

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

**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:** 264

**Елаборат испоручен:** 28.11.2023. године

**Руководилац израде:** Данка Петровић, дипл. инж.

**Сарадници:** Мирослав Станковић, дипл. инж.  
Мила Марковић, дипл. инж.  
Драган Дабић, дипл. инж.  
Јелена Дабић, маст. ел. 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.



Директор Центра за ЕЕС

*Zubur*  
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. <i>Техничка ограничења у раду дистрибутивних мрежа.....</i>	3
2.1.1. <b>Термичке границе оптерећења појединих елемената мреже .....</b>	3
2.1.2. <b>Напонска ограничења .....</b>	4
2.1.3. <b>Ограничење сигурности напајања потрошње .....</b>	4
2.2. <i>Економске основе за планирање развоја дистрибутивних мрежа .....</i>	6
2.2.1. <b>Трошкови капитала.....</b>	7
2.2.1.1. Цена капитала - интерес (добит).....	7
2.2.1.2. Трошкови амортизације.....	7
2.2.1.3. Трошкови одржавања.....	8
2.2.2. <b>Трошкови губитака у мрежи.....</b>	8
2.2.3. <b>Јединичне цене основних елемената мреже .....</b>	10
2.2.4. <b>Јединичне цене губитака активне снаге .....</b>	13
3. ОПШТИ ПОДАЦИ О МРЕЖИ.....	14
3.1. <i>Дужина мреже.....</i>	14
3.2. <i>Трансформаторске станице .....</i>	15
3.3. <i>Дистрибуирана производња .....</i>	15
3.4. <i>Губици у дистрибутивној мрежи .....</i>	16
4. АНАЛИЗА ПОСТОЈЕЋЕГ СТАЊА МРЕЖЕ .....	18
4.1. <i>Методологија за прорачун оптерећења и формирање модела.....</i>	18
4.2. <i>Анализа рада мреже на подручју Електрoкpајине .....</i>	20
4.2.1. <b>Основне карактеристике мреже.....</b>	20
4.2.2. <b>Стање мреже и оптерећења у базној години .....</b>	21
4.2.3. <b>Анализа сигурности рада мреже.....</b>	33
4.2.4. <b>Закључне напомене.....</b>	44
4.3. <i>Анализа рада мреже на подручју Електpо Добоја .....</i>	45
4.3.1. <b>Основне карактеристике мреже.....</b>	45
4.3.2. <b>Стање мреже и оптерећења у базној години .....</b>	46
4.3.3. <b>Анализа сигурности рада мреже.....</b>	54
4.3.4. <b>Закључне напомене.....</b>	58
4.4. <i>Анализа рада мреже на подручју Електpо-Бијељине.....</i>	59
4.4.1. <b>Основне карактеристике мреже.....</b>	59
4.4.2. <b>Стање мреже и оптерећења у базној години .....</b>	59
4.4.3. <b>Анализа сигурности рада мреже.....</b>	67
4.4.4. <b>Закључне напомене.....</b>	75
4.5. <i>Анализа рада мреже на подручју Електpодистpибуције Пале .....</i>	75
4.5.1. <b>Основне карактеристике мреже.....</b>	75
4.5.2. <b>Стање мреже и оптерећења у базној години .....</b>	76
4.5.3. <b>Анализа сигурности рада мреже.....</b>	83
4.5.4. <b>Закључне напомене.....</b>	88
4.6. <i>Анализа рада мреже на подручју Електpо-Херцеговине .....</i>	89
4.6.1. <b>Основне карактеристике мреже.....</b>	89

4.6.2.	Стање мреже и оптерећења у базној години .....	89
4.6.3.	Анализа сигурности рада мреже .....	94
4.6.4.	Закључне напомене .....	98
5.	ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ .....	99
5.1.	<i>Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Републике Српске</i> .....	99
5.2.	<i>Методологија за израду прогнозе потрошње електричне енергије</i> .....	101
5.2.1.	<b>Прогноза потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства”</b> .....	101
5.2.1.1.	Прогноза броја купаца .....	102
5.2.1.2.	Утврђивање потрошње за грејање и остале намене .....	102
5.2.1.3.	Прогноза специфичне и укупне енергије за грејање.....	102
5.2.1.4.	Прогноза специфичне и укупне енергије за остале намене .....	103
5.2.1.5.	Прогноза укупне потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства” .....	104
5.2.2.	<b>Прогноза потрошње електричне енергије за остале купце</b> .....	104
5.2.3.	<b>Прогноза укупне потрошње електричне енергије</b> .....	105
5.3.	<i>Подручје Електрoкpајине</i> .....	105
5.3.1.	<b>Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Електрoкpајине</b> .....	105
5.3.2.	<b>Прогноза потрошње електричне енергије</b> .....	107
5.4.	<i>Подручје Електрo Добоја</i> .....	109
5.4.1.	<b>Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Електрo Добоја</b> .....	109
5.4.2.	<b>Прогноза потрошње електричне енергије</b> .....	111
5.5.	<i>Подручје Електрo-Бијељине</i> .....	113
5.5.1.	<b>Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Електрo-Бијељине</b> .....	113
5.5.2.	<b>Прогноза потрошње електричне енергије</b> .....	115
5.6.	<i>Подручје Електрoдистрибуције Пале</i> .....	117
5.6.1.	<b>Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Електрoдистрибуције Пале</b> .....	117
5.6.2.	<b>Прогноза потрошње електричне енергије</b> .....	120
5.7.	<i>Подручје Електрo-Херцеговине</i> .....	121
5.7.1.	<b>Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Електрo-Херцеговине</b> .....	121
5.7.2.	<b>Прогноза потрошње електричне енергије</b> .....	124
5.8.	<i>Подручје Републике Српске</i> .....	125
6.	ДЕТАЉНА РАЗРАДА РАЗВОЈА МРЕЖЕ .....	128
6.1.	<i>Подручје Електрoкpајине</i> .....	130
6.1.1.	<b>Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године</b> .....	131
6.1.1.1.	Развој мреже у етапи до краја 2024. године.....	131
6.1.1.2.	Развој мреже у етапи до краја 2025. године.....	140
6.1.1.3.	Развој мреже у етапи до краја 2026. године.....	148
6.1.2.	<b>Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године</b> .....	156
6.1.3.	<b>Изградња потенцијалних ТС 110/X kV на подручју Електрoкpајина</b> .....	178
6.1.4.	<b>Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електрoкpајине</b> .....	179
6.1.5.	<b>Утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја кратких спојева уз предлоге решења у случају прекорачења дозвољеног нивоа у појединим тачкама дистрибутивне мреже</b> .....	180
6.1.6.	<b>Закључне напомене</b> .....	182
6.2.	<i>Подручје Електрo Добоја</i> .....	186

6.2.1.	Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године .....	187
6.2.1.1.	Развој мреже у етапи до краја 2024. године .....	187
6.2.1.2.	Развој мреже у етапи до краја 2025. године .....	188
6.2.1.3.	Развој мреже у етапи до краја 2026. године .....	189
6.2.2.	Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године .....	190
6.2.3.	Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електро- Добоја .....	197
6.2.4.	Утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја кратких спојева уз предлоге решења у случају прекорачења дозвољеног нивоа у појединим тачкама дистрибутивне мреже .....	198
6.2.5.	Закључне напомене.....	203
6.3.	<i>Подручје Електро-Бијељине .....</i>	<i>205</i>
6.3.1.	Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године .....	206
6.3.1.1.	Развој мреже у етапи до краја 2024. године .....	206
6.3.1.2.	Развој мреже у етапи до краја 2025. године .....	208
6.3.1.3.	Развој мреже у етапи до краја 2026. године .....	209
6.3.2.	Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године .....	210
6.3.3.	Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електро-Бијељина .....	217
6.3.4.	Утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја кратких спојева уз предлоге решења у случају прекорачења дозвољеног нивоа у појединим тачкама дистрибутивне мреже .....	218
6.3.5.	Закључне напомене.....	223
6.4.	<i>Подручје Електродистрибуције Пале.....</i>	<i>225</i>
6.4.1.	Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године .....	226
6.4.1.1.	Развој мреже у етапи до краја 2024. године .....	226
6.4.1.2.	Развој мреже у етапи до краја 2025. године .....	227
6.4.1.3.	Развој мреже у етапи до краја 2026. године .....	228
6.4.2.	Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године .....	229
6.4.3.	Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електродистрибуције Пале .....	235
6.4.4.	Утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја кратких спојева уз предлоге решења у случају прекорачења дозвољеног нивоа у појединим тачкама дистрибутивне мреже .....	235
6.4.5.	Закључне напомене.....	238
6.5.	<i>Подручје Електро-Херцеговине.....</i>	<i>241</i>
6.5.1.	Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године .....	242
6.5.1.1.	Развој мреже у етапи до краја 2024. године .....	242
6.5.1.2.	Развој мреже у етапи до краја 2025. године .....	243
6.5.1.3.	Развој мреже у етапи до краја 2026. године .....	244
6.5.2.	Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године .....	246
6.5.3.	Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електро-Херцеговина.....	249
6.5.4.	Утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја кратких спојева уз предлоге решења у случају прекорачења дозвољеног нивоа у појединим тачкама дистрибутивне мреже .....	250
6.5.5.	Закључне напомене.....	253
6.6.	<i>Преглед укупних вредности инвестиција за подручје Републике Српске.....</i>	<i>256</i>
7.	ЛИТЕРАТУРА .....	257
8.	ПРИЛОЗИ.....	258
8.1.	<i>Вршна оптерећења ТС 110/X kV .....</i>	<i>258</i>
8.1.1.	Електрокрајина .....	258
8.1.2.	Електро Добој .....	261
8.1.3.	Електро-Бијељина.....	262
8.1.4.	Електродистрибуција Пале .....	263



## ЛИСТА ТАБЕЛА

Табела 1: Преглед усвојених напонских ограничења за поједина чворишта у планираним мрежама [2] .....	4
Табела 2: Јединичне цене надземних водова .....	11
Табела 3: Цене реконструкције надземних водова .....	11
Табела 4: Јединичне цене кабловских водова.....	11
Табела 5: Јединичне цене полагања каблова .....	12
Табела 6: Јединичне цене трансформатора.....	12
Табела 7: Цене ћелија, далеководних и трансформаторских поља .....	12
Табела 8: Јединичне цене трансформатора 20/0,4 kV .....	12
Табела 9: Годишње стопе за поједине објекте.....	13
Табела 10: Дужина СН мреже на подручју Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима .....	14
Табела 11: Број и инсталисана снага ТС СН/СН kV и ТС СН/НН kV на подручју Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима .....	15
Табела 12: Број и инсталисана снага електрана прикључених на дистрибутивни систем Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима .....	16
Табела 13: Вршна активна и реактивна оптерећења и усвојене вредности просечног времена коришћења енергије испоручене купцима по ТС 110/X kV у 2022. години на подручју дистрибутивног предузећа 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 уклопно 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 уклопно 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 Електродистрибуција Пале .....	77
Табела 32: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремиљених ћелија 35 kV и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електродистрибуције Пале .....	79
Табела 33: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електродистрибуције Пале за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV .....	81
Табела 34: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електродистрибуције Пале .....	83
Табела 35: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електродистрибуције Пале .....	86
Табела 36: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електродистрибуције Пале .....	87
Табела 37: 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 .....	90
Табела 38: 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 .....	92
Табела 39: 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 .....	93
Табела 40: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро-Херцеговине .....	95
Табела 41: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електро-Херцеговине .....	96
Табела 42: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Херцеговине .....	97
Табела 43: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година .....	100
Табела 44: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година .....	100
Табела 45: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година .....	101
Табела 46: Укупне потребе за електричном енергијом за остале намене у трочланом домаћинству за нижу варијанту прогнозе .....	103
Табела 47: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електрoкрајине у периоду 2008-2022. година .....	106
Табела 48: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електрoкрајине у периоду 2008-2022. година .....	106
Табела 49: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електрoкрајине у периоду 2008-2022. година .....	107
Табела 50: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Електрoкрајине .....	109
Табела 51: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електрo Добоја у периоду 2008-2022. година .....	110
Табела 52: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електрo Добоја у периоду 2008-2022. година .....	110



Табела 53: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електро Добоја у периоду 2008-2022. година.....	111
Табела 54: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Електро Добоја .....	113
Табела 55: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Бијељине у периоду 2008-2022. година.....	114
Табела 56: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Бијељине у периоду 2008-2022. година.....	115
Табела 57: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Бијељине у периоду 2008-2022. година.....	115
Табела 58: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Електро-Бијељине .....	117
Табела 59: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електродистрибуције Пале у периоду 2008-2022. године.....	118
Табела 60: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електродистрибуције Пале у периоду 2008-2022. године.....	119
Табела 61: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електродистрибуције Пале у периоду 2008-2022. године.....	119
Табела 62: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Електродистрибуције Пале.....	121
Табела 63: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Херцеговине у периоду 2008-2022. година.....	122
Табела 64: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Херцеговине у периоду 2008-2022. година.....	123
Табела 65: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Херцеговине у периоду 2008-2022. година.....	123
Табела 66: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Електро-Херцеговине.....	125
Табела 67: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Републике Српске.....	127
Табела 68: Преглед инвестиција у мрежи 35 kV, 20 kV и 10 kV на подручју Електрокрајине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године .....	135
Табела 69: Преглед инвестиција у мрежи 35 kV, 20 kV и 10 kV на подручју Електрокрајине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године .....	144
Табела 70: Преглед инвестиција у мрежи 35 kV, 20 kV и 10 kV на подручју Електрокрајине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године .....	151
Табела 71: Преглед инвестиција у мрежи 35, 20 и 10 kV на подручју Електрокрајине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године .....	164
Табела 72: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрокрајине на крају 2034. године.....	173
Табела 73: Преглед нових ТС 110/X kV и уградња нових трансформатора 110/X kV у постојећим ТС 110/X из којих се напаја СН мрежа на подручју ЗП Електрокрајина у периоду 2024-2034. година.....	178
Табела 74: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи .....	180
Табела 75: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год).....	181
Табела 76: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електрокрајине.....	183
Табела 77: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електрокрајине.....	184

Табела 78: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године.....	187
Табела 79: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године.....	188
Табела 80: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године.....	190
Табела 81: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године.....	192
Табела 82: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја на крају 2034. године .....	195
Табела 83: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи.....	198
Табела 84: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год).....	201
Табела 85: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електро Добоја .....	203
Табела 86: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро Добоја .....	204
Табела 87: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Бијељине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године.....	207
Табела 88: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Бијељине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године.....	209
Табела 89: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Бијељине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године.....	210
Табела 90: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Бијељине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године.....	212
Табела 91: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Бијељине на крају 2034. године .....	214
Табела 92: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи.....	218
Табела 93: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год).....	220
Табела 94: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електро-Бијељине .....	223
Табела 95: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро-Бијељине .....	224
Табела 96: Преглед инвестиција у мрежи 10 kV на подручју Електродистрибуције Пале које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године .....	226
Табела 97: Преглед инвестиција у мрежи 10 kV на подручју Електродистрибуције Пале које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године .....	227
Табела 98: Преглед инвестиција у мрежи 35 kV и 10 kV на подручју Електродистрибуције Пале које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године .....	228
Табела 99: Преглед инвестиција у мрежи 35 kV и 10 kV на подручју Електродистрибуције Пале које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године (у периоду 2027. до 2034. год) .....	230
Табела 100: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електродистрибуције Пале на крају 2034. године .....	233
Табела 101: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи.....	236
Табела 102: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год).....	237

Табела 103: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. године на подручју Електродистрибуције Пале .....	239
Табела 104: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на подручју Електродистрибуције Пале .....	240
Табела 105: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године .....	243
Табела 106: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године .....	244
Табела 107: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године .....	246
Табела 108: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године .....	247
Табела 109: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине на крају 2034. године .....	248
Табела 110: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи .....	250
Табела 111: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год).....	252
Табела 112: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине .....	254
Табела 113: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине .....	255
Табела 114: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручје Републике Српске .....	256
Табела 115: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електрoкрајине у периоду 2012-2022. година .....	259
Табела 116: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електро Добоја у периоду 2012-2022. година .....	261
Табела 117: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електро-Бијељине у периоду 2012-2022. година .....	262
Табела 118: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електродистрибуције Пале у периоду 2012-2022. година .....	263
Табела 119: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електро-Херцеговине у периоду 2012-2022. година .....	264

## ЛИСТА СЛИКА

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

Прилог 1:

**ПРОЈЕКТНИ ЗАДАТАК**

**За израду Студије десетогодишњег плана развоја дистрибутивне мреже Републике Српске**

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

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

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

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

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

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

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

Студијом је потребно обухватити сљедеће:

1. УВОД

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## СКРАЋЕНИЦЕ

Скраћенице употребљене у даљем тексту имају следећа значења:

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



## 1. Увод

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

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

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

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

У саставу пет дистрибутивних предузећа налази се укупно 38 теренских јединица које се простиру на око 24.641 km<sup>2</sup> површине (без дистрикта Брчко). Посредством њихове дистрибутивне мреже напаја се око 600.000 мерних места, чија је укупна потрошња 2022. године износила 3.487 GWh. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 4.030 GWh. Преузимање електричне енергије се реализује у 56 ТС 110/X kV, а енергија се дистрибуира посредством још 77 дистрибутивних ТС 35/10(20) kV, пет ТС 20/X kV и укупно 10.660 ТС 10(20)/0,4 kV. Укупан инсталисани капацитет трансформације 35/10(20) kV у ТС 35/10(20) kV која напаја купце на подручју свих пет дистрибутивних предузећа износи 545,7 MVA. Укупна дужина дистрибутивне 35 kV мреже је нешто мања од 1.114 km, а дужина дистрибутивне 20, 10 и 6 kV мреже износи нешто више од 12.000 km.

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

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

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

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

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

Поглавље 3 садржи приказ кључних показатеља о стању дистрибутивне мреже.

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

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

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

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

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

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

### 2.1. Техничка ограничења у раду дистрибутивних мрежа

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

#### 2.1.1. Термичке границе оптерећења појединих елемената мреже

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## **2.2. Економске основе за планирање развоја дистрибутивних мрежа**

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

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

### 2.2.1. Трошкови капитала

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

#### 2.2.1.1. Цена капитала - интерес (добит)

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

#### 2.2.1.2. Трошкови амортизације

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

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

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

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

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

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

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

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

Реална стопа амортизације рачуна се по обрасцу:

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

### 2.2.1.3. Трошкови одржавања

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

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

### 2.2.2. Трошкови губитака у мрежи

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



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

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

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

где су:

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

$p_d$  - стопа добити (актуелизације),

$p_o$  - просечна годишња стопа одржавања објеката,

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

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

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

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

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

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

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

Ово су трошкови губитака који зависе од дијаграма оптерећења елемената. Међутим, део губитака у мрежи не зависи од дијаграма оптерећења, већ само од тога да ли је елемент под напонем (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 ( $\tau$  за губитке „у бакру“, а 8760 за губитке „у гвожђу“):

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

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

### 2.2.3. Јединичне цене основних елемената мреже

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

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

A, B, C, D и E - константе;

$n_{VN}$  - број поља вишег напона;

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

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

$n_{TR}$  - број трансформатора.

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

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

**Табела 2: Јединичне цене надземних водова**

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

**Табела 3: Цене реконструкције надземних водова**

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

**Табела 4: Јединичне цене кабловских водова<sup>1</sup>**

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 <sup>2</sup>	20	24	60
ХНЕ	Al 240 mm <sup>2</sup>	28	34	80

<sup>1</sup> Приказане цене не обухватају трошкове грађевинских радова за полагање каблова

**Табела 5: Јединичне цене полагања каблова**

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

**Табела 6: Јединичне цене трансформатора**

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

**Табела 7: Цене ћелија, далеководних и трансформаторских поља**

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

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

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

**Табела 9: Годишње стопе за поједине објекте**

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

**2.2.4. Јединичне цене губитака активне снаге**

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

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

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

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

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

### 3. Општи подаци о мрежи

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

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

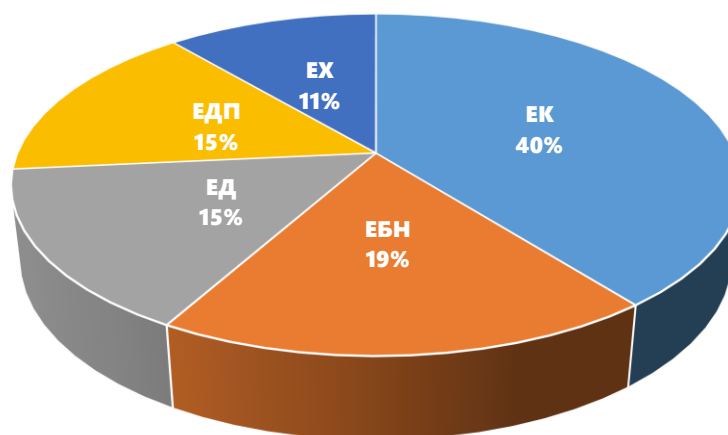
У наредном делу текста дат је преглед основних података о мрежи и то појединачно за свако дистрибутивно подручје понаособ и збирно за сва подручја заједно.

#### 3.1. Дужина мреже

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

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

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



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

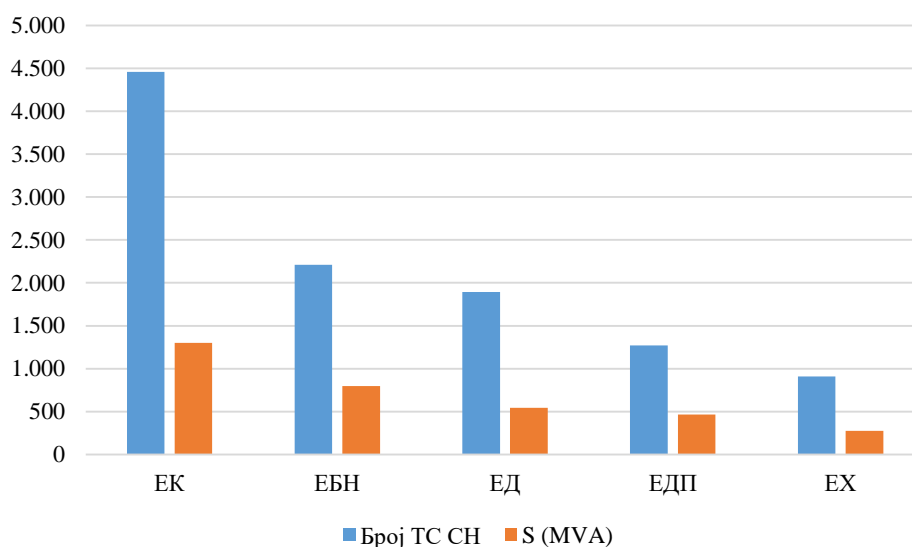
Највећи део дистрибутивне мреже се налази под управом дистрибутивног подручја Електрокрајина 5.207,93 km (39%), затим Електро-Бијељине са 2.475,36 km (19%), Електро Добоја и Електродистрибуције Пале у слично износу (приближно 2.030 km, односно 15%), док се најмањи део мреже налази под управом дистрибутивног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

### 3.2. Трансформаторске станице

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

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

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



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

### 3.3. Дистрибуирана производња

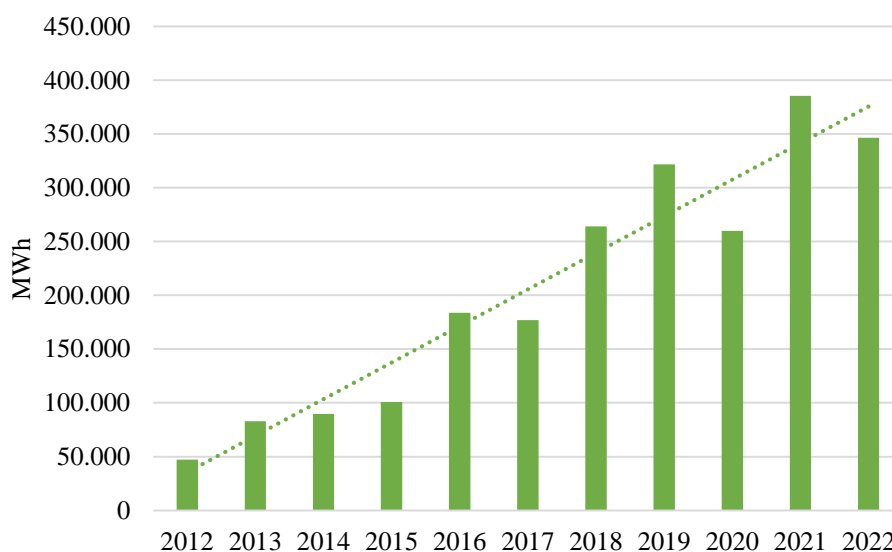
На дистрибутивни систем Републике Српске је прикључено 53 малих хидроелектрана (МХЕ), 242 соларне електране мале снаге (МСЕ), две когенеративне (КПБ) и једна мала биогазна електрана (БГЕ) (Табела 12).

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

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

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

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

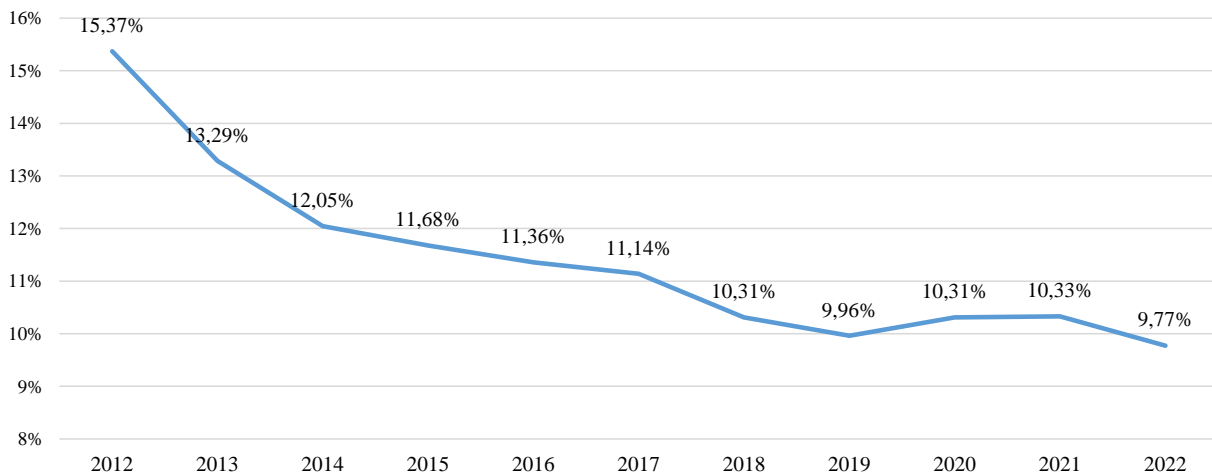
**Слика 3: Укупна производња електричне енергије из дистрибуираних извора у периоду 2012-2022. година**

### 3.4. Губици у дистрибутивној мрежи

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



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



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

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

## 4. Анализа постојећег стања мреже

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

### 4.1. Методологија за прорачун оптерећења и формирање модела

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

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

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

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

Еквивалентно време трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV ( $T_{EKV}$ ) прорачунава се као количник протекле енергије и вршног оптерећења одговарајућих ТС 110/X kV (Табела 115- Табела 119, на странама 259 - 264). 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 гвожђу (код њих је време трајања вршне снаге једнако дужини године: 8 760 h умањено за период ремонта, па је  $\tau=8$  500 h).

Просечно време коришћења енергије испоручене купцима се разликује од еквивалентног времена трајања максималне снаге. Веза еквивалентног времена трајања вршне снаге и просечног времена

коришћења енергије испоручене купцима за одређено мерно место може се сагледати из наредних формула:

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

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

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

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

где су:

$T_{EKV}$  - еквивалентно време трајања вршне снаге,

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

$W_{nab}$  - набављена енергија,

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

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

$\Delta W_{gub}$  - укупни губици енергије од места набавке до мерних места купаца,

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

$\Delta P_{gub1}$  - губици снаге од места набавке до места моделовања оптерећења,

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

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

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

Оптерећења прорачуната на описани начин одговарају нивоу трансформације 110/X kV. Овакав модел мреже даје најтачнију слику оптерећења кроз трансформаторе у објектима 110/X kV. У

формираним моделу мреже реална вршна оптерећења по водовима 110 kV су нешто нижа, а реална вршна оптерећења трансформатора 35/X kV, и водова 35 kV и 10(20) kV су нешто виша. Да би се стекла реална слика о стању и за ове елементе мреже, при њиховом вршном оптерећењу, неопходно је утврдити одређене факторе једновременности са којима ће се рачунати при анализама које се односе на поменуте елементе мреже у моделу мреже који одговара нивоу ТС 110/X kV.

