у поглављу 4.1 и због тога ће у овом делу текста бити наведени само расположиви подаци и вршна оптерећења која су изабрана за моделовање у мрежи.

За потребе анализе функционисања мреже на подручју Електро Добоја моделовани су сви елементи мреже 10-110 kV. Водови 110 kV моделовани су својим еквивалентима који на квалитетан начин одражавају функционисање ове мреже. Као балансни чвор мреже моделоване су сабирнице 110 kV у ТС 110/35/10 kV Добој 1.

За све елементе мреже моделовано је њихово уобичајено уклопно стање у режимима зимских оптерећења, као и подаци о преносном односу трансформатора 35/10 kV и напонима у напојним тачкама мреже 35 kV и 10 kV у ТС 110/X kV. Према достављеним информацијама напон на 10 kV страни се одржава на следећим вредностима: у ТС 110/35/10 kV Добој 1 и Добој 3 на 10,1 kV, у ТС 110/10/35 kV Модрича и ТС 110/35/10 kV Дервента на око 10,2 kV, а у ТС 110/35/10 kV Брод и Добој 2 на око 10,4 kV. Слично томе и напон на 35 kV се одржава на следећим вредностима: у ТС 110/35/10 kV Станари и Добој 2 на око 35,1 kV, у ТС 110/35/10 kV Дервента и Теслић на око 35,3 kV, у ТС 110/35/10 kV Добој 3 и Брод на око 35,4 kV, у ТС 110/35/10 kV Добој 1 на око 35,5 kV и у ТС 110/35/10 kV Шамац на вредности око 35,7 kV. Референтна вредност напона на 35 kV, уз ниво оптерећења тронамотајних трансформатора, одређује вредност напона на 10 kV страни у ТС 110/X kV на подручју Електро Добоја, и обрнуто.

Трансформатори 35/10 kV у ТС 35/10 kV у актуелном режиму су подешени на номинални преносни однос, осим у ТС 35/10 kV Жарковина, Шамац 1 и Блатница где су због напона који излазе из дозвољених граница, преклопке померене на одговарајући положај (2,5%).

За анализу стања мреже у 2022. години се полази од нивоа трансформације 110/X kV. За расподелу активне и реактивне снаге по ТС 10/0,4 kV и мерним местима 10 и 35 kV која треба да обезбеди адекватан увид у токове снаге и напонске прилике у мрежи на нивоу трансформације 110/X kV, у складу са методологијом изложеном у поглављу 4.1, за 2022. годину су прорачунате вредности просечног времена коришћења енергије испоручене купцима (T_{PKE}).

Како се карактеристике конзума разликују, као и тренуци када су забележена максимална оптерећења напојних ТС 110/X kV, за анализу функционисања рада мреже 10-110 kV усвојено је више вредности просечног времена коришћења енергије испоручене купцима. У наредној табели су приказани тренуци када су забележене вршне снаге по местима мерења и усвојене вредности T_{PKE} . Овде треба напоменути да за конзумно подручје Електро Добоја не постоје систематизовани подаци о измереним вредностима активне и реактивне снаге по изводима СН и ТС 35/X kV.

Табела 13: Вршна активна и реактивна оптерећења и усвојене вредности просечног времена коришћења енергије испоручене купцима по ТС 110/X kV у 2022. години на подручју дистрибутивног предузећа Електро Добој

ТС	Тренутак моделованог оптерећења	Моделовано активно оптерећење (MW)	Моделовано реактивно оптерећење (MVA)	Трке на нивоу ТС 110/X kV (h)
ТС 110/35/10 kV Брод	28.01.2022. у 10:15 h	7,70	0,90	6.000
ТС 110/35/10 kV Дервента	24.12.2021. у 18:00 h	16,30	1,67	5.300
ТС 110/35/10 kV Добој 1	06.12.2021. у 13:00 h	18,82	4,29	5.200
ТС 110/35/10 kV Добој 2	11.10.2021. у 12:00 h	13,96	2,11	5.700
ТС 110/35/10 kV Добој 3	06.01.2022. у 17:15 h	3,83	0,13	5.800
ТС 110/10/35 kV Модрича	23.12.2021. у 18:00 h	14,96	0,40	4.850
ТС 110/35/10 kV Станари	06.01.2022. у 17:30 h	2,33	0,00	4.500
ТС 110/35/10 kV Шамац	27.12.2021. у 10:00 h	8,59	0,52	5.500
ТС 110/35/10 kV Теслић	24.01.2022. у 09:30 h	17,38	0,69	5.650

Приликом анализе достављених података о вршним снагама ТС 110/X kV на местима предаје електричне енергије у дистрибутивну мрежу, при чему се имао увид у базу која садржи податке о сатним (закључно са 2021. годином) и 15-минутним оптерећењима (у 2022. години), констатовано је да су у случају неких ТС 110/X kV забележена максимална оптерећења последица хаваријских ситуација или промена уклопног стања, односно међусобног преузимања оптерећења између појединих ТС и ова мерења нису узета у обзир у анализама (нпр. у случају ТС 110/35/10 kV Добој 2 и забележеног максимума од 14,668 MW у јулу 2022. године или у случају ТС 110/35/10 kV Станари и забележеног максимума од 2,843 MW у марту 2022. године). Поред поменутих података који су дати збирно за сва места мерења у оквиру једне ТС, на располагању су били доступни и подаци истог типа али разврстани по сваком трансформатору понаособ, као и по мерним местима 10 и 35 kV на којима се електрична енергија мери и предаје у дистрибутивну мрежу. Ова врста података је омогућила да се стекне увид у то који су трансформатори у ТС 110/X kV у датом тренутку били укључени и који ниво конзума је напајан преко мреже 35 kV, а који преко мреже 10 kV код тронамотајних трансформатора у ТС 110/35/10 kV.

Коначно, посебан проблем код формирања модела мреже представљала су генерисања МХЕ и МСЕ у моменту када су забележена вршна оптерећења напојних ТС 110/X kV. Наиме за све електране које су прикључене на дистрибутивну мрежу постоје подаци о предатој активној и реактивној енергији на месечном нивоу, али само за девет постоје подаци о измереним сатним мерењима из којих може да се види њихово генерисање у одређеном моменту. Да би се стекао увид у то каква су била генерисања свих електрана анализирана су расположива сатна мерења електрана у моменту врха сваке појединачне ТС 110/X kV. На основу тога дошло се до закључка да све МСЕ у тим моментима нису радиле или је ниво њиховог генерисања енергије у мрежу био занемарљиво мали. У прилог овој констатацији говори и чињеница да се све МСЕ налазе на конзуму ТС 110/10/35 kV Модрича чије је вршно оптерећење забележено у зимском периоду у вечерњим сатима који су са аспекта рада МСЕ неповољни. МХЕ налазе се на конзуму ТС 110/35/10 kV Теслић, а само једна МХЕ је у тренутку врха ТС 110/X kV имала генерисање у мрежу. У складу са изнетим закључцима за све електране, осим МХЕ Жираја 2 (0,112 MW) у мрежи је моделовано нулто генерисање, што је са аспекта дистрибутивне мреже када је у питању вршни режим рада критичнији случај.

Када је реч о кондензаторским батеријама које се имају у СН мрежи Електро Добоја моделоване су све батерије за које се располагало подацима о инсталисаној снази, месту уградње и исправности. Компензација је моделована на сабирницама 10 kV у одговарајућим ТС 10/0,4 kV. С обзиром да је пројектована вредност снаге кондензаторских батерија углавном дефинисана за напон секундара

дистрибутивних трансформатора од 0,44 kV, у случају мреже на подручју Електро Добоја, где су у погону доминантно дистрибутивни трансформатори који имају преносни однос 10/0,4 kV, снаге батерија су у моделу умањене за око 18% у односу на њихову инсталисану снагу. У 786 ТС 10/0,4 kV моделоване су кондензаторске батерије, укупне инсталисане снаге 6,177 MVA.

Цела анализа моделовања прорачунских оптерећења изложена у поглављу 4.1, затим података који су били доступни, као и усвојене вредности T_{PKE} представљају основ за анализу постојећег стања дистрибутивне мреже на подручју Електро Добоја. Укупно тако прорачунато оптерећење на нивоу трансформације 110/X kV износи 103,6 MW и 13,4 MVA и распоређено је по мерним местима 35 kV (оптерећења моделована по мерним местима 35 kV односе се на купце који преузимају енергију на том напонском нивоу) и ТС 10/0,4 kV.

У наредној табели дат је преглед трансформатора 110/X и 35/10 kV по појединим ТС које напајају подручје дистрибутивног предузећа Електро Добој. За сваку ТС приказани су подаци о расположивом простору за ћелије (поља) 35 и 10 kV, који су важни са планерске тачке гледишта. Из наведене табеле се уочава да су за испоруку 103,6 MW и 13,4 MVA моделованог оптерећења ангажовани капацитети од 375,5 MVA у трансформацији 110/X kV и 197 MVA у трансформацији 35/10 kV. Табела 15 на страни 26 садржи преглед оптерећења, губитака и напонских прилика по изводима 10 kV у мрежи за оптерећења моделована на нивоу ТС 110/X kV.

Табела 14: Преглед трансформатора и расположивих опрењених и неопрењених хелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро Добоја

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага (MVA)	Година производње	Хелије/Поља 35 kV			Хелије 10 kV		
				СЛ	РЕЗ		СЛ	РЕЗ	
					ОП	НОП		ОП	НОП
ТС 110/35/10/6 kV Брод	110/36,75(21)/10,5	16/16/5,35	1973						
	110/10,5(21)/6,3	40/40/27	2018						
	110/6,3	31,5/31,5	1987						1
	35/10	8	1979						
	35/10	4	1971						
ТС 110/35/10 kV Дервента	110/36,75/10,5	16/16/10,7	1978						
	110/36,75/10,5	20/20/6,67	1971						
	35/10	8	1976						
	35/10	8	1976						
ТС 110/35/10/6 kV Добој 1	110/36,75/10,5	20/20/14	1998	4			4	3	
	110/36,75/6,3	20/20/6	1964						
ТС 110/35/10 kV Добој 2	110/10,5/36,75	16/16/10,7	1978					3	
	110/10,5/36,75	20/20/13,4	1989						
ТС 110/35/10 kV Добој 3	110/35/10	20/20/14	2004	4		1	3	5	
ТС 110/10/35 kV Модрича	110/2x10,5/36,75	20/20/14	1980						
	110/10,5/10,5	20/20/6,7	2022			1			3
	35/10	8	1980						
ТС 110/35/10 kV Шамац	110/36,75(21)/10,5	16/16/5,35	1973			1	5		
	110/36,75/10,6	20/20/14	2022						
ТС 110/35/10 kV Станари	110/36,75/10,5	20/20/14	2015		1			1	
ТС 110/35/10 kV Теслић	110/36,75/10,5	40/40/27	2019						
	110/36,75/10,5	20/20/6,67	1972				5	4	
	35/10	8	1979						
	35/10	8	1989						
ТС 35/10 kV Баткуша	35/10	4	1970						2
	35/10	8	1964						
ТС 35/10 kV Блатница	35/10	4	1975						1
	35/10	2,5	1968						
ТС 35/10 kV Брод 2	35/10	8	1999		2				3
ТС 35/10 kV Клупе	35/10	4	1990			2			5
ТС 35/10 kV Которско	35/10	4	1999					1	1
	35/10	8	2000						
ТС 35/10 kV Модран	35/10	8	1999		1			1	1
ТС 35/10 kV Модрича 2	35/10	8	1973			2			1
	35/10	8	2020						
ТС 35/10 kV Петрово	35/10	4	1998			1		1	3
ТС 35/10 kV Руданка	35/10	2,5	1968		1			1	4
	35/10	8	1984						

Табела 14 (наставак): Преглед трансформатора и расположивих опрењених и неопрењених ћелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро Добоја

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага (MVA)	Година производње	Ћелије/Поља 35 kV			Ћелије 10 kV		
				СЛ	РЕЗ		СЛ	РЕЗ	
					ОП	НОП		ОП	НОП
ТС 35/10 kV Шамац 1	35/10	4	1986			2			
	35/10	8	1980						
ТС 35/10 kV Шамац 2	35/10	4	1965			2			3
	35/10	4	1974						
ТС 35/10 kV Сочковац	35/10	4	1970						2
ТС 35/10 kV Станари	35/10	8	2000		1			1	
	35/10	4	1999						
ТС 35/10 kV Усора	35/10	8	1978						
	35/10	8	1984						
ТС 35/10 kV Врањак	35/10	4	1975					1	1
ТС 35/10 kV Жарковина	35/10	8	1999			1			4
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV		375,5							
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		197							

Табела 15: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV²

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
1	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Шњеготина	0,139	0,002	1,22	21,07	10,48	10,41	0,67%
2	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Мишићи	0,233	0,002	0,74	13,248	10,48	10,38	0,95%
3	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Прибинић	0,707	0,008	1,12	12,764	10,48	10,3	1,72%
4	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Лишње	0,228	0,002	0,73	22,581	10,48	10,39	0,86%
ТС 35/10 kV Клупе			1,307	0,014	1,06	69,663	10,48	10,3	1,72%
5	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Врањак	0,328	0,001	0,32	4,374	10,65	10,6	0,47%
6	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Горња Бабесница	0,264	0,002	0,73	28,044	10,65	10,53	1,13%
7	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Дуго Поље	0,378	0,003	0,89	26,08	10,65	10,52	1,22%
8	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Подновље	0,693	0,024	3,32	27,563	10,65	10,23	3,94%
9	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Копривна	0,385	0,006	1,48	18,998	10,65	10,44	1,97%
ТС 35/10 kV Врањак			2,048	0,036	1,73	105,059	10,65	10,23	3,94%
10	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Град 1	1,387	0,01	0,7	3,445	10,03	9,95	0,80%
11	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Ранковић	0,693	0,007	0,98	13,613	10,03	9,88	1,50%
12	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Водовод	2,431	0,112	4,41	25,771	10,03	9,37	6,58%
13	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Ланара 2	0,014	0	0,01	2,25	10,03	10,03	0,00%
14	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Бања	1,151	0,017	1,49	8,243	10,03	9,85	1,79%
15	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Борја 2	0,285	0	0,03	0,35	10,03	10,03	0,00%
16	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Борја 1	0,355	0	0,04	0,35	10,03	10,03	0,00%
17	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Град кабл	2,142	0,016	0,73	4,703	10,03	9,92	1,10%
18	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Теслић	2,031	0,076	3,58	24,399	10,03	9,55	4,79%
ТС 110/35/10 kV Теслић			10,489	0,238	2,22	83,124	10,03	9,37	6,58%
19	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Пријел	0,247	0,001	0,35	5,606	10,12	10,07	0,49%
20	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Железничка станица	0,258	0	0,1	2,026	10,12	10,11	0,10%
21	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Рјечница	0,717	0,03	4,04	41,964	10,12	9,56	5,53%
22	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Вртлић	0,028	0	0,01	0,875	10,12	10,12	0,00%
23	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Суво Поље	0,189	0,001	0,78	15,404	10,12	10	1,19%
24	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Бољанић	0,485	0,014	2,78	23,671	10,12	9,76	3,56%
25	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Лишац	0,249	0	0,09	5,207	10,12	10,1	0,20%
ТС 110/35/10 kV Добој 1			2,173	0,046	2,07	94,753	10,12	9,56	5,53%
26	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Петрово	0,442	0,002	0,41	4,855	10,39	10,33	0,58%
27	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Индустија	0,175	0	0,26	7,639	10,39	10,36	0,29%
28	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Студеница	0,64	0,002	0,32	3,894	10,39	10,36	0,29%
29	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Брезници	0,383	0,003	0,82	19,046	10,39	10,29	0,96%
30	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Порјечина	0,373	0,005	1,39	9,339	10,39	10,21	1,73%
ТС 35/10 kV Петрово			2,013	0,012	0,59	44,773	10,39	10,21	1,73%
31	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Цунгла	1,258	0,004	0,33	1,924	10,39	10,35	0,38%
32	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Трудбеник Баре	0,056	0	0,04	3,078	10,39	10,38	0,10%
33	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Отпадне Воде	0,785	0,007	0,92	4,665	10,39	10,27	1,15%
34	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Пијескови	0,602	0	0,03	0,439	10,39	10,38	0,10%
35	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Пијаца	1,593	0,005	0,32	2,485	10,39	10,35	0,38%
36	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Центар 2	1,888	0,013	0,69	2,403	10,39	10,3	0,87%
37	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Ловац	1,336	0,002	0,12	1,676	10,39	10,37	0,19%
38	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Усора	0,206	0	0,03	1,169	10,39	10,38	0,10%
39	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Нова пијаца	1,907	0,015	0,79	4,105	10,39	10,27	1,15%
40	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Радник	0,879	0,006	0,72	7,5	10,39	10,3	0,87%
41	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Свјетлица	0,389	0,001	0,36	7,136	10,39	10,34	0,48%
ТС 110/35/10 kV Добој 2			10,899	0,053	0,48	36,58	10,39	10,27	1,15%
42	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Модрича 9	1,284	0,013	1	11,05	10,7	10,56	1,31%
43	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Хемија 1 и 2	0,024	0	0	1,72	10,7	10,7	0,00%
44	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Млин	0,26	0	0,03	0,85	10,7	10,7	0,00%
45	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Туш	0,344	0	0,03	0,47	10,7	10,7	0,00%
46	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Топлана	0,905	0,003	0,3	3,285	10,7	10,66	0,37%
47	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод 8. септембар	1,074	0,033	2,95	16,768	10,7	10,25	4,21%
ТС 35/10 kV Модрича 2			3,891	0,049	1,24	34,143	10,7	10,25	4,21%
48	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Козухе	0,334	0,002	0,71	14,255	10,06	9,96	0,99%
49	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Осјечанске Чивчије	0,341	0,003	0,73	15,024	10,06	9,97	0,89%
50	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Индустија	0,172	0,001	0,39	8,933	10,06	10,01	0,50%
51	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Осјечани	0,378	0,001	0,16	7,926	10,06	10,04	0,20%
52	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Палежница	0,606	0,02	3,16	36,549	10,06	9,68	3,78%
53	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Буслетић	0,284	0,001	0,5	9,726	10,06	10	0,60%
ТС 110/35/10 kV Добој 3			2,115	0,028	1,31	92,413	10,06	9,68	3,78%

² Црвена поља у колони са процентом губитака означавају изводе код којих је проценат губитака у мрежи СН изнад 5%, а жута од 3% до 5%. Црвена поља у колони са процентуалним падом напона означавају изводе са падом напона већим од 10%, а жута изводе са падом напона од 7% до 10%.

