

**ЕЛЕКТРОТЕХНИЧКИ ИНСТИТУТ НИКОЛА ТЕСЛА
АКЦИОНАРСКО ДРУШТВО БЕОГРАД
ЦЕНТАР ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКЕ СИСТЕМЕ**

АНАЛИЗА ПОСТОЈЕЋЕГ СТАЊА

**СТУДИЈА ДЕСЕТОГОДИШЊЕГ РАЗВОЈА
ЕЛЕКТРОДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА
РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ**



2023. година

ИНСТИТУТ НИКОЛА ТЕСЛА АД
Центар за електроенергетске системе
Београд, Косте Главинића 8а

Извештај бр. 122165

СТУДИЈА ДЕСЕТОГОДИШЊЕГ РАЗВОЈА
ЕЛЕКТРОДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА
РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ

Корисник: Мјешовити Холдинг „Електропривреда Републике Српске” Матично
предузеће, а.д. Требиње

Урађено према: Уговору број 01/4556-22 од 29.11.2022 године (ИНТ АД)
број 03/3-1490-48/22 од 25.11.2022. године (МХ „ЕРС”)

Број страна: 93

Елаборат испоручен: 17.05.2023. године

Руководилац израде: Гордана Радовић, дипл. инж.

Сарадници: Мирослав Станковић, дипл. инж.
Данка Петровић, дипл. инж.
Јелена Дабић, маст. ел. инж.
Ана Анђелковић, маст. ел. инж.
Мила Марковић, дипл. инж.
Бранислав Ћупић, дипл. инж.
Теодора Јаковљевић, маст. ел. инж.

Радна група МХ „ЕРС”: Драган Перић, дипл. инж.
Сања Рикало, дипл. инж.
Илија Дерикучка, дипл. инж.
Милан Зељковић, дипл. инж.
Милош Паровић, дипл. инж.
Бојан Шукало, дипл. инж.
Драгиша Максимовић, дипл. инж.
Бојан Димитријевић, дипл. инж.
Драгана Ждрале, дипл. инж.
Небојша Новчић, дипл. инж.

М. П.

Директор Центра за ЕЕС

Зоран Манасијевић, дипл. инж.

САДРЖАЈ

1. Увод.....	1
2. ОСНОВНЕ ПОСТАВКЕ МЕТОДОЛОГИЈЕ И КРИТЕРИЈУМИ ЗА АНАЛИЗУ ФУНКЦИОНИСАЊА И ПЛАНИРАЊЕ РАЗВОЈА ЕЛЕКТРОДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ.....	3
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.....	6
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. ОПШТИ ПОДАЦИ О МРЕЖИ.....	14
3.1. Дужина мреже.....	14
3.2. Трансформаторске станице	14
3.3. Дистрибуирана производња	15
3.4. Губици у дистрибутивној мрежи	16
4. АНАЛИЗА ПОСТОЈЕЋЕГ СТАЊА МРЕЖЕ	18
4.1. Методологија за прорачун оптерећења и формирање модела	18
4.2. Анализа рада мреже на подручју Електромрежне	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.....	33
4.2.4. Закључне напомене.....	45
4.3. Анализа рада мреже на подручју Електро Добоја	46
4.3.1. Основне карактеристике мреже	46
4.3.2. Стање мреже и оптерећења у базној години	46
4.3.3. Анализа сигурности рада мреже.....	54
4.3.4. Закључне напомене.....	58
4.4. Анализа рада мреже на подручју Електро-Бијељине.....	58
4.4.1. Основне карактеристике мреже	58
4.4.2. Стање мреже и оптерећења у базној години	59
4.4.3. Анализа сигурности рада мреже.....	67
4.4.4. Закључне напомене.....	75
4.5. Анализа рада мреже на подручју Електродистрибуције Пале	75
4.5.1. Основне карактеристике мреже	75
4.5.2. Стање мреже и оптерећења у базној години	75
4.5.3. Анализа сигурности рада мреже.....	75
4.5.4. Закључне напомене.....	75
4.6. Анализа рада мреже на подручју Електро-Херцеговине	75
4.6.1. Основне карактеристике мреже	75

4.6.2.	Стање мреже и оптерећења у базној години	76
4.6.3.	Анализа сигурности рада мреже	81
4.6.4.	Закључне напомене	85
5.	ЛИТЕРАТУРА.....	86
6.	ПРИЛОЗИ.....	87
6.1.	<i>Вриина оптерећења ТС 110/X kV</i>	87
6.1.1.	Електрокрајина.....	87
6.1.2.	Електро Добој	90
6.1.3.	Електро-Бијељина	91
6.1.4.	Електродистрибуција Пале.....	92
6.1.5.	Електро-Херцеговина	93

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 TS 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 Електрокрајине	23
Табела 14: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремиљених ћелија 35 и 20, 10 и 6 kV у ТС 110/X kV, ТС 35/(20)10 kV и ТС 20/10(6) kV на подручју Електрокрајине	25
Табела 15: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрокрајине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно укупно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV, 35/(20)10 kV и 20/10(6) kV	27
Табела 16: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV, 35/20(10) kV и 20/10(6) kV на подручју Електрокрајине	34
Табела 17: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електрокрајина	37
Табела 18: Анализа испада 10 и 20 kV извода на градском подручју Електрокрајине	38
Табела 19: 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	47
Табела 20: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремиљених ћелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро Добоја	49
Табела 21: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно укупно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV	51
Табела 22: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро Добоја	54
Табела 23: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електро Добоја	56
Табела 24: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро Добоја	57
Табела 25: 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-Бијељина	60
Табела 26: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремиљених ћелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро-Бијељине	62

Табела 27: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Бијељине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV	64
Табела 28: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро-Бијељине.....	68
Табела 29: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електро-Бијељине	71
Табела 30: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Бијељине	73
Табела 31: 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-Херцеговина	77
Табела 32: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремиљених ћелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро-Херцеговине.....	78
Табела 33: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV	80
Табела 34: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро-Херцеговине.....	82
Табела 35: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електро-Херцеговине.....	83
Табела 36: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Херцеговине	84
Табела 37: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електрoкpајине у периоду 2012-2022. година	88
Табела 38: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електpо Добоја у периоду 2012-2022. година	90
Табела 39: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електpо-Бијељине у периоду 2012-2022. година	91
Табела 40: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електpодистpибуције Пале у периоду 2012-2022. година.....	92
Табела 41: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електpо-Херцеговине у периоду 2012-2022. година	93

ЛИСТА СЛИКА

Слика 1: Просторни обухват дистрибутивних предузећа на подручју Републике Српске	1
Слика 2: Дужина СН мреже под управом дистрибутивних предузећа на подручју Републике Српске.....	14
Слика 3: Број и инсталисана снага TS 35/X kV и ТС 10(20)/0,4 kV под управом дистрибутивних предузећа на подручју Републике Српске	15
Слика 4: Укупна производња електричне енергије из дистрибуираних извора у периоду 2012-2022. година	16
Слика 5: 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 дистрибутивно г подручја (km ²)	Број мјерни х мјеста	Дужина СН мреже (km)	Дужина НН мреже (km)	Број ТС ВН/С Н	Број ТС СН/С Н	Број ТС СН/Н Н
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
- Инсталисана 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 потрошачи
МЕ	-	Мала електрана
МСЕ	-	Мала соларна електрана
МХЕ	-	Мала хидро електрана
НН	-	Ниски напон
СН	-	Средњи напон
ОДС	-	Оператор дистрибутивног система
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 2023. до 2033. 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.



Слика 1: Просторни обухват дистрибутивних предузећа на подручју Републике Српске

У саставу пет дистрибутивних предузећа налази се укупно 38 теренских (радних) јединица које се простиру на око 24.641 km² површине (без дистрикта Брчко). Посредством њихове дистрибутивне мреже напаја се око 600.000 потрошача, чија је укупна потрошња 2022. године износила 3.487 GWh. За њихове потребе, набављена је енергија од око 4.030 GWh у истом периоду. 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 потрошаче 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 радне 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 (2023 – 2033. година), са детаљном разрадом за почетне три године, састоји се од укупно шест 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).

У поглављу 5 је дата коришћена литература, а поглавље 6 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 произилазе из захтева да се потрошачима мора обезбедити квалитетно напајање електричном енергијом, при чему тај квалитет подразумева напајање потрошача напоном у одређеним границама и одређену сигурност напајања потрошача, која би требало да подразумева или дозвољени период без напајања потрошача 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 Al³ 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 кондиционим 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 кvara на неком од СН каблова, због велике густине оптерећења, релативно велики конзум остаје без напајања. С друге стране, проналажење и отклањање кvara дуго траје, а и трошкови отклањања су високи, јер се често захтевају скупии грађевински радови на уклапању и враћању асфалта, а ремећење нормалног живота у околини места кvara 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 редукције). 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 потрошача 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 потрошача, критеријум „n-1“ није техничко ограничење. Време откривања и отклањања кvara 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 кvara. 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 кvarу. Уградња аутоматике би значајно скратила ово време (могла би да га сведе на време реда 1 минута).

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 ануирати. 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 животни 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 - животни (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 објекта 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. Уз то потребно је потрошити и додатне количине горива за производњу сваког kWh губитака који се расипа у дистрибутивној мрежи. 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 једновремености ($f_j \leq 1$) вршног оптерећења елемента са оптерећењем система. Пошто су губици приближно сразмерни са квадратом пренете снаге и максимална вредност губитака редукује се са квадратом фактора једновремености. 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 напоном (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:

$I_{TS} = A + B \cdot n_{VN} + C \cdot n_{NN} + E \cdot n_{SN} + D \cdot n_{TR}$, 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 далековада	Напонски ниво		
		10 kV	20 kV	35 kV
Alč 25 mm ²	једноструки	20	21	32
Alč 50 mm ²	једноструки	23	24	35
Alč 70 mm ²	једноструки	25	26	37
	двоструки	45	46	68
Alč 95 mm ²	једноструки	28	29	40
	двоструки	50	51	72
Alč 150 mm ²	једноструки	34	35	46
	двоструки	62	63	84
Alč 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 Alč 25 mm ² или Alč 35 mm ² на Alč 50 mm ² (уз уградњу нових стубова)	23	24	35
Цена реконструкције вода Alč 25(35) mm ² на Alč 50 mm ² (само замена ужета)	10	10	13
Изградња двоструког далековада постојећом трасом уз опремање оба система проводника	38	40	62
Изградња двоструког далековада постојећом трасом уз опремање једног система проводника	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 кабла 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 CC	25
Далеководно поље 35 kV 2 CC	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	50	9%	0.12%	1%	10.12%
надземни вод	50	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 6.1). 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).

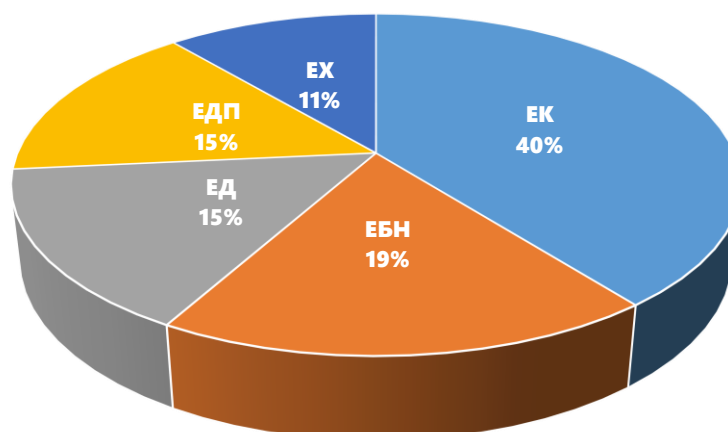
У наредном делу текста дат је преглед основних података о мрежи и то појединачно за свако дистрибутивно подручје понаособ и збирно за сва подручја заједно.

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 2: 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%).

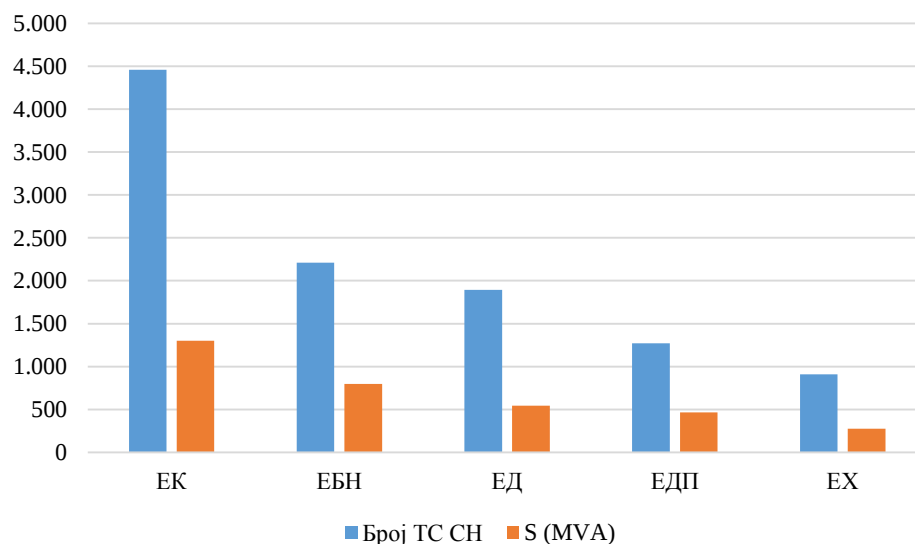
3.2. Трансформаторске станице

Преузимање електричне енергије из преноса за пет дистрибутивних подручја се реализује на напонском нивоу 35, 20, 10 и 6 kV у укупно 56 ТС 110/X kV, са укупно инсталираних 2.231 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 инсталисани капацитет ТС СН/СН kV и ТС СН/НН kV које су под управом пет дистрибутивних подручја износи 3.386 MVA. Највећи број ТС СН се налази на дистрибутивном подручју Електрoкpајине, 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, Електрoдистрибуција 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
Електрoдистрибуција 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 3: Број и инсталисана снага ТС 35/X kV и ТС 10(20)/0,4 kV под управом дистрибутивних предузећа на подручју Републике Српске

3.3. Дистрибуирана производња

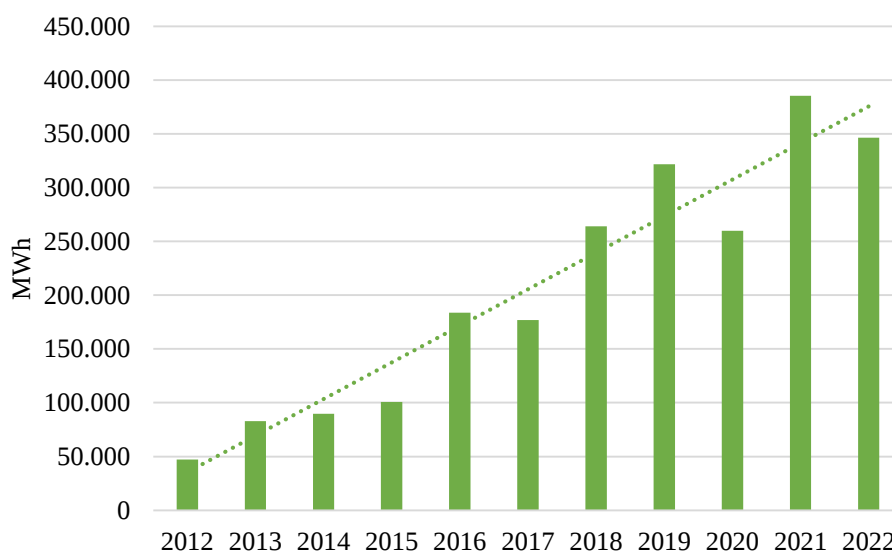
На дистрибутивни систем Републике Српске је прикључено 53 малих хидроелектрана (МХЕ), 242 соларне електрана мале снаге (МСЕ), две когенеративне (КПБ) и једна мала биогасна електрана (БГЕ) (Табела 12).

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)
Електрoкpајина	16	36.123	43	5.193	2	1.120		
Електpо-Бијелјина	10	13.021	5	711				
Електpо Добој	8	3.978	27	3.269			1	999
Електpодистpибуција Пале	16	39.742	10	1.526				
Електpо-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 Електpо-Херцеговине (укупно 242 снаге 32,5 MW), затим мале хидро електране које су у највећем броју изграђене на подручју Електpокpајине и Електpодистpибуције Пале (укупно 53 снаге 95,3 MW), док је когенеративних и биогасних електрана изграђено укупно само три снаге 2,1 MW.

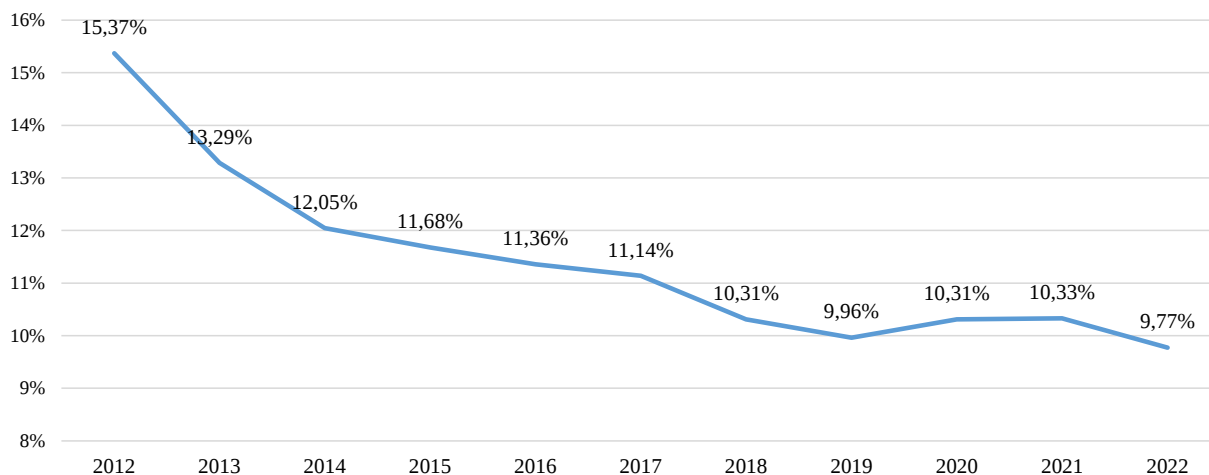
Произведена електрична енергија из дистрибуираних извора се за последњих десет година значајно повећала (преко седам пута). Два су основна разлога за то: повећање броја прикључених извора, као и добре метеоролошке прилике (велики број сунчаних дана и добре хидролошке прилике) које су омогућиле већу производњу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

**Слика 4: 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 потрошача, чија је укупна потрошња у 2022. години износила око 3.487 GWh. За њихове потребе је набављена енергија од око 4.033 GWh у истом периоду, 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 енергије предате потрошачима и суседним дистрибутивним системима. Процентуално највећи ниво губитака се производи на подручју Електpокpајине (11,99%), затим на подручју Електpодистpибуције Пале (9,7%), Електpо-Херцеговине (8,92%) и Електpо-Бијелјине (7,83%), док се најнижи ниво губитака остварује не дистрибутивном подручју Електpо 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 5: 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 потрошачи 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 потрошачи, чиме је успостављена веза евидентиране енергије продате крајњим потрошачима 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 (Табела 37- Табела 41, на странама 88 - 93). 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 поменути 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 гвозђу (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 једновременно 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 једновремености 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 једновремености 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 једновремености поћи ће се од претпоставке да је међусобни однос учешћа вршног оптерећења елемента нижег напонског нивоа у вршном оптерећењу елемента вишег напонског нивоа исти:

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

одакле следи:

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

где су:

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

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

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

$f_{j_{vod. 35 \text{ kV u } TS 110/X \text{ kV}}}$ - фактор једновремености 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 Електрoкрајине и Електрo-Бијелине. Фактор једновремености између суседних напонских нивоа (f_j) одређен је на основу анализе тих података. Анализом података са SCADA система одређене су вредности фактора једновремености вршне снаге средњенапонских извода са вршним оптерећењем ТС 110/35 kV (коришћени подаци из Електрo-Бијелине где је присутан велики број ТС 35/10 kV) и прорачуната вредност износи 0,833 ($f_{j_{SN \text{ u } TS 110/X \text{ kV}}}$). На основу ове усвојене вредности и приказаних формула израчунат је фактор једновремености суседних елемената мреже (по напонском нивоу) (f_j) – 0,941. Када је реч о директној трансформацији 110/20(10) kV коришћени су подаци из Електрoкрајине где је доминанто заступљена оваква трансформација. По истом принципу израчуната је вредност фактора једновремености вршне снаге средњенапонских извода са вршним оптерећењем ТС 110/20(10) kV ($f_{j_{SN \text{ u } TS 110/X \text{ kV}}}$) и износи 0,92. Усвајање фактора једновремености 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 Електрoкрајине*

4.2.1. *Основне карактеристике мреже*

Дистрибутивно предузеће Електрoкрајина своју дистрибутивну делатност обавља на подручју северозападног дела Републике Српске. У њеном саставу се налази десет теренских јединица: Бања Лука, Мркоњић Град, Лакташи, Челинац, Приједор, Нови Град, Козарска Дубица, Градишка, Србац и Прњавор. Према подацима из 2022. године Електрoкрајина годишње испоручи око 1.699,2 GWh (око 49% укупне дистрибутивне потрошње Републике Српске) за напајање укупно око 271.030 потрошача, од тога око 248.840 домаћинстава и око 22.190 потрошача у осталим категоријама потрошње. У истом периоду за напајање поменутог конзума набављена је енергија од укупно 1.997 GWh. Преузимање електричне енергије се реализује на напонском нивоу 35, 20, 10 и 6 kV у 25 ТС 110/X kV (Бања Лука 1, Бања Лука 2, Бања Лука 3, Бања Лука 4, Бања Лука 5, Бања Лука 6, Бања Лука 7, Бања Лука 8, Мркоњић Град, Шипово, Лакташи, Лакташи 2, Челинац, Котор Варош, Укрина, Приједор 1, Приједор 3, Приједор 5, Нови Град, Козарска Дубица, Градишка, Градишка 2, Нова Топола, Србац и Прњавор). У поменутим напојним ТС 110/X kV укупни

инсталисани капацитет износи 1.080 MVA. Збирно неједночасовно вршно оптерећење Електрокрајине на нивоу трансформације 110/X kV је у 2022. години достигло износ од око 404,4 MW.

На подручју Електрокрајине налази се укупно 61 мала електрана од којих ово дистрибутивно предузеће преузима електричну енергију на напонском нивоу 35, 20 и 0,4 kV. Најзаступљеније су МХЕ укупне инсталисане снаге 36,123 MW (укупно 16). Поред МХЕ на подручју Електрокрајине налазе се и 43 МСЕ укупне инсталисане снаге 5,193 MW и две КПБ укупне инсталисане снаге 1,12 MW. Учешће свих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу у укупној набављеној енергији Електрокрајине у 2022. години је износило око 5,72%.

Преузета енергија из ТС 110/X kV и прикључених електрана се дистрибуира у мрежу посредством укупно шест дистрибутивних ТС 35/20(10) kV (38 MVA + 2x4 MVA у ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5), пет ТС 20/10(6) kV (12,8 MVA) и 4.450 ТС 20/0,4, 10/0,4 kV и 6/0,4 kV (1.250 MVA). На подручју Електрокрајине, односно територијалне јединице Приједор налази се потрошач „Омарска“ који електричну енергију преузима директно са 6 kV у ТС 110/20/6 kV Приједор 5 преко сабирница 6 kV напајаних са јединице Т2. Дистрибутивно подручје Електрокрајина се граничи са суседним Електропривредама Хрватске и Федерације Босне и Херцеговине са којима такође врши размену једног мањег дела електричне енергије и то посредством веза реализованих на напонском нивоу 10 (20) kV.

Укупна дужина дистрибутивне 35 kV мреже је око 124 km, а дужина 20 (10) kV мреже око 5.000 km. Такође, дистрибутивни СН конзум чини и 6 kV мрежа укупне дужине око 85 km.

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 Електрокрајине моделовани су сви елементи мреже 6-110 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 400/110/20 kV Бања Лука 6.

За све елементе мреже моделовано је њихово уобичајено укупно стање у режимима зимских оптерећења, као и подаци о преносном односу трансформатора 35/10 kV и напонима у напојним тачкама мреже 35, 20, 10 и 6 kV у ТС 110/X kV. Према достављеним информацијама у ТС 110/X kV у којима постоји 20 kV напон вредности се одржавају у распону од 19,8 kV (ТС 110/35/20 kV Котор Варош) до 21,05 kV (ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица), а у ТС 110/X kV у којима је заступљен напон 10 kV вредности се одржавају у уском распону од 10,3 до 10,5 kV. У ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 референтна вредност напона на 35 kV страни се одржава на 36,7 kV, док је у ТС 110/35/20 kV Котор Варош ова вредност знатно нижа и износи 34,65 kV. Разлог релативно ниских референтних вредности на сабирницама 20 и 35 kV у ТС 110/35/20 kV Котор Варош јесте присуство неколико МХЕ прикључених на 35 kV напону на подручју Кнежева које својим генерисањем подижу напоне у овом делу мреже (постоји директна 35 kV веза ТС 110/35/20 kV Котор Варош – ТС 35/20 kV Кнежево).

Трансформатори 35/20(10) kV у ТС 35/20(10) kV, односно 20/10(6) kV, у актуелном режиму су подешени на номинални преносни однос.