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

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

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 једновременности вршне снаге средњенапонских извода са вршним оптерећењем ТС 110/X kV

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

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

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

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

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

## 4.2. *Анализа рада мреже на подручју Електрокрајине*

### 4.2.1. **Основне карактеристике мреже**

Дистрибутивно предузеће Електрокрајина 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 Електрокрајина годишње испоручи око 1.699,2 GWh (око 49% укупне дистрибутивне потрошње Републике Српске) за напајање укупно око 271.030 мерних места, од тога око 248.840 домаћинстава и око 22.190 мерних места у осталим категоријама потрошње. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 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 поменутих напојним ТС 110/X kV укупни инсталирани капацитет износи 1.080 MVA. Збирно неједновремено 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 преузетој 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 купац „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 ЕП ХЗХБ и ЕП БиХ са којом врши размену једног мањег дела електричне енергије посредством везе реализоване 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 уклопно 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 Електротрајине. Укупно тако прорачунато оптерећење на нивоу трансформације 110/X kV износи 386,1 MW и 69,9 MVA<sub>g</sub> и распоређено је по мерним местима 20, 10 и 6 kV (оптерећења моделована по мерним местима 20, 10 и 6 kV односе се на купце 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 Електротрајина. 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 MVA<sub>g</sub> 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 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 110/35/10 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						
	110/21/10,5	20/20/14	2019					3	1
	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 опрењених и неопрењених 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) kV<sup>2</sup>**

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 Ђузића	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 Маңића	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%
	<b>ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1</b>		<b>26,307</b>	<b>0,525</b>	<b>1,96</b>	<b>70,434</b>	<b>10,28</b>	<b>9,77</b>	<b>4,96%</b>
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 Беде 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 Полијска 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 Водоход	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%
	<b>ТС 110/10 kV Бања Лука 2</b>		<b>50,094</b>	<b>1,033</b>	<b>2,02</b>	<b>102,625</b>	<b>10,41</b>	<b>9,24</b>	<b>11,24%</b>
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 ЛЗ	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 Марјана	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 Видовланска	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 низ 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 Свјетлик 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 Мchаве	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 Мchаве 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 Драг 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 Шикино 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%
	<b>ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)</b>		<b>35,918</b>	<b>0,559</b>	<b>1,53</b>	<b>66,704</b>	<b>10,43</b>	<b>9,56</b>	<b>8,34%</b>

<sup>2</sup> 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%
<b>ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)</b>			<b>12,002</b>	<b>0,271</b>	<b>2,21</b>	<b>226,621</b>	<b>20,92</b>	<b>19,5</b>	<b>6,79%</b>
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 Путевни	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 Стакло	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 Рамић Барловици	1,129	0,005	0,48	19,612	20,37	20,2	0,83%
72	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Шарговац Далџка	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%
<b>ТС 110/20 kV Бања Лука 4</b>			<b>11,736</b>	<b>0,134</b>	<b>1,13</b>	<b>181,245</b>	<b>20,37</b>	<b>19,26</b>	<b>5,45%</b>
78	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Сирова вода	1,896	0,001	0,05	4,427	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%
<b>ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5</b>			<b>8,376</b>	<b>0,15</b>	<b>1,76</b>	<b>209,059</b>	<b>20,54</b>	<b>19,13</b>	<b>6,86%</b>
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%
<b>ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6</b>			<b>4,874</b>	<b>0,032</b>	<b>0,65</b>	<b>28,803</b>	<b>20,62</b>	<b>20,36</b>	<b>1,26%</b>
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%
<b>ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (6 kV)</b>			<b>0,628</b>	<b>0,002</b>	<b>0,32</b>	<b>3,556</b>	<b>6,13</b>	<b>6,11</b>	<b>0,33%</b>
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 Велџка 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 Инцел	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%
<b>ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)</b>			<b>10,997</b>	<b>0,038</b>	<b>0,34</b>	<b>33,043</b>	<b>20,56</b>	<b>20,4</b>	<b>0,78%</b>
98	РТС ТС 20/10 kV Добриња (10 kV)	Извод Војска	0,158	0	0,06	1,62	10,12	10,11	0,10%
<b>РТС ТС 20/10 kV Добриња (10 kV)</b>			<b>0,158</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>1,62</b>	<b>10,12</b>	<b>10,11</b>	<b>0,10%</b>
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%
<b>РТС ТС 20/10 kV Добриња (20 kV)</b>			<b>0,568</b>	<b>0,003</b>	<b>0,53</b>	<b>49,288</b>	<b>20,26</b>	<b>20,07</b>	<b>0,94%</b>
101	ТС 35/10 kV Сигари	Извод Старине Новака	0,899	0,003	0,34	2,084	10,63	10,59	0,38%
102	ТС 35/10 kV Сигари	Извод Старчевица	1,31	0,006	0,47	3,219	10,63	10,55	0,75%
103	ТС 35/10 kV Сигари	Извод Пољоканов парк	0,701	0,001	0,21	1,7	10,63	10,61	0,19%
104	ТС 35/10 kV Сигари	Извод Трудбенџ	0,699	0,001	0,12	3,001	10,63	10,61	0,19%
105	ТС 35/10 kV Сигари	Извод Косте Војиновића	0,001	0	0	0,304	10,63	10,63	0,00%
106	ТС 35/10 kV Сигари	Извод Сигари Круг	1,505	0,002	0,14	1,221	10,63	10,61	0,19%
107	ТС 35/10 kV Сигари	Извод Лауш	1,617	0,015	0,93	5,835	10,63	10,49	1,32%
108	ТС 35/10 kV Сигари	Извод Новоселџа	1,189	0,015	1,21	6,165	10,63	10,46	1,60%
<b>ТС 35/10 kV Сигари</b>			<b>7,921</b>	<b>0,043</b>	<b>0,54</b>	<b>23,529</b>	<b>10,63</b>	<b>10,46</b>	<b>1,60%</b>

**Табела 15 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрoкpaјине 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 (%)
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 Три Црква	3,486	0,02	0,58	7,18	20,73	20,56	0,82%
	<b>ТС 110/20 kV Бања Лука 8</b>		<b>12,952</b>	<b>0,165</b>	<b>1,26</b>	<b>89,326</b>	<b>20,73</b>	<b>20,07</b>	<b>3,18%</b>
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 Александравац	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 Миловаци	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 Три	5,327	0,17	3,1	26,58	20,78	19,99	3,80%
	<b>ТС 110/20 kV Лакташи</b>		<b>15,159</b>	<b>0,222</b>	<b>1,44</b>	<b>155,047</b>	<b>20,78</b>	<b>19,99</b>	<b>3,80%</b>
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 Каблек	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	0,87%
130	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Романовци	0,692	0,003	0,48	20,152	20,73	20,54	0,92%
	<b>ТС 110/20 kV Лакташи 2</b>		<b>5,04</b>	<b>0,017</b>	<b>0,34</b>	<b>63,151</b>	<b>20,73</b>	<b>20,52</b>	<b>1,01%</b>
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 Скатавица	0,287	0	0,16	26,013	20,61	20,56	0,24%
134	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Сивлара	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 1	0,117	0	0	0,243	20,61	20,61	0,00%
	<b>ТС 110/20 kV Челинац</b>		<b>6,294</b>	<b>0,027</b>	<b>0,43</b>	<b>103,362</b>	<b>20,61</b>	<b>20,15</b>	<b>2,23%</b>
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 Соколиње	0,224	0	0,04	2,131	19,71	19,7	0,05%
	<b>ТС 110/20 kV Котор Варош</b>		<b>11,863</b>	<b>0,11</b>	<b>0,92</b>	<b>155,8</b>	<b>19,71</b>	<b>18,85</b>	<b>4,36%</b>
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 Живнице	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 Бастији	0,037	0	0,03	7,258	19,87	19,87	0,00%
	<b>ТС 35/20 kV Кнежево</b>		<b>4,115</b>	<b>0,013</b>	<b>0,31</b>	<b>128,864</b>	<b>19,87</b>	<b>19,56</b>	<b>1,56%</b>
154	ТС 110/20 kV Укрина	Извод Дубрава Школа	0,267	0	0,01	0,958	20,65	20,64	0,05%
155	ТС 110/20 kV Укрина	Извод Бранешчи	0,493	0,003	0,7	17,855	20,65	20,47	0,87%
156	ТС 110/20 kV Укрина	Извод Вијачани	0,449	0,001	0,29	11,829	20,65	20,55	0,48%
157	ТС 110/20 kV Укрина	Извод Челинац	0,284	0,001	0,5	29,45	20,65	20,52	0,63%
158	ТС 110/20 kV Укрина	Извод Умка	0,408	0,001	0,22	5,022	20,65	20,59	0,29%
	<b>ТС 110/20 kV Укрина</b>		<b>1,901</b>	<b>0,006</b>	<b>0,31</b>	<b>65,114</b>	<b>20,65</b>	<b>20,47</b>	<b>0,87%</b>

**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 (%)
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%
	<b>ТС 110/20 kV Мркоњић Град</b>		<b>7,394</b>	<b>0,033</b>	<b>0,44</b>	<b>153,822</b>	<b>21,08</b>	<b>20,56</b>	<b>2,47%</b>
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%
	<b>ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град</b>		<b>2,18</b>	<b>0,093</b>	<b>4,09</b>	<b>154,173</b>	<b>10,4</b>	<b>9,34</b>	<b>10,19%</b>
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-Везаја	0,225	0	0,06	11,057	20,58	20,56	0,10%
	<b>ТС 35/20/10 kV Превија (20 kV)</b>		<b>1,053</b>	<b>0,002</b>	<b>0,19</b>	<b>38,255</b>	<b>20,58</b>	<b>20,5</b>	<b>0,39%</b>
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%
	<b>ТС 35/20/10 kV Превија (10 kV)</b>		<b>0,669</b>	<b>0,021</b>	<b>3,04</b>	<b>60,215</b>	<b>10,19</b>	<b>9,73</b>	<b>4,51%</b>
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%
	<b>РТС Дринић</b>		<b>0,318</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>13,241</b>	<b>20,82</b>	<b>20,81</b>	<b>0,05%</b>
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%
	<b>ТС 110/20/10 kV Шипово (10 kV)</b>		<b>3,692</b>	<b>0,051</b>	<b>1,36</b>	<b>95,78</b>	<b>10,3</b>	<b>9,61</b>	<b>6,70%</b>
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%
	<b>ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)</b>		<b>1,901</b>	<b>0,014</b>	<b>0,73</b>	<b>69,769</b>	<b>20,35</b>	<b>20,01</b>	<b>1,67%</b>
184	ТС 110/20 kV Прнавор	Извод Храћани	1,472	0,016	1,09	46,599	20,34	19,98	1,77%
185	ТС 110/20 kV Прнавор	Извод Шибовска	1,972	0,067	3,28	61,028	20,34	19,33	4,97%
186	ТС 110/20 kV Прнавор	Извод Којин Хан	1,323	0,046	3,34	77,238	20,34	19,51	4,08%
187	ТС 110/20 kV Прнавор	Извод Стандард	3,821	0,01	0,26	11,199	20,34	20,24	0,49%
188	ТС 110/20 kV Прнавор	Извод Уник	0,162	0	0	0,391	20,34	20,34	0,00%
189	ТС 110/20 kV Прнавор	Извод Аутопут 9. јануар	0,001	0	0	0,625	20,34	20,34	0,00%
190	ТС 110/20 kV Прнавор	Извод Клаоница Штрпци	2,59	0,047	1,78	52,531	20,34	19,65	3,39%
191	ТС 110/20 kV Прнавор	Извод Пионир	4,152	0,009	0,21	9,04	20,47	20,37	0,49%
192	ТС 110/20 kV Прнавор	Извод Прнавор 1	5,068	0,114	2,2	52,795	20,47	20,14	1,61%
	<b>ТС 110/20 kV Прнавор</b>		<b>20,561</b>	<b>0,309</b>	<b>1,48</b>	<b>311,446</b>	<b>20,47</b>	<b>19,33</b>	<b>5,57%</b>
193	ТС 20/10 kV Прнавор 1	Извод Вијечани	0,809	0,036	4,3	39,041	9,98	9,33	6,51%
194	ТС 20/10 kV Прнавор 1	Извод Кулаши	0,855	0,07	7,6	27,647	9,98	8,99	9,92%
195	ТС 20/10 kV Прнавор 1	Извод Прнавор Град	0,097	0	0,08	0,657	9,98	9,97	0,10%
	<b>ТС 20/10 kV Прнавор 1</b>		<b>1,761</b>	<b>0,106</b>	<b>5,68</b>	<b>67,345</b>	<b>9,98</b>	<b>8,99</b>	<b>9,92%</b>
196	ТС 110/20 kV Србац	Извод Бензинска пумпа	2,501	0,01	0,41	10,7	20,71	20,57	0,68%
197	ТС 110/20 kV Србац	Извод Ситнешн-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 Пријебледи	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%
	<b>ТС 110/20 kV Србац</b>		<b>13,224</b>	<b>0,247</b>	<b>1,83</b>	<b>220,203</b>	<b>20,71</b>	<b>19,87</b>	<b>4,06%</b>
206	ТС 110/20/10 kV Градишка (10 kV)	Извод Чагрина	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%
	<b>ТС 110/20/10 kV Градишка (10 kV)</b>		<b>5,6</b>	<b>0,124</b>	<b>2,17</b>	<b>52,611</b>	<b>10,49</b>	<b>9,91</b>	<b>5,53%</b>

**Табела 15 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрoкpaјине 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 (%)
211	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Јелшинград 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 Брестовчина	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 Заватски центар	0,204	0	0,01	1,412	20,94	20,94	0,00%
223	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Демирча	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%
	<b>ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)</b>		<b>11,254</b>	<b>0,009</b>	<b>0,08</b>	<b>40,954</b>	<b>20,94</b>	<b>20,84</b>	<b>0,48%</b>
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 Подградци	2,584	0,071	2,68	60,992	21,01	20,27	3,52%
229	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Чагря	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%
	<b>ТС 110/20 kV Градишка 2</b>		<b>4,622</b>	<b>0,09</b>	<b>1,91</b>	<b>155,202</b>	<b>21,01</b>	<b>20,27</b>	<b>3,52%</b>
232	110/20 kV Нова Топола	Извод Агрoдустријска 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 Матуга	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 Лањави	0,86	0,009	1,02	30,864	20,66	20,38	1,36%
238	110/20 kV Нова Топола	Извод Амбланга	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 Подградци	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%
	<b>110/20 kV Нова Топола</b>		<b>10,961</b>	<b>0,143</b>	<b>1,29</b>	<b>263,254</b>	<b>20,66</b>	<b>19,65</b>	<b>4,89%</b>
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 Кнежаца 10 кВ	0,531	0,019	3,43	33,124	10,47	9,93	5,16%
	<b>ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (10 kV)</b>		<b>5,522</b>	<b>0,071</b>	<b>1,27</b>	<b>93,779</b>	<b>10,47</b>	<b>9,86</b>	<b>5,83%</b>
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 Предноница	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 Предноница 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 Раковина	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 Кнежаца 20 кВ	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%
	<b>ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)</b>		<b>11,033</b>	<b>0,074</b>	<b>0,67</b>	<b>219,174</b>	<b>21,03</b>	<b>20,22</b>	<b>3,85%</b>
257	ТС 110/20 kV Пријелор 1	Извод Гомјеница	2,17	0,031	1,41	32,682	20,44	19,97	2,30%
258	ТС 110/20 kV Пријелор 1	Извод Врбице	0,564	0	0,04	0,971	20,44	20,43	0,05%
259	ТС 110/20 kV Пријелор 1	Извод Босна Монтажа	4,109	0,038	0,91	8,561	20,44	20,16	1,37%
260	ТС 110/20 kV Пријелор 1	Извод Тукови	3,843	0,019	0,5	2,716	20,44	20,3	0,68%
261	ТС 110/20 kV Пријелор 1	Извод Томашница	0,449	0,012	2,66	14,202	20,44	20,21	1,13%
262	ТС 110/20 kV Пријелор 1	Извод Трнополе	0,978	0,004	0,42	19,84	20,39	20,22	0,83%
263	ТС 110/20 kV Пријелор 1	Извод Козара Путеви	1,079	0,001	0,14	3,565	20,39	20,35	0,20%
264	ТС 110/20 kV Пријелор 1	Извод Житопрoмет	1,394	0,002	0,16	3,93	20,39	20,35	0,20%
265	ТС 110/20 kV Пријелор 1	Извод Сваде	2,098	0,01	0,46	9,068	20,39	20,26	0,64%
266	ТС 110/20 kV Пријелор 1	Извод Козарац	3,152	0,1	3,06	87,461	20,39	19,48	4,46%
	<b>ТС 110/20 kV Пријелор 1</b>		<b>19,836</b>	<b>0,217</b>	<b>1,08</b>	<b>182,996</b>	<b>20,44</b>	<b>19,48</b>	<b>4,70%</b>



**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 Брежњани	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%
<b>ТС 110/20/10 kV Приједор 3</b>			<b>17,25</b>	<b>0,176</b>	<b>1,01</b>	<b>98,037</b>	<b>20,38</b>	<b>19,81</b>	<b>2,80%</b>
274	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод Коневци	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 Нишевићи	0,7	0,005	0,7	27,466	20,62	20,41	1,02%
<b>ТС 110/20/6 kV Приједор 5</b>			<b>4,122</b>	<b>0,026</b>	<b>0,63</b>	<b>93,451</b>	<b>20,62</b>	<b>20,38</b>	<b>1,16%</b>
279	ТС 20/35 kV Тукови	Извод Расавци	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 Југови	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 Воловод	0,836	0,002	0,19	5,699	20,3	20,24	0,30%
<b>ТС 20/35 kV Тукови</b>			<b>6,224</b>	<b>0,065</b>	<b>1,03</b>	<b>112,345</b>	<b>20,3</b>	<b>19,51</b>	<b>3,89%</b>
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%
<b>ТС 20/6 kV Љубија</b>			<b>1,347</b>	<b>0,022</b>	<b>1,61</b>	<b>59,288</b>	<b>6,22</b>	<b>5,92</b>	<b>4,82%</b>
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%
<b>ТС 20/6 kV Томашница</b>			<b>0,392</b>	<b>0,004</b>	<b>1,01</b>	<b>13,398</b>	<b>6,32</b>	<b>6,2</b>	<b>1,90%</b>
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 Сигос	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 Добрљин	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%
<b>ТС 110/20 kV Нови Град</b>			<b>12,845</b>	<b>0,426</b>	<b>3,21</b>	<b>265,966</b>	<b>20,99</b>	<b>18,41</b>	<b>12,29%</b>
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%
<b>ТС 35/20 kV Нови Град</b>			<b>3,618</b>	<b>0,026</b>	<b>0,71</b>	<b>120,361</b>	<b>20,69</b>	<b>19,68</b>	<b>4,88%</b>
<b>Укупно</b>			<b>394,282</b>	<b>5,699</b>	<b>1,42</b>	<b>4712,256</b>		<b>5,92</b>	

За формирања оптерећења на нивоу врха ТС 110/X kV извршена је анализа рада трансформаторских јединица 110/X kV за уобичајено уклопно стање у СН мрежи. Из ових анализа може се закључити да је већина јединица 110/X kV у дозвољеним границама струјних оптерећења за нормални радни режим. Могу се издвојити јединице Т1 у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 и јединица Т1 у ТС 110/10 kV Бања Лука 2 чији се намотаји струјно оптерећују више од 80%. Са друге стране, јединица 35/20 kV, снаге 4 MVA, уграђена у ТС 35/20 kV Кнежево се преоптерећује (27%) у тренутку врха ТС 110/35/20 kV Котор Варош. Такође, јединице 35/10 kV уграђене у ТС 35/10 kV Ситари (2x8 MVA) оптерећују се до границе преоптерећења у нормалном радном режиму и за уобичајено уклопно стање у тренутку максималног оптерећења јединица 110/X kV у ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1.

Додана анализа извршена је за конзумно подручје ТС 110/35/20 kV Котор Варош, односно ТС 35/20 kV Кнежево. Наиме, на подручју Кнежева прикључено је укупно пет МХЕ (на 35 и 20 kV) и једна КПНБ електрана које своју енергију инјектирају у СН мрежу ТС 35/20 kV Кнежево. Од укупно пет МХЕ на овом подручју, три МХЕ пласирају енергију преко 35 kV вода (на којем су прикључене) до сабирница 35 kV у ТС 35/20 kV Кнежево. Укупна инсталисана снага генератора МХЕ је око 17,67 MW, односно 0,87 MW за КПНБ електрану. Укупна инсталисана снага МЕ прикључених на СН конзум ТС 35/20 kV Кнежево често превазилази потребе за енергијом купаца напајаних из ове ТС. У случају да производња дистрибуираних извора на овом подручју премашује потребе за електричном енергијом са конзумног подручја ТС 35/20 kV Кнежево, део енергије се „враћа” преко 35 kV везе из правца ТС 35/20 kV Кнежево до ТС 110/35/20 kV Котор Варош. Максимална измерена вредност оптерећења које се пласира из ТС 35/20 kV Кнежево до ТС 110/35/20 kV Котор Варош у 2022. години је износила око 11,1 MW, при чему је укупно ангажовање електрана износило око 16 MW. Проблем представљају губици који се генеришу у



водовима 35 kV на овом подручју и који износе преко 1,4 MW, односно 1,9 Mvar, у тренутку када се пласира 11,1 MW и -5,9 Mvar до ТС 110/35/20 kV Котор Варош. Кроз детаљан план развоја неопходно је предложити решење овог проблема и пласмана енергије из дистрибуираних извора у дистрибутивну мрежу.

Што се тиче 10(20) kV мреже могу се издвојити два СН извода на којима постоје преоптерећене деонице. На изводу 10 kV Ада Ресторан из ТС 110/20 kV Бања Лука 2, за моделована оптерећења у тренутку врха ТС 110/X kV, деонице на магистралном правцу су преоптерећене или високо оптерећене. Разлог је пре свега релативно високо оптерећење ТС 10/0,4 kV Крајина Клас (1,07 MW) које се налази при крају извода Ада Ресторан. Други критични извод са становишта преоптерећених и високо оптерећених деоница на магистралном правцу је извод Трн из ТС 110/20 kV Лакташи.

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 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 дугачке 10 kV мреже на овим изводима (око 39 и 28 km) и ниског напона на самим сабирницама у РТС 20/10 kV Прњавор 1 (испод 10 kV). Иначе, проблем ниских напона се углавном јавља на 10 kV ванградским изводима који се напајају преко трансформације 20/10 kV, а решење би требало дати кроз детаљан план развоја. 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 сабирнице 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 Електрoкpајине 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 дела угроженог конзума могуће је обезбедити преко јединице Т1 снаге 31,5 MVA у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 2. Преостали део 10 kV конзума подлеже редукацији.
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (2x40/40/27 MVA)	110/20/10 kV 40/40/27 MVA	Резервно напајање дела угроженог конзума могуће је обезбедити преко јединице која је у погону у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3. Преостали део 10 kV конзума подлеже редукацији.
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 редукацији.
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 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 110/20 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 испаду јединице Т1 могуће је обезбедити аутономну резерву преко јединице Т2. При испаду 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 (наставка): 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 редуkcији.
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 редуkcији, 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 редуkcији.
ТС 20/6 kV Љубија (4 MVA)	20/6 kV 4 MVA	Конзум подлеже редуkcији.
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 резервно напајање 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 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
<b>ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1</b>	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 редукацији.
	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 редукацији.
	Јеврејски културни центар	Преко извода Врбашки пут 1 из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.
	Филиповића поље	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	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 редукацији.
	МУП	Преко извода Милана Карановића из 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.

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

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
<b>ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3</b>	Милорада Умјеновића	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	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 Л3 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 Л3	Преко извода Петра Мећаве из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.
	Максима Горког	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Стамбена зграда 4 низ 4	Преко извода Анте Јакића Л3 из 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 Мећаве	Преко извода Анте Јакића Л3 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.
	<b>ТС 110/20 kV Бања Лука 4</b>	Петра Мећаве 2
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.
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.	



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

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
<b>ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5</b>	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.
<b>ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6</b>	Ина плин	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
<b>ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7</b>	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.
<b>ТС 35/10 kV Ситари</b>	Трудбеник	Преко извода Ситар круг из ТС 35/10 kV Ситари.
	Косте Војиновића	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	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.
<b>ТС 110/20 kV Лакташи</b>	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 редукацији.
<b>ТС 110/20 kV Лакташи 2</b>	Каблекс	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
<b>ТС 110/20 kV Челинац</b>	Челинац 1	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Свилара	Преко извода Ланиште Фацо из ТС 110/20 kV Челинац.
<b>ТС 110/35/20 kV Котор Варош</b>	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.
<b>ТС 110/20 kV Укрина</b>	Укрина 2	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Дубрава школа	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
<b>ТС 35/20 kV Кнежево</b>	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.
<b>ТС 110/20 kV Мркоњић Град</b>	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.
<b>ТС 110/20/10 kV Шипово</b>	ФАС	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Пилана	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Трико	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Шипово	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
<b>ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град</b>	Мањача	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Металац	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
<b>ТС 110/20 kV Прњавор</b>	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.
<b>ТС 110/20 kV Србац</b>	Србац Град	Преко 20kV извода Тока из ТС 110/20kV Србац.
	Бензинска пумпа	Преко 20kV извода Србац Град или преко 20kV извода Ситнеши - Лепеница.

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

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
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 редукацији
	Јелшинград Нови	Преко 20kV извода Занатски Центар из ТС 110/20/10kV Градишка.
	Стадион	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Хисета Школа	Преко 20kV извода Крошња или преко 20kV извода Метал 4, оба из ТС 110/20/10kV Градишка.
	Г3	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 редукацији.
	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 редукацији.
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 редукацији.
	Ђолови 2	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	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 редукацији.
	Житопроект	Преко извода Босна Монтажа из ТС 110/20/10 kV Приједор 1.
	Босна Монтажа	Преко извода Житопроект из ТС 110/20/10 kV Приједор 1.

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

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
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.
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 редукацији.
	Силос	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
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.

Градску кабловску мрежу, пре свега на подручју Бања Лука, делом чине стари уљни каблови типа IPO13. Ови каблови због својих карактеристика представљају „уско грло” у СН мрежи, како у нормалном радном режиму тако и у хаварији. Пропусна моћ уљних каблова IPO13 је нижа у односу на нове каблове (ХНЕ49), што због њихове конструкције, што због старости, чиме су се њихова изолациона својства променила. Из тог разлога, односно због сигурности, прекострујна заштита на појединим СН изводима је подешена на ниже вредности струје од дозвољених. У Табела 18 извршена је анализа сигурности за трајно дозвољене струје каблова, које су више од подешених прекострујних заштита на појединим изводима, што за последицу има да се резултати из Табела 18 разликују од резултата у пракси, односно да за поједине СН изводе у пракси није могуће обезбедити сигурно напајање као што је наведено у табели. Са аспекта преоптерећења и сигурности угрожени су следећи СН изводи (резултати из праксе):

- из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1: Радована Вулина, Бранка Поповића, Мирка Мандића, Буцак 3/2 и Буцак 3/1.
- из ТС 110/10 kV Бања Лука 2: Алтернативна телевизија, Ребровачки мост, Ђеде Кеџмановића, Ада Ресторан, Старчевица 6, Саве Ковачевића, МУП и Универзитетски град.
- из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3: Синтетик Лауш, Петрићевац, Сарачица, Бронзани Мајдан, Хисета Блок А, Драге Ланга, Енергомонт и Шипкино брдо.
- из ТС 35/10 kV Ситари: Трудбеник.

#### 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 Електрoкрајине.

1. 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. Такође, критични су испади јединица Т1 у ТС 110/10 kV Бања Лука 2 и јединице Т1 у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3, из разлога што су исте јединице високо оптерећене и у нормалном радном режиму.
- У постојећем стању, за моделована оптерећења у тренутку максимума ТС 110/X kV, преоптерећена је јединица у ТС 35/20 kV Кнежево, а високо су оптерећене обе јединице у ТС 35/10 kV Ситари,
  - Мрежи 35 kV на подручју Електрoкpајине 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 редукацији. 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 свим РТС 20/10(6) kV на подручју Електрoкpајине 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).
  - У нормалном радном режиму, на изводу 10 kV Ада Ресторан из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 и 20 kV изводу Трн из ТС 110/20 kV Лакташи постоје преоптерећене и високо оптерећене деонице на магистралном правцу.
  - Део градске кабловске мреже 10 kV не задовољава принцип сигурности „n-1” због радијалног напајања конзума и због постојања старих уљних каблова типа IPO13.
  - Укупни технички губици у мрежи 10 kV 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. Граничи се са суседним ЕП БиХ и ЕП ХЗХБ са којима врши размену једног мањег дела електричне енергије. У њеном саставу се налази шест теренских јединица: Добој, Модрича, Шамац, Теслић, Дервента и Брод. Према подацима из 2022. године Електро Добој годишње испоручи око 526,8 GWh (око 15% укупне дистрибутивне потрошње Републике Српске) за напајање укупно око 103.044 мерних места, од тога око 94.998 домаћинстава и око 8.046 мерних места у осталим категоријама потрошње. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 561,5 GWh. Преузимање електричне енергије се реализује на напонском нивоу 35 и 10 kV у девет ТС 110/X kV (Теслић, Шамац, Модрича, Добој 1, Добој 2, Добој 3, Дервента, Брод и Станари). У поменутих напојним ТС 110/X kV укупни инсталирани капацитет износи 375,5 MVA. Збирно неједновремено вршно оптерећење Електро Добоја на нивоу трансформације 110/X kV је у 2022. години достигло износ од око 108,6 MW. Укупна дужина дистрибутивне 35 kV мреже је око 164 km, а дужина 10 kV мреже око 1.865 km.

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

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

### 4.3.2. 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 Теслић, а само једна МХЕ је у тренутку врха ТС 110/X kV имала генерисање у мрежу. У складу са изнетим закључцима за све електране, осим МХЕ Жираја 2 (0,112 MW) у мрежи је моделовано нулто генерисање, што је са аспекта дистрибутивне мреже када је у питању вршни режим рада критичнији случај.

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

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

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

У наредној табели дат је преглед трансформатора 110/X и 35/10 kV по појединим ТС које напајају подручје дистрибутивног предузећа Електро Добој. За сваку ТС приказани су подаци о расположивом простору за хелије (поља) 35 и 10 kV, који су важни са планерске тачке гледишта. Из наведене табеле се уочава да су за испоруку 103,6 MW и 13,4 MVA моделованог оптерећења ангажовани капацитети од 375,5 MVA у трансформацији 110/X kV и 197 MVA у трансформацији 35/10 kV. Табела 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 опрењених и неопрењених ћелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро Добоја**

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

**Табела 20 (наставка): Преглед трансформатора и расположивих опрењених и неопрењених хелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро Добоја**

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага (MVA)	Година производње	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 kV<sup>3</sup>**

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
1	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Шњеготина	0,139	0,002	1,22	21,07	10,48	10,41	0,67%
2	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Мишићи	0,233	0,002	0,74	13,248	10,48	10,38	0,95%
3	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Прибинић	0,707	0,008	1,12	12,764	10,48	10,3	1,72%
4	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Лишње	0,228	0,002	0,73	22,581	10,48	10,39	0,86%
<b>ТС 35/10 kV Клупе</b>			<b>1,307</b>	<b>0,014</b>	<b>1,06</b>	<b>69,663</b>	<b>10,48</b>	<b>10,3</b>	<b>1,72%</b>
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%
<b>ТС 35/10 kV Врањак</b>			<b>2,048</b>	<b>0,036</b>	<b>1,73</b>	<b>105,059</b>	<b>10,65</b>	<b>10,23</b>	<b>3,94%</b>
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%
<b>ТС 110/35/10 kV Теслић</b>			<b>10,489</b>	<b>0,238</b>	<b>2,22</b>	<b>83,124</b>	<b>10,03</b>	<b>9,37</b>	<b>6,58%</b>
19	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Приљел	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 Лишца	0,249	0	0,09	5,207	10,12	10,1	0,20%
<b>ТС 110/35/10 kV Добој 1</b>			<b>2,173</b>	<b>0,046</b>	<b>2,07</b>	<b>94,753</b>	<b>10,12</b>	<b>9,56</b>	<b>5,53%</b>
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%
<b>ТС 35/10 kV Петрово</b>			<b>2,013</b>	<b>0,012</b>	<b>0,59</b>	<b>44,773</b>	<b>10,39</b>	<b>10,21</b>	<b>1,73%</b>
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%
<b>ТС 110/35/10 kV Добој 2</b>			<b>10,899</b>	<b>0,053</b>	<b>0,48</b>	<b>36,58</b>	<b>10,39</b>	<b>10,27</b>	<b>1,15%</b>
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 Тошана	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%
<b>ТС 35/10 kV Модрича 2</b>			<b>3,891</b>	<b>0,049</b>	<b>1,24</b>	<b>34,143</b>	<b>10,7</b>	<b>10,25</b>	<b>4,21%</b>
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%
<b>ТС 110/35/10 kV Добој 3</b>			<b>2,115</b>	<b>0,028</b>	<b>1,31</b>	<b>92,413</b>	<b>10,06</b>	<b>9,68</b>	<b>3,78%</b>

<sup>3</sup> 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 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV**

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
54	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Насип	0,424	0,001	0,14	2,38	10,46	10,44	0,19%
55	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Мебош	0,181	0	0,02	1,08	10,46	10,45	0,10%
56	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Спомен Дом	1,064	0,007	0,7	3,91	10,46	10,37	0,86%
57	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Мебош	0,198	0	0,04	0,845	10,46	10,45	0,10%
58	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Црквина	0,89	0,017	1,83	11,17	10,46	10,17	2,77%
59	ТС 35/10 kV Шамац 1	Извод Центар	0,716	0,002	0,34	2,845	10,46	10,42	0,38%
	<b>ТС 35/10 kV Шамац 1</b>		<b>3,473</b>	<b>0,027</b>	<b>0,77</b>	<b>22,23</b>	<b>10,46</b>	<b>10,17</b>	<b>2,77%</b>
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 Цвртковици	0,44	0,005	1,11	22,175	10,5	10,33	1,62%
	<b>ТС 35/10 kV Станари</b>		<b>2,33</b>	<b>0,028</b>	<b>1,19</b>	<b>81,69</b>	<b>10,5</b>	<b>10,25</b>	<b>2,38%</b>
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 Мишиници	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%
	<b>ТС 35/10 kV Модран</b>		<b>2,139</b>	<b>0,054</b>	<b>2,46</b>	<b>131,92</b>	<b>10,59</b>	<b>10,05</b>	<b>5,10%</b>
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 Трњово 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%
	<b>ТС 35/10 kV Которско</b>		<b>1,831</b>	<b>0,019</b>	<b>1,03</b>	<b>67,976</b>	<b>10,53</b>	<b>10,35</b>	<b>1,71%</b>
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%
	<b>ТС 35/10 kV Баткуша</b>		<b>3,537</b>	<b>0,061</b>	<b>1,70</b>	<b>87,891</b>	<b>10,6</b>	<b>10,19</b>	<b>3,87%</b>
83	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Водовод	0,506	0,001	0,24	3,013	10,27	10,24	0,29%
84	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Индустија	0,492	0,001	0,14	2,54	10,27	10,26	0,10%
85	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Модрича 3	1,329	0,006	0,44	3,171	10,27	10,2	0,68%
86	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Препумпна	0,345	0	0,05	1,68	10,27	10,27	0,00%
87	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Модрича 30	1,84	0,013	0,7	3,163	10,27	10,19	0,78%
88	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Јакеш	1,397	0,065	4,46	33,589	10,27	9,69	5,65%
89	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Милошевац	1,086	0,022	2	21,025	10,27	10,01	2,53%
90	ТС 110/35/10 kV Модрича 1	Извод Скутрић	1,37	0,064	4,47	53,415	10,27	9,59	6,62%
	<b>ТС 110/35/10 kV Модрича 1</b>		<b>8,365</b>	<b>0,172</b>	<b>2,01</b>	<b>121,596</b>	<b>10,27</b>	<b>9,59</b>	<b>6,62%</b>
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 Чечави	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%
	<b>ТС 35/10 kV Жарковина</b>		<b>1,897</b>	<b>0,044</b>	<b>2,27</b>	<b>78,009</b>	<b>10,5</b>	<b>9,97</b>	<b>5,05%</b>
95	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Дервента	0,648	0,019	2,9	34,25	10,47	10,05	4,01%
96	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Клаоница	0,159	0	0,14	2,863	10,47	10,46	0,10%
97	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Крижаново	0,219	0	0,2	8,542	10,47	10,45	0,19%
98	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Брод 2	1,117	0,007	0,61	5,569	10,47	10,39	0,76%
99	ТС 110/35/10 kV Брод	Извод Град 1	0,89	0,006	0,71	5,211	10,47	10,39	0,76%
	<b>ТС 110/35/10 kV Брод</b>		<b>3,033</b>	<b>0,032</b>	<b>1,04</b>	<b>56,435</b>	<b>10,47</b>	<b>10,05</b>	<b>4,01%</b>

**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%
	<b>ТС 35/10 kV Руданка</b>		<b>2,73</b>	<b>0,018</b>	<b>0,66</b>	<b>57,882</b>	<b>10,39</b>	<b>10,21</b>	<b>1,73%</b>
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 Кузмани	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%
	<b>ТС 35/10 kV Блатница</b>		<b>1,241</b>	<b>0,014</b>	<b>1,12</b>	<b>80,819</b>	<b>10,53</b>	<b>10,28</b>	<b>2,37%</b>
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%
	<b>ТС 35/10 kV Сочковац</b>		<b>3,339</b>	<b>0,068</b>	<b>2,00</b>	<b>35,699</b>	<b>10,36</b>	<b>9,92</b>	<b>4,25%</b>
119	ТС 110/35/10 kV Шамац	Скарин 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%
	<b>ТС 110/35/10 kV Шамац</b>		<b>1,667</b>	<b>0,013</b>	<b>0,77</b>	<b>37,818</b>	<b>10,27</b>	<b>10,12</b>	<b>1,46%</b>
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 Бениска	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%
	<b>ТС 35/10 kV Усора</b>		<b>8,951</b>	<b>0,058</b>	<b>0,64</b>	<b>40,202</b>	<b>10,59</b>	<b>10,38</b>	<b>1,98%</b>
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%
	<b>ТС 35/10 kV Брод 2</b>		<b>3,761</b>	<b>0,017</b>	<b>0,45</b>	<b>102,872</b>	<b>10,53</b>	<b>10,32</b>	<b>1,99%</b>
141	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Уник	0,018	0	0,01	0,383	10,43	10,43	0,00%
142	ТС 110/35/10 kV Дервента	Извод Мишковци	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 Календеровци	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%
	<b>ТС 110/35/10 kV Дервента</b>		<b>13,887</b>	<b>0,15</b>	<b>1,07</b>	<b>162,296</b>	<b>10,43</b>	<b>9,82</b>	<b>5,85%</b>
	<b>Укупно</b>		<b>97,116</b>	<b>1,251</b>	<b>1,27</b>	<b>1.725,84</b>		<b>9,37</b>	

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 редукација 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 редукацији. А потребно је укључити 35 kV вод Руданка - Которско како би се обезбедило напајање за конзум ТС 35/10 kV Которско.
ТС 110/10/35 kV Модрича	110/2x10,5/36.75 20/20/14	Аутономна резерва. Укључењем ТС Модрича трансформатор 2 110/10/10 kV 20/20/6.7 MVA и 35 kV вода Добој 3 - Врањак како би се обезбедило напајање 35 kV конзума Врањак и Модрича 2.
ТС 110/35/10 kV Шамац	110/36,75/10,6 20/20/14	Аутономна резерва.
ТС 110/35/10 kV Станари	110/36,75/10,5 20/20/14	Већи део конзума подлеже редукацији, јер немају сви изводи остварену везу са суседним изводима.
ТС 110/35/10 kV Теслић	110/36,75/10,5 40/40/27	Аутономна резерва преко ТС Теслић трансформатор 2 110/35/10 kV 20/20/6.7 MVA и ТС Теслић трансформатор 4 или 5 35/10 kV 8 MVA уз искључење растављача између сабирница 10 kV

**Табела 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 редуkcији.
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 редуkcији.
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 редуkcији.
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 редуkcији.
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 редуkcији.
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 редуkcији. У случају трансформатора 35/10 kV критичан је испад јединог уграђеног трансформатора 35/10 kV и то: снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Клупе, Петрово, Сочковац и Врањак и снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Модран. Код свих наведених ТС резервно напајање конзума се може само делимично реализовати и то преко 10 kV мреже. Због велике удаљености критичних конзума од суседних ТС 35/10 kV није могуће обезбедити резервно напајање за комплетан конзум због лоших напонских прилика у мрежи.