Табела 15 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклонно стање и положај регулатора трансформатора 110/Х kV и 35/10 kV

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
54	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Насип	0,424	0,001	0,14	2,38	10,46	10,44	0,19%
55	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Мебош	0,181	0	0,02	1,08	10,46	10,45	0,10%
56	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Спомен Дом	1,064	0,007	0,7	3,91	10,46	10,37	0,86%
57	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Мебош	0,198	0	0,04	0,845	10,46	10,45	0,10%
58	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Црквина	0,89	0,017	1,83	11,17	10,46	10,17	2,77%
59	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Центар	0,716	0,002	0,34	2,845	10,46	10,42	0,38%
	ТС 35/10 kV Шамац 1		3,473	0,027	0,77	22,23	10,46	10,17	2,77%
60	ТС 35/10 kV Станари	Извод Станари Насеље	0,814	0,008	1	17,079	10,5	10,31	1,81%
61	ТС 35/10 kV Станари	Извод Церовица	0,628	0,01	1,6	21,534	10,5	10,25	2,38%
62	ТС 35/10 kV Станари	Извод Драгаловци	0,448	0,005	1,17	20,902	10,5	10,34	1,52%
63	ТС 35/10 kV Станари	Извод Цвртковци	0,44	0,005	1,11	22,175	10,5	10,33	1,62%
	ТС 35/10 kV Станари		2,33	0,028	1,19	81,69	10,5	10,25	2,38%
64	ТС 35/10 kV Модран	Извод Рабић	0,172	0,001	0,67	13,312	10,59	10,51	0,76%
65	ТС 35/10 kV Модран	Извод Дажница	0,243	0,001	0,53	11,078	10,59	10,52	0,66%
66	ТС 35/10 kV Модран	Извод Мишинци	0,265	0,001	0,55	21,789	10,59	10,52	0,66%
67	ТС 35/10 kV Модран	Извод Врхови	0,003	0	0	2,832	10,59	10,59	0,00%
68	ТС 35/10 kV Модран	Извод Осинја	0,865	0,044	4,89	38,167	10,59	10,05	5,10%
69	ТС 35/10 kV Модран	Извод Црнча	0,485	0,007	1,42	27,013	10,59	10,4	1,79%
70	ТС 35/10 kV Модран	Извод Бунар	0,106	0	0,24	17,729	10,59	10,58	0,09%
	ТС 35/10 kV Модран		2,139	0,054	2,46	131,92	10,59	10,05	5,10%
71	ТС 35/10 kV Которско	Извод Которско	0,292	0	0,1	4,631	10,53	10,51	0,19%
72	ТС 35/10 kV Которско	Извод Ентеријер	0,017	0	0,01	1,031	10,53	10,53	0,00%
73	ТС 35/10 kV Которско	Извод Трново Поље	0,046	0	0,02	0,457	10,53	10,53	0,00%
74	ТС 35/10 kV Которско	Извод Кладари	0,601	0,006	0,93	10,44	10,53	10,39	1,33%
75	ТС 35/10 kV Которско	Извод Подновље	0,319	0,004	1,23	26,021	10,53	10,41	1,14%
76	ТС 35/10 kV Которско	Извод Мали Прњавор	0,556	0,009	1,59	25,396	10,53	10,35	1,71%
	ТС 35/10 kV Которско		1,831	0,019	1,03	67,976	10,53	10,35	1,71%
77	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Вреоци 2	0,615	0,018	2,86	20,105	10,6	10,19	3,87%
78	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Вреоци	0,481	0,007	1,47	12,26	10,6	10,42	1,70%
79	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Обудовац	0,766	0,013	1,67	12,27	10,6	10,36	2,26%
80	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Баткуша	0,677	0,011	1,6	13,414	10,6	10,39	1,98%
81	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Ново Село	0,327	0,003	0,86	14,287	10,6	10,49	1,04%
82	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Слатина	0,671	0,009	1,34	15,555	10,6	10,38	2,08%
	ТС 35/10 kV Баткуша		3,537	0,061	1,70	87,891	10,6	10,19	3,87%
83	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Водовод	0,506	0,001	0,24	3,013	10,27	10,24	0,29%
84	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Индустија	0,492	0,001	0,14	2,54	10,27	10,26	0,10%
85	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Модрича 3	1,329	0,006	0,44	3,171	10,27	10,2	0,68%
86	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Препумпна	0,345	0	0,05	1,68	10,27	10,27	0,00%
87	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Модрича 30	1,84	0,013	0,7	3,163	10,27	10,19	0,78%
88	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Јакеш	1,397	0,065	4,46	33,589	10,27	9,69	5,65%
89	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Милошевац	1,086	0,022	2	21,025	10,27	10,01	2,53%
90	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Скугрић	1,37	0,064	4,47	53,415	10,27	9,59	6,62%
	ТС 110/35/10 kV Модрича 1		8,365	0,172	2,01	121,596	10,27	9,59	6,62%
91	ТС 35/10 kV Жарковина	Извод Индустија	0,525	0,001	0,12	2,353	10,5	10,48	0,19%
92	ТС 35/10 kV Жарковина	Извод Чечавина	0,832	0,035	4,08	50,648	10,5	9,97	5,05%
93	ТС 35/10 kV Жарковина	Извод Жарковина	0,397	0,008	2,02	23,163	10,5	10,21	2,76%
94	ТС 35/10 kV Жарковина	Извод Врела	0,143	0	0,1	1,845	10,5	10,49	0,10%
	ТС 35/10 kV Жарковина		1,897	0,044	2,27	78,009	10,5	9,97	5,05%
95	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Дервента	0,648	0,019	2,9	34,25	10,47	10,05	4,01%
96	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Клаоница	0,159	0	0,14	2,863	10,47	10,46	0,10%
97	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Крижаново	0,219	0	0,2	8,542	10,47	10,45	0,19%
98	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Брод 2	1,117	0,007	0,61	5,569	10,47	10,39	0,76%
99	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Град 1	0,89	0,006	0,71	5,211	10,47	10,39	0,76%
	ТС 110/35/10 kV Брод		3,033	0,032	1,04	56,435	10,47	10,05	4,01%

Табела 15 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
100	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Машинска хала	0,05	0	0	0,04	10,39	10,39	0,00%
101	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Цинкаона	0,069	0	0	0,17	10,39	10,39	0,00%
102	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Станови	0,404	0,006	1,35	19,855	10,39	10,21	1,73%
103	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Руданка	0,361	0,002	0,64	5,032	10,39	10,3	0,87%
104	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Зарјеча	0,409	0,003	0,7	14,679	10,39	10,28	1,06%
105	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Индустија	0,944	0,005	0,52	4,593	10,39	10,33	0,58%
106	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Грапска	0,202	0,001	0,59	7,748	10,39	10,32	0,67%
107	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Костајница	0,291	0,001	0,22	5,765	10,39	10,35	0,38%
ТС 35/10 kV Руданка			2,73	0,018	0,66	57,882	10,39	10,21	1,73%
108	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Блатница	0,507	0,01	1,97	21,567	10,53	10,28	2,37%
109	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Младиковине	0,138	0	0,24	6,61	10,53	10,5	0,28%
110	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Кузмени	0,105	0	0,46	11,699	10,53	10,51	0,19%
111	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Очауш	0,225	0,004	1,83	27,658	10,53	10,35	1,71%
112	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Подјезера	0,141	0	0,28	11,192	10,53	10,5	0,28%
113	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Блатница	0,11	0	0,04	0,343	10,53	10,53	0,00%
114	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Бијело Буџе	0,015	0	2,23	1,75	10,53	10,53	0,00%
ТС 35/10 kV Блатница			1,241	0,014	1,12	80,819	10,53	10,28	2,37%
115	ТС 35/10 kV Сочковац	Извод Карановац	1,206	0,046	3,67	15,993	10,36	9,92	4,25%
116	ТС 35/10 kV Сочковац	Извод Индустија	1,225	0,012	1	5,396	10,36	10,22	1,35%
117	ТС 35/10 kV Сочковац	Извод Какмуж	0,679	0,009	1,27	10,349	10,36	10,19	1,64%
118	ТС 35/10 kV Сочковац	Извод Сочковац	0,229	0,001	0,39	3,961	10,36	10,32	0,39%
ТС 35/10 kV Сочковац			3,339	0,068	2,00	35,699	10,36	9,92	4,25%
119	ТС 110/35/10 kV Шамац	Скарић Центар CRTS 160 kVA	0,408	0,005	1,1	17,265	10,27	10,12	1,46%
120	ТС 110/35/10 kV Шамац	ТС 35/10 kV Шамац 2	1,259	0,008	0,63	20,553	10,27	10,18	0,88%
ТС 110/35/10 kV Шамац			1,667	0,013	0,77	37,818	10,27	10,12	1,46%
121	ТС 35/10 kV Усора	Извод Топлана	0,818	0,002	0,22	1,248	10,59	10,57	0,19%
122	ТС 35/10 kV Усора	Извод Вила	1,22	0,008	0,61	6,793	10,59	10,48	1,04%
123	ТС 35/10 kV Усора	Извод Енергоинвест	0,174	0	0,05	1,558	10,59	10,59	0,00%
124	ТС 35/10 kV Усора	Извод Трудбеник	0,017	0	0	0,986	10,59	10,59	0,00%
125	ТС 35/10 kV Усора	Извод Босанка	1,988	0,006	0,32	4,514	10,59	10,52	0,66%
126	ТС 35/10 kV Усора	Извод Бензиска	1,892	0,016	0,84	3,798	10,59	10,5	0,85%
127	ТС 35/10 kV Усора	Извод Хемодијализа	0,045	0	0,01	0,659	10,59	10,59	0,00%
128	ТС 35/10 kV Усора	Извод Средњошколски центар	0,688	0,002	0,31	3,057	10,59	10,56	0,28%
129	ТС 35/10 kV Усора	Извод Чајре	0,957	0,018	1,83	9,807	10,59	10,38	1,98%
130	ТС 35/10 kV Усора	Извод Добој град	0,914	0,005	0,56	2,439	10,59	10,53	0,57%
131	ТС 35/10 kV Усора	Извод Севарлије	0,238	0,001	0,28	5,343	10,59	10,56	0,28%
ТС 35/10 kV Усора			8,951	0,058	0,64	40,202	10,59	10,38	1,98%
132	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Отпадне Воде	0,167	0	0,1	2,15	10,53	10,52	0,09%
133	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Асфалтна база	0,063	0	0	0,1	10,53	10,53	0,00%
134	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Адаптери	0,981	0,001	0,13	0,51	10,53	10,52	0,09%
135	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Скеле	0,192	0	0,09	2,91	10,53	10,52	0,09%
136	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Грете 1	0,852	0,003	0,31	3,872	10,53	10,49	0,38%
137	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Обала 2	0,544	0,001	0,26	2,96	10,53	10,5	0,28%
138	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Лијешће	0,442	0,007	1,59	25,213	10,53	10,32	1,99%
139	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Врела Колибе	0,205	0,002	0,77	20,368	10,53	10,43	0,95%
140	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Грозданић клакар	0,315	0,003	1,09	44,789	10,53	10,41	1,14%
ТС 35/10 kV Брод 2			3,761	0,017	0,45	102,872	10,53	10,32	1,99%
141	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Унис	0,018	0	0,01	0,383	10,43	10,43	0,00%
142	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Мишкови	1,271	0,017	1,36	7,909	10,43	10,22	2,01%
143	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Индустија 2	0,497	0	0,08	0,32	10,43	10,43	0,00%
144	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Индустија 1	1,083	0,014	1,28	5,998	10,43	10,29	1,34%
145	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Индустија 3	0,407	0	0,09	1,589	10,43	10,42	0,10%
146	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Механика	0,131	0	0,02	0,341	10,43	10,43	0,00%
147	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Нова Механика	0,553	0,001	0,13	1,515	10,43	10,42	0,10%
148	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Сајмиште 1	0,542	0,001	0,17	2,452	10,43	10,41	0,19%
149	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Кулина	0,722	0,007	0,92	22,65	10,43	10,32	1,05%
150	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Брод	0,368	0,005	1,28	22,836	10,43	10,29	1,34%
151	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Дервента 4	1,163	0,006	0,51	3,725	10,43	10,37	0,58%
152	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Дервента 3	1,659	0,007	0,42	3,07	10,43	10,38	0,48%
153	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Календерови	0,993	0,049	4,73	45,933	10,43	9,82	5,85%
154	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Дубочац	0,314	0,01	2,97	22,057	10,43	10,08	3,36%
155	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Дервента	1,354	0,027	1,94	15,421	10,43	10,21	2,11%
156	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Модран	0,243	0	0,04	1,29	10,43	10,43	0,00%
157	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Дервента 1	1,064	0,005	0,43	4,457	10,43	10,37	0,58%
158	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Творница обуће	1,505	0,001	0,07	0,35	10,43	10,42	0,10%
ТС 110/35/10 kV Дервента			13,887	0,15	1,07	162,296	10,43	9,82	5,85%
Укупно			97,116	1,251	1,27	1.725,84		9,37	

Када се анализира Табела 15 уочавају се жуто обојена поља која указују на релативно висок проценат губитака активне снаге. Обично су у питању дугачки надземни изводи - укупно деветнаест који имају губитке активне снаге између 2% и 5%. На наведеним СН изводима укупно

моделовано оптерећење износи 17,775 MW, а укупно генерисање губитака активне снаге 0,689 MW. То значи да се око 55% губитака у мрежи 10 kV јавља при напајању око 18% конзума моделованог у ТС X/0,4 kV.

Укупни губици у мрежи 10 kV за оптерећења од 97,116 MW која су моделована на нивоу ТС 110/X kV износе 1,251 MW (1,27%).

Даља анализа ће показати стање у трансформацији 110/X kV и мрежи 35 и 10 kV са аспекта сигурности.

4.2.3. Анализа сигурности рада мреже

Анализа сигурности напајања дистрибутивне мреже Електро Добоја извршена је кроз анализу могућности обезбеђења резервног напајања при испаду трансформатора 110/X kV и 35/X kV у напојним ТС, у режимима максималних оптерећења. Испитивања су извршена за моделована оптерећења на нивоу трансформације 110/X kV, при чему су у обзир узете могућности обезбеђења резерве преко мрежа нижег напонског нивоа, и могућности оптерећивања елемената у хаваријским ситуацијама. Резултати анализа приказани су у наредној табели (испади где је неопходна редукација у табелама су обојени сивом бојом).

Табела 16: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро Добоја

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/35/10/6 kV Брод	110/36,75(21)/10,5 16/16/5,35	Укључењем ТС Брод 1 трансформатор 4 35/10 kV 4 MVA или ТС Брод 1 трансформатор 5 35/10 kV 4 MVA
	110/10,5(21)/6,3 40/40/27	Укључењем ТС Брод 1 трансформатор 4 35/10 kV 4 MVA или ТС Брод 1 трансформатор 5 35/10 kV 4 MVA
	110/6,3 31,5/31,5	Укључењем ТС Брод 1 трансформатор 2 110/35/6 kV 40/40/27 MVA
ТС 110/35/10 kV Дервента	110/36,75/10,5 20/20/6,67	Укључењем ТС Дервента трансформатор 1 110/35/10 kV 16/16/10.7 MVA.
	35/10 kV 8 MVA	Укључењем ТС Дервента трансформатор 1 110/35/10 kV 16/16/10.7 MVA и искључењем растављаћа између 10 kV сабирница.
	35/10 kV 8 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/35/10/6 kV Добој 1	110/36,75/10,5 20/20/14	Аутономна резерва.
	110/36,75/6,3 20/20/6	Аутономна резерва.
ТС 110/35/10 kV Добој 2	110/10,5/36,75 16/16/10,7	Аутономна резерва.
	110/10,5/36,75 20/20/13,4	Аутономна резерва.
ТС 110/35/10 kV Добој 3	110/35/10 20/20/14	Већи део 10 kV конзума подлеже редукацији. А потребно је укључити 35 kV вод Руданка - Которско како би се обезбедило напајање за конзум ТС 35/10 kV Которско.
ТС 110/10/35 kV Модрича	110/2x10,5/36.75 20/20/14	Аутономна резерва. Укључењем ТС Модрича трансформатор 2 110/10/10 kV 20/20/6.7 MVA и 35 kV вода Добој 3 - Врањак како би се обезбедило напајање 35 kV конзума Врањак и Модрича 2.
ТС 110/35/10 kV Шамац	110/36,75/10,6 20/20/14	Аутономна резерва.
ТС 110/35/10 kV Станари	110/36,75/10,5 20/20/14	Већи део конзума подлеже редукацији, јер немају сви изводи остварену везу са суседним изводима.
ТС 110/35/10 kV Теслић	110/36,75/10,5 40/40/27	Аутономна резерва преко ТС Теслић трансформатор 2 110/35/10 kV 20/20/6.7 MVA и ТС Теслић трансформатор 4 или 5 35/10 kV 8 MVA уз искључење растављача између сабирница 10 kV

Табела 16 (наставкак): Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро Добоја

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 35/10 kV Баткуша	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Блатница	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Брод 2	35/10 kV 8 MVA	Конзуму може да се обезбеди резервно напајање из правца суседе трафостанице ТС 110/35/10 kV Брод.
ТС 35/10 kV Клупе	35/10 kV 4 MVA	Већи део конзума подлеже редукацији.
ТС 35/10 kV Которско	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Модран	35/10 kV 8 MVA	Већи део конзума подлеже редукацији.
ТС 35/10 kV Модрича 2	35/10 kV 8 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Петрово	35/10 kV 4 MVA	Део конзума подлеже редукацији.
ТС 35/10 kV Руданка	35/10 kV 8 MVA	Укључењем ТС Руданка трансформатор 1 35/10 kV 2.5 MVA и ТС, искључењем растављача између 10 kV сабирница, и преузимањем дела извода од стране други конзума обезбеђује се сигурност.
ТС 35/10 kV Шамац 1	35/10 kV 8 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Сочковац	35/10 kV 4 MVA	Део конзума подлеже редукацији.
ТС 35/10 kV Станари	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Усора	35/10 kV 8 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Врањак	35/10 kV 4 MVA	Део конзума подлеже редукацији.
ТС 35/10 kV Жарковина	35/10 kV 8 MVA	Конзуму се може обезбеди резервно напајање из правца суседних трафостаница ТС 35/10 kV Станари и ТС 110/35/10 kV Теслић.

Као што се може видети из приказане табеле, приликом испада трансформатора 110/X kV резервно напајање комплетног конзума се у већини случајева обезбеђује или преко другог трансформатора уграђеног у истој ТС 110/X kV или преко суседне ТС 110/X kV. У случају испада трансформатора снаге 20/20/14 MVA у ТС 110/35/10 kV Добој 3 и трансформатора снаге 20/20/14 MVA у ТС 110/35/10 kV Станари део конзума подлеже редукацији. У случају трансформатора 35/10 kV критичан је испад јединог уграђеног трансформатора 35/10 kV и то: снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Клупе, Петрово, Сочковац и Врањак и снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Модран. Код свих наведених ТС резервно напајање конзума се може само делимично реализовати и то преко 10 kV мреже. Због велике удаљености критичних конзума од суседних ТС 35/10 kV није могуће обезбедити резервно напајање за комплетан конзум због лоших напонских прилика у мрежи.

Анализа сигурности рада мреже 35 kV извршена је и кроз анализу испада сваког појединачног вода 35 kV. Анализом резултата приказаних у Табела 17 закључује се да је напајање седам ТС 35/10 kV несигурно (Модран, Блатница, Клупе, Станари, Сочковац, Петрово и Баткуша) и да испади водова 35 kV доводе до редукације, без обзира на потенцијалну испомоћ преко мреже

нижих напонских нивоа. У питању су испади следећих водова напона 35 kV: ТС 110/35/10 kV Дервента - ТС 35/10 kV Модран, ТС 110/35/10 kV Теслић - ТС 35/10 kV Блатница, ТС 110/35/10 kV Теслић - ТС 35/10 kV Клупе, ТС 110/35/10 kV Станари - ТС 35/10 kV Станари, ТС 110/35/10 kV Добој 1 - ТС 35/10 kV Сочковац, ТС 110/35/10 kV Сочковац - ТС 35/10 kV Петрово, ТС 110/35/10 kV Шамац - ТС 35/10 kV Шамац 2 и ТС 35/10 kV Шамац 2 - ТС 35/10 kV Баткуша.

Табела 17: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електро Добоја

Вод 35 kV	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/35/10 kV Брод - ТС 35/10 kV Брод 2	Има резерву преко извода 10 kV из ТС 110/35/10 kV Брод.
ТС 110/35/10 kV Дервента - ТС 35/10 kV Модран	Део конзума подлеже редукацији.
ТС 110/35/10 kV Теслић - ТС 35/10 kV Жарковина	Има резерву преко извода из ТС 35/10 kV Станари и ТС 110/35/10 kV Теслић.
ТС 110/35/10 kV Теслић - ТС 35/10 kV Блатница	Део конзума подлеже редукацији.
ТС 110/35/10 kV Теслић - ТС 35/10 kV Клупе	Већи део конзума подлеже редукацији.
ТС 110/35/10 kV Станари - ТС 35/10 kV Станари	Део конзума подлеже редукацији.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 - ТС 35/10 kV Сочковац	Део конзума подлеже редукацији.
ТС 35/10 kV Сочковац - ТС 35/10 kV Петрово	За део конзума се обезбеђује резерва преко 10 kV извода из ТС 35/10 kV Сочковац, а остатак конзума подлеже редукацији.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 - ТС 35/10 kV Усора	Има резерву преко вода 35 kV ТС 35/10 kV Усора - ТС 35/10 kV Руданка
ТС 35/10 kV Которско - ТС 110/35/10 kV Добој 3	Има резерву преко вода 35 kV ТС 35/10 kV Которско - ТС 35/10 kV Руданка
ТС 110/35/10 kV Добој 2 - ТС 35/10 kV Руданка	Има резерву преко вода 35 kV ТС 35/10 kV Усора - ТС 35/10 kV Руданка и преко вода 35 kV ТС 35/10 kV Которско - ТС 35/10 kV Руданка. Искључи се растављач између сабирница у ТС 35/10 kV Руданка и укључи се трансформатор 1 у ТС 35/10 kV Руданка.
ТС 35/10 kV Врањак - ТС 35/10 kV Модрича 2	Има резерву преко вода 35 kV ТС 110/35/10 kV Добој 3 - ТС 35/10 kV Врањак.
ТС 110/35/10 kV Шамац - ТС 35/10 kV Шамац 1	Има резерву преко вода 10 kV ТС 110/35/10 kV Шамац - ТС 35/10 kV Шамац 1.
ТС 110/35/10 kV Шамац - ТС 35/10 kV Шамац 2	Део конзума ТС 35/10 kV Баткуша подлеже редукацији.
ТС 35/10 kV Шамац 2 - ТС 35/10 kV Баткуша	Део конзума ТС 35/10 kV Баткуша подлеже редукацији.