За анализу стања мреже у 2022. години се полази од нивоа трансформације 110/X kV. За расподелу активне и реактивне снаге по ТС 20/0,4 kV, 10/0,4 kV, 6/0,4 kV и мерним местима 6, 10 и 20 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 6-110 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 Електрокрајине постоје систематизовани подаци о

измереним вредностима активне и реактивне снаге по изводима СН из ТС 110/X kV и појединим 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 Електрокрајине

ТС	Тренутак моделованог оптерећења	Моделовано оптерећење (MW)	Моделовано реактивно оптерећење (Mvar)	Трке на нивоу ТС 110/X kV (h)
ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	22.01.2022. у 10:45 h	34,95	4,83	4.200
ТС 110/10 kV Бања Лука 2	25.01.2022. у 09:45 h	51,38	6,57	4.200
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3	13.01.2022. у 10:00 h	48,47	4,74	4.500
ТС 110/20 kV Бања Лука 4	28.01.2022. у 10:45 h	11,82	0,35	5.750
ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	28.01.2022. у 18:15 h	8,48	1,31	4.400
ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6	06.01.2022. у 17:15 h	5,23	0,63	1.900
ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7	26.01.2022. у 11:00 h	11,59	1,63	3.950
ТС 110/20 kV Бања Лука 8	28.01.2022. у 10:30 h	13,13	2,42	3.900
ТС 110/20 kV Лакташи	23.02.2022. у 09:30 h	15,69	3,16	5.050
ТС 110/20 kV Лакташи 2	24.01.2022. у 09:30 h	5,03	3,16	4.400
ТС 110/20 kV Челинац	10.01.2022. у 09:45 h	6,31	1,31	4.550
ТС 110/35/20 kV Котор Варош	25.01.2022. у 09:30 h	11,97	2,55	3.900
ТС 110/20 kV Укрина	24.02.2022. у 9:00 h	1,90	0,86	4.200
ТС 110/20 kV Мркоњић Град	26.01.2022. у 09:15 h	9,22	1,78	5.200
ТС 110/20/10 kV Шипово	02.02.2022. у 11:30 h	5,42	2,47	4.600
ТС 110/20 kV Прњавор	23.12.2021. у 18:00 h	20,70	2,86	4.850
ТС 110/20 kV Србац	30.12.2021. у 9:00 h	13,52	3,89	4.800
ТС 110/20/10 kV Градишка	20.12.2022. у 11:00 h	17,02	1,92	4.750
ТС 110/20 kV Градишка 2	28.12.2022. у 12:15 h	4,64	0,67	4.050
ТС 110/20 kV Нова Топола	13.12.2022. у 18:00 h	11,00	2,05	4.800
ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица	23.12.2021. у 10:00 h	16,78	4,48	5.450
ТС 110/20 kV Приједор 1	10.02.2022. у 09:00 h	20,01	3,76	5.050
ТС 110/20 kV Приједор 3	13.01.2022. у 12:00 h	17,35	1,61	3.700
ТС 110/20/6 kV Приједор 5	07.02.2022. у 18:00 h	10,04	2,78	4.300
ТС 110/20 kV Нови Град	18.12.2021. у 18:00 h	13,43	2,38	4.300

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. 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 6, 10, 20 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, 20 kV, 10 kV, односно преко 6 kV мреже код тронамотајних трансформатора. Сходно томе су и моделована оптерећења у мрежи и уклопно стање трансформатора 110/X kV.

Коначно, посебан проблем код формирања модела мреже представљала су генерисања МХЕ, МСЕ и КПБ 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 око 10-так постоје подаци о измереним сатним мерењима из којих може да се види њихово генерисање у одређеном моменту (за седам МХЕ, две МСЕ и једне КПБ). 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 су пре свега МХЕ имале различита ангажовања у тренутку вршног оптерећења ТС 110/X kV на чијем су конзуму били прикључене (од 0 до 1,05 MW).

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 Електрoкрајине. Укупно тако прорачунато оптерећење на нивоу трансформације 110/X kV износи 386,1 MW и 69,9 Mvar и распоређено је по мерним местима 20, 10 и 6 kV (оптерећења моделована по мерним местима 20, 10 и 6 kV односе се на велепотрошаче који преузимају енергију на том напонском нивоу), односно по ТС 20/0,4 kV, ТС 10/0,4 kV и ТС 6/0,4 kV.

У наредној табели дат је преглед трансформатора 110/X, 35/(20)10 kV и 20/10(6) kV по појединим ТС које напајају подручје дистрибутивног предузећа Електрoкрајина. За сваку ТС приказани су подаци о расположивом простору за ћелије (поља) 35 и 20, 10, 6 kV, који су важни са планерске тачке гледишта. Из наведене табеле се уочава да су за испоруку 386,1 MW и 69,9 Mvar моделованог оптерећења ангажовани капацитети од 1.080 MVA у трансформацији 110/X kV, 46 MVA у трансформацији 35/(20)10 kV и 12,8 MVA у трансформацији 20/10(6) kV. Табела 14 на страни 25 садржи преглед оптерећења, губитака и напонских прилика по изводима 20, 10 и 6 kV у мрежи за оптерећења моделована на нивоу ТС 110/X kV.

Табела 14: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремљених хелија 35 и 20, 10 и 6 kV у ТС 110/X kV, ТС 35/(20)10 kV и ТС 20/10(6) kV на подручју Електрокрајине

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага (MVA)	Година производње	Ћелије/Поља 35 kV			Ћелије 10(20) kV		
				СЛ	РЕЗ		СЛ	РЕЗ	
					ОП	НОП		ОП	НОП
ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	110/2x10,5/36,75	40/36/27	1978	2				11	
	110/2x10,5/36,75	40/36/27	1979						
ТС 110/10 kV Бања Лука 2	110/10,5/10,5	31,5/31,5/10,5	2005				4	6	
	110/10,5(21)/10,5	40/40/27	2022						
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3	110/21/10,5	40/40/27	2018				9	4	3
	110/21/10,5	40/40/27	2015						
ТС 110/20 kV Бања Лука 4	110/21/10,5	20/20/13,4	1978				8		7
	110/21/10,5	20/20/6,67	1978						
ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	110/21/10,5	20/20/6,67	2001					3	1
	110/21/10,5	20/20/14	2019						
	35/21	4	-						
	35/20	4	-						
ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6	110/21(10,5)/10,5	20/20/6,7	2006				18		
	110/21(10,5)/10,5	20/20/6,7	2006						
ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7	110/21/6,3	20/20/14	2008				6	2	1
	110/21/6,3	20/20/14	2008						
ТС 110/20 kV Бања Лука 8	110/2x10,5/10,5	40/40/14	2007				12	13	
	110/2x10,5/10,5	40/40/14	2007						
ТС 110/20 kV Лакташи	110/36,75/21	20/20/20	1984					5	
	110/21(10,5)/10,5	20/20/13,4	2006						
ТС 110/20 kV Лакташи 2	110/21/10,5	20/20/14	2016				8	12	
ТС 110/20 kV Челинац	110/21/10,5	20/20/14	2006				18	3	
	110/21/10,5	20/20/14	2006						
ТС 110/35/20 kV Котор Варош	110/21/10,5	20/20/13,3	1986				8	7	
	110/21(10,5)/36,75	20/20/14	2011						
ТС 110/20 kV Укрина	110/21	12,5	1982						
ТС 110/20 kV Мркоњић Град	110/2x10,5/10,5	20/20/14	1983				16	2	
	110/21/10,5	20/20/14	2008						
ТС 110/20/10 kV Шипово	110/21/10,5	20/20/14	2017				10	8	
	110/21/10,5	20/20/14	2017						
ТС 110/20 kV Прњавор	110/21/10,5	20/20/13,6	1984				4	1	
	110/21/10,5	20/20/14	2015						
ТС 110/20 kV Србац	110/2x10,5/10,5	20/20/13,4	1987					5	
	110/21/36,75	20/20/14	2021						
ТС 110/20/10 kV Градишка	110/2x10,5/10,5	20/20/13,4	1985						1
	110/21/10,5	20/20/13,4	1985						
ТС 110/20 kV Градишка 2	110/21/10,5	20/20/13,4	2017				6	7	
ТС 110/20 kV Нова Топола	110/21/10,5	20/20/13,6	1985				8	5	
	110/21/10,5	20/20/14	2017						

Табела 14 (наставкак): Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремљених ћелија 35 и 20, 10 и 6 kV у ТС 110/X kV, ТС 35/(20)10 kV и ТС 20/10(6) kV на подручју Електрокрајине

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага (MVA)	Година производње	Ћелије/Поља 35 kV			Ћелије 10(20) kV		
				СЛ	РЕЗ		СЛ	РЕЗ	
					ОП	НОП		ОП	НОП
ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица	110/21/10,5	20/20/13,4	1975				2	10	
	110/21(10,5)/10,5	20/20/13,4	1978						
ТС 110/20 kV Приједор 1	110/21/10,5	20/20/13,6	2006				6	8	
	110/21/10,5	20/20/13,33	1984						
ТС 110/20 kV Приједор 3	110/21/10,5	20/20/13,33	1980				10		
ТС 110/20/6 kV Приједор 5	110/6	16	1979				9		
	110/21/6,3	20/20/14	2003						
	110/21(10,5)/10,5	20/20/13,4	2003						
ТС 110/20 kV Нови Град	110/21/10,5	20/20/13,4	1978				7		
	110/21/10,5	20/20/14	2016						
ТС 35/10 kV Сигари	35/10	4	1971						
	35/10	4	1971						
ТС 35/20 kV Кнежево	35/20	4	-					1	
ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град	35/20	4	1985				1	1	
	35/20	4	1980						
	35/10	4	-						
ТС 35/20/10 kV Превија	20/10	1	1979						
	20/10	1	1979						
	35/20	4	1978						
ТС 35/10 kV Нови Град	35/20	4	1972			2		5	
ТС 35/20 kV Тукови	35/20	4	1978		1	1		1	1
РТС 20/10 kV Добрња	20/10	1,6	1979						
РТС 20/10 kV Прњавор 1	20/10	4	1979					1	
РТС 20/10 kV Шипово центар	20/10	1,6	1979						3
РТС 20/6 kV Томашица	20/6	1,6	1964						
РТС 20/6 kV Љубија	20/6	4	1979						
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV		1.080							
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10(20) kV и 20/10(6) kV		58,8							

Табела 15: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрокрајине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV, 35/(20)10 kV и 20/10(6) 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 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод РТС Предграђе (2)	0,69	0,001	0,2	3,713	10,28	10,26	0,19%
2	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Јабучик	2,004	0,02	1,01	4,86	10,28	10,16	1,17%
3	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Млађе Ђусића	2,783	0,11	3,8	14,258	10,28	9,77	4,96%
4	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Будац 3/1	3,024	0,045	1,46	5,846	10,28	10,08	1,95%
5	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Мирка Маңдића	3,218	0,076	2,3	6,272	10,28	9,95	3,21%
6	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Јелшинград ТАС 3	0,081	0	0,01	0,71	10,28	10,28	0,00%
7	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Јелшинград ТАС 1	0,163	0	0,01	0,427	10,28	10,28	0,00%
8	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Ливница 1	1,496	0,005	0,34	0,895	10,28	10,25	0,29%
9	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Будац 1/1	0,904	0,002	0,22	2,079	10,28	10,25	0,29%
10	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Бранка Поповића	2,696	0,05	1,82	10,29	10,28	10,05	2,24%
11	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Будац 3/2	3,659	0,108	2,86	6,779	10,28	9,9	3,70%
12	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод РТС Предграђе (1)	1,986	0,013	0,64	6,608	10,28	10,2	0,78%
13	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Радована Вулина	3,603	0,095	2,57	7,697	10,28	9,92	3,50%
ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1			26,307	0,525	1,96	70,434	10,28	9,77	4,96%
14	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Универзитетски Град 2	1,726	0,011	0,66	2,172	10,37	10,3	0,68%
15	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Старчевића А2	2,203	0,027	1,23	6,02	10,37	10,2	1,64%
16	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Милана Карановића	2,356	0,033	1,39	3,655	10,37	10,2	1,64%
17	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Врбашки Пут 2	0,424	0	0,05	0,627	10,37	10,37	0,00%
18	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Старчевића С6	1,739	0,015	0,88	3,882	10,37	10,26	1,06%
19	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Старчевића 6	2,893	0,048	1,62	4,698	10,37	10,15	2,12%
20	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Феде Кеџмановића	0,918	0,003	0,32	5,013	10,37	10,32	0,48%
21	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Филиповића Поље	0,439	0	0,01	0,051	10,37	10,37	0,00%
22	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Еко Топлана	0,439	0	0,07	0,488	10,37	10,37	0,00%
23	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Топлана	4,324	0,051	1,16	6,055	10,37	10,16	2,03%
24	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Ребровац Мост	4,11	0,139	3,27	6,657	10,37	9,9	4,53%
25	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Врбашки Пут 1	1,284	0,008	0,63	3,141	10,37	10,3	0,68%
26	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Трг РС	0,531	0,002	0,3	2,275	10,37	10,34	0,29%
27	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Борик 1	1,432	0,006	0,41	2,623	10,37	10,32	0,48%
28	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Борик 8	1,416	0,006	0,4	2,633	10,41	10,36	0,48%
29	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Ала Ресторан	5,446	0,446	7,58	19,353	10,41	9,24	11,24%
30	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Јеврејски Културни Центар	1,571	0,015	0,96	3,409	10,41	10,3	1,06%
31	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Полијиска Академија	1,554	0,01	0,63	2,416	10,41	10,33	0,77%
32	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Универзитетски град	2,928	0,059	1,97	5,281	10,41	10,18	2,21%
33	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Живојина Мишића	1,689	0,017	0,99	4,562	10,41	10,29	1,15%
34	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Борик 16	3,118	0,056	1,78	3,982	10,41	10,19	2,11%
35	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Мул	2,549	0,037	1,42	4,184	10,41	10,23	1,73%
36	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Ротас	0,484	0,001	0,22	2,414	10,41	10,39	0,19%
37	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Алтернативна Телевизија	1,993	0,024	1,18	4,191	10,41	10,26	1,44%
38	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Водовод	0,022	0	0	0,151	10,41	10,41	0,00%
39	ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Извод Борик ТС9	2,506	0,019	0,76	2,692	10,41	10,31	0,96%
ТС 110/10 kV Бања Лука 2			50,094	1,033	2,02	102,625	10,41	9,24	11,24%
40	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Бранка Радичевића 2	1,382	0,008	0,6	2,35	10,43	10,36	0,67%
41	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Анте Јакића Ј13	1,984	0,017	0,84	3,619	10,43	10,33	0,96%
42	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Раде Марјанца	1,779	0,011	0,63	3,43	10,43	10,34	0,86%
43	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Максима Горког	0,246	0	0,04	0,645	10,43	10,43	0,00%
44	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Видовданска	1,022	0,005	0,53	2,603	10,43	10,37	0,58%
45	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Хисета Блок А	2,978	0,088	2,87	8,013	10,43	10,08	3,36%
46	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Зграда Владе	1,481	0,015	0,97	2,762	10,43	10,32	1,05%
47	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Петричевац	2,712	0,122	4,31	8,813	10,3	9,56	7,18%
48	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Стамбена зграда 4 нив 4	1,556	0,007	0,48	3,394	10,3	10,23	0,68%
49	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Синтетик Лауш	2,715	0,044	1,6	3,811	10,3	10,08	2,14%
50	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Петра Мећаве	1,549	0,007	0,42	2,042	10,3	10,25	0,49%
51	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Енергомонт	3,369	0,067	1,96	5,912	10,3	10,06	2,33%
52	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Петра Мећаве 2	2,223	0,027	1,19	4,511	10,3	10,15	1,46%
53	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Драге Ланга	2,143	0,018	0,82	3,946	10,3	10,2	0,97%
54	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Шипкино Брдо	3,577	0,062	1,7	5,271	10,3	10,04	2,52%
55	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Јована Дучића	1,277	0,008	0,62	2,623	10,3	10,23	0,68%
56	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Чајавец 2	3,925	0,053	1,33	2,959	10,3	10,13	1,65%
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)			35,918	0,559	1,53	66,704	10,43	9,56	8,34%

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 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрокрајине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV, 35/(20)10 kV и 20/10(6) 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 (%)
57	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Сарачица	4,205	0,16	3,67	67,225	20,92	19,5	6,79%
58	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Бронзани Мајдан	1,697	0,1	5,55	145,979	20,92	19,6	6,31%
59	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Гранд Трејд 2	0,005	0	0,02	1,966	20,92	20,92	0,00%
60	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Милорада Умјеновића	2,476	0,005	0,21	2,999	20,92	20,86	0,29%
61	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод КМЦ ТС 2	1,728	0,003	0,15	1,812	20,71	20,68	0,14%
62	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Гранд Трејд 1	0,332	0	0,04	1,864	20,71	20,71	0,00%
63	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Паприковац	1,559	0,003	0,19	4,776	20,71	20,66	0,24%
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)			12,002	0,271	2,21	226,621	20,92	19,5	6,79%
64	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Залужани	1,765	0,013	0,75	11,373	20,37	20,16	1,03%
65	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Козара Путеви	1,053	0,001	0,11	1,882	20,37	20,34	0,15%
66	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Циглана Туњице	1,718	0,004	0,25	6,262	20,37	20,29	0,39%
67	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Маб Стасло	0,19	0	0,01	1,338	20,37	20,36	0,05%
68	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Благоја Паровића	0,097	0	0,01	1,385	20,37	20,36	0,05%
69	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Суботичка	0,811	0,002	0,19	5,538	20,37	20,32	0,25%
70	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Туњице 2 Куљани	1,894	0,03	1,56	8,497	20,37	19,97	1,96%
71	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Рамићи Барлови	1,129	0,005	0,48	19,612	20,37	20,2	0,83%
72	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Шарговац Далека	0,345	0	0,05	5,445	20,37	20,35	0,10%
73	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Драгочај Страњани	0,306	0	0,07	4,843	20,37	20,35	0,10%
74	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Голден Метро	0,465	0	0,04	2,767	20,37	20,36	0,05%
75	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Управна зграда Унис	0,248	0	0,01	2,828	20,37	20,36	0,05%
76	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Унис	0,002	0	0	1,255	20,37	20,37	0,00%
77	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Ивањска (Поткозарје)	1,713	0,079	4,41	108,22	20,37	19,26	5,45%
ТС 110/20 kV Бања Лука 4			11,736	0,134	1,13	181,245	20,37	19,26	5,45%
78	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Сирова вода	1,896	0,001	0,05	0,427	20,54	20,53	0,05%
79	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Карановац	2,188	0,034	1,55	17,439	20,54	19,99	2,68%
80	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Свракава	0,397	0,003	0,78	30,75	20,54	20,34	0,97%
81	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Рекавица	1,792	0,089	4,75	82,81	20,54	19,13	6,86%
82	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Буквалек	0,482	0,003	0,61	21,312	20,54	20,39	0,73%
83	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Хан Кола	0,853	0,008	0,96	42,988	20,54	20,21	1,61%
84	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод РТС Добриња	0,768	0,012	1,49	13,333	20,54	20,26	1,36%
ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5			8,376	0,15	1,76	209,059	20,54	19,13	6,86%
85	ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6	Извод Мишин Хан	1,311	0,009	0,67	8,11	20,62	20,4	1,07%
86	ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6	Извод Драгочај Страњани	3,159	0,023	0,71	18,426	20,62	20,36	1,26%
87	ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6	Извод Ина Пливи	0,404	0	0,03	2,267	20,62	20,61	0,05%
ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6			4,874	0,032	0,65	28,803	20,62	20,36	1,26%
88	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (6 kV)	Извод Пословна зона	0,461	0,002	0,43	1,31	6,13	6,11	0,33%
89	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (6 kV)	Извод Стара Сушиона	0,167	0	0,28	2,246	6,13	6,12	0,16%
ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (6 kV)			0,628	0,002	0,32	3,556	6,13	6,11	0,33%
90	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Врбања	1,312	0,007	0,53	9,176	20,56	20,4	0,78%
91	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Медено Поље 1	0,76	0,001	0,14	4,992	20,56	20,52	0,19%
92	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Делта 1	1,784	0,008	0,44	3,664	20,56	20,46	0,49%
93	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Целех 1	4,96	0,016	0,31	0,979	20,56	20,49	0,34%
94	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Вељка Млађеновића	0,617	0	0,07	2,215	20,56	20,54	0,10%
95	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Екватор Интел	0,041	0	0	0,844	20,56	20,56	0,00%
96	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Чесма	1,515	0,006	0,43	10,486	20,56	20,4	0,78%
97	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Гас Бетон	0,008	0	0	0,687	20,56	20,56	0,00%
ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)			10,997	0,038	0,34	33,043	20,56	20,4	0,78%
98	РТС ТС 20/10 kV Добриња (10 kV)	Извод Војска	0,158	0	0,06	1,62	10,12	10,11	0,10%
РТС ТС 20/10 kV Добриња (10 kV)			0,158	0	0,00	1,62	10,12	10,11	0,10%
99	РТС ТС 20/10 kV Добриња (20 kV)	Извод Каменолом	0,156	0	0,03	1,336	20,26	20,26	0,00%
100	РТС ТС 20/10 kV Добриња (20 kV)	Извод Стричићи	0,412	0,003	0,83	47,952	20,26	20,07	0,94%
РТС ТС 20/10 kV Добриња (20 kV)			0,568	0,003	0,53	49,288	20,26	20,07	0,94%
101	ТС 35/10 kV Ситари	Извод Старине Новака	0,899	0,003	0,34	2,084	10,63	10,59	0,38%
102	ТС 35/10 kV Ситари	Извод Старчевица	1,31	0,006	0,47	3,219	10,63	10,55	0,75%
103	ТС 35/10 kV Ситари	Извод Пољоканов парк	0,701	0,001	0,21	1,7	10,63	10,61	0,19%
104	ТС 35/10 kV Ситари	Извод Трудбеник	0,699	0,001	0,12	3,001	10,63	10,61	0,19%
105	ТС 35/10 kV Ситари	Извод Косте Војиновића	0,001	0	0	0,304	10,63	10,63	0,00%
106	ТС 35/10 kV Ситари	Извод Ситари Круг	1,505	0,002	0,14	1,221	10,63	10,61	0,19%
107	ТС 35/10 kV Ситари	Извод Лауш	1,617	0,015	0,93	5,835	10,63	10,49	1,32%
108	ТС 35/10 kV Ситари	Извод Новоселија	1,189	0,015	1,21	6,165	10,63	10,46	1,60%
ТС 35/10 kV Ситари			7,921	0,043	0,54	23,529	10,63	10,46	1,60%

Табела 15 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електромрежине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV, 35/(20)10 kV и 20/10(6) kV

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губити 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 (%)
109	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Слатина	2,963	0,06	2	47,474	20,73	20,07	3,18%
110	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Шушњари	3,844	0,055	1,41	19,773	20,73	20,27	2,22%
111	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Аутопут Јаблан	2,659	0,03	1,1	14,899	20,73	20,41	1,54%
112	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Трн Црква	3,486	0,02	0,58	7,18	20,73	20,56	0,82%
	ТС 110/20 kV Бања Лука 8		12,952	0,165	1,26	89,326	20,73	20,07	3,18%
113	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Чајавец	2,497	0,008	0,32	5,372	20,78	20,68	0,48%
114	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Слатина	1,784	0,009	0,53	6,306	20,78	20,66	0,58%
115	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Александровац	1,481	0,012	0,78	21,658	20,78	20,52	1,25%
116	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Нискоградња-Асфалтна база	0,662	0,004	0,6	22,531	20,78	20,57	1,01%
117	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Милосавици	0,091	0	0	0,158	20,78	20,78	0,00%
118	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Милошевици	0,961	0,014	1,45	47,164	20,78	20,36	2,02%
119	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Ријечани	0,553	0,002	0,34	13,174	20,78	20,69	0,43%
120	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Топола	0,501	0,001	0,2	6,59	20,78	20,73	0,24%
121	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Земљорадничка задруга	1,208	0,002	0,14	4,251	20,78	20,74	0,19%
122	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Спортска дворана	0,094	0	0,01	1,263	20,78	20,78	0,00%
123	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Трн	5,327	0,17	3,1	26,58	20,78	19,99	3,80%
	ТС 110/20 kV Лакташи		15,159	0,222	1,44	155,047	20,78	19,99	3,80%
124	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Аеродром	1,742	0,004	0,25	5,239	20,73	20,65	0,39%
125	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Кристе	0,227	0	0,1	8,382	20,73	20,71	0,10%
126	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Каблук	0,34	0	0,01	1,037	20,73	20,73	0,00%
127	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Градишка	0,04	0	0,01	1,669	20,73	20,73	0,00%
128	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Мрчевици	0,814	0,005	0,57	14,484	20,73	20,52	1,01%
129	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Маглајани	1,185	0,005	0,45	12,188	20,73	20,55	0,82%
130	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Романовици	0,692	0,003	0,48	20,152	20,73	20,54	0,92%
	ТС 110/20 kV Лакташи 2		5,04	0,017	0,34	63,151	20,73	20,52	1,01%
131	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Мермер Штрбе	0,444	0,001	0,2	9,279	20,61	20,55	0,29%
132	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Лавиште Фачо	1,38	0,005	0,35	7,922	20,61	20,51	0,49%
133	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Скавањаци	0,287	0	0,16	26,013	20,61	20,56	0,24%
134	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Силара	0,613	0	0,03	1,301	20,61	20,61	0,00%
135	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Челинац Центар	1,866	0,002	0,1	10,736	20,61	20,55	0,29%
136	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Укрине	1,049	0,019	1,77	41,586	20,61	20,15	2,23%
137	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Цомбе Бараковац	0,538	0	0,06	6,282	20,61	20,59	0,10%
138	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Челинац I	0,117	0	0	0,243	20,61	20,61	0,00%
	ТС 110/20 kV Челинац		6,294	0,027	0,43	103,362	20,61	20,15	2,23%
139	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Челинац	0,366	0	0,14	27,76	19,71	19,65	0,30%
140	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Козара	0,309	0	0,01	0,37	19,71	19,7	0,05%
141	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Јелшинград	3,706	0,009	0,25	2,98	19,71	19,65	0,30%
142	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Центар	0,8	0	0,03	3,195	19,71	19,69	0,10%
143	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Масловаре	2,075	0,068	3,16	47,255	19,71	18,85	4,36%
144	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Шипраге	0,783	0,015	1,88	45,618	19,71	19,16	2,79%
145	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Забрђе	1,582	0,015	0,94	23,311	19,71	19,45	1,32%
146	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Брегови 3	2,018	0,003	0,13	3,18	19,71	19,67	0,20%
147	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Соколине	0,224	0	0,04	2,131	19,71	19,7	0,05%
	ТС 110/20 kV Котор Варош		11,863	0,11	0,92	155,8	19,71	18,85	4,36%
148	ТС 35/20 kV Кнежево	Извод Дом здравља	1,545	0,004	0,25	44,753	19,87	19,72	0,75%
149	ТС 35/20 kV Кнежево	Извод Алумина	0,275	0	0,01	1,321	19,87	19,87	0,00%
150	ТС 35/20 kV Кнежево	Извод Прогрес	1,29	0,001	0,05	1,799	19,87	19,86	0,05%
151	ТС 35/20 kV Кнежево	Извод Живинице	0,497	0,003	0,61	15,45	19,87	19,72	0,75%
152	ТС 35/20 kV Кнежево	Извод Имљани	0,471	0,005	0,98	58,283	19,87	19,56	1,56%
153	ТС 35/20 kV Кнежево	Извод Бастаји	0,037	0	0,03	7,258	19,87	19,87	0,00%
	ТС 35/20 kV Кнежево		4,115	0,013	0,31	128,864	19,87	19,56	1,56%
154	ТС 110/20 kV Укрини	Извод Дубрава Школа	0,267	0	0,01	0,958	20,65	20,64	0,05%
155	ТС 110/20 kV Укрини	Извод Бранешчи	0,493	0,003	0,7	17,855	20,65	20,47	0,87%
156	ТС 110/20 kV Укрини	Извод Вијачани	0,449	0,001	0,29	11,829	20,65	20,55	0,48%
157	ТС 110/20 kV Укрини	Извод Челинац	0,284	0,001	0,5	29,45	20,65	20,52	0,63%
158	ТС 110/20 kV Укрини	Извод Умка	0,408	0,001	0,22	5,022	20,65	20,59	0,29%
	ТС 110/20 kV Укрини		1,901	0,006	0,31	65,114	20,65	20,47	0,87%