Анализа сигурности рада мреже 35 kV извршена је и кроз анализу испада сваког појединачног вода 35 kV. Анализом резултата приказаних у Табела 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 редукцији.
ТС 110/35/10 kV Теслић - ТС 35/10 kV Жарковина	Има резерву преко извода из ТС 35/10 kV Станари и ТС 110/35/10 kV Теслић.
ТС 110/35/10 kV Теслић - ТС 35/10 kV Блатница	Део конзума подлеже редукцији.
ТС 110/35/10 kV Теслић - ТС 35/10 kV Клупе	Већи део конзума подлеже редукцији.
ТС 110/35/10 kV Станари - ТС 35/10 kV Станари	Део конзума подлеже редукцији.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 - ТС 35/10 kV Сочковац	Део конзума подлеже редукцији.
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 редукцији.
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 редукцији.
ТС 35/10 kV Шамац 2 - ТС 35/10 kV Баткуша	Део конзума ТС 35/10 kV Баткуша 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 осим у случају извода Трудбеник из ТС 35/10 kV Усора чији конзум подлеже редукцији.



**Табела 24: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро Добоја**

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
<b>ТС 110/35/10/6 kV Брод</b>	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.
<b>ТС 35/10 kV Брод 2</b>	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.
<b>ТС 110/35/10 kV Теслић</b>	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.
<b>ТС 35/10 kV Усора</b>	Извод Трудбеник	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Извод Енергоинвест	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Извод Хемодијализа	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Извод Босанка	Преко извода Бејићи из ТС 35/10 kV Усора.
	Извод Добој град	Преко извода Средњошколски центар из ТС 35/10 kV Усора.
	Извод Средњошколски центар	Преко извода Добој град из ТС 35/10 kV Усора.
<b>ТС 110/35/10/6 kV Добој 1</b>	Извод Железничка станица	Преко извода Усора из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
<b>ТС 110/35/10 kV Добој 2</b>	Извод Центар 2	Преко извода Џунгла из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Џунгла	Преко извода Центар 2 и Ловац из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Ловац	Преко извода Џунгла из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Нова пијаца	Преко извода Центар 2, Пијаца и Болница из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Пијаца	Преко извода Сунчана падина из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Пијескови	Преко извода Сунчана падина из ТС 110/35/10 kV Добој 2.
	Извод Болница	Преко извода Нова пијаца из ТС 110/35/10 kV Добој 2.

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

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

#### 4.3.4. 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.

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

#### 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: Бијељина, Угљевик, Зворник, Власеница и 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 мерних места, од тога око 108.200 домаћинстава и око 9.860 мерних места у осталим категоријама потрошње. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 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 поменутих напојним ТС 110/X kV укупни инсталирани капацитет износи 360 MVA. Постоји неколико купаца на 35 kV напону 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 ТЈ Бијељина напаја се из правца ТС 110/X kV Брчко 1 и 2, као и нека мерна места у оквиру ТЈ Братунац који се напајају преко 10 kV извода из правца ТС 220/35 kV Бајина Башта преко ТС 35/10 kV Перућац, Свој Друг (Рогачица) и Дрина. У одређеним радним режимима део конзума ТЈ Зворник се напаја из правца расклопног постројења на ХЕ Зворник (ЕПС АД Београд) и ЕД Лозница, а део конзума ТЈ Братунац са дистрибутивне мреже из Љубовије. Збирно неједновремено 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 купца на 110 kV, фабрика глинице „Бинач“).

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 преузетој 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 25 дистрибутивних ТС 35/10 kV (205 MVA) и укупно око 2.180 свих ТС 10/0,4 kV (578 MVA). Дистрибутивно подручје Електро-Бијељина се граничи са суседним ЕПС, ЕП БиХ, ЈП Комунално Брчко и Електродистрибуцијом Пале 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 2 (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 (Т<sub>РКЕ</sub>).

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 Т<sub>РКЕ</sub>. 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 којима се располагало из SCADA система коришћени су за процену реалних максимума, као и уклопног 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. ТС 400/110/35/ kV Угљевик преко трансформације 110/35 kV напаја ТС 35/10 kV Модран, ТС 35/10 kV Прибој и ТС 35/X kV Богутово Село 1 и 2. Располагало се са месечним максимумима за купца „Рудник и термоелектрана Угљевик” а.д. Угљевик који се напаја водовима 35 kV из правца ТС 400/110/35/ kV Угљевик преко ТС 35/ X kV Богутово Село 1 и 2. На основу свих расположивих мерења прорачунато је оптерећење ТС 35/10 kV Модран, ТС 35/10 kV Прибој и ТС 35/X kV Богутово Село 1 и 2.

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, 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 MVA<sub>g</sub>.

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 MVA<sub>g</sub> и распоређено је по мерним местима 35 kV (оптерећења моделована по мерним местима 35 kV односе се на купце који преузимају енергију на том напонском нивоу) и ТС 10/0,4 kV. Поред овог моделовано је и оптерећење фабрике глинице „Бирач” на 110 kV (14,82 MW и 8,4 MVA<sub>g</sub>), која као купац не припада Електро-Бијељини, него Електропреносу БиХ.

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 хелије (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 MVA<sub>g</sub> моделованог оптерећења ангажовани капацитети од 360 MVA у трансформацији 110/X kV и 229,1 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	3				1	
	35/10	8	1974						
ТС 35/10 kV Бијељина III	35/10	8	1989	1			2	2	
	35/10	8	1998						
ТС 35/10 kV Бијељина IV	35/10	8	2011		1			1	2
ТС 35/10 kV Чађавица	35/10	8	2004		1	1		2	2
ТС 35/10 kV Брезово Поље	35/10	8							
ТС 35/10 kV Дворови	35/10	8	2005		2			2	2
ТС 35/10 kV Остојићево	35/10	8	1998				3		
	35/10	4	1999						
ТС 35/10 kV Пелагићево	35/10	4	1978				3	1	
	35/10	4	1970						
ТС 35/10 kV Братунац I	35/10	8	1979						
ТС 35/10 kV Братунац II	35/10	4	1971				3	1	
	35/10	8	-						
ТС 35/10 kV Зелени Јадар	35/10	4	2002						
ТС 35/10 kV Кравица	35/10	8	2001					1	
ТС 35/10 kV Сребреница	35/10	8	2002	1				1	
ТС 35/10 kV МХЕ Горњи Залуковик	35/10	2,5	1969						
ТС 35/10 kV Хан Пијесак	35/10	4	1977			1			2

**Табела 26 (наставак): Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремињених 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	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	1			1		
ТС 35/10 kV Модран	35/10	8	1999	3				1	
	35/10	8	1987						
ТС 35/10 kV Прибој	35/10	2,5	-		1		2	1	
ТС 35/10 kV Каменица	35/10	4	2002						
ТС 35/10 kV Зворник	35/10	8	1972	1			1	1	
	35/10	4	-						
ТС 35/10 kV Козлук	35/10	8	1999				2	1	
ТС 35/10 kV Цапарде	35/10	4	2012					1	1
ТС 35/10 kV Каракај	35/10	8	1974				1		
	35/10	8	1976						
ТС 35/10 kV Сасе	35/10	8	-						
ТС 35/10 kV Брањево	35/10	8	2003		2				1
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV		360							
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		229,1							

**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<sup>4</sup>**

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 Бијељина 1	Извод Економија	3.981	0.149	3.6	12.9	10.16	9.53	6.20%
2	ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	Извод Болница	2.084	0.012	0.55	3.421	10.16	10.07	0.89%
3	ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	Извод Јања Стара	0.875	0.003	0.34	3.072	10.16	10.11	0.49%
4	ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	Извод Индустрија II	1.437	0.008	0.52	3.222	10.16	10.09	0.69%
5	ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	Извод Центар	3.809	0.04	1.03	4.618	10.16	10	1.57%
6	ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	Извод Циглана	1.27	0.009	0.73	4.184	10.16	10.05	1.08%
	<b>ТС 110/35/10 kV Бијељина 1</b>		<b>13.456</b>	<b>0.221</b>	<b>1.62</b>	<b>31.417</b>	<b>10.16</b>	<b>9.53</b>	<b>6.20%</b>
7	ТС 110/20/10 kV Бијељина 2	Извод Доњи Загони	0.397	0.005	1.17	13.734	10.28	10.11	1.65%
8	ТС 110/20/10 kV Бијељина 2	Извод Хасе	0.869	0.009	1.03	4.799	10.28	10.15	1.26%
9	ТС 110/20/10 kV Бијељина 2	Извод Суво Поље	0.603	0.023	3.75	24.87	10.28	9.74	5.25%
	<b>ТС 110/20/10 kV Бијељина 2</b>		<b>1.869</b>	<b>0.037</b>	<b>1.94</b>	<b>43.403</b>	<b>10.28</b>	<b>9.74</b>	<b>5.25%</b>
10	ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	Извод Сава 2	0.094	0	0.01	0.26	10.11	10.11	0.00%
11	ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	Извод Жељезничка	3.498	0.037	1.05	4.856	10.11	9.97	1.38%
12	ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	Извод Ковиљуше	1.681	0.014	0.85	4.748	10.11	10.01	0.99%
13	ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	Извод Месопродукт	2.42	0.1	3.97	23.083	10.11	9.45	6.53%
	<b>ТС 110/35/10 kV Бијељина 3</b>		<b>7.693</b>	<b>0.151</b>	<b>1.93</b>	<b>32.947</b>	<b>10.11</b>	<b>9.45</b>	<b>6.53%</b>
14	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Индустрија 1	0.003	0	0	0.821	10.51	10.51	0.00%
15	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Гојсовац 2	2.486	0.054	2.12	22.755	10.51	10.13	3.62%
16	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Орао	0.297	0	0.01	0.165	10.51	10.51	0.00%
17	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Пословница	0.055	0	0	0.079	10.51	10.51	0.00%
18	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Гојсовац	0.912	0.007	0.76	7.408	10.51	10.4	1.05%
19	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Крушевље	1.775	0.015	0.81	3.415	10.51	10.39	1.14%
20	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Елвако РМК	0.033	0	0.01	0.754	10.51	10.51	0.00%
21	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Ново Село	1.104	0.025	2.23	13.403	10.51	10.21	2.85%
22	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Нови Млин	0.061	0	0.01	0.293	10.51	10.51	0.00%
23	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Средњошколски Центар	1.528	0.009	0.59	3.278	10.51	10.42	0.86%
24	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Димитрија Туцовица	0.363	0.001	0.14	1.427	10.51	10.49	0.19%
	<b>ТС 35/10 kV Бијељина II</b>		<b>8.617</b>	<b>0.111</b>	<b>1.27</b>	<b>53.798</b>	<b>10.51</b>	<b>10.13</b>	<b>3.62%</b>
25	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Амајлије	1.263	0.048	3.64	18.091	10.44	9.98	4.41%
26	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Центар 2	2.513	0.012	0.47	3.138	10.44	10.39	0.48%
27	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Парк	2.578	0.022	0.83	2.912	10.44	10.33	1.05%
28	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Стадион	1.065	0.003	0.29	1.572	10.44	10.4	0.38%
29	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Зенит	0.756	0.001	0.18	1.832	10.44	10.42	0.19%
30	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Карађорђева	2.438	0.012	0.5	2.961	10.44	10.38	0.57%
31	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Крушевље 3	0.938	0.004	0.44	4.346	10.44	10.38	0.57%
	<b>ТС 35/10 kV Бијељина III</b>		<b>11.551</b>	<b>0.102</b>	<b>0.88</b>	<b>34.852</b>	<b>10.44</b>	<b>9.98</b>	<b>4.41%</b>
32	ТС 35/10 kV Бијељина IV	Извод Патковача	2.043	0.101	4.7	6.637	10.48	9.83	6.20%
33	ТС 35/10 kV Бијељина IV	Извод Вишњићева	0.942	0.005	0.55	2.859	10.48	10.41	0.67%
34	ТС 35/10 kV Бијељина IV	Извод Пучиле	2.532	0.043	1.66	13.683	10.48	10.23	2.39%
35	ТС 35/10 kV Бијељина IV	Извод Гвоздевићи	1.127	0.005	0.46	5.56	10.48	10.41	0.67%
36	ТС 35/10 kV Бијељина IV	Извод Раскршће	0.793	0.002	0.23	2.538	10.48	10.44	0.38%
	<b>ТС 35/10 kV Бијељина IV</b>		<b>7.437</b>	<b>0.156</b>	<b>2.05</b>	<b>31.277</b>	<b>10.48</b>	<b>9.83</b>	<b>6.20%</b>
37	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Јања IV	1.202	0.008	0.66	3.259	10.42	10.34	0.77%
38	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Индустрија	1.349	0.011	0.79	10.767	10.42	10.24	1.73%
39	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Главичице	1.447	0.066	4.36	26.162	10.42	9.84	5.57%
40	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Јања VI	1.729	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%
	<b>ТС 110/35/10 kV Јања</b>		<b>6.494</b>	<b>0.142</b>	<b>2.14</b>	<b>66.879</b>	<b>10.42</b>	<b>9.84</b>	<b>5.57%</b>
42	ТС 35/10 kV Чађавица	Извод Доња Чађавица	0.788	0.019	2.4	24.784	10.52	10.07	4.28%
43	ТС 35/10 kV Чађавица	Извод Црњелово	0.809	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 Драгаљевац	1.124	0.054	4.56	26.835	10.52	9.77	7.13%
	<b>ТС 35/10 kV Чађавица</b>		<b>3.573</b>	<b>0.131</b>	<b>3.54</b>	<b>93.245</b>	<b>10.52</b>	<b>9.77</b>	<b>7.13%</b>
46	ТС 35/10 kV Брезово Поље	Извод Црњелово	1.71	0.109	6	17.839	10.53	9.77	7.22%
	<b>ТС 35/10 kV Брезово Поље</b>		<b>1.71</b>	<b>0.109</b>	<b>5.99</b>	<b>17.839</b>	<b>10.53</b>	<b>9.77</b>	<b>7.22%</b>
47	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Центар	1.779	0.016	0.87	9.853	10.47	10.32	1.43%
48	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Крива Бара	0.421	0.001	0.2	3.093	10.47	10.43	0.38%
49	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Међаши	1.356	0.025	1.79	17.764	10.47	10.16	2.96%
50	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Школа	0.777	0.002	0.27	5.784	10.47	10.43	0.38%
	<b>ТС 35/10 kV Дворови</b>		<b>4.333</b>	<b>0.044</b>	<b>1.01</b>	<b>36.494</b>	<b>10.47</b>	<b>10.16</b>	<b>2.96%</b>

<sup>4</sup> 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	10.4	10.35	0.48%
52	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Прњелово	1.471	0.08	5.16	16.462	10.4	9.75	6.25%
53	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Батковић	1.453	0.045	3.01	20.855	10.4	9.95	4.33%
54	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Бегов Пут	0.231	0.002	0.87	12.114	10.4	10.29	1.06%
55	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Бродац	1.397	0.052	3.58	21.66	10.4	9.83	5.48%
	<b>ТС 35/10 kV Остојићево</b>		<b>4.637</b>	<b>0.179</b>	<b>3.72</b>	<b>87.583</b>	<b>10.4</b>	<b>9.75</b>	<b>6.25%</b>
56	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Блажевац	0.455	0.006	1.4	12.891	10.5	10.31	1.81%
57	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Лончари	0.095	0	0.5	10.343	10.5	10.45	0.48%
58	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Силос	0.632	0.011	1.79	37.166	10.5	10.25	2.38%
59	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Пелагићево	1.757	0.087	4.71	31.425	10.5	9.79	6.76%
	<b>ТС 35/10 kV Пелагићево</b>		<b>2.939</b>	<b>0.104</b>	<b>3.42</b>	<b>91.825</b>	<b>10.5</b>	<b>9.79</b>	<b>6.76%</b>
60	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Цинкара	0.818	0.001	0.08	0.504	10.16	10.15	0.10%
61	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Сребреница	0.243	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	0.187	0	0.14	3.976	10.16	10.14	0.20%
	<b>ТС 110/35/10 kV Поточари</b>		<b>1.484</b>	<b>0.001</b>	<b>0.07</b>	<b>22.244</b>	<b>10.16</b>	<b>10.14</b>	<b>0.20%</b>
66	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Глогова	0.117	0	0.12	5.838	10.48	10.47	0.10%
67	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Подградац	1.528	0.022	1.42	9.535	10.48	10.31	1.62%
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	0.316	0	0.14	3.252	10.48	10.47	0.10%
70	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Полом	0.246	0.005	1.93	18.919	10.48	10.2	2.67%
71	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Суза	0.222	0.001	0.25	6.371	10.48	10.45	0.29%
	<b>ТС 35/10 kV Братунац I</b>		<b>2.683</b>	<b>0.029</b>	<b>1.07</b>	<b>47.023</b>	<b>10.48</b>	<b>10.2</b>	<b>2.67%</b>
72	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод ЗТС Пилана	1.372	0.006	0.41	3.015	10.35	10.29	0.58%
73	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод Сикрић	0.401	0.007	1.65	44.831	10.35	10.08	2.61%
74	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод Водовод	1.529	0.013	0.87	7.429	10.35	10.19	1.55%
75	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод Љ.Мост	0.233	0	0.14	6.037	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%
	<b>ТС 35/10 kV Братунац II</b>		<b>4.723</b>	<b>0.03</b>	<b>0.63</b>	<b>70.646</b>	<b>10.35</b>	<b>10.08</b>	<b>2.61%</b>
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%
	<b>ТС 35/10 kV Перућац</b>		<b>0.194</b>	<b>0.002</b>	<b>1.02</b>	<b>12.657</b>	<b>10.49</b>	<b>10.4</b>	<b>0.86%</b>
80	ТС 35/10 kV Свој Друг (Рогачица)	Извод Жлијебац Факовићи	0.091	0	0.18	18.145	10.49	10.47	0.19%
	<b>ТС 35/10 kV Свој Друг (Рогачица)</b>		<b>0.091</b>	<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>18.145</b>	<b>10.49</b>	<b>10.47</b>	<b>0.19%</b>
81	ТС 35/10 kV Дрина	Извод Скелани	0.383	0.002	0.47	20.097	10.49	10.4	0.86%
	<b>ТС 35/10 kV Дрина</b>		<b>0.383</b>	<b>0.002</b>	<b>0.52</b>	<b>20.097</b>	<b>10.49</b>	<b>10.4</b>	<b>0.86%</b>
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	0.042	0	0.01	0.745	10.7	10.7	0.00%
84	ТС 35/10 kV Зелени Јадар	Извод Клотјевац	0.073	0	0.55	32.835	10.7	10.68	0.19%
85	ТС 35/10 kV Зелени Јадар	Извод Осмаче	0.133	0.001	0.65	70.334	10.7	10.66	0.37%
	<b>ТС 35/10 kV Зелени Јадар</b>		<b>0.309</b>	<b>0.001</b>	<b>0.32</b>	<b>113.628</b>	<b>10.7</b>	<b>10.66</b>	<b>0.37%</b>
86	ТС 35/10 kV Кравица	Извод К.Поље	0.431	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	0.044	0	0.03	5	10.49	10.49	0.00%
	<b>ТС 35/10 kV Кравица</b>		<b>0.701</b>	<b>0.004</b>	<b>0.57</b>	<b>48.367</b>	<b>10.49</b>	<b>10.37</b>	<b>1.14%</b>
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	0.106	0	0	0.02	10.69	10.69	0.00%
91	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Сребреница	0.207	0.001	0.42	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	0.11	0.001	0.64	26.392	10.69	10.66	0.28%
94	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Болница	0.663	0.002	0.24	3.391	10.69	10.66	0.28%
	<b>ТС 35/10 kV Сребреница</b>		<b>1.186</b>	<b>0.004</b>	<b>0.34</b>	<b>40.412</b>	<b>10.69</b>	<b>10.66</b>	<b>0.28%</b>
95	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод Финали	0.325	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	0.62	0.052	7.75	33.446	10.19	9.51	6.67%
98	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод СШЦ	1.075	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	10.18	0.10%
	<b>ТС 110/35/10 kV Власеница</b>		<b>4.167</b>	<b>0.062</b>	<b>1.47</b>	<b>74.373</b>	<b>10.19</b>	<b>9.51</b>	<b>6.67%</b>

**Табела 27 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Бијелине 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	0.008	0	0.01	1.325	10.66	10.66	0.00%
103	МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV	Извод Шековићи	0.235	0.003	1.17	10.514	10.66	10.5	1.50%
	<b>МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV</b>		<b>0.339</b>	<b>0.003</b>	<b>0.88</b>	<b>21.118</b>	<b>10.66</b>	<b>10.5</b>	<b>1.50%</b>
104	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Мекоте	0.046	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	0.174	0.001	0.56	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	0.535	0.003	0.65	3.068	10.6	10.52	0.75%
110	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Хан Крам	0.103	0.001	0.63	19.477	10.6	10.51	0.85%
	<b>ТС 35/10 kV Хан Пијесак</b>		<b>1.384</b>	<b>0.007</b>	<b>0.50</b>	<b>96.784</b>	<b>10.6</b>	<b>10.49</b>	<b>1.04%</b>
111	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Пилана	0.829	0.002	0.28	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	0.86	35.577	10.54	10.41	1.23%
114	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Подгора	0.508	0.001	0.16	6.425	10.54	10.5	0.38%
115	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Милићи	0.444	0	0.06	0.92	10.54	10.53	0.09%
116	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Алфа Трејд	1.034	0.002	0.23	5.069	10.54	10.49	0.47%
	<b>ТС 35/10 kV Милићи</b>		<b>3.256</b>	<b>0.008</b>	<b>0.25</b>	<b>62.186</b>	<b>10.54</b>	<b>10.41</b>	<b>1.23%</b>
117	ТС 35/10 kV Нова Касаба	Извод Забрђе	0.056	0	0.15	12.743	10.36	10.34	0.19%
118	ТС 35/10 kV Нова Касаба	Извод Фарма	0.331	0.001	0.32	15.297	10.36	10.3	0.58%
119	ТС 35/10 kV Нова Касаба	Извод Божем	0.389	0.005	1.18	28.133	10.36	10.18	1.74%
	<b>ТС 35/10 kV Нова Касаба</b>		<b>0.776</b>	<b>0.006</b>	<b>0.77</b>	<b>56.173</b>	<b>10.36</b>	<b>10.18</b>	<b>1.74%</b>
120	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Фагум	0.57	0	0.09	0.54	10.37	10.36	0.10%
121	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Власеница	0.419	0.003	0.66	14.19	10.37	10.26	1.06%
122	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Ташевац	0.268	0	0.03	0.79	10.37	10.37	0.00%
123	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Папраца	0.301	0.006	2.1	27.588	10.37	10.08	2.80%
124	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод ФУК	0.182	0	0.15	6.414	10.37	10.35	0.19%
125	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Акмачићи	0.092	0	0.21	18.116	10.37	10.34	0.29%
126	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Шековићи	0.418	0.001	0.18	2.98	10.37	10.35	0.19%
	<b>ТС 35/10 kV Шековићи</b>		<b>2.25</b>	<b>0.01</b>	<b>0.44</b>	<b>70.618</b>	<b>10.37</b>	<b>10.08</b>	<b>2.80%</b>
127	ТС 35/10 kV Модран	Извод Трнова	0.838	0.029	3.38	29.401	10.39	9.88	4.91%
128	ТС 35/10 kV Модран	Извод Мезграја	0.211	0.001	0.37	14.904	10.39	10.32	0.67%
129	ТС 35/10 kV Модран	Извод Корај	0.691	0.033	4.53	36.411	10.39	9.73	6.35%
130	ТС 35/10 kV Модран	Извод Суво Поље	0.78	0.01	1.31	11.731	10.39	10.14	2.41%
131	ТС 35/10 kV Модран	Извод Коренита	0.659	0.032	4.6	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	1.35	0.008	0.6	5.13	10.39	10.31	0.77%
134	ТС 35/10 kV Модран	Извод Богутово Село	0.384	0.003	0.88	15.434	10.39	10.26	1.25%
	<b>ТС 35/10 kV Модран</b>		<b>5.195</b>	<b>0.116</b>	<b>2.18</b>	<b>144.655</b>	<b>10.39</b>	<b>9.7</b>	<b>6.64%</b>
135	ТС 35/10 kV Крешњић	Извод Крешњић	1.145	0.036	3.07	19.476	10.68	10.24	4.12%
	<b>ТС 35/10 kV Крешњић</b>		<b>1.145</b>	<b>0.036</b>	<b>3.05</b>	<b>19.476</b>	<b>10.68</b>	<b>10.24</b>	<b>4.12%</b>
136	ТС 110/35/10 kV Брчко 2	Извод Поточари	0.132	0	0.23	7.86	10.12	10.09	0.30%
	<b>ТС 110/35/10 kV Брчко 2</b>		<b>0.132</b>	<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>7.86</b>	<b>10.12</b>	<b>10.09</b>	<b>0.30%</b>
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	0.771	0.005	0.67	1.899	10.27	10.19	0.78%
139	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Тобуг	0.496	0.011	2.14	22.858	10.27	9.97	2.92%
140	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Лопаре	0.878	0	0.04	0.789	10.27	10.26	0.10%
141	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Мачковац	0.465	0.003	0.73	8.237	10.27	10.16	1.07%
142	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Шибосница	0.629	0.024	3.64	29.399	10.27	9.76	4.97%
	<b>ТС 110/35/10 kV Лопаре</b>		<b>3.385</b>	<b>0.043</b>	<b>1.25</b>	<b>72.589</b>	<b>10.27</b>	<b>9.76</b>	<b>4.97%</b>
143	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Потраш	0.154	0.001	0.56	26.101	10.54	10.47	0.66%
144	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Пелаве	0.169	0.001	0.44	8.322	10.54	10.48	0.57%
145	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Прибој	0.237	0.001	0.22	4.12	10.54	10.5	0.38%
146	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Колобара	0.028	0	0	0.184	10.54	10.53	0.09%
	<b>ТС 35/10 kV Прибој</b>		<b>0.588</b>	<b>0.003</b>	<b>0.51</b>	<b>38.727</b>	<b>10.54</b>	<b>10.47</b>	<b>0.66%</b>
147	ТС 35/10 kV Каменица	Извод Дрињача II	0.405	0.005	1.24	21.639	10.46	10.28	1.72%
148	ТС 35/10 kV Каменица	Извод Узовица	0.279	0.002	0.85	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%
	<b>ТС 35/10 kV Каменица</b>		<b>0.905</b>	<b>0.008</b>	<b>0.88</b>	<b>65.704</b>	<b>10.46</b>	<b>10.28</b>	<b>1.72%</b>
150	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Индустија III	0.157	0.001	0.32	6.312	10.37	10.33	0.39%
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	1.717	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	0.887	0.001	0.12	1.463	10.37	10.36	0.10%
156	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Медицински Центар Нови	0.192	0	0.01	0.32	10.37	10.37	0.00%
157	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Кула Град Села	0.204	0	0.09	3.442	10.37	10.36	0.10%
158	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Фетија	1.37	0.005	0.34	5.555	10.37	10.31	0.58%
	<b>ТС 35/10 kV Зворник</b>		<b>6.726</b>	<b>0.02</b>	<b>0.30</b>	<b>23.313</b>	<b>10.37</b>	<b>10.31</b>	<b>0.58%</b>

**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	1.478	0.046	3.01	14.794	10.01	9.53	4.80%
160	ТС 35/10 kV Козлук	Извод Стандард	0.583	0	0.05	0.575	10.01	10	0.10%
161	ТС 35/10 kV Козлук	Извод Кисељак	0.992	0.017	1.67	12.868	10.01	9.72	2.90%
162	ТС 35/10 kV Козлук	Извод Роћевић	0.643	0.007	1.12	9.75	10.01	9.84	1.70%
	<b>ТС 35/10 kV Козлук</b>		<b>3.696</b>	<b>0.07</b>	<b>1.86</b>	<b>37.987</b>	<b>10.01</b>	<b>9.53</b>	<b>4.80%</b>
163	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Кулина	0.339	0.001	0.32	5.396	10.18	10.12	0.59%
164	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Шековићи	0.307	0	0.11	4.627	10.18	10.15	0.29%
165	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Осмаци	0.512	0.015	2.77	18.017	10.18	9.83	3.44%
166	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Снагово	0.107	0	0.09	6.038	10.18	10.17	0.10%
	<b>ТС 35/10 kV Цапарде</b>		<b>1.265</b>	<b>0.016</b>	<b>1.25</b>	<b>34.078</b>	<b>10.18</b>	<b>9.83</b>	<b>3.44%</b>
167	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Козлук	1.561	0.024	1.49	8.739	10.24	10.01	2.25%
168	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Пекара	1.045	0.004	0.41	6.714	10.24	10.18	0.59%
169	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Грбавци	1.426	0.07	4.69	41.191	10.24	9.6	6.25%
170	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Глиница	0.006	0	0	0	10.24	10.24	0.00%
171	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Циглана	0.427	0	0.08	1.595	10.24	10.24	0.00%
172	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Универзал I	1.158	0.003	0.3	2.02	10.24	10.21	0.29%
173	ТС 35/10 kV Каракај	Извод ДЦ	0.413	0	0.03	1.06	10.24	10.24	0.00%
174	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Сапна	1.307	0.053	3.93	33.405	10.24	9.58	6.45%
175	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Расклопиште	0.216	0	0.1	2.681	10.24	10.23	0.10%
	<b>ТС 35/10 kV Каракај</b>		<b>7.559</b>	<b>0.154</b>	<b>2.00</b>	<b>97.405</b>	<b>10.24</b>	<b>9.58</b>	<b>6.45%</b>
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 Пилница	1.467	0.017	1.17	30.133	9.96	9.71	2.51%
180	ТС 35/10 kV Брањево	Извод Шепак	0.385	0.003	0.68	9.133	9.96	9.87	0.90%
	<b>ТС 35/10 kV Брањево</b>		<b>2.742</b>	<b>0.031</b>	<b>1.12</b>	<b>63.163</b>	<b>9.96</b>	<b>9.68</b>	<b>2.81%</b>
	<b>Укупно</b>		<b>131.573</b>	<b>2.153</b>	<b>1.61</b>	<b>2000.99</b>		<b>9.45</b>	

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 (процент губитака активне снаге се креће од 2.1% до 7.75%, а пад напона од 7.13% до 7.22%). Укупни губици у мрежи 10 kV за моделовано оптерећење од 131,573 MW износе око 2,153 MW (око 1,61%). Посебан проблем је неравномерна расподела ових губитака, тако да се на 31 нееконично оптерећена извода (са обојеним пољима процената губитака) од укупно 180, генерише око 1,542 MW губитака за напајање конзума од око 39,03 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 редукација 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 1 (35 kV веза ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 - 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 редукацији
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 редукацији
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 редукацији.
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 Гуњаца и конзум који се под напоном 10 kV напаја из ТС 110/35/10 kV Власеница (стављањем у погон јединице 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 редукацији.
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 Карађорђева 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 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 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 напајања.
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 напајања. 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 пребациити 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 пребациити 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 напајања.
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 напајања.
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 напајања.