Анализа сигурности напајања посредством 10 kV мреже спроведена је за мрежу која се напаја из свих ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на градским подручјима. Резултати су приказани у наредној табели. Анализа наводи на закључак да је са аспекта сигурности, кабловска мрежа 10 kV углавном добро димензионисана осим у случају извода Трудбеник из ТС 35/10 kV Усора чији конзум подлеже редукацији.

Табела 18: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро Добоја

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/35/10/6 kV Брод	Извод Град 1	Преко извода Индустрија из ТС 110/35/10 kV Брод.
	Извод Индустрија	Преко извода Град 1 из ТС 110/35/10 kV Брод.
	Извод Брод 2	Преко извода Клаоница из ТС 110/35/10 kV Брод.
ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Скеле 1	Преко извода Град 1 из ТС 110/35/10 kV Брод.
	Извод Обала 2	Преко извода Адаптери из ТС 35/10 kV Брод 2.
	Извод Грече	Преко извода Клаоница из ТС 110/35/10 kV Брод.
ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Град 1	Преко извода Град кабл и Водовод из ТС 110/35/10 kV Теслић.
	Извод Град кабл	Преко извода Град 1, Бања, Ланара 1 и Водовод из ТС 110/35/10 kV Теслић.
ТС 35/10 kV Усора	Извод Трудбеник	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Извод Енергоинвест	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Извод Хемодијализа	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Извод Босанка	Преко извода Бејићи из ТС 35/10 kV Усора.
	Извод Добој град	Преко извода Средњошколски центар из ТС 35/10 kV Усора.
	Извод Средњошколски центар	Преко извода Добој град из ТС 35/10 kV Усора.
ТС 110/35/10/6 kV Добој 1	Извод Железничка станица	Преко извода Усора из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Центар 2	Преко извода Џунгла из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Џунгла	Преко извода Центар 2 и Ловац из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Ловац	Преко извода Џунгла из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Нова пијаца	Преко извода Центар 2, Пијаца и Болница из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Пијаца	Преко извода Сунчана падина из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Пијескови	Преко извода Сунчана падина из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Болница	Преко извода Нова пијаца из ТС 110/35/10 kV Добој 2.

Табела 18 (наставкак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро Добоја

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/35/10 kV Модрича	Извод Модрича 30	Преко извода Модрича 3 из ТС 110/35/10 kV Модрича и извода Модрича 9 и Топлана из ТС 35/10 kV Модрича 2.
	Извод Модрича 3	Преко извода Модрича 3 из ТС 110/35/10 kV Модрича и извода Модрича 9 и Топлана из ТС 35/10 kV Модрича 2.
	Извод Препумпна	Преко извода 8. Септембар из ТС 35/10 kV Модрича 2.
ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод 8. Септембар	Преко извода Топлана из ТС 35/10 kV Модрича 2.
	Извод Топлана	Преко извода 8. Септембар из ТС 35/10 kV Модрича 2.
ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Центар	Преко извода Мебос из ТС 35/10 kV Шамац 1.
	Извод Мебос	Преко извода Центар из ТС 35/10 kV Шамац 1.
	Извод Насип	Преко извода Центар из ТС 35/10 kV Шамац 1.
	Извод Спомен дом	Преко извода Центар из ТС 35/10 kV Шамац 1.

4.2.4. Закључне напомене

На основу извршених анализа може се донети неколико важних закључака у вези са садашњим стањем и планирањем будућег развоја мреже 10-110 kV на подручју Електро Добоја.

- Приликом испада једног трансформатора 110/X kV резервно напајање се за већину ТС 110/X kV, осим за ТС 110/35/10 kV Добој 3 и ТС 110/35/10 kV Станари, обезбеђује аутономно преко другог уграђеног трансформатора у истој ТС или преко суседне ТС 110/X kV. Приликом испада једног уграђеног трансформатора 110/X kV у ТС 110/35/10 kV Добој 3 и ТС 110/10/35 kV Станари не може се обезбедити напајање целог конзума, већ део конзума подлеже редукацији због лоших напонских прилика.
- У мрежи 35 kV седам ТС 35/10 kV од укупно двадесет су радијално напојене ТС. Како је мрежа на подручју Електро Добоја изузетно разуђена, дужина 35 kV мреже у односу на њен ниво оптерећења је изузетно велика (укупно око 157 km). У том смислу најизраженији случај је код ТС 35/10 kV Блатница и Клупе где је дужина напојних 35 kV водова око 15 km, а оптерећење њихових напојних конзума не прелази 1,3 MW у време вршних оптерећења ТС 110/X kV. Због тога код свих радијално напојених трафостаница и трафостаница које имају по један уграђени трансформатор 35/10 kV, резервно напајање се обезбеђује преко мреже 10 kV из правца суседних ТС 35/10 kV уколико је то могуће. Због велике дужине 35 и 10 kV мреже резервно напајање за комплетан конзум није могуће обезбедити за ТС 35/10 kV Модран, Блатница, Клупе, Станари, Сочковац, Петрово и Баткуша, односно неопходне су редукације.
- Кабловска мрежа 10 kV углавном задовољава принцип сигурности „n-1” осим за изводе Трудбеник, Енергоинвест и Хемодијализа из ТС 35/10 kV Усора.
- Укупни технички губици у мрежи 10 kV су релативно ниски и износе 1,25%. Међутим проблем је што се на 19 од укупно 158 извода производи око 55% укупних губитака у мрежи 10 kV.

Анализа сигурности напајања посредством 10 kV мреже спроведена је за мрежу која се напаја из свих ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на градским подручјима. Резултати су приказани у наредној табели. Анализа наводи на закључак да је са аспекта сигурности, кабловска мрежа 10 kV углавном добро димензионисана.

5. Прогноза потрошње електричне енергије

У наредном делу текста биће детаљно изложена методологија која је коришћена у изради прогнозе потрошње електричне енергије, као и неке специфичности у обради података које су биле неопходне како би се методологија прилагодила подацима са којима се располагало. Прогноза је извршена за свако дистрибутивно подручје понаособ, а збирни резултати, односно прогноза за целу територију Републике Српске је приказана у оквиру поглавља 5.4 на страни 44. Формиране су две варијанте прогнозе потрошње електричне енергије, односно снаге, нижа и виша, да би се планом развоја мреже обухватила и песимистичка и оптимистичка виђења будућег развоја. Коначни резултати прогнозе су прогнозирана оптерећења распоређена по постојећим ТС X/0,4 kV и мерним местима 10(20) и 35 kV, по свим пресечним етапама перспективног периода.

5.1. *Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Републике Српске*

У саставу Републике Српске налази се пет дистрибутивних подручја: Електрокрајина, Електро Добој, Електро-Бијељина, Електродистрибуција Пале и Електро-Херцеговина. Да би се сагледали основни трендови у потрошњи електричне енергије на подручју територије Републике Српске формиране су Табела 19 - Табела 21 на странама 35 - 36 у којима је приказана бруто испорука на дистрибутивном нивоу, нето испорука на дистрибутивном нивоу (по категоријама потрошње) и губици у периоду 2008-2022. година. Годишњи проценти пораста величина наведених у Табела 19, као и просечан годишњи проценат пораста за анализирани карактеристичне периоде приказани су у Табела 20 на наредној страни. Из приказаних табела може се закључити следеће:

- У периоду 2008-2022. година присутан је пораст бруто испоручене електричне енергије у укупном износу 17,3% (просечно годишње 1,15%). Благи пад бруто испоручене електричне енергије је забележен само у периоду 2017-2020. година са просечном годишњом стопом опадања од 0,57%, да би се у последње две године анализираниг периода наставио још израженији раст са просечном годишњом стопом пораста од 2,3%. Ако се анализирају подаци за последњих десет година (2012-2022. година) овај пораст је нешто мање изражен и износи укупно 9,3%, односно просечно годишње 0,89%. Када је у питању нето испорука електричне енергије ситуација је слична. У периоду 2008-2022. године бележи се пораст од 27,4% (просечно годишње 1,75%), док је у периоду 2012-2022. године овај пораст нешто мањи и износи укупно 16%, односно просечно годишње 1,5%.
- У периоду 2008-2022. година нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на 35 kV напону” бележи пад од укупно 22,2% (просечно годишње 1,77%). Најизраженији пад потрошње евидентиран је у периоду од 2018. до 2022. године од укупно 47% са просечном годишњом стопом опадања 14,64%. Ако се анализирају подаци за последњих десет година (2012-2022. година) овај пад је такође изражен и износи укупно 42,4%, односно просечно годишње 5,37%.
- Ситуација је потпуно обрнута када је у питању нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV”. Наиме, ова категорија потрошње бележи стални раст током целог анализираниг периода и у 2022. години у односу на 2008. годину се испоручена електрична енергија скоро удвостручује (прецизније укупно 93,7%, односно просечно годишње 4,84%).
- Нето испорука електричне енергије у категоријама „остала потрошња на ниском напону” и „јавна расвета” има такође тренд раста у периоду 2008-2022. година. Испорука у категорији „остала потрошња на ниском напону” расте просечно годишње 1,48%, док испорука категорији „јавна расвета” расте просечно годишње 0,46%. За категорију „остала потрошња на ниском напону” карактеристично је да је највећи пораст остварен у последњих осам година анализираниг периода са просечном стопом пораста од 2,2%, односно укупно 19%. У категорији „јавна расвета” највећи пораст је остварен у периоду 2014-2022. година (просечно годишње 2,68%), да би у последње три године потрошња у овој категорији забележила пад од укупно 7,3%, односно просечно годишње 2,5%.
- Категорија „домаћинства” такође бележи тренд раста у периоду од 2008. до 2022. године (укупно 15,5%, односно просечно годишње 1,03%), при чему је тај тренд најизраженији у периоду од 2018. до 2022. године (просечно годишње 1,28%).

Табела 19: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година

Година	Бруто испорука (MWh)	Процент губитака	Нето испорука по категорији потрошње (MWh)					Укупна испорука (MWh)
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2008	3.309.062	17,30%	118.962	430.791	532.710	1.598.370	55.819	2.736.652
2009	3.403.460	16,06%	145.351	455.009	533.494	1.662.563	60.326	2.856.742
2010	3.522.193	16,54%	169.866	483.948	541.447	1.685.379	59.060	2.939.699
2011	3.556.156	16,20%	176.895	516.103	550.134	1.677.098	59.803	2.980.033
2012	3.551.137	15,37%	160.747	529.297	560.841	1.694.880	59.529	3.005.293
2013	3.567.503	13,29%	172.817	580.746	564.434	1.717.817	57.648	3.093.462
2014	3.526.022	12,05%	176.399	612.245	549.887	1.706.515	56.250	3.101.296
2015	3.661.527	11,68%	180.277	647.223	589.170	1.759.169	58.091	3.233.930
2016	3.721.067	11,09%	167.385	701.749	600.221	1.769.792	59.236	3.298.383
2017	3.772.627	10,94%	173.533	731.871	610.323	1.775.539	61.175	3.352.441
2018	3.770.487	10,31%	174.444	762.165	613.409	1.753.998	62.822	3.366.838
2019	3.731.844	9,96%	123.606	774.739	618.598	1.760.420	64.203	3.341.566
2020	3.708.603	10,31%	111.182	762.702	586.363	1.790.850	61.693	3.312.791
2021	3.897.125	10,33%	116.570	825.252	638.142	1.836.785	59.520	3.476.269
2022	3.881.068	9,77%	92.608	834.598	654.394	1.845.771	59.514	3.486.885

Табела 20: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година

Година	Бруто испорука (MWh)	Губици	Нето испорука по категорији потрошње					Укупна испорука
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2009/2008	2,85%	-4,49%	22,18%	5,62%	0,15%	4,02%	8,08%	4,39%
2010/2009	3,49%	6,54%	16,87%	6,36%	1,49%	1,37%	-2,10%	2,90%
2011/2010	0,96%	-1,09%	4,14%	6,64%	1,60%	-0,49%	1,26%	1,37%
2012/2011	-0,14%	-5,26%	-9,13%	2,56%	1,95%	1,06%	-0,46%	0,85%
2013/2012	0,46%	-13,15%	7,51%	9,72%	0,64%	1,35%	-3,16%	2,93%
2014/2013	-1,16%	-10,40%	2,07%	5,42%	-2,58%	-0,66%	-2,42%	0,25%
2015/2014	3,84%	0,68%	2,20%	5,71%	7,14%	3,09%	3,27%	4,28%
2016/2015	1,63%	-1,15%	-7,15%	8,42%	1,88%	0,60%	1,97%	1,99%
2017/2016	1,39%	-0,59%	3,67%	4,29%	1,68%	0,32%	3,27%	1,64%
2018/2017	-0,06%	-3,94%	0,52%	4,14%	0,51%	-1,21%	2,69%	0,43%
2019/2018	-1,02%	-3,31%	-29,14%	1,65%	0,85%	0,37%	2,20%	-0,75%
2020/2019	-0,62%	1,42%	-10,05%	-1,55%	-5,21%	1,73%	-3,91%	-0,86%
2021/2020	5,08%	6,33%	4,85%	8,20%	8,83%	2,56%	-3,52%	4,93%
2022/2021	-0,41%	-6,34%	-20,56%	1,13%	2,55%	0,49%	-0,01%	0,31%
2022/2008	1,15%	-2,63%	-1,77%	4,84%	1,48%	1,03%	0,46%	1,15%
2022/2012	0,89%	-3,20%	-5,37%	4,66%	1,55%	0,86%	0%	0,89%

Табела 21: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година

Година	Нето испорука по категорији потрошње				
	Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета
2008	4%	16%	19%	58%	2%
2009	5%	16%	19%	58%	2%
2010	6%	16%	18%	57%	2%
2011	6%	17%	18%	56%	2%
2012	5%	18%	19%	56%	2%
2013	6%	19%	18%	56%	2%
2014	6%	20%	18%	55%	2%
2015	6%	20%	18%	54%	2%
2016	5%	21%	18%	54%	2%
2017	5%	22%	18%	53%	2%
2018	5%	23%	18%	52%	2%
2019	4%	23%	19%	53%	2%
2020	3%	23%	18%	54%	2%
2021	3%	24%	18%	53%	2%
2022	3%	24%	19%	53%	2%

У претходној табели приказана је структура нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске, по категоријама потрошње и напонском нивоу. Може се закључити да у периоду 2008-2022. година благо опада учешће испоруке у категорији „домаћинства” и у категорији „потрошња на 35 kV напону”. Присутан је пораст учешћа категорије „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV”, док се удео категорије „остала потрошња на ниском напону” практично није ни променио у току разматраног периода. Најзначајнији удео у укупној испоруци електричне енергије, од чак преко 50%, заузима категорија „домаћинства” и то током целог анализираног периода.

5.2. Методологија за израду прогнозе потрошње електричне енергије

У оквиру прогнозе потрошње електричне енергије, према типу методологије која је примењена, извршена је основна подела купаца на две групе потрошње: „домаћинства” и „остали купци”. У оквиру категорије „остали купци”, прогноза потрошње електричне енергије је спроведена по даље издвојеним категоријама потрошње: директно прогнозирани купци, потрошња на 35 kV напону, потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV, остала потрошња на ниском напону и јавна расвета.

У наставку текста ће бити детаљно описана методологија формирања прогнозе потрошње по свакој од дефинисаних категорија, као и укупна прогнозирана потрошња електричне енергије.

5.2.1. Прогноза потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства”

Имајући у виду чињеницу да постојећа база података није допуњена информацијом о томе ком насељу припада сваки купац електричне енергије, потрошња електричне енергије у категорији „домаћинства” је прогнозирана преко броја купаца по зонама, при чему зоне одговарају напојним ТС 110/X kV и ТС 35/X kV. Тиме је будући развој потрошње домаћинства упросечен према напојној ТС којој то домаћинство припада.

Посебно је формирана прогноза потрошње домаћинства за потребе грејања, а посебно прогноза потрошње електричне енергије за остале намене. Крајњи резултат прогнозе потрошње електричне енергије у категорији „домаћинства” је потрошња по свакој од ТС X/0,4 kV у свакој пресечној етапи планског периода. За категорију „домаћинства” модел за прогнозу потрошње се састоји из следећих корака:

- утврђује се колика је потрошња електричне енергије за потребе грејања и за остале намене по ТС X/0,4 kV, односно специфичне потрошње домаћинства по ТС X/0,4 kV;

- посебно се прогнозира развој специфичне потрошње за потребе грејања, а посебно развој специфичне потрошње за остале намене;
- прогнозира се како ће се кретати број купаца по свакој ТС 110/X kV и ТС 35/X kV, односно ТС X/0,4 kV на основу података из прошлости;
- на бази добијених резултата утврђује се како ће се кретати укупна потрошња за потребе грејања и укупна потрошња за остале намене по свакој ТС X/0,4 kV, односно укупна енергија у категорији „домаћинства” за сваку ТС X/0,4 kV.

Наведени кораци детаљно су описани у наредним поглављима, почев од прогнозе броја купаца.

5.2.1.1. Прогноза броја купаца

За потребе прогнозе броја купаца у категорији „домаћинства” анализирани су подаци о броју купаца који припадају одређеној зони, при чему зоне одговарају напојним ТС 110/X kV и ТС 35/X kV. На основу достављене базе података о купцима у категорији „домаћинства”, зависно од тога како се број купаца кретао у претходном периоду (анализиран је период 2018-2022. година), извршена је њихова прогноза у периоду 2022-2034. година. Добијени проценат пораста броја купаца по зонама је потом примењен на све ТС X/0,4 kV које припадају датим зонама.

5.2.1.2. Утврђивање потрошње за грејање и остале намене

Захваљујући чињеници да је постојећа база података допуњена тако да је за све купце дефинисано са које се ТС X/0,4 kV напајају, на располагању су били доступни и подаци о потрошњи по појединим ТС X/0,4 kV којима купци припадају.

Приликом анализа спроведених у оквиру студија дугорочног развоја мреже за друга електродистрибутивна подручја, код свих купаца код којих је извршена гасификација (гас користе за грејање), топлификација (прикључени на даљински систем грејања) или који користе чврста горива за грејање дошло се до закључка да је потрошња електричне енергије у вишој сезони до 25% већа од потрошње у нижој сезони. То је последица чињенице да се у вишој сезони нешто већа енергија користи за осветљење (због краће обданице) и чињенице да је у оквиру ниже сезоне и време годишњих одмора када је просечна потрошња домаћинства значајно смањена. На основу изведених закључака, усвојена је вредност 1,25 за тзв. коефицијент енергије грејања и ово искуство пресликано је и у случају домаћинства у оквиру територије Републике Српске.

Након извршене расподеле енергије по напојним ТС 10/0,4 kV и по сезонама, енергија за потребе грејања се израчунава као онај део потрошње у вишој сезони који је изнад 125% потрошње у нижој сезони, а енергија за остале намене се прорачунава као остатак до укупно утрошене енергије.

На основу прорачунате утрошене енергије домаћинства за грејање и за остале намене по свакој од ТС X/0,4 kV, прорачунате су вредности укупне енергије за грејање и за остале намене такође по свакој ТС X/0,4 kV.

Пошто се располаже подацима о броју купаца за 2022. годину, израчунати су специфични параметри по свакој од ТС X/0,4 kV за 2022. годину: специфична енергија домаћинства за потребе грејања и специфична енергија домаћинства за остале намене.

5.2.1.3. Прогноза специфичне и укупне енергије за грејање

За ТС X/0,4 kV на чијим подручјима постоји енергија за грејање прогнозиран је пораст специфичне енергије за потребе грејања од 0,5% на годишњем нивоу у нижој варијанти прогнозе, а 1% у вишој варијанти прогнозе. Потребно је напоменути да уколико се успостави паритет цене електричне енергије и осталих енергената, за очекивати је да пораста уопште не буде, већ да се оствари пад потрошње електричне енергије за грејање. Овоме ће допринети и увођење „блок тарифе” за купце из категорије „домаћинства”, која је у примени од 1.1.2023. године. Такође, омогућавање купцима стицања статуса „купца-произвођача” ће утицати на мање потребе купаца за енергијом из дистрибутивне мреже. Међутим, кроз усвајање позитивне вредности процента промене специфичне енергије за грејање прави се резерва у прогнози, односно, могућност да планирана мрежа буде довољно робусна да прихвати оптерећење и нешто веће од оног које се реално очекује. Множењем прогнозиране специфичне енергије за потребе грејања и прогнозираног броја купаца у категорији „домаћинства” добија се укупна енергија грејања по ТС X/0,4 kV.