Табела 15 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрокрајине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV, 35/(20)10 kV и 20/10(6) kV

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губитци 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 (%)
159	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Бараћи	0,539	0,01	1,89	92,614	21,01	20,56	2,14%
160	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Град 1	1,781	0,002	0,13	4,18	21,01	20,97	0,19%
161	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Каменолом	0,346	0,001	0,16	15,059	21,01	20,96	0,24%
162	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Град 2	1,317	0,001	0,09	4,929	21,01	20,98	0,14%
163	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Рајково брдо (Кула)	0,234	0	0,15	10,631	21,01	20,97	0,19%
164	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Излаз дистрибуција	2,3	0,016	0,71	0,159	21,08	21,07	0,05%
165	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Ново Насеље	0,877	0,003	0,3	26,25	21,08	20,93	0,71%
ТС 110/20 kV Мркоњић Град			7,394	0,033	0,44	153,822	21,08	20,56	2,47%
166	ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град	Извод Металац	0,038	0	0	0,291	10,4	10,4	0,00%
167	ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град	Извод Мањача	0,331	0	0,02	0,401	10,4	10,4	0,00%
168	ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град	Извод Чађавица	1,023	0,066	6,06	69,026	10,4	9,34	10,19%
169	ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град	Извод Бјелаци	0,788	0,027	3,36	84,455	10,4	9,73	6,44%
ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град			2,18	0,093	4,09	154,173	10,4	9,34	10,19%
170	ТС 35/20/10 kV Превија (20 kV)	Извод Заблеђе	0,538	0,002	0,28	7,62	20,58	20,5	0,39%
171	ТС 35/20/10 kV Превија (20 kV)	Извод Сип	0,05	0	0,01	1,69	20,58	20,57	0,05%
172	ТС 35/20/10 kV Превија (20 kV)	Извод Ратково	0,24	0	0,14	17,888	20,58	20,53	0,24%
173	ТС 35/20/10 kV Превија (20 kV)	Извод Растока-Велаја	0,225	0	0,06	11,057	20,58	20,56	0,10%
ТС 35/20/10 kV Превија (20 kV)			1,053	0,002	0,19	38,255	20,58	20,5	0,39%
174	ТС 35/20/10 kV Превија (10 kV)	Извод Рибник	0,669	0,021	3,01	60,215	10,19	9,73	4,51%
ТС 35/20/10 kV Превија (10 kV)			0,669	0,021	3,04	60,215	10,19	9,73	4,51%
175	РТС Дринић	Извод Гаврићи	0,038	0	0,08	8,597	20,82	20,82	0,00%
176	РТС Дринић	Извод СТС Бањци	0,087	0	0,02	2,2	20,82	20,81	0,05%
177	РТС Дринић	Извод Индустриска Зона	0,152	0	0,04	2,444	20,82	20,81	0,05%
178	РТС Дринић	Извод Дринић Центар	0,041	0	0	0	20,82	20,82	0,00%
РТС Дринић			0,318	0	0,00	13,241	20,82	20,81	0,05%
179	ТС 110/20/10 kV Шипово (10 kV)	Извод РТС Шипово (10 kV)	3,692	0,051	1,36	95,78	10,3	9,61	6,70%
ТС 110/20/10 kV Шипово (10 kV)			3,692	0,051	1,36	95,78	10,3	9,61	6,70%
180	ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)	Извод Фас	0,557	0	0,01	0,466	20,35	20,35	0,00%
181	ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)	Извод Купрес	0,345	0,005	1,31	39,003	20,35	20,01	1,67%
182	ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)	Извод Соколац	0,018	0	0,63	1,561	20,35	20,34	0,05%
183	ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)	Извод Језеро	0,981	0,009	0,88	28,739	20,35	20,06	1,43%
ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)			1,901	0,014	0,73	69,769	20,35	20,01	1,67%
184	ТС 110/20 kV Пњавор	Извод Храћани	1,472	0,016	1,09	46,599	20,34	19,98	1,77%
185	ТС 110/20 kV Пњавор	Извод Шибовска	1,972	0,067	3,28	61,028	20,34	19,33	4,97%
186	ТС 110/20 kV Пњавор	Извод Којин Хан	1,323	0,046	3,34	77,238	20,34	19,51	4,08%
187	ТС 110/20 kV Пњавор	Извод Стандард	3,821	0,01	0,26	11,199	20,34	20,24	0,49%
188	ТС 110/20 kV Пњавор	Извод Уник	0,162	0	0	0,391	20,34	20,34	0,00%
189	ТС 110/20 kV Пњавор	Извод Аутопут 9. јануар	0,001	0	0	0,625	20,34	20,34	0,00%
190	ТС 110/20 kV Пњавор	Извод Клаоница Штрпци	2,59	0,047	1,78	52,531	20,34	19,65	3,39%
191	ТС 110/20 kV Пњавор	Извод Пионир	4,152	0,009	0,21	9,04	20,47	20,37	0,49%
192	ТС 110/20 kV Пњавор	Извод Пњавор 1	5,068	0,114	2,2	52,795	20,47	20,14	1,61%
ТС 110/20 kV Пњавор			20,561	0,309	1,48	311,446	20,47	19,33	5,57%
193	ТС 20/10 kV Пњавор 1	Извод Вијечани	0,809	0,036	4,3	39,041	9,98	9,33	6,51%
194	ТС 20/10 kV Пњавор 1	Извод Кулаши	0,855	0,07	7,6	27,647	9,98	8,99	9,92%
195	ТС 20/10 kV Пњавор 1	Извод Пњавор Град	0,097	0	0,08	0,657	9,98	9,97	0,10%
ТС 20/10 kV Пњавор 1			1,761	0,106	5,68	67,345	9,98	8,99	9,92%
196	ТС 110/20 kV Србац	Извод Бетинска пумпа	2,501	0,01	0,41	10,7	20,71	20,57	0,68%
197	ТС 110/20 kV Србац	Извод Ситешин-Легеница	1,2	0,033	2,67	68,308	20,71	19,87	4,06%
198	ТС 110/20 kV Србац	Извод Нова Топола	1,515	0,037	2,41	32,344	20,71	19,99	3,48%
199	ТС 110/20 kV Србац	Извод Бајинци Пумпа	0,503	0,003	0,64	17,821	20,71	20,52	0,92%
200	ТС 110/20 kV Србац	Извод Кобас	1,077	0,025	2,24	39,49	20,71	20	3,43%
201	ТС 110/20 kV Србац	Извод ИНА пумпа Србац	0,035	0	0	0,427	20,71	20,71	0,00%
202	ТС 110/20 kV Србац	Извод Пријебљеви	3,927	0,12	2,97	11,967	20,71	19,96	3,62%
203	ТС 110/20 kV Србац	Извод Србац Град	0,974	0,001	0,07	2,8	20,71	20,69	0,10%
204	ТС 110/20 kV Србац	Извод Тока	0,564	0,001	0,12	3,608	20,71	20,67	0,19%
205	ТС 110/20 kV Србац	Извод Ножичко двосистемски	0,928	0,017	1,81	32,738	20,71	20,22	2,37%
ТС 110/20 kV Србац			13,224	0,247	1,83	220,203	20,71	19,87	4,06%
206	ТС 110/20/10 kV Градишка (10 kV)	Извод Чатрња	1,988	0,068	3,31	15,024	10,49	9,91	5,53%
207	ТС 110/20/10 kV Градишка (10 kV)	Извод Топола	1,103	0,014	1,21	9,022	10,49	10,3	1,81%
208	ТС 110/20/10 kV Градишка (10 kV)	Извод Лиман	0,636	0,004	0,56	6,998	10,49	10,4	0,86%
209	ТС 110/20/10 kV Градишка (10 kV)	Извод Циглана	1,557	0,038	2,39	20,525	10,49	10,1	3,72%
210	ТС 110/20/10 kV Градишка (10 kV)	Извод Стадион Трико	0,316	0	0,09	1,042	10,49	10,48	0,10%
ТС 110/20/10 kV Градишка (10 kV)			5,6	0,124	2,17	52,611	10,49	9,91	5,53%

Табела 15 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електромрежине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно укупно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV, 35/(20)10 kV и 20/10(6) kV

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губити 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 (%)
211	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Јелшињград Нови	0,645	0	0,07	1,802	20,94	20,92	0,10%
212	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Метал 4	1,202	0,001	0,1	2,445	20,94	20,91	0,14%
213	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Дистрибутивни центар	0,422	0	0,02	1,503	20,94	20,93	0,05%
214	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Крошња	1,2	0,002	0,13	2,917	20,94	20,91	0,14%
215	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Стадион	0,446	0	0,01	0,89	20,94	20,94	0,00%
216	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Брестовича	1,025	0,002	0,23	10,143	20,94	20,84	0,48%
217	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод ГЗ	0,801	0,001	0,07	2,529	20,94	20,92	0,10%
218	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Меркатор	0,265	0	0,01	0,588	20,94	20,94	0,00%
219	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Табаковица	1,024	0,001	0,1	2,773	20,94	20,91	0,14%
220	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Хисета Школа	1,019	0,001	0,14	3,865	20,94	20,9	0,19%
221	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Левита - Плантаже	0,155	0	0,01	0,82	20,94	20,94	0,00%
222	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Занатски центар	0,204	0	0,01	1,412	20,94	20,94	0,00%
223	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Демичара	1	0	0,02	3,152	20,94	20,93	0,05%
224	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Метал 3	0,851	0,001	0,07	2,079	20,94	20,92	0,10%
225	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Водовод	0,222	0	0,03	2,185	20,94	20,93	0,05%
226	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Топлана	0,773	0	0,04	1,851	20,94	20,93	0,05%
ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)			11,254	0,009	0,08	40,954	20,94	20,84	0,48%
227	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Бистрица-Гашница	0,376	0,001	0,17	10,255	21,01	20,96	0,24%
228	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Подгаци	2,584	0,071	2,68	60,992	21,01	20,27	3,52%
229	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Чатрња	0,292	0	0,05	5,508	21,01	20,99	0,10%
230	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Турјак	0,099	0	0,03	2,998	21,01	21	0,05%
231	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Требовљани	1,271	0,018	1,41	75,449	21,01	20,62	1,86%
ТС 110/20 kV Градишка 2			4,622	0,09	1,91	155,202	21,01	20,27	3,52%
232	110/20 kV Нова Топола	Извод Агродустријска Зона	0,402	0	0,11	4,936	20,66	20,63	0,15%
233	110/20 kV Нова Топола	Извод Кочићево	0,637	0,002	0,38	21,091	20,66	20,54	0,58%
234	110/20 kV Нова Топола	Извод Матура	0,053	0	0,15	18,752	20,66	20,62	0,19%
235	110/20 kV Нова Топола	Извод Топола Центар	0,941	0,003	0,32	6,494	20,66	20,56	0,48%
236	110/20 kV Нова Топола	Извод Лакташи	1,185	0,023	1,87	36,599	20,66	20,16	2,42%
237	110/20 kV Нова Топола	Извод Лапљаци	0,86	0,009	1,02	30,864	20,66	20,38	1,36%
238	110/20 kV Нова Топола	Извод Амбуланта	1,808	0,011	0,59	7,846	20,66	20,51	0,73%
239	110/20 kV Нова Топола	Извод Берек	2,303	0,076	3,2	98,208	20,66	19,65	4,89%
240	110/20 kV Нова Топола	Извод Градишка	1,852	0,015	0,8	20,335	20,66	20,42	1,16%
241	110/20 kV Нова Топола	Извод Подгаци	0,169	0	0,02	2,239	20,66	20,65	0,05%
242	110/20 kV Нова Топола	Извод Топола	0,751	0,004	0,57	15,89	20,66	20,48	0,87%
110/20 kV Нова Топола			10,961	0,143	1,29	263,254	20,66	19,65	4,89%
243	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (10 kV)	Извод Костајница	0,317	0,014	4,31	38,327	10,47	9,86	5,83%
244	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (10 kV)	Извод Папирница	2,339	0,02	0,85	7,005	10,47	10,34	1,24%
245	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (10 kV)	Извод Сип	0,56	0,001	0,19	1,752	10,47	10,45	0,19%
246	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (10 kV)	Извод Механика Дубичка Раван	1,775	0,017	0,92	13,571	10,47	10,24	2,20%
247	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (10 kV)	Извод Кисељаци 10 kV	0,531	0,019	3,43	33,124	10,47	9,93	5,16%
ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (10 kV)			5,522	0,071	1,27	93,779	10,47	9,86	5,83%
248	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Ђолови 2	0,154	0	0,03	2,124	20,37	20,37	0,00%
249	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Предјоница	4,246	0,021	0,49	2,551	20,37	20,27	0,49%
250	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Петловац 1	1,229	0,009	0,69	5,37	20,37	20,22	0,74%
251	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Предјоница Dubicotton	0,265	0	0,04	2,245	20,37	20,36	0,05%
252	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Транзит Урије	0,995	0,001	0,12	5,368	21,03	20,97	0,29%
253	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Моштанин Раковица	0,738	0,006	0,75	69,397	21,03	20,77	1,24%
254	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Кисељаци 20 kV	1,303	0,016	1,24	50,96	21,03	20,59	2,09%
255	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Бачвани	0,755	0,004	0,55	27,052	21,03	20,83	0,95%
256	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Драксенић	1,348	0,017	1,28	54,107	21,03	20,6	2,04%
ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)			11,033	0,074	0,67	219,174	21,03	20,22	3,85%
257	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Гомјеница	2,17	0,031	1,41	32,682	20,44	19,97	2,30%
258	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Врбице	0,564	0	0,04	0,971	20,44	20,43	0,05%
259	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Босна Монтажа	4,109	0,038	0,91	8,561	20,44	20,16	1,37%
260	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Тукови	3,843	0,019	0,5	2,716	20,44	20,3	0,68%
261	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Томашница	0,449	0,012	2,66	14,202	20,44	20,21	1,13%
262	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Трнополе	0,978	0,004	0,42	19,84	20,39	20,22	0,83%
263	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Козара Путеви	1,079	0,001	0,14	3,565	20,39	20,35	0,20%
264	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Житопромет	1,394	0,002	0,16	3,93	20,39	20,35	0,20%
265	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Сваде	2,098	0,01	0,46	9,068	20,39	20,26	0,64%
266	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Козарац	3,152	0,1	3,06	87,461	20,39	19,48	4,46%
ТС 110/20 kV Приједор 1			19,836	0,217	1,08	182,996	20,44	19,48	4,70%

Табела 15 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрокрајине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV, 35/(20)10 kV и 20/10(6) 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 (%)
267	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Рашковац	0,851	0,001	0,11	3,171	20,38	20,36	0,10%
268	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Черјеши	2,241	0,041	1,79	34,817	20,38	19,81	2,80%
269	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Велепромет	1,855	0,01	0,54	33,339	20,38	20,09	1,42%
270	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Тукови	3,854	0,058	1,47	3,7	20,38	20,05	1,62%
271	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Брежичани	0,212	0	0,1	6,413	20,38	20,36	0,10%
272	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Хладњача	5,24	0,055	1,04	11,446	20,38	20,1	1,37%
273	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Пећани	2,997	0,011	0,38	5,151	20,38	20,28	0,49%
ТС 110/20/10 kV Приједор 3			17,25	0,176	1,01	98,037	20,38	19,81	2,80%
274	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод Коневини	0,316	0,001	0,33	20,316	20,62	20,53	0,44%
275	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод Дреновача	1,619	0,014	0,88	17,221	20,62	20,38	1,16%
276	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод Омарска	0,704	0,001	0,2	4,376	20,62	20,57	0,24%
277	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод Кевљани	0,783	0,005	0,6	24,072	20,62	20,45	0,82%
278	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод Нишенићи	0,7	0,005	0,7	27,466	20,62	20,41	1,02%
ТС 110/20/6 kV Приједор 5			4,122	0,026	0,63	93,451	20,62	20,38	1,16%
279	ТС 20/35 kV Тукови	Извод Расавици	1,461	0,015	1,01	21,093	20,05	19,71	1,70%
280	ТС 20/35 kV Тукови	Извод Оштра Лука	0,931	0,023	2,37	41,24	20,05	19,51	2,69%
281	ТС 20/35 kV Тукови	Извод Љубија	1,404	0,019	1,35	10,593	20,05	19,85	1,00%
282	ТС 20/35 kV Тукови	Извод Брдо Југовици	0,984	0,006	0,61	28,588	20,3	20,1	0,99%
283	ТС 20/35 kV Тукови	Извод Приједор 2	0,001	0	0	3,029	20,3	20,3	0,00%
284	ТС 20/35 kV Тукови	Извод Тукови центар	0,467	0	0,05	1,075	20,3	20,29	0,05%
285	ТС 20/35 kV Тукови	Извод Приједор Град	0,14	0	0	1,028	20,3	20,3	0,00%
286	ТС 20/35 kV Тукови	Извод Водовод	0,836	0,002	0,19	5,699	20,3	20,24	0,30%
ТС 20/35 kV Тукови			6,224	0,065	1,03	112,345	20,3	19,51	3,89%
287	ТС 20/6 kV Љубија	Извод Коп Љубија	0,054	0	0,34	2,816	6,22	6,2	0,32%
288	ТС 20/6 kV Љубија	Извод Керамика	0,421	0,003	0,62	3,456	6,22	6,16	0,96%
289	ТС 20/6 kV Љубија	Извод РТС Козин	0,122	0,002	1,51	25,363	6,22	6,1	1,93%
290	ТС 20/6 kV Љубија	Извод Блок С	0,255	0	0,05	4,572	6,22	6,21	0,16%
291	ТС 20/6 kV Љубија	Извод Доња Љубија	0,495	0,017	3,37	23,081	6,22	5,92	4,82%
ТС 20/6 kV Љубија			1,347	0,022	1,61	59,288	6,22	5,92	4,82%
292	ТС 20/6 kV Томашница	Извод Томашница	0,117	0	0,3	7,106	6,32	6,29	0,47%
293	ТС 20/6 kV Томашница	Извод Буснови	0,275	0,004	1,44	6,292	6,32	6,2	1,90%
ТС 20/6 kV Томашница			0,392	0,004	1,01	13,398	6,32	6,2	1,90%
294	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Железничка станица	1,419	0,007	0,49	12,933	20,67	20,53	0,68%
295	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Сисој	0,466	0	0,08	3,626	20,67	20,65	0,10%
296	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Гортан Ограде	1,525	0,004	0,26	4,532	20,67	20,6	0,34%
297	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Уна Метал	1,362	0,001	0,06	0,8	20,67	20,65	0,10%
298	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Сводна	1,9	0,046	2,34	121,329	20,99	20,08	4,34%
299	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Блатна	2,399	0,031	1,28	9,731	20,99	20,69	1,43%
300	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Добљин	1,207	0,021	1,71	54,623	20,99	20,45	2,57%
301	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Костајница	2,567	0,316	10,98	58,392	20,99	18,41	12,29%
ТС 110/20 kV Нови Град			12,845	0,426	3,21	265,966	20,99	18,41	12,29%
302	ТС 35/20 kV Нови Град	Извод Владимир Гортан	0,77	0	0,02	0,843	19,68	19,68	0,00%
303	ТС 35/20 kV Нови Град	Извод Јабланица	0,584	0	0,02	1,074	19,68	19,68	0,00%
304	ТС 35/20 kV Нови Град	Извод Блатна	1,724	0,026	1,5	115,55	20,69	20,05	3,09%
305	ТС 35/20 kV Нови Град	Извод Борис Кидрич	0,54	0	0,02	2,894	20,69	20,68	0,05%
ТС 35/20 kV Нови Град			3,618	0,026	0,71	120,361	20,69	19,68	4,88%
Укупно			394,282	5,699	1,42	4712,256		5,92	

Када се анализира Табела 15 уочавају се црвено и жуто обојена поља која указују на релативно висок проценат губитака активне снаге. Обично су у питању дугачки надземни изводи (укупно 39) који имају губитке активне снаге између 2% и 5% (жута поља), односно изнад 5% (црвена поља). На овим СН изводима укупно моделовано оптерећење износи 87,281 MW, а укупно генерисање губитака активне снаге 3,372 MW. То значи да се око 59% губитака у мрежи 20, 10 и 6 kV јавља при напајању око 22% конзума моделованог у ТС X/0,4 kV.

Укупни губици у мрежи 20, 10 и 6 kV за оптерећења од 386,126 MW која су моделована на нивоу ТС 110/X kV износе 5,699 MW (1,42%). У Табела 15 приказано је укупно оптерећење од 394,282 MW одакле се је видљива разлика од око 8,16 MW у односу на укупно моделована оптерећења. Ова разлика се јавља из разлога што су оптерећења на појединим СН изводима приказана више пута у Табела 15, кроз расподелу по СН изводима 20 kV из ТС 110/20 kV и кроз расподелу по изводима 10(6) kV из ТС 20/X kV које су напајане преко ових извода 20 kV (нпр. део оптерећења извода Прњавор 1 из 110/20 kV Прњавор приказан је и кроз оптерећења 10 kV извода из ТС 20/10 kV Прњавор 1).

У Табела 15 могу се уочити СН изводи са релативно ниским вредностима напона (испод техничких граница), односно падом напона између 7% и 10% (жута поља) и изнад 10% (црвена поља). Напони на крајевима четири 10 kV су испод усвојене дозвољене вредности 9,5 kV а на два 20 kV извода су испод дозвољене вредности од 19 kV. Што се тиче 10 kV мреже, између осталих, проблеми ниских напона се јављају на изводима Вујечани и Кулаши из РТС 20/10 kV Прњавор 1. Ниски напони су последица релативно дугачкије 10 kV мреже на овоим изводима (око 39 и 28 km) и ниског напона на самим сабирницама у РТС 20/10 kV Прњавор 1 (испод 10 kV). Изводи 20 kV на којима постоје напони испод технички дозвољених вредности су Масловаре из ТС 110/20 kV Котор Варош и Костајница из ТС 110/20 kV Нови Град. Дужина извода Костајница из ТС 110/20 kV Нови Град је

око 58 km што представља разлог ниских напона на његовим крајевима. Са друге стране, извод Масловаре има краћу мрежу (око 47 km) али се напони на 20 kV сабирницама у ТС 110/35/20 kV Котор Варош држе на релативно ниским вредностима (око 19,7 kV) због присуства МХЕ које су прикључене на 35 kV сабирницеу у ТС 35/20 kV Кнежево. Често генерисање МХЕ превазилази потребе конзума који се напаја преко ТС 35/20 kV Кнежево, а вишак енергије се пласира путем постојећег 35 kV вода до ТС 110/20 kV Котор Варош чиме подиже напоне на њеним сабирницама.

Даља анализа ће показати стање у трансформацији 110/X kV и мрежи 35, 20, 10 и 6 kV са аспекта сигурности.

4.2.3. Анализа сигурности рада мреже

Анализа сигурности напајања дистрибутивне мреже Електрокрајине извршена је кроз анализу могућности обезбеђења резервног напајања при испаду трансформатора 110/X kV, 35/20(10) kV и 20/10(6) 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 при којима је неопходна редукција у табелама су обојени сивом бојом).

Табела 16: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV, 35/20(10) kV и 20/10(6) kV на подручју Електрокрајине

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 (2x40/36/27 MVA)	110/35/10 kV 40/36/27 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (31,5/31,5/10,5+ 40/40/27 MVA)	110/10 kV 31,5/31,5/10,5 MVA	Аутономна резерва.
	110/10 kV 40/40/27 MVA	Резервно напајање већег дела угроженог конзума могуће је обезбедити преко јединице Т1 снаге 31,5 MVA у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 2. Мањи део 10 kV конзума могуће је прихватити преко суседних ТС X/10 kV, путем постојећих 10 kV веза.
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (2x40/40/27 MVA)	110/20/10 kV 40/40/27 MVA	Резервно напајање већег дела угроженог конзума могуће је обезбедити преко јединице која је у погону, укључивањем секционих растављача између секција 10 и 20 kV у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3. Мањи део 10 kV конзума могуће је прихватити преко суседних ТС X/10 kV, путем постојећих 10 kV веза.
ТС 110/20 kV Бања Лука 4 (20/20/13,4+ 20/20/6,67 MVA)	110/20 kV 20/20/6,67 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5 (20/20/6,67+ 20/20/14+2x4 MVA)	110/20 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва.
ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6 (2x20/20/6,67 MVA)	110/20 kV 20/20/6,67 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (2x20/20/14 MVA)	110/20 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Ситари (2x4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Део угроженог конзума се прихвата преко друге јединице исте снаге у ТС 35/10 kV Ситари, а део конзума се прихвата преко суседних ТС 110/X kV Бања Лука 2 и Бања Лука 3.
ТС 20/10 kV Добрња (1,6 MVA)	20/10 kV 1,6 MVA	Угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 110/20 kV Бања Лука 8 (2x40/40/14 MVA)	110/20 kV 40/40/14 MVA	Аутономна резерва.

Табела 16 (наставак): Анализа сигурности при испад трансформатора 110/X kV, 35/20(10) kV и 20/10(6) kV на подручју Електрокрајине

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/20 kV Лакташи (20/20/20+ 20/20/13,4 MVA)	110/20 kV 20/20/20 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/20 kV Лакташи 2 (20/20/14 MVA)	110/20 kV 20/20/14 MVA	Могуће је обезбедити резервно напајање угроженог конзума из правца суседних ТС 110/20 kV Лакташи и Нова Топола, преко постојећих 20 kV веза.
ТС 110/20 kV Челинац (2x20/20/14 MVA)	110/20 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/35/20 kV Котор Варош (20/20/13,3+ 20/20/14 MVA)	110/20 kV 20/20/13,3 MVA	Аутономна резерва.
	110/20/35 kV 20/20/14 MVA	Већи део конзума ТС 35/20 kV Кнежево, која се напаја преко терицјера јединице Т2 у ТС 110/35/20 kV Котор Варош, подлеже редукацији, док мањи део конзума је могуће прихватити преко извода Челинац из ТС 110/35/20 kV Котор Варош.
ТС 110/20 kV Укрина (12,5 MVA)	110/20 kV 12,5 MVA	Мањи део конзума ТС 110/20 kV Укрина подлеже редукацији, док већи део конзума је могуће прихватити преко извода Укрине из ТС 110/20 kV Челинац.
ТС 35/20 kV Кнежево (4 MVA)	35/20 kV 4 MVA	Већи део конзума ТС 35/20 kV Кнежево подлеже редукацији, док мањи део конзума је могуће прихватити преко извода Челинац из ТС 110/35/20 kV Котор Варош.
ТС 110/20 kV Мркоњић Град (2x20/20/14 MVA)	110/20 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/20 kV Шипово (2x20/20/14 MVA)	110/20 kV 20/20/14 MVA	При испад јединице Т1 могуће је обезбедити аутономну резерву преко јединице Т2. При испад јединице Т2 могуће је обезбедити резервно напајање за део угроженог 10 kV конзума стављањем у погон резервне јединце 20/10 kV снаге 1,6 MVA у РТС 20/10 kV Шипово центар.
ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град (3x4 MVA)	35/20 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	20/10 kV 4 MVA	Угрожени конзум подлеже редукацији.
ТС 35/20/10 kV Превија (2x1 MVA+4 MVA)	20/10 kV 1 MVA	Аутономна резерва.
	35/20 kV 4 MVA	Угрожени конзум подлеже редукацији.
ТС 110/20 kV Прњавор (20/20/13,3+ 20/20/14 MVA)	110/20 kV 20/20/13,3 MVA	Аутономна резерва.