**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 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 напајања.
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 напајања.
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 напајања.

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 купаца.

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

Вод 35 kV	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 35/10 kV Сењац ТС 35/10 kV Пелагићево	Комплетан угрожени конзум подлеже редукацији.
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 Тобут из ТС 110/35/10 kV Лопаре
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 ТС 35/10 kV Чађавица	Конзум радијално напајаних ТС 35/X kV Ђурчић, 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 редукацији.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 ТС 35/10 kV Дворови	Резервно 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 воду 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 редукацији.
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 (наставак): Анализа испада 35 kV вода на подручју Електро-Бијељине**

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: Жељезничка 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 Индустрија 1 из ТС 35/10 kV Бијељина II.
	Жељезничка	Преко извода Димитрија Туцовића 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 Туцовића	Преко извода Жељезничка 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-Бијелине**

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.

- 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.
- 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.
- 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.
- Кабловска мрежа 10 kV углавном задовољава принцип сигурности „n-1”.
- 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

Дистрибутивно предузеће Електродистрибуција Пале своју дистрибутивну делатност обавља на истоку Републике Српске. У њеном саставу се налази седам теренских јединица:

- Пале,
- Соколац,
- Источно Ново Сарајево,
- Рогатица,
- Вишеград,
- Фоча и
- Трново.

Према подацима из 2022. године Електродистрибуција Пале годишње испоручи око 352,28 GWh (око 10% укупне дистрибутивне потрошње Републике Српске) за напајање укупно око 70.041 мерних места, од тога око 63.692 домаћинстава и око 6.349 купаца у осталим категоријама потрошње. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 461 GWh. Преузимање електричне енергије се реализује на напонском нивоу 35 kV и 10 kV у седам ТС 110/X kV (Пале, Сарајево 20 (Лукавица), Вишеград, Рогатица, Соколац, Фоча и Горажде 2) и на напонском нивоу 35 kV и 10 kV из великог броја МХЕ и МСЕ. У поменутих напојним ТС 110/X kV укупни инсталисани капацитет износи 200 MVA. Збирно неједновремено вршно оптерећење Електродистрибуције Пале на нивоу трансформације 110/X kV је у 2022. години достигло износ од око 72,97 MW.

На подручју Електродистрибуције Пале налази се и велики број малих електрана од којих ово дистрибутивно предузеће такође преузима електричну енергију. Најзаступљеније су МХЕ укупне инсталисане снаге 46,8 MW (укупно 16). Поред МХЕ на подручју Електродистрибуције Пале налази се и десет соларних електрана укупне инсталисане снаге 1,5 MW. Учешће свих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу у укупној набављеној енергији Електродистрибуција Пале у 2022. години је износило око 23%.

Преузета енергија из ТС 110/X kV и прикључених електрана се дистрибуира у мрежу посредством укупно осамнаест дистрибутивних ТС 35/10 kV (84,8 MVA) и 1252 ТС 10/0,4 kV (242,81 MVA). Дистрибутивно подручје Електродистрибуције Пале се граничи са суседним ЕПЦГ, ЕПС, ЕП БиХ, Електро-Бјељином и Електро Херцеговином са којима, такође, врши размену једног мањег дела електричне енергије и то посредством веза реализованих на напонском нивоу 10 kV и 35 kV.

Укупна дужина дистрибутивне 35 kV мреже је око 345 km, а дужина 10 kV мреже око 1.686 km.

Основна карактеристика дистрибутивне мреже на подручју Електродистрибуције Пале је велика географска распрострањеност, велики број ТС 35/10 kV је радијално напајан или је у погону са једним уграђеним трансформатором.

#### 4.5.2. 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 Електродистрибуције Пале моделовани су сви елементи мреже 10-110 kV као и поједини елементи мреже 400 kV. Водови 110 kV и 400 kV моделовани су својим еквивалентима који на квалитетан начин одражавају функционисање ове мреже. Као балансни чвор мреже моделоване су сабирнице 110 kV у ТС Вишеград.

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 у трафостаницама 110/X kV на 10 kV страни се одржава на вредности од око 10,4 kV, а напон на 35 kV страни се одржава на вредности око 36,4 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 Електродистрибуције Пале 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 Јахорина и Чајнице где су због напона који излазе из дозвољених граница, преклопке померене на одговарајући положај (положај 2 и положај 3).

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 kV 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 Електродистрибуција Пале 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 Електродистрибуција Пале**

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 Пале	22.01.2022. у 11:00 h	20,31	4,25	4.400
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (Лукавица)	25.01.2022. у 18:00 h	22,47	1,81	4.450
ТС 110/35/10 kV Соколац	21.01.2022. у 10:00 h	9,23	3,03	3.800
ТС 110/35/10 kV Рогатица	18.12.2021. у 11:00 h	4,47	0,72	6.000
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	22.01.2022. у 11:00 h	7,34	1,46	5.200
ТС 110/35/10 kV Фоча	28.01.2022. у 21:00 h	7,44	1,53	5.300
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (Копачи)	24.01.2022. у 21:00 h	1,70	0,31	3.400

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 kV 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. Сходно томе су и моделована оптерећења у мрежи и уклопно стање трансформатора 110/X kV.

На подручју Електродистрибуције Пале налази се ТС 35/10 kV Чајнице која се напаја из правца Пљеваља (ЕПЦГ). Максимум ове трафостанице је моделован у складу са информацијама које смо добили из диспечерског центра Електродистрибуције Пале.

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. Поред тога посебно су анализирани све МХЕ које су прикључене на мрежу. За ове електране се дошло до закључка да су радиле у моменту врха ТС 110/X kV на чијем конзумном подручју се налазе и њихово генерисање је било значајно велико. У складу са изнетим закључцима за све МСЕ у мрежи је моделовано нулто генерисање, што је са аспекта дистрибутивне мреже када је у питању вршни режим рада критичнији случај, а за МХЕ за које је постојао податак о измереним сатним мерењима, узето је генерисање у моменту врха појединачне ТС 110/X kV којој МХЕ припада. За МХЕ за које није постојао податак о измереним сатним мерењима моделовано је нулто генерисање.

Када је реч о кондензаторским батеријама које се имају у СН мрежи Електродистрибуција Пале 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 Електродистрибуција Пале 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 670 ТС 10/0,4 kV моделоване су кондензаторске батерије укупне инсталисане снаге 5,06 MVA<sub>r</sub>.

Цела анализа моделовања прорачунских оптерећења изложена у поглављу 4.1, затим подаци који су били доступни, као и усвојене вредности Т<sub>РКЕ</sub> представљају основ за анализу постојећег стања дистрибутивне мреже на подручју Електродистрибуције Пале. Укупно тако прорачунато оптерећење на нивоу трансформације 110/X kV износи 79,1 MW и 22,11 MVA<sub>r</sub> 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 kV и 35/10 kV по појединим ТС које напајају подручје дистрибутивног предузећа Електродистрибуције Пале. За сваку ТС приказани су подаци о расположивом простору за ћелије (поља) 35 kV и 10 kV, који су важни са планерске тачке гледишта. Из наведене табеле се уочава да су за испоруку 79,1 MW и 22,11 MVA<sub>r</sub> моделованог оптерећења ангажовани капацитети од 200 MVA у трансформацији 110/X kV и 87,3 MVA у трансформацији 35/10 kV. Табела 33 садржи преглед оптерећења, губитака и напонских прилика по изводима 10 kV у мрежи за оптерећења моделована на нивоу ТС 110/X kV.

**Табела 32: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремљених ћелија 35 kV и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електродистрибуције Пале**

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 Горажде 2 (Копачи)	110/20/10	20/20/14	1988						5
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (Лукавица)	110/35/10	20/14/20	2004						
	110/35/10	20/14/20	2004		5			5	13
ТС 110/35/10 kV Соколац	110/35/10	20/14/20	1980				3	1	
ТС 110/35/10 kV Пале	110/35/10	20/14/20	2018						
	110/35/10	20/14/20	1979			4		3	
ТС 110/35/10 kV Рогатица	110/35/10	20/14/20	1980						
	35/10	8	1959		1			3	
ТС 110/35/10 kV Фоча	110/35/10	20/14/20	1981						
	110/35/10	20/14/20	1981				2	3	
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	110/35/10	20/14/20	1979	1				3	
ТС 35/10 kV Соколац	35/10	2,5	1967			1			1
ТС 35/10 kV Мокро	35/10	4	1971						
	35/10	4	1975						
ТС 35/10 kV Хреша	35/10	4	1999	1				1	
ТС 35/10 kV Енергоинвест	35/10	1,6	1974						
ТС 35/10 kV Војковићи	35/10	4	1971						
	35/10	4	1971						2
ТС 35/10 kV Подграб	35/10	2,5	1968						
ТС 35/10 kV Миљевина	35/10	2,5	1974						
ТС 35/10 kV Луке Чајничке	35/10	2,5	1974					2	
ТС 35/10 kV Коран	35/10	4	1999					1	
	35/10	4	1974						1
ТС 35/10 kV Јажићи	35/10	4	1978						
ТС 35/10 kV Јахорина	35/10	4	1982						
	35/10	4	1982					2	
	35/10	4	1974						2
ТС 35/10 kV Гојава Рудо	35/10	2,5	1976						
	35/10	1,6	1975			1			1
ТС 35/10 kV Фоча	35/10	4	1975						
	35/10	4	1977			1			1
ТС 35/10 kV Добро Поље	35/10	2,5	1968						

**Табела 32 (наставак): Преглед трансформатора и расположивих опрењених и неопрењених ћелија 35 kV и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електродистрибуције Пале**

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 35/10 kV Бук Бијела	35/10	2,5	1975						1
ТС 35/10 kV Богатићи	35/10	2,5	1974						
ТС 35/10 kV Борике	35/10	1,6	1959		1	1		1	1
ТС 35/10 kV Трново	35/10	2,5	1970			1			
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV		200							
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		87,3							



**Табела 33: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електродистрибуције Пале за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV<sup>5</sup>**

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 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Језеро	2,363	0,073	3,01	8,866	10,39	9,93	4,43%
2	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Тилава	1,448	0,014	0,99	27,238	10,39	10,22	1,64%
3	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Дечанска 2	2,753	0,067	2,38	6,314	10,39	10,1	2,79%
4	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Спортска дворана	2,667	0,05	1,83	4,084	10,39	10,18	2,02%
5	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Ламела	2,372	0,019	0,81	3,935	10,39	10,29	0,96%
6	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Младице	1,563	0,019	1,21	5,565	10,39	10,23	1,54%
7	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Конструктор	2,42	0,054	2,2	5,966	9,94	9,7	2,41%
8	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Јаслице	1,118	0,014	1,26	2,608	9,94	9,8	1,41%
9	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Озренска	1,619	0,051	3,06	6,636	9,94	9,58	3,62%
10	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Иванићин	1,121	0,014	1,26	9,237	9,94	9,77	1,71%
	<b>ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20</b>		<b>19,444</b>	<b>0,375</b>	<b>1,89</b>	<b>80,449</b>	<b>10,39</b>	<b>9,58</b>	<b>7,80%</b>
11	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Криваче	1,088	0,003	0,29	3,895	10,18	10,11	0,69%
12	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Пале Коран	0,989	0,007	0,66	3,549	10,18	10,11	0,69%
13	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Фамос	0,018	0	0,01	1,38	10,18	10,18	0,00%
14	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Пале град 2	0,984	0,004	0,36	1,958	10,18	10,14	0,39%
	<b>ТС 110/35/10 kV Пале</b>		<b>3,079</b>	<b>0,014</b>	<b>0,45</b>	<b>10,782</b>	<b>10,18</b>	<b>10,11</b>	<b>0,69%</b>
15	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Ауто база	0,056	0	0,02	1,327	10,29	10,28	0,10%
16	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Баре	1,151	0,002	0,15	2,307	10,29	10,26	0,29%
17	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Каљина	0,193	0	0,07	0,774	10,29	10,28	0,10%
18	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Ново Село	1,581	0,103	6,12	100,498	10,29	9,23	10,30%
19	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Пилана	0,17	0	0,02	0,388	10,29	10,28	0,10%
20	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Соколац	2,406	0,095	3,79	95,574	10,29	9,61	6,61%
	<b>ТС 110/35/10 kV Соколац</b>		<b>5,557</b>	<b>0,2</b>	<b>3,47</b>	<b>200,868</b>	<b>10,29</b>	<b>9,23</b>	<b>10,30%</b>
21	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Добрун	1,011	0,043	4,07	31,427	10,29	9,62	6,51%
22	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Град	1,578	0,014	0,89	3,153	10,29	10,18	1,07%
23	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Хидроелектрана	0,074	0	0,09	4,263	10,29	10,28	0,10%
	<b>ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград</b>		<b>2,663</b>	<b>0,057</b>	<b>2,10</b>	<b>38,843</b>	<b>10,29</b>	<b>9,62</b>	<b>6,51%</b>
24	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Фоча	0,028	0	0,03	1,34	10,19	10,19	0,00%
25	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Табаи	3,405	0,065	1,86	4,582	10,19	9,96	2,26%
26	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Тјентиште	0,547	0,006	1	18,164	10,19	10,07	1,18%
27	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Велечево	1,849	0,036	1,93	123,628	10,19	9,82	3,63%
	<b>ТС 110/35/10 kV Фоча</b>		<b>5,829</b>	<b>0,107</b>	<b>1,80</b>	<b>147,714</b>	<b>10,19</b>	<b>9,82</b>	<b>3,63%</b>
28	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Козићи	0,3	0,004	1,41	41,149	10,32	10,12	1,94%
29	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Планиште	0,03	0	0	0,354	10,32	10,32	0,00%
30	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Силос	1,053	0,021	1,96	10,085	10,32	10,09	2,23%
31	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Рудо	0,371	0	0,06	2,191	10,32	10,31	0,10%
32	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Контес центар	1,845	0,011	0,62	4,694	10,32	10,23	0,87%
33	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Лагостина	0,151	0	0,05	1,033	10,32	10,31	0,10%
34	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Пилана сладара	0,538	0,006	1,06	25,069	10,32	10,16	1,55%
35	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Матино Брдо	0,127	0,001	0,45	38,263	10,32	10,27	0,48%
	<b>ТС 110/35/10 kV Рогатица</b>		<b>4,415</b>	<b>0,043</b>	<b>0,96</b>	<b>122,838</b>	<b>10,32</b>	<b>10,09</b>	<b>2,23%</b>
36	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (20 kV)	Извод Творнице жице 1 и 2	0,092	0	0,02	1,907	20,71	20,71	0,00%
	<b>ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (20 kV)</b>		<b>0,092</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>1,907</b>	<b>20,71</b>	<b>20,71</b>	<b>0,00%</b>
37	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Живојевићи	0,066	0	0,05	9,226	10,33	10,33	0,00%
38	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Чајничке	0,738	0,035	4,52	39,499	10,33	9,73	5,81%
39	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Град	0,077	0	0	0,069	10,33	10,33	0,00%
40	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Копачи	0,939	0,01	1,01	27,378	10,33	10,14	1,84%
	<b>ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)</b>		<b>1,82</b>	<b>0,045</b>	<b>2,41</b>	<b>76,172</b>	<b>10,33</b>	<b>9,73</b>	<b>5,81%</b>
41	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Хотел Бистрица	0,669	0,002	0,23	3,521	10,11	10,07	0,40%
42	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Огорјелица	1,21	0,007	0,56	5,12	10,11	10,04	0,69%
43	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Вучко	1,266	0,004	0,33	2,478	10,11	10,07	0,40%
44	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Рајска долина	0,587	0,001	0,24	4,331	10,11	10,08	0,30%
45	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Гондола 3	0,09	0	0,01	0,408	10,11	10,11	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Јахорина</b>		<b>3,822</b>	<b>0,014</b>	<b>0,36</b>	<b>15,858</b>	<b>10,11</b>	<b>10,04</b>	<b>0,69%</b>
46	ТС 35/10 kV Коран	Извод Стамболчић	0,341	0,001	0,25	4,614	10,6	10,57	0,28%
47	ТС 35/10 kV Коран	Извод Требевић	0,417	0,008	1,78	22,289	10,6	10,38	2,08%
48	ТС 35/10 kV Коран	Извод Коран I	0,123	0	0,02	0,598	10,6	10,6	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Коран</b>		<b>0,881</b>	<b>0,009</b>	<b>1,01</b>	<b>27,501</b>	<b>10,6</b>	<b>10,38</b>	<b>2,08%</b>
49	ТС 35/10 kV Хреша	Извод Вучја Лука	0,641	0,018	2,74	18,674	10,31	9,96	3,39%
50	ТС 35/10 kV Хреша	Извод Булози	0,377	0,004	0,96	18,087	10,31	10,17	1,36%
	<b>ТС 35/10 kV Хреша</b>		<b>1,018</b>	<b>0,022</b>	<b>2,12</b>	<b>36,761</b>	<b>10,31</b>	<b>9,96</b>	<b>3,39%</b>
51	ТС 35/10 kV Соколац	Извод Данила Ђокића	0,323	0	0,03	0,305	10,38	10,38	0,00%
52	ТС 35/10 kV Соколац	Извод Жљєбови	2,484	0,044	1,75	28,069	10,38	9,89	4,72%
53	ТС 35/10 kV Соколац	Извод Соколовићи	0,002	0	0	0,026	10,38	10,38	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Соколац</b>		<b>2,809</b>	<b>0,044</b>	<b>1,54</b>	<b>28,4</b>	<b>10,38</b>	<b>9,89</b>	<b>4,72%</b>

<sup>5</sup> 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 Електродистрибуције Пале 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 (%)
54	ТС 35/10 kV Борике	Извод Стара Гора	0,03	0	0,09	9,89	10,34	10,33	0,10%
55	ТС 35/10 kV Борике	Извод Пешурићи	0,082	0	0,26	22,403	10,34	10,3	0,39%
56	ТС 35/10 kV Борике	Извод Жспа Сјеверско	0,162	0,001	0,82	39,534	10,34	10,26	0,77%
57	ТС 35/10 kV Борике	Извод Шетићи	0,023	0	0,13	11,162	10,34	10,32	0,19%
	<b>ТС 35/10 kV Борике</b>		<b>0,297</b>	<b>0,001</b>	<b>0,34</b>	<b>82,989</b>	<b>10,34</b>	<b>10,26</b>	<b>0,77%</b>
58	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Полимка	0,041	0	0	0,357	10,42	10,42	0,00%
59	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Рудо град	0,545	0,001	0,13	6,365	10,42	10,41	0,10%
60	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Увац	0,22	0,002	1,09	18,382	10,42	10,29	1,25%
61	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Стргачина	0,245	0,001	0,55	49,179	10,42	10,34	0,77%
	<b>ТС 35/10 kV Гојава Рудо</b>		<b>1,051</b>	<b>0,004</b>	<b>0,38</b>	<b>74,283</b>	<b>10,42</b>	<b>10,29</b>	<b>1,25%</b>
62	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Грлица	0,624	0,003	0,45	2,502	10,32	10,26	0,58%
63	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Касице	0,163	0	0,3	5,973	10,32	10,28	0,39%
64	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Лукавица	1,515	0,022	1,46	6,061	10,32	10,09	2,23%
65	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Крупац	0,491	0,002	0,44	4,282	10,32	10,25	0,68%
66	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Накло	0,5	0,001	0,14	1,147	10,32	10,3	0,19%
	<b>ТС 35/10 kV Војковићи</b>		<b>3,293</b>	<b>0,028</b>	<b>0,84</b>	<b>19,965</b>	<b>10,32</b>	<b>10,09</b>	<b>2,23%</b>
67	ТС 35/10 kV Богатићи	Извод Брана	0,059	0	0,1	3,623	10,36	10,35	0,10%
68	ТС 35/10 kV Богатићи	Извод Кијево	0,248	0,001	0,55	8,749	10,36	10,29	0,68%
	<b>ТС 35/10 kV Богатићи</b>		<b>0,307</b>	<b>0,001</b>	<b>0,32</b>	<b>12,372</b>	<b>10,36</b>	<b>10,29</b>	<b>0,68%</b>
69	ТС 35/10 kV Трново	Извод Трново 4	0,416	0,001	0,15	8,073	10,36	10,33	0,29%
70	ТС 35/10 kV Трново	Извод Предионица	0,027	0	0,01	0,251	10,36	10,36	0,00%
71	ТС 35/10 kV Трново	Извод Миље	0,002	0	0,05	2,591	10,36	10,36	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Трново</b>		<b>0,445</b>	<b>0,001</b>	<b>0,22</b>	<b>10,915</b>	<b>10,36</b>	<b>10,33</b>	<b>0,29%</b>
72	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Бољановићи	0,006	0	0,07	4,398	10,37	10,37	0,00%
73	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Мусићи	0,008	0	0,18	5,667	10,37	10,37	0,00%
74	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Варош	0,004	0	0	5,243	10,37	10,37	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Добро Поље</b>		<b>0,018</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>15,308</b>	<b>10,37</b>	<b>10,37</b>	<b>0,00%</b>
75	ТС 35/10 kV Јажји	Извод Калиновић	0,373	0,003	0,71	5,079	10,31	10,23	0,78%
76	ТС 35/10 kV Јажји	Извод Влахоље Улог	0,106	0,001	0,62	39,7	10,31	10,22	0,87%
77	ТС 35/10 kV Јажји	Извод Миљевина	0,045	0	0,05	11,731	10,31	10,3	0,10%
78	ТС 35/10 kV Јажји	Извод Пилана	0,044	0	0,01	0,454	10,31	10,31	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Јажји</b>		<b>0,568</b>	<b>0,004</b>	<b>0,70</b>	<b>56,964</b>	<b>10,31</b>	<b>10,22</b>	<b>0,87%</b>
79	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Козја Лука	0,032	0	0,14	25,465	10,68	10,67	0,09%
80	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Калиновић	0,225	0,001	0,34	27,427	10,68	10,64	0,37%
81	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Мермерана	0,008	0	0	1,315	10,68	10,68	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Миљевина</b>		<b>0,265</b>	<b>0,001</b>	<b>0,38</b>	<b>54,207</b>	<b>10,68</b>	<b>10,64</b>	<b>0,37%</b>
82	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Центар	0,79	0,002	0,22	1,44	10,65	10,63	0,19%
83	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Болница	0,21	0	0,22	4,112	10,65	10,63	0,19%
84	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Дуванска	1,104	0,004	0,38	29,068	10,65	10,53	1,13%
	<b>ТС 35/10 kV Фоча</b>		<b>2,104</b>	<b>0,006</b>	<b>0,28</b>	<b>34,62</b>	<b>10,65</b>	<b>10,53</b>	<b>1,13%</b>
85	ТС 35/10 kV Бук Бијела	Извод Насеље	0,145	0	0,22	18,829	10,69	10,65	0,37%
86	ТС 35/10 kV Бук Бијела	Извод Челиково Поље	0,002	0	0	3,968	10,69	10,69	0,00%
87	ТС 35/10 kV Бук Бијела	Извод Ћентиште	0,259	0,003	1,31	45,204	10,69	10,55	1,31%
	<b>ТС 35/10 kV Бук Бијела</b>		<b>0,406</b>	<b>0,003</b>	<b>0,73</b>	<b>68,001</b>	<b>10,69</b>	<b>10,55</b>	<b>1,31%</b>
88	ТС 35/10 kV Луке Чајниче	Извод Стакорина	0,096	0	0	0,176	10,62	10,62	0,00%
89	ТС 35/10 kV Луке Чајниче	Извод Борајно	0,007	0	0	2,88	10,62	10,62	0,00%
90	ТС 35/10 kV Луке Чајниче	Извод Чајниче	0,904	0,011	1,25	35,583	10,62	10,4	2,07%
	<b>ТС 35/10 kV Луке Чајниче</b>		<b>1,007</b>	<b>0,011</b>	<b>1,08</b>	<b>38,639</b>	<b>10,62</b>	<b>10,4</b>	<b>2,07%</b>
91	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Творница паркета	0,48	0	0,1	1,952	10,52	10,51	0,10%
92	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Прача	0,054	0	0,09	6,085	10,52	10,52	0,00%
93	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Подграб	0,197	0,002	0,85	19,987	10,52	10,41	1,05%
94	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Боговићи	0,07	0	0,21	30,898	10,52	10,49	0,29%
95	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Врхпрача	0,091	0	0,16	12,537	10,52	10,5	0,19%
	<b>ТС 35/10 kV Подграб</b>		<b>0,892</b>	<b>0,002</b>	<b>0,22</b>	<b>71,459</b>	<b>10,52</b>	<b>10,41</b>	<b>1,05%</b>
96	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Гумитехника	0,437	0,001	0,16	1,098	10,37	10,35	0,19%
97	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Јањино Брдо	0,677	0,001	0,08	3,449	10,37	10,36	0,10%
98	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Кадино Село	0,59	0,002	0,41	10,813	10,37	10,27	0,96%
99	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Сумбуловац	0,888	0,014	1,51	20,14	10,37	10,12	2,41%
	<b>ТС 35/10 kV Мокро</b>		<b>2,592</b>	<b>0,018</b>	<b>0,69</b>	<b>35,5</b>	<b>10,37</b>	<b>10,12</b>	<b>2,41%</b>
	<b>Укупно</b>		<b>64,674</b>	<b>1,01</b>	<b>1,54</b>	<b>1363,32</b>		<b>9,23</b>	

Када се анализира Табела 33 уочавају се обојена поља која указују на релативно висок проценат губитака активне снаге. 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%.

Укупни губици у мрежи 10 kV и 20 kV за оптерећење од 64,674 MW која су моделована на нивоу ТС 110/X kV износе 1,01 MW (1,54%), што је задовољавајуће за мреже 10 kV и 20 kV.

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

#### 4.5.3. Анализа сигурности рада мреже

Анализа сигурности напајања дистрибутивне мреже Електродистрибуција Пале 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. Анализе су извршене за моделована оптерећења на нивоу трансформације 110/X kV, при чему су у обзир узете могућности обезбеђења резерве преко мрежа нижег напонског нивоа и могућности оптерећивања елемената у хаваријским ситуацијама. Резултати анализа приказани су у наредној табели (испади где је неопходна редукација у табелама су обојени сивом бојом).

**Табела 34: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електродистрибуције Пале**

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (Копачи) (20/20/14 MVA)	110/35/10 kV 20/20/14 MVA	Напајање преко 10 kV из ТС 35/10 kV Чајничка или преко 10 kV одвода „1. мај” и „Ријека” ЕП БиХ.
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград (20/14/20 MVA)	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	У ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград постоје два трансформатора 110/10/35 kV и 110/10 kV. Конзум Вишеграда је 95 % напојен са 10 kV стране, 35 kV страна се може напојити из правца Рогатице.
ТС 110/35/10 kV Рогатица (20/14/20 MVA)	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Комплетна Рогатица се може напојити из правца Вишеграда, преко 35 kV стране уз подршку трансформатора 35/10 kV, 8 MVA.
	35/10 kV 8 MVA	Комплетна Рогатица се може напојити из правца Вишеграда, преко 35 kV стране уз подршку трансформатора 110/35/10 kV, 14 MVA.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (Лукавица) (20/14/20+ 20/14/20 MVA)	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва.
	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/35/10 kV Соколац (20/14/20 MVA)	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Део угроженог конзума се прихвата из правца ТС 110/35/10 kV Пале само уже градско језгро и водовод „Врело Биоштице” највеће снаге 1 MVA, а део подлеже редукацији.
ТС 110/35/10 kV Пале (20/14/20 MVA)	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва.
	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва.
ТС 110/35/10 kV Фоча (20/14/20+ 20/14/20 MVA)	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва, али треба имати у виду да 110 kV далековод из Горажда 1 до Фоче је једини извор напајања Фоче. Из правца Сарајева могуће је напојити само уже градско језгро највеће снаге 1 MVA.
	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва, али треба имати у виду да 110 kV далековод из Горажда 1 до Фоче је једини извор напајања Фоче. Из правца Сарајева могуће је напојити само уже градско језгро највеће снаге 1 MVA.

**Табела 34 (наставак): Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електродистрибуције Пале**

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 35/10 kV Добро Поље (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 35/10 kV Јажњи (4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 35/10 kV Фоча (4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Луке Чајниче (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум се делимично може напајати из правца ТС 110/20/10 kV Горажде 2, преко 10 kV мреже.
ТС 35/10 kV Јахорина (4+4+4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Миљевина (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 35/10 kV Бук Бијела (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум се може напајати из правца ТС 110/35/10 kV Фоча, преко 10 kV мреже извода Тјентиште.
ТС 35/10 kV Трново (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 35/10 kV Богатићи (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 35/10 kV Војковићи (4+4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.

**Табела 34 (наставкак): Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електродистрибуције Пале**

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 35/10 kV Енергоинвест (1,6 MVA)	35/10 kV 1,6 MVA	Угрожени конзум се може напајати из правца ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20, преко 10 kV мреже.
ТС 35/10 kV Соколац (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум се може напајати из правца ТС 110/35/10 kV Соколац, преко 10 kV мреже.
ТС 35/10 kV Мокро (4+4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Хреша (4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Део угроженог конзума се прихвата из правца ТС 110/35/10 kV Пале преко 10 kV мреже.
ТС 35/10 kV Гојава Рудо (1,6+2,5 MVA)	35/10 kV 1,6 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 2,5 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Подграб (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум се може напајати из правца ТС 35/10 kV Коран, преко 10 kV мреже.
ТС 35/10 kV Коран (4+4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Борике (1,6 MVA)	35/10 kV 1,6 MVA	Угрожени конзум подлеже редукцији.

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 испада ТС 110/35/10 kV Соколац комплетан конзум подлеже редукцији. У случају трансформатора 35/10 kV критичан случај је испад радијално напајаних трафостаница као што су ТС 35/10 kV Добро Поље, ТС 35/10 kV Јажићи, ТС 35/10 kV Миљевина, ТС 35/10 kV Јахорина, ТС 35/10 kV Трново, ТС 35/10 kV Богатићи и ТС 35/10 kV Борике.

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 две ТС 35/X kV несигурно (Борике и Маглић Брод) 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 Рогатица - ТС 35/10 kV Борике/ Сјемећ брдо, ТС 110/35/10 kV Фоча - ТС 35/6 kV Маглић Брод.