5.2.1.4. Прогноза специфичне и укупне енергије за остале намене

Анализирајући податке о потрошњи појединих апарата, уз сагледавање нивоа економског развоја и поређењем корелације потрошње електричне енергије домаћинства за остале намене са нивоом стандарда у Републици Српској и у развијеним земљама Западне Европе, усвојено је неколико претпоставки прогнозе специфичне енергије домаћинства за остале намене:

- специфична потрошња домаћинства за остале намене ће се повећавати кроз време и тежиће усвојеној вредности тзв. енергији засићења. У зависности од остварене просечне потрошње купаца у категорији „домаћинства” дефинисана су четири интервала којима припадају ТС X/0,4 kV. За сваки интервал дефинисана је енергија засићења посебно за вишу и посебно за нижу варијанту прогнозе;
- раст специфичне потрошње за остале намене се прорачунава по логаритамској кривој која зависи од претходне вредности специфичне потрошње за остале намене у свакој од пресечних година. На тај начин су све зоне стављене у исту позицији у смислу прогнозе специфичне потрошње када она достигне одређену вредност. Формула по којој ће бити рачунат пораст специфичне потрошње за остале намене је следећа:

$$W_i = W_{i-1} \cdot e^{\frac{t}{C} \ln \frac{W_e}{W_{i-1}}} \quad (18)$$

W_{i-1} - специфична потрошња по купцу из категорије „домаћинства” у претходној пресечној години (i-1);

W_i - специфична потрошња у пресечној години (i);

t - број година између два пресечна периода;

C - број година за колико би се уз фиксни проценат пораста достигла гранична специфична потрошња W_e ;

W_e - усвојена гранична вредност којој тежи пораст потрошње, односно енергија засићења ($W_e=9.000, 7.000, 5.000$ или 1.300 kWh/домаћинству у нижој варијанти прогнозе, односно $W_e=9.500, 7.500, 5.500$ или 1.500 kWh/домаћинству у вишој варијанти прогнозе).

- за одређени ниво специфичне потрошње у некој пресечној години израчунава се стопа пораста по којој би та специфична потрошња за C година достигла ниво W_e . По тој стопи се рачуна пораст специфичне потрошње до наредне пресечне године. Онда се за добијену специфичну потрошњу у наредној пресечној години поново прорачунава стопа пораста којом би се за C година од те пресечне године дошло до нивоа специфичне потрошње W_e . На тај начин се стално помера тренутак достизања специфичне потрошње W_e за C година у будућности.

Као пример на који начин је формирана процена потреба за електричном енергијом за остале намене за нижу варијанту прогнозе потрошње, у наредној табели је приказана просечна потрошња домаћинства са три члана.

Табела 22: Укупне потребе за електричном енергијом за остале намене у трочланом домаћинству за нижу варијанту прогнозе

Редни број	Електрични апарат или група апарата	Годишња потрошња (kWh)	Инсталисане снаге апарата или групе апарата (kW)	
1.	Електрични шпорет	1 200	10	
2.	Остали апарати за припрему хране	100	4	
3.	Машина за прање веша	600	2.3	
4.	Апарати за пеглање	200	2.4	
5.	Машина за прање посуђа	300	2.1	
6.	Апарати за сушење веша	200	1.5	
7.	Апарати за припрему топле воде I	1 700	Акумулациони 2	Проточни 18
	Апарати за припрему топле воде II	400	2	
8.	Фрижидер	150	0.09	
9.	Апарат за дубоко замрзавање	300	0.09	

10.	Апарати за чишћење стана	50	0.9
11.	Апарати за информисање и разоноду	750	0.5
12.	Апарати за личну хигијену	100	2
13.	Осветљење	100	1
14.	Проветравање	50	0.2
15.	Климатизација	200	1.5
16.	Допунско грејање	600	2
	Укупно 1-16	7 000	

Укупна енергија купаца у категорији „домаћинства” за остале намене по ТС X/0,4 kV у свакој од пресечних година се добија као производ специфичне енергије за остале намене и прогнозираног броја купаца.

5.2.1.5. Прогноза укупне потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства”

Укупна прогнозирана енергија у категорији „домаћинства” по ТС X/0.4 представља збир енергије за потребе грејања и енергије за остале намене. Две варијанте прогнозе, када је у питању категорија „домаћинства”, разликују по следећим параметрима:

- по проценту раста енергије грејања (0,5% у нижој, а 1% годишње у вишој варијанти прогнозе);
- приликом прогнозе специфичне енергије за остале намене коришћене су различите вредности за тзв. енергију засићења (9.000, 7.000, 5.000 и 1.300 kWh /домаћинству у нижој, односно 9.500, 7.500, 5.500 и 1.500 kWh /домаћинству у вишој варијанти прогнозе);
- приликом прогнозе специфичне енергије за остале намене коришћена је различита вредност за тзв. период засићења, односно број година за колико би се уз фиксни проценат пораста достигла гранична специфична потрошња W_e ($C=40$ у нижој варијанти прогнозе, односно $C=30$ у вишој варијанти прогнозе).

5.2.2. Прогноза потрошње електричне енергије за остале купце

На основу достављене базе података о осталим купцима, формирано је пет категорија потрошње за прогнозу електричне енергије: „директно прогнозирани купци”, „потрошња на 35 kV напону”, „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV”, „остала потрошња на ниском напону” и „јавна расвета”.

Категорију „директно прогнозирани купци” чине купци који електричну енергију преузимају на напонским нивоима 35 kV, 20 kV, 10 kV, 6 kV и 0,4 kV и који су издвојени на бази годишње вршне снаге (изнад 500 kW) или утрошене електричне енергије на годишњем нивоу (имају потрошњу већу од 1.000.000 kWh годишње). Сви издвојени купци су појединачно третирано и прогнозирано на основу историје потрошње у последњих пет година уз уважавање информација о њиховим плановима, уколико се са истим располагало. У оквиру ове прогнозе дата је и прогноза за нове купце чија је појава у наредном периоду извесна. За купце чије потребе нису јасно дефинисане, већ за њих постоји најавна кроз просторне урбанистичке планове, као што су радне и индустријске зоне, стамбено пословни комплекси итд, односно појединачни инвеститори који су се изјаснили о намери инвестирања, али чији планови још увек нису детаљни, примењена је методологија којом се реално проценила њихова потреба за електричном енергијом. У случајевима када је позната врста делатности таквих купаца, њихове потребе за прорачун потребне снаге у будућности су сагледане кроз остварене потребе (снага/јединична површина) постојећих купаца из истих или сличних делатности. За радне и индустријске зоне чије делатности нису дефинисане у целости кроз урбанистичке и пословне планове, потреба за електричном енергијом је сагледана тако што су коришћени одговарајући примери из других дистрибутивних подручја у оквиру Републике Српске. На тај начин је формирана нижа варијанта прогнозе. Виша варијанта прогнозе добијена је тако што су максималне снаге по пресечним етапама које су дефинисане у нижој варијанти прогнозе за сваког купца увећане за одређени проценат.

За остале издвојене групе потрошње су усвојене фиксне стопе промене потрошње електричне енергије на годишњем нивоу, за сваку групу потрошње понаособ. Усвојене су различите вредности годишњег процента раста за вишу, односно нижу варијанту прогнозе и то на основу тренда промене потрошње електричне енергије у последњих неколико година.

5.2.3. Прогноза укупне потрошње електричне енергије

Укупна прогноза потрошње електричне енергије по ТС X/0,4 kV и мерним местима X kV представља збир прогноза по појединим категоријама потрошње. У претходним поглављима је детаљно описано на који начин је прорачунато активно оптерећење за поједине категорије купаца. Реактивно оптерећење је израчунато на начин који је описан још у оквиру анализе постојећег стања (поглавље 4.1 на страни 18).

За овако формирану прогнозу прорачунати су годишњи проценти промене потрошње електричне енергије из етапе у етапу за сваку ТС X/0,4 kV, односно мерно место 35, 20, 10 kV и 6 kV. Ови проценти промене примењени су на моделована оптерећења у базној години и на овај начин су формирана оптерећења по свакој ТС X/0,4 kV, односно мерном месту 35, 20, 10 kV и 6 kV, за сваку етапу перспективног периода.

5.3. Подручје Електро Добоја

5.3.1. Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Електро Добоја

Да би се сагледали основни трендови у потрошњи електричне енергије на подручју Електро Добоја формиране су Табела 23 - Табела 25 на странама 41 - 42 у којима је приказана бруто испорука на дистрибутивном нивоу, нето испорука на дистрибутивном нивоу (по категоријама потрошње) и губици у периоду 2008-2022. година. Годишњи проценти пораста величина наведених у Табела 23, као и просечан годишњи проценат пораста за анализираних карактеристичне периоде приказани су у Табела 24. Из приказаних табела може се закључити следеће:

- У периоду 2008-2022. година присутан је пораст бруто испоручене електричне енергије од укупно 13% (просечно годишње 0,88%). Благи пораст присутан је све до 2018. године, да би у периоду од 2018. до 2022. године забележен већи тренд пада (просечно годишње 2,59%). Када је у питању нето испорука електричне енергије ситуација је слична. У периоду 2008-2022. године бележи се пораст од укупно 21,7% (просечно годишње 1,41%), док је у периоду 2018-2022. године забележен пад и то са просечном годишњом стопом од 2,53%.
- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на 35 kV напону” је у већем делу претходног периода бележила стагнацију раста, да би у последњих 4-5 година забележила драстичан пад са просечном годишњом стопом од преко 25%.
- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” је протеклих 14 година остварила највећи пораст у односу на све остале категорије потрошње (укупно 64,2%) са просечном годишњом стопом пораста од 3,61%. Следећа категорија, по нивоу пораста је „остала потрошња на ниском напону” са просечном годишњом стопом пораста од 1,17%, и „јавна расвета” и „домаћинства” са просечном годишњом стопом пораста од 0,75% и 0,92%, респективно.
- Када су у питању губици електричне енергије може се закључити да је током претходних четрнаест година забележен стални тренд њиховог смањења од чак 52% у укупном износу (просечна годишња стопа опадања 5,1%).

Табела 23: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро Добоја у периоду 2008-2022. година

Година	Бруто испорука (MWh)	Процент губитака	Нето испорука по категорији потрошње (MWh)					Укупна испорука (MWh)
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2008	490.959	11,85%	27.121	64.360	74.891	258.106	8.297	432.774
2009	560.723	10,28%	90.827	59.682	75.855	267.950	8.786	503.099
2010	585.267	10,07%	105.604	67.915	73.326	271.077	8.380	526.302
2011	592.395	8,84%	118.165	69.032	77.017	267.159	8.650	540.024
2012	579.027	8,70%	106.579	70.047	75.895	267.769	8.387	528.677
2013	580.091	8,11%	110.730	69.576	74.730	269.598	8.399	533.033
2014	570.815	7,62%	105.803	72.124	71.756	269.642	7.990	527.314
2015	598.449	6,51%	110.406	81.379	79.299	279.692	8.704	559.481
2016	598.842	6,16%	102.016	87.907	81.720	281.364	8.927	561.935
2017	614.948	5,86%	112.025	91.976	83.260	282.831	8.818	578.910
2018	616.084	5,07%	106.318	103.418	83.775	280.904	9.096	583.511
2019	558.873	5,13%	57.985	96.222	84.301	281.087	9.133	528.728
2020	539.340	5,05%	47.073	93.458	78.810	282.828	8.413	510.582
2021	570.383	5,10%	47.935	107.282	85.299	291.167	8.966	540.649
2022	554.772	4,99%	30.365	105.678	88.139	293.364	9.217	526.764

Табела 24: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро Добоја у периоду 2008-2022. година

Година	Бруто испорука (MWh)	Губици	Нето испорука по категорији потрошње					Укупна испорука
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2009/2008	14,21%	-0,96%	234,90%	-7,27%	1,29%	3,81%	5,89%	16,25%
2010/2009	4,38%	2,33%	16,27%	13,79%	-3,33%	1,17%	-4,62%	4,61%
2011/2010	1,22%	-11,18%	11,89%	1,65%	5,03%	-1,45%	3,23%	2,61%
2012/2011	-2,26%	-3,86%	-9,81%	1,47%	-1,46%	0,23%	-3,05%	-2,10%
2013/2012	0,18%	-6,54%	3,89%	-0,67%	-1,53%	0,68%	0,14%	0,82%
2014/2013	-1,60%	-7,56%	-4,45%	3,66%	-3,98%	0,02%	-4,87%	-1,07%
2015/2014	4,84%	-10,42%	4,35%	12,83%	10,51%	3,73%	8,94%	6,10%
2016/2015	0,07%	-5,29%	-7,60%	8,02%	3,05%	0,60%	2,56%	0,44%
2017/2016	2,69%	-2,35%	9,81%	4,63%	1,88%	0,52%	-1,22%	3,02%
2018/2017	0,18%	-9,62%	-5,09%	12,44%	0,62%	-0,68%	3,14%	0,79%
2019/2018	-9,29%	-7,46%	-45,46%	-6,96%	0,63%	0,07%	0,41%	-9,39%
2020/2019	-3,50%	-4,60%	-18,82%	-2,87%	-6,51%	0,62%	-7,89%	-3,43%
2021/2020	5,76%	3,40%	1,83%	14,79%	8,23%	2,95%	6,58%	5,89%
2022/2021	-2,74%	-5,80%	-36,65%	-1,50%	3,33%	0,75%	2,80%	-2,57%
2022/2008	0,88%	-5,09%	0,81%	3,61%	1,17%	0,92%	0,75%	1,41%
2022/2012	-0,43%	-5,70%	-11,80%	4,20%	1,51%	0,92%	0,95%	-0,04%

Табела 25: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електро Добоја у периоду 2008-2022. година

Година	Нето испорука по категорији потрошње				
	Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета
2008	6%	15%	17%	60%	2%
2009	18%	12%	15%	53%	2%
2010	20%	13%	14%	52%	2%
2011	22%	13%	14%	49%	2%
2012	20%	13%	14%	51%	2%
2013	21%	13%	14%	51%	2%
2014	20%	14%	14%	51%	2%
2015	20%	15%	14%	50%	2%
2016	18%	16%	15%	50%	2%
2017	19%	16%	14%	49%	2%
2018	18%	18%	14%	48%	2%
2019	11%	18%	16%	53%	2%
2020	9%	18%	15%	55%	2%
2021	9%	20%	16%	54%	2%
2022	6%	20%	17%	56%	2%

У претходној табели приказана је структура нето испоручене електричне енергије на територији Електро Добоја по категоријама потрошње и напонском нивоу. Може се закључити да у периоду 2008-2022. година постоји благ пад учешћа испоруке у категорији „домаћинства”, док је смањење учешћа у категорији „потрошња на 35 kV напону” практично занемарљиво. Присутан је пораст учешћа категорије „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV”, док се учешће категорије „јавна расвета” и „остала потрошња на ниском напону” практично није ни променило у току разматраног периода. Најзначајнији удео у укупној испоруци електричне енергије, од чак преко 55%, заузима категорија „домаћинства” и то током целог анализираног периода.

5.3.2. Прогноза потрошње електричне енергије

На основу достављене базе података о купцима у категорији „домаћинства”, зависно од тога како се број купаца кретао у претходном периоду (2018-2022. година), извршена је прогноза броја купаца у периоду 2022-2034. година. Анализирајући добијене податке из базе уочен је константан пораст броја купаца у категорији „домаћинства” са око 92.000 у 2018. години на око 95.000 у 2022. години, што представља пораст од око 3,3% за укупно четири године. На основу тако добијеног тренда прогнозиран је број купаца у категорији „домаћинства” у 2034. години на подручју Електро Добоја на вредност од око 105.880. На основу прогнозираног броја купаца, прорачунате специфичне енергије за потребе грејања и остале намене, прорачунате су вредности укупне енергије за грејање и остале намене, односно укупна енергија у категорији „домаћинства” за сваку ТС X/0,4 kV, и то и за нижу и за вишу варијанту прогнозе (према методологији описаној у поглављу 5.2.1).

Прогноза потрошње електричне енергије по категоријама потрошње за дистрибутивно подручје Електро Добоја приказана је у наредној табели на страни 44. Из приложене табеле се може уочити да укупан прогнозиран пораст потрошње електричне енергије у категорији „домаћинства” на дистрибутивном подручју Електро Добоја у нижој варијанти прогнозе износи 17,9% у периоду од 2022. до 2034. године (просечно годишње 1,38%), односно 23,8% у вишој варијанти прогнозе (просечно годишње 1,79%). То даље значи да укупна потрошња електричне енергије у овој категорији потрошње расте са вредности 293,9 GWh у 2022. години на 346,6 GWh у 2034. години када је у питању нижа варијанта прогнозе. У вишој варијанти прогнозе потрошња електричне енергије расте до вредности 363,8 GWh.

У категорију „директно прогнозирани купци” сврстани су сви купци код којих је измерена годишња вршна снага већа од 500 kW или је утрошена електрична енергија на годишњем нивоу већа од 1.000.000 kWh. Збирни резултати прогнозе потрошње за сваког купца из ове категорије

потрошње, за нижу и вишу варијанту прогнозе, приказани су такође у Табела 26. Укупна енергија ове категорије купаца, на дистрибутивном подручју Електро Добоја, расте са вредности 92,2 GWh у 2022. години на 108,6 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе ова потрошња достиже износ од око 114 GWh. То значи да ће се потрошња електричне енергије „директно прогнозираних купаца” до краја перспективног периода увећати за укупно 17,8% (око 1,37% годишње) у нижој варијанти прогнозе, односно за 23,7% у вишој варијанти прогнозе (око 1,79% годишње).

У прогнози осталих категорија купаца (потрошња на 35 kV напону, потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV, остала потрошња на ниском напону и јавна расвета) усвојен је фиксни проценат промене потрошње електричне енергије на годишњем нивоу. Вредности процента раста су усвојене на основу анализе кретања потрошње ових категорија купаца у претходном периоду и њихова прогноза је спроведена по ТС X/0,4 kV. Укупна енергија свих анализираних категорија према приказаним резултатима прогнозе расте са 133 GWh у 2022. години на 150 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе, а у вишој варијанти прогнозе на вредност од 159 GWh. На основу тога следи да ће се укупна потрошња електричне енергије поменутих категорија купаца до краја перспективног периода повећати за 12,7% (око 1% годишње) у нижој варијанти прогнозе, односно 19,2% у вишој варијанти прогнозе (око 1,47% годишње).

У наредној табели је дат збирни приказ резултата прогнозе посебно за сваку од категорија потрошње, као и резултати укупне прогнозе и израчунати годишњи проценти пораста за нижу и вишу варијанту. Потребно је напоменути да су у поменутој табели приказане прорачунске енергије које одговарају нивоу ТС 110/X kV. На основу формиране прогнозе добијени су укупни годишњи проценти пораста потрошње електричне енергије на дистрибутивном подручју Електро Добоја од 1,29% у нижој, односно 1,71% у вишој варијанти прогнозе. Такође, укупно оптерећење дистрибутивног подручја Електро Добоја на нивоу трансформације 110/X kV, према приказаним резултатима, расте са вредности 103,56 MW у 2022. години на вредност 120,97 MW у 2034. години (просечно годишње 1,3%) у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе оптерећење расте до 127,25 MW (просечно годишње 1,73%).

Поређењем са резултатима оствареним у претходном периоду може се закључити да је нижа варијанта прогнозе близу нивоа пораста потрошње електричне енергије који је остварен у претходних четрнаест година (1,29% у односу на 1,41%), а виша варијанта прогнозе је за 0,3 процентних поена изнад историјски остварених вредности (1,71% у односу на 1,41%).