Табела 16 (наставкак): Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV, 35/20(10) kV и 20/10(6) kV на подручју Електрокрајине

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 20/10 kV Прњавор 1 (4 MVA)	20/10 kV 4 MVA	Читав конзум подлеже редукцији.
ТС 110/20 kV Србац (20/20/13,3+ 20/20/14 MVA)	110/20 kV 20/20/13,3 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/20/10 kV Градишка (2x20/20/13,4 MVA)	110/20/10 kV 20/20/13,4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/20 kV Градишка 2 (20/20/13,4 MVA)	110/20 kV 20/20/13,4 MVA	Резервира из правца ТС 110/20 kV Нова Топола или из правца ТС 110/20/10 kV Градишка преко постојећих 20 kV веза.
ТС 110/20/10 kV Нова Топола (20/20/13,6+14 MVA)	110/20/10 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (2x20/20/13,4 MVA)	110/20/10 kV 20/20/13,4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/20 kV Приједор 1 (20/20/13,6 + 20/20/13,33 MVA)	110/20/10 kV 20/20/13,6 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/20 kV Приједор 3 (20/20/13,33 MVA)	110/20/10 kV 20/20/13,33 MVA	Мањи део конзума подлеже редукцији, док је преостали део конзума могуће прихватити преко извода из ТС 110/20/10 kV Приједор 1.
ТС 110/20/6 kV Приједор 5 (16+ 20/20/14 + 20/20/13,4 MVA)	110/20/6 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва (неопходно је ставити у погон први и трећи трансформатор).
ТС 20/35 kV Тукови (4 MVA)	20/35 kV 4 MVA	Резервира се преко 20 kV извода Гортан Ограде и Железничка Станица из ТС 110/20/10 kV Нови Град.
ТС 20/6 kV Томашица (1,6 MVA)	20/6 kV 1,6 MVA	Конзум подлеже редукцији.
ТС 20/6 kV Љубија (4 MVA)	20/6 kV 4 MVA	Конзум подлеже редукцији.
ТС 110/20/10 kV Нови Град (2x20/20/13,4 MVA)	110/20/10 kV 20/20/13,4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/20 kV Нови Град (4 MVA)	35/20 kV 4 MVA	Резервира се преко 20 kV извода Гортан Ограде и Железничка Станица из ТС 110/20/10 kV Нови Град.

Као што се може видети из приказане табеле, приликом испада трансформатора 110/X kV резервно напајање комплетног конзума у највећем броју случајева се обезбеђује или преко другог трансформатора уграђеног у истој ТС 110/X kV или преко суседне ТС 110/X kV. Критичан случај представља квар на јединици Т2 у ТС 110/35/20 kV Котор Варош, преко чијег 35 kV намотаја се

напаја конзум ТС 35/20 kV Кнежево, при чему је неопходна редукција већег дела конзума ове ТС. У случају трансформатора 35/20(10) kV и 20/10(6) kV критичан случај се јавља у ТС где је уграђен један трансформатор а где резервирање конзума није могуће реализовати преко СН мреже (не постоје везе са суседним ТС на истом напонском нивоу).

Анализа сигурности рада мреже 35 kV извршена је и кроз анализу испада сваког појединачног вода 35 kV. Из Табела 17 се закључује се да је напајање ТС 35/20 kV Кнежево угрожено приликом испада напојног 35 kV вода из правца ТС 110/35/20 kV Котор Варош (мањи део конзума је могуће прихватити преко постојећих 20 kV веза). Такође, конзум ТС 35/20/10 kV Превија подлеже редукцији приликом квара на 35 kV воду ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град – ТС 20/10 kV Превија.

Табела 17: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електрокрајина

Вод 35 kV	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 ТС 35/10 kV Ситари	Резервно напајање угроженог конзума ТС 35/10 kV Ситари могуће је обезбедити из правца ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5, преко инверзне трансформације 20/35 kV у ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5 и резервног 35 kV вода ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5 - ТС 35/10 kV Ситари.
ТС 110/35/10 kV Котор Варош ТС 35/20 kV Кнежево	Већи део конзума ТС 35/20 kV Кнежево подлеже редукцији, док мањи део конзума је могуће прихватити преко извода Челинац из ТС 110/35/20 kV Котор Варош.
ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град ТС 35/20/10 kV Превија	Угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 20/35 kV Тукови - ТС 35/20 kV Нови Град	Угрожени конзум ТС 35/20 kV Нови Град могуће је прихватити из правца ТС 110/20 kV Нови Град преко извода Гортан Ограде и Железничка Станица.

Анализа сигурности напајања посредством 10 и 20 kV мреже спроведена је за мрежу која се напаја из свих ТС 110/X kV, ТС 35/20(10) kV и ТС 20/10 kV на градским подручјима. Резултати су приказани у наредној табели. Анализа наводи на закључак да је са аспекта сигурности, кабловска мрежа 10 и 20 kV углавном добро димензионисана.

Табела 18: Анализа испада 10 и 20 kV извода на градском подручју Електрокрајине

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Јабучик	Преко извода Нова сировина 2 из РТС Предграђе.
	Јелшинград ТАС 3	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Јелшинград ТАС 1	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	РТС Предграђе 1	Преко извода РТС Предграђе 2 из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1.
	РТС Предграђе 2	Преко извода РТС Предграђе 1 из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1.
	Мирка Мандића	Део угроженог конзума могуће је прихватити преко извода Синтетик Лауш из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3, док преостали део конзума подлеже редукцији.
	Ливница 1	Преко извода Ливница 2 из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1.
	Ливница 2	Преко извода Ливница 1 из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1.
	Буџак 3/1	Преко извода Алтернативна телевизија из ТС 110/20 kV Бања Лука 2.
	Буџак 3/2	Већи део угроженог конзума могуће је прихватити преко извода Петричевац из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 и извода Алтернативна телевизија из ТС 110/10 kV Бања Лука 2. Мањи део конзума подлеже редукцији.
	Буџак 1/1	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Радована Вулина	Део угроженог конзума могуће је прихватити преко извода Бранка Поповића из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1, док преостали део конзума подлеже редукцији.
	Бранка Поповића	Већи део угроженог конзума могуће је прихватити преко извода Петричевац из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 и извода Радована Вулина из ТС 110/10 kV Бања Лука 1. Мањи део конзума подлеже редукцији.

Табела 18 (наставак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електрoкpајине

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Ада ресторан	Део угроженог конзума могуће је прихватити преко извода Ђеде Кеџмановића из ТС 110/10 kV Бања Лука 2, док преостали део конзума подлеже редукцији.
	Ротос	Преко извода Клаоница из РТС Предгарђе.
	Топлана	Преко извода Водовод из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Универзитетски град	Преко извода Зокил из РТС Предгарђе.
	Полицијска академија	Преко извода Универзитетски град из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Живојина Мишића	Преко извода Милана Карановића из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Универзитетски град 2	Преко извода Полицијска академија из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Водовод	Преко извода Топлана из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Трг РС	Преко извода Зграда Владе из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Борик 1	Преко извода Анте Јакића ЛЗ из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Алтернативна телевизија	Преко извода Живојина Мишића из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Врбашки пут 1	Преко извода Јеврејски културни центар из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Борик 8	Преко извода Борик ТС9 из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 или извод Бранка Радичевића 2 из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Брик ТС9	Преко извода Борик 16 из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 уз претходно растерећење извода Борик 16.
	Борик 16	Преко извода Драге Ланга из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Врбашки пут 2	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Јеврејски културни центар	Преко извода Врбашки пут 1 из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Филиповића поље	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Милана Карановића	Преко извода Живојина Мишића из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Ребровац мост	Део угроженог конзума могуће је прихватити преко извода Трудбеник из ТС 35/10 kV Ситари, док мањи део конзума подлеже редукцији.
	МУП	Преко извода Милана Карановића из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.

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

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/10 kV Бања Лука 2	Старчевица 6	Део угроженог конзума могуће је прихватити преко извода Милана Карановића из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 а део преко извода Мајдан зидана из ТС 35/10 kV Ситари.
	Еко топлана 2	Преко извода Еко топлана 2 из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Ђеде Кеџмановића	Преко извода Старчевица из ТС 35/10 kV Ситари.
	Старчевица С6	Преко извода Старчевица А2 из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Старчевица А2	Преко извода Старчевица С6 из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3	Милорада Умјеновића	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Паприковац	Преко извода Сарачица из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Паприковац ТС5	Преко извода КМЦ ТС2 из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	КМЦ ТС2	Преко извода Паприковац ТС5 из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Гранд Трејд 1	Преко извода Гранд Трејд 2 из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Гранд Трејд 2	Преко извода Гранд Трејд 1 из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Раде Марјанца	Преко извода Синтетик Лауш из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3, уз претходно растерећење извода Синтетик Лауш.
	Зграда Владе	Преко извода Трг РС из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Јована Дучића	Преко извода Чајавец 2 из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Чајавец 2	Преко извода Јована Дучића из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Видовданска	Преко извода Анте Јакића ЛЗ из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Шипкино брдо	Део угроженог конзума могуће је прихватити преко извода Зокил из РТС Предграђе а део преко извода Универзитетски град из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Бранка Радичевића 2	Преко извода Борик 8 из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Анте Јакића ЛЗ	Преко извода Петра Међаве из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Максима Горког	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Стамбена зграда 4 низ 4	Преко извода Анте Јакића ЛЗ из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.

Табела 18 (наставак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електрoкpајине

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3	Енергомонт	Део угроженог конзума могуће је прихватити преко извода Ситар круг из ТС 35/10 kV Ситари а део преко извода Борик 16 из ТС 110/10 kV Бања Лука 2. Мањи део конзума подлеже редукацији.
	Петра Међаве	Преко извода Анте Јакића ЛЗ из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Драге Ланга	Преко извода Хисте блок А из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Петра Међаве 2	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Хиста блок А	Преко извода Драге Ланга из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Синтетик Лауш	Преко извода Раде Марјанца из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Управна зграда Унис	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Голден Метро	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Циглана Туњице	Преко извода Козара путеви из ТС 110/20 kV Бања Лука 4.
	Благоја Паровића	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Козара путеви	Преко извода Циглана Туњице из ТС 110/20 kV Бања Лука 4.
	Суботичка	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Маб стакло	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Сирова вода	Преко извода Питка вода из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 5.
	Питка вода	Преко извода Сирова вода из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 5.
ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6	Ина плин	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7	Гас бетон	Преко извода Медено поље 1 из ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7.
	Делта 1	Преко извода Делата 2 из ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7.
	Целекс 1	Преко извода Целекс 2 из ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7.
	Вељка Млађеновића	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Медено поље 1	Преко извода Гас бетон из ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7.
	Екватор инцел	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Срара сушиона	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Пословна зона	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.

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

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 35/10 kV Ситари	Трудбеник	Преко извода Ситар круг из ТС 35/10 kV Ситари.
	Косте Војиновића	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Старине Новака	Преко извода Старчевица С6 из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Ситари круг	Преко извода Трудбеник из ТС 35/10 kV Ситари.
ТС 110/20 kV Лакташи	Аутопут	Преко извода Ријечани из ТС 110/20 kV Лакташи.
	Чајавец	Преко извода Земљорадничка задруга или извода Спортска дворана из ТС 110/20 kV Лакташи.
	Спортска дворана	Преко извода Чајавец из ТС 110/20 kV Лакташи.
	Земљорадничка задруга	Преко извода Чајавец из ТС 110/20 kV Лакташи.
	Милосавци	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
ТС 110/20 kV Лакташи 2	Каблекс	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
ТС 110/20 kV Челинац	Челинац 1	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Свилара	Преко извода Ланиште Фацо из ТС 110/20 kV Челинац.
ТС 110/35/20 kV Котор Варош	Козара	Преко извода Брегови 3 из ТС 110/35/20 kV Котор Варош.
	Брегови 3	Преко извода Козара или извода Јелшинград из ТС 110/35/20 kV Котор Варош.
	Јелшинград	Преко извода Брегови 3 из ТС 110/35/20 kV Котор Варош.
ТС 110/20 kV Укрина	Укрина 2	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Дубрава школа	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
ТС 35/20 kV Кнежево	Алумина	Преко извода Живинице из ТС 35/20 kV Кнежево.
	Прогрес	Преко извода Дом здравља из ТС 35/20 kV Кнежево.
	Дом здравља	Преко извода Прогрес из ТС 35/20 kV Кнежево.
ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Излаз дистрибуција	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Рибник	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Град 1	Преко извода Град 2 из ТС 110/20 kV Мркоњић Град.
	Град 2	Преко извода Град 1 из ТС 110/20 kV Мркоњић Град.

Табела 18 (наставак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електрокрајине

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/20/10 kV Шипово	ФАС	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Пилана	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Трико	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Шипово	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град	Мањача	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Металац	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
ТС 110/20 kV Прњавор	Прњавор 2 - Металка 1 Арматуре	Радијално напајани конзум подлеже редукцији
	Прњавор 1	Преко извода Пионир ис ТС 110/20 kV Прњавор.
	Унис	Радијално напајани конзум подлеже редукцији
	Пионир	Преко извода Стандард из ТС 110/20 kV Прњавор
	Стандард	Преко извода Хрваћани из ТС 110/20 kV Прњавор
	Аутопут 9. јануар	Преко извода Клаоница - Пијаца из ТС 110/20 kV Прњавор
ТС 110/20 kV Србац	Србац Град	Преко 20kV извода Тока из ТС 110/20kV Србац.
	Бензинска пумпа	Преко 20kV извода Србац Град или преко 20kV извода Ситнеши - Лепеница.
ТС 110/20/10 kV Градишка	Дистрибутивни центар	Преко 20kV извода Занатски Центар или преко 20kV извода Брестовчина, оба из ТС 110/20/10kV Градишка.
	Меркатор	Радијално напајани конзум подлеже редукцији
	Јелшинград Нови	Преко 20kV извода Занатски Центар из ТС 110/20/10kV Градишка.
	Стадион	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Хисета Школа	Преко 20kV извода Крошња или преко 20kV извода Метал 4, оба из ТС 110/20/10kV Градишка.
	ГЗ	Преко 20kV извода Табаковица из ТС 110/20/10kV Градишка.
	Метал 4	Преко 20kV извода Метал 3 или преко 20kV извода Хисета Школа, оба из ТС 110/20/10kV Градишка.
	Крошња	Преко 20kV извода Топлана из ТС 110/20/10kV Градишка.
	Табаковица	Преко 20kV извода Метал 3 из ТС 110/20/10kV Градишка.
	Левита - Плантаже	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.

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

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/20/10 kV Градишка	Занатски центар	Преко 20kV извода Дистрибутивни Центар или преко 20kV извода Јелшинград Нови, оба из ТС 110/20/10kV Градишка.
	Демирача	Преко 20kV извода Г-3 из ТС 110/20/10kV Градишка.
	Метал 3	Преко 20kV извода Табаковица или преко 20kV извода Метал 4, оба из ТС 110/20/10kV Градишка.
	Водовод	Радијално напајани конзум подлеже редукцији
	Топлана	Преко 20kV извода Крошња из ТС 110/20/10kV Градишка.
ТС 110/20/10 kV Нова Топола	Агроиндустријска Зона	Преко 20kV извода Амбуланта из ТС 110/20/10 kV Нова Топола
	Амбуланта	Преко 20kV извода Агроиндустријска зона из ТС 110/20/10 kV Нова Топола
ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица	Транзит Урије	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Ђолови 2	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Предионица Dubicotton	Преко извода Предионица из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица.
	Предионица	Преко извода Предионица Dubicotton из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица.
	Механика Дубичка Раван 10 kV	Преко извода Папирница из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица.
	Папирница 10 kV	Преко извода Механика Дубичка Раван из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица.
	Сип Механика 10 kV	Преко извода Механика Дубичка Раван из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица.
ТС 110/20 kV Приједор 1	Козара Путеви	Преко извода Хладњача из ТС 110/20/10 kV Приједор 3.
	Врбице	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Житопромет	Преко извода Босна Монтажа из ТС 110/20/10 kV Приједор 1.
	Босна Монтажа	Преко извода Житопромет из ТС 110/20/10 kV Приједор 1.
ТС 110/20 kV Приједор 3	Велепромет	Преко извода Брежичани из ТС 110/20/10 kV Приједор 3.
	Хладњача	Преко извода Козара Путеви из ТС 110/20/10 kV Приједор 1.
	Пећани	Преко извода Рашковац из ТС 110/20/10 kV Приједор 3.
	Рашковац	Преко извода Пећани из ТС 110/20/10 kV Приједор 3.

Табела 18 (наставак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електротокрајине

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Омарска	Преко извода Нишевићи из ТС 110/20/10/6 kV Приједор 5.
	Нишевићи	Преко извода Омарска из ТС 110/20/10/6 kV Приједор 5.
ТС 110/20/10 kV Нови Град	Железничка	Преко извода Јабланица из ТС 35/20 kV Нови Град.
	Гортан Ограде	Преко извода Владимир Гортан из ТС 35/20 kV Нови Град.
	Блатна	Преко извода Железничка станица из ТС 110/20 kV Нови Град.
	Уна Метал	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Силос	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
ТС 35/20 kV Нови Град	Владимир Гортан	Преко извода Гортан Ограде из ТС 110/20 kV Нови Град.
	Борис Кидрич	Преко извода Гортан Ограде из ТС 110/20 kV Нови Град.
	Јабланица	Преко извода Железничка станица из ТС 110/20 kV Нови Град.

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 6-110 kV на подручју Електротокрајине.

- У већини напојних ТС 110/X kV има довољно инсталисаног капацитета за сигурно напајање конзума. Приликом испада једног трансформатора 110/X kV резервно напајање се за већину ТС 110/X kV обезбеђује аутономно преко другог уграђеног трансформатора у истој ТС. За испад јединице 110/X kV у три ТС 110/X kV резервно напајање могуће је обезбедити преко друге јединице 110/X kV уз додатно растерећење путем постојеће СН мреже. Приликом испада јединог уграђеног трансформатора 110/X kV у ТС 110/20 kV Лакташи 2 и Градишка 2 такође се може обезбедити резервно напајање конзума из правца суседних ТС 110/X kV, али уз одређени број манипулација у мрежи 20 kV. Критичан испад са становишта сигурног напајања СН конзума представља испад јединице Т2 у ТС 110/35/20 kV Котор Варош преко чијег се 35 kV намотаја напаја конзум Кнежева. Приликом испада овог трансформатора већи део конзума Кнежева остаје без напајања.
- Мрежи 35 kV на подручју Електротокрајине је релативно мала (око 124 km), преко које се енергија пласира до четири ТС 35/20(10) kV (у ТС 35/20 kV Тукови и ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град врши се инверзна трансформација 20/35 kV). Са становишта сигурног напајања критични су испади трансформатора 35/20 kV у ТС 35/20 kV Кнежево и ТС 35/20/10 kV Превија, при чему већи део угроженог конзума, односно читав конзум, подлеже редукцији. До истих закључака дошло се и при анализи сигурности у случају квара на напојним 35 kV водовима за ТС 35/20 kV Кнежево и ТС 35/20/10 kV Превија.
- У РТС 20/10(6) kV није могуће обезбедити сигурно напајање угроженог конзума приликом испада трансформатора 20/10(6) kV (уграђен један трансформатор 20/10(6) kV и не постоје 10(6) kV везе са суседним ТС).
- Кабловска мрежа 10 kV углавном задовољава принцип сигурности „n-1”.
- Укупни технички губици у мрежи 10 kV су релативно ниски и износе 1,42%.
- На укупно четири 10 kV и два 20 kV извода су напони испод технички дозвољених вредности.

4.3. Анализа рада мреже на подручју Електро Добоја

4.3.1. Основне карактеристике мреже

Дистрибутивно предузеће Електро Добој своју дистрибутивну делатност обавља на подручју северног дела Републике Српске. На северу се граничи са Хрватском, на југу и истоку са Федерацијом БиХ, а на западу са Електрокрајином. У њеном саставу се налази шест теренских јединица: Електро Добој, Електро Модрича, Електро Шамац, Електро Теслић, Електро Дервента и Електро 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 потрошача, од тога око 94.998 домаћинстава и око 8.046 потрошача у осталим категоријама потрошње. У истом периоду за напајање поменутог конзума набављена је енергија од укупно 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 инсталисани 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 Електро 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 набављеној 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 пет потрошача који електричну енергију преузимају на 35 kV напону: Елград и Брод и Кречњак, Рум и Дестилација које имају сопствену ТС 35/X kV.

4.3.2. 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 19: 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 Шамац и 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 Mvar.

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 Mvar и распоређено је по мерним местима 35 kV (оптерећења моделована по мерним местима 35 kV односе се на велепотрошаче 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 Mvar моделованог оптерећења ангажовани капацитети од 375,5 MVA у трансформацији 110/X kV и 197 MVA у трансформацији 35/10 kV. Табела 21 на страни 51 садржи преглед оптерећења, губитака и напонских прилика по изводима 10 kV у мрежи за оптерећења моделована на нивоу ТС 110/X kV.

Табела 20: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремљених 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 110/35/10/6 kV Брод	110/36,75(21)/10,5	16/16/5,35	1973						1
	110/10,5(21)/6,3	40/40/27	2018						
	110/6,3	31,5/31,5	1987						
	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			1			3
	110/10,5/10,5	20/20/6,7	2022						
	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				5	4	
	110/36,75/10,5	20/20/6,67	1972						
	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 20 (наставак): Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремљених 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 21: 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/X kV и 35/10 kV³

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 Липље	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 Приђел	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 Рјечица	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 Липац	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 Брезивић	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 Чичвије	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%

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 21 (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/X kV и 35/10 kV

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губитци 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 I	Извод Насип	0,424	0,001	0,14	2,38	10,46	10,44	0,19%
55	ТС 35/10 kV Шамац I	Извод Мебош	0,181	0	0,02	1,08	10,46	10,45	0,10%
56	ТС 35/10 kV Шамац I	Извод Спомен Дом	1,064	0,007	0,7	3,91	10,46	10,37	0,86%
57	ТС 35/10 kV Шамац I	Извод Мебош	0,198	0	0,04	0,845	10,46	10,45	0,10%
58	ТС 35/10 kV Шамац I	Извод Црквина	0,89	0,017	1,83	11,17	10,46	10,17	2,77%
59	ТС 35/10 kV Шамац I	Извод Центар	0,716	0,002	0,34	2,845	10,46	10,42	0,38%
	ТС 35/10 kV Шамац I		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 Драгаловици	0,448	0,005	1,17	20,902	10,5	10,34	1,52%
63	ТС 35/10 kV Станари	Извод Цврткови	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 Осина	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 I	Извод Водовод	0,506	0,001	0,24	3,013	10,27	10,24	0,29%
84	ТС 110/35/10 kV Модрича I	Извод Индустија	0,492	0,001	0,14	2,54	10,27	10,26	0,10%
85	ТС 110/35/10 kV Модрича I	Извод Модрича 3	1,329	0,006	0,44	3,171	10,27	10,2	0,68%
86	ТС 110/35/10 kV Модрича I	Извод Препумпна	0,345	0	0,05	1,68	10,27	10,27	0,00%
87	ТС 110/35/10 kV Модрича I	Извод Модрича 30	1,84	0,013	0,7	3,163	10,27	10,19	0,78%
88	ТС 110/35/10 kV Модрича I	Извод Јакеш	1,397	0,065	4,46	33,589	10,27	9,69	5,65%
89	ТС 110/35/10 kV Модрича I	Извод Милошевац	1,086	0,022	2	21,025	10,27	10,01	2,53%
90	ТС 110/35/10 kV Модрича I	Извод Скутрић	1,37	0,064	4,47	53,415	10,27	9,59	6,62%
	ТС 110/35/10 kV Модрича I		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 Чечава	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 I	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 21 (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/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 Кузamani	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	Скарпн 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 Самац 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 Греде 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 Мишковици	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 Календеровићи	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 21 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.

4.3.3. 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 редукција у табелама су обојени сивом бојом).

Табела 22: 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 редукцији. 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 редукцији, 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 22 (наставак): 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 редукцији.
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 редукцији.
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 редукцији.
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 редукцији.
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 редукцији.
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 редукцији. 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 резервирање 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 23 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 редукције, 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 23: 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 Сочковац 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 24: 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 Грете	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 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.
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.

Табела 24 (наставкак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро Добоја

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
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.

4.3.4. 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.

1. 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 редукцији због лоших напонских прилика.
2. 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 редукције.
3. Кабловска мрежа 10 kV углавном задовољава принцип сигурности „n-1” осим за извод Трудбеник из ТС 35/10 kV Усора.
4. 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.

4.4. Анализа рада мреже на подручју Електро-Бијељине

4.4.1. Основне карактеристике мреже

Дистрибутивно предузеће Електро-Бијељина своју дистрибутивну делатност обавља на подручју североисточног дела Републике Српске. У њеном саставу се налази пет теренских јединица: Електро Бијељина, Електро Угљевик, Електро Зворник, Електро Власеница и Електро Братунац. Према подацима из 2022. године Електро-Бијељина годишње испоручи око 690,08 GWh (око 20% укупне дистрибутивне потрошње Републике Српске) за напајање укупно око 118.070 потрошача, од тога око 108.200 домаћинстава и око 9.860 потрошача у осталим категоријама потрошње. У истом периоду за напајање поменутог конзума набављена је енергија од укупно 764,61 GWh. Преузимање електричне енергије се реализује на напонском нивоу 35 и 10 kV у девет ТС 110/X kV (Бијељина 1, 2 и 3, Јања, Угљевик, Лопаре, Сребреница (Поточари), Власеница и Зворник (Беглук поље)). У поменутим напојним ТС 110/X kV укупни инсталисани капацитет износи 360 MVA. Постоји један потрошач у ЕД Електро-Бијељина који енергију преузима на 110 kV и неколико потрошача на 35 kV који имају сопствене ТС 35/X kV, преко које даље дистрибуирају енергију у индустријску мрежу.