**Табела 35: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електродистрибуције Пале**

Вод 35 kV	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Конзум извода Увац из ТС 35/10 kV Гојава Рудо је могуће прихватити из правца ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград преко извода Социјално. Преостали део конзума ТС 35/10 kV Гојава Рудо подлеже редукцији.
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград - Горња Околишта	Резервира се преко 35 kV вода ТС 110/35/10 kV Рогатица - Горња Околишта.
ТС 110/35/10 kV Рогатица ТС 35/10 kV Борике/ Сјемсћ брдо	Комплетан угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 110/35/10 kV Соколац - Р. Романија- Чавчево поље	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Мокро - Р. Романија.
ТС 110/35/10 kV Соколац ТС 35/10 kV Соколац	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Мокро - Р. Романија.
ТС 35/10 kV Хреша - „Г” рачва са ДВ 35 kV Пале- Соколац	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Хреша је могуће прихватити из правца ТС 110/35/10 kV Пале преко извода Компес.
ТС 110/35/10 kV Пале - Браје	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Соколац - Браје.
ТС 110/35/10 kV Пале - ТС 35/10 kV Коран	Резервира се преко преко 10 kV одвода „Фамос КБ1” из ТС 110/35/10 kV Пале.
ТС 110/35/10 kV Пале - ТС 35/10 kV Јахорина	Могуће је део конзума напојити преко 10 kV одвода „Требевић” из ТС 35/10 kV Коран, део подлеже редукцији.
ТС 35/10 kV Коран - ТС 35/10 kV Подграб	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Подграб је могуће прихватити из правца ТС 35/10 kV Коран преко извода Стамболчић.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 - ТС 35/10 kV Енергоинвест	Већи део конзума извода из ТС 35/10 kV Војковићи подлеже редукцији, док је преостали део конзума ТС 35/10 kV Енергоинвест и Војковићи могуће прихватити из правца ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 преко извода Дечанска 2 и Језеро.
ТС 35/10 kV Енергоинвест - ТС 35/10 kV Војковићи	Већи део конзума извода из ТС 35/10 kV Војковићи подлеже редукцији, док је преостали део конзума ТС 35/10 kV Војковићи могуће прихватити из правца ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 преко извода Дечанска 2 и Језеро.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 - ТС 35/10 kV Богатићи	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.
ТС 35/10 kV Богатићи - ТС 35/10 kV Трново	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.
ТС 35/10 kV Трново - ТС 35/10 kV Добро Поље	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.
ТС 35/10 kV Добро Поље - ТС 35/10 kV Јажићи	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.
ТС 110/35/10 kV Фоча - ТС 35/10 kV Фоча	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.
ТС 110/35/10 kV Фоча - ТС 35/6 kV Маглић Брод	Комплетан угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 110/35/10 kV Фоча - ТС 35/10 kV Бук Бијела	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Бук Бијела је могуће прихватити из правца ТС 110/35/10 kV Фоча преко извода Тјентиште.
ТС 35/10 kV Фоча - ТС 35/10 kV Миљевина	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.

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 испадом пет 10 kV извода део мреже остаје без напајања. У питању су изводи Алхос из ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград, Пландиште из ТС 110/35/10 kV Рогатица, Данила Ђокића из ТС 35/10 kV Соколац, Интал из ТС 110/35/10 kV Пале и Гондола 3 из ТС 35/10 kV Јахорина.

**Табела 36: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електродистрибуције Пале**

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
<b>ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград</b>	Алхос	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Град	Преко извода Добрун из ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград.
<b>ТС 110/35/10 kV Рогатица</b>	Пландашће	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Лагостина	Преко извода Конгес центар из ТС 110/35/10 kV Рогатица.
	Конгес центар	Преко извода Лагостина из ТС 110/35/10 kV Рогатица.
	Рудо	Преко извода Конгес центар из ТС 110/35/10 kV Рогатица.
<b>ТС 110/35/10 kV Соколац</b>	Соколац	Преко извода Баре из ТС 110/35/10 kV Соколац.
	Баре	Преко извода Дом здравља из ТС 35/10 kV Соколац.
	Ауто база	Преко извода Жљебови из ТС 35/10 kV Соколац.
	Пилана	Преко извода Иверица из ТС 110/35/10 kV Соколац.
	Столарија	Преко извода Иверица из ТС 110/35/10 kV Соколац.
	Иверица	Преко извода Пилана из ТС 110/35/10 kV Соколац.
<b>ТС 35/10 kV Соколац</b>	Данила Ђокића	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Жљебови	Преко извода Ауто база из ТС 110/35/10 kV Соколац.



**Табела 36 (наставкак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електродистрибуција Пале**

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
<b>ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (Лукавица)</b>	Јаслице	Преко извода Ламела из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
	Спортска дворана	Преко извода Дечанска 2 из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
	Ламела	Преко извода Дечанска 2 и Озренска из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
	Тилава	Преко извода Језеро из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
	Конструктор	Преко извода Дечанска 2 из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
	Језеро	Преко извода Спортска дворана из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
<b>ТС 110/35/10 kV Пале</b>	Пале град 2	Преко извода Универзитетска 2 из ТС 110/35/10 kV Пале.
	Компес	Преко извода Пале Коран из ТС 110/35/10 kV Пале (део конзума подлеже редукацији око 1,1 MVA).
	Универзитетска 2	Преко извода Пале град 2 из ТС 110/35/10 kV Пале.
	Шип пирана	Преко извода Пале Коран из ТС 110/35/10 kV Пале.
	Пале Коран	Преко извода Шип пирана из ТС 110/35/10 kV Пале.
	Фамос	Преко извода Фамос из ТС 35/10 kV Коран.
	Интал	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
<b>ТС 35/10 kV Јахорина</b>	Вучко	Преко извода Огорјелица из ТС 35/10 kV Јахорина.
	Гондола 3	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Рајска долина	Преко извода Хотел Бистрица из ТС 35/10 kV Јахорина.
	Хотел Бистрица	Преко извода Рајска долина из ТС 35/10 kV Јахорина.
	Огорјелица	Преко извода Вучко из ТС 35/10 kV Јахорина.
<b>ТС 110/35/10 kV Фоча</b>	Табаци	Преко извода Центар и Дуванска из ТС 35/10 kV Фоча.
<b>ТС 35/10 kV Фоча</b>	Центар	Преко извода Табаци из ТС 110/35/10 kV Фоча.
	Дуванска	Преко извода Болница из ТС 35/10 kV Фоча.

**4.5.4. 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 Електродистрибуције Пале.



1. У напојним ТС 110/X kV уочени су проблеми у погледу сигурног напајања електродистрибутивне мреже. Критична напојна тачка у мрежи су ТС 110/35/10 kV Соколац (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. Далековод 110 kV из Горажда до Фоче је једини извор напајања ТС 110/35/10 kV Фоча. Из правца Сарајева 20 могуће је напојити само уже градско језгро максималне снаге 1 MW. Овај проблем је неопходно разрешити дугорочним планом развоја.
3. Неколико ТС 35/10 kV се напаја радијално и испади напојних 35 kV водова проузрокују значајне редуције. Дугорочни план развоја треба да реши ове проблеме.
4. Постоји осам ТС 35/10 kV у којима испади инсталисаног трансформатора проузрокују редуције у режимима максималних оптерећења. Овај проблем је неопходно разрешити дугорочним планом развоја.
5. Кабловска мрежа 10 kV углавном задовољава принцип сигурности „n-1”.
6. Укупни технички губици у мрежи 10 kV су релативно ниски и износе 1,68%.

#### **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: Требиње, Билећа, Гацко, Невесиње и 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 мерних места, од тога око 30.570 домаћинстава и око 3.380 купаца у осталим категоријама потрошње. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 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). У поменутих напојним ТС 110/X kV укупни инсталисани капацитет износи 176 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 ТЈ Љубиње. Збирно неједновремено 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 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 Билећа. Поред МСЕ на подручју Електро-Херцеговине налазе се и три МХЕ укупне инсталисане снаге 2,45 MW. Учешће свих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу у укупној преузетој 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). Дистрибутивно подручје Електро-Херцеговина се граничи са суседним ЕПЦГ, ЕП ХЗХБ, ЕП БиХ и Електродистрибуцијом Пале 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 купаца 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 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 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 37: 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 Гацико	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 купцу Рудник Гацко, дошло се до сазнања да забележено вршно оптерећење ТС 110/35/6 kV Гацко одговара моменту када је преовладало 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 ЕП ХЗХБ. 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. На исти начин су анализирани и ХЕ Требиње 2 и све МХЕ које су прикључене на мрежу. 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 MVA<sub>g</sub> и распоређено је по мерним местима 35 kV (оптерећења моделована по мерним местима 35 kV односе се на купце који преузимају енергију на том напонском нивоу) и ТС 10/0,4 kV.

У наредној табели дат је преглед трансформатора 110/X и 35/10 kV по појединим ТС које напајају подручје дистрибутивног предузећа Електро-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 MVA<sub>g</sub> моделованог оптерећења ангажовани капацитети од 180 MVA у трансформацији 110/X kV и 56,8 MVA у трансформацији 35/10 kV. Табела 39 на страни 93 садржи преглед оптерећења, губитака и напонских прилика по изводима 10 kV у мрежи за оптерећења моделована на нивоу ТС 110/X kV.

**Табела 38: 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-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	16/16/5,35	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		176							
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		56,8							

**Табела 39: 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<sup>6</sup>**

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	РП Требиње	Извод Црнач	0,245	0,001	0,5	16,97	9,99	9,92	0,70%
2	РП Требиње	Извод Зупици	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%
	<b>РП Требиње</b>		<b>0,616</b>	<b>0,003</b>	<b>0,48</b>	<b>60,171</b>	<b>9,99</b>	<b>9,84</b>	<b>1,50%</b>
4	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Индустрија 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 Индустрија 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%
	<b>ТС 110/10/35 kV Требиње 1</b>		<b>12,621</b>	<b>0,116</b>	<b>0,91</b>	<b>98,054</b>	<b>10,42</b>	<b>9,89</b>	<b>5,09%</b>
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 Селишта	0,212	0	0,03	2,138	10,37	10,37	0,00%
18	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Хељдиште	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%
	<b>ТС 110/10/35 kV Билећа</b>		<b>5,282</b>	<b>0,038</b>	<b>0,71</b>	<b>115,821</b>	<b>10,37</b>	<b>10,18</b>	<b>1,83%</b>
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 Килавици	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%
	<b>ТС 110/10/10(20) kV Невесиње</b>		<b>4,6</b>	<b>0,03</b>	<b>0,65</b>	<b>258,108</b>	<b>10,35</b>	<b>10,01</b>	<b>3,29%</b>
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 Блага До Хргуд	0,368	0,015	3,89	41,531	10,48	9,99	4,68%
	<b>ТС 35/10 kV Берковићи</b>		<b>1,015</b>	<b>0,025</b>	<b>2,40</b>	<b>94,627</b>	<b>10,48</b>	<b>9,94</b>	<b>5,15%</b>
36	ТС 35/10 kV Величани	Извод Попово Поље	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%
	<b>ТС 35/10 kV Величани</b>		<b>0,396</b>	<b>0,003</b>	<b>0,75</b>	<b>67,524</b>	<b>10,6</b>	<b>10,45</b>	<b>1,42%</b>
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%
	<b>ТС 35/10 kV Вољујац</b>		<b>1,959</b>	<b>0,037</b>	<b>1,85</b>	<b>95,524</b>	<b>10,56</b>	<b>10,2</b>	<b>3,41%</b>
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 Врбца	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%
	<b>ТС 35/10 kV Гацко</b>		<b>3,946</b>	<b>0,032</b>	<b>0,80</b>	<b>174,321</b>	<b>10,5</b>	<b>10,09</b>	<b>3,90%</b>
52	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Клубук 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%
	<b>ТС 35/10 kV Гранчарево</b>		<b>0,388</b>	<b>0,002</b>	<b>0,51</b>	<b>27,479</b>	<b>10,48</b>	<b>10,39</b>	<b>0,86%</b>

<sup>6</sup> 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 39 (наставак): 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**

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 (%)
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%
<b>ТС 35/10 kV Љубиње</b>			<b>1,617</b>	<b>0,003</b>	<b>0,19</b>	<b>94,996</b>	<b>10,5</b>	<b>10,41</b>	<b>0,86%</b>
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%
<b>ТС 35/10 kV Плана</b>			<b>0,489</b>	<b>0,003</b>	<b>0,61</b>	<b>90,392</b>	<b>10,3</b>	<b>10,16</b>	<b>1,36%</b>
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%
<b>ТС 35/10 kV Требиње 2</b>			<b>8,456</b>	<b>0,017</b>	<b>0,20</b>	<b>12,89</b>	<b>10,41</b>	<b>10,37</b>	<b>0,38%</b>
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%
<b>ТС 35/10 kV ХЕТ 2</b>			<b>0,368</b>	<b>0,002</b>	<b>0,54</b>	<b>3,058</b>	<b>10,5</b>	<b>10,44</b>	<b>0,57%</b>
<b>Укупно</b>			<b>41,753</b>	<b>0,311</b>	<b>0,74</b>	<b>1192,97</b>		<b>9,84</b>	

Када се анализира Табела 39 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 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 редуција у табелама су обојени сивом бојом).

**Табела 40: 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
<b>РП 400/220/110/35 kV ТРЕБИЊЕ (2x20/20/6,7 MVA)</b>	110/35/10 kV 20/20/6,7 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 110/10/35 kV ТРЕБИЊЕ 1 (20/20/14 MVA)</b>	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 пребацити на напајање из ТС 35/10 kV Требиње 2.
<b>ТС 110/10/35 kV БИЛЕЋА (2x20/20/14 MVA)</b>	110/10/35 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТЕ ГАЦКО 110/35/6 kV (2x20/20/14 MVA)</b>	110/35/6 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 110/10/10(20) kV НЕВЕСИЊЕ (20/20/3 MVA+20/20/14 MVA)</b>	110/10/10 kV 20 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV БЕРКОВИЋИ (2,5 MVA)</b>	35/10 kV 2,5 MVA	Већи део конзума извода Купарица Дабрица подлеже редукацији, 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.
<b>ТС 35/10 kV ВЕЛИЧАНИ (2,5 MVA)</b>	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Величани могуће је прихватити из правца ТС 35/10 kV Вољујац преко извода Дужи-Хум.
<b>ТС 35/10 kV ВОЛУЈАЦ (2x2,5 MVA)</b>	35/10 kV 2,5 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ГАЦКО (2x4 MVA)</b>	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ГРАНЧАРЕВО (1,6 MVA+2,5 MVA)</b>	35/10 kV 2,5 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ЉУБИЊЕ (2x2,5 MVA)</b>	35/10 kV 2,5 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ПЛАНА (1+1,6 MVA)</b>	35/10 kV 1,6 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ТРЕБИЊЕ 2 (2x8 MVA)</b>	35/10 kV 8 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ХЕТ 2 (1,6 MVA)</b>	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 резервно напајање 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 41 закључује се да је напајање три ТС 35/10 kV несигурно (Гацко, Берковићи и Љубиње) и да исподи водова 35 kV доводе до редукације, без обзира на потенцијалну испомоћ преко мреже нижих напонских нивоа. У питању су исподи 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 41: 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 Волујац преко извода Дужи Хума.
РП Требиње ТС 35/10 kV Волујац	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 редукацији.
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 редукацији, 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 редукацији.
ТС 110/10(20)/35 kV Столац ТС 35/10 kV Љубиње	Конзум извода Индустијска 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 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.



**Табела 42: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Херцеговине**

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
<b>ТС 110/10/35 kV Требиње 1</b>	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.
	Виогради	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.
<b>ТС 35/10 kV Требиње 2</b>	Мокри Долови	Преко извода Медицински Центар из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Interex	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 Interex из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Ложиона 2	Радијално напајани конзум кабловског извода Ложиона 2 подлеже редукацији.
	Ложиона	Преко извода Медицински Центар из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Хладњача	Преко извода Interex из ТС 35/10 kV Требиње 2.
<b>ТС 110/10/35 kV Билећа</b>	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.
	Хелдиште	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 42 (наставкак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Херцеговине**

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
<b>ТС 110/10/10(20) kV Невесиње</b>	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.
<b>ТС 35/10 kV Гацко</b>	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.
<b>ТС 35/10 kV Љубиње</b>	Индустријска зона	Преко извода Жрвањ из ТС 35/10 kV Љубиње.
	Љубиње 2	Радијално напајани конзум кабловског извода Љубиње 2 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 35/10 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. Прогноза потрошње електричне енергије

У наредном делу текста биће детаљно изложена методологија која је коришћена у изради прогнозе потрошње електричне енергије, као и неке специфичности у обради података које су биле неопходне како би се методологија прилагодила подацима са којима се располагало. Прогноза је извршена за свако дистрибутивно подручје понаособ (поглавља 5.3, 5.4, 5.5, 5.6 и 5.6), а збирни резултати, односно прогноза за целу територију Републике Српске је приказана у оквиру поглавља 5.8 на страни 125. Формиране су две варијанте прогнозе потрошње електричне енергије, односно снаге, нижа и виша, да би се планом развоја мреже обухватила и песимистичка и оптимистичка виђења будућег развоја. Коначни резултати прогнозе су прогнозирана оптерећења распоређена по постојећим ТС X/0,4 kV и мерним местима 10(20) и 35 kV, по свим пресечним етапама перспективног периода.

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

У саставу Републике Српске налази се пет дистрибутивних подручја: Електрокрајина, Електро Добој, Електро-Бијељина, Електро-дистрибуција Пале и Електро-Херцеговина. Да би се сагледали основни трендови у потрошњи електричне енергије на подручју територије Републике Српске формиране су Табела 43 - Табела 45 на странама 100 - 101 у којима је приказана бруто испорука на дистрибутивном нивоу, нето испорука на дистрибутивном нивоу (по категоријама потрошње) и губици у периоду 2008-2022. година. Годишњи проценти пораста величина наведених у Табела 43, као и просечан годишњи проценат пораста за анализирани карактеристичне периоде приказани су у Табела 44 на наредној страни. Из приказаних табела може се закључити следеће:

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

- Категорија „домаћинства” такође бележи тренд раста у периоду од 2008. до 2022. године (укупно 15,5%, односно просечно годишње 1,03%), при чему је тај тренд најизраженији у периоду од 2018. до 2022. године (просечно годишње 1,28%).

**Табела 43: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година**

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

**Табела 44: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година**

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

**Табела 45: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година**

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

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

## 5.2. *Методологија за израду прогнозе потрошње електричне енергије*

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

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

### 5.2.1. **Прогноза потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства”**

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

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

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

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

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

#### 5.2.1.1. Прогноза броја купаца

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

#### 5.2.1.2. Утврђивање потрошње за грејање и остале намене

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

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

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

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

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

#### 5.2.1.3. Прогноза специфичне и укупне енергије за грејање

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

#### 5.2.1.4. Прогноза специфичне и укупне енергије за остале намене

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

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

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

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

$W_i$  - специфична потрошња у пресечној години (i);

t - број година између два пресечна периода;

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

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

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

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

**Табела 46: Укупне потребе за електричном енергијом за остале намене у трочланом домаћинству за нижу варијанту прогнозе**

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

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

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

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

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

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

#### 5.2.2. Прогноза потрошње електричне енергије за остале купце

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

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

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



### 5.2.3. Прогноза укупне потрошње електричне енергије

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

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

### 5.3. Подручје Електрокрајине

#### 5.3.1. Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Електрокрајине

Да би се сагледали основни трендови у потрошњи електричне енергије на подручју Електрокрајине формиране су Табела 47 - Табела 49 на странама 106 - 107 у којима је приказана бруто испорука на дистрибутивном нивоу, нето испорука на дистрибутивном нивоу (по категоријама потрошње) и губици у периоду 2008-2022. година. Годишњи проценти пораста величина наведених у Табела 47, као и просечан годишњи проценат пораста за анализирани карактеристичне периоде приказани су у Табела 48. Из приказаних табела може се закључити следеће:

- У периоду 2008-2022. година присутан је пораст бруто испоручене електричне енергије од укупно 17,29% (просечно годишње 1,15%). Најизраженији раст забележен је у периоду 2014-2021. година када је просечна годишња стопа пораста износила 1,56%. Анализом структуре преузете енергије долази се до закључка да је највећи пораст остварен код преузимања енергије од извора прикључених на дистрибутивну мрежу. Наиме енергија преузета од дистрибуираних извора је у периоду 2008-2022. година повећана за више од 28 пута, при чему је тренд раста био најизраженији у периоду 2017-2022. година и то са просечном годишњом стопом пораста од чак 26,63%. У периоду 2016-2022. година бележи се испорука електричне енергије у преносну мрежу која је такође расла са просечном годишњом стопом од чак 19,12%. Када је у питању нето испорука електричне енергије ситуација је слична, односно присутан је стални раст. У периоду 2008-2022. године бележи се пораст од укупно 30,49% (просечно годишње 1,92%).
- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на 35 kV напону” је значајно пала у периоду 2008-2022. година, односно смањила се са 38,4 GWh у 2008. години на 0,29 GWh у 2022. години (просечна годишња стопа пада износи 29,47%). У 2022. години „потрошња на 35 kV напону” свела се на сопствену потрошњу МХЕ прикључених на овај напонски ниво. Највећи тренд пада забележен је 2009/2008 године када је са 38,4 GWh у 2008. години забележен пад од 84% (6,13 GWh).
- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” је протеклих 14 година остварила највећи пораст у односу на све остале категорије потрошње – 107,23% са просечном годишњом стопом пораста од 5,34%. Следећа категорија, по нивоу пораста, је „остала потрошња на ниском напону” са просечном годишњом стопом пораста од 1,59%, и „домаћинства” и „јавна расвета” са просечном годишњом стопом пораста од 1,15% и 0,68%, респективно.
- Када су у питању губици електричне енергије може се закључити да је у првих једанаест година анализираниог периода забележен евидентан тренд њиховог смањења од чак 32% у укупном износу (просечна годишња стопа пада од 3,38%). Међутим у периоду 2019-2021. година бележи се пораст губитака електричне енергије са просечном годишњом стопом пораста од око 3,57%.

**Табела 47: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електрокрајине у периоду 2008-2022. година**

Година	Бруто испорука (MWh)	Процент губитака	Нето испорука по категорији потрошње (MWh)					Укупна испорука (MWh)
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2008	1.652.813	21,22%	38.397	224.060	272.150	743.119	24.411	1.302.137
2009	1.678.824	20,01%	6.129	256.994	274.516	777.273	27.920	1.342.832
2010	1.745.405	21,38%	5.310	271.816	283.165	785.815	26.083	1.372.189
2011	1.761.996	21,00%	5.317	288.790	289.432	781.527	26.953	1.392.019
2012	1.771.414	19,95%	5.030	293.627	301.591	790.851	26.912	1.418.011
2013	1.775.194	16,93%	3.183	331.378	306.061	808.446	25.624	1.474.692
2014	1.740.348	15,02%	2.816	352.901	294.416	803.606	25.270	1.479.009
2015	1.805.258	14,80%	1.971	372.814	313.774	823.305	26.211	1.538.075
2016	1.843.939	14,35%	4	405.317	316.087	830.948	26.897	1.579.253
2017	1.854.308	14,35%	16	409.262	318.345	832.244	28.387	1.588.254
2018	1.850.090	13,80%	111	421.205	320.141	823.237	30.021	1.594.715
2019	1.861.665	12,90%	273	437.127	324.500	829.183	30.372	1.621.455
2020	1.846.012	13,28%	292	426.007	306.170	839.779	28.597	1.600.845
2021	1.939.877	13,28%	258	459.768	333.573	862.176	26.446	1.682.221
2022	1.938.637	12,35%	289	464.321	339.368	868.394	26.834	1.699.206

**Табела 48: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електрокрајине у периоду 2008-2022. година**

Година	Бруто испорука (MWh)	Губици	Нето испорука по категорији потрошње					Укупна испорука
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2009/2008	1,57%	-5,67%	-84,04%	14,70%	0,87%	4,60%	14,37%	3,13%
2010/2009	3,97%	6,84%	-13,36%	5,77%	3,15%	1,10%	-6,58%	2,19%
2011/2010	0,95%	-1,80%	0,13%	6,24%	2,21%	-0,55%	3,34%	1,45%
2012/2011	0,53%	-4,99%	-5,40%	1,67%	4,20%	1,19%	-0,15%	1,87%
2013/2012	0,21%	-15,15%	-36,72%	12,86%	1,48%	2,22%	-4,79%	4,00%
2014/2013	-1,96%	-11,29%	-11,53%	6,49%	-3,80%	-0,60%	-1,38%	0,29%
2015/2014	3,73%	-1,44%	-30,01%	5,64%	6,58%	2,45%	3,72%	3,99%
2016/2015	2,14%	-3,01%	-99,80%	8,72%	0,74%	0,93%	2,62%	2,68%
2017/2016	0,56%	-0,04%	300,00%	0,97%	0,71%	0,16%	5,54%	0,57%
2018/2017	-0,23%	-3,80%	593,75%	2,92%	0,56%	-1,08%	5,76%	0,41%
2019/2018	0,63%	-6,52%	145,95%	3,78%	1,36%	0,72%	1,17%	1,68%
2020/2019	-0,84%	2,93%	6,96%	-2,54%	-5,65%	1,28%	-5,84%	-1,27%
2021/2020	5,08%	0,01%	-11,64%	7,92%	8,95%	2,67%	-7,52%	5,08%
2022/2021	-0,06%	-7,01%	12,02%	0,99%	1,74%	0,72%	1,47%	1,01%
2022/2008	1,15%	-3,79%	-29,48%	5,34%	1,59%	1,12%	0,68%	1,92%
2022/2012	0,91%	-4,68%	-24,85%	4,69%	1,19%	0,94%	0%	1,83%

**Табела 49: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електрокрајине у периоду 2008-2022. година**

Година	Нето испорука по категорији потрошње				
	Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета
2008	3%	17%	21%	57%	2%
2009	0%	19%	20%	58%	2%
2010	0%	20%	21%	57%	2%
2011	0%	21%	21%	56%	2%
2012	0%	21%	21%	56%	2%
2013	0%	22%	21%	55%	2%
2014	0%	24%	20%	54%	2%
2015	0%	24%	20%	54%	2%
2016	0%	26%	20%	53%	2%
2017	0%	26%	20%	52%	2%
2018	0%	26%	20%	52%	2%
2019	0%	27%	20%	51%	2%
2020	0%	27%	19%	52%	2%
2021	0%	27%	20%	51%	2%
2022	0%	27%	20%	51%	2%

У претходној табели приказана је структура нето испоручене електричне енергије на територији Електрокрајине по категоријама потрошње и напонском нивоу. Може се закључити да у периоду 2008-2022. година постоји пад учешћа испоруке у категорији „домаћинства”, док је учешће у категорији купаца „потрошња на 35 kV напону” практично нестало. Присутан је пораст учешћа категорије „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV”, док се испорука у категорији „остала потрошња на ниском напону” и „јавне расвете” практично није променила у току разматраног периода. Најзначајнији удео у укупној испоруци електричне енергије у периоду 2008-2022. година (од 57% до 51%) заузима категорија „домаћинства”.

### 5.3.2. Прогноза потрошње електричне енергије

На основу достављене базе података о купцима у категорији „домаћинства”, зависно од тога како се број купаца кретао у претходном периоду (2018-2022. година), извршена је прогноза броја купаца у периоду 2022-2034. година. Анализирајући добијене податке из базе уочен је константан пораст броја купаца у категорији „домаћинства” са око 239.740 у 2018. години на око 247.095 у 2022. години, што представља пораст од око 3% за укупно четири године. Доминантан део поменутог пораста остварен је на подручју ТЈ Бања Луке (5,77%). На основу тако добијеног тренда прогнозиран је број купаца у 2034. години на подручју Електрокрајине на вредност од око 272.400. На основу прогнозираног броја купаца, прорачунате специфичне енергије за потребе грејања и остале намене, прорачунате су вредности укупне енергије за грејање и остале намене, односно укупна енергија у категорији „домаћинства” за сваку ТС X/0,4 kV, за нижу и за вишу варијанту прогнозе (према методологији описаној у поглављу 5.2.1).

Прогноза потрошње електричне енергије по категоријама потрошње за дистрибутивно подручје Електрокрајине приказана је у наредној табели на страни 109. Из приложене табеле се може уочити да укупан прогнозиран пораст потрошње електричне енергије у категорији „домаћинства” на дистрибутивном подручју Електрокрајине у нижој варијанти прогнозе износи 16,8% у периоду од 2022. до 2034. године (просечно годишње 1,30%), односно 21,4% у вишој варијанти прогнозе (просечно годишње 1,63%). То даље значи да укупна потрошња електричне енергије у овој категорији потрошње расте са вредности 865,1 GWh у 2022. години на 1.011,4 GWh у 2034. години када је у питању нижа варијанта прогнозе. У вишој варијанти прогнозе потрошња електричне енергије расте до вредности 1.050,8 GWh.

У категорију „директно прогнозирани купци” сврстани су сви купци код којих је измерена годишња вршна снага већа од 500 kW или је утрошена електрична енергија на годишњем нивоу

већа од 1.000.000 kWh. Збирни резултати прогнозе потрошње за сваког купца из ове категорије потрошње, за нижу и вишу варијанту прогнозе, приказани су у Табела 66. Укупна енергија ове категорије купаца, на дистрибутивном подручју Електрокрајине, расте са вредности 363,9 GWh у 2022. години на 650 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе ова потрошња достиже износ од око 752 GWh. То значи да ће се потрошња електричне енергије директно прогнозираних купаца до краја перспективног периода увећати за укупно 78,6% (око 4,95% годишње) у нижој варијанти прогнозе, односно за 107% у вишој варијанти прогнозе (око 6,24% годишње). Високи проценти раста потрошње у категорији „директно прогнозирани купци” су последица појаве нових пословних, раних, индустријских и стамбених зона на подручју ТЈ Бања Лука, Лакташи, Приједор и Градишка (укупно 28 нових купаца). Наиме, прогнозирано повећање потрошње постојећих купаца из ове категорије (без нових купаца) износи 1,45% у нижој варијанти, односно 1,92% у вишој варијанти. Такође, прогнозирана енергија нових купаца чини око 50% прогнозиране енергије постојећих купаца из ове категорије у нижој варијанти прогнозе, односно око 42% у вишој варијанти прогнозе.

У прогнози осталих категорија купаца (потрошња на 35 kV напону, потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV, остала потрошња на ниском напону и јавна расвета) усвојен је фиксни проценат промене потрошње електричне енергије на годишњем нивоу. Вредности процента раста су усвојене на основу анализе кретања потрошње ових категорија купаца у претходном периоду и њихова прогноза је спроведена по ТС X/0,4 kV. Када се анализирају остварени резултати у претходних четрнаест година, може се уочити да је реализован велики просечни годишњи пораст. Укупна енергија свих анализираних категорија према приказаним резултатима прогнозе расте са 486 GWh у 2022. години на 563 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе, а у вишој варијанти прогнозе на вредност од 594 GWh. На основу тога следи да ће се укупна потрошња електричне енергије поменутих категорија купаца до краја перспективног периода повећати за 15,8% (око 1,23% годишње) у нижој варијанти прогнозе, односно 22,2% у вишој варијанти прогнозе (око 1,69% годишње). Поређењем са оствареним вредностима у претходном периоду може се закључити да су усвојени проценти раста у нижој и вишој варијанти прогнозе нижи у односу на остварену стопу пораста у последњих четрнаест година. Овакви резултати су последица појаве нових купаца у категорији „директно прогнозираних купаца” који су у анализама резултата из претходних четрнаест година били део потрошње из категорије „потрошња на 35 kV напону”, „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” и „остала потрошња на ниском напону”. Поређењем збирних прогнозираних резултата у свим категоријама без „домаћинства” и остварене потрошње у овим категоријама у претходних четрнаест година, може се закључити да су усвојени проценти раста у нижој варијанти (3,01%) приближно исти као што је остварена стопа раста у претходном периоду (2,87%), а да су прогнозирани резултати у вишој варијанти виши (3,91%) од стопе остварене у прошлости.

У наредној табели је дат збирни приказ резултата прогнозе посебно за сваку од категорија потрошње, као и резултати укупне прогнозе и израчунати годишњи проценти пораста за нижу и вишу варијанту. Потребно је напоменути да су у поменутој табели приказане прорачунске енергије које одговарају нивоу ТС 110/X kV. На основу формиране прогнозе добијени су укупни годишњи проценти пораста потрошње електричне енергије на дистрибутивном подручју Електрокрајине од 2,19% у нижој, односно 2,83% у вишој варијанти прогнозе. Такође, укупно оптерећење дистрибутивног подручја Електрокрајине на нивоу трансформације 110/X kV, према приказаним резултатима, расте са вредности 386 MW у 2022. години на вредност 491 MW у 2034. години (просечно годишње 2,02%) у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе оптерећење расте до 527 MW (просечно годишње 2,64%).

Поређењем са резултатима оствареним у претходном периоду може се закључити да је нижа варијанта прогнозе близу нивоа пораста потрошње електричне енергије који је остварен у претходних четрнаест година (2,19% у односу на 1,92%), а виша варијанта прогнозе близу нивоа пораста у последње три година (2,83% у односу на 3,03%).