Табела 26: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Електро Добоја

Варијанта прогнозе/ Категорија потрошње		Укупна прорачунска активна енергија на нивоу					Годишњи проценат раста
		2022	2024	2025	2026	2034	
Нижа варијанта прогнозе	Директно прогнозирани купци	92.200.808	89.167.000	96.280.500	100.032.000	108.611.000	1,37%
	Потрошња на 35 kV напону	11.231	11.343	11.400	11.457	11.923	0,50%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	42.477.299	43.331.093	43.764.403	44.202.048	47.864.484	1,00%
	Остала потрошња на ниском напону	81.380.078	83.015.817	83.845.975	84.684.435	91.701.109	1,00%
	Домаћинства	293.882.791	306.205.963	310.092.958	313.958.246	346.559.825	1,38%
	Јавна расвета	9.216.643	9.401.898	9.495.917	9.590.876	10.385.544	1,00%
	Укупно	519.168.850	531.133.114	543.491.153	552.479.062	605.133.884	1,29%
Виша варијанта прогнозе	Директно прогнозирани купци	92.200.808	90.058.670	98.206.110	103.032.960	114.041.550	1,79%
	Потрошња на 35 kV напону	11.231	11.411	11.503	11.595	12.358	0,80%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	42.477.299	43.761.175	44.417.593	45.083.857	50.786.630	1,50%
	Остала потрошња на ниском напону	81.380.078	83.839.791	85.097.387	86.373.848	97.299.500	1,50%
	Домаћинства	293.882.791	308.991.765	314.210.331	319.389.049	363.812.711	1,79%
	Јавна расвета	9.216.643	9.420.524	9.524.150	9.628.916	10.509.611	1,10%
	Укупно	519.168.850	536.083.336	551.467.074	563.520.225	636.462.360	1,71%
		Укупна активна снага на нивоу ТС 110/X kV (MW)					
		2022	2024	2025	2026	2034	
Нижа варијанта прогнозе		103,56	106,19	108,62	110,41	120,97	1,30%
Виша варијанта прогнозе		103,56	107,19	110,19	112,62	127,25	1,73%

5.4. Подручје Републике Српске

Резултати прогнозе потрошње електричне енергије за целу територију Републике Српске, који представљају збир појединачних прогноза по дистрибутивним подручјима, су приказани у табели на крају поглавља (страница број 46). Из приказане табеле се може донети неколико закључака:

- Пораст потрошње електричне енергије у категорији „домаћинства” на подручју Републике Српске износи 17,9% у периоду од 2022. до 2034. године (просечно годишње 1,38%) у нижој варијанти прогнозе, односно 22,7% у вишој варијанти прогнозе (просечно годишње 1,72%). Укупна потрошња енергије у овој категорији расте са око 1.844 GWh у 2022. години на око 2.173 GWh у 2034. години када је у питању нижа варијанта прогнозе. У вишој варијанти прогнозе потрошња електричне енергије у овој категорији потрошње расте на око 2.263 GWh. Поређењем са резултатима оствареним у претходном периоду може се закључити да нижа варијанта прогнозе у категорији „домаћинства” има сличну стопу пораста потрошње као и у претходних четрнаест година (1,28%), а виша варијанта прогнозе је за 0,4 процентних поена изнад до сада остварених вредности.
- Прогноза потрошње из категорије „директно прогнозираних купаца” је формирана на основу кретања потрошње у протеклом периоду и сагледавањем њихових будућих потреба за електричном енергијом од стране компетентних особа из дистрибутивних подручја. У оквиру ове прогнозе дата је и прогноза за нове купце чија је појава у наредном периоду извесна. Према урађеној прогнози предвиђа се раст потрошње електричне енергије „директно прогнозираних купаца” од 3,85% годишње у нижој варијанти прогнозе, односно 4,79% у вишој варијанти прогнозе.
- Потрошња у категорији „остала потрошња на ниском напону” је прогнозирана са фиксним процентом раста по дистрибутивним подручјима. На тај начин се добија пораст за целу територију Републике Српске од 1,11% у нижој варијанти прогнозе, а у вишој 1,72%.

-
- Потрошња у категорији „потрошња на 35 kV напону” и „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” је такође прогнозирана са фиксним процентом раста по дистрибутивним подручјима. На исти начин као и у претходном случају добијен је пораст за целу територију Републике Српске од 0,38% и 1,24% у нижој варијанти прогнозе и 0,61% и 1,78% у вишој варијанти прогнозе, респективно.
 - Код прогнозе купаца у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” и „остала потрошња на ниском напону” су усвојене нешто ниже стопе пораста, нарочито у нижој варијанти прогнозе, од остварених стопа пораста истих категорија у претходном периоду. Међутим овде треба имати у виду да је део ових купаца већ обухваћен прогнозом „директних купаца” где је предвиђен знатно већи пораст потрошње електричне енергије. У прилог томе говори и чињеница да ако се збирно посматрају „директно прогнозирани купци”, „потрошња на 35 kV напону”, „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” и “остала потрошња на ниском напону” добија се да укупна прогнозирана стопа пораста на годишњем нивоу у нижој варијанти прогнозе одговара укупној стопи пораста у последњих десет година категорија „потрошња на 35 kV напону”, „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” и “остала потрошња на ниском напону” (2,4% у односу на 2,47%). У случају више варијанте прогнозе добијена збирна стопа пораста је нешто мало изнад вредности остварених у претходних четрнаест година (3,16% у односу на 2,81%).
 - Потрошња у категорији „јавна расвета” је прогнозирана са фиксним процентом промене, и то у нижој варијанти прогнозе са стопом опадања од 0,56% на годишњем нивоу, а у вишој варијанти прогнозе са стопом пораста од 0,74%. Овде треба напоменути да је пад потрошње у категорији „јавна расвета” у нижој варијанти прогнозе резултат прогнозираног пада потрошње ове категорије на територији Електрокрајине која у укупној потрошњи јавне расвете Републике Српске учествује са уделом од преко 40%.

На основу формиране прогнозе добијени су укупни годишњи проценти пораста потрошње електричне енергије на комплетном подручју Републике Српске од 1,83% у нижој, односно 2,4% у вишој варијанти прогнозе. Такође, укупно оптерећење на нивоу трансформације 110/X kV, према приказаним резултатима, расте са вредности 754 MW у 2022. години на 933,4 MW у 2034. години (просечно годишње 1,79%) у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе оптерећење расте до 996,4 MW (просечно годишње 2,35%).

Табела 27: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу TC 110/X kV за територију Републике Српске

Варијанта прогнозе/ Категорија потрошње		Укупна прорачунска активна енергија на нивоу TC 110/X kV (kWh)					Годишњи процент раста (%)
		2022	2024	2025	2026	2034	
Нижа варијанта прогнозе	Директно прогнозирани купци	690.685.620	759.221.600	861.559.150	952.188.250	1.087.356.983	3,85%
	Потрошња на 35 kV напону	1.120.642	1.129.094	1.133.352	1.137.632	1.172.645	0,38%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	271.735.322	278.483.657	281.922.981	285.406.516	314.938.831	1,24%
	Остала потрошња на ниском напону	654.497.099	669.012.165	676.405.971	683.892.238	747.262.107	1,11%
	Домаћинства	1.843.911.887	1.920.246.687	1.944.228.321	1.968.165.126	2.173.308.028	1,38%
	Јавна расвета	59.395.945	58.490.126	58.078.414	57.693.297	55.499.121	-0,56%
	Укупно	3.521.346.515	3.686.583.329	3.823.328.189	3.948.483.059	4.379.537.715	1,83%
Виша варијанта прогнозе	Директно прогнозирани купци	690.685.620	817.069.842	915.719.958	1.030.046.161	1.211.311.170	4,79%
	Потрошња на 35 kV напону	1.120.642	1.134.186	1.141.040	1.147.948	1.205.242	0,61%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	271.735.322	281.446.903	286.436.972	291.518.856	335.698.640	1,78%
	Остала потрошња на ниском напону	654.497.099	677.066.956	688.655.562	700.451.779	802.789.955	1,72%
	Домаћинства	1.843.911.887	1.934.855.313	1.965.780.849	1.996.552.194	2.263.066.321	1,72%
	Јавна расвета	59.395.945	60.246.564	60.681.621	61.123.324	64.910.278	0,74%
	Укупно	3.521.346.515	3.771.819.764	3.918.416.001	4.080.840.262	4.678.981.606	2,40%
		Укупна активна снага на нивоу TC 110/X kV (MW)					
		2022	2024	2025	2026	2034	
Нижа варијанта прогнозе		754,30	789,52	816,25	840,87	933,38	1,79%
Виша варијанта прогнозе		754,30	807,01	835,85	868,49	996,40	2,35%

6. Детаљна разрада развоја мреже

На основу формиране прогнозе оптерећења у 2034. години, постојећег стања мреже, достављених података о стању постојећих елемената мреже односно потребним појачањима, података о расположивим опремљеним и неопремењеним ћелијама 20(10) и 35 kV и простору за доградњу нових ћелија, те на бази усвојених критеријума за планирање и јединичних цена елемената мреже формирана су циљна решења мреже изложена кроз десетогодишњи план развоја мреже. Ова решења су изложена у тексту који следи за комплетно подручје дистрибутивне мреже Републике Српске, а за свако дистрибутивно подручје понаособ.

Све анализе су спроведене са моделованим оптерећењима која одговарају нижој варијанти прогнозе са уваженим инвестицијама које су неопходне за вишу варијанту прогнозе.

Најпре је дата анализа потребних капацитета у трансформацији 110/X kV, а затим потребне инвестиције са гледишта задовољења техничких критеријума, а затим и с гледишта економичног функционисања мреже, прво у мрежи 35 kV, а затим и у мрежи 20(10) kV.

У оквиру спроведених анализа, разматрана је потреба уласка у погон нових објеката 110/X kV и трансформације 35/X kV, потреба за променом инсталираних капацитета у постојећим објектима, изградња нових средњенапонских извода, као и на обликовање појединих градских кабловских мрежа. При формирању циљне мреже разматра се и изградња нових извода из постојећих ТС 110/ X kV и ТС 35/X kV како би се отклонили проблеми лоших напонских прилика у појединим деловима ванградске мреже средњег напона, али и због потребе да се формирају функционални међуповезни водови и функционалне петље 10(20) kV које су значајне са аспекта сигурности напајања. С друге стране, појава нових објеката 110/X kV има велики утицај на обликовање мреже нижих напонских нивоа. Уклапање нових напојних тачака у постојећу мрежу средњег напона биће детаљно описано.

Циљна решења мреже формирана у оквиру анализе потенцијалних праваца су основ за детаљну разраду по етапама развоја. Предложена решења кроз анализу потенцијалних праваца су разматрана и усаглашена са надлежним из сваког дистрибутивног подручја. Међутим, због динамике промене просторне расподеле оптерећења, коначна решења мреже, по пресечним етапама, не морају нужно да буду потпуно иста као циљна решења формирана у оквиру анализе потенцијалних праваца развоја. Све спроведене анализе извршене су за прогнозирана оптерећења на нивоу трансформације 110/X kV, при чему су све потребне корекције везане за оптерећења на нижим напонским нивоима узете у обзир преко фактора једновремености.

Прегледи потребних инвестиција су дати табеларно са краћим описима разлога и (или) ефеката њихове реализације. Износи потребни за реализацију појединих инвестиција формирана су на основу јединичних цена елемената и њиховог процењеног броја или дужине. Дужина појединих водова формирана је на основу сагледавања географске конфигурације терена и могућности реализације нових надземних или кабловских водова, при чему се тежило да водови прате постојећу путну инфраструктуру, ради једноставнијег одржавања.

Детаљна разрада развоја дистрибутивне мреже дефинише динамику уласка у погон нових елемената мреже предложених у оквиру анализе потенцијалних праваца развоја, а у складу са усвојеним примедбама, и биће изложена по етапама 2024-2025-2026-2034. година.

Формирање плана развоја дистрибутивне мреже у првој етапи развоја (до краја 2024. године) започето је анализом постојеће мреже из 2022/2023. године са моделованим оптерећењима из 2024. године за нижу варијанту прогнозе, а без утицаја дистрибуираних извора на мрежу. Тако формирана мрежа анализирана је у циљу сагледавања потенцијалних проблема и њиховог решавања, а у складу са раније усвојеним техничким и економским критеријумима.

Поступак је идентичан и за све остале етапе развоја. Наиме, циљна мрежа за текућу етапу развоја се формира полазећи од мреже из претходне етапе са моделованим оптерећењима из текуће етапе развоја, уз задовољење усвојених техничких и економских критеријума.

При реализацији инвестиција највиши приоритет дат је инвестицијама које би се реализовале у циљу растерећења високо оптерећених или преоптерећених елемената мреже и испуњења напонских критеријума, и коначно инвестицијама које омогућавају испуњење усвојеног критеријума сигурности.

За свако дистрибутивно подручје анализиран је и утицај дистрибуираних извора на перспективну мрежу. Анализа прикључења малих електрана спроведена је на моделу постојеће мреже из 2022/2023. године са минималним режимом рада. На основу достављених података о малим електранама анализиран је прикључак сваке мале електране засебно. Начин прикључења електране на мрежу, трасе прикључних водова и локација електране, преузети су из достављених података и имплементирани у модел.

Да би се утврдио утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја земљоспојева, прво је урађен прорачун вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању и за уобичајено уклопно стање мреже, а после и за мрежу на крају перспективног периода (2034. год) и то за сваку галвански изоловану секцију дистрибутивне мреже сваког зависног предузећа.

Уважавајући изводе из „Правилник о техничким нормативима за погон и одржавање електроенергетских постројења (Службени лист СФРЈ 19/68) ” наведено:

- у Члану 5.86: „Погон мреже са изолованом нултом тачком може да се одвија, ако капацитивна струја земљоспоја те мреже није сувише велика. Препоручује се да капацитивна струја земљоспоја не пређе следеће вредности (за 6 kV мрежу 30 А, 10 kV мрежу 20 А, 20 kV мрежу 15 А и 35 kV и више 10 А). Ако капацитивна струја земљоспоја пређе наведене вредности, треба мрежу раздвојити или применити уземљење нулте тачке да би се спречиле пренапонске појаве при земљоспоју.”
- у Члану 5.87: „Све кварове и искључења због пренапона треба проучити да би се спречиле последице.”

И из „Правилник о прикључењу малих електрана на мрежу електродистрибуције Републике Српске” где је у Тачки 3.5 наведено:

- У дистрибутивним мрежама Републике Српске типизирана вриједност струје једнофазног земљоспоја у уземљеним мрежама 10 kV, 20 kV и 35 kV је 300 А.
- У мрежи 20 kV и 35 kV струја једнофазног земљоспоја може да буде и већа од 300 А, највише до 1000 А, под условима датим у важећим техничким препорукама.

Такође, у документу „Техничка препорука - Уземљење неутралних тачака у електродистрибутивним мрежама 35 kV, 20 kV, 10 kV и 0,4 kV, Мјешовити холдинг Електропривреда Републике Српске а.д. Требиње, фебруар 2020. год.” се наводи следеће:

Тачка 4.4: Препоручује се прелазак на уземљење неутралне тачке мреже преко нискоомске импедансе када капацитивне струје земљоспоја прелазе вриједности:

- 20 А за кабловску или мјешовиту мрежу 10 kV (око 15 km кабловских водова који су у нормалном погону галвански везани на одређено постројење);
- 15 А за кабловску или мјешовиту мрежу 20 kV (око 6 km кабловских водова који су у нормалном погону галвански везани на одређено постројење);
- 10 А за кабловску или мјешовиту мрежу 35 kV (око 2,5 km кабловских водова који су у нормалном погону галвански везани на одређено постројење).

Тачка 4.5: Изузетно, може да се толерише и рад мреже са изолованом неутралном тачком и у случајевима када вриједности укупне капацитивне струје земљоспоја прелазе вриједности из тачке 4.4 (на примјер: у времену стварања услова за прелазак на уземљење неутралне тачке, у времену прикључења неких дијелова сусједних мрежа који не испуњавају услове за рад у уземљеној мрежи итд.), али да нису веће од вриједности струја земљоспоја из тачке 4.6

Тачка 4.6: Уземљење неутралне тачке мреже 10 kV, 20 kV или 35 kV преко нискоомске импедансе је обавезно ако капацитивне струје земљоспоја прелазе вриједности од:

- 40 А у мрежи 10 kV (око 30 km галвански повезане кабловске мреже 10 kV);
- 30 А у мрежи 20 kV (око 12 km галвански повезане кабловске мреже 20 kV);
- 20 А у мрежи 35 kV (око 5 km галвански повезане кабловске мреже 35 kV).

Узимајући у обзир да неке ТС ВН/СН и ТС СН/СН напајају релативно дугу СН галвански повезану, најчешће кабловску мрежу као и да су трансформатори 110/35 kV, 110/20 kV и 110/10 kV на 35 kV, 20 kV и 10 kV страни неуземљени (спрега намота је или троугао или изолована звезда, без коришћења трансформатора којим се може формирати вештачка неутрална

тачка) потребно је периодично прорачунавати (пожељно је урадити и примарна испитивања једнофазног земљоспоја) изоловане мреже (посматрано са свих трансформатора 110/X kV као и са 10 kV стране трансформатора 35/10 kV). Најчешће је 10 kV страна трансформатора 35/10 kV у спреси троугао (без трансформатора којим се може формирати вештачка неутрална тачка).

Доминантан утицај на вредност струје једнофазног земљоспоја има нулта капацитивност водова који су галвански повезани. Укупна струја једнофазног земљоспоја у изолованој мрежи се прорачунава коришћењем израза:

$$3I_0 [A] = \sqrt{3} \cdot c \cdot U_n [kV] \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_n [Hz] \cdot 10^{-3} \cdot \sum_i (L_i [km] \cdot c_{0,i} [\mu F / km])$$

Где је:

$3I_0$ - укупна струја кратког споја при једнофазном земљоспоју,

c - напонски фактор којим се уважава колики је напон на месту кратког споја пре кратког споја у односу на напон U_n ,

U_n - назначени међуфазни напон за посматрану СН мрежу,

f_n - назначена учестаност,

i - означава колико је типова водова на свим СН изводима из ТС ВН/СН, односно ТС СН/СН,

L_i - укупна дужина вода типа i на свим СН изводима посматрано са СН сабирница и

$c_{0,i}$ - нулта капацитивност вода типа i .

6.1. Подручје Електро Добоја

Према формираној прогнози потрошње, до краја перспективног периода на дистрибутивном подручју Електро Добоја се очекује да ће укупно оптерећење са тренутних 103,56 MW достићи ниво од око 120,97 MW (на нивоу ТС 110/X kV) у нижој варијанти прогнозе, односно 127,25 MW у вишој варијанти прогнозе. Тренутно у мрежи на овом подручју у ТС 110/X kV постоји инсталисано укупно 375,5 MVA. Преузета енергија из ТС 110/X се даље дистрибуира у мрежу посредством шеснаест дистрибутивних ТС 35/10 kV чија је укупна инсталисана снага 145 MVA. Поређењем капацитета у напојним ТС и прогнозираног нивоа оптерећења, и на основу формираног циљног решења мреже у периоду до 2034. године нема потребе за изградњом нових ТС 110/X kV на подручју Електро Добоја, већ се задовољавајуће напајање дистрибутивне мреже напона 10-35 kV може обезбедити из постојећих ТС 110/X kV, при чему је потребно повећање инсталисаног капацитета трансформације 110/10 и 110/35 kV која ће обезбедити сигурно напајање мреже.

Према расположивим подацима, просечна старост уграђених трансформатора 35/10 kV износи у просеку 40 година. Уградњом нових трансформатора исте или веће снаге, знатно ће се подићи ниво поузданости и сигурности рада мреже на целом конзумном подручју Електро Добоја.

6.1.1. Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године

6.1.1.1. Развој мреже у етапи до краја 2024. године

Потребно је изградити надземни вод пресека Al/Fe 50 mm² (локација постојећих стубова и траса је достављена из Електро Добоја), чиме би се преузео део оптерећења дугачког извода Топлана из ТС 35/10 kV Усора преко извода Севарлије из исте ТС. Након извшене промене уклопног стања и нове инвестиције напонске прилике у овом делу мреже су побољшане.

Ради побољшања напонских прилика извршена је промена уклопног стања. Тако се део конзума високо оптерећеног извода Водовод из ТС 35/10 kV Теслић преузима преко извода Слатина из ТС 35/10 kV Блатница и извода Бања из ТС 35/10 kV Теслић.

Према дугорочном плану развоја преносне мреже [6] планирана је замена трансформатора 110/X kV:

- замена трансформатора (Т1) 110/35/10 kV у ТС 110/35/10 kV Брод новим трансформатором снаге 40/27/27 MVA.

- замена трансформатора (Т2) 110/35/10 kV у ТС 110/35/10 kV Дервента новим трансформатором снаге 40/27/27 MVA.

- замена трансформатора (T2) 110/35/10 kV у ТС Добој 1 новим трансформатором снаге 40/27/27 MVA.

Због старости и преоптерећења трансформатора (T1) у ТС 35/10 kV Баткуша снаге 4 MVA извршена је уградња новог трансформатора снаге 8 MVA. Трансформатор који је замењен је био у погону од 1970. године.