Делови конзума теренских јединица дистрибутивног предузећа Електро-Бијељина напајају се на следећи начин: мањи део конзума теренске јединице Електро-Бијељина напаја се из правца ТС 110/X kV Брчко 1 и 2, као и неки потрошачи теренске јединице Братунац који се напајају преко 10 kV извода из правца ТС 220/35 kV Бајина Башта преко ТС 35/10 kV Перућан, Свој Друг (Рогачица) и Дрина. Збирно неједно време вршно оптерећење Електро-Бијељине на нивоу трансформације 110/X kV, не рачунајући и оптерећење преузето из правца ТС 110/X kV Брчко 1 и 2 и ТС 220/35 kV Бајина Башта, је у 2022. години достигло износ од око 153,3 MW (не узимајући у обзир оптерећење потрошача на 110 kV, фабрика глинице „Бирач“).

На подручју Електро-Бијељине налази се и велики број малих електрана од којих ово дистрибутивно предузеће такође преузима електричну енергију. Најзаступљеније су МХЕ укупне инсталисане снаге 13,02 MW (укупно 10). Поред МХЕ на подручју Електро-Бијељине налази се и шест МСЕ укупне инсталисане снаге 0,71 MW. Учешће свих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу у укупној набављеној енергији Електро-Бијељине у 2022. години је износило око 3%.

Преузета енергија из ТС 110/X kV и прикључених електрана се дистрибуира у мрежу посредством укупно 27 дистрибутивних ТС 35/10 kV (221,1 MVA) и око 2180 ТС 10/0,4 kV (578 MVA). Дистрибутивно подручје Електро-Бијељина се граничи са Електропривредом Србије и Електродистрибуцијом Брчко Дистрикт са којима такође врши размену једног мањег дела електричне енергије и то посредством веза реализованих на напонском нивоу 10 и 35 kV.

Укупна дужина дистрибутивне 35 kV мреже је око 337 km, а дужина 10 kV мреже око 2.139 km. Основна карактеристика дистрибутивне мреже на подручју Електро-Бијељине је велика географска распрострањеност, велики број ТС 35/10 kV од којих је добар део радијално напајан или је у погону са једним уграђеним трансформатором.

4.4.2. 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-Бијељине моделовани су сви елементи мреже 10-110 kV, при чему су водови 110 kV моделовани својим еквивалентима који на квалитетан начин одражавају функционисање ове мреже. Као балансни чвор мреже моделоване су сабирнице 110 kV у ТС 400/110/35 kV Угљевик.

За све елементе мреже моделовано је њихово уобичајено уклопно стање у режимима зимских оптерећења, достављено од стране Електро-Бијељина. Према достављеним информацијама напони у ТС 110/35/10 kV на 35 kV страни се одржавају на следећим вредностима: Бијељина 1 (35,7 kV), Бијељина 3 и Брчко 1 (35,1 kV), Поточари (36,2 kV), Власеница (35,8 kV), Брчко 1 (35,6 kV), те ТС 110/35 kV Беглук Поље (35,2 kV), а у ТС 110/35 kV Угљевик око 35,1 kV. У ТС 110/35/10 kV Јања и Лопаре и ТС 110/20/10 kV Бијељина 2 се напони на 10 kV сабирницама крећу у опсегу од 10,1 kV до 10,5 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-Бијељина, и обрнуто. Трансформатори 35/10 kV у ТС 35/10 kV у актуелном режиму су подешени на номинални преносни однос.

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-Бијељине постоје систематизовани подаци о измереним вредностима активне и реактивне снаге по изводима СН и неким ТС 35/X kV. Подаци са којим се располагало из SCADA система коришћени су за процену реалних максимума, као и уклопно стања у мрежи 35 kV.

Табела 25: 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-Бијељина

ТС	Тренутак моделованог оптерећења	Моделовано активно оптерећење (MW)	Моделовано реактивно оптерећење (MVar)	Трке на нивоу ТС 110/X kV (h)
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	23.12.2021. у 18:00 h	33,95	4,98	5.175
ТС 110/20/10 kV Бијељина 2	13.12.2021. у 16:00 h	1,81	0,36	4.370
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	23.12.2021. у 18:00 h	28,60	3,61	4.175
ТС 110/35/10 kV Јања	25.12.2021. у 18:00 h	6,53	1,27	4.450
ТС 110/35/10 kV Лопаре	28.12.2021. у 10:00 h	3,22	0,78	4.440
ТС 110/35/10 kV Сребреница (Поточари)	26.11.2021. у 20:00 h	14,61	1,86	5.700
ТС 400/110/35/ kV Угљевик	30.10.2021. у 20:00 h	10,81	4,35	6.500
ТС 110/35/10 kV Власеница	1.02.2022. у 10:00 h	11,97	1,30	4.900
ТС 110/35 kV Зворник (Беглук поље)	23.12.2021. у 18:00 h	39,09	12,15	5.200
110 kV далековод ка Глиници				

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. 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 (Бијељина 1, Бијељина 3, Сребреница (Поточари) и Власеница). Сходно томе су и моделована оптерећења у мрежи и уклопно стање трансформатора 110/X kV. У случају ТС 400/110/35/ kV Угљевик која преко трансформације 110/35 kV напаја ТС 35/10 kV Модран и ТС 35/X kV Богутово Село 1 и 2. Како се располагало само са месечним максимумима за потрошаче Рудник И ТЕ АД који се напаја на 35 kV из праца ТС 400/110/35/ kV Угљевик преко ТС 35/ X kV Богутово Село 1 и 2, удео оптерећења Рудника у тренутку максимума ТС Угљевик је процењен на основу месечних максимума и прорачунато је оптерећење ТС 35/10 kV Модран.

Коначно, посебан проблем код формирања модела мреже представљала су генерисања ХЕ, 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, као и 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 већина МСЕ у тим моментима није радила или је ниво њиховог генерисања енергије у мрежу био занемарљиво мали. Поред тога посебно су анализирани две највеће електране које су прикључене на мрежу Електро-Бијељине: МХЕ Медош (4,71 MW) и МХЕ Тишча (2,64 MW). За највећи број електрана се дошло до

закључка да нису радиле у моменту врха ТС 110/X kV на чијем конзумном подручју се налазе и моделовано је нулто генерисање, што је са аспекта дистрибутивне мреже када је у питању вршни режим рада критичнији случај. Две електране које су имале генерисање у тренутку усвојеног максимума ТС 110/X kV су МХЕ Штедрић и МХЕ Тишча. Генерисање ових електрана је моделовано са активном снагом МХЕ Штедрић (0,18 MW), односно МХЕ Тишча (0,414 MW) и усвојеним фактором снаге који је близак јединици.

Када је реч о кондензаторским батеријама које се имају у СН мрежи Електро-Бијељине 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-Бијељине 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 1.437 ТС 10/0,4 kV моделоване су кондензаторске батерије укупне инсталисане снаге 14,095 Mvar.

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-Бијељине. Укупно тако прорачунато оптерећење на нивоу трансформације 110/X kV износи 140,9 MW и 38,35 Mvar и распоређено је по мерним местима 35 kV (оптерећења моделована по мерним местима 35 kV односе се на велепотрошаче који преузимају енергију на том напонском нивоу) и ТС 10/0,4 kV. Поред овог моделовано је и оптерећење фабрике глинице „Бирач” на 110 kV (14,82 MW и 8,4 Mvar).

У наредној табели дат је преглед трансформатора 110/X и 35/10 kV по појединим ТС које напајају подручје дистрибутивног предузећа Електро-Бијељина, са изузетком ТС 35/10 kV где се није располагало подацима. 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 140,9 MW и 38,35 Mvar моделованог оптерећења ангажовани капацитети од 360 MVA у трансформацији 110/X kV и 220 MVA у трансформацији 35/10 kV. Табела 27 на страни 64 садржи преглед оптерећења, губитака и напонских прилика по изводима 10 kV у мрежи за оптерећења моделована на нивоу ТС 110/X kV.

Табела 26: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремљених хелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро-Бијељине

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 kV Бијељина 1	110/36,75/10,5	40/40/27	2019	2	1			6	
	110/36,75/10,5	40/40/27	2019						
ТС 110/20/10 kV Бијељина 2	110/21	12,5/12,5	1982				2		1
	110/10,5/10,5	20/20/6,6	2014						
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	110/36,75/10,5	20/20/6,67	2000	2				4	
	110/36,75/10,5	40/27/27	2003						
ТС 110/35/10 kV Јања	110/10,5(21)/36,75	20/20/14	2008	3				5	
ТС 110/35/10 kV Лопаре	110/21 (10,5)/36,75	20/20/14	2002			2			2
ТС 110/35/10 kV Сребреница (Поточари)	110/36,75/21 (10,5)	20/20/14	2001			1		2	
	110/36,75/10,5	40/27/27	1987						
ТС 400/110/35/ kV Угљевик	110/36,75/6,3	31,5/31,5/10,5	1982	2					
ТС 110/35/10 kV Власеница	110/36,75/10,5	20/20/14	1983			1			2
	36,75/10,5	8	1979						
ТС 110/35 kV Зворник (Беглук поље)	110/36,75/10,5	16/16/5,35	1978	2	1				
	110/36,75/10,5	20/20/6,67	2019						
ТС 35/10 kV Бијељина II	35/10	8	1977						
	35/10	8	1974						
ТС 35/10 kV Бијељина III	35/10	8	1989						
	35/10	8	1998						
ТС 35/10 kV Бијељина IV	35/10	8	2011						
ТС 35/10 kV Чађавица	35/10	8	2004						
ТС 35/10 kV Брезово Поље	35/10	8							
ТС 35/10 kV Дворови	35/10	8	2005						
ТС 35/10 kV Остојићево	35/10	8	1998						
	35/10	4	1999						
ТС 35/10 kV Пелагићево	35/10	4	1978						
	35/10	4	1970						
ТС 35/10 kV Братунац I	35/10	8	1979						
ТС 35/10 kV Братунац II	35/10	4	1971						
	35/10	8	-						
ТС 35/10 kV Зелени Јадар	35/10	4	2002						
ТС 35/10 kV Кравица	35/10	8	2001						
ТС 35/10 kV Сребреница	35/10	8	2002						
ТС 35/10 kV МХЕ Горњи Залуковик	35/10	2,5	1969						
ТС 35/10 kV Хан Пијесак	35/10	4	1977						

Табела 26 (наставак): Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремљених ћелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро-Бијељине

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 Милићи	35/10	8	1990						
ТС 35/10 kV Нова Касаба	35/10	1,6	-						
ТС 35/10 kV Шековићи	35/10	2,5	1964						
ТС 35/10 kV Модран	35/10	8	1999						
	35/10	8	1987						
ТС 35/10 kV Прибој	35/10	2,5	-						
ТС 35/10 kV Каменица	35/10	4	2002						
ТС 35/10 kV Зворник	35/10	8	1972						
	35/10	4	-						
ТС 35/10 kV Козлук	35/10	8	1999						
ТС 35/10 kV Цапарде	35/10	4	2012						
ТС 35/10 kV Каракај	35/10	8	1974						
	35/10	8	1976						
ТС 35/10 kV Сасе	35/10	8	-						
ТС 35/10 kV Брањево	35/10	8	2003						
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV		360							
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		220							

Табела 27: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Бијелине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклонно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV⁴

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 110/35/10 kV Бијелина 1	Извод Економија	3,981	0,149	3,6	12,9	10,16	9,53	6,20%
2	ТС 110/35/10 kV Бијелина 1	Извод Болиница	2,084	0,012	0,55	3,421	10,16	10,08	0,79%
3	ТС 110/35/10 kV Бијелина 1	Извод Јања Стара	0,877	0,003	0,34	3,072	10,16	10,11	0,49%
4	ТС 110/35/10 kV Бијелина 1	Извод Индустрија II	1,437	0,008	0,52	3,222	10,16	10,09	0,69%
5	ТС 110/35/10 kV Бијелина 1	Извод Центар	3,81	0,04	1,03	4,618	10,16	10	1,57%
6	ТС 110/35/10 kV Бијелина 1	Извод Циглана	1,27	0,009	0,73	4,184	10,16	10,05	1,08%
	ТС 110/35/10 kV Бијелина 1		13,459	0,221	1,62	31,417	10,16	9,53	6,20%
7	ТС 110/20/10 kV Бијелина 2	Извод Доњи Загони	0,397	0,005	1,17	13,734	10,28	10,11	1,65%
8	ТС 110/20/10 kV Бијелина 2	Извод Хасе	0,871	0,009	1,04	4,799	10,28	10,15	1,26%
9	ТС 110/20/10 kV Бијелина 2	Извод Суво Поље	0,602	0,023	3,75	24,87	10,28	9,74	5,25%
	ТС 110/20/10 kV Бијелина 2		1,87	0,037	1,94	43,403	10,28	9,74	5,25%
10	ТС 110/35/10 kV Бијелина 3	Извод Сава 2	0,094	0	0,01	0,26	10,11	10,11	0,00%
11	ТС 110/35/10 kV Бијелина 3	Извод Зељезничка	3,497	0,037	1,05	4,856	10,11	9,97	1,38%
12	ТС 110/35/10 kV Бијелина 3	Извод Ковиљуше	1,682	0,014	0,85	4,748	10,11	10,01	0,99%
13	ТС 110/35/10 kV Бијелина 3	Извод Месопродукт	2,418	0,1	3,97	23,083	10,11	9,45	6,53%
	ТС 110/35/10 kV Бијелина 3		7,691	0,151	1,93	32,947	10,11	9,45	6,53%
14	ТС 35/10 kV Бијелина II	Извод Индустрија 1	0,003	0	0	0,821	10,51	10,51	0,00%
15	ТС 35/10 kV Бијелина II	Извод Гојсвац 2	2,475	0,053	2,1	22,755	10,51	10,13	3,62%
16	ТС 35/10 kV Бијелина II	Извод Орао	0,297	0	0,01	0,165	10,51	10,51	0,00%
17	ТС 35/10 kV Бијелина II	Извод Пословница	0,057	0	0	0,079	10,51	10,51	0,00%
18	ТС 35/10 kV Бијелина II	Извод Гојсвац	0,913	0,007	0,76	7,408	10,51	10,4	1,05%
19	ТС 35/10 kV Бијелина II	Извод Крушевље	1,775	0,015	0,81	3,415	10,51	10,4	1,05%
20	ТС 35/10 kV Бијелина II	Извод Елвако РМК	0,033	0	0,01	0,754	10,51	10,51	0,00%
21	ТС 35/10 kV Бијелина II	Извод Ново Село	1,104	0,025	2,23	13,403	10,51	10,21	2,85%
22	ТС 35/10 kV Бијелина II	Извод Нови Млин	0,061	0	0,01	0,293	10,51	10,51	0,00%
23	ТС 35/10 kV Бијелина II	Извод Средњошколски Центар	1,529	0,009	0,59	3,278	10,51	10,42	0,86%
24	ТС 35/10 kV Бијелина II	Извод Димитрија Туцовица	0,362	0,001	0,14	1,427	10,51	10,49	0,19%
	ТС 35/10 kV Бијелина II		8,609	0,11	1,26	53,798	10,51	10,13	3,62%
25	ТС 35/10 kV Бијелина III	Извод Амајлије	1,263	0,048	3,64	18,091	10,44	9,97	4,50%
26	ТС 35/10 kV Бијелина III	Извод Центар 2	2,513	0,012	0,47	3,138	10,44	10,39	0,48%
27	ТС 35/10 kV Бијелина III	Извод Парк	2,576	0,022	0,83	2,912	10,44	10,33	1,05%
28	ТС 35/10 kV Бијелина III	Извод Стадион	1,064	0,003	0,29	1,572	10,44	10,4	0,38%
29	ТС 35/10 kV Бијелина III	Извод Зенит	0,756	0,001	0,18	1,832	10,44	10,42	0,19%
30	ТС 35/10 kV Бијелина III	Извод Карађорђева	2,44	0,012	0,5	2,961	10,44	10,38	0,57%
31	ТС 35/10 kV Бијелина III	Извод Крушевље 3	0,939	0,004	0,44	4,346	10,44	10,38	0,57%
	ТС 35/10 kV Бијелина III		11,551	0,102	0,88	34,852	10,44	9,97	4,50%
32	ТС 35/10 kV Бијелина IV	Извод Патковача	2,045	0,1	4,68	6,637	10,48	9,84	6,11%
33	ТС 35/10 kV Бијелина IV	Извод Вишњићева	0,943	0,005	0,55	2,859	10,48	10,41	0,67%
34	ТС 35/10 kV Бијелина IV	Извод Пучиле	2,531	0,043	1,66	13,683	10,48	10,23	2,39%
35	ТС 35/10 kV Бијелина IV	Извод Гвоздевићи	1,127	0,005	0,46	5,56	10,48	10,41	0,67%
36	ТС 35/10 kV Бијелина IV	Извод Раскршће	0,793	0,002	0,23	2,538	10,48	10,45	0,29%
	ТС 35/10 kV Бијелина IV		7,439	0,155	2,04	31,277	10,48	9,84	6,11%
37	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Јања ИВ	1,197	0,008	0,66	3,259	10,42	10,34	0,77%
38	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Индустрија	1,348	0,011	0,79	10,767	10,42	10,25	1,63%
39	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Главичице	1,446	0,066	4,35	26,162	10,42	9,84	5,57%
40	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Јања IV	1,728	0,054	3,04	19,645	10,42	9,95	4,51%
41	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Фабрика Сушеног Поврћа	0,767	0,003	0,44	7,046	10,42	10,35	0,67%
	ТС 110/35/10 kV Јања		6,486	0,142	2,14	66,879	10,42	9,84	5,57%
42	ТС 35/10 kV Чађавица	Извод Доња Чађавица	0,788	0,019	2,39	24,784	10,52	10,07	4,28%
43	ТС 35/10 kV Чађавица	Извод Црњелово	0,81	0,032	3,77	18,303	10,52	9,97	5,23%
44	ТС 35/10 kV Чађавица	Извод Обарска	0,852	0,026	2,94	23,323	10,52	10,09	4,09%
45	ТС 35/10 kV Чађавица	Извод Доњи Драгалјевац	1,123	0,054	4,55	26,835	10,52	9,77	7,13%
	ТС 35/10 kV Чађавица		3,573	0,131	3,54	93,245	10,52	9,77	7,13%
46	ТС 35/10 kV Брезово Поље	Извод Црњелово	1,71	0,109	5,99	17,839	10,53	9,77	7,22%
	ТС 35/10 kV Брезово Поље		1,71	0,109	5,99	17,839	10,53	9,77	7,22%
47	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Центар	1,791	0,016	0,87	9,853	10,46	10,32	1,34%
48	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Крива Бара	0,422	0,001	0,2	3,093	10,46	10,43	0,29%
49	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Међаши	1,358	0,025	1,79	17,764	10,46	10,16	2,87%
50	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Школа	0,777	0,002	0,27	5,784	10,46	10,43	0,29%
	ТС 35/10 kV Дворови		4,348	0,044	1,00	36,494	10,46	10,16	2,87%

⁴ 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 27 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Бијељине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклонно 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 (%)
51	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Тополовац	0,085	0	0,47	16,492	10,39	10,35	0,38%
52	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Прыелово	1,471	0,08	5,16	16,462	10,39	9,74	6,26%
53	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Батковић	1,454	0,045	3,01	20,855	10,39	9,95	4,23%
54	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Бегов Пут	0,231	0,002	0,87	12,114	10,39	10,29	0,96%
55	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Бродац	1,397	0,052	3,58	21,66	10,39	9,83	5,39%
	ТС 35/10 kV Остојићево		4,638	0,179	3,72	87,583	10,39	9,74	6,26%
56	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Блажевац	0,454	0,006	1,39	12,921	10,51	10,31	1,90%
57	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Лончари	0,105	0,001	0,55	10,343	10,51	10,45	0,57%
58	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Силос	0,632	0,012	1,79	37,166	10,51	10,26	2,38%
59	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Пелагићево	1,755	0,087	4,7	31,357	10,51	9,79	6,85%
	ТС 35/10 kV Пелагићево		2,946	0,106	3,47	91,787	10,51	9,79	6,85%
60	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Цинкара	0,821	0,001	0,08	0,504	10,16	10,15	0,10%
61	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Сребреница	0,246	0	0,14	4,669	10,16	10,14	0,20%
62	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Г.Поточари	0,052	0	0,11	12,192	10,16	10,16	0,00%
63	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод ФАС 1.2.3	0,025	0	0	0,363	10,16	10,16	0,00%
64	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Ферос	0,159	0	0,02	0,54	10,16	10,16	0,00%
65	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Братунац	0,188	0	0,14	3,976	10,16	10,15	0,10%
	ТС 110/35/10 kV Поточари		1,491	0,001	0,07	22,244	10,16	10,14	0,20%
66	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Г.Логова	0,117	0	0,12	5,838	10,48	10,47	0,10%
67	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Подградац	1,527	0,022	1,41	9,535	10,48	10,32	1,53%
68	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Сребреница	0,254	0,001	0,22	3,108	10,48	10,45	0,29%
69	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Братунац Град	0,315	0	0,14	3,252	10,48	10,47	0,10%
70	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Полом	0,248	0,005	1,93	18,919	10,48	10,2	2,67%
71	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Суха	0,222	0,001	0,25	6,371	10,48	10,45	0,29%
	ТС 35/10 kV Братунац I		2,683	0,029	1,07	47,023	10,48	10,2	2,67%
72	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод ЗТС Пилана	1,374	0,006	0,41	3,015	10,35	10,3	0,48%
73	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод Сикирић	0,4	0,007	1,64	44,831	10,35	10,09	2,51%
74	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод Водовод	1,527	0,013	0,87	7,429	10,35	10,19	1,55%
75	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод Ј.Мост	0,228	0	0,14	6,042	10,35	10,32	0,29%
76	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод НБТС Пилана	0,565	0	0,06	0,779	10,35	10,34	0,10%
77	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод Јелах	0,623	0,004	0,61	8,555	10,35	10,25	0,97%
	ТС 35/10 kV Братунац II		4,717	0,03	0,63	70,651	10,35	10,09	2,51%
78	ТС 35/10 kV Перућац	Извод Осат	0,008	0	0	1,561	10,49	10,49	0,00%
79	ТС 35/10 kV Перућац	Извод Пећи	0,186	0,002	0,8	11,096	10,49	10,4	0,86%
	ТС 35/10 kV Перућац		0,194	0,002	1,02	12,657	10,49	10,4	0,86%
80	ТС 35/10 kV Свој Друг (Рогачица)	Извод Жлијебац Факовићи	0,09	0	0,18	15,291	10,49	10,47	0,19%
	ТС 35/10 kV Свој Друг (Рогачица)		0,09	0	0,00	15,291	10,49	10,47	0,19%
81	ТС 35/10 kV Дрина	Извод Скелани	0,384	0,002	0,47	20,097	10,49	10,4	0,86%
	ТС 35/10 kV Дрина		0,384	0,002	0,52	20,097	10,49	10,4	0,86%
82	ТС 35/10 kV Зелени Јадар	Извод Љубисавићи	0,061	0	0,07	9,714	10,7	10,69	0,09%
83	ТС 35/10 kV Зелени Јадар	Извод Сребр.Камен	0,043	0	0,01	0,745	10,7	10,7	0,00%
84	ТС 35/10 kV Зелени Јадар	Извод Клотјевац	0,073	0	0,56	32,835	10,7	10,68	0,19%
85	ТС 35/10 kV Зелени Јадар	Извод Осмаче	0,133	0,001	0,66	70,334	10,7	10,67	0,28%
	ТС 35/10 kV Зелени Јадар		0,31	0,001	0,32	113,628	10,7	10,67	0,28%
86	ТС 35/10 kV Кравица	Извод К.Поље	0,433	0,003	0,69	25,522	10,49	10,37	1,14%
87	ТС 35/10 kV Кравица	Извод Братунац	0,226	0,001	0,35	17,845	10,49	10,45	0,38%
88	ТС 35/10 kV Кравица	Извод Кравица	0,045	0	0,03	5	10,49	10,49	0,00%
	ТС 35/10 kV Кравица		0,704	0,004	0,56	48,367	10,49	10,37	1,14%
89	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Видиковац	0,049	0	0,01	0,508	10,69	10,69	0,00%
90	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Фабрика помфрита	0,104	0	0	0,02	10,69	10,69	0,00%
91	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Сребреница	0,208	0,001	0,43	9,564	10,69	10,66	0,28%
92	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Баратова	0,051	0	0,01	0,537	10,69	10,69	0,00%
93	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Суцешка	0,111	0,001	0,64	26,392	10,69	10,66	0,28%
94	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Болница	0,662	0,002	0,24	3,391	10,69	10,66	0,28%
	ТС 35/10 kV Сребреница		1,185	0,004	0,34	40,412	10,69	10,66	0,28%
95	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод Финали	0,323	0	0,04	0,994	10,19	10,18	0,10%
96	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод Бензинска Станица	0,941	0,003	0,27	2,625	10,19	10,15	0,39%
97	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод ХЕ Тисца	0,621	0,052	7,74	33,446	10,19	9,51	6,67%
98	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод СШЦ	1,076	0,005	0,51	4,248	10,19	10,12	0,69%
99	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод Пискавице	0,244	0,002	0,65	32,16	10,19	10,08	1,08%
100	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод Алпро 1 и 2	0,962	0	0,04	0,9	10,19	10,19	0,00%
	ТС 110/35/10 kV Власеница		4,167	0,062	1,47	74,373	10,19	9,51	6,67%