**Табела 50: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Електрокрајине**

Варијанта прогнозе/ Категорија потрошње		Укупна прорачунска активна енергија на нивоу					Годишњи процент раста
		2022	2024	2025	2026	2034	
Нижа варијанта прогнозе	Директно прогнозирани купци	363.869.327	400.726.250	484.531.250	554.439.550	649.995.783	4,95%
	Потрошња на 35 kV напону	277.490	277.490	277.490	277.490	277.490	0,00%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	117.029.322	120.566.534	122.375.032	124.210.657	139.922.384	1,50%
	Остала потрошња на ниском напону	341.927.416	351.568.402	356.490.359	361.481.224	404.007.460	1,40%
	Домаћинства	865.701.128	900.614.810	911.366.776	922.045.983	1.011.419.893	1,30%
	Јавна расвета	26.637.594	25.063.312	24.311.413	23.582.070	18.482.291	-3,00%
	<b>Укупно</b>	<b>1.715.442.277</b>	<b>1.798.816.797</b>	<b>1.899.352.320</b>	<b>1.986.036.974</b>	<b>2.224.105.301</b>	<b>2,19%</b>
Виша варијанта прогнозе	Директно прогнозирани купци	363.869.327	455.438.000	531.151.500	620.365.000	752.081.910	6,24%
	Потрошња на 35 kV напону	277.490	277.490	277.490	277.490	277.490	0,00%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	117.029.322	121.757.307	124.192.453	126.676.302	148.421.478	2,00%
	Остала потрошња на ниском напону	341.927.416	353.651.765	359.663.845	365.778.131	418.586.637	1,70%
	Домаћинства	865.701.128	907.142.630	920.979.438	934.683.758	1.050.801.567	1,63%
	Јавна расвета	26.637.594	26.637.594	26.637.594	26.637.594	26.637.594	0,00%
	<b>Укупно</b>	<b>1.715.442.277</b>	<b>1.864.904.786</b>	<b>1.962.902.320</b>	<b>2.074.418.274</b>	<b>2.396.806.675</b>	<b>2,83%</b>
		<b>Укупна активна снага на нивоу ТС 110/X kV (MW)</b>					
		<b>2022</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2034</b>	
Нижа варијанта прогнозе		385,94	402,61	422,07	438,72	490,58	<b>2,02%</b>
Виша варијанта прогнозе		385,94	416,15	435,25	457,40	527,42	<b>2,64%</b>

#### 5.4. Подручје Електро Добоја

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

Да би се сагледали основни трендови у потрошњи електричне енергије на подручју Електро Добоја формиране су Табела 51 - Табела 53 на странама 110 - 111 у којима је приказана бруто испорука на дистрибутивном нивоу, нето испорука на дистрибутивном нивоу (по категоријама потрошње) и губици у периоду 2008-2022. година. Годишњи проценти пораста величина наведених у Табела 51, као и просечан годишњи проценат пораста за анализирани карактеристичне периоде приказани су у Табела 52. Из приказаних табела може се закључити следеће:

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

стопом пораста од 1,17%, и „јавна расвета” и „домаћинства” са просечном годишњом стопом пораста од 0,75% и 0,92%, респективно.

- Када су у питању губици електричне енергије може се закључити да је током претходних четрнаест година забележен стални тренд њиховог смањења од чак 52% у укупном износу (просечна годишња стопа опадања 5,1%).

**Табела 51: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро Добоја у периоду 2008-2022. година**

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

**Табела 52: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро Добоја у периоду 2008-2022. година**

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

**Табела 53: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електро Добоја у периоду 2008-2022. година**

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

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

#### 5.4.2. Прогноза потрошње електричне енергије

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

Прогноза потрошње електричне енергије по категоријама потрошње за дистрибутивно подручје Електро Добоја приказана је у наредној табели на страни 113. Из приложене табеле се може уочити да укупан прогнозиран пораст потрошње електричне енергије у категорији „домаћинства” на дистрибутивном подручју Електро Добоја у нижој варијанти прогнозе износи 17,9% у периоду од 2022. до 2034. године (просечно годишње 1,38%), односно 23,8% у вишој варијанти прогнозе (просечно годишње 1,79%). То даље значи да укупна потрошња електричне енергије у овој категорији потрошње расте са вредности 293,9 GWh у 2022. години на 346,6 GWh у 2034. години када је у питању нижа варијанта прогнозе. У вишој варијанти прогнозе потрошња електричне енергије расте до вредности 363,8 GWh.

У категорију „директно прогнозирани купци” сврстани су сви купци код којих је измерена годишња вршна снага већа од 500 kW или је утрошена електрична енергија на годишњем нивоу

већа од 1.000.000 kWh. Збирни резултати прогнозе потрошње за сваког купца из ове категорије потрошње, за нижу и вишу варијанту прогнозе, приказани су такође у Табела 54. Укупна енергија ове категорије купаца, на дистрибутивном подручју Електро Добоја, расте са вредности 92,2 GWh у 2022. години на 108,6 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе ова потрошња достиже износ од око 114 GWh. То значи да ће се потрошња електричне енергије „директно прогнозираних купаца” до краја перспективног периода увећати за укупно 17,8% (око 1,37% годишње) у нижој варијанти прогнозе, односно за 23,7% у вишој варијанти прогнозе (око 1,79% годишње).

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

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

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



**Табела 54: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Електро Добоја**

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

## 5.5. Подручје Електро-Бијељине

### 5.5.1. Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Електро-Бијељине

Да би се сагледали основни трендови у потрошњи електричне енергије на подручју Електро-Бијељине формиране су Табела 55 - Табела 57 на странама 114 - 115 у којима је приказана бруто испорука на дистрибутивном нивоу, нето испорука на дистрибутивном нивоу (по категоријама потрошње) и губици у периоду 2008-2022. година. Годишњи проценти пораста величина наведених у Табела 55, као и просечан годишњи проценат пораста за анализирани карактеристичне периоде приказани су у Табела 56. Из приказаних табела може се закључити следеће:

- У периоду 2008-2022. година присутан је пораст бруто испоручене електричне енергије од укупно 16,7% (просечно годишње 1,11%), као и у последњих десет година (2012-2022. година) када је просечна годишња стопа пораста износила 1,12%. Најизраженији раст забележен је у периоду (2018-2021. година) када је просечна годишња стопа пораста износила 1,67%. Анализом структуре преузете енергије долази се до закључка да је највећи пораст остварен код преузимања енергије од извора прикључених на дистрибутивну мрежу. Наиме енергија преузета од дистрибуираних извора је у периоду 2008-2022. година повећана 2,5 пута, при чему је тренд раста био најизраженији у периоду 2012-2022. година и то са просечном годишњом стопом пораста од чак 11,71%. Када је у питању нето испорука електричне енергије ситуација је слична, односно присутан је стални раст. У периоду 2008-2022. године бележи се пораст од укупно 23,8% (просечно годишње 1,54%), док је у периоду 2012-2022. године овај пораст нешто слабији и то са просечном годишњом стопом од 1,44%.

- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на 35 kV напону” је порасла у 2022. години у односу на 2008. годину (укупно 27,3%), са просечном годишњом стопом 1,74%.
- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” је протеклих 14 година остварила највећи пораст у односу на све остале категорије потрошње – 79,7% са просечном годишњом стопом пораста од 4,27%. Следећа категорија, по нивоу пораста је „остала потрошња на ниском напону” са просечном годишњом стопом пораста од 0,93%, и „јавна расвета” и „домаћинства” са просечном годишњом стопом пораста од -0,25% и 0,83%, респективно. Анализиран је и период последњих неколико година од (2018-2022. године) и даље највећи раст бележи нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” са значајно нижом годишњом стопом од 1,54%. Интересантно је да у овом периоду „остала потрошња на ниском напону” расте са просечном годишњом стопом од 1%, док „јавна расвета” бележи раст 1,59% годишње.
- Када су у питању губици електричне енергије може се закључити да је у првих десет година анализираних периода забележен евидентан тренд њиховог смањења од чак 32,5% у укупном износу (просечна годишња стопа опадања 3,86%). Међутим у периоду након тога бележи се пораст губитака електричне енергије са просечном годишњом стопом пораста од око 1,01%.

**Табела 55: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Бијељине у периоду 2008-2022. година**

Година	Бруто испорука (MWh)	Процент губитака	Нето испорука по категорији потрошње (MWh)					Укупна испорука (MWh)
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2008	642.645	13,26%	29.353	89.871	86.502	339.926	11.765	557.417
2009	647.336	13,16%	24.291	90.038	85.839	349.979	12.004	562.152
2010	669.410	12,58%	34.790	95.030	86.399	356.382	12.591	585.193
2011	670.977	12,11%	34.556	103.442	84.723	355.448	11.540	589.709
2012	670.578	10,81%	36.433	106.142	85.271	358.984	11.236	598.066
2013	676.307	9,04%	38.530	114.717	86.733	363.805	11.364	615.148
2014	674.908	9,12%	41.081	119.250	84.397	358.280	10.356	613.364
2015	696.857	9,03%	43.719	121.709	88.754	369.431	10.341	633.955
2016	707.373	8,65%	40.824	131.531	91.696	370.447	10.433	644.932
2017	723.190	8,04%	37.520	147.354	95.266	373.898	10.986	665.025
2018	721.386	7,79%	39.587	151.919	95.113	366.538	10.736	663.893
2019	718.146	7,63%	40.244	151.915	92.970	365.488	11.487	662.103
2020	719.507	8,11%	38.636	151.080	87.879	371.414	11.323	660.332
2021	758.025	8,78%	39.039	163.424	95.241	381.569	11.228	690.500
2022	749.921	7,83%	37.353	161.478	98.495	381.394	11.356	690.076

**Табела 56: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Бијељине у периоду 2008-2022. година**

Година	Бруто испорука (MWh)	Губици	Нето испорука по категорији потрошње					Укупна испорука
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2009/2008	0,73%	-0,05%	-17,25%	0,19%	-0,77%	2,96%	2,03%	0,85%
2010/2009	3,41%	-1,14%	43,23%	5,54%	0,65%	1,83%	4,89%	4,10%
2011/2010	0,23%	-3,50%	-0,67%	8,85%	-1,94%	-0,26%	-8,35%	0,77%
2012/2011	-0,06%	-10,77%	5,43%	2,61%	0,65%	0,99%	-2,64%	1,42%
2013/2012	0,85%	-15,66%	5,76%	8,08%	1,71%	1,34%	1,14%	2,86%
2014/2013	-0,21%	0,63%	6,62%	3,95%	-2,69%	-1,52%	-8,88%	-0,29%
2015/2014	3,25%	2,21%	6,42%	2,06%	5,16%	3,11%	-0,14%	3,36%
2016/2015	1,51%	-0,73%	-6,62%	8,07%	3,31%	0,28%	0,89%	1,73%
2017/2016	2,24%	-6,85%	-8,09%	12,03%	3,89%	0,93%	5,30%	3,12%
2018/2017	-0,25%	-1,15%	5,51%	3,10%	-0,16%	-1,97%	-2,28%	-0,17%
2019/2018	-0,45%	-2,52%	1,66%	0,00%	-2,25%	-0,29%	7,00%	-0,27%
2020/2019	0,19%	5,59%	-3,99%	-0,55%	-5,48%	1,62%	-1,42%	-0,27%
2021/2020	5,35%	14,11%	1,04%	8,17%	8,38%	2,73%	-0,84%	4,57%
2022/2021	-1,07%	-11,37%	-4,32%	-1,19%	3,42%	-0,05%	1,15%	-0,06%
2022/2008	1,11%	-2,49%	1,74%	4,27%	0,93%	0,83%	-0,25%	1,54%
2022/2012	1,12%	-1,90%	0,25%	4,29%	1,45%	0,61%	0%	1,44%

**Табела 57: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Бијељине у периоду 2008-2022. година**

Година	Нето испорука по категорији потрошње				
	Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета
2008	5%	16%	16%	61%	2%
2009	4%	16%	15%	62%	2%
2010	6%	16%	15%	61%	2%
2011	6%	18%	14%	60%	2%
2012	6%	18%	14%	60%	2%
2013	6%	19%	14%	59%	2%
2014	7%	19%	14%	58%	2%
2015	7%	19%	14%	58%	2%
2016	6%	20%	14%	57%	2%
2017	6%	22%	14%	56%	2%
2018	6%	23%	14%	55%	2%
2019	6%	23%	14%	55%	2%
2020	6%	23%	13%	56%	2%
2021	6%	24%	14%	55%	2%
2022	5%	23%	14%	55%	2%

У претходној табели приказана је структура нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Бијељине по категоријама потрошње и напонском нивоу. Може се закључити да у периоду 2008-2022. година постоји благ пад учешћа испоруке у категорији „домаћинстава”, док је приметан раст учешћа у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV”. Најзначајнији удео у укупној испоруци електричне енергије, од чак преко 50%, заузима категорија „домаћинстава” и то током целог анализираниог периода.

### 5.5.2. Прогноза потрошње електричне енергије

На основу достављене базе података о купцима у категорији „домаћинстава”, зависно од тога како се број купаца кретао у претходном периоду (2018-2022. година), извршена је прогноза броја купаца у периоду 2022-2034. година. Анализирајући добијене податке из базе уочен је готово исти

број купаца у категорији „домаћинстава” око 107.705 у 2018. години, односно око 107.711 у 2022. години. Када се анализира пораст броја купаца по припадности напојној ТС 110/X kV, односно ТС 35/10 kV може се приметити да у неким деловима долази до благог повећања док у другим до смањења. Доминантан део поменутог пораста остварен је на подручју ТЈ Бијељина. На основу тако добијеног тренда прогнозиран је број купаца у 2034. години на подручју Електро-Бијељине у категорији „домаћинстава” на вредност од око 109.300. На основу прогнозираног броја купаца, прорачунате специфичне енергије за потребе грејања и остале намене, прорачунате су вредности укупне енергије за грејање и остале намене, односно укупна енергија у категорији „домаћинстава” за сваку ТС X/0,4 kV, и то и за нижу и за вишу варијанту прогнозе (према методологији описаној у поглављу 5.2.1).

Прогноза потрошње електричне енергије по категоријама потрошње за дистрибутивно подручје Електро-Бијељина приказана је у наредној табели на страни 117. Из приложене табеле се може уочити да укупан прогнозиран пораст потрошње електричне енергије у категорији „домаћинстава” на дистрибутивном подручју Електро-Бијељине у нижој варијанти прогнозе износи 14,23% у периоду од 2022. до 2034. године (просечно годишње 1,11%), односно 18,72% у вишој варијанти прогнозе (просечно годишње 1,44%). То даље значи да укупна потрошња електричне енергије у овој категорији потрошње расте са вредности 382,2 GWh у 2022. години на 436,6 GWh у 2034. години када је у питању нижа варијанта прогнозе. У вишој варијанти прогнозе потрошња електричне енергије расте до вредности 453,7 GWh.

У категорију „директно прогнозирани купци” сврстани су сви купци код којих је измерена годишња вршна снага већа од 500 kW или је утрошена електрична енергија на годишњем нивоу већа од 1.000.000 kWh. Треба напоменути да су издвојени купци у категорији „директно прогнозираних купаца” углавном купци који електричну енергију преузимају на 10 kV напону. У оквиру ове прогнозе дата је и прогноза за нове купце чија је појава у наредном периоду извесна. Реч је о значајнијим купцима са подручја ТЈ Бијељина и Ски Центар Игриште у ТЈ Власеница (укупно 54 нових купаца). Збирни резултати прогнозе потрошње за сваког купца из ове категорије потрошње, за нижу и вишу варијанту прогнозе, приказани су такође у Табела 58. Укупна енергија ове категорије купаца, на дистрибутивном подручју Електро-Бијељина, расте са вредности 139 GWh у 2022. години на 179,2 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе ова потрошња достиже износ од око 188,1 GWh. То значи да ће се потрошња електричне енергије „директно прогнозираних купаца” до краја перспективног периода увећати за укупно 28,9% (око 2,14% годишње) у нижој варијанти прогнозе, односно за 35,35% у вишој варијанти прогнозе (око 2,55% годишње).

У прогнози осталих категорија купаца (потрошња на 35 kV напону, потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV, остала потрошња на ниском напону и јавна расвета) усвојен је фиксни проценат промене потрошње електричне енергије на годишњем нивоу. Вредности процента раста су усвојене на основу анализе кретања потрошње ових категорија купаца у претходном периоду и њихова прогноза је спроведена по ТС X/0,4 kV. Када се анализирају остварени резултати у претходних четрнаест година, може се уочити да је реализован велики просечни годишњи пораст који је у последње три до четири године најчешће знатно мањи. Укупна енергија свих анализираних категорија према приказаним резултатима прогнозе расте са 185,6 GWh у 2022. години на 203,3 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе, а у вишој варијанти прогнозе на вредност од 222,7 GWh. На основу тога следи да ће се укупна потрошња електричне енергије поменутих категорија купаца до краја перспективног периода повећати за 9,53% (око 0,76% годишње) у нижој варијанти прогнозе, односно 20% у вишој варијанти прогнозе (око 1,53% годишње). Поређењем са оствареним вредностима у претходном периоду може се закључити да су усвојени проценти раста у нижој варијанти прогнозе нешто нижи у односу на остварену стопу пораста у последњих пет година, а у вишој варијанти прогнозе нешто виши у односу на остварену стопу пораста у претходних четрнаест година.

У наредној табели је дат збирни приказ резултата прогнозе посебно за сваку од категорија потрошње, као и резултати укупне прогнозе и израчунати годишњи проценти пораста за нижу и вишу варијанту. Потребно је напоменути да су у поменутој табели приказане прорачунске енергије које одговарају нивоу ТС 110/X kV. На основу формиране прогнозе добијени су укупни годишњи проценти пораста потрошње електричне енергије на дистрибутивном подручју Електро-Бијељина од 1,24% у нижој, односно 1,69% у вишој варијанти прогнозе. Такође, укупно оптерећење дистрибутивног подручја Електро-Бијељина на нивоу трансформације 110/X kV,

према приказаним резултатима, расте са вредности 140,9 MW у 2022. години на вредност 164,7 MW у 2034. години (просечно годишње 1,31%) у нижој варијанта прогнозе. У вишој варијанти прогнозе оптерећење расте до 173,8 MW (просечно годишње 1,76%).

Поређењем са резултатима оствареним у претходном периоду може се закључити да је нижа варијанта прогнозе близу нивоа пораста потрошње електричне енергије који је остварен у претходних десет година (1,24% у односу на 1,44%), а виша варијанта прогнозе нешто јача од нивоа пораста у последњих четрнаест година (1,54% у односу на 1,69%). У последњих пет година остварен је нешто нижи пораст потрошње електричне енергије на подручју Електро-Бијељина 0,65%, што је испод раста оствареног у нижој варијанта прогнозе.

**Табела 58: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Електро-Бијељине**

Варијанта прогнозе/ Категорија потрошње		Укупна прорачунска активна енергија на нивоу					Годишњи проценат раста (%)
		2022	2024	2025	2026	2034	
Нижа варијанта прогнозе	Директно прогноzirани купци	139.012.235	170.282.500	174.134.500	177.255.500	179.187.000	2,14%
	Потрошња на 35 kV напону	24.831	25.080	25.205	25.331	26.363	0,50%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	72.822.729	74.286.466	75.029.330	75.779.624	82.058.474	1,00%
	Остала потрошња на ниском напону	101.579.513	102.597.847	103.110.836	103.626.391	107.844.715	0,50%
	Домаћинства	382.197.524	391.352.080	395.727.392	400.076.297	436.576.329	1,11%
	Јавна расвета	11.177.815	11.515.665	11.688.400	11.863.726	13.364.399	1,50%
	<b>Укупно</b>	<b>706.814.648</b>	<b>750.059.638</b>	<b>759.715.665</b>	<b>768.626.869</b>	<b>819.057.279</b>	<b>1,24%</b>
Виша варијанта прогнозе	Директно прогноzirани купци	139.012.235	172.038.315	177.617.190	182.573.165	188.146.350	2,55%
	Потрошња на 35 kV напону	24.831	25.230	25.432	25.635	27.323	0,80%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	72.822.729	75.023.796	76.149.153	77.291.390	87.068.178	1,50%
	Остала потрошња на ниском напону	101.579.513	104.649.753	106.219.500	107.812.792	121.450.311	1,50%
	Домаћинства	382.197.524	394.200.192	399.923.316	405.594.346	453.731.593	1,44%
	Јавна расвета	11.177.815	11.629.399	11.861.987	12.099.227	14.176.173	2,00%
	<b>Укупно</b>	<b>706.814.648</b>	<b>757.566.685</b>	<b>771.796.578</b>	<b>785.396.555</b>	<b>864.599.927</b>	<b>1,69%</b>
		Укупна активна снага на нивоу ТС 110/X kV (MW)					
		2022	2024	2025	2026	2034	
Нижа варијанта прогнозе		140,91	151,02	152,88	154,58	164,67	<b>1,31%</b>
Виша варијанта прогнозе		140,91	152,52	155,26	157,89	173,80	<b>1,76%</b>

## 5.6. Подручје Електродистрибуције Пале

### 5.6.1. Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Електродистрибуције Пале

Да би се сагледали основни трендови у потрошњи електричне енергије на подручју Електродистрибуције Пале формиране су Табела 59-Табела 61 у којима је приказана бруто испорука на дистрибутивном нивоу, нето испорука на дистрибутивном нивоу (по категоријама потрошње) и губици у периоду 2008-2022. године. Годишњи проценти пораста величина наведених у Табела 59, као и просечан годишњи проценат пораста за анализирани карактеристичне периоде приказани су у Табела 61. Из приказаних табела може се закључити следеће:

- У периоду 2008-2022. године присутан је пораст бруто испоручене електричне енергије од укупно 27,6% (просечно годишње 1,75%). Најизраженији раст забележен је у последњих десет година (2012-2022. године) када је просечна годишња стопа пораста износила 2,02%. Анализом структуре преузете енергије долази се до закључка да је највећи пораст остварен код преузимања енергије од извора прикључених на дистрибутивну мрежу. Наиме енергија преузета од дистрибуираних извора је у периоду 2008-2022. године повећана чак 2,5 пута, при чему је тренд раста био најизраженији у периоду 2012-2022. године и то са просечном

годишњом стопом пораста од чак 11,53%. У периоду 2016-2022. године бележи се и испорука електричне енергије у преносну мрежу која је такође расла и то са просечном годишњом стопом од чак 3,37%. Када је у питању нето испорука електричне енергије ситуација је слична, односно присутан је стални раст. У периоду 2008-2022. године бележи се пораст од укупно 32,2% (просечно годишње 2,01%), док је у периоду 2012-2022. године овај пораст још израженији и то са просечном годишњом стопом од 2,2%.

- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на 35 kV напону” је незнатно порасла у 2022. години у односу на 2018. годину (укупно 44,12%). Највећи тренд пораста остварен у периоду након 2018. године. Просечна годишња стопа пораста у поменутом периоду износила је 9,57%.
- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” је протеклих 14 година остварила највећи пораст у односу на све остале категорије потрошње – 128,6% са просечном годишњом стопом пораста од 6,08%. Следећа категорија, по нивоу пораста је „остала потрошња на ниском напону” са просечном годишњом стопом пораста од 1,67%, „јавна расвета” која опада са годишњом стопом пораста од -0,06% и „домаћинства” са просечном годишњом стопом пораста од 1,28%.
- Када су у питању губици електричне енергије може се закључити да је у првих десет година анализираниог периода забележен евидентан тренд њиховог смањења од чак 14,13% у укупном износу (просечна годишња стопа опадања 1,51%). Међутим у периоду након тога бележи се пораст губитака електричне енергије са просечном годишњом стопом пораста од око 3,87%.

**Табела 59: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електродистрибуције Пале у периоду 2008-2022. године**

Година	Бруто испорука (MWh)	Процент губитака	Нето испорука по категорији потрошње (MWh)					Укупна испорука (MWh)
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2008	311.182	14,36%	4.099	29.991	66.001	159.380	7.011	266.482
2009	306.266	12,75%	3.367	28.610	63.728	164.514	6.988	267.206
2010	307.639	11,78%	4.020	27.790	64.664	167.913	7.028	271.414
2011	320.516	13,65%	2.692	32.141	64.357	170.353	7.233	276.776
2012	324.888	12,74%	2.321	37.432	63.200	172.955	7.588	283.497
2013	325.070	11,96%	1.864	42.981	62.031	172.137	7.188	286.201
2014	324.881	10,72%	1.921	46.140	63.498	171.257	7.250	290.066
2015	340.037	10,52%	2.692	47.070	68.682	178.488	7.329	304.262
2016	346.716	10,49%	1.765	51.418	70.597	179.171	7.407	310.359
2017	350.683	10,75%	1.457	53.736	72.004	178.435	7.335	312.967
2018	350.099	9,31%	2.206	52.949	72.323	176.908	7.329	311.715
2019	359.559	10,40%	2.151	55.755	73.424	176.704	7.571	315.606
2020	371.212	10,56%	1.633	59.511	73.225	186.135	7.535	328.039
2021	386.347	9,76%	3.845	61.946	79.300	188.349	7.201	340.640
2022	396.969	9,70%	3.179	68.559	83.202	190.397	6.948	352.285

**Табела 60: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електродистрибуције Пале у периоду 2008-2022. године**

Година	Бруто испорука (MWh)	Губици	Нето испорука по категорији потрошње					Укупна испорука
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2009/2008	-1,58%	-12,62%	-17,86%	-4,60%	-3,44%	3,22%	-0,34%	0,27%
2010/2009	0,45%	-7,26%	19,41%	-2,87%	1,47%	2,07%	0,57%	1,57%
2011/2010	4,19%	20,75%	-33,04%	15,66%	-0,47%	1,45%	2,93%	1,98%
2012/2011	1,36%	-5,37%	-13,77%	16,46%	-1,80%	1,53%	4,91%	2,43%
2013/2012	0,06%	-6,09%	-19,68%	14,82%	-1,85%	-0,47%	-5,28%	0,95%
2014/2013	-0,06%	-10,43%	3,02%	7,35%	2,36%	-0,51%	0,86%	1,35%
2015/2014	4,66%	2,76%	40,15%	2,02%	8,16%	4,22%	1,09%	4,89%
2016/2015	1,96%	1,63%	-34,42%	9,24%	2,79%	0,38%	1,07%	2,00%
2017/2016	1,14%	3,74%	-17,45%	4,51%	1,99%	-0,41%	-0,97%	0,84%
2018/2017	-0,17%	1,77%	51,35%	-1,46%	0,44%	-0,86%	-0,09%	-0,40%
2019/2018	2,70%	14,51%	-2,47%	5,30%	1,52%	-0,12%	3,31%	1,25%
2020/2019	3,24%	-1,77%	-24,08%	6,74%	-0,27%	5,34%	-0,48%	3,94%
2021/2020	4,08%	5,87%	135,40%	4,09%	8,30%	1,19%	-4,44%	3,84%
2022/2021	2,75%	-2,24%	-17,33%	10,68%	4,92%	1,09%	-3,51%	3,42%
2022/2008	1,75%	0,00%	-1,80%	6,08%	1,67%	1,28%	-0,06%	2,01%
2022/2012	2,02%	0,77%	3,19%	6,24%	2,79%	0,97%	-1%	2,20%

**Табела 61: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електродистрибуције Пале у периоду 2008-2022. године**

Година	Нето испорука по категорији потрошње				
	Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета
2008	2%	11%	25%	60%	3%
2009	1%	11%	24%	62%	3%
2010	1%	10%	24%	62%	3%
2011	1%	12%	23%	62%	3%
2012	1%	13%	22%	61%	3%
2013	1%	15%	22%	60%	3%
2014	1%	16%	22%	59%	2%
2015	1%	15%	23%	59%	2%
2016	1%	17%	23%	58%	2%
2017	0%	17%	23%	57%	2%
2018	1%	17%	23%	57%	2%
2019	1%	18%	23%	56%	2%
2020	0%	18%	22%	57%	2%
2021	1%	18%	23%	55%	2%
2022	1%	19%	24%	54%	2%

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

### 5.6.2. Прогноза потрошње електричне енергије

На основу достављене базе података о купцима у категорији „домаћинстава”, зависно од тога како се број купаца кретао у претходном периоду (2019-2022. године), извршена је прогноза броја купаца у периоду 2022-2034. године. Анализирајући добијене податке из базе уочен је благи пораст броја купаца у категорији „домаћинстава” са око 59.859 у 2019. години, односно око 63.410 у 2022. години. Када се анализира пораст броја купаца по припадности напојној ТС 110/X kV, односно ТС 35/10 kV може се приметити да у неким деловима долази до благог повећања док у другим до смањења. Доминантан део поменутог пораста остварен је на подручју ТЈ Пале, односно на Јахорини. На основу тако добијеног тренда прогнозиран је број купаца у 2034. години на подручју Електродистрибуције Пале на вредност од око 84.431. На основу прогнозираног броја купаца, прорачунате специфичне енергије за потребе грејања и остале намене, прорачунате су вредности укупне енергије за грејање и остале намене, односно укупна енергија у категорији „домаћинстава” за сваку ТС X/0,4 kV, и то и за нижу и за вишу варијанту прогнозе (према методологији описаној у поглављу 5.2.1).

Прогноза потрошње електричне енергије по категоријама потрошње за дистрибутивно подручје Електродистрибуције Пале приказана је у наредној табели. Из приложене табеле се може уочити да укупан прогнозиран пораст потрошње електричне енергије у категорији „домаћинстава” на дистрибутивном подручју Електродистрибуције Пале у нижој варијанти прогнозе износи 29,43% у периоду од 2022. до 2034. године (просечно годишње 2,17%), односно 35,53% у вишој варијанти прогнозе (просечно годишње 2,57%). То даље значи да укупна потрошња електричне енергије у овој категорији потрошње расте са вредности 190 GWh у 2022. години на 245,8 GWh у 2034. години када је у питању нижа варијанта прогнозе. У вишој варијанти прогнозе потрошња електричне енергије „домаћинстава” расте до вредности 257,4 GWh.

У категорију „директно прогнозирани купци” сврстани су сви купци код којих је измерена годишња вршна снага већа од 500 kW или је утрошена електрична енергија на годишњем нивоу већа од 1.000.000 kWh. Збирни резултати прогнозе потрошње за сваког купца из ове категорије потрошње, за нижу и вишу варијанту прогнозе, приказани су такође у Табела 62. Укупна енергија ове категорије купаца, на дистрибутивном подручју Електродистрибуције Пале, расте са вредности 47,2 GWh у 2022. години на 94,2 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе ова потрошња достиже износ од око 98,9 GWh. То значи да ће се потрошња електричне енергије „директно прогнозираних купаца” до краја перспективног периода увећати за укупно 99,57% (око 5,93% годишње) у нижој варијанти прогнозе, односно за 109,55% у вишој варијанти прогнозе (око 6,36% годишње).

У прогнози осталих категорија купаца (потрошња на 35 kV напону, потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV, остала потрошња на ниском напону и јавна расвета) усвојен је фиксни проценат промене потрошње електричне енергије на годишњем нивоу. Вредности процента раста су усвојене на основу анализе кретања потрошње ових категорија купаца у претходном периоду и њихова прогноза је спроведена по ТС X/0,4 kV. Када се анализирају остварени резултати у претходних четрнаест година, може се уочити да је реализован благи просечни годишњи пораст који је у последње три до четири године најчешће знатно мањи. Укупна енергија свих анализираних категорија према приказаним резултатима прогнозе расте са 120,6 GWh у 2022. години на 130,2 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе, а у вишој варијанти прогнозе на вредност од 143,7 GWh. На основу тога следи да ће се укупна потрошња електричне енергије поменутих категорија купаца до краја перспективног периода повећати за 7,98% у нижој варијанти прогнозе, односно 19,15% у вишој варијанти прогнозе. Поређењем са оствареним вредностима у претходном периоду може се закључити да су усвојени проценти раста у нижој варијанти прогнозе нешто нижи у односу на остварену стопу пораста у последњих пет година, а у вишој варијанти прогнозе нешто виши у односу на остварену стопу пораста у претходних четрнаест година.

У наредној табели је дат збирни приказ резултата прогнозе посебно за сваку од категорија потрошње, као и резултати укупне прогнозе и израчунати годишњи проценти пораста за нижу и вишу варијанту. Потребно је напоменути да су у поменутој табели приказане прорачунске енергије које одговарају нивоу ТС 110/X kV. На основу формиране прогнозе добијени су укупни годишњи проценти пораста потрошње електричне енергије на дистрибутивном подручју Електродистрибуције Пале од 2,31% у нижој, односно 2,83% у вишој варијанти прогнозе. Такође, укупно оптерећење дистрибутивног подручја Електродистрибуције Пале на нивоу трансформације



110/X kV, према приказаним резултатима, расте са вредности 79,088 MW у 2022. години на вредност 104,878 MW у 2034. години (просечно годишње 2,38%) у нижој варијанта прогнозе. У вишој варијанти прогнозе оптерећење расте до 111,518 MW (просечно годишње 2,90%).

Поређењем са резултатима оствареним у претходном периоду може се закључити да је нижа варијанта прогнозе близу нивоа пораста потрошње електричне енергије који је остварен у претходних десет година (2,38% у односу на 2,2%), а виша варијанта прогнозе је за 0,89 процентних поена изнад стопе пораста остварене у претходних четрнаест година (2,01%).