У ТС 35/10 kV Врањак извршена је замена јединог трансформатора снаге 4 MVA са новим трансформатором снаге 4 MVA. Уградња новог трансформатора је оправдана због дотрајалости трансформатора који је у погону од 1974. године. У случају испада трансформатора 35/10 kV конзум који напаја ТС 35/10 kV Врањак нема обезбеђену сигурност при напајању. Зато је у посматраној трафо станици извршена и уградња резервног трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA који би у нормалном уклопном стању био искључен.

Због старости трансформатора (T2) у ТС 35/10 kV Блатница снаге 4 MVA извршена је уградња новог трансформатора снаге 4 MVA. Трансформатор који је замењен је у погону од 1975. године.

Најкрупнија инвестиција која се очекује за реализацију у овој етапи развоја мреже на подручју Електро Добоја је изградња нове ТС 35/10 kV Миљковац. Улазак у погон нове ТС 35/10 kV Миљковац обухваћен је „Планом инвестиција за 2023-2025. годину“. Планира се уградња два нова трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA. Такође извршена је изградња 35 kV напојног вода до постојећег 35 kV вода између ТС 35/10 kV Усора и ТС 35/10 kV Руданка који надземно пролази на удаљености од 800 метара од локације нове ТС 35/10 kV Миљковац. Из нове ТС 35/10 kV Миљковац би се формирала 2 нова извода 10 kV. Новоформиран извод Хемопродукт би преузео напајање извода Чајре из ТС 35/10 kV Усора, док би други извод преузео напајање комплетног извода Вила из ТС 35/10 kV Усора.

Табела 28: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2024	Мрежа 35 kV	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Баткуша на место постојећег трансформатора 1 снаге 4 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском хелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Врањак на место постојећег трансформатора 1 снаге 4 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском хелијом 10 kV и 35 kV)	316.000,00
		Уградња резервног трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Врањак Опремање по једне 35 kV и 10 kV трансформаторске хелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Врањак Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	316.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Блатница на место постојећег трансформатора 1 снаге 4 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском хелијом 10 kV и 35 kV)	316.000,00
		Уградња два трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Миљковац Уградња два нова трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA, 12 10 kV и 6 35 kV хелија	1 947.000,00
		Нова 35 kV веза до вода између ТС 35/10 kV Руданка и ТС 35/10 kV Усора Полагање кабла XHE Al 150 mm ² , дужине 818 m	196.320,00

Мрежа 10 kV	Нова 10 kV веза између CD0301 – CD0310 Надземни Al/Fe 50 mm ² , 100 m	4.600,00
	Нова 10 kV веза између ТС 35/10 kV Миковац – Извод Хемопродукт Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm ² , дужине 200 m	16.000,00
	Нова 10 kV веза између ТС 35/10 kV Миковац – С12512 Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm ² , дужине 150 m	12.000,00
Укупно у 2024. години		3.523.920,00

6.1.1.2. Развој мреже у етапи до краја 2025. године

Најкрупнија инвестиција која се очекује за реализацију у овој етапи развоја мреже на подручју Електро Добоја је изградња нове ТС 35/10 kV Велика Буковица. Улазак у погон нове ТС 35/10 kV Велика Буковица обухваћен је „Планом инвестиција за 2023-2025. годину“. Планира се уградња два нова трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA. Такође извршена је изградња 35 kV напојног вода до постојећег 35 kV вода између ТС 35/10 kV Руданка и ТС 35/10 kV Которско који надземно пролази на удаљености од 400 метара од локације нове ТС 35/10 kV Велика Буковица. Ова ТС 35/10 kV се гради из разлога појаве нове индустријске зоне на овом подручју. Формиран је један нови извод 10 kV од нове ТС 35/10 kV Велика Буковица до ТС 10/0,4 kV Пилана Техногас. Динамика појаве очекиваних нових купаца у овом делу мреже ће условити појаву нових извода 10 kV из ТС 35/10 kV Велика Буковица и њихове везе са остатком мреже.

Због старости трансформатора и великог оптерећења конзума ТС 35/10 kV Сочковац снаге 4 MVA до краја 2025. године планирана је уградња новог трансформатора снаге 8 MVA. Трансформатор чија се замена планира је у погону од 1970. године.

Табела 29: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2025	Мрежа 35 kV	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Велика Буковица Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA, 12 10 kV и 8 35 kV ћелија	1 695.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Велика Буковица Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA	280.000,00
		Нова 35 kV веза до вода између ТС 35/10 kV Руданка и ТС 35/10 kV Которско Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm ² , дужине 440 m	105.600,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Сочковац на место постојећег трансформатора снаге 4 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
	Мрежа 10 kV	Формирање резервног извода из ТС 35/10 kV Велика Буковица Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm ² , дужине 208 m	16.640,00
Укупно у 2025. години			2 497.240,00

6.1.1.3. Развој мреже у етапи до краја 2026. године

Према дугорочном плану развоја преносне мреже [6] планирана је замена трансформатора 110/X kV:

- уградња резервог трансформатора 110/35/10 kV снаге 31,5/20/20 MVA у ТС 110/35/10 kV ТС Добој 3

- замена резервог трансформатора снаге 40/27/27 MVA у ТС 110/35/10 kV Теслић, који због дотрајалости излази из погона.

У периоду до краја 2026. године, најзначајније инвестиције које треба реализовати су замене дотрајалих трансформатора 35/10 kV као и уградња резервог трансформатора за случај сигурности у хаваријском режиму.

Због старости трансформатора (Т2) у ТС 35/10 kV Усора снаге 8 MVA извршена је уградња новог трансформатора снаге 8 MVA. Трансформатор који је замењен је био у погону од 1984. године. Такође у ТС 35/10 kV Усора извршена је замена резервог трансформатора (Т2) снаге 8 MVA који је био у погону од 1978. године. Трансформатор (Т2) који је био искучен је потребно укључити како не би дошло преоптерећења трансформатора (Т1).

Предлаже се уградња новог резервог трансформатора у ТС 35/10 kV Сочковац снаге 8 MVA. Нови трансформатор се уграђује за случај сигурности приликом испада јединог трансформатора у ТС 35/10 kV Сочковац.

Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Шамац 1 уместо постојећег трансформатора (Т2) снаге 8 MVA због дотрајалости.

Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Руданка уместо постојећег трансформатора (Т2) снаге 8 MVA због дотрајалости.

Како не би дошло до недозвољеног преоптерећења неколико надземних деоница 10 kV (са моделованим оптерећењима прогнозираним за 2026. годину) потребно је извршити њихову реконструкцију. Извршена је реконструкција ужета на две деонице које би биле преоптерећене. Реч је о почетним деоницама магистралног правца извода Водовод из ТС 110/35/10 kV Теслић (од ТС 110/35/10 kV Теслић до места одвајања ка ТС 10/0,4 kV Луг Теслић).

Потребна је реконструкција постојећих ТС 10/0,4 kV где је потребно изградити три расклопнице 10 kV. Према достављеним подацима нова расклопна постројења 10 kV планирана су у ТС 10/0,4 kV Ловац, РК Инекс и Орашје. Разлози за изградњу расклопница 10 kV су између осталог недовољан број ћелија 10 kV у постојећим ТС чиме би се решио проблем управљања електроенергетским објектима овог подручја и омогућило сигурно и поуздано напајање постојећег конзума.

Табела 30: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2026	Мрежа 35 kV	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Усора на место постојећег трансформатора 1 снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Усора на место постојећег трансформатора 2 снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
		Уградња резервог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Сочковац Опремање по једне 35 kV и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Сочковац Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA	400.000,00

	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Шамац 1 на место постојећег трансформатора 2 снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Руданка на место постојећег трансформатора 2 снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
Мрежа 10 kV	Реконструкција вода од ТС 110/35/10 kV Теслић до извода Воводод Надземни Al/Fe 70 mm ² , дужине 628 m	12.560,00
	Реконструкција вода од извода Воводод до чвора C51002 Надземни Al/Fe 70 mm ² , дужине 295 m	5.900,00
Укупно у 2026. години		2.018.460,00

6.1.2. Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године

Према дугорочном плану развоја преносне мреже [6] планирана је замена трансформатора 110/X kV:

- уградња резервног трансформатора 110/35/10 kV снаге 31,5/20/20 MVA у ТС 110/35/10 kV Станари.

- замена трансформатора (Т1) 110/35/10 kV у ТС 110/35/10 kV Добој 2 новим трансформатором 110/35/10 kV снаге 31,5/20/20 MVA.

До краја десетогодишњег плана развоја мреже на подручју Електро Добоја мора се рачунати на уградњу укупно девет нових трансформатора 35/10 kV. Седам трансформатора излази из погона због старости, и то 4 трансформатора снаге 4 MVA и 3 трансформатора снаге 8 MVA. Такође се очекује уградња два нова резервна трансформатора 35/10 kV, један снаге 4 MVA а други снаге 8 MVA.

Зарад растеређивања извода Скругић из ТС 110/35/10 kV Модрича преко извода Горња Бабешница из ТС 35/10 kV Врањак формиран је нови 10 kV вод од ТС 10/0,4 kV Дуга њива Вис - Живани до ТС 10/0,4 kV Крчевњани 2 Велика обала. Овом инвестицијом део конзума извода Скугрић из ТС 110/35/10 kV Модрича би се напајао са извода Горња Бабешница из ТС 35/10 kV Врањак.

Формиран је нови 10 kV вод од ТС 10/0,4 kV Доња Лупљаница Малица 1 до ТС 10/0,4 kV Доња Лупљаница Марићи. Део конзума извода Рабић из ТС 35/10 kV Модран се пребацује на напајање преко извода Црнча из ТС 35/10 kV Модран.

Да би се растеретио високо оптерећен извод Календеровци из ТС 35/10 kV Дервента преко извода Осиња из ТС 35/10 kV Модран предлаже се изградња новог далековод 10 kV (између ТС 10/0,4 kV Дријен 2 и ТС 10/0,4 kV Доњи Церани - Стјепановићи).

Из разлога сигурности формиран је нови повезни 35 kV вод између ТС 35/10 kV Блатница и ТС 35/10 kV Клупе. Нови вод је искључен, а служи у случају испада напојног вода ТС 110/35/10 kV Теслић - ТС 35/10 kV Блатница или вода ТС 110/35/10 kV Теслић - ТС 35/10 kV Клупе.

Такође из разлога сигурности формиран је нови повезни 35 kV вод између ТС 35/10 kV Модран и ТС 35/10 kV Которско. Нови вод је искључен, а служи у случају испада напојног вода ТС 110/35/10 kV Добој 3 - ТС 35/10 kV Которско или вода ТС 110/35/10 kV Дервента- ТС 35/10 kV Модран.

Из разлога сигурности формиран је нови повезни 35 kV кабловски вод између ТС 110/35/10 kV Станари и ТС 35/10 kV Станари. Нови вод је искључен, а служи у случају испада напојног вода ТС 110/35/10 kV Станари - ТС 35/10 kV Станари.

У ТС 35/10 kV Петрово извршена је замена постојећег трансформатора снаге 4 MVA новим трансформатором снаге 4 MVA, уградња новог трансформатора планирана је због застарелости трансформатора. Такође је из разлога сигурности у случају испада јединог трансформатора,

потребно уградити резервни трансформатор 35/10 kV снаге 4 MVA. Нови трансформатор би у редовном уклопном стању био угашен.

У ТС 35/10 kV Модран потребна је замена постојећег трансформатора снаге 8 MVA новим трансформатором снаге 8 MVA. Посматрани трансформатор 35/10 kV је дуго година био у погону, па је због застарелости потребно га заменити новим трансформатором. Такође је из разлога сигурности, планирана уградња резервног трансформатор 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Модран.

Због старости трансформатора 35/10 kV у ТС 35/10 kV Клупе уместо постојећег трансформатора снаге 4 MVA планирана је уградња новог трансформатора снаге 4 MVA. Такође је због старости трансформатора 35/10 kV у ТС 35/10 kV Брод 2 уместо постојећег трансформатора снаге 8 MVA потребно је уградити нови трансформатор снаге 8 MVA. Осим ових инвестиција и у ТС 35/10 kV Которско и ТС 35/10 kV Станари је на место постојећих трансформатора снаге 4 MVA потребно уградити нове трансформаторе снаге 4 MVA. И у ТС 35/10 kV Жарковина је постојећи трансформатор 35/10 kV снаге 8 MVA због дотрајалости потребно заменити новим трансформатором 35/10 kV снаге 8 MVA.

Прилико испада 35 kV вода између ТС 110/35/10 kV Шамац и ТС 35/10 kV Шамац 2 или 35 kV вода између ТС 35/10 kV Шамац 2 и ТС 35/10 kV Баткуша, конзум који напаја ТС 35/10 kV Баткуша остаје без напајања. Из тог разлога предложен је 35 kV вод који повезује Електро-Бијељину и Електро Добој. Нови резервни вод планира се између ТС 35/10 kV Пелагићево која припада Електро-Бијељини и ТС 35/10 kV Баткуша која припада Електро Добоју. Новим водом обезбеђује се потребна сигурност за посматрани конзум.

На основу лоших SAIDI и SAIFI индекса извршена је тотална реконструкција неколико 10 kV надзених водова и једног 35 kV надземног вода на простору Електро Добоја. Такође је извршена и замена неколико кабловских деоница 10 kV због лоших SAIDI и SAIFI индекса. На 35 kV напонском нивоу извршена је комплетна реконструкција вода између ТС 35/10 kV Шамац 2 и ТС 35/10 kV Баткуша. На 10 kV напонском нивоу извршена је комплетна реконструкција деоница од ТС 110/35/10 kV Модрича 1 до почетне деонице извода Скругић, од ТС 35/10 kV Брод 2 до до почетне деонице извода Грозданић Клакар, од ТС 35/10 kV Врањак до до почетне деонице извода Копривна, од ТС 110/35/10 kV Модрича 1 до до почетне деонице извода Милошевац. Потребна је замена следећих 10 kV кабловских водова: од ТС 110/35/10 kV Дервента до ТС 10/0,4 kV Календеровци, од ТС 35/10 kV Модран до ТС 10/0,4 kV Црнча, од ТС 110/35/10 kV Добој 1 до ТС 10/0,4 kV Бољанић и од ТС 110/35/10 kV Дервента до ТС 10/0,4 kV Дубочац.

Последње инвестиције у мрежи 35 kV су замене два трансформатора 35/10 kV у ТС 35/10 kV Блатница и ТС 35/10 kV Руданка. Трансформатори снаге 2,5 MVA замењени су новим трансформаторима снаге 4 MVA.

На крају, предлаже се још неколико инвестиција у мрежи 10 kV, а односе се на неекономично оптерећене изводе, проценат губитака на изводима износи више од 5 %. Ово подразумева инвестиције изградње нових повезних водова. Формиран је нови повезни вод 10 kV између ТС 10/0,4 kV Брусница Велики Ријечани 1 и ТС 10/0,4 kV Дреновац. Тиме је извод Јакеш из ТС 110/35/10 kV Модрича 1 растерћен преко извода Грозданић Клакар из ТС 35/10 kV Брод 2. Формиран је нови повезни вод 10 kV између ТС 10/0,4 kV Брусница Велики Ријечани 1 и ТС 10/0,4 kV Дреновац. Тиме је извод Јакеш из ТС 35/10 kV Баткуша растерћен преко извода Грозданић Клакар из ТС 35/10 kV Брод 2. Формиран је нови повезни вод 10 kV између ТС 10/0,4 kV Цвртковци Тутњевић и ТС 10/0,4 kV Појезна Васић. Овом инвестицијом би се извод Осиња из ТС 35/10 kV Модран растеретио преко извода Цвртковци из ТС 35/10 kV Станари. Формиран је нови повезни вод 10 kV између ТС 10/0,4 kV Црнча Босић и ТС 10/0,4 kV Осиња Перићи. Овом инвестицијом би се извод Осиња из ТС 35/10 kV Модран растеретио преко извода Црнча из ТС 35/10 kV Модран. Формиран је нови повезни вод 10 kV између ТС 10/0,4 kV Бања Врућица и ТС 10/0,4 kV Баре Бања. Овом инвестицијом би се извод Слатина из ТС 35/10 kV Блатница растеретио преко извод Бања из ТС 110/35/10 kV Теслић.

Табела 31: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2034	Мрежа 35 kV	Формирање резервног вода између ТС 35/10 kV Блатница и ТС 35/10 kV Клупе, и две 35 kV ћелије у ТС Надземни Al/Fe 95 mm ² , 22 400 m	1.932.000,00
		Формирање резервног вода између ТС 35/10 kV Модран и ТС 35/10 kV Которско, и две 35 kV ћелије у ТС Надземни Al/Fe 95 mm ² , 20000 m	1.740.000,00
		Формирање резервног вода између ТС 110/35/10 kV Станари и ТС 35/10 kV Станари, и две 35 kV ћелије у ТС Полагање кабла XHE Al 150 mm ² , дужине 1859 m	586.160,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Петрово на место постојећег трансформатора снаге 4 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	316.000,00
		Уградња резервног трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Петрово Опремање по једне 35 kV и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Петрово Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	316.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Модран на место постојећег трансформатора снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
		Уградња резервног трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Модран Опремање по једне 35 kV и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Модран Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA	400.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Клупе на место постојећег трансформатора снаге 4 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	316.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Брод 2 на место постојећег трансформатора снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Станари на место постојећег трансформатора снаге 4 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	316.000,00
Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Которско на место постојећег трансформатора снаге 4 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	316.000,00		

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Жарковина на место постојећег трансформатора снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	<i>400.000,00</i>
		Комплетна реконструкција 35 kV вода између ТС 35/10 kV Шамац 2 и ТС 35/10 kV Баткуша Надземни Al/Fe 95 mm ² , дужине 9388 m	<i>976.352,00</i>
		Замена резервног трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Блатница Уградња новог резервног трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	<i>316.000,00</i>
		Замена резервног трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Руданка Уградња новог резервног трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	<i>316.000,00</i>
	Мрежа 10 kV	Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Дуга њива Вис - Живани – ТС 10/0,4 kV Крчевљани 2 Велика обала Надземни Al/Fe 25 mm ² , 2500 m	<i>100.000,00</i>
		Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Доња Лупљаница Малица 1 – ТС 10/0,4 kV Доња Лупљаница Марићи Надземни Al/Fe 50 mm ² , 3470 m	<i>159.620,00</i>
		Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Дријен 2 - ТС 10/0,4 kV Доњи Церани - Стјепановићи Надземни Al/Fe 50 mm ² , 1226 m	<i>56.396,00</i>
		Комплетна реконструкција 10 kV вода између ТС 110/35/10 kV Модрича 1 и извода Скугрић Надземни Al/Fe 50 mm ² , дужине 1350 m	<i>80.730,00</i>
		Комплетна реконструкција 10 kV вода између ТС 35/10 kV Брод 2 и извода Грозданић клакар Надземни Al/Fe 95 mm ² , дужине 11500 m	<i>837.200,00</i>
		Комплетна реконструкција 10 kV вода између ТС 35/10 kV Врањак и извода Копривна Надземни Al/Fe 50 mm ² , дужине 570 m	<i>34.086,00</i>
		Комплетна реконструкција 10 kV вода између ТС 110/35/10 kV Модрича 1 и извода Милошевац Надземни Al/Fe 50 mm ² , дужине 1500 m	<i>89.700,00</i>
		Замена 10 kV вода између ТС 110/35/10 kV Дервента и ТС 10/0,4 kV Календеровци Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm ² , дужине 1007 m	<i>80.560,00</i>
		Замена 10 kV вода између ТС 35/10 kV Модран и ТС 10/0,4 kV Црнча Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm ² , дужине 450 m	<i>3.600,00</i>
		Замена 10 kV вода између ТС 110/35/10 kV Добој 1 и ТС 10/0,4 kV Бољанић Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm ² , дужине 338 m	<i>27.040,00</i>

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		Замена 10 kV вода између ТС 110/35/10 kV Дервента и ТС 10/0,4 kV Дубочац Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm ² , дужине 1031 m	82.480,00
		Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Брусница Велика Ријецани 1 – ТС 10/0,4 kV Дреновац Надземни Al/Fe 50 mm ² , 2480 m	114.080,00
		Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Цвртковци Тутњевићи – ТС 10/0,4 kV Појезна Васић Надземни Al/Fe 50 mm ² , 2430 m	111.780,00
		Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Црнча Босић – ТС 10/0,4 kV Осиња Перић Надземни Al/Fe 50 mm ² , 1030 m	47.380,00
		Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Бања Врућница – ТС 10/0,4 kV Баре Бања Надземни Al/Fe 50 mm ² , 560 m	25.760,00
Укупно у 2034. години			10.896.924,00

За формирану мрежу у етапи развоја до краја 2034. године извршена је анализа оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона који су приказани у наредној табели.