Табела 27 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Бијељине 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 (%)
101	МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV	Извод Хан Пијесак	0,096	0	0,42	9,279	10,66	10,61	0,47%
102	МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV	Извод Власеница	0,009	0	0,01	1,325	10,66	10,66	0,00%
103	МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV	Извод Шековићи	0,234	0,003	1,18	10,514	10,66	10,51	1,41%
	МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV		0,339	0,003	0,88	21,118	10,66	10,51	1,41%
104	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Мекоте	0,047	0	0,16	3,92	10,6	10,58	0,19%
105	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Пјеновац	0,14	0,001	0,81	29,16	10,6	10,49	1,04%
106	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Горњи Залуковик	0,181	0,001	0,29	9,391	10,6	10,55	0,47%
107	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Љесковац	0,175	0,001	0,57	30,407	10,6	10,53	0,66%
108	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Хан Пијесак 1	0,205	0	0,13	1,361	10,6	10,58	0,19%
109	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Хан Пијесак 2	0,534	0,003	0,65	3,068	10,6	10,52	0,75%
110	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Хан Крам	0,102	0,001	0,63	19,477	10,6	10,52	0,75%
	ТС 35/10 kV Хан Пијесак		1,384	0,007	0,50	96,784	10,6	10,49	1,04%
111	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Пилана	0,826	0,002	0,27	5,01	10,54	10,47	0,66%
112	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Вуковићи	0,053	0	0,17	9,185	10,54	10,51	0,28%
113	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Дервента	0,388	0,003	0,85	35,577	10,54	10,41	1,23%
114	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Подгора	0,509	0,001	0,16	6,425	10,54	10,5	0,38%
115	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Милићи	0,443	0	0,06	0,92	10,54	10,53	0,09%
116	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Алфа Трејд	1,03	0,002	0,23	5,069	10,54	10,49	0,47%
	ТС 35/10 kV Милићи		3,249	0,008	0,25	62,186	10,54	10,41	1,23%
117	ТС 35/10 kV Нова Касаба	Извод Забрђе	0,056	0	0,15	12,743	10,36	10,33	0,29%
118	ТС 35/10 kV Нова Касаба	Извод Фарма	0,329	0,001	0,32	15,297	10,36	10,29	0,68%
119	ТС 35/10 kV Нова Касаба	Извод Божем	0,389	0,005	1,18	28,133	10,36	10,18	1,74%
	ТС 35/10 kV Нова Касаба		0,774	0,006	0,77	56,173	10,36	10,18	1,74%
120	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Фагум	0,572	0	0,09	0,54	10,38	10,37	0,10%
121	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Власеница	0,419	0,003	0,66	14,19	10,38	10,27	1,06%
122	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Ташевац	0,268	0	0,03	0,79	10,38	10,37	0,10%
123	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Папраца	0,301	0,006	2,09	27,588	10,38	10,08	2,89%
124	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод ФУК	0,182	0	0,15	6,414	10,38	10,36	0,19%
125	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Акмачићи	0,092	0	0,21	18,116	10,38	10,34	0,39%
126	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Шековићи	0,418	0,001	0,18	2,98	10,38	10,35	0,29%
	ТС 35/10 kV Шековићи		2,252	0,01	0,44	70,618	10,38	10,08	2,89%
127	ТС 35/10 kV Модран	Извод Трнова	0,836	0,029	3,38	29,401	10,39	9,88	4,91%
128	ТС 35/10 kV Модран	Извод Мезграја	0,205	0,001	0,34	14,3	10,39	10,32	0,67%
129	ТС 35/10 kV Модран	Извод Корај	0,692	0,033	4,54	36,411	10,39	9,73	6,35%
130	ТС 35/10 kV Модран	Извод Суво Поље	0,78	0,01	1,3	11,731	10,39	10,14	2,41%
131	ТС 35/10 kV Модран	Извод Коренита	0,657	0,032	4,59	28,699	10,39	9,7	6,64%
132	ТС 35/10 kV Модран	Извод Сјевер	0,282	0	0,15	2,945	10,39	10,37	0,19%
133	ТС 35/10 kV Модран	Извод Нови Угљевик	1,348	0,008	0,6	5,13	10,39	10,31	0,77%
134	ТС 35/10 kV Модран	Извод Богutowo село	0,385	0,003	0,88	15,434	10,39	10,26	1,25%
	ТС 35/10 kV Модран		5,185	0,116	2,19	144,051	10,39	9,7	6,64%
135	ТС 110/35/10 kV Брчко 1	Извод Крепићи	1,144	0,045	3,75	24,436	10,7	10,18	4,86%
	ТС 110/35/10 kV Брчко 1		1,144	0,045	3,78	24,436	10,7	10,18	4,86%
136	ТС 110/35/10 kV Брчко 2	Извод Поточари	0,13	0	0,23	7,86	10,12	10,09	0,30%
	ТС 110/35/10 kV Брчко 2		0,13	0	0,00	7,86	10,12	10,09	0,30%
137	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Горња Тузла	0,146	0	0,26	9,407	10,27	10,23	0,39%
138	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Термал	0,773	0,005	0,67	1,899	10,27	10,19	0,78%
139	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Тобут	0,496	0,011	2,15	22,858	10,27	9,97	2,92%
140	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Лопаре	0,879	0	0,04	0,789	10,27	10,26	0,10%
141	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Мачковац	0,466	0,003	0,73	8,237	10,27	10,16	1,07%
142	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Шибосница	0,63	0,024	3,65	29,399	10,27	9,76	4,97%
	ТС 110/35/10 kV Лопаре		3,39	0,043	1,25	72,589	10,27	9,76	4,97%
143	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Потраш	0,154	0,001	0,56	26,101	10,53	10,47	0,57%
144	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Пелаве	0,169	0,001	0,45	8,322	10,53	10,48	0,47%
145	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Прибој	0,237	0,001	0,22	4,12	10,53	10,5	0,28%
146	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Колобара	0,029	0	0	0,184	10,53	10,53	0,00%
	ТС 35/10 kV Прибој		0,589	0,003	0,51	38,727	10,53	10,47	0,57%
147	ТС 35/10 kV Каменица	Извод Дрињача II	0,405	0,005	1,24	21,639	10,46	10,27	1,82%
148	ТС 35/10 kV Каменица	Извод Узовица	0,278	0,002	0,84	26,522	10,46	10,34	1,15%
149	ТС 35/10 kV Каменица	Извод Петровићи	0,221	0,001	0,61	17,543	10,46	10,38	0,76%
	ТС 35/10 kV Каменица		0,904	0,008	0,88	65,704	10,46	10,27	1,82%
150	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Индустија III	0,159	0,001	0,33	6,312	10,37	10,34	0,29%
151	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Гробнице III	0,233	0	0,01	0,515	10,37	10,37	0,00%
152	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Б-1	1,718	0,006	0,34	3,099	10,37	10,33	0,39%
153	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Индустија I	0,03	0	0,02	0,996	10,37	10,37	0,00%
154	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Ада	1,936	0,007	0,38	1,611	10,37	10,32	0,48%
155	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Медицински Центар Стари	0,891	0,001	0,12	1,473	10,37	10,36	0,10%
156	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Медицински Центар Нови	0,191	0	0,01	0,32	10,37	10,37	0,00%
157	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Кула Град Села	0,199	0	0,09	3,442	10,37	10,36	0,10%
158	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Фетија	1,371	0,005	0,34	5,555	10,37	10,31	0,58%
	ТС 35/10 kV Зворник		6,728	0,02	0,30	23,323	10,37	10,31	0,58%

Табела 27 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Бијељине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклонно 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 (%)
159	ТС 35/10 kV Козлук	Извод Каракај	1,48	0,046	3,01	14,794	10,01	9,53	4,80%
160	ТС 35/10 kV Козлук	Извод Стандард	0,579	0	0,05	0,575	10,01	10	0,10%
161	ТС 35/10 kV Козлук	Извод Киселјак	0,992	0,017	1,67	12,868	10,01	9,72	2,90%
162	ТС 35/10 kV Козлук	Извод Рођевић	0,643	0,007	1,12	9,75	10,01	9,84	1,70%
ТС 35/10 kV Козлук			3,694	0,07	1,86	37,987	10,01	9,53	4,80%
163	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Кулина	0,339	0,001	0,32	5,396	10,17	10,12	0,49%
164	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Шековићи	0,307	0	0,11	4,627	10,17	10,15	0,20%
165	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Осмаи	0,512	0,015	2,77	18,017	10,17	9,82	3,44%
166	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Снагово	0,108	0	0,09	6,038	10,17	10,16	0,10%
ТС 35/10 kV Цапарде			1,266	0,016	1,25	34,078	10,17	9,82	3,44%
167	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Козлук	1,559	0,024	1,49	8,739	10,25	10,02	2,24%
168	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Пекара	1,05	0,004	0,41	6,714	10,25	10,18	0,68%
169	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Грбавци	1,426	0,07	4,69	41,191	10,25	9,61	6,24%
170	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Глиница	0,007	0	0	0	10,25	10,25	0,00%
171	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Циглана	0,427	0	0,08	1,595	10,25	10,24	0,10%
172	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Универзал I	1,157	0,003	0,3	2,02	10,25	10,21	0,39%
173	ТС 35/10 kV Каракај	Извод ДЦ	0,413	0	0,03	1,06	10,25	10,24	0,10%
174	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Сапна	1,306	0,053	3,93	33,405	10,25	9,58	6,54%
175	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Расклопиште	0,215	0	0,1	2,681	10,25	10,23	0,20%
ТС 35/10 kV Каракај			7,56	0,154	2,00	97,405	10,25	9,58	6,54%
176	ТС 35/10 kV Брањево	Извод Локањ	0,491	0,011	2,22	22,667	9,96	9,68	2,81%
177	ТС 35/10 kV Брањево	Извод Брањево I	0,285	0	0,06	1,067	9,96	9,96	0,00%
178	ТС 35/10 kV Брањево	Извод Брањево II	0,114	0	0	0,163	9,96	9,96	0,00%
179	ТС 35/10 kV Брањево	Извод Пилица	1,469	0,017	1,17	30,133	9,96	9,71	2,51%
180	ТС 35/10 kV Брањево	Извод Шепак	0,384	0,003	0,67	9,133	9,96	9,87	0,90%
ТС 35/10 kV Брањево			2,743	0,031	1,12	63,163	9,96	9,68	2,81%
Укупно			131,576	2,162	1,62	2002,47		9,45	

Када се анализира Табела 27 уочавају се обојена поља која указују на релативно висок проценат губитака активне снаге или релативно велики пад напона. Поља обојена у жуто у колони са процентом губитака означавају изводе код којих је проценат губитака у мрежи СН између 2% и 5%, а у колони са процентуалним падом напона изводе са падом напона између 7% и 10%. Поља обојена у црвено у колони са процентом губитака означавају изводе код којих је проценат губитака у мрежи СН изнад 5%, а у колони са процентуалним падом напона изводе са падом напона већим од 10%.

На изводима на којима она постоје, остварене вредности су у опсегу (проценат губитака активне снаге се креће од 2.09% до 7.74%, а пад напона од 7.13% до 7.22%). Укупни губици у мрежи 10 kV за моделовано оптерећење од 131,576 MW износе око 2,16 MW (око 1,62%). Посебан проблем је неравномерна расподела ових губитака, тако да се на 31 неекономично оптерећена извода (са обојеним пољима процената губитака) од укупно 180, генерише око 1,549 MW губитака за напајање конзума од око 39 MW. То значи да се око 72% губитака у мрежи 10 kV јавља при напајању око 30% конзума моделованог у ТС X/0,4 kV.

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

4.4.3. Анализа сигурности рада мреже

Анализа сигурности напајања дистрибутивне мреже Електро-Бијељине 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 при којима је неопходна редукција у табелама су обојени сивом бојом).

Табела 28: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро-Бијељине

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 (2x40/40/27 MVA)	110/35/10 kV 40/40/27 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/20/10 kV Бијељина 2 (12,5/12,5 MVA+20/20/6,6 MVA)	110/20/10 kV 20/20/6,6 MVA	Угрожени конзум би се напајао преко 10 kV извода и то: извод Суво Поље преко извода Суво Поље из ТС 35/10 kV Модран, извод Хасе преко извода Циглана из ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 и извод Доњи Загони преко извода Обарска из ТС 35/10 kV Чађавица. .
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 (20/20/6,67 MVA+40/27/27 MVA)	110/35/10 kV 40/27/27 MVA	Преко преостале јединице снаге 20/20/6,67 MVA. Да би се избегло недозвољено преоптерећење овог трансформатора претходно је потребно ТС 35/10 kV Бијељина III пребацити на напајање из правца ТС 110/35/10 kV Бијељина I (35 kV веза ТС 110/35/10 kV Бијељина I - ТС 35/10 kV Бијељина IV - ТС 35/10 kV Бијељина III).
ТС 110/35/10 kV Јања (20/20/14 MVA)	110/35/10 kV 20/20/14 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 110/35/10 kV у овој ТС могуће је мањи део конзума напајати преко извода 10 kV из суседних ТС, док највећи део конзума подлеже редукцији
ТС 110/35/10 kV Лопаре (20/20/14 MVA)	110/35/10 kV 20/20/14 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 110/35/10 kV у овој ТС могуће је део конзума напајати преко извода 10 kV (извод Тобут преко извода Потраш из ТС 35/10 kV Прибој), док највећи део конзума подлеже редукцији
ТС 110/35/10 kV Сребреница (Поточари) (20/20/14 MVA+40/27/27 MVA)	110/35/10 kV 20/20/14 MVA	Преко другог трансформатора снаге 40/27/27 MVA који је у нормалном погону искључен.
ТС 400/110/35/ kV Угљевик (31,5/31,5/10,5 MVA)	110/35/6 kV 31,5/31,5/10,5 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 110/35/6 kV у ТЕ Угљевик постоји могућност да се конзум ТС 35/10 kV Модран напаја из правца ТС 110/35/10 kV Брчко 2 (35 kV веза ТС 110/35/10 kV Брчко 2 - ТС 35/10 kV Брезово Поље - ТС 35/10 kV Модран), док највећи део конзума подлеже редукцији.
ТС 110/35/10 kV Власеница (20/20/14 MVA+8 MVA)	110/35/10 kV 20/20/14 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 110/35/10 kV у овој ТС постоји могућност да се конзум ТС 35/10 kV Милићи и МХЕ Горњи Залуковик, ТС 35/6 kV Гуњаци и конзум који се под напоном 10 kV напаја из ТС 110/35/10 kV Власеница (стављањем у погојединице 35/10 kV снаге 8 MVA) изузев извода Тиса где би се у већем делу имале незадовољавајуће напонске прилике напајају из правца ТС 110/35/10 kV Зворник (Беглук поље). Потребно је укључити 35 kV вод између ТС 35/10 kV Нова Касаба и ТС 35/10 kV Милићи). Преостали конзум подлеже редукцији.
ТС 110/35 kV Зворник (Беглук поље) (16/16/5,35 MVA+20/20/6,67 MVA)	110/35/10 kV 20/20/6,67 MVA	Преостала јединица снаге 16/16/5,35 MVA би напајала највећи део конзума. Да би се избегло недозвољено преоптерећење овог трансформатора претходно је потребно ТС 35/10 kV Зворник, Каменица и Нова Касаба пребацити на напајање из правца ТС 110/35/10 kV Власеница (укључити 35 kV вод ТС 35/10 kV Нова Касаба - ТС 35/10 kV Милићи).
ТС 35/10 kV Бијељина II (2x8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Бијељина III (2x8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	Преко преостале јединице снаге 8 MVA. Да би се избегло недозвољено преоптерећење овог трансформатора претходно је потребно извод Крађорђева пребацити на напајање преко извода Средњошколски центар из ТС 35/10 kV Бијељина II.
ТС 35/10 kV Бијељина IV (8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС могуће је обезбедити резервно напајање преко извода 10 kV из ТС X/10 kV које имају везу на 10 kV са ТС 35/10 kV Бијељина IV уз већи број манипулација.

Табела 28 (наставак): Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро-Бијељине

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 35/10 kV Чађавица (8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС није могуће обезбедити резервно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајање. Конзум 10 kV извода Обарска је могуће прихватити преко извода Доњи Загони из правца ТС 110/20/10 kV Бијељина 2. Резервирање преосталих извода 10 kV ТС 35/10 kV Чађавица из првца ТС са којим имају везу није могуће због лоших напонских прилика које би се при том имале.
ТС 35/10 kV Брезово Поље (8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС није могуће обезбедити резервно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајање.
ТС 35/10 kV Дворови (8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС могуће обезбедити резервно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајање. Сви изводи 10 kV могу да се прихвате преко извода 10 kV из суседних ТС.
ТС 35/10 kV Остојићево (8+4 MVA)	35/10 kV 8 MVA	Преко преостале јединице снаге 4 MVA. Да би се избегло недозвољено преоптерећење овог трансформатора претходно је потребно извод Бродац пребацити на напајање преко извода Међаши из ТС 35/10 kV Дворови.
ТС 35/10 kV Пелагићево (2x4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Братунац I (8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС могуће је обезбедити резервно напајање преко извода 10 kV из ТС X/10 kV које имају везу на 10 kV са ТС 35/10 kV Братунац I уз већи број манипулација.
ТС 35/10 kV Братунац II (4 MVA+8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	Преко преостале јединице снаге 4 MVA. Да би се избегло недозвољено преоптерећење овог трансформатора претходно је потребно извод ЗТС Пилана пребацити на напајање преко извода Братунац Град из ТС 35/10 kV Братунац I.
ТС 35/10 kV Зелени Јадар (4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС није могуће обезбедити резервно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајање.
ТС 35/10 kV Кравица (8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС могуће је обезбедити резервно напајање комплетног конзума ове ТС преко извода Глогова из ТС 35/10 kV Братунац I.
ТС 35/10 kV Сребреница (8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС могуће је обезбедити резервно напајање комплетног конзума ове ТС преко извода Сребреница из ТС 110/35/10 kV Сребреница (Поточари).
ТС 35/10 kV МХЕ Горњи Залуковик (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС могуће је обезбедити резервно напајање комплетног конзума ове ТС преко извода СШЦ из ТС 110/35/10 kV Власеница.
ТС 35/10 kV Хан Пијесак (4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС могуће је обезбедити резервно напајање комплетног конзума ове ТС преко извода Хан Пијесак из ТС 35/10 kV МХЕ Горњи Залуковик.
ТС 35/10 kV Милићи (8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС није могуће обезбедити резервно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајање.
ТС 35/10 kV Нова Касаба (1,6 MVA)	35/10 kV 1,6 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС могуће је обезбедити резервно напајање комплетног конзума ове ТС преко извода Алфа Трејд из ТС 35/10 kV Милићи.
ТС 35/10 kV Шековићи (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС није могуће обезбедити резервно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајање.

Табела 28 (наставкак): Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро-Бијељине

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 35/10 kV Модран (2x8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Прибој (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС могуће је обезбедити резервно напајање комплетног конзума ове ТС преко извода Тобут из ТС 110/35/10 kV Лопаре.
ТС 35/10 kV Каменица (4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС могуће је обезбедити резервно напајање комплетног конзума ове ТС преко извода Индустрија III из ТС 35/10 kV Зворник.
ТС 35/10 kV Зворник (8 MVA+4 MVA)	35/10 kV 8 MVA	Преко преостале јединице снаге 4 MVA. Да би се избегло недозвољено преоптерећење овог трансформатора претходно је потребно изводе Б-1 и Медицински Центар Стари пребацити на напајање преко извода Пекара из ТС 35/10 kV Каракај.
ТС 35/10 kV Козлук (8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС није могуће обезбедити резервно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајање.
ТС 35/10 kV Цапарде (4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС није могуће обезбедити резервно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајање.
ТС 35/10 kV Каракај (2x8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Брањево (8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	При испаду јединог инсталисаног трансформатора 35/10 kV у овој ТС није могуће обезбедити резервно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајање.

Као што се може видети из приказане табеле критичне напојне тачке у мрежи су ТС 110/35/10 kV Јања, ТС 110/35/10 kV Лопаре, ТС 400/110/35 kV Угљевик и ТС 110/35/10 kV Власеница. У свакој од ових ТС инсталиран је само по један трансформатор, без могућности резерве у случају испада јединог трансформатора.

У случају трансформатора 35/10 kV, за осам испада трансформатора 35/10 kV неопходне су редукције. Проблематични су испади трансформатора у ТС 35/10 kV Чађавица, Брезово Поље, Зелени Јадар, Козлук, Брањево, Цапарде, Милићи и Шековићи.

Анализа сигурности рада мреже 35 kV извршена је и кроз анализу испада сваког појединачног вода 35 kV. Резултати анализа приказани су табеларно. Анализом резултата приказаних у Табела 29 закључује се да је напајање већег броја ТС 35/10 kV несигурно и да испади укупно пет водова 35 kV доводе до редукције, без обзира на потенцијалну испомоћ преко мреже нижих напонских нивоа.

Наведени проблеми у мрежи 35 kV упућују на закључак да ће инвестиције у овој мрежи бити пре свега усмерене на решавање проблема сигурног напајања потрошача.

Табела 29: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електро-Бијељине

Вод 35 kV	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 35/10 kV Сеонаци ТС 35/10 kV Пелагићево	Комплетан угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 110/35/10 kV Брчко 1 ТС 35/10 kV Брезово Поље	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Модран - ТС 35/10 kV Брезово Поље.
ТЕ Угљевик ТС 35/10 kV Модран	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Брезово Поље - ТС 35/10 kV Модран.
ТЕ Угљевик ТС 35/10 kV Прибој	Резервира се преко извода преко извода Тобут из ТС 110/35/10 kV Лопаре
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 ТС 35/10 kV Чађавица	Конзим радијално напајаних ТС 35/X kV Ћурчић, Агро БН, Шећерана, Чађавица остаје без напајања. Конзум 10 kV извода Обарска је могуће прихватити преко извода Доњи Загони из правца ТС 110/20/10 kV Бијељина 2. Резервирање преосталих извода 10 kV ТС 35/10 kV Чађавица из правца ТС са којим имају везу није могуће због лоших напонских прилика које би се при том имале.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 ТС 35/10 kV Остојићево	Конзум извода Бродац је могуће прихватити из правца ТС 35/10 kV Дворови. Преостали део конзума ТС 35/10 kV Остојићево подлеже редукцији.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 ТС 35/10 kV Дворови	Резовно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајања. Сви изводи 10 kV могу да се прихвате преко извода 10 kV из суседних ТС.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 ТС 35/10 kV Бијељина II	Резервира се преко 35 kV вода ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 - ТС 35/10 kV Бијељина II.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 ТС 35/10 kV Бијељина IV	Резервира се преко 35 kV вода ТС 110/35/10 kV Бијељина IV - ТС 35/10 kV Бијељина III.
ТС 35/10 kV Брањево ТС 35/10 kV Козлук	Угрожени конзум остаје без напајања. Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Козлук - ЕД Лозница, уколико је то могуће.
ТС 35/10 kV Козлук ТС 35/10 kV Каракај	Угрожени конзум остаје без напајања. Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Козлук - ЕД Лозница, уколико је то могуће.
ТС 110/35/10 kV Зворник (Беглук поље) ТС 35/10 kV Каракај	Резервира се преко 35 kV вода ХЕ Зворник - ТС 35/10 kV Каракај.
ТС 110/35/10 kV Зворник (Беглук поље) ТС 35/10 kV Цапарде	Није могуће обезбедити резервно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајања услед квара на једином 35 kV ка овој ТС.
ТС 110/35/10 kV Зворник (Беглук поље) ТС 35/10 kV Зворник	Резервира се преко 35 kV вода ХЕ Зворник - ТС 35/10 kV Зворник.
ТС 110/35/10 kV Зворник (Беглук поље) ТС 35/10 kV Зворник	Резервира се преко 35 kV вода ХЕ Зворник - ТС 35/10 kV Зворник.
ТС 35/10 kV Зворник ТС 35/10 kV Каменица	Резервира се из правца ТС 110/35/10 kV Власеница укључењем резервног 35 kV вода ТС 35/10 kV Милићи - ТС 35/10 kV Нова Касаба.
ТС 35/10 kV Каменица ТС 35/10 kV Нова Касаба	Резервира се из правца ТС 110/35/10 kV Власеница укључењем резервног 35 kV вода ТС 35/10 kV Милићи - ТС 35/10 kV Нова Касаба.
ТС 110/35/10 kV Власеница ТС 35/10 kV Шековићи	При испаду јединог 35 kV вода ка овој ТС није могуће обезбедити резервно напајање преко 10 kV мреже за цео конзум који остаје без напајања.
ТС 110/35/10 kV Власеница МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV	Радијално напајан правац 35 kV остаје без напајања. Резервно напајање је могуће за конзум ТС 35/10 kV МХЕ Горњи Залуковик и извод 10 kV Залуковик из ТС 35/10 kV Хан Пијесак преко извода СШЦ из ТС 110/35/10 kV Власеница. Преостали конзум напајан из ТС 35/10 kV Хан Пијесак подлеже редукцији.
МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV ТС Хан Пијесак 35/10 kV	При испаду јединог 35 kV вода ка овој ТС могуће је обезбедити резервно напајање комплетног конзума ове ТС преко извода Хан Пијесак из ТС 35/10 kV МХЕ Горњи Залуковик.

Табела 29 (наставкак): Анализа испада 35 kV водова на подручју Електро-Бијелине

Вод 35 kV	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/35/10 kV Власеница ТС 35/10 kV Милићи	Резервира се из правца ТС 110/35/10 kV Зворник (Беглук поље) укључењем резервног 35 kV вода ТС 35/10 kV Милићи - ТС 35/10 kV Нова Касаба.
ТС 35/10 kV Братунац I ТС 35/10 kV Кравица	Резервира се из правца ТС 110/35/10 kV Зворник (Беглук поље) укључењем резервног 35 kV вода ТС 35/10 kV Кравица - ТС 35/10 kV Нова Касаба.
ТС 35/10 kV Братунац I ТС 35/10 kV Братунац II	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Братунац II - ТС 35/10 kV Сасе.
ТС 110/35/10 kV Сребреница (Поточари) ТС 35/10 kV Братунац I	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Братунац II - ТС 35/10 kV Сасе.
ТС 110/35/10 kV Сребреница (Поточари) ТС 35/10 kV Сребреница	Конзум ТС 35/10 kV Сребреница је могуће прихватити преко извода Сребреница из ТС 110/35/10 kV Сребреница (Поточари), а конзум ТС 35/10 kV Зелени Јадар преко извода Сикирић из ТС 35/10 kV Братунац II.

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, изузев неколико радијално напајаних извода.

Табела 30: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Бијељине

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	Економија	Преко извода: Ковиљуше из ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 и Обарска из ТС 35/10 kV Чађавица.
	Болница	Преко извода: Парк из ТС 35/10 kV Бијељина III и Вишњићева из ТС 35/10kV Бијељина IV.
	Јања Стара	Преко извода Пучиле из ТС 35/10kV Бијељина IV.
	Индустрија II	Преко извода Сава 2 из ТС 110/35/10 kV Бијељина 3.
	Центар	Преко извода: Зељезничка из ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 и Парк из ТС 35/10 kV Бијељина III.
	Циглана	Преко извода Хасе из ТС 110/20/10 kV Бијељина 2.
ТС 110/20/10 kV Бијељина 2	Доњи Загони	Преко извода Обарска из ТС 35/10 kV Чађавица..
	Хасе	Преко извода Циглана из ТС 110/35/10 kV Бијељина 1.
	Суво Поље	Преко извода Суво Поље из ТС 35/10 kV Модран.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	Сава 2	Преко извода Индустија 1 из ТС 35/10 kV Бијељина II.
	Зељезничка	Преко извода Димитрија Туцовица из ТС 35/10 kV Бијељина II.
	Ковиљуше	Преко извода: Економија из ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 и Обарска из ТС 35/10 kV Чађавица..
ТС 35/10 kV Бијељина II	Индустрија 1	Преко извода Сава 2 из ТС 110/35/10 kV Бијељина 3.
	Гојсовац 2	Преко извода Гојсовац из ТС 35/10 kV Бијељина II.
	Орао	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Пословница	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Гојсовац	Преко извода Гојсовац 2 из ТС 35/10 kV Бијељина II.
	Крушевље	Преко извода Средњошколски Центар из ТС 35/10 kV Бијељина II.
	Елвако РМК	Преко извода Нови Млин из ТС 35/10 kV Бијељина II.
	Нови Млин	Преко извода Елвако РМК из ТС 35/10 kV Бијељина II.
	Средњошколски Центар	Преко извода Крушевље из ТС 35/10 kV Бијељина II.
	Димитрија Туцовица	Преко извода Зељезничка из ТС 110/35/10 kV Бијељина 3.
ТС 35/10 kV Бијељина III	Центар 2	Преко извода Болница из ТС 110/35/10 kV Бијељина 1.
	Парк	Преко извода Стадион из ТС 35/10 kV Бијељина III.
	Стадион	Преко извода Парк из ТС 35/10 kV Бијељина III.
	Зенит	Преко извода Стадион из ТС 35/10 kV Бијељина III.
	Карађорђева	Преко извода Средњошколски Центар из ТС 35/10 kV Бијељина II.
	Крушевље 3	Преко извода Зенит из ТС 35/10 kV Бијељина III.
ТС 35/10 kV Бијељина IV	Вишњићева	Преко извода Центар 2 из ТС 35/10 kV Бијељина III.
	Гвоздевићи	Преко извода Стадион из ТС 35/10 kV Бијељина III.
	Раскршће	Преко извода Центар 2 из ТС 35/10 kV Бијељина III.
ТС 110/35/10 kV Јања	Јања IV	Преко извода Јања IV из ТС 110/35/10 kV Јања.