**Табела 62: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/X kV за територију Електродистрибуције Пале**

Варијанта прогнозе/ Категорија потрошње	Укупна прорачунска активна енергија на нивоу ТС 110/X kV (kWh)					Годишњи проценат раста (%)	
	2022	2024	2025	2026	2034		
Нижа варијанта прогнозе	Директно прогнозирани кушци	47.199.599	48.900.700	54.080.700	66.475.700	94.195.700	5,93%
	Потрошња на 35 kV напону	102.071	103.094	103.610	104.128	108.367	0,50%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	29.378.032	29.968.530	30.268.215	30.570.897	33.103.901	1,00%
	Остала потрошња на ниском напону	84.032.611	84.875.038	85.299.413	85.725.910	89.215.558	0,50%
	Домаћинства	189.896.240	203.675.136	207.246.198	210.897.655	245.779.124	2,17%
	Јавна расвета	7.067.529	7.181.062	7.238.511	7.296.419	7.776.676	0,80%
	<b>УКУПНО:</b>	<b>357.676.082</b>	<b>374.703.560</b>	<b>384.236.647</b>	<b>401.070.709</b>	<b>470.179.326</b>	<b>2,31%</b>
Виша варијанта прогнозе	Директно прогнозирани кушци	47.199.599	49.389.707	55.162.314	68.469.971	98.905.485	6,36%
	Потрошња на 35 kV напону	102.071	103.711	104.541	105.377	112.313	0,80%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	29.378.032	30.265.983	30.719.972	31.180.772	35.124.908	1,50%
	Остала потрошња на ниском напону	84.032.611	86.572.496	87.871.084	89.189.150	100.470.916	1,50%
	Домаћинства	189.896.240	205.397.844	209.807.257	214.298.004	257.367.194	2,57%
	Јавна расвета	7.067.529	7.209.587	7.281.683	7.354.499	7.963.869	1,00%
	<b>УКУПНО:</b>	<b>357.676.082</b>	<b>378.939.327</b>	<b>390.946.850</b>	<b>410.597.774</b>	<b>499.944.686</b>	<b>2,83%</b>
<b>Укупна активна снага на нивоу ТС 110/X kV (MW)</b>							
	<b>2022</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2034</b>		
Нижа варијанта прогнозе укупно:	79,088	83,054	85,314	89,112	104,878	<b>2,38%</b>	
Виша варијанта прогнозе укупно:	79,088	84,014	86,810	91,227	111,518	<b>2,90%</b>	

## 5.7. Подручје Електро-Херцеговине

### 5.7.1. Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Електро-Херцеговине

Да би се сагледали основни трендови у потрошњи електричне енергије на подручју Електро-Херцеговине формиране су Табела 63 - Табела 65 на странама 122 - 123 у којима је приказана бруто испорука на дистрибутивном нивоу, нето испорука на дистрибутивном нивоу (по категоријама потрошње) и губици у периоду 2008-2022. година. Годишњи проценти пораста величина наведених у Табела 63, као и просечан годишњи проценат пораста за анализирани карактеристичне периоде приказани су у Табела 64. Из приказаних табела може се закључити следеће:

- У периоду 2008-2022. година присутан је пораст бруто испоручене електричне енергије од укупно 13,9% (просечно годишње 0,93%). Најизраженији раст забележен је у последњих десет година (2012-2022. година) када је просечна годишња стопа пораста износила 1,61%. Анализом структуре преузете енергије долази се до закључка да је највећи пораст остварен код преузимања енергије од извора прикључених на дистрибутивну мрежу. Наиме енергија преузета од дистрибуираних извора је у периоду 2008-2022. година повећана чак 26 пута, при чему је тренд раста био најизраженији у периоду 2016-2022. година и то са просечном годишњом стопом пораста од чак 37,86%. У истом периоду (2016-2022. година) бележи се и испорука електричне енергије у преносну мрежу која је такође расла и то са просечном годишњом стопом од чак 22,22%. Када је у питању нето испорука електричне енергије

ситуација је слична, односно присутан је стални раст. У периоду 2008-2022. године бележи се пораст од укупно 22,9% (просечно годишње 1,48%), док је у периоду 2012-2022. године овај пораст још израженији и то са просечном годишњом стопом од 2,13%.

- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на 35 kV напону” је незнатно порасла у 2022. години у односу на 2008. годину (укупно 7,1%). Након драстичног пада у 2012. години, потрошња у овој категорији купаца се усталила, односно нису забележене промене вредне детаљније анализе.
- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” је протеклих 14 година остварила највећи пораст у односу на све остале категорије потрошње – 53,5% са просечном годишњом стопом пораста од 3,11%. Следећа категорија, по нивоу пораста је „остала потрошња на ниском напону” са просечном годишњом стопом пораста од 2,23%, и „јавна расвета” и „домаћинства” са просечном годишњом стопом пораста од 1,25% и 0,98%, респективно.
- Када су у питању губици електричне енергије може се закључити да је у првих десет година анализираниог периода забележен евидентан тренд њиховог смањења од чак 41% у укупном износу (просечна годишња стопа опадања 5,14%). Међутим у периоду након тога бележи се пораст губитака електричне енергије са просечном годишњом стопом пораста од око 2,89%.

**Табела 63: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Херцеговине у периоду 2008-2022. година**

Година	Бруто испорука (MWh)	Процент губитака	Нето испорука по категорији потрошње (MWh)					Укупна испорука (MWh)
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2008	211.462	15,90%	19.993	22.509	33.167	97.839	4.334	177.842
2009	210.311	13,72%	20.738	19.685	33.556	102.847	4.629	181.454
2010	214.473	13,93%	20.141	21.398	33.893	104.192	4.978	184.602
2011	210.272	13,68%	16.164	22.698	34.605	102.611	5.427	181.505
2012	205.230	13,73%	10.384	22.049	34.883	104.321	5.406	177.043
2013	210.841	12,55%	18.511	22.094	34.879	103.832	5.072	184.388
2014	215.069	10,94%	24.778	21.829	35.820	103.729	5.384	191.541
2015	220.926	10,31%	21.489	24.251	38.661	108.253	5.506	198.159
2016	224.197	9,87%	22.776	25.576	40.120	107.861	5.571	201.903
2017	229.497	9,62%	22.516	29.543	41.449	108.130	5.649	207.286
2018	232.828	8,31%	26.222	32.673	42.057	106.411	5.641	213.004
2019	233.603	8,12%	22.953	33.720	43.403	107.958	5.640	213.674
2020	232.532	8,23%	23.547	32.646	40.280	110.694	5.824	212.991
2021	243.415	8,48%	25.493	32.834	44.729	113.524	5.679	222.259
2022	240.768	8,92%	21.421	34.562	45.190	112.222	5.158	218.553

**Табела 64: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Херцеговине у периоду 2008-2022. година**

Година	Бруто испорука (MWh)	Губици	Нето испорука по категорији потрошње					Укупна испорука
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2009/2008	-0,54%	-14,16%	3,73%	-12,55%	1,17%	5,12%	6,80%	2,03%
2010/2009	1,98%	3,51%	-2,88%	8,70%	1,00%	1,31%	7,55%	1,73%
2011/2010	-1,96%	-3,70%	-19,74%	6,08%	2,10%	-1,52%	9,01%	-1,68%
2012/2011	-2,40%	-2,01%	-35,76%	-2,86%	0,80%	1,67%	-0,38%	-2,46%
2013/2012	2,73%	-6,15%	78,27%	0,21%	-0,01%	-0,47%	-6,18%	4,15%
2014/2013	2,01%	-11,06%	33,86%	-1,20%	2,70%	-0,10%	6,15%	3,88%
2015/2014	2,72%	-3,24%	-13,28%	11,09%	7,93%	4,36%	2,27%	3,46%
2016/2015	1,48%	-2,08%	5,99%	5,46%	3,77%	-0,36%	1,17%	1,89%
2017/2016	2,36%	-0,37%	-1,14%	15,51%	3,31%	0,25%	1,40%	2,67%
2018/2017	1,45%	-10,75%	16,46%	10,60%	1,47%	-1,59%	-0,14%	2,76%
2019/2018	0,33%	0,53%	-12,47%	3,20%	3,20%	1,45%	-0,01%	0,31%
2020/2019	-0,46%	-1,95%	2,59%	-3,18%	-7,20%	2,53%	3,27%	-0,32%
2021/2020	4,68%	8,26%	8,27%	0,57%	11,05%	2,56%	-2,49%	4,35%
2022/2021	-1,09%	5,01%	-15,97%	5,26%	1,03%	-1,15%	-9,18%	-1,67%
2022/2008	0,93%	-2,92%	0,49%	3,11%	2,23%	0,98%	1,25%	1,48%
2022/2012	1,61%	-2,35%	7,51%	4,60%	2,62%	0,73%	0%	2,13%

**Табела 65: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Херцеговине у периоду 2008-2022. година**

Година	Нето испорука по категорији потрошње				
	Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета
2008	11%	13%	19%	55%	2%
2009	11%	11%	18%	57%	3%
2010	11%	12%	18%	56%	3%
2011	9%	13%	19%	57%	3%
2012	6%	12%	20%	59%	3%
2013	10%	12%	19%	56%	3%
2014	13%	11%	19%	54%	3%
2015	11%	12%	20%	55%	3%
2016	11%	13%	20%	53%	3%
2017	11%	14%	20%	52%	3%
2018	12%	15%	20%	50%	3%
2019	11%	16%	20%	51%	3%
2020	11%	15%	19%	52%	3%
2021	11%	15%	20%	51%	3%
2022	10%	16%	21%	51%	2%

У претходној табели приказана је структура нето испоручене електричне енергије на територији Електро-Херцеговине по категоријама потрошње и напонском нивоу. Може се закључити да у периоду 2008-2022. година постоји благ пад учешћа у категорији „домаћинстава” у укупној испоруци, док је смањење учешћа категорије „потрошња на 35 kV напону” практично занемарљиво. Присутан је пораст учешћа категорије „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” и категорије „остала потрошња на ниском напону”, док се учешће испоруке у категорији „јавна расвета” практично није ни променило у току разматраног периода. Најзначајнији удео у укупној испоруци електричне енергије, од чак преко 50%, заузима категорија „домаћинстава” и то током целог анализираниог периода.

### 5.7.2. Прогноза потрошње електричне енергије

На основу достављене базе података о купцима у категорији „домаћинстава”, зависно од тога како се број купаца кретао у претходном периоду (2018-2022. година), извршена је прогноза броја купаца у периоду 2022-2034. година. Анализирајући добијене податке из базе уочен је солидно велики пораст броја купаца у категорији „домаћинстава” (6%) у периоду од четири године. Доминантан део поменутог пораста остварен је на подручју ТЈ Требиње и овај тренд пораста је примењен до краја перспективног периода. На основу прогнозираног броја купаца, прорачунате специфичне енергије за потребе грејања и остале намене, прорачунате су вредности укупне енергије за грејање и остале намене, односно укупна енергија у категорији „домаћинстава” за сваку ТС X/0,4 kV, и то и за нижу и за вишу варијанту прогнозе (према методологији описаној у поглављу 5.2.1).

Прогноза потрошње електричне енергије по категоријама потрошње за дистрибутивно подручје Електро-Херцеговина приказана је у табели на страни 125. Из приложене табеле се може уочити да укупан прогнозиран пораст потрошње електричне енергије у категорији „домаћинстава” на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине, у нижој варијанти прогнозе износи 18,5% у периоду од 2022. до 2034. године (просечно годишње 1,42%), односно 22,4% у вишој варијанти прогнозе (просечно годишње 1,7%). То значи да ће укупна потрошња електричне енергије у овој категорији потрошње порасти са вредности 112,2 GWh у 2022. години на 133 GWh у 2034. години када је у питању нижа варијанта прогнозе. У вишој варијанти прогнозе потрошња електричне енергије ће порасти до вредности 137,3 GWh.

У категорију „директно прогнозирани купци” сврстани су сви купци код којих је измерена годишња вршна снага већа од 500 kW или је утрошена електрична енергија на годишњем нивоу већа од 1.000.000 kWh. Укупна енергија ове категорије купаца, на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговина, расте са вредности 48,4 GWh у 2022. години на 55,4 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе ова потрошња достиже износ од око 58 GWh. То значи да ће се потрошња електричне енергије „директно прогнозираних купаца” до краја перспективног периода увећати за укупно 14,4% (око 1,13% годишње) у нижој варијанти прогнозе, односно за 20% у вишој варијанти прогнозе (око 1,54% годишње).

У прогнози осталих категорија купаца (потрошња на 35 kV напону, потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV, остала потрошња на ниском напону и јавна расвета) усвојен је фиксни проценат промене потрошње електричне енергије на годишњем нивоу. Вредности процента раста су усвојене на основу анализе кретања потрошње ових категорија купаца у претходном периоду и њихова прогноза је спроведена по ТС X/0,4 kV. Када се анализирају остварени резултати у претходних четрнаест година, може се уочити да је реализован велики просечни годишњи пораст који је у последње три до четири године најчешће знатно мањи. Укупна енергија поменутих категорија према приказаним резултатима прогнозе расте са 61,6 GWh у 2022. години на 72,7 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе, а у вишој варијанти прогнозе на 85,7 GWh.

Ако се сабере укупна потрошња свих осталих купаца електричне енергије добија се да ће се до краја перспективног периода њихова потрошња повећати укупно за 16,4% (око 1,28% годишње) у нижој варијанти прогнозе, односно за 31% у вишој варијанти прогнозе (око 2,26% годишње). Анализом резултата остварених у претходном периоду може се закључити да је потрошња купаца до 2018. године стално расла (годишње 2,41%), да би у последње четири године забележила практично стагнацију раста (0,13%). Резултати ниже варијанте прогнозе исте категорије купаца су знатно изнад остварених вредности у последње четири године, а виша варијанта прогнозе је нешто мања од остварених вредности у последњих четрнаест година.

У наредној табели је дат збирни приказ резултата прогнозе посебно за сваку од категорија потрошње, као и резултати укупне прогнозе и израчунати годишњи проценти пораста за нижу и вишу варијанту. Потребно је напоменути да су у поменутој табели приказане прорачунске енергије које одговарају нивоу ТС 110/X kV. На основу формиране прогнозе добијени су укупни годишњи проценти пораста потрошње електричне енергије на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговина од 1,35% у нижој, односно 1,98% у вишој варијанти прогнозе. Такође, укупно оптерећење дистрибутивног подручја Електро-Херцеговина на нивоу трансформације 110/X kV, према приказаним резултатима, расте са вредности 45 MW у 2022. години на вредност 53 MW у 2034. години (просечно годишње 1,37%) у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе оптерећење расте до 57,1 MW (просечно годишње 2,01%).

Поређењем са резултатима оствареним у претходном периоду може се закључити да је нижа варијанта прогнозе близу нивоа пораста потрошње електричне енергије који је остварен у претходних четрнаест година (1,35% у односу на 1,48%), а виша варијанта прогнозе близу нивоа пораста у последњих десет година (1,98% у односу на 2,13%).

**Табела 66: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу TC 110/X kV за територију Електро-Херцеговине**

Варијанта прогнозе/ Категорија потрошње		Укупна прорачунска активна енергија на нивоу TC 110/X kV (kWh)					Годишњи процент раста (%)
		2022	2024	2025	2026	2034	
Нижа варијанта прогнозе	Директно прогноzirани купци	48.403.651	50.145.150	52.532.200	53.985.500	55.367.500	1,13%
	Потрошња на 35 kV напону	705.019	712.086	715.647	719.225	748.503	0,50%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	10.027.940	10.331.035	10.486.000	10.643.290	11.989.588	1,50%
	Остала потрошња на ниском напону	45.577.482	46.955.061	47.659.387	48.374.278	54.493.266	1,50%
	Домаћинства	112.234.203	118.398.697	119.794.996	121.186.945	132.972.858	1,42%
	Јавна расвета	5.296.364	5.328.190	5.344.174	5.360.207	5.490.211	0,30%
	<b>Укупно</b>	<b>222.244.659</b>	<b>231.870.220</b>	<b>236.532.405</b>	<b>240.269.445</b>	<b>261.061.925</b>	<b>1,35%</b>
Виша варијанта прогнозе	Директно прогноzirани купци	48.403.651	50.145.150	53.582.844	55.605.065	58.135.875	1,54%
	Потрошња на 35 kV напону	705.019	716.344	722.075	727.851	775.759	0,80%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	10.027.940	10.638.642	10.957.801	11.286.535	14.297.445	3,00%
	Остала потрошња на ниском напону	45.577.482	48.353.151	49.803.745	51.297.858	64.982.591	3,00%
	Домаћинства	112.234.203	119.122.882	120.860.507	122.587.037	137.353.256	1,70%
	Јавна расвета	5.296.364	5.349.460	5.376.207	5.403.088	5.623.032	0,50%
	<b>Укупно</b>	<b>222.244.659</b>	<b>234.325.629</b>	<b>241.303.179</b>	<b>246.907.434</b>	<b>281.167.958</b>	<b>1,98%</b>
		Укупна активна снага на нивоу TC 110/X kV (MW)					
		2022	2024	2025	2026	2034	
Нижа варијанта прогнозе		44,97	46,96	47,79	48,50	52,95	<b>1,37%</b>
Виша варијанта прогнозе		44,97	47,48	48,76	49,83	57,10	<b>2,01%</b>

### 5.8. Подручје Републике Српске

Резултати прогнозе потрошње електричне енергије за целу територију Републике Српске, који представљају збир појединачних прогноза по дистрибутивним подручјима, су приказани у табели на крају поглавља (страна број 127). Из приказане табеле се може донети неколико закључака:

- Пораст потрошње електричне енергије у категорији „домаћинства” на подручју Републике Српске износи 17,9% у периоду од 2022. до 2034. године (просечно годишње 1,38%) у нижој варијанти прогнозе, односно 22,7% у вишој варијанти прогнозе (просечно годишње 1,72%). Укупна потрошња енергије у овој категорији расте са око 1.844 GWh у 2022. години на око 2.173 GWh у 2034. години када је у питању нижа варијанта прогнозе. У вишој варијанти прогнозе потрошња електричне енергије у овој категорији потрошње расте на око 2.263 GWh. Поређењем са резултатима оствареним у претходном периоду може се закључити да нижа варијанта прогнозе у категорији „домаћинства” има сличну стопу пораста потрошње као и у претходних четрнаест година (1,28%), а виша варијанта прогнозе је за 0,4 процентних поена изнад до сада остварених вредности.
- Прогноза потрошње из категорије „директно прогнозираних купаца” је формирана на основу кретања потрошње у протеклом периоду и сагледавањем њихових будућих потреба за електричном енергијом од стране компетентних особа из дистрибутивних подручја. У оквиру

ове прогнозе дата је и прогноза за нове купце чија је појава у наредном периоду извесна. Према урађеној прогнози предвиђа се раст потрошње електричне енергије „директно прогнозираних купаца” од 3,85% годишње у нижој варијанти прогнозе, односно 4,79% у вишој варијанти прогнозе.

- Потрошња у категорији „остала потрошња на ниском напону” је прогнозирана са фиксним процентом раста по дистрибутивним подручјима. На тај начин се добија пораст за целу територију Републике Српске од 1,11% у нижој варијанти прогнозе, а у вишој 1,72%.
- Потрошња у категорији „потрошња на 35 kV напону” и „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” је такође прогнозирана са фиксним процентом раста по дистрибутивним подручјима. На исти начин као и у претходном случају добијен је пораст за целу територију Републике Српске од 0,38% и 1,24% у нижој варијанти прогнозе и 0,61% и 1,78% у вишој варијанти прогнозе, респективно.
- Код прогнозе купаца у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” и „остала потрошња на ниском напону” су усвојене нешто ниже стопе пораста, нарочито у нижој варијанти прогнозе, од остварених стопа пораста истих категорија у претходном периоду. Међутим овде треба имати у виду да је део ових купаца већ обухваћен прогнозом „директних купаца” где је предвиђен знатно већи пораст потрошње електричне енергије. У прилог томе говори и чињеница да ако се збирно посматрају „директно прогнозирани купци”, „потрошња на 35 kV напону”, „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” и „остала потрошња на ниском напону” добија се да укупна прогнозирана стопа пораста на годишњем нивоу у нижој варијанти прогнозе одговара укупној стопи пораста у последњих десет година категорија „потрошња на 35 kV напону”, „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” и „остала потрошња на ниском напону” (2,4% у односу на 2,47%). У случају више варијанте прогнозе добијена збирна стопа пораста је нешто мало изнад вредности остварених у претходних четрнаест година (3,16% у односу на 2,81%).
- Потрошња у категорији „јавна расвета” је прогнозирана са фиксним процентом промене, и то у нижој варијанти прогнозе са стопом опадања од 0,56% на годишњем нивоу, а у вишој варијанти прогнозе са стопом пораста од 0,74%. Овде треба напоменути да је пад потрошње у категорији „јавна расвета” у нижој варијанти прогнозе резултат прогнозираног пада потрошње ове категорије на територији Електрoкpајине која у укупној потрошњи јавне расвете Републике Српске учествује са уделом од преко 40%.

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

**Табела 67: Збирни приказ резултата формиране прогнозе потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/Х кV за територију Републике Српске**

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

## 6. Детаљна разрада развоја мреже

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Узимајући у обзир да неке ТС ВН/СН и ТС СН/СН напајају релативно дугу СН галвански повезану, најчешће кабловску мрежу као и да су трансформатори 110/35 kV, 110/20 kV и 110/10 kV на 35 kV, 20 kV и 10 kV страни неуземљени (спрега намота је или троугао или

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

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

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

Где је:

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

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

$U_n$  - назначени међуфазни напон за посматрану СН мрежу,

$f_n$  - назначена учестаност,

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

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

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

### 6.1. Подручје Електрокрајине

Према формираној прогнози потрошње, до краја перспективног периода на дистрибутивном подручју ЗП Електрокрајина се очекује да ће укупно оптерећење са тренутних 386 MW достићи ниво од око 490 MW (на нивоу ТС 110/X kV) у нижој варијанти прогнозе, односно 527 MW у вишој варијанти прогнозе. Тренутно у мрежи на овом подручју у ТС 110/X kV постоји инсталисано укупно 1.080 MVA. Преузета енергија из ТС 110/X се даље дистрибуира у мрежу углавном посредством директне трансформације 110/20 kV или 110/10 kV, али и путем 11 дистрибутивних ТС 35/10, 35/20, 20/10 и 20/6 kV чија је укупна инсталисана снага 58,8 MVA. Поређењем капацитета у напојним ТС и прогнозираног нивоа оптерећења, и на основу формираног циљног решења мреже у периоду до 2034. године, могло би се закључити да нема потребе за изградњом нових ТС 110/X kV на подручју ЗП Електрокрајина. Међутим, неравномерна расподела оптерећења на дистрибутивном подручју ЗП Електрокрајина захтева повећање инсталисаног капацитета на појединим подручјима где је густина потрошње виша у односу на остатак конзума (градска подручја или нове пословно-стамбене зоне), што кроз изградњу нових ТС 110/X kV што кроз уградњу нових јединица 110/X kV у постојећим трансформаторским станицама 110/X kV.

На подручју града Бања Лука јавља се проблем недовољеног капацитета у трансформацији 110/X kV, што за последицу има да није могуће обезбедити сигурно напајање СН конзума који се из њега напаја, што је анализа постојећег стања и показала. Зато је неопходно да се на подручју града Бања Лука морају појавити нове ТС 110/X kV и повећати капацитети у постојећим ТС. Прва ТС 110/20 kV Бања Лука 9 (2x31,5 MVA) би се појавила на локацији постојеће ТС 35/10 kV Ситари, чији капацитети нису довољни да прихвате оптерећење које им гравитира у постојећем стању. На овај начин би се делимично решили проблеми на подручју Бања Лука што се тиче инсталисаних капацитета у трансформацији 110/X kV, односно сигурног напајања градског СН конзума.

Осим, нове ТС 110/20 kV Бања Лука 9, постоје потребно је изградити ТС 110/X kV Бања Лука 10, која би била лоцирана у центру града, односно центру будуће потрошње. Изградња нове трансформаторске станице 110/x kV растеретиле би се постојеће ТС 110/10 kV Бања Лука 2 и ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3, те ће преузети напајање већег дела новоизграђених објеката у централној градској зони. Поред овога, изградња нове ТС у центру града имаће врло значајан ефекат у преласку градске мреже у погон под напоном 20 kV будући да ће бити лоцирана у близини нове кабловске канализације са инфраструктуром 20 kV.

Поред појаве нових ТС 110/X на градском подручју Бања Луке, предвиђена је изградња и нове ТС 110/20 kV Прњавор 2 (1x20 MVA) која је неопходна због развоја индустријске потрошње на подручју Вијака (периферија Прњавора).

Четврта ТС 110/X kV која би се до краја перспективног периода појавила на подручју ЗП Електрoкpајине јесте ТС 110/35/20 kV Кнежево, која би решила више текућих проблема који се јављају због недовољног капацитета у трансформацији 35/20 kV у ТС 35/20 kV Кнежево, сигурности у напајању подручја Кнежево (радијално напајн 35 kV конзум) и губитака који се генеришу због генерисања дистрибутивних извора на подручју Кнежева.

Осим нових ТС 110/X kV на подручју ЗП Електрoкpајина, дугорочним планом развоја преносне мреже, али и сагледавањем будућих потреба за електричном енергијом, планирано је:

- уградити други трансформатор 110/10,5(21)/10,5 kV снаге 40/40/27 MVA у ТС 110/10 kV Бања Лука 2
- уградити други трансформатор 110/20 kV снаге 20 MVA у ТС 110/20 kV Приједор 3.

Планирана мрежа је таква да су у свим ТС 110/X kV инсталисана два трансформатора за напајање 10 и 20 kV мреже изузев ТС 110/20 kV Укрина. Резервно напајање у случају испада трансформатора у 110/20 kV у ТС 110/20 kV Укрина се до 2034. године може обезбедити посредством постојећих и нових 20 kV веза са суседним ТС 110/X kV.

На подручју ЗП Електрoкpајина, годинама уназад ради се на припреми и превођењу СН конзума на рад под напоном 20 kV, уз постепено гашење напонског нивоа 6, 10 и 35 kV. Велики број инвестиција управо се предлаже у циљу преласка рада СН мреже под напоном 20 kV, што захтева и велика улагања. Поред тога, један део СН мреже дотрајава чиме се смањује поузданост у раду. Зато је кроз анализе узето у обзир и улагање у замену дотрајале опреме (комплетна реконструкција надземних деоница и замена старих уљних каблова на градском подручју).

У принципу, све остале инвестиције у СН мрежу могу се поделити на:

- Инвестиције у градске (углавном кабловске) мреже потребне ради обезбеђења сигурног напајања ТС X/0.4 kV на градским подручјима;
- Инвестиције у ванградску мрежу потребне ради задовољења техничких критеријума, а које су при том и најчешће рентабилне;

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

ДП Електрoкpајина се састоји од укупно десет теренских јединица. Предложене инвестиције биће разврстане и описане по теренским јединицама.

##### *6.1.1.1. Развој мреже у етапи до краја 2024. године*

#### **Теренска јединица Градишка**

Нови корисник ел. енергије Нови каменолом Подградци биће изграђен нешто јужније од постојећег каменолома у Подградцима. Како би се нови корисник ел. енергије прикључио на постојећу СН мрежу, потребно је положити кабл од постојеће ТС 20/0,4 kV Каменолом до Новог каменолома Подградци (дужине 1,64 km). На овај начин би се Нови каменолом Подградци прикључио на постојећи 20 kV извод Каменолом из РТС Подградци.

На основу доступних информација, локација новог корисника ел. енергије Царински терминал Градишка, биће у непосредној близини постојеће ТС 20/0,4 kV Царински терминал мост. Потребно је положити 20 kV кабл од ТС 10/0.4 kV Царински терминал мост до Царински терминал Градишка, како би се нови корисник ел. енергије прикључио на постојећу СН мрежу.

Због дотрајалости СН мреже на изводу Градишка из РТС Подградац, на отцепу у правцу ТС 20/0,4 kV Барајиша, потребно је комплетно реконструисати надземне деонице (замена стубова и изолације са уградњом ужета Al/Fe 35 mm<sup>2</sup>).

У постојећем стању, ТС 20/0,4 kV Машински сервис напаја се преко надземног извода Топола центар из ТС 110/20 kV Нова Топола. Потребно је преbacити МБТС 20/0,4 kV Машински сервис на кабловски конзум извода Амбуланта, за шта је неопходно положити 20 kV кабл између ТС 20/0,4 kV Занатски центар и ТС 20/0,4 kV Машински сервис.

#### **Теренска јединица Нови Град**

За прогнозирана оптерећења из 2024. године, на крајевима 20 kV извода Костајница из ТС 110/20 kV Нови Град имали би се напони испод технички дозвољених граница (19 kV). Као привремено решење, предлаже се пребацивање дела конзума из РТС Костајница (Град 2) на извод Бачвани из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица. Потребно је пребацивати део конзума са извода Села из РТС Костајница (Град 2) на извод Бачвани из ТС 110/20 kV Козарска Дубица.

Изградња нове ТС 110/20 kV Костајница дугорочно би решило проблеме ниских напона на подручју Костајнице. Ови проблеми долазе до изражаја приликом прикључења нових корисника ел. енергије на овом подручју. Привремено решење, јесте промена уклопног стања у СН мрежи и прерасподела оптерећења између ТС 110/20 kV Нови Град и ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица.

Постојећи 20 kV извод Силос из ТС 110/20 kV Нови Град је радијалан. Сигурност у напајању 20 kV конзума са овог извода се обезбеђује формирањем новог 20 kV извода Лигноспер из ТС 110/20 kV Нови Град полагањем кабла од ТС 110/20 kV Нови Град до ТС 20/0,4 kV Лигноспер. Такође, извод Униметал из ТС 110/20 kV Нови Град је радијалан. Сигурно напајање СН конзума са извода Униметал се обезбеђује полагањем резервног кабла од ТС 20/0,4 kV Униметал до ТС 20/0,4 kV Индустриска зона. Ова веза обезбеђује сигурно напајање и за ТС 20/0,4 kV Индустриска зона чија се експанзија очекује у будућности.

Како би се обезбедило сигурно напајање значајних корисника на подручју Новог Града, односно насеља Видорија, Рога и Млакве, који се напајају са следећих радијално напајаних ТС 20/0,4 kV: Надвожњак, Стадион, Унска Обала, Гаврило Принцип, потребно је положити кабл између ТС 20/0,4 kV Стадион и ТС 20/0,4 kV Надвожњак.

У циљу поуздане манипулације у РТС Благај, предлаже се опремање расклопном опремом РТС Благај 20 kV

#### **Теренска јединица Челинац**

На подручју града Челинац предвиђена је изградња нове ТС 20/0,4 kV чије оптерећење није сагледано кроз прогнозу потрошње. Како би се нова ТС 20/0,4 kV прикључила на постојећи СН конзум потребно је положити каблове од нове ТС 20/0,4 kV до ТС 20/0,4 kV Пословни центар, односно до ТС 20/0,4 kV Шамац.

Како би се обезбедила сигурност, пре свега за део конзума извода Скатавци-Поповац из ТС 110/20 kV Челинац, потребно је формирати повезни вод између овог дела СН конзума и ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5 (извод Свракава). Неопходно је изградити надземну деоницу између одвојка за ТС 20/0,4 kV Балте Јеловац и магистралног правца извода Свракава.

#### **Теренска јединица Козарска Дубица**

Како би се формирало чисто концепцијско решење, тј. одвојио надземни сеоски конзум од градског кабловског конзума на подручју Козарске Дубице, потребно је формирати нови 10 kV извод Јошик из ТС 110/20/10 kV Козарска дубица, који би прихватио надземни конзум извода Механика Дубичка раван. Потребно је положити 20 kV кабл из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица до првог стуба надземне деонице извода Механика Дубичка раван.

У циљу гашења 35 kV и 10 kV напонског нивоа на подручју Електрокрајине, односно теренске јединице Козарска Дубица, потребно је парцијално преводити постојећи 10 kV конзум на рад под напон 20 kV. За превођење конзума извода Костајница из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица на 20 kV напон, неопходно је претходно припремити конзум за рад под напоном 20 kV, што подразумева замену опреме са изолацијом 10 kV опремом са изолацијом 20 kV.

Како би се део извода Костајница пребацио на рад под напоном 20 kV потребно је формирати повезни 20 kV вод између извода Бачвани и Костајница из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица. На овај начин би преведени део конзума извода Костајница био прихваћен на извод Бачвани.

#### **Теренска јединица Мркоњић Град**

На постојећем 20 kV изводу Купрес из ТС 110/20 kV Шипово, започета је реконструкција далековода (заменом ужета, изолације и стубова). Како би се повећала поузданост овог дела СН мреже, преко које би се у перспективни прихватио и конзум извода Стојице након преласка на рад под напоном 20 kV, потребно је извршити комплетну реконструкцију преосталог дела извода Купрес (замена ужета, стубова и изолације).

#### **Теренска јединица Лакташи**

Постојећа кабловска веза између ТС 20/0,4 kV Лакташи центар 1 и ТС 20/0,4 kV Лакташи центар 2 делом је формирана од дотрајалог кабла чиме се губи поузданост у раду. Потребно је положити нови кабл постојећом трасом.

Почетне кабловске деонице извода Слатина и Милошевци из ТС 110/20 kV Лакташи излазе из погона због дотрајалости. Потребно је положити нове кабловске деонице трасама дотрајалих каблова.

Такође, почетну кабловску деоницу од ТС 110/20 kV Лакташи до ТС 20/0,4 kV Спортска дворана чини кабл, који због дотрајалости није у функцији. Потребно је положити нови кабл постојећом трасом.