Табела 32: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја на крају 2034. године³

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
1	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Шњеготина	0.169	0.002	1.22	21.07	10.6	10.51	0.85%
2	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Мишићи	0.279	0.002	0.86	13.248	10.6	10.48	1.13%
3	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Прибинић	1.222	0.036	2.83	19.912	10.6	10.13	4.43%
4	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Липље	0.271	0.002	0.81	22.581	10.6	10.5	0.94%
	ТС 35/10 kV Клупе		1.941	0.042	2.12	76.811	10.6	10.13	4.43%
5	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Врањак	0.376	0.001	0.38	4.374	10.55	10.49	0.57%
6	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Горња Бабесница	0.412	0.006	1.48	42.499	10.55	10.29	2.46%
7	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Дуго Поље	0.44	0.005	1.05	26.08	10.55	10.39	1.52%
8	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Подновље	0.781	0.031	3.86	27.563	10.55	10.06	4.64%
9	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Копривна	0.453	0.008	1.8	18.998	10.55	10.3	2.37%
	ТС 35/10 kV Врањак		2.462	0.051	2.03	119.514	10.55	10.06	4.64%
10	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Град 1	2.259	0.03	1.33	5.452	10.19	10	1.86%
11	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Ранковић	0.817	0.009	1.13	13.613	10.19	10.01	1.77%
12	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Водовод	2.022	0.052	2.5	12.281	10.19	9.79	3.93%
13	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Ланара 2	0.015	0	0.01	2.25	10.19	10.19	0.00%
14	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Бања	1.382	0.028	2.02	17.106	10.19	9.91	2.75%
15	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Борја 2	0.353	0	0.03	0.35	10.19	10.18	0.10%
16	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Борја 1	0.451	0	0.05	0.35	10.19	10.18	0.10%
17	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Град кабл	2.537	0.022	0.84	4.703	10.19	10.06	1.28%
18	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Теслић	1.972	0.061	3.02	17.631	10.19	9.79	3.93%
	ТС 110/35/10 kV Теслић		11.808	0.202	1.68	73.736	10.19	9.79	3.93%
19	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Пријел	0.287	0.001	0.4	5.606	10.13	10.07	0.59%
20	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Железничка станица	0.284	0	0.11	2.026	10.13	10.12	0.10%
21	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Вртлић	0.034	0	0.01	0.875	10.13	10.13	0.00%
22	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Суво Поље	0.226	0.002	0.96	15.404	10.13	9.99	1.38%
23	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Бољанић	0.57	0.019	3.3	23.671	10.13	9.7	4.24%
24	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Липац	0.286	0	0.11	5.207	10.13	10.11	0.20%
	ТС 110/35/10 kV Добој 1		1.687	0.022	1.29	52.789	10.13	9.7	4.24%
25	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Петрово	0.518	0.003	0.51	4.855	10.16	10.08	0.79%
26	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Индустрија	0.204	0.001	0.31	7.612	10.16	10.12	0.39%
27	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Студеница	0.745	0.003	0.39	3.894	10.16	10.11	0.49%
28	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Брезићи	0.409	0.004	0.91	19.046	10.16	10.04	1.18%
29	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Порјечина	0.43	0.007	1.67	9.339	10.16	9.94	2.17%
	ТС 35/10 kV Петрово		2.306	0.018	0.77	44.746	10.16	9.94	2.17%
30	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Цунгла	1.48	0.006	0.39	1.924	10.38	10.34	0.39%
31	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Трудбеник Баре	0.064	0	0.05	3.078	10.38	10.38	0.00%
32	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Отпадне Воде	0.892	0.009	1.04	4.665	10.38	10.25	1.25%
33	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Пијескови	0.716	0	0.04	0.439	10.38	10.38	0.00%
34	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Пијаца	1.802	0.007	0.37	2.485	10.38	10.34	0.39%
35	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Центар 2	2.228	0.018	0.81	2.403	10.38	10.28	0.96%
36	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Ловац	1.579	0.002	0.14	1.676	10.38	10.36	0.19%
37	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Усора	0.231	0	0.03	1.169	10.38	10.38	0.00%
38	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Нова пијаца	2.224	0.021	0.93	4.105	10.38	10.25	1.25%
39	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Радник	0.99	0.008	0.81	7.5	10.38	10.29	0.87%
40	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Свјетлица	0.444	0.002	0.41	7.136	10.38	10.33	0.48%
	ТС 110/35/10 kV Добој 2		12.65	0.073	0.57	36.58	10.38	10.25	1.25%
41	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Модрича 9	1.489	0.018	1.18	11.05	10.61	10.44	1.60%
42	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Хемича 1 и 2	0.028	0	0	1.72	10.61	10.61	0.00%
43	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Млин	0.292	0	0.04	0.85	10.61	10.61	0.00%
44	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Туш	0.43	0	0.04	0.47	10.61	10.61	0.00%
45	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Топлана	1.06	0.004	0.36	3.285	10.61	10.57	0.38%
46	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод 8. септембар	1.231	0.044	3.43	16.768	10.61	10.08	5.00%
	ТС 35/10 kV Модрича 2		4.53	0.066	1.44	34.143	10.61	10.08	5.00%

³ Црвена поља у колони са процентом губитака означавају изводе код којих је проценат губитака у мрежи СН изнад 5%, а жута од 3% до 5%. Црвена поља у колони са процентуалним падом напона означавају изводе са падом напона већим од 10%, а жута изводе са падом напона од 7% до 10%.

Табела 32 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја на крају 2034. године

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
47	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Козухе	0.392	0.003	0.84	14.255	10.03	9.9	1.30%
48	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Осјечанске Чичвије	0.4	0.004	0.87	15.024	10.03	9.92	1.10%
49	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Индустија	0.199	0.001	0.45	8.933	10.03	9.97	0.60%
50	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Осјечани	0.436	0.001	0.19	7.926	10.03	10	0.30%
51	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Палежница	0.71	0.028	3.76	36.549	10.03	9.57	4.59%
52	ТС 110/35/10 kV Добој 3	Извод Буслетић	0.325	0.002	0.57	9.726	10.03	9.95	0.80%
	ТС 110/35/10 kV Добој 3		2.462	0.039	1.56	92.413	10.03	9.57	4.59%
53	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Насип	0.486	0.001	0.16	2.38	10.44	10.42	0.19%
54	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Мебош	0.203	0	0.02	1.08	10.44	10.43	0.10%
55	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Спомен Дом	1.218	0.01	0.8	3.91	10.44	10.34	0.96%
56	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Мебош	0.224	0	0.04	0.845	10.44	10.43	0.10%
57	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Црквина	1.008	0.022	2.09	11.17	10.44	10.11	3.16%
58	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Центар	0.821	0.003	0.39	2.845	10.44	10.39	0.48%
	ТС 35/10 kV Шамац 1		3.96	0.036	0.90	22.23	10.44	10.11	3.16%
59	ТС 35/10 kV Станари	Извод Станари Насеље	0.934	0.011	1.12	17.079	10.65	10.34	1.97%
60	ТС 35/10 kV Станари	Извод Церовица	0.739	0.014	1.89	21.534	10.65	10.35	2.82%
61	ТС 35/10 kV Станари	Извод Драгаловци	0.541	0.008	1.39	20.902	10.65	10.46	1.78%
62	ТС 35/10 kV Станари	Извод Цвртковци	0.797	0.024	2.89	32.311	10.65	10.19	4.32%
	ТС 35/10 kV Станари		3.011	0.057	1.86	91.826	10.65	10.19	4.32%
63	ТС 35/10 kV Модран	Извод Рабић	0.04	0	0.05	5.301	10.44	10.43	0.10%
64	ТС 35/10 kV Модран	Извод Дажница	0.322	0.002	0.76	11.078	10.44	10.35	0.86%
65	ТС 35/10 kV Модран	Извод Мишинци	0.312	0.002	0.67	21.789	10.44	10.34	0.96%
66	ТС 35/10 kV Модран	Извод Врхови	0.005	0	0.02	2.832	10.44	10.44	0.00%
67	ТС 35/10 kV Модран	Извод Осинја	0.74	0.034	4.36	29.622	10.44	9.9	5.17%
68	ТС 35/10 kV Модран	Извод Пчиња	0.91	0.032	3.41	44.377	10.44	9.96	4.60%
69	ТС 35/10 kV Модран	Извод Бунар	0.125	0	0.27	17.729	10.44	10.42	0.19%
	ТС 35/10 kV Модран		2.454	0.07	2.77	132.728	10.44	9.9	5.17%
70	ТС 35/10 kV Которско	Извод Которско	0.363	0	0.13	4.631	10.49	10.47	0.19%
71	ТС 35/10 kV Которско	Извод Ентеријер	0.02	0	0.01	1.031	10.49	10.49	0.00%
72	ТС 35/10 kV Которско	Извод Трново Поље	0.053	0	0.02	0.457	10.49	10.49	0.00%
73	ТС 35/10 kV Которско	Извод Кладари	0.688	0.008	1.1	10.44	10.49	10.32	1.62%
74	ТС 35/10 kV Которско	Извод Подновље	0.383	0.005	1.41	26.021	10.49	10.34	1.43%
75	ТС 35/10 kV Которско	Извод Мали Прњавор	0.654	0.013	1.88	25.396	10.49	10.28	2.00%
	ТС 35/10 kV Которско		2.161	0.026	1.19	67.976	10.49	10.28	2.00%
76	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Вреоци 2	0.654	0.02	3	20.105	10.64	10.2	4.14%
77	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Вреоци	0.508	0.008	1.52	12.26	10.64	10.44	1.88%
78	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Обудовац	0.832	0.015	1.8	12.27	10.64	10.38	2.44%
79	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Баткуша	0.727	0.013	1.7	13.414	10.64	10.41	2.16%
80	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Ново Село	0.367	0.004	0.96	14.287	10.64	10.51	1.22%
81	ТС 35/10 kV Баткуша	Извод Слатина	0.739	0.011	1.49	15.555	10.64	10.39	2.35%
	ТС 35/10 kV Баткуша		3.827	0.071	1.82	87.891	10.64	10.2	4.14%
82	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Водовод	0.573	0.002	0.27	3.013	10.22	10.19	0.29%
83	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Индустија	0.558	0.001	0.16	2.54	10.22	10.2	0.20%
84	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Модрича 3	1.589	0.008	0.53	3.171	10.22	10.13	0.88%
85	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Препумна	0.494	0	0.09	1.68	10.22	10.21	0.10%
86	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Модрича 30	2.155	0.018	0.83	3.163	10.22	10.12	0.98%
87	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Јакеш	1.524	0.078	4.84	22.799	10.22	9.62	5.87%
88	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Милошевац	1.176	0.026	2.17	21.025	10.22	9.94	2.74%
89	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Скугрић	1.462	0.07	4.54	39.61	10.22	9.62	5.87%
	ТС 110/35/10 kV Модрича 1		9.531	0.203	2.09	97.001	10.22	9.62	5.87%
90	ТС 35/10 kV Жарковина	Извод Индустија	0.593	0.001	0.13	2.353	10.66	10.64	0.19%
91	ТС 35/10 kV Жарковина	Извод Чечавина	0.995	0.05	4.83	50.648	10.66	10.02	6.00%
92	ТС 35/10 kV Жарковина	Извод Жарковина	0.469	0.011	2.33	23.163	10.66	10.33	3.10%
93	ТС 35/10 kV Жарковина	Извод Врела	0.168	0	0.12	1.845	10.66	10.65	0.09%
	ТС 35/10 kV Жарковина		2.225	0.062	2.71	78.009	10.66	10.02	6.00%
94	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Дервента	0.741	0.026	3.35	34.25	10.45	9.97	4.59%
95	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Клаоница	0.176	0	0.16	2.863	10.45	10.43	0.19%
96	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Крижаново	0.256	0.001	0.23	8.542	10.45	10.42	0.29%
97	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Брод 2	1.27	0.009	0.7	5.569	10.45	10.35	0.96%
98	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Град 1	1.019	0.008	0.82	5.211	10.45	10.35	0.96%
	ТС 110/35/10 kV Брод		3.462	0.044	1.25	56.435	10.45	9.97	4.59%

Табела 32 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја на крају 2034. године

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)	Број потрошача
99	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Машинска хала	0.056	0	0	0.04	10.31	10.31	0.00%	0
100	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Цикаона	0.078	0	0	0.17	10.31	10.31	0.00%	0
101	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Станови	0.478	0.008	1.63	19.855	10.31	10.09	2.13%	0
102	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Руданка	0.413	0.003	0.75	5.032	10.31	10.21	0.97%	0
103	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Зарјеча	0.474	0.004	0.85	14.679	10.31	10.18	1.26%	0
104	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Индустија	1.008	0.006	0.56	4.593	10.31	10.24	0.68%	0
105	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Грапска	0.242	0.002	0.72	7.748	10.31	10.22	0.87%	0
106	ТС 35/10 kV Руданка	Извод Костајница	0.34	0.001	0.27	5.765	10.31	10.26	0.48%	0
	ТС 35/10 kV Руданка		3.089	0.024	0.77	57.882	10.31	10.09	2.13%	0
107	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Блатница	0.819	0.03	3.58	25.257	10.68	10.18	4.68%	0
108	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Младиковине	0.161	0	0.27	6.61	10.68	10.64	0.37%	0
109	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Кузмени	0.125	0.001	0.47	11.699	10.68	10.64	0.37%	0
110	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Очауш	0.262	0.005	2	27.658	10.68	10.46	2.06%	0
111	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Подјезера	0.171	0.001	0.33	11.192	10.68	10.63	0.47%	0
112	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Блатница	0.126	0	0.05	0.343	10.68	10.67	0.09%	0
113	ТС 35/10 kV Блатница	Извод Бијело Буџе	0.034	0	1.05	1.75	10.68	10.68	0.00%	0
	ТС 35/10 kV Блатница		1.698	0.037	2.13	84.509	10.68	10.18	4.68%	0
114	ТС 35/10 kV Сочковац	Извод Карановац	1.379	0.063	4.38	15.993	10.17	9.65	5.11%	0
115	ТС 35/10 kV Сочковац	Извод Индустија	1.687	0.027	1.58	5.396	10.17	9.94	2.26%	0
116	ТС 35/10 kV Сочковац	Извод Какмуж	0.787	0.012	1.52	10.349	10.17	9.97	1.97%	0
117	ТС 35/10 kV Сочковац	Извод Сочковац	0.262	0.001	0.46	3.961	10.17	10.12	0.49%	0
	ТС 35/10 kV Сочковац		4.115	0.103	2.44	35.699	10.17	9.65	5.11%	0
118	ТС 110/35/10 kV Шамац	Скарић Центар CRTS 160 kVA	0.46	0.006	1.24	17.865	10.25	10.08	1.66%	0
119	ТС 110/35/10 kV Шамац	ТС 35/10 kV Самац 2	1.463	0.011	0.74	20.553	10.25	10.15	0.98%	0
	ТС 110/35/10 kV Шамац		1.923	0.017	0.88	38.418	10.25	10.08	1.66%	0
120	ТС 35/10 kV Усора	Извод Топлана	0.997	0.003	0.27	1.248	10.48	10.45	0.29%	0
121	ТС 35/10 kV Усора	Извод Енергоинвест	0.205	0	0.06	1.558	10.48	10.47	0.10%	0
122	ТС 35/10 kV Усора	Извод Трудбеник	0.02	0	0.01	0.986	10.48	10.48	0.00%	0
123	ТС 35/10 kV Усора	Извод Босанка	2.347	0.01	0.41	4.514	10.48	10.38	0.95%	0
124	ТС 35/10 kV Усора	Извод Бензиска	2.45	0.028	1.12	3.798	10.48	10.35	1.24%	0
125	ТС 35/10 kV Усора	Извод Хемодијализа	0.051	0	0.01	0.659	10.48	10.48	0.00%	0
126	ТС 35/10 kV Усора	Извод Средњошколски центар	0.845	0.003	0.38	3.057	10.48	10.44	0.38%	0
127	ТС 35/10 kV Усора	Извод Добој град	1.161	0.009	0.73	2.439	10.48	10.4	0.76%	0
128	ТС 35/10 kV Усора	Извод Севарлије	1.157	0.043	3.62	45.198	10.48	9.84	6.11%	0
	ТС 35/10 kV Усора		9.233	0.096	1.03	63.457	10.48	9.84	6.11%	0
129	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Отпадне Воде	0.191	0	0.12	2.15	10.52	10.51	0.10%	0
130	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Асфалтна база	0.072	0	0	0.1	10.52	10.52	0.00%	0
131	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Адаптери	1.128	0.002	0.14	0.51	10.52	10.51	0.10%	0
132	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Скеле	0.224	0	0.11	2.91	10.52	10.51	0.10%	0
133	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Греде 1	1.029	0.004	0.36	3.872	10.52	10.48	0.38%	0
134	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Обала 2	0.622	0.002	0.3	2.96	10.52	10.49	0.29%	0
135	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Лијење	0.513	0.01	1.85	25.213	10.52	10.27	2.38%	0
136	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Врела Колибе	0.239	0.002	0.87	20.368	10.52	10.41	1.05%	0
137	ТС 35/10 kV Брод 2	Извод Грозданић клакар	0.469	0.011	2.26	57.559	10.52	10.2	3.04%	0
	ТС 35/10 kV Брод 2		4.487	0.031	0.69	115.642	10.52	10.2	3.04%	0
138	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Унис	0.02	0	0.01	0.383	10.11	10.11	0.00%	0
139	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Мишковци	1.503	0.026	1.7	7.909	10.11	9.84	2.67%	0
140	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Индустија 2	0.685	0.001	0.12	0.32	10.11	10.1	0.10%	0
141	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Индустија 1	1.263	0.021	1.6	5.998	10.11	9.93	1.78%	0
142	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Индустија 3	0.472	0.001	0.11	1.589	10.11	10.09	0.20%	0
143	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Механика	0.148	0	0.02	0.341	10.11	10.11	0.00%	0
144	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Нова Механика	0.637	0.001	0.16	1.515	10.11	10.09	0.20%	0
145	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Сајмиште 1	0.639	0.001	0.21	2.452	10.11	10.08	0.30%	0
146	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Кулина	0.907	0.011	1.25	23.382	10.11	9.95	1.58%	0
147	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Брод	0.433	0.007	1.56	24.361	10.11	9.93	1.78%	0
148	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Дервента 4	1.354	0.008	0.62	3.725	10.11	10.03	0.79%	0
149	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Дервента 3	1.94	0.01	0.52	3.07	10.11	10.04	0.69%	0
150	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Календеровци	0.961	0.043	4.27	39.081	10.11	9.62	4.85%	0
151	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Дубоцац	0.36	0.013	3.53	22.057	10.11	9.69	4.15%	0
152	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Дервента	1.581	0.039	2.43	15.421	10.11	9.84	2.67%	0
153	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Молдран	0.339	0	0.06	1.29	10.11	10.1	0.10%	0
154	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Дервента 1	1.224	0.007	0.54	4.457	10.11	10.03	0.79%	0
155	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Творница обуће	1.681	0.001	0.08	0.35	10.11	10.09	0.20%	0
	ТС 110/35/10 kV Дервента		16.147	0.19	1.16	157.701	10.11	9.62	4.85%	0
	Укупно		111.169	1.58	1.40	1718.14		9.57		0

6.1.3. Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електро- Добоја

Тренутно на подручју Електро Добоја постоји прикључено 17 МСЕ укупне инсталисане снаге 3,269 MW, 8 МХЕ инсталисане снаге 3,978 MW и 1 БГЕ инсталисане снаге 1 MW.

Када је реч о потенцијалним захтевима за прикључење малих електрана на мрежу анализирано је прикључење 3 МСЕ и 1 БГЕ за које је дато позитивно мишљење о поступку прикључења. Реч је о 3 МСЕ укупне снаге 1,719 MW и 1 БГЕ инсталисане снаге 0,64 MW.

Сумарним прегледом инсталираних снага које се у мрежу могу пласирати из малих електрана, може се закључити да ли ове снаге превазилазе потребе конзума. Међутим, како утицај електране зависи и од места прикључења и од кумулативног утицаја осталих МЕ које у том тренутку постоје на мрежи, потребно је урадити детаљнију анализу.