Табела 30 (наставкак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Бијељине

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/35/10 kV Поточари	Ферос	Преко извода Сребреница из ТС 110/35/10 kV Поточари.
	Цинкара	Преко извода Г.Поточари из ТС 110/35/10 kV Поточари.
	Сребреница	Преко извода Ферос из ТС 110/35/10 kV Поточари.
	Г.Поточари	Преко извода Цинкара из ТС 110/35/10 kV Поточари.
ТС 35/10 kV Братунац I	Подградац	Преко извода ЗТС Пилана из ТС 35/10 kV Братунац II.
	Сребреница	Преко извода Суха из ТС 35/10 kV Братунац I.
	Братунац Град	Преко извода ЗТС Пилана из ТС 35/10 kV Братунац II.
	Полом	Преко извода Љ.Мост из ТС 35/10 kV Братунац II.
	Суха	Преко извода Сребреница из ТС 35/10 kV Братунац I.
ТС 35/10 kV Братунац II	ЗТС Пилана	Преко извода Подградац из ТС 35/10 kV Братунац I.
	Љ.Мост	Преко извода Полом из ТС 35/10 kV Братунац I.
	НБТС Пилана	Преко извода ЗТС Пилана из ТС 35/10 kV Братунац II.
ТС 35/10 kV Сребреница	Видиковац	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Фабрика помфрита	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Баратова	Преко извода Болница из ТС 35/10 kV Сребреница.
	Болница	Преко извода Баратова из ТС 35/10 kV Сребреница.
ТС 110/35/10 kV Власеница	Финали	Преко извода Власеница 2 из ТС 110/35/10 kV Власеница.
	Бензинска Станица	Преко извода Финали из ТС 110/35/10 kV Власеница.
	Извод Алпро 1 и 2	Преко извода Алпро 1 и 2 из ТС 35/10 kV Сребреница.
ТС 35/10 kV Милићи	Милићи	Преко извода Алфа Трејд из ТС 35/10 kV Милићи.
	Алфа Трејд	Преко извода Милићи из ТС 35/10 kV Милићи.
ТС 35/10 kV Шековићи	Ташевац	Преко извода Шековићи из ТС 35/10 kV Шековићи.
	Шековићи	Преко извода Ташевац из ТС 35/10 kV Шековићи.
ТС 35/10 kV Модран	Сјевер	Преко извода Нови Угљевик из ТС 35/10 kV Модран.
	Нови Угљевик	Преко извода Сјевер из ТС 35/10 kV Модран.
ТС 35/10 kV Зворник	Гробнице III	Преко извода Медицински Центар Стари из ТС 35/10 kV Зворник.
	Б-1	Преко извода Ада из ТС 35/10 kV Зворник.
	Ада	Преко извода Медицински Центар Стари из ТС 35/10 kV Зворник.
	Медицински Центар Стари	Преко извода Ада из ТС 35/10 kV Зворник.
	Медицински Центар Нови	Преко извода Медицински Центар Стари из ТС 35/10 kV Зворник.
	Фетија	Преко извода Ада из ТС 35/10 kV Зворник.

Табела 30 (наставак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Бијељине

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 35/10 kV Каракај	Пекара	Преко извода Циглана из ТС 35/10 kV Каракај.
	Циглана	Преко извода Пекара из ТС 35/10 kV Каракај.
	Универзал 1	Преко извода Сапна из ТС 35/10 kV Каракај.
	ДЦ	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Сапна	Преко извода Универзал 1 из ТС 35/10 kV Каракај.
	Расклопиште	Преко извода Пекара из ТС 35/10 kV Каракај.

4.4.4. 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-Бијељине.

1. У напојним ТС 110/X kV уочени су проблеми у погледу сигурног напајања електродистрибутивне мреже. Критичне напојне тачке у мрежи су: ТС 110/35/10 kV Јања, ТС 110/35/10 kV Лопаре, ТС 400/110/35 kV Угљевик и ТС 110/35/10 kV Власеница (не постоји могућност резерве у случају испада јединог трансформатора 110/X kV). У перспективном периоду да би се обезбедило сигурно напајање потребно је повећати инсталисане капацитете у трансформацији 110/X kV.
2. Неколико ТС 35/10 kV се напаја радијално и испади напојних 35 kV водова проузрокују значајне редукције. Дугорочни план развоја треба да разреши ове проблеме.
3. Постоји осам ТС 35/10 kV у којима испади јединог инсталисаног трансформатора проузрокују редукције у режимима максималних оптерећења. Овај проблем је неопходно разрешити дугорочним планом развоја.
4. Кабловска мрежа 10 kV углавном задовољава принцип сигурности „n-1”.
5. Укупни технички губици у мрежи 10 kV су релативно ниски и износе 1,62%.

4.5. Анализа рада мреже на подручју Електродистрибуције Пале**4.5.1. Основне карактеристике мреже****4.5.2. Стање мреже и оптерећења у базној години****4.5.3. Анализа сигурности рада мреже****4.5.4. Закључне напомене****4.6. Анализа рада мреже на подручју Електро-Херцеговине****4.6.1. Основне карактеристике мреже**

Дистрибутивно предузеће Електро-Херцеговина своју дистрибутивну делатност обавља на подручју југоисточног дела Републике Српске. У њеном саставу се налази пет теренских јединица: Електро Требиње, Електро Билећа, Електро Гацко, Електро Невесиње и Електро Љубиње. Према подацима из 2022. године Електро-Херцеговина годишње испоручи око 218,5 GWh (око 6% укупне дистрибутивне потрошње Републике Српске) за напајање укупно око 33.950 потрошача, од тога око 30.570 домаћинстава и око 3.380 потрошача у осталим категоријама потрошње. У истом периоду за напајање поменутог конзума набављена је енергија од укупно 249 GWh. Преузимање електричне енергије се реализује на напонском нивоу 35 и 10 kV у шест ТС 110/X kV (РП Требиње, Требиње 1, Билећа, Гацко, Невесиње и Столац) и на напонском нивоу 35 kV у ХЕ Требиње 2 (8 MW) и МХЕ ДО СЕ Турменти (2 MW). У поменутим напојним ТС 110/X kV укупни инсталисани капацитет износи 180 MVA без два трансформатора 110/35 kV у ТС 110/X kV Столац чији се капацитети само једним мањим делом користе за напајање мреже на конзумном подручју Електро Љубиња. Збирно

неједновременно вршно оптерећење Електро-Херцеговине на нивоу трансформације 110/X kV, не рачунајући и оптерећење ТС 35/10 kV Љубиње која се напаја из ТС 110/35 kV Столац, је у 2022. години достигло износ од око 50,4 MW.

Поред МХЕ ДО СЕ Турменти и ХЕ Требиње 2 на подручју Електро-Херцеговине налази се и велики број малих електрана од којих ово дистрибутивно предузеће такође преузима електричну енергију. Најзаступљеније су МСЕ укупне инсталисане снаге 21,83 MW (укупно 157), при чему се око 50% укупног броја МЕ налази на подручју ТЈ Електро Билећа. Поред МСЕ на подручју Електро-Херцеговине налазе се и две МХЕ укупне инсталисане снаге 0,45 MW. Учешће свих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу у укупној набављеној енергији Електро-Херцеговине у 2022. години је износило око 13,9%.

Преузета енергија из ТС 110/X kV и прикључених електрана се дистрибуира у мрежу посредством укупно девет дистрибутивних ТС 35/10 kV (44,8 MVA) и 900 ТС 10/0,4 kV (231,5 MVA). На подручју Електро-Херцеговине налазе се укупно два потрошача који електричну енергију преузимају на 35 kV напону, и то Рудник Гацко и АД ФОА Билећа која има сопствену ТС 35/X kV Ковница. Дистрибутивно подручје Електро-Херцеговина се граничи са суседним Електропривредама Црне Горе, Хрватске и Босне и Херцеговине са којима такође врши размену једног мањег дела електричне енергије и то посредством веза реализованих на напонском нивоу 10 и 35 kV.

Укупна дужина дистрибутивне 35 kV мреже је око 145 km, а дужина 10 kV мреже око 1.330 km. Основна карактеристика дистрибутивне мреже на подручју Електро-Херцеговине је велика географска разуђеност у односу на релативно мали број потрошача који се са ње напаја.

4.6.2. 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-Херцеговине моделовани су сви елементи мреже 10-110 kV као и поједини елементи мреже 220 kV и 400 kV. Водови 110 kV, 220 kV и 400 kV моделовани су својим еквивалентима који на квалитетан начин одражавају функционисање ове мреже. Као балансни чвор мреже моделоване су сабирнице 400 kV у РП Гацко.

За све елементе мреже моделовано је њихово уобичајено укупно 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 у ТС 110/10/35 kV Билећа, ТС 110/10/10(20) kV Невесиње и ТС 110/10/35 kV Требиње 1 на 10 kV страни се одржава на вредности од око 10,4 kV. У РП Требиње, ТС 110/35/6 kV Гацко и ТС 110/35/10 kV Столац напон на 35 kV страни се одржава на вредности око 35,5 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 Херцеговина, 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 Берковићи и Плана где су због напона који излазе из дозвољених граница, преклопке померене на одговарајући положај (-2,5% и 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-Херцеговине не постоје систематизовани подаци о измереним вредностима активне и реактивне снаге по изводима СН и ТС 35/X kV.

Табела 31: 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-Херцеговина

ТС	Тренутак моделованог оптерећења	Моделовано активно оптерећење (MW)	Моделовано реактивно оптерећење (MVar)	Трке на нивоу ТС 110/X kV (h)
ТС 110/10/35 kV Требиње 1	25.01.2022. у 10:30 h	12,73	1,30	4.450
РП Требиње	29.01.2022. у 18:45 h	13,65	2,09	5.100
ТС 110/10/35 kV Билећа	10.12.2021. у 19:00 h	7,01	0,96	5.400
ТС 110/35/6 kV Гацко	06.01.2022. у 17:00 h	6,14	2,23	4.350
ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	18.12.2021. у 18:00 h	5,22	0,88	4.580
ДВ 35 kV Столац - Љубиње	06.01.2022. у 17:00 h	1,66	0,51	4.350

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 РП Требиње и забележеног максимум од 15,541 MW у августу 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 (РП Требиње, ТС Требиње 1 и ТС Билећа). Сходно томе су и моделована оптерећења у мрежи и уклопно стање трансформатора 110/X kV. У случају ТС 110/35/6 kV Гацко захваљујући томе што постоје раздвојени мерни подаци за енергију која се пласира у правцу ТС 35/10 kV Гацко и енергију која се испоручује потрошачу Рудник Гацко, дошло се до сазнања да забележено вршно оптерећење ТС 110/35/6 kV Гацко одговара моменту када је преовладавало оптерећење Рудника Гацко. Због тога је за моделовање у мрежи одабран тренутак када је забележено максимално оптерећење ТС 35/10 kV Гацко јер је са аспекта рада дистрибутивне мреже ово критичнији случај.

РП Требиње, поред ТС 35/10 kV које припадају конзумном подручју Електро-Херцеговине, напаја и ТС 35/10 kV Иваница која припада БиХ. Због тога је приликом моделовања вршног оптерећења РП Требиње моделовано и оптерећење ТС 35/10 kV Иваница које је остварено у истом тренутку како би се у мрежи добили адекватни токови снага у 35 kV мрежи Електро-Херцеговине.

Конечно, посебан проблем код формирања модела мреже представљала су генерисања ХЕ, 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 око 20-так 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 већина МСЕ у тим моментима није радила или је ниво њиховог генерисања енергије у мрежу био занемарљиво мали. У прилог овој констатацији говори и чињеница да су сва одабрана вршна оптерећења ТС 110/X kV забележена у зимском периоду у вечерњим сатима који су са аспекта рада МСЕ неповољни. Поред тога посебно су анализирани три највеће електране које су прикључене на мрежу Електро-Херцеговине: ХЕ Требиње 2 (8 MW), МХЕ ДО СЕ Турменти (2 MW) и МСЕ Swiss Sun 1 (4 MW). И за ове електране се дошло до закључка да нису радиле у моменту врха ТС 110/X kV на чијем конзумном подручју се налазе. У складу са изнетим закључцима за све електране у мрежи

је моделовано нулто генерисање, што је са аспекта дистрибутивне мреже када је у питању вршни режим рада критичнији случај.

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-Херцеговине. Укупно тако прорачунато оптерећење на нивоу трансформације 110/X kV износи 45 MW и 9,3 Mvar и распоређено је по мерним местима 35 kV (оптерећења моделована по мерним местима 35 kV односе се на велепотрошаче који преузимају енергију на том напонском нивоу) и TC 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-Херцеговина. За сваку ТС приказани су подаци о расположивом простору за хелије (поља) 35 и 10 kV, који су важни са планерске тачке гледишта. Из наведене табеле се уочава да су за испоруку 45 MW и 9,3 Mvar моделованог оптерећења ангажовани капацитети од 180 MVA у трансформацији 110/X kV и 56,8 MVA у трансформацији 35/10 kV. Табела 33 на страни 80 садржи преглед оптерећења, губитака и напонских прилика по изводима 10 kV у мрежи за оптерећења моделована на нивоу TC 110/X kV.

Табела 32: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремљених хелија 35 и 10 kV у TC 110/X kV и TC 35/10 kV на подручју Електро-Херцеговине

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
РП Требиње	110/35/10	20/20/6,7	1976	1			8		
	110/35/10	20/20/6,7	1972						
ТС 110/10/35 kV Требиње 1	110/10,5/36,75	20/20/14	1986	6				4	
	35/10	8	1982						
	35/10	4	1972						
ТС 110/10/35 kV Билећа	110/10,5(21)/36,75	20/20/14	2017	10	1		2	2	
	110/10,5/36,75	20/20/14	1979						
ТС 110/35/6 kV Гацко	110/35/6	20/20/14	1979	2					
	110/35/6	20/20/14	1977						
ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	110/2x10,5/10,5	20/20/3	1973					3	
	110/10,5(21)/21	20/20/14	2017						
ТС 35/10 kV Гацко	35/10	4	1978			2		1	
	35/10	4							
ТС 35/10 kV ХЕТ 2	35/10	1,6							
ТС 35/10 kV Берковићи	35/10	2,5	1978						
ТС 35/10 kV Плана	35/10	1						1	
	35/10	1,6	1979						
ТС 35/10 kV Љубиње	35/10	2,5	1973						
	35/10	2,5	1973						
ТС 35/10 kV Величани	35/10	2,5	1981					2	
ТС 35/10 kV Волујац	35/10	2,5	1988					1	
	35/10	2,5							
ТС 35/10 kV Гранчарево	35/10	1,6	1981					3	
	35/10	2,5	2003						
ТС 35/10 kV Требиње 2	35/10	8	1974					2	
	35/10	8	1974						
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV без ТС Столац		180							
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		56,8							

Табела 33: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно укупно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV⁵

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процена губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максималн и напон на изводу (kV)	Минималн и напон на изводу (kV)	Процентуалн и пад напона на изводу (%)
1	РП Требиње	Извод Црнац	0,245	0,001	0,5	16,97	9,99	9,92	0,70%
2	РП Требиње	Извод Зупци	0,252	0,002	0,9	39,429	9,99	9,84	1,50%
3	РП Требиње	Извод Простор Цивар	0,119	0	0,07	3,772	9,99	9,98	0,10%
	РП Требиње		0,616	0,003	0,48	60,171	9,99	9,84	1,50%
4	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Индустија Алата Стар	0,735	0,001	0,09	0,887	10,42	10,41	0,10%
5	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Љубомир Ластва	0,675	0,019	2,73	66,888	10,42	9,89	5,09%
6	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Индустија Алата Нова	1,327	0,004	0,28	1,391	10,42	10,39	0,29%
7	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Дом Пензионера	1,243	0,004	0,3	2,227	10,42	10,38	0,38%
8	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Електропривреда	2,987	0,049	1,61	7,74	10,42	10,2	2,11%
9	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Стари Град	1,329	0,006	0,42	2,056	10,42	10,37	0,48%
10	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Старо Стрелиште	0,026	0	0,03	1,41	10,42	10,42	0,00%
11	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Виногради	2,157	0,017	0,77	9,238	10,42	10,25	1,63%
12	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Хрупјела Засад	2,142	0,016	0,76	6,217	10,42	10,29	1,25%
	ТС 110/10/35 kV Требиње 1		12,621	0,116	0,91	98,054	10,42	9,89	5,09%
13	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Доње Грабовице	1,546	0,02	1,25	8,99	10,37	10,18	1,83%
14	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Билећанка 2	0,113	0	0,04	1,184	10,37	10,37	0,00%
15	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Подтухор	0,539	0,003	0,5	25,709	10,37	10,28	0,87%
16	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Врањска	0,039	0	0,61	33,928	10,37	10,29	0,77%
17	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Селшта	0,212	0	0,03	2,138	10,37	10,37	0,00%
18	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Хелдиште	0,958	0,004	0,43	3,661	10,37	10,31	0,58%
19	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Град 1	1,539	0,009	0,59	3,407	10,37	10,29	0,77%
20	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Орах	0,202	0,002	1,09	21,952	10,37	10,23	1,35%
21	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Баљци	0,134	0	0,15	14,852	10,37	10,35	0,19%
	ТС 110/10/35 kV Билећа		5,282	0,038	0,71	115,821	10,37	10,18	1,83%
22	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Кифино Село	0,555	0,008	1,42	47,556	10,35	10,08	2,61%
23	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Раст	0,15	0,001	0,41	36,307	10,35	10,28	0,68%
24	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Лука	0,193	0,003	1,48	66,229	10,35	10,16	1,84%
25	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Језеро	0,496	0,002	0,5	12,522	10,35	10,26	0,87%
26	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Алат	0,329	0	0,1	1,955	10,35	10,33	0,19%
27	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Дрежањ	0,418	0,009	2,05	84,088	10,35	10,01	3,29%
28	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Килавци	0,709	0,001	0,18	3,232	10,35	10,31	0,39%
29	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Спортска Дворана	1,022	0,004	0,34	3,369	10,35	10,29	0,58%
30	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Град 3	0,728	0,002	0,31	2,85	10,35	10,31	0,39%
	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње		4,6	0,03	0,65	258,108	10,35	10,01	3,29%
31	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Струпићи	0,061	0	0,18	6,012	10,48	10,45	0,29%
32	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Хатељи	0,121	0	0,35	6,66	10,48	10,42	0,57%
33	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Берковићи	0,209	0	0,05	2,056	10,48	10,47	0,10%
34	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Купарица Дабрица	0,256	0,01	3,86	38,368	10,48	9,94	5,15%
35	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Блаца До Хргуд	0,368	0,015	3,89	41,531	10,48	9,99	4,68%
	ТС 35/10 kV Берковићи		1,015	0,025	2,40	94,627	10,48	9,94	5,15%
36	ТС 35/10 kV Величани	Извод Попово Пољице	0,03	0	0,22	24,091	10,6	10,57	0,28%
37	ТС 35/10 kV Величани	Извод Драчево	0,286	0,003	0,92	22,702	10,6	10,45	1,42%
38	ТС 35/10 kV Величани	Извод Пумпе Грмљани	0,033	0	0,08	3,054	10,6	10,59	0,09%
39	ТС 35/10 kV Величани	Извод Пумпе Марева Љут	0,018	0	0,03	1,549	10,6	10,6	0,00%
40	ТС 35/10 kV Величани	Извод Струјићи	0,029	0	0,2	16,128	10,6	10,57	0,28%
	ТС 35/10 kV Величани		0,396	0,003	0,75	67,524	10,6	10,45	1,42%
41	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Тодорићи	0,417	0,003	0,74	5,147	10,56	10,47	0,85%
42	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Дужи Хум	0,244	0,003	1,34	43,727	10,56	10,34	2,08%
43	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Придворци Вољујац	0,276	0,001	0,47	6,282	10,56	10,5	0,57%
44	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Бетонара	0,037	0	0	0,197	10,56	10,56	0,00%
45	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Тврдош Брда	0,985	0,03	2,93	40,171	10,56	10,2	3,41%
	ТС 35/10 kV Вољујац		1,959	0,037	1,85	95,524	10,56	10,2	3,41%
46	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Пазариште Лисичина	1,033	0,003	0,28	4,545	10,5	10,45	0,48%
47	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Фојница	0,376	0,005	1,33	49,792	10,5	10,24	2,48%
48	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Врбница	0,437	0,01	2,21	88,736	10,5	10,09	3,90%
49	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Град	0,723	0,001	0,1	0,871	10,5	10,48	0,19%
50	ТС 35/10 kV Гацко	Извод 42 Воћњак	0,797	0,001	0,16	2,04	10,5	10,47	0,29%
51	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Автовац	0,58	0,012	2,02	28,337	10,5	10,1	3,81%
	ТС 35/10 kV Гацко		3,946	0,032	0,80	174,321	10,5	10,09	3,90%
52	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Клобук Аранђелово	0,162	0,001	0,48	12,1	10,48	10,42	0,57%
53	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Тунел Ушће	0,063	0	0,16	3,217	10,48	10,47	0,10%
54	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Врело Око Ораховац	0,163	0,001	0,7	12,162	10,48	10,39	0,86%
	ТС 35/10 kV Гранчарево		0,388	0,002	0,51	27,479	10,48	10,39	0,86%

⁵ 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 33 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклонно 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)	Процена т губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максималн и напон на изводу (kV)	Минималн и напон на изводу (kV)	Процентуалн и пад напона на изводу (%)
55	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Индустијска зона	0,324	0	0,13	2,622	10,5	10,48	0,19%
56	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Жрвањ	0,179	0,001	0,48	37,198	10,5	10,44	0,57%
57	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Влаховићи	0,014	0	0,06	19,306	10,5	10,49	0,10%
58	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Љубиње 2	0,146	0	0,01	0,218	10,5	10,5	0,00%
59	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Град	0,624	0,001	0,1	1,442	10,5	10,49	0,10%
60	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Жегуља	0,33	0,001	0,45	34,21	10,5	10,41	0,86%
ТС 35/10 kV Љубиње			1,617	0,003	0,19	94,996	10,5	10,41	0,86%
61	ТС 35/10 kV Плана	Извод Лађевићи Корита	0,076	0	0,24	36,296	10,3	10,26	0,39%
62	ТС 35/10 kV Плана	Извод Трновица Ковачи	0,019	0	0,08	5,641	10,3	10,29	0,10%
63	ТС 35/10 kV Плана	Извод Плана Подгорје	0,264	0,002	0,81	3,744	10,3	10,21	0,87%
64	ТС 35/10 kV Плана	Извод Пађени Дивин Вриока	0,13	0,001	0,99	44,711	10,3	10,16	1,36%
ТС 35/10 kV Плана			0,489	0,003	0,61	90,392	10,3	10,16	1,36%
65	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Мокри Долови	1,053	0,002	0,18	1,939	10,41	10,39	0,19%
66	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Интерех	1,112	0,002	0,15	1,343	10,41	10,39	0,19%
67	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Робна Кућа	1,395	0,004	0,25	2,096	10,41	10,38	0,29%
68	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Медицински Центар	1,518	0,004	0,27	2,214	10,41	10,37	0,38%
69	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Стадион	0,357	0	0,02	0,41	10,41	10,41	0,00%
70	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Индустија Алата	1,294	0,003	0,2	2,01	10,41	10,38	0,29%
71	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Ложиона 2	0,26	0	0,01	0,185	10,41	10,41	0,00%
72	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Ложиона	0,423	0	0,04	0,671	10,41	10,41	0,00%
73	ТС 35/10 kV Требиње 2		1,044	0,002	0,17	2,022	10,41	10,39	0,19%
ТС 35/10 kV Требиње 2			8,456	0,017	0,20	12,89	10,41	10,37	0,38%
74	ТС 35/10 kV ХЕТ 2	Извод Врело Око	0,366	0,002	0,56	2,973	10,5	10,44	0,57%
75	ТС 35/10 kV ХЕТ 2	Извод Насеље	0,002	0	0	0,085	10,5	10,5	0,00%
ТС 35/10 kV ХЕТ 2			0,368	0,002	0,54	3,058	10,5	10,44	0,57%
Укупно			41,753	0,311	0,74	1192,97		9,84	

Када се анализира Табела 33 уочавају се жуто обојена поља која указују на релативно висок проценат губитака активне снаге. Обично су у питању дугачки надземни изводи - укупно седам који имају губитке активне снаге између 2% и 5%. На наведеним СН изводима укупно моделовано оптерећење износи 3,72 MW, а укупно генерисање губитака активне снаге 0,105 MW. То значи да се око 34% губитака у мрежи 10 kV јавља при напајању око 9% конзума моделованог у ТС X/0,4 kV.

Укупни губици у мрежи 10 kV за оптерећења од 41,753 MW која су моделована на нивоу ТС 110/X kV износе 0,311 MW (0,74%), што је задовољавајуће за мрежу 10 kV.

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

4.6.3. Анализа сигурности рада мреже

Анализа сигурности напајања дистрибутивне мреже Електро-Херцеговине извршена је кроз анализу могућности обезбеђења резервног напајања при испад 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 редукција у табелама су обојени сивом бојом).