У оквиру предложене анализе усвојен је принцип да се све МЕ за које су од стране Наручиоца достављени подаци прикључе на мрежу са својим предложеним инсталираним снагама. Разматрани режим рада је режим минималног оптерећења мреже, јер се он сматра најкритичнијим са становишта пробијања горње дозвољене границе напонског ограничења (максимално генерисање из МЕ уз минимално оптерећење у остатку мреже). На овај начин су детектована она места у мрежи где напон прелази дозвољених 10,7 kV у 10 kV, 21,4 kV у 20 kV и 38 kV у 35 kV мрежи. Лоцирањем ових места долази се до закључка које од анализираних малих електрана имају најнеповољнији утицај на мрежу са становишта повећања напона. То су оне МЕ које су по својој локацији електрично близу тачкама мреже са прекораченим напоном. За овакве електране предлаже се режим рада са потискивањем активне снаге. Другим речима, као услов за прикључење на мрежу ове електране морају смањити своју генерисану активну снагу када је остатак мреже у режиму минималног оптерећења. У оквиру анализа је за ове потребе извршено и скалирање инсталисане снаге, односно инсталисана снага је сразмерно смањивана да би се утврдило при ком највећем генерисању из мале електране неће доћи до пробијања напонских ограничења.

За анализу прикључења малих електрана на мрежу узет је модел мреже постојећег стања са минималним режимом рада. Начин прикључења електране на мрежу, трасе прикључних водова и локација електране, преузети су из достављених података и имплементирани у модел. Имајући то у виду формирана је и мрежа са свим малим електранама. Моделовани минимум односи се на тренутак минималних оптерећења и максималног ангажовања МЕ. Минимални режим се добије из моделованих оптерећења за 2022. годину (максимум на нивоу трансформације 110/X kV) као 50% активног и 75 % реактивног оптерећења.

На подручју Електро Добоја анализира се утицај само 4 нове електране које ће бити појединачно анализирани.

Прва електрана која се посматра је БГЕ Дедина П.З. инсталисане снаге 0,64 MW и након њеног прикључења напони у мрежи не прелазе дозвољених 10,7 kV. Друга електрана која се посматра је МСЕ Пандуревић инсталисане снаге 0,885 MW. Приликом моделовања ове електране са 100 % инсталисане снаге, на скоро целом изводу где се налази ова електрана долази до повећања напонских прилика изнад дозвољених 10,7 kV. На основу извршених анализа може се закључити да ова електрана може бити прикључена на мрежу са 40 % инсталисане снаге, а да напони на изводу не пређу граничних 10,7 kV. Трећа електрана чије се прикључење анализира је МСЕ Петковић Милутин инсталисане снаге 0,02 MW и након њеног прикључења напони у мрежи не прелазе дозвољених 10,7 kV. Тако да је прикључење ове електране оправдано без потребе за смањивањем инсталисане снаге. Последња електрана која се посматра је МСЕ Требавско пиле инсталисане снаге 0,813 MW и након њеног прикључења напони у мрежи не прелазе дозвољених 10,7 kV. Тако да је прикључење ове електране оправдано без потребе за смањивањем инсталисане снаге.

6.1.4. Утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја кратких спојева уз предлоге решења у случају прекорачења дозвољеног нивоа у појединим тачкама дистрибутивне мреже

Урађен је прорачун вредности струја једнофазног земљоспоја (са напонским фактором $c = 1$) за све ниженапонске сабирнице у ТС ВН/СН и ТС СН/СН у постојећем стању. У Табела 33 су дати резултати прорачуна и предлози мера које је потребно спровести како би рад СН мреже био у складу са важећим правилницима и техничким препорукама.

Табела 33: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$3I_0$ [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 110/35/10 kV Брод сабирнице 10 kV секција 1	10	27,6	Треба размислити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.

Табела 33: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$3I_0$ [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 35 kV	35	16,0	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 10 kV секција 1 ⁴	10	14,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 10 kV секција 2 ⁴	10	45,3	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 35 kV	35	7,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 10 kV секција 1 ⁵	10	25,9	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 10 kV секција 2 ⁵	10	20,7	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 2 сабирнице 35 kV	35	3,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 2 сабирнице 10 kV	10	55,7	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 35 kV	35	8,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 10 kV секција 1 ⁶	10	21,9	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 10 kV секција 2 ⁶	10	11,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 1 ⁷	10	6,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 2 ⁷	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 3 ⁷	10	23,3	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 35 kV	35	8,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Станари сабирнице 35 kV	35	0,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 10 kV секција 1 ⁸	10	15,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 10 kV секција 2 ⁸	10	31,0	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Шамац сабирнице 35 kV	35	0,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

⁴ С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Дервента, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 59,7 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

⁵ С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Добој 1, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 46,6 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

⁶ С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Добој 3, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 33 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

⁷ С обзиром да су затворена оба 10 kV прекидач у спојним хелијама у ТС 110/35/10 kV Модрича 1, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачима укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 33,5 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

⁸ С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Теслић, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 46,5 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

Табела 33: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	I_0 [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 110/35/10 kV Шамац сабирнице 10 kV	10	0,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Баткуша сабирнице 10 kV	10	4,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Блатница сабирнице 10 kV	10	91,7	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Брод 2 сабирнице 10 kV	10	27,2	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Врањак сабирнице 10 kV	10	23,2	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Жарковина сабирнице 10 kV	10	14,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Клупе сабирнице 10 kV	10	30,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Которско сабирнице 10 kV	10	23,8	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Модран сабирнице 10 kV	10	12,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Модрича 2 сабирнице 10 kV	10	28,4	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Петрово сабирнице 10 kV секција 1 ⁹	10	7,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Петрово сабирнице 10 kV секција 2 ⁹	10	17,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 1 ¹⁰	10	0,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 2 ¹⁰	10	7,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 3 ¹⁰	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Сочковац сабирнице 10 kV	10	8,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Станари сабирнице 10 kV	10	27,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Усора сабирнице 10 kV	10	35,7	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Шамац 1 сабирнице 10 kV	10	18,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Шамац 2 сабирнице 10 kV	10	24,0	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.

На основу Табела 33 се може закључити да се од ТС 35/10 kV у власништву Електро Добоја за 10 kV мрежу напајану из ТС 35/10 kV Брод 2, Врањак, Клупе, Которско, Модрича 2, Станари, Усора и Шамац 2 предлаже разматрање евентуалног уземљавања посматраних 10 kV мрежа преко нискоомске импедансе. За ТС 35/10 kV Блатница се предлаже обавезно уземљавање посматране 10 kV мреже преко нискоомске импедансе.

Да би се сагледао утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја једнофазног земљоспоја у СН мрежи, прорачунате су вредности тих струја (са напонским фактором $c = 1$) за циљну мрежу за 2034. год. Резултати тих прорачуна и предлози мера су дати у Табела 34.

⁹ С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 35/10 kV Петрово, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 25,5 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

¹⁰ И када су затворени 10 kV прекидачи у спојним хелијама у ТС 35/10 kV Руданка, укупна струја једнофазног земљоспоја на 10 kV сабирницама у овој ТС (12,2 А) не превазилази 20 А до када је дозвољено да мрежа 10 kV ради као изолована.

Табела 34: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$3I_0$ [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 110/35/10 kV Брод сабирнице 10 kV секција 1	10	27,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 35 kV	35	4,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 10 kV секција 1 ¹¹	10	14,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 10 kV секција 2 ¹¹	10	45,4	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 35 kV	35	7,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 10 kV секција 1 ¹²	10	9,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 10 kV секција 2 ¹²	10	27,1	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 2 сабирнице 35 kV	35	1,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 2 сабирнице 10 kV	10	55,7	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 35 kV	35	8,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 10 kV секција 1 ¹³	10	21,9	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 10 kV секција 2 ¹³	10	11,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 1 ¹⁴	10	6,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 2 ¹⁴	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 3 ¹⁴	10	22,8	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 35 kV	35	10,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Станари сабирнице 35 kV	35	0,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 10 kV секција 1 ¹⁵	10	19,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 10 kV секција 2 ¹⁵	10	20,2	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.

¹¹ С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Дервента, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 59,9 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

¹² С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Добој 1, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 37 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

¹³ С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Добој 3, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 33 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

¹⁴ С обзиром да су затворена оба 10 kV прекидач у спојним хелијама у ТС 110/35/10 kV Модрича 1, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачима укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 33,4 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

¹⁵ С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Теслић, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 39,3 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

Табела 34: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$3I_0$ [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 110/35/10 kV Шамац сабирнице 35 kV	35	2,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Шамац сабирнице 10 kV	10	0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Баткуша сабирнице 10 kV	10	4,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Блатница сабирнице 10 kV	10	91,8	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Брод 2 сабирнице 10 kV	10	27,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Врањак сабирнице 10 kV	10	23,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Жарковина сабирнице 10 kV	10	14,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Клупе сабирнице 10 kV	10	31,3	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Которско сабирнице 10 kV	10	23,8	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Модран сабирнице 10 kV	10	13,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Модрича 2 сабирнице 10 kV	10	28,4	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Петрово сабирнице 10 kV секција 1 ¹⁶	10	7,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Петрово сабирнице 10 kV секција 2 ¹⁶	10	17,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 1 ¹⁷	10	0,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 2 ¹⁷	10	4,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 3 ¹⁷	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Сочковац сабирнице 10 kV	10	8,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Станари сабирнице 10 kV	10	41,6	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Усора сабирнице 10 kV	10	51,1	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Шамац 1 сабирнице 10 kV	10	19,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Шамац 2 сабирнице 10 kV	10	10,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Велика Буковица сабирнице 10 kV	10	4,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Миљковац сабирнице 10 kV	10	1,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

Поређењем резултата датих у Табела 33 и Табела 34 може се закључити да се за 10 kV мрежу напајану из ТС 35/10 kV Станари и Усора предлаже уземљавање преко нискоомске импедансе на крају перспективног периода у односу на 10 kV мрежу у постојећем стању. За 10 kV мрежу напајану из ТС 35/10 kV Шамац 2, услед растерећења трансформатора 35/10 kV у наведеној ТС, на

¹⁶ С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 35/10 kV Петрово, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 25,5 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

¹⁷ И када су затворени 10 kV прекидачи у спојним хелијама у ТС 35/10 kV Руданка, укупна струја једнофазног земљоспоја на 10 kV сабирницама у овој ТС (12,2 А) не превазилази 20 А до када је дозвољено да мрежа 10 kV ради као изолована.

крају перспективног периода у односу на 10 kV мрежу у постојећем стању се предлаже да остане да ради као изолована мрежа.

6.1.5. Закључне напомене

До краја 2034. године укупна вредност инвестиција које треба реализовати на дистрибутивном подручју Електро Добоја износи 18.936.544,00 КМ, при чему се око 42% свих инвестиција реализује у прве три године перспективног периода. Због дотрајалости опреме у практично свим ТС 35/10 kV, највећи ниво улагања се очекује у мрежи напонског нивоа 35 kV. Предложени ниво инвестиција у мрежу 10 kV је шест пута мањи од планираног нивоа инвестиција у мрежи 35 kV.

Најкрупније инвестиције које се предлажу за реализацију у наредних десет година су:

1. Неопходно је повећање капацитета у постојећим ТС 110/35/10 kV које ће обезбедити сигурно напајање.
2. Изградња и уклапање у постојећу мрежу нових ТС 35/10 kV Миљковац и ТС 35/10 kV Велика Буковица.
3. Са аспекта мреже 35 kV неопходна су појачања ради обезбеђења сигурног напајања неколико ТС 35/10 kV.
4. Да би се обезбедило сигурно напајање из ТС 35/10 kV (у случају да испадне неки од трансформатора у ТС 35/10 kV са уграђеним једним трансформатором) у неколико трафостаница 35/10 kV неопходна је набавка нових трансформатора
5. Улагања у мрежу 10 kV подељена су у неколико група: улагања у градску мрежу, улагања у ванградску мрежу потребна ради задовољења термичких и напонских критеријума, као и она која су економски оправдана.

У наредној табели је дат приказ новчане вредности инвестиција које се предлажу за реализацију до краја перспективног периода, а у Табела 36 преглед планираних повећања инсталисаних капацитета у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на дистрибутивном подручју Електро Добоја.

Табела 35: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електро Добоја

Етапа развоја	Вредност инвестиција у мрежи 35 kV (КМ)	Вредност инвестиција у мрежи 10 kV (КМ)	Укупна вредност инвестиција (КМ)
2024. година	3.491.320,00	32.600,00	3.523.920,00
2025. година	2.480.600,00	16.640,00	2.497.240,00
2026. година	2.000.000,00	18.460,00	2.018.460,00
2034. година	9.046.512,00	1.850.412,00	10.896.924,00
<i>Укупно 2024-2026. година</i>	<i>7.971.920,00</i>	<i>67.700,00</i>	<i>8.039.620,00</i>
<i>Укупно 2027-2034. година</i>	<i>9.046.512,00</i>	<i>1.850.412,00</i>	<i>10.896.924,00</i>
Укупно у етапама 2024-2034. година	17.018.432,00	1.918.112,00	18.936.544,00

Табела 36: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро Добоја

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022, години (MVA)	Снага у 2034, години (MVA)	Година уласка у погон
ТС 110/35/10/6 kV Брод	110/36,75(21)/10,5	16/16/5,35	40/27/27	2024
	110/10,5(21)/6,3	40/40/27	40/40/27	2018
	110/6,3	31,5/31,5	31,5/31,5	1987
	35/10	8	8	1979
	35/10	4	4	1971
ТС 110/35/10 kV Дервента	110/36,75/10,5	16/16/10,7	16/16/10,7	1978
	110/36,75/10,5	20/20/6,67	40/27/27	2024
	35/10	8	8	1976
	35/10	8	8	1976
ТС 110/35/10/6 kV Добој 1	110/36,75/10,5	20/20/14	20/20/14	1998
	110/36,75/6,3	20/20/6	40/27/27	2024
ТС 110/35/10 kV Добој 2	110/10,5/36,75	16/16/10,7	31,5/20/20	2034
	110/10,5/36,75	20/20/13,4	20/20/13,4	1989
ТС 110/35/10 kV Добој 3	110/35/10	20/20/14	20/20/14	2004
	110/35/10	-	31,5/20/20	2026
ТС 110/35/10 kV Модрича	110/2x10,5/36,75	20/20/14	20/20/14	1980
	110/10,5/10,5	20/20/6,7	20/20/6,7	2022
	35/10	8	8	1980
ТС 110/35/10 kV Шамац	110/36,75(21)/10,5	16/16/5,35	16/16/5,35	1973
	110/36,75/10,5	20/20/14	20/20/14	2022
ТС 110/35/10 kV Станари	110/36,75/10,5	20/20/14	20/20/14	2015
	110/36,75/10,5	-	31,5/20/20	2034
ТС 110/35/10 kV Теслић	110/36,75/10,5	40/40/27	40/40/27	2019
	110/36,75/10,5	20/20/6,67	40/40/27	2026
	35/10	8	8	1979
	35/10	8	8	1989
ТС 35/10 kV Баткуша	35/10	4	8	2024
	35/10	8	8	1964
ТС 35/10 kV Блатница	35/10	4	4	2024
	35/10	2,5	2,5	1968
ТС 35/10 kV Брод 2	35/10	8	8	2034
ТС 35/10 kV Клупе	35/10	4	4	2034

Табела 36 (наставак): Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро Добоја

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022, години (MVA)	Снага у 2034, години (MVA)	Година уласка у погон
ТС 35/10 kV Которско	35/10	4	4	2034
	35/10	8	8	2000
ТС 35/10 kV Модран	35/10	8	8	2034
	35/10	-	8	2034
ТС 35/10 kV Модрича 2	35/10	8	8	1973
	35/10	8	8	2020
ТС 35/10 kV Петрово	35/10	4	4	2034
	35/10	-	4	2034
ТС 35/10 kV Руданка	35/10	2,5	2,5	1968
	35/10	8	8	2026
ТС 35/10 kV Шамац 1	35/10	4	4	1986
	35/10	8	8	2026
ТС 35/10 kV Шамац 2	35/10	4	4	1965
	35/10	4	4	1974
ТС 35/10 kV Сочковац	35/10	4	8	2025
	35/10	-	8	2026
ТС 35/10 kV Станари	35/10	8	8	2000
	35/10	4	4	2034
ТС 35/10 kV Усора	35/10	8	8	2026
	35/10	8	8	2026
ТС 35/10 kV Врањак	35/10	4	4	2024
	35/10	-	4	2024
ТС 35/10 kV Жарковина	35/10	8	8	2034
ТС 35/10 kV Миљковац	35/10	-	4	2024
ТС 35/10 kV Велика Буковица	35/10	-	8	2025
	35/10	-	8	2025
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV		375,5	538	
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		180	244	

7. Литература

- [1] Дистрибутивна мрежна правила МХ „Електропривреда Републике Српске” А.Д. Требиње, март 2019. године, Требиње
- [2] Критеријуми за израду десетогодишњег плана развоја дистрибутивне мреже, МХ „Електропривреда Републике Српске” А.Д. Требиње, октобар 2021. године, Требиње
- [3] Правилник о регулацији квалитета снабдијевања електричном енергијом, децембар 2022. године, Требиње
- [4] Студија развоја електродистрибутивног система Републике Српске, 2010. године, Електротехнички институт „Никола Тесла” Београд
- [5] Подаци о преносној мрежи, Електропренос БиХ
- [6] Дугорочни план развоја преносне мреже 2021-2030. година, 2021. године, Електропренос БиХ

8. Прилози

8.1. *Вршина оптерећења ТС 110/Х кV*

8.1.1. Електро Добој

Табела 37: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електро Добоја у периоду 2012-2022. година

Година/ТС	Добој 1	Добој 2	Добој 3	Теслић	Станари	Дервента	Брод	Модрича	Шамац
Активна енергија - набавка (MWh)									
2012	95.455	49.790	36.465	88.515	23.414	76.057	109.367	75.930	48.115
2013	95.628	50.567	32.548	88.179	24.461	74.827	113.027	78.544	45.644
2014	89.546	48.334	33.902	88.278	27.927	71.467	108.818	76.759	42.494
2015	91.834	53.663	38.401	92.136	29.136	75.413	112.432	79.381	45.545
2016	95.519	52.528	39.033	94.164	24.722	78.899	111.364	78.441	45.827
2017	101.832	68.059	22.939	89.025	26.667	82.404	113.360	80.300	41.235
2018	102.446	64.710	27.512	82.351	31.727	89.840	104.777	77.252	38.422
2019	103.729	70.861	23.432	83.146	31.823	86.839	54.960	73.797	38.234
2020	107.694	66.612	23.725	80.248	29.207	81.340	49.181	72.616	37.564
2021	97.408	70.139	25.328	84.153	26.976	91.584	49.525	76.301	40.917
2022	79.011	63.535	23.085	79.853	11.636	79.550	45.784	69.582	36.493
Максимално оптерећење (MW)									
2012	26,97	13,06	7,50	18,02	5,61	17,83	18,33	16,01	10,55
2013	20,47	16,75	7,31	18,20	5,18	14,28	19,00	16,61	8,80
2014	25,24	16,46	7,49	19,20	6,25	15,09	19,09	17,49	10,27
2015	18,69	17,93	12,44	19,79	6,38	17,31	20,31	16,49	9,03
2016	23,11	16,92	7,56	20,70	6,26	19,38	20,43	16,68	9,16
2017	18,62	16,72	4,51	21,62	6,56	15,48	20,30	15,86	9,46
2018	22,28	13,73	7,19	17,59	6,92	17,05	20,12	16,18	8,39
2019	20,18	13,80	4,42	19,21	7,17	16,60	11,73	14,39	8,00
2020	19,80	12,48	4,62	18,27	5,73	15,61	9,43	14,21	7,92
2021	19,77	14,45	4,88	17,17	5,99	16,41	9,23	15,07	8,67
2022	19,61	14,67	4,60	17,85	2,84	15,67	9,76	14,55	8,46
T_{ЕКВ} (h)									
2012	3.539	3.812	4.860	4.912	4.175	4.265	5.967	4.742	4.562
2013	4.672	3.020	4.450	4.844	4.719	5.241	5.949	4.730	5.189
2014	3.548	2.936	4.524	4.599	4.470	4.738	5.699	4.390	4.139
2015	4.913	2.993	3.087	4.657	4.565	4.358	5.535	4.814	5.045
2016	4.133	3.105	5.165	4.550	3.950	4.072	5.451	4.702	5.002
2017	5.469	4.070	5.087	4.117	4.068	5.322	5.585	5.062	4.358
2018	4.598	4.713	3.826	4.682	4.584	5.268	5.209	4.774	4.582
2019	5.141	5.137	5.297	4.329	4.437	5.230	4.686	5.130	4.777
2020	5.439	5.338	5.133	4.393	5.100	5.212	5.214	5.109	4.742
2021	4.928	4.853	5.195	4.903	4.503	5.581	5.366	5.062	4.722
2022	4.029	4.332	5.024	4.473	4.093	5.076	4.690	4.782	4.316