Табела 34: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро-Херцеговине

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
РП 400/220/110/35 kV ТРЕБИЊЕ (2x20/20/6,7 MVA)	110/35/10 kV 20/20/6,7 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/10/35 kV ТРЕБИЊЕ 1 (20/20/14 MVA)	110/10/35 kV 20/20/14 MVA	Резервира се преко 35 kV вода РП Требиње - ТС 110/10/35 kV Требиње 1, уз укључивање два трансформатора 35/10 kV (Т2 и Т3) снаге 8 и 4 MVA. Због недозвољеног нивоа преоптерећења трансформатора Т3 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 110/10/35 kV Требиње 1 и трансформатора Т4 110/35/10 kV снаге 20/20/6,7 MVA у РП Требиње неопходно је такође укључити и други трансформатор Т5 110/35/10 kV снаге 20/20/6,7 MVA у РП Требиње и један мањи део градске кабловске мреже ТС 110/10/35 kV Требиње 1 пребацили на напајање из ТС 35/10 kV Требиње 2.
ТС 110/10/35 kV БИЛЕЋА (2x20/20/14 MVA)	110/10/35 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва.
ТЕ ГАЦКО 110/35/6 kV (2x20/20/14 MVA)	110/35/6 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/10/10(20) kV НЕВЕСИЊЕ (20/20/3 MVA+20/20/14 MVA)	110/10/10 kV 20 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV БЕРКОВИЋИ (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Већи део конзума извода Купарица Дабрица подлеже редукцији, док је преостали део конзума могуће прихватити преко извода Плана Подгорје из ТС 35/10 kV Плана и извода Жегуља из ТС 35/10 kV Љубиње.
ТС 35/10 kV ВЕЛИЧАНИ (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Величани могуће је прихватити из правца ТС 35/10 kV Волујац преко извода Дужи Хума.
ТС 35/10 kV ВОЛУЈАЦ (2x2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV ГАЦКО (2x4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV ГРАНЧАРЕВО (1,6 MVA+2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV ЉУБИЊЕ (2x2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV ПЛАНА (1+1,6 MVA)	35/10 kV 1,6 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV ТРЕБИЊЕ 2 (2x8 MVA)	35/10 kV 8 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV ХЕТ 2 (1,6 MVA)	35/10 kV 1,6 MVA	Угрожени конзум ТС 35/10 kV ХЕТ 2 могуће је прихватити из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 1 преко извода Љубомир Ластва.

Као што се може видети из приказане табеле, приликом испада трансформатора 110/X kV резервно напајање комплетног конзума се обезбеђује или преко другог трансформатора уграђеног у истој ТС 110/X kV или преко суседне ТС 110/X kV. У случају трансформатора 35/10 kV критичан случај је испад јединог уграђеног трансформатора снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Берковићи где се резервирање конзума може реализовати само преко 10 kV мреже. Због велике удаљености критичног 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 35 закључује се да је напајање три ТС 35/10 kV

несигурно (Гацко, Берковићи и Љубиње) и да испади водова 35 kV доводе до редукције, без обзира на потенцијалну испомоћ преко мреже нижих напонских нивоа. У питању су испади следећих водова напона 35 kV: РП Гацко - ТС 35/10 kV Гацко, ТС 110/10(20)/35 kV Столац – ТС 35/10 kV Љубиње, ТС 110/10/35 kV Билећа - ТС 35/10 kV Плана - ТС 35/10 kV Берковићи.

Табела 35: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електро-Херцеговине

Вод 35 kV	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
РП Требиње ТС 35/10 kV Величани	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Величани могуће је прихватити из правца ТС 35/10 kV Вољујац преко извода Дужи Хума.
РП Требиње ТС 35/10 kV Вољујац	Могуће је обезбедити резервно напајање путем 10 kV извода из правца РП Требиње, ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Требиње 2.
РП Требиње ТС 35/10 kV Требиње 2	Резервира се преко 35 kV вода ТС 110/10/35 kV Требиње 1 - ТС 35/10 kV Требиње 2.
ТС 35/10 kV Требиње 2 ХЕТ 2	Резервира се преко 35 kV вода ТС 110/10/35 kV Требиње 1 - ХЕТ 2.
ХЕТ 2 ТС 35/10 kV ХЕТ 2	Резервира се преко извода Љубомир Ластва из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
ХЕТ 2 ТС 35/10 kV Гранчарево	Резервира се преко извода Љубомир Ластва из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
ТС 110/10/35 kV Билећа ТС 35 kV Ковница	Резервира се укључењем резервног 35 kV вода за ТС 35/10 kV Ковница.
ТС 110/10/35 kV Билећа Рачвање Ковница	Резервира се укључењем резервног 35 kV вода за ТС 35/10 kV Ковница.
Рачвање Ковница Рачвање Плана	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Плана је могуће прихватити из правца ТС 110/10/35 kV Билећа преко извода Подтухор. Већи део конзума ТС 35/10 kV Берковићи подлеже редукцији.
Рачвање Плана ТС 35/10 kV Плана	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Плана је могуће прихватити из правца ТС 110/10/35 kV Билећа преко извода Подтухор.
Рачвање Плана ТС 35/10 kV Берковићи	Већи део конзума извода Купарица Дабрица подлеже редукцији, док је преостали део конзума могуће прихватити преко извода Плана Подгорје из ТС 35/10 kV Плана и извода Жегуља из ТС 35/10 kV Љубиње.
ТЕ Гацко ТС 35/10 kV Гацко	Комплетан угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 110/10(20)/35 kV Столац ТС 35/10 kV Љубиње	Конзум извода Индустријска зона, Жрвањ и Жегуља је могуће прихватити из правца ТС 35/10 kV Величани и Берковићи. Преостали део конзума ТС 35/10 kV Љубиње подлеже редукцији.

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.

Табела 36: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Херцеговине

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Индустрија Алата Стара	Преко извода Индустија Алата Нова из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Индустрија Алата Нова	Преко извода Индустија Алата Стара из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Дом Пензионера	Преко извода Мокри Долови из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Електропривреда	Преко извода Стари Град из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Стари Град	Преко извода Робна Кућа из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Старо Стрелиште	Преко извода Хрупјела Засад из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Виногради	Преко извода Старо Стрелиште из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Хрупјела Засад	Преко извода Старо Стрелиште из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
ТС 35/10 kV Требиње 2	Мокри Долови	Преко извода Медицински Центар из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Интерех	Преко извода Хладњача из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Робна Кућа	Преко извода Електропривреда из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Медицински Центар	Преко извода Мокри Долови из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Стадион	Преко извода Мокри Долови из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Индустрија Алата	Преко извода Интерех из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Ложиона 2	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Ложиона	Преко извода Медицински Центар из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Хладњача	Преко извода Интерех из ТС 35/10 kV Требиње 2.
ТС 110/10/35 kV Билећа	Доње Грабовице	Преко извода Орах из ТС 110/10/35 kV Билећа.
	Билећанка 2	Преко извода Билећанка 1 из ТС 110/10/35 kV Билећа.
	Селишта	Преко извода Доње Грабовице из ТС 110/10/35 kV Билећа.
	Хељдиште	Преко извода Доње Грабовице из ТС 110/10/35 kV Билећа.
	Град 1	Преко извода Доње Грабовице из ТС 110/10/35 kV Билећа.

Табела 36 (наставак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Херцеговине

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Алат	Преко извода Килавци из ТС 110/10/10(20) kV Невесиње.
	Килавци	Преко извода Алат из ТС 110/10/10(20) kV Невесиње.
	Спортска Дворана	Преко извода Језеро из ТС 110/10/10(20) kV Невесиње.
	Град 3	Преко извода Спортска Дворана из ТС 110/10/10(20) kV Невесиње.
ТС 35/10 kV Гацко	Пазариште Лисичина	Преко извода 42 Воћњак из ТС 35/10 kV Гацко.
	Град	Преко извода Пазариште Лисичина из ТС 35/10 kV Гацко.
	42 Воћњак	Преко извода Пазариште Лисичина из ТС 35/10 kV Гацко.
ТС 35/10 kV Љубиње	Индустријска зона	Преко извода Жрвањ из ТС 35/10 kV Љубиње.
	Љубиње 2	Радијално напајани конзум подлеже редукцији
	Град	Преко извода Жегуља из ТС 35/10 kV Љубиње.

4.6.4. 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-Херцеговине.

- У напојним ТС 110/X kV има довољно инсталисаног капацитета за сигурно напајање конзума. Приликом испада једног трансформатора 110/X kV резервно напајање се за све ТС 110/X kV, осим за ТС 110/10/35 kV Требиње 1, обезбеђује аутономно преко другог уграђеног трансформатора у истој ТС. Приликом испада јединог уграђеног трансформатора 110/X kV у ТС 110/10/35 kV Требиње 1 такође се може обезбедити резервно напајање конзума али уз одређени број манипулација у мрежи 35 kV.
- У мрежи 35 kV седам ТС 35/10 kV од укупно девет су радијално напојене ТС. Како је мрежа на подручју Електро-Херцеговине изузетно разуђена, дужина 35 kV мреже у односу на њен ниво оптерећења је изузетно велика (укупно око 145 km). У том смислу најизраженији случај је код ТС 356/10 kV Величани и Берковићи где је дужина напојних 35 kV водова око 33-35 km, а оптерећење њихових напојних конзума не прелази 1,5 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. Због велике дужине 35 и 10 kV мреже резервно напајање за комплетан конзум није могуће обезбедити за ТС 35/10 kV Берковићи, Љубиње и Гацко, односно неопходне су редукције. Од поменуте три ТС 35/10 kV најугроженија је ТС Гацко која са суседним ТС 35/10 kV нема формиране везе на СН напону, тако да у случају испада јединог напојног 35 kV вода цео њен конзум остаје без напајања.
- Кабловска мрежа 10 kV углавном задовољава принцип сигурности „n-1”.
- Укупни технички губици у мрежи 10 kV су релативно ниски и износе 0,74%.

5. 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] Студија развоја електродистрибутивног система Републике Српске, 2010. године, Електротехнички институт „Никола Тесла” Београд
- [4] Подаци о преносној мрежи, Електропренос БиХ

6. Прилози

6.1. Вриина оптерећења ТС 110/X kV

6.1.1. Електрокрајина

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

Година/ТС	Бања Лука 1	Бања Лука 2	Бања Лука 5	Бања Лука 3	Бања Лука 4	Бања Лука 8	Бања Лука 7	Челинац	Приједор 1	Приједор 3	Приједор 5	Нови Град	Козарска Дубица
	Активна енергија - набавка (MWh)												
2012	181.164	194.882	46.831	217.178	62.187	44.234	35.072	32.463	118.608	71.732	53.841	65.919	105.546
2013	171.967	217.161	45.508	209.132	56.676	43.264	36.602	32.508	116.864	71.078	53.506	68.618	107.044
2014	153.899	211.643	48.384	207.455	34.462	45.604	39.333	29.780	110.244	72.236	54.002	68.022	114.208
2015	152.469	235.852	45.972	205.910	31.258	47.976	53.933	26.713	121.156	69.273	57.379	68.481	112.863
2016	149.025	226.275	45.921	218.961	53.376	50.547	55.366	26.771	121.888	70.298	51.947	60.980	122.365
2017	154.880	236.229	47.326	211.622	52.336	49.254	56.537	27.462	118.428	71.157	52.038	65.835	106.075
2018	142.476	233.738	50.705	219.755	50.233	52.466	56.124	27.663	111.551	73.140	47.603	70.254	106.182
2019	142.796	234.578	54.033	213.706	52.238	51.685	64.598	27.944	114.190	66.805	41.870	69.349	105.127
2020	143.196	229.195	60.766	207.327	54.286	58.244	64.097	28.902	106.295	68.145	24.044	65.973	98.643
2021	136.522	235.508	76.228	220.420	60.263	69.421	67.830	30.643	110.922	71.166	24.020	71.582	102.683
2022	144.342	204.592	46.090	195.996	56.198	55.447	64.100	29.209	97.572	67.057	22.911	66.330	91.749
	Максимално оптерећење (MW)												
2012	40,13	48,01	9,78	49,11	14,74	9,56	5,26	7,38	26,48	16,06	10,86	13,43	18,22
2013	34,68	47,29	8,78	45,37	13,10	8,58	5,49	6,57	25,52	17,70	10,96	13,49	18,01
2014	32,74	50,99	10,16	47,51	9,31	10,69	8,25	6,71	26,71	15,89	10,91	13,28	19,60
2015	33,18	47,14	9,91	48,33	6,64	14,07	8,57	5,81	27,73	15,08	12,95	12,58	18,64
2016	34,39	51,98	9,46	50,63	11,62	11,00	9,05	6,17	25,98	14,47	11,03	12,12	21,13
2017	35,74	55,49	9,50	52,91	10,47	11,23	9,15	5,83	26,39	15,81	10,82	12,23	20,46
2018	33,59	53,77	14,01	49,21	9,26	11,56	9,42	5,79	25,08	17,94	10,56	12,65	17,36
2019	38,86	50,40	14,70	44,85	9,81	9,90	10,31	5,80	25,98	15,99	10,62	13,01	16,69
2020	34,58	50,92	15,47	47,59	10,57	12,11	11,10	7,12	26,09	16,57	5,70	12,83	16,37
2021	35,54	51,73	16,15	46,40	11,67	12,99	11,46	7,12	24,62	16,99	5,55	13,43	17,81
2022	35,65	51,46	14,36	49,03	12,54	13,29	11,79	7,43	27,13	17,42	5,40	12,84	16,65
	T_{БКV} (h)												
2012	4.514	4.060	4.788	4.422	4.219	4.627	6.674	4.401	4.479	4.468	4.956	4.909	5.794
2013	4.959	4.592	5.184	4.609	4.328	5.044	6.666	4.952	4.579	4.016	4.881	5.088	5.945
2014	4.700	4.151	4.761	4.367	3.700	4.265	4.766	4.440	4.127	4.547	4.948	5.124	5.828
2015	4.595	5.003	4.638	4.261	4.710	3.411	6.293	4.602	4.369	4.595	4.430	5.446	6.057
2016	4.334	4.353	4.856	4.325	4.594	4.594	6.116	4.340	4.692	4.857	4.708	5.033	5.791
2017	4.333	4.257	4.983	4.000	4.998	4.387	6.178	4.708	4.488	4.501	4.808	5.382	5.184
2018	4.242	4.347	3.619	4.466	5.426	4.539	5.960	4.782	4.448	4.077	4.510	5.555	6.118
2019	3.675	4.654	3.677	4.765	5.327	5.222	6.269	4.815	4.395	4.179	3.944	5.330	6.301
2020	4.141	4.501	3.929	4.357	5.138	4.812	5.776	4.060	4.074	4.112	4.215	5.142	6.026
2021	3.841	4.552	4.719	4.751	5.163	5.345	5.917	4.304	4.506	4.188	4.328	5.328	5.766
2022	4.049	3.976	3.210	3.997	4.480	4.174	5.439	3.930	3.596	3.849	4.244	5.166	5.509

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

Година/ТС	Мркоњић Град	Шипово	Градишка	Градишка 2	Лакташи	Лакташи 2	Србац	Нова Топола	Котор Варош	Пријавор	Укрина	Бања Лука 6
Активна енергија - набавка (MWh)												
2012	80.991	0	89.055	0	95.008	0	56.492	64.069	51.326	95.734	7.533	24.774
2013	84.584	0	86.527	0	94.932	0	56.483	64.850	45.013	96.930	7.767	16.376
2014	86.431	0	85.583	0	91.443	0	56.439	64.943	33.216	96.173	8.920	24.001
2015	90.302	0	87.414	0	97.983	0	57.653	67.651	44.680	100.983	9.016	25.111
2016	90.388	0	88.952	0	99.237	0	59.493	69.029	48.415	104.981	8.596	23.659
2017	79.925	10.633	89.901	829	86.457	17.545	61.776	70.224	49.341	106.738	8.457	25.105
2018	45.332	34.791	87.382	3.576	82.418	21.076	64.022	70.405	47.507	106.107	8.969	24.562
2019	33.828	30.770	88.267	3.470	82.130	22.859	64.980	73.391	46.490	106.960	8.916	24.152
2020	39.420	28.084	86.629	3.444	76.512	24.268	66.204	73.015	44.125	107.481	8.750	24.761
2021	36.564	28.745	92.047	3.743	77.443	25.340	69.968	75.178	48.215	110.421	9.015	25.554
2022	36.363	25.045	79.279	15.289	76.557	24.590	64.589	58.468	42.271	98.353	8.483	23.407
Максимално оптерећење (MW)												
2012	16,10	0,00	19,50	0,00	20,99	0,00	12,06	16,43	11,71	20,91	4,13	6,48
2013	16,13	0,00	16,32	0,00	18,31	0,00	10,21	11,96	10,68	19,38	3,98	3,87
2014	17,15	0,00	18,08	0,00	18,59	0,00	11,47	13,10	11,05	21,58	3,50	7,62
2015	17,94	0,00	16,80	0,00	18,00	0,00	10,51	12,30	11,49	20,36	2,64	5,98
2016	17,23	0,00	17,66	0,00	18,93	0,00	12,11	13,13	11,93	21,66	3,53	5,74
2017	17,20	6,38	18,25	0,71	21,43	4,01	11,84	13,96	12,82	21,69	2,26	6,01
2018	10,13	6,72	17,20	0,84	17,24	4,73	12,01	12,82	11,64	20,94	2,36	5,12
2019	9,38	6,42	16,74	0,87	15,44	5,67	12,06	13,65	11,11	21,00	3,96	5,23
2020	8,87	6,25	17,34	0,85	15,83	5,39	12,52	13,01	12,21	20,07	1,89	5,14
2021	9,36	6,15	18,71	0,90	15,89	7,22	13,72	13,44	11,26	21,07	2,15	5,15
2022	9,21	5,82	18,71	4,30	16,96	5,11	13,01	11,99	12,00	20,18	2,70	5,17
T_{PKV} (h)												
2012	5.030		4.567		4.527		4.683	3.899	4.385	4.579	1.826	3.824
2013	5.244		5.301		5.184		5.534	5.424	4.215	5.002	1.950	4.233
2014	5.040		4.735		4.920		4.921	4.958	3.005	4.456	2.550	3.151
2015	5.034		5.204		5.444		5.486	5.499	3.890	4.960	3.420	4.202
2016	5.247		5.037		5.242		4.912	5.257	4.059	4.848	2.435	4.121
2017	4.646	1.668	4.925	1.161	4.034	4.379	5.216	5.030	3.848	4.921	3.750	4.179
2018	4.474	5.174	5.081	4.283	4.782	4.456	5.329	5.492	4.083	5.066	3.807	4.799
2019	3.607	4.793	5.273	3.970	5.319	4.034	5.386	5.375	4.183	5.093	2.250	4.621
2020	4.445	4.493	4.996	4.038	4.834	4.506	5.290	5.614	3.615	5.357	4.637	4.820
2021	3.906	4.673	4.920	4.169	4.872	3.511	5.101	5.593	4.280	5.241	4.189	4.965
2022	3.948	4.306	4.238	3.553	4.514	4.812	4.965	4.878	3.523	4.875	3.148	4.526

6.1.2. Електро Добој

Табела 38: 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_{БКV} (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

6.1.3. Електро-Бијељина**Табела 39: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електро-Бијељине у периоду 2012-2022. година**

Година/ТС	Бијељина 1	Бијељина 2	Бијељина 3	Јања	Лопаре	Зворник	Угљевик	Власеница	Сребреница
Активна енергија - набавка (MWh)									
2012	188.846	885	100.802	27.397	13.338	70.646	61.030	54.783	67.902
2013	182.641	827	104.804	28.038	13.071	65.227	63.460	51.999	69.000
2014	146.885	710	133.218	27.832	13.240	74.756	66.495	55.135	70.308
2015	163.381	481	130.610	27.691	13.394	74.784	67.857	56.003	78.068
2016	166.963	8.147	125.487	28.841	13.469	77.647	62.536	53.929	77.045
2017	166.227	9.021	134.068	29.748	14.283	60.202	59.017	52.589	81.793
2018	156.403	9.471	141.745	28.089	16.042	50.148	59.749	47.880	79.958
2019	130.518	11.858	161.361	30.228	16.050	69.143	59.003	52.263	77.262
2020	163.468	9.553	136.672	30.054	15.735	127.470	59.007	54.642	74.855
2021	176.672	9.590	143.497	35.426	16.470	132.016	60.001	54.320	75.834
2022	165.832	7.944	119.646	27.191	15.165	108.886	53.846	54.596	70.810
Максимално оптерећење (MW)									
2012	51,13	0,43	27,92	6,02	3,20	15,69	13,66	12,60	15,20
2013	40,02	0,44	23,21	6,12	2,80	14,40	16,88	11,49	14,25
2014	35,58	0,40	29,13	6,51	3,01	16,27	13,61	11,57	15,21
2015	39,10	0,39	25,35	6,24	3,06	14,93	15,46	12,03	18,65
2016	36,68	5,45	26,37	6,46	3,08	15,72	13,86	11,12	17,04
2017	44,15	2,62	29,00	6,37	3,23	16,40	37,55	11,70	17,69
2018	33,97	3,21	39,32	5,74	3,20	15,22	13,11	11,28	17,03
2019	32,23	3,17	37,60	7,04	2,98	24,85	15,09	11,41	15,66
2020	35,57	2,27	30,01	6,80	3,06	27,42	13,46	13,00	16,69
2021	43,82	2,00	31,91	7,21	3,25	24,86	14,01	11,91	16,57
2022	44,97	1,78	28,61	6,46	3,32	25,43	11,32	12,21	16,49
T_{ЕКВ} (h)									
2012	3.694	2.048	3.610	4.555	4.168	4.503	4.466	4.346	4.467
2013	4.563	1.863	4.516	4.578	4.663	4.531	3.759	4.526	4.842
2014	4.128	1.762	4.573	4.277	4.400	4.595	4.886	4.765	4.624
2015	4.179	1.237	5.152	4.435	4.374	5.009	4.389	4.655	4.186
2016	4.552	1.495	4.759	4.463	4.377	4.938	4.511	4.848	4.522
2017	3.765	3.447	4.623	4.672	4.417	3.670	1.572	4.497	4.623
2018	4.604	2.954	3.605	4.892	5.019	3.295	4.559	4.245	4.695
2019	4.050	3.744	4.292	4.294	5.384	2.783	3.911	4.579	4.933
2020	4.595	4.208	4.554	4.423	5.137	4.649	4.385	4.204	4.484
2021	4.032	4.805	4.497	4.915	5.066	5.310	4.282	4.560	4.575
2022	3.688	4.468	4.182	4.207	4.562	4.281	4.758	4.472	4.295

6.1.4. Електродистрибуција Пале

Табела 40: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електродистрибуције Пале у периоду 2012-2022. година

Година/ТС	Пале	Сарајево 20 (Лукавица)	Соколац	Рогатица	Вишеград	Копачи (Горажде 2)	Фоча
Активна енергија - набавка (MWh)							
2012	77.448	81.517	34.009	23.709	38.221	4.715	44.489
2013	75.646	71.740	36.489	24.392	38.276	4.498	48.471
2014	78.454	69.310	34.746	25.080	37.994	4.504	47.654
2015	82.887	76.750	35.557	22.598	39.259	4.510	47.395
2016	86.391	78.458	36.512	22.097	38.970	4.529	41.554
2017	89.367	82.264	37.141	23.234	38.758	4.391	39.887
2018	90.162	79.740	37.815	22.801	37.903	7.655	34.161
2019	88.829	80.775	43.307	25.586	38.522	6.459	34.624
2020	86.272	84.755	43.179	25.921	39.799	6.506	33.252
2021	89.374	86.135	40.696	25.799	40.500	6.697	36.225
2022	83.669	84.247	41.512	23.244	35.266	9.590	35.754
Максимално оптерећење (MW)							
2012	17,23	19,86	9,48	8,80	9,10	2,06	9,41
2013	16,32	18,07	8,66	4,66	9,09	2,00	10,33
2014	19,00	17,33	9,83	4,64	8,78	2,11	9,35
2015	18,18	18,43	8,86	4,29	8,45	2,46	9,79
2016	19,41	20,75	10,58	4,39	8,33	2,39	10,62
2017	20,77	21,28	10,50	4,42	8,77	2,25	10,18
2018	19,40	19,17	11,49	4,84	8,01	5,30	8,68
2019	20,70	19,64	12,64	4,72	8,59	4,13	9,05
2020	19,44	20,69	12,56	4,93	8,98	5,52	10,05
2021	20,05	19,58	11,83	5,00	8,78	5,58	10,09
2022	20,60	22,86	12,37	4,82	8,79	4,54	8,93
T_{FKV} (h)							
2012	4.494	4.105	3.587	2.694	4.199	2.289	4.729
2013	4.637	3.970	4.216	5.238	4.209	2.250	4.692
2014	4.130	4.001	3.535	5.400	4.328	2.133	5.097
2015	4.560	4.164	4.014	5.263	4.647	1.836	4.843
2016	4.452	3.781	3.450	5.031	4.681	1.899	3.913
2017	4.303	3.866	3.537	5.262	4.419	1.956	3.917
2018	4.648	4.160	3.290	4.709	4.734	1.443	3.938
2019	4.291	4.113	3.425	5.422	4.487	1.563	3.826
2020	4.437	4.097	3.438	5.260	4.431	1.179	3.309
2021	4.458	4.400	3.440	5.159	4.611	1.199	3.590
2022	4.062	3.686	3.357	4.821	4.012	2.112	4.005

6.1.5. Електро-Херцеговина**Табела 41: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електро-Херцеговине у периоду 2012-2022. година**

Година/ТС	Требиње 1	Требиње (РП)	Билећа	Гацко	Невесиње
Активна енергија - набавка (MWh)					
2012	62.071	36.832	35.878	33.672	22.113
2013	54.145	46.784	35.813	40.826	21.744
2014	54.769	48.966	35.269	46.855	22.565
2015	53.041	49.416	37.402	43.329	23.625
2016	56.826	54.528	35.696	44.228	23.445
2017	56.724	58.141	35.362	43.428	23.654
2018	56.491	53.201	32.684	44.336	24.657
2019	54.864	29.762	33.275	42.245	25.915
2020	57.063	40.188	34.730	41.921	26.278
2021	59.810	44.836	27.672	43.128	25.871
2022	59.224	62.156	24.511	39.138	21.573
Максимално оптерећење (MW)					
2012	19,89	13,63	7,52	10,11	5,49
2013	16,24	13,49	7,45	9,58	5,56
2014	12,62	14,02	7,11	10,61	4,91
2015	11,42	14,18	7,33	10,58	5,10
2016	15,95	14,64	6,98	9,99	5,12
2017	19,63	16,24	7,30	10,10	5,38
2018	15,17	13,80	6,68	10,66	5,89
2019	11,57	14,47	7,18	10,40	5,29
2020	14,20	12,03	6,53	9,36	5,21
2021	12,68	12,98	7,17	10,28	5,36
2022	12,85	15,54	6,43	9,48	5,12
T_{FKV} (h)					
2012	3.120	2.703	4.772	3.331	4.028
2013	3.334	3.467	4.804	4.261	3.911
2014	4.339	3.493	4.963	4.418	4.594
2015	4.645	3.485	5.105	4.096	4.633
2016	3.563	3.725	5.115	4.427	4.578
2017	2.890	3.580	4.843	4.299	4.396
2018	3.723	3.854	4.896	4.158	4.186
2019	4.742	2.057	4.633	4.062	4.897
2020	4.019	3.341	5.321	4.477	5.042
2021	4.718	3.453	3.857	4.197	4.823
2022	4.609	4.000	3.814	4.131	4.210