У циљу раздвајања конзума Слатина са извода Трн из ТС 110/20 kV Бања Лука 8 потребно је формирати нови извод Бустер-Слатина 20 kV из ТС 110/20 kV Бања Лука 8, полагањем новог кабла од ТС 110/20 kV Бања Лука 8 до ТС 20/0,4 kV Бустер преко којег би се прихватио део извода Трн у правцу Слатине.

Уз магистрални пут од ТС 110/20 Лакташи 2 у правцу Крнета, појавили су се нови захтеви за прикључење индустријских корисника електричне енергије који нису обухваћени прогнозом потрошње. Потребно је формирати нови 20 kV извод из ТС 110/20 kV Лакташи 2, полагањем кабла процењене дужине 3 km у правцу Крнете, дуж магистралног пута на којем би се прикључили нови корисници.

Нови корисник ел. енергије индустријска зона Александровац на подручју Лакташа појављује се у непосредној близини постојеће ТС 110/20 kV Лакташи 2. Узимајући прогнозирано ниво оптерећења који би се појавио до краја перспективног периода, потребно је формирање два 20 kV извода из ТС 110/20 kV Лакташи 2 до индустријске зоне Александровац.

### **Теренска јединица Прњавор**

Извод 10 kV Прњавор град из ТС 20/10 kV Прњавор 1 напаја једну ТС 10/0,4 kV Творница коже, а план је да се преведе на рад под напоном 20 kV. Потребно је положити нови 20 kV кабл од ТС 20/10 kV Прњавор 1 до ТС 20/0,4 kV Творница коже. Претходно је потребно опремити једну 20 kV хелију у ТС 20/10 kV Прњавор 1 за прихватање преведеног извода на 20 kV.

Како би се обезбедило сигурно напајање извода Прњавор Град из ТС 20/10 kV Прњавор 1, односно ТС 20/0,4 kV Насеље исток 1, потребно је положити нови кабл између ТС 20/0,4 kV Насеље исток 1 и ТС 20/0,4 kV Творница коже. Ова веза у перспективи биће од значаја за сигурно напајање дела конзума будућег разводног постројења 20 kV Прњавор 1 након преласка на рад под напоном 20 kV читавог СН конзума из ТС 20/10 kV Прњавор 1.

У циљу растерећења постојећег кабловског извода Пионир из ТС 110/20 kV Прњавор, потребно је формирати нови 20 kV извод Пијаца из ТС 110/20 kV Прњавор полагањем кабла између ТС 110/20 kV Прњавор и ТС 20/0,4 kV Пијаца, који би формирао круту везу са постојећим каблом ТС 20/0,4 kV Пијаца-ТС 20/0,4 kV Пионир.

Надземне деонице на изводу Штрпци из ТС 20/10 kV Прњавор 1 су дотрајале и неопходно им је комплетна реконструкција. Потребно је комплетно реконструисати (замена стубова, изолатора и ужета) све надземне деонице на изводу Штрпци.

### **Теренска јединица Србац**

Да би се обезбедило сигурно напајање корисника електричне енергије у Индустријској зони Ситнеши из ТС 110/20 kV Србац, потребно је формирати нови 20 kV извод из ТС 110/20 kV Србац. Неопходно је положити нови кабл од ТС 110/20 kV Србац до ТС 20/0,4 kV Стирокарт, којим би се прихватио надземни конзум извода Бензинска пумпа.

### **Теренска јединица Приједор**

Нове индустријске зоне Чиркин поље и Орловци предвиђено је да се појаве у близини постојећег 20 kV извода Козарац из ТС 110/20 kV Приједор 1. Прихватањем оптерећења две нове индустријске зоне, уз прогнозирану појаву новог оптерећења у индустријској зони Козарци, на постојећем изводу Козарци довело би до преоптерећења надземних деоница на магистралном правцу овог извода уз појаву ниских напона на подручју СН конзума из РТС Козарци (испод 19 kV). Како би се избегли наведени проблеми, потребно је формирати два нова 20 kV извода Индустријска зона Чиркин поље и Индустријска зона Орловци из ТС 110/20 kV Приједор 1 полагањем два нова кабла из ТС 110/20 kV Приједор 1 до нових индустријских зона.

Како би се обезбедило сигурно напајање обе индустријске зоне, потребно је положити резервни 20 kV кабл између ових индустријских зона (истом трасом као напојни каблови за обе индустријске зоне).

Нови стамбени комплекс Град-станоградња планиран је подручју Пећана. Прихватањем оптерећења новог стамбеног комплекса на извод Пећани из ТС 110/20 kV Приједор 3, деонице на магистралном правцу би се високо оптеретиле. Потребно је формирати нови 20 kV извод из ТС 110/20 kV Приједор 3 који ће прихватио оптерећење новог корисника ел. енергије, али и део постојећег конума са извода Пећани (ТС 20/0,4 kV Пећани 9 и 10). Нови 20 kV извод се формира полагањем кабла од ТС 110/20 kV Приједор 3 до новог стамбеног комплекса. Како би се преко новог 20 kV извода прихватио постојећи конзум ТС 20/0,4 kV Пећани 9 и 10, потребно је положити нови кабл од новог стамбеног комплекса до ТС 20/0,4 kV Пећани 10.

Нова индустријска зона Аеродром би се појавила у близини спортског аеродрома Урије. Напајање нове индустријске зоне је могуће обезбедити из правца извода Хладњача или преко извода Черјеци. Ако би се напајање обезбедило преко извода Черјеци, магистралне деонице пресека Al/Fe 25 mm<sup>2</sup> би се преоптеретиле у нормалном радном режиму. С друге стране, ако би се нова индустријска зона прихватила на извод Хладњача, кабловске деонице на овом изводу би се високо оптеретиле. Потребно је формирати нови 20 kV извод Аеродром из ТС 110/20 kV Приједор 3, полагањем новог кабла од ТС 110/20 kV Приједор 3 до ТС 20/0,4 kV Хладњача у којој би се формирао „пролаз“ у правцу ТС 20/0,4 kV 4. јули. Да би се прихватио нови конзум индустријске зоне Аеродром, потребно је положити нови кабл од ТС 20/0,4 kV Аеродром 7 Неђо до индустријске зоне Аеродром. Резервно напајање индустријске зоне Аеродром би се обезбедило преко резервног 20 kV кабла до ТС 20/0,4 kV Централно гробље.

Нова индустријска зона Балтин Баре појавила би се јужно од постојеће ТС 35/20 kV Тукови, односно у близини ТС 220/110 kV Приједор 2. Имајући у виду постојеће 20 kV изводе који су изграђени у близини локације будуће индустријске зоне Балтин Баре, могуће је прихватити прогнозирано оптерећење ове инд. зоне из правца ТС 35/20 kV Тукови или ТС 110/20 kV Приједор 1. Анализе су показале да је са аспекта губитака у дистрибутивној СН мрежи, оптимално прихватити будуће оптерећење индустријске зоне Балтин Баре из правца ТС 110/20 kV Приједор 1, путем извода Гомјеница. За прихватање будућег корисника ел. енергије потребно је положити кабл од стуба на изводу Гомјеница до будуће индустријске зоне. Резервно напајање се обезбеђује из правца ТС 35/20 kV Тукови, преко извода Расавци, полагањем новог кабла.

Будућа индустријска зона Целпак, предвиђена је да се изгради у делу где већ постоји делом изграђени индустријски комплекси, у близини ТС 20/0,4 kV Лабораторија, Ласта 2, итд. Имајући у виду да се све постојеће ТС 20/0,4 kV из ове зоне напајају из ТС 110/20 kV Приједор 1, потребно је да и будући корисник ел. енергије буде напојен из правца ове ТС. За напајање нове индустријске зоне потребно је формирати нови 20 kV извод из ТС 110/20 kV Приједор 1, полагањем новог кабла од ТС 110/20 kV Приједор 1 до индустријске зоне Целпак. Резервно напајање, будуће индустријске зоне се обезбеђује преко извода Босна монтажа, полагањем резервног кабла до ТС 20/0,4 kV Ласта 2.

### **Теренска јединица Бања Лука**

Нови корисник ел. енергије Филиповића поље-стамбено насеље лоциран је у близини ТС 110/10 kV Бања Лука 2. Да би се нови корисник прикључио на постојећу СН мрежу потребно је положити кабл од ТС 10/0,4 kV Филиповића поље до ТС 10/0,4 kV Филиповића поље-стамбено насеље. На овај начин се нови корисник ел. енергије прикључује на извод Филиповића поље из ТС 110/10 kV Бања Лука 1. Како би се обезбедило сигурно напајање за Филиповића поље-стамбено насеље, али и извода Филиповића поље и Врбашки пут 2, потребно је формирати резервне кабловске везе од ТС 10/0,4 kV Филиповића поље-стамбено насеље до ТС 10/0,4 kV Милана Карановића 2.

Локација новог корисника ел. енергије Буцак стамбено насеље налази се у близини постојеће кабловске 20 kV везе ТС 20/0,4 kV Бранка Поповића 3-ТС 20/0,4 kV Бинго. Потребно је прикључити новог корисника ел. енергије на овај кабловски 20 kV вод, по принципу „улаз-излаз“, полагањем двоструког кабловског вода. На овај начин Буцак стамбено насеље се прикључује на постојећи 20 kV извод Суботичка из ТС 110/20 kV Бања Лука 4.

Нови корисник ел. енергије Пијаца ће се појавити у непосредној близини постојеће ТС 10/0,4 kV Нова Пијаца, одакле се предлаже да се положи кабловски вод до њега. На овај начин се нови

корисник Пијаца прикључује на један од два 10 kV извода РТС Предграђе из ТС 110/10 kV Бања Лука 1. Резервна веза би се обезбедила полагањем кабла до ТС 10/0,4 kV Сладобони.

За прогнозирана оптерећења из 2024. године на нивоу врха ТС 110/X kV, постојећи трансформатори 35/10 kV, снаге 4 MVA, у ТС 35/10 kV Ситари би се преоптеретили у нормалном радном режиму. Како би се растеретиле постојеће јединице 35/10 kV у ТС 35/10 kV Ситари потребно је прихватити део конзума на суседне ТС. Предлаже се превођење 10 kV извод Новоселија из ТС 35/10 kV Ситари на рад под напоном 20 kV и прихватање из правца ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5. Претходно је потребно формирати нову почетну кабловску деоницу из ТС 110/35 kV Бања Лука 5 до ТС 10/0,4 kV Десна Новоселија.

На изводу Ада ресторан из ТС 110/20 kV Бања Лука 2, у постојећем стању, али и за прогнозирана оптерећења из 2024. године, јавила би се преоптерећења надземних деоница на магистралном правцу и лоше напонске прилике на крајевима овог извода. Како би се растеретио извод Ада ресторан потребно је превести део конзума на 20 kV напон (од ТС 10/0,4 kV Врбања Млин до краја извода). Преведени конзум би се прихватио на извод Врбања из ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7. Претходно је потребно формирати кабловске везе на правцу ТС 10/0,4 kV Врбања млин-Пекара Врбања (пролаз)-Врбања млин 2-Вида Њузића.

Појавом новог корисника Буцак 2 стамбено насеље и његовим прикључењем најближем конзуму (извод Буцак 3/1 из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1), поједине кабловске деонице на изводу Буцак 3/1 би се преоптеретиле. Потребно је формирати нови 10 kV извод од ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 до новог корисника Буцак 2 стамбено насеље, полагањем 20 kV кабла. У наредној етапи би се резервно напајање за ново стамбено насеље обезбедило полагањем кабла до новог корисника Лидл и стамбено пословни (прогнозирано за етапу 2025. година).

Нови корисник ел. енергије Металекс-стамбено пословни је лоцирана у близини постојеће ТС 20/0,4 kV Делта Планет 2 која се у постојећем стању напаја из правца ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7. С друге стране како би искористили постојеће кабловске капацитете (из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 постоје положена два 20 kV кабла до локације постојеће ТС 10/0,4 kV 29. новембар), потребно је прихватити новог корисника ел. енергије Металекс-стамбено пословни преко постојећих 20 kV каблова (један напојни, а други резервни кабл) из правца ТС 110/10 kV Бања Лука 2.

Нови корисник ел. енергије Трг МГ Минд предвиђен је да се појави на градском подручју Бања Луке, између постојећих ТС 10/0,4 kV Зенит и ТС 10/0,4 kV Аутопромет Крајина. Ипак, због постојећих дотрајалих кабловских деоница које би се преоптеретиле у нормалном радном режиму приликом прикључења новог корисника ел. енергије, предлаже се формирање новог 10 kV извода из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3, до новог корисника ел. енергије Трг МГ Минд (претходно је неопходна доградња 20 kV постројења у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3). Резервно напајање би се обезбедило прикључењем на постојећи кабловски вод између постојећих ТС 10/0,4 kV Зенит и ТС 10/0,4 kV Аутопромет Крајина, формирањем двострког кабловског прикључка.

Преглед потребних инвестиција у етапи развоја до краја 2024. године дат је у Табела 68.

**Табела 68: Преглед инвестиција у мрежи 35 kV, 20 kV и 10 kV на подручју Електрокрајине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2024	Мрежа 10(20) kV	<b>ТЈ Градишка</b>	
		Прикључак нове ТС 20/0,4 kV Нови каменолом Подградци (2x1000 kVA) из правца ТС 20/0,4 kV Каменолом. Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,64 km МБТС 20/0,4 kV 2x1000 kVA	<i>181.520,00</i>

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		Прикључак нове ТС 20/0,4 kV Царински терминал Градишка (1000 kVA) из правца ТС 20/0,4 kV Царински терминал мост. Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 100 m МБТС 20/0,4 kV 1000 kVA	44.800,00
		Реконструкција деоница 20 kV на одвојку у правцу ТС 20/0,4 kV Барајиша, са извода Градишка из РТС Подгарци – замена стубова, ужета и изолатора. Надземни Al/Fe 35 mm <sup>2</sup> , 3,542 km	179.579,40
		Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Занатски центар и ТС 20/0,4 kV Машински сервис. Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 210 m. Опремање СН блока у МБТС Занатски центар.	29.280,00
<b>ТЈ Нови Град</b>			
		Пребацивање дела конзума са извода Села из РТС Костајница на извод Бачвани из ТС 110/20/10 kV Козарска дубица у циљу побољшања напонских прилика у пределу Костајнице (привремено решење)	-
		Нови извод Лингспер из ТС 110/20 kV Нови Град Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> дужине 1,2 km	81.600,00
		Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Униметал и ТС 20/0,4 kV Индустриска зона 1. Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,4 km.	95.200,00
		Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Стадион и ТС 20/0,4 kV Надвожњак. Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1.2 km.	81.600,00
		Опремање расклопном опремом РТС Благај Опремање укупно шест 20 kV хелија	360.000,00
<b>ТЈ Челинац</b>			
		Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Пословни центар и ТС 20/0,4 kV Нова. Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 240 m. Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Шамац и ТС 20/0,4 kV Нова. Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 500 m. МБТС 20/0,4 kV 1000 kVA	86.320,00
		Нови повезни вод 20 kV између ТС 110/20 kV Челинац (преко извод Скатавци-Поповац) и ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5 (преко извода Свракава) Надземни Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 260 m	12.480,00
<b>ТЈ Козарска Дубица</b>			
		Нови извод Јошик из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,2 km.	105.600,00
		Нови повезни вод 20 kV између извода Костајница и извода Бачевци из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица Надземни Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 20 m	960,00



Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<p><b>Превођење дела 10 kV извода Костајница из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица на 20 kV</b></p> <p>Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 35 mm<sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 20,388 km.</p> <p>Уградња средњенапонског блока 20 kV у 13 трансформаторских станица 20/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 250 kVA: 1 ком,</li> <li>- 160 kVA: 2 ком,</li> <li>- 100 kVA: 7 ком,</li> <li>- 50 kVA: 3 ком.</li> </ul>	<i>1.291.662,80</i>
<b>ТЈ Мркоњић Град</b>			
		<p><b>Реконструкција дела 20 kV извода Купрес из ТС 110/20 kV Шипово.</b></p> <p>Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 20,646 km.</p>	<i>1.288.310,40</i>
<b>ТЈ Лакташи</b>			
		<p><b>Полагање нове деонице кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Лакташи центар 1 и ТС 20/0,4 kV Лакташи центар 2.</b></p> <p>Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 408 m.</p>	<i>27.744,00</i>
		<p><b>Полагање новог кабла постојећом трасом на почетној деоници 20 kV извода Слатина из ТС 110/20 kV Лакташи.</b></p> <p>Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 346 m.</p>	<i>23.528,00</i>
		<p><b>Полагање новог кабла постојећом трасом на почетној деоници 20 kV извода Милошевици из ТС 110/20 kV Лакташи.</b></p> <p>Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 348 m.</p>	<i>23.664,00</i>
		<p><b>Полагање нове кабловске деонице постојећом трасом од ТС 110/20 kV Лакташи до ТС 20/0,4 kV Спортска дворана.</b></p> <p>Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 574 m.</p>	<i>39.032,00</i>
		<p><b>Нови извод Бустер-Слатина из ТС 110/20 kV Бања Лука 8</b></p> <p>Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 850 m.</p>	<i>57.800,00</i>
		<p><b>Нови извод Индустрија из ТС 110/20 kV Лакташи 2</b></p> <p>Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 3 km.</p>	<i>204.000,00</i>
		<p><b>Нови извод индустријска зона Александровац из ТС 110/20 kV Лакташи 2</b></p> <p>Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 2x1,4 km.</p>	<i>232.400,00</i>
<b>ТЈ Прњавор</b>			
		<p><b>Превођење 10 kV извода Прњавор град из ТС 20/10 kV Прњавор 1 на 20 kV</b></p> <p>Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 700 m.</p> <p>Уградња средњенапонског блока 20 kV у једној трансформаторској станици 20/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 630 kVA: 1 ком.</li> </ul>	<i>150.600,00</i>

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Насеље исток 1 и ТС 20/0,4 kV Творница коже.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 920 m.	<i>62.560,00</i>
		<b>Нови извод Пијац из ТС 110/20 kV Прњавор</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 360 m.	<i>24.480,00</i>
		<b>Реконструкција дела 20 kV извода Штрбци из ТС 20/10 kV Прњавор 1.</b> Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 9,743 km.	<i>607.963,20</i>
<b>ТЈ Србац</b>			
		<b>Нови извод Стирокарт из ТС 110/20 kV Србац.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2 km.	<i>136.000,00</i>
<b>ТЈ Приједор</b>			
		<b>Нови извод Индустриска зона Чиркин поље из ТС 110/20 kV Приједор 1.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,840 km.	<i>115.920,00</i>
		<b>Нови извод Индустриска зона Орловци из ТС 110/20 kV Приједор 1.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 3,830 km.	<i>241.290,00</i>
		<b>Полагање кабла 20 kV између Индустриске зоне Чиркин поље и Индустриске зоне Орловци.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2,18 km.	<i>137.340,00</i>
		<b>Нови извод Град-станоградња из ТС 110/20 kV Приједор 3.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,430 km.	<i>100.760,00</i>
		<b>Нови извод Хладњача из ТС 110/20 kV Приједор 3.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2,380 km. <b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Аеродром 7 Неђо и Индустриске зоне Аеродром.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 380 m. <b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Централно гробље и Индустриске зоне Аеродром.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1 km.	<i>249.680,00</i>
		<b>Прикључење нове Индустриска зоне Балтин Баре на извод Гомјеница из ТС 110/20 kV Приједор 1.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,13 km. <b>Полагање резервног кабла за нову Индустриску зону Балтин Баре са извода Рашевци из ТС 35/20 kV Тукови.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,58 km.	<i>184.280,00</i>
		<b>Нови извод Индустриска зоне Целпак из ТС 110/20 kV Приједор 1.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,45 km. <b>Полагање резервног кабла за нову Индустриску зону Целпак од ТС 20/0,4 kV Ласта 2.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 310 m.	<i>119.680,00</i>
<b>ТЈ Бања Лука</b>			

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Филиповића поље и Филиповића поље-стамбено насеље.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 320 m.</p> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Милана Карановића 2 и Филиповића поље-стамбено насеље.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 130 m.</p>	39.600,00
		<p><b>Прикључак Бузак-стамбено насеље на 20 kV кабл између ТС 20/0,4 kV Бранка Поповића 3 и Бинго.</b> Полагање каблова ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 2x40 m</p>	5.040,00
		<p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Нова пијаца и Пијаца.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 130 m.</p> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Сладобони и Пијаца.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 220 m.</p>	30.800,00
		<p><b>Превођење 10 kV извода Новоселија из ТС 35/10 kV Ситари на 20 kV</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 1,823 km. Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 5,442 km. Уградња 20 kV опреме у 13 трансформаторских станица 10/0,4 kV. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 630 kVA: 1 ком, - 400 kVA: 4 ком, - 250 kVA: 6 ком, - 100 kVA: 2 ком, - 50 kVA: 1 ком.</p>	619.884,00
		<p><b>Превођење 10 kV дела извода Ада ресторан из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 на 20 kV</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 380 m. Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 2,579 km. Уградња 20 kV опреме у 14 трансформаторских станица 10/0,4 kV. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 1000 kVA: 1 ком, - 630 kVA: 1 ком, - 400 kVA: 3 ком, - 250 kVA: 4 ком, - 160 kVA: 2 ком, - 100 kVA: 1 ком.</p> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Пекара Врбања и Врбања Млин 2.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 440 m.</p> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Виде Њизића и Врбања Млин 2.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 570 m.</p>	663.672,00

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		Нови извод Будац 2-стамбено насеље из ТС 110/35/20 kV Бања Лука 1. Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,5 km.	132.000,00
		Прикључење Металекс-стамбено пословни на ТС 110/10 kV Бања Лука 1 преко постојећих 20 kV каблова ХНЕ Al 240 mm <sup>2</sup> и ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> дужине 2x1,7 km.	-
		Нови извод Трг МГ Минд из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3. Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2 km. Прикључак Трг МГ Минд на 20 kV кабл између ТС 20/0,4 kV Зенит и Аутопромет Крајина. Полагање каблова ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x70 m	186.920,00
<b>Укупно у 2024. години</b>			<b>8.255.549,80</b>

#### 6.1.1.2. Развој мреже у етапи до краја 2025. године

##### Теренска јединица Градишка

Нова ТС 20/0,4 kV Нова Топола Центар, на којој је кроз прогнозу потрошње виђено да се прикључе нови корисници ел. енергије, лоцирана је између постојећих ТС 20/0,4 kV Здравствена станица и Творница сточне хране. У близини потенцијалне локације ТС 20/0,4 kV Нова Топола Центар пролазе два 20 kV кабловска вода на изводу Амбуланта и Агроиндустријска зона из ТС 110/20 kV Нова Топола. Имајући у виду да извод Агроиндустријска зона претежно напаја индустријске кориснике, а извод Амбуланта претежно широку потрошњу, потребно је да се ТС 20/0,4 kV Нова Топола Центар прикључи на извод Амбуланта. Потребно је положити двоструки кабловски вод од ТС 20/0,4 kV Нова Топола Центар до постојећег кабла ТС 20/0,4 kV Здравствена станица - ТС 20/0,4 kV Творница сточне хране, где би се формирале две спојнице (прикључак по принципу „улаз-излаз“).

Нова пословна зона Лиман, појавила би се на подручју између 10 kV мреже извода Чатрња и Лиман из ТС 110/20/10 kV Градишка. Са друге стране, из ТС 110/20 kV Градишка 2 већ је формиран кабловски извод „Пословна зона Лиман“ који би требао да прихвати ново оптерећење на подручју Пословне зоне Лиман. Потребно је положити нови кабл од тачке где се завршава постојећа изводана кабловска деоница из ТС 110/20 kV Градишка 2 за извод Пословна зона Лиман до локације Пословне зоне Лиман.

Магистрални правац извода Србац из ТС 110/20 kV Нова Топола због дотрајалости је непоуздан и неопходно га је комплетно реконструисати. Потребно је комплетно реконструисати дотрајале деонице заменом стубова, ужади и изолације.

##### Теренска јединица Нови Град

Магистрални правац извода Блатна из ТС 35/20 kV Нови Град је грађен седамдесетих година прошлога века. Ако се узме животни век вода од 50 година, деонице на изводу Блатна излазе из погона због дотрајалости. Велики број стубова је дотрајао и неопходна је комплетна реконструкција (замена стубова, ужета и изолације) на делу магистралног правцу у дужини од око 9,9 km.

##### Теренска јединица Челинац

На подручју Кнежева у постојећем стању, при максималном оптерећењу дистрибутивног конзума (у тренутку врха ТС 110/X kV) јавља се проблем преоптерећења јединог трансформатора 35/20 kV у ТС 35/20 kV Кнежево. За прогнозирана оптерећења до краја перспективног периода овај проблем био би још израженији. Такође, преко 35 kV водова на које су прикључене МХЕ пласира се снага која њиховом максималном ангажовању износити око 17 MVA (забележено преко 16 MVA у 2022. години). Овако висока ангажована снага МХЕ често превазилази потребе дистрибутивног конзума Кнежева, па се вишак пласира преко 35 kV вода, дугачког преко 16 km, до ТС 110/35/20 kV Котор Варош. Ово оптерећење ствара значајне губитке у 35 kV дистрибутивној мрежи, што је показала анализа постојећег стања. Такође, у анализи постојећег стања указано је на проблем

сигурности на подручју Кнежева до којег се енергија пласира радијално преко 35 kV вода и дистрибуира у 20 kV мрежу преко једног трансформатора 35/20 kV (4 MVA). Како би се решио проблем произведене енергије МХЕ, преоптерећења постојеће јединице 35/20 kV у ТС 35/20 kV Кнежево и обезбедило сигурно напајање СН конзума на подручју Кнежева, предлаже се изградња нове ТС 110/35/20 kV Кнежево.

Предложена локација нове ТС 110/35/20 kV Кнежево је у близини постојеће ТС 35/20 kV Кнежево, а напајање би се обезбедило преко новог 110 kV вода из правца ТС 110/35/20 kV Котор Варош. Инсталисана снага нове ТС би била 2x20/20/6,67 MVA. Један трансформатор 110/20 kV снаге 20 MVA прихватио би постојећи конзум ТС 35/20 kV Кнежево формирањем укупно пет 20 kV извода. Други трансформатор 110/35/20 kV снаге 20/20/20 MVA би у нормалном погону прихватао генерисано оптерећење МХЕ преко 35 kV сабирница и пласирао у преносни систем, док би 20 kV страна трансформатора била искључена, тј. служила би као резерва првом трансформатору (аутономна резерва). Такође, на сабирнице 35 kV у ТС 110/35/20 kV Кнежево прикључио би се постојећи 35 kV вод ТС 110/35/20 kV Котор Варош-ТС 35/20 kV Кнежево.

Након изградње нове ТС 110/35/20 kV Кнежево, растеретила би се постојећа ТС 110/35/20 kV Котор Варош, односно јединица Т2 преко које се у постојећем стању пласира енергија до ТС 35/20 kV Кнежево. Предлаже се пуштање јединице Т2 у погон са трансформацијом 110/20 kV и отварање секционог растављача између 20 kV секција сабирница. На овај начин би свака јединица 110/20 kV у ТС 110/35/20 kV Котор Варош напајала по једне 20 kV секције. Такође, предлаже се повећање референтног напона на сабирницама 20 kV, чиме би се решили проблеми ниских напона на крајевима извода Масловаре и Шипраге из ТС 110/35/20 kV Котор Варош.

### **Теренска јединица Козарска Дубица**

Полагањем нове кабловске деонице из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица до првог стуба на надземне мреже извода Механика Дубичка раван, формиран је нови 10 kV извод Јошик. У циљу гашења 10 kV напона на подручју ТЈ Козарска Дубица потребно је припремити и превести 10 kV извод Јошик за рад под напоном 20 kV. Зато је неопходно заменити све изолаторе на надземним деоницама, уградити СН блокове, заменити опрему 10 kV са опремом 20 kV и заменити трансформаторе 10/0,4 kV са трансформаторима 20/0,4 kV у свим трансформаторским станицама 10/0,4 kV на изводу Јошик.

У етапи развоја 2024. година, део конзума Костајница из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица преведен је на напонски ниво 20 kV и прихваћен преко нове 20 kV везе на извод Бачвани из исте напојне ТС. Преостали део СН мреже на изводу Костајница потребно је превести на 20 kV напон и прихватити из правца ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица. За превођење преосталог дела конзума извода Костајница из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица на 20 kV напон, неопходно је претходно припремити конзум за рад под напоном 20 kV, што подразумева замену опреме са изолацијом 10 kV опремом са изолацијом 20 kV. Након превођења читавог конзума извода Костајница на рад под напоном 20 kV потребно је део конзума који је прихваћен на извод Бачвани вратити на извод Костајница.

### **Теренска јединица Мркоњић Град**

Постојећи напојни кабл пресека 240 mm<sup>2</sup> од ТС 110/20 kV Шипово до РТС Шипово има изолацију за 20 kV напон, што значи да може прихватити читав конзум са РТС Шипово након превођења на 20 kV напон. За прелазак већег дела 10 kV конзума из РТС Шипово на рад под напоном 20 kV потребно је положити нове 20 kV каблове пресека 150 mm<sup>2</sup> уместо постојећих 10 kV каблова (истом трасом) и заменити изолацију на надземним деоницама извода Брашњево, Пилана и Трико, односно заменити опрему 10 kV са опремом 20 kV у свим ТС 10/0,4 kV. Како би постојећи 10 kV извод Шипово из РТС Шипово наставио са радом под напоном 10 kV, потребно је положити нови 20 kV кабл од ТС 110/20/10 kV Шипово до РТС Шипово који би прихватио 10 kV извод Шипово.

На постојећем 20 kV изводу Соколац из ТС 110/20/10 kV Шипово, започета је реконструкција далековода (заменом ужета, изолације и стубова). Како би се повећала поузданост овог дела СН мреже, потребно је комплетно реконструисати преостали део извода Соколац (замена ужета, стубова и изолације).

### **Теренска јединица Лакташи**

У анализи постојећег стања указано је да на магистралном правцу извода Трн из ТС 110/20 kV Лакташи постоје високо оптерећене деонице. За прогнозирана оптерећења са краја перспективног

периода ове деонице би се преоптеретиле. Неопходно је растерећење извода Трн. зашта је потребно формирати нови 20 kV извод из ТС 110/20 kV Бања Лука 8 који би прихватио део индустријског конзума са извода Трн. Полаже се 20 kV кабл од ТС 110/20 kV Бања Лука 8 до ТС 20/0,4 kV Међугорје Велико Блашко. Како би се формирао доминантно индустријски конзум на новом изводу потребно је формирање нове 20 kV везе између ТС 20/0,4 kV Доњи Шушњари и ТС 20/0,4 kV Гајићи. Преко нове везе на нови извод из ТС 110/20 kV Бања Лука 8 прихватио би се део индустријског конзума извода Шушњари из ТС 110/20 kV Бања Лука 8.

Нови корисник ел. енергије Искра-Маховљани лоциран је на подручју насељеног места Маховљани, чији се конзум напаја преко извода Александровац из ТС 110/20 kV Лакташи. Имајући у виду прогнозирано оптерећење до краја перспективног периода на изводу Александровац, није могуће прихватити новог корисника ел. енергије на овом изводу. Зато је непоходно прихватити новог корисника ел. енергије преко извода Топола из ТС 110/20 kV Лакташи, полагањем кабловске деонице. Резервно напајање новог корисника би се обезбедило формирањем 20 kV везе ТС 20/0,4 kV Маховљани – Искра-Маховљани.

Нови корисник ел. енергије је прогнозиран да се појави на подручју Слатина бања. Потребно га је прикључити на постојећи кабловски вод ТС 20/0,4 kV Зотовић – ТС 20/0,4 kV Зотовић 2, преко двоструког прикључка по принципу "улаз-излаз".

### **Теренска јединица Прњавор**

Надземне деонице на изводу Хрвањани из ТС 110/20 kV Прњавор су дотрајале и неопходна им је комплетна реконструкција. Потребна је комплетна реконструкција (замена стубова, изолатора и ужета) на свим деоницама извода Хрвањани.

Такође, надземне деонице на изводу Штрбци из ТС 20/10 kV Прњавор 1 су дотрајале и неопходна им је комплетна реконструкција. Потребна је комплетна реконструкција (замена стубова, изолатора и ужета) на свим деоницама извода Штрбци.

Уже подручје Вијака тренутно се напаја из ТС 110/20 kV Прњавор. Урбанистичким плановима на подручју Прњавора планирано је значајно повећање индустријске потрошње и повећање конзума широке потрошње посебно на подручју Вијака. С обзиром на дислокацију будућих потрошача у односу на постојећу ТС 110/20 kV Прњавор, уградња нове трансформације или повећање инсталисане снаге трансформатора, не би имало техно-економску оправданост јер би то значило дуге дистрибутивне водове, падове напона и губитке у дистрибутивној мрежи. Стога је потребна нова ТС 110/20 kV Прњавор 2 чија локација би била на подручју Вијака, у центру конзума планиране потрошње. ТС 110/20 kV Прњавор 2 у 110 kV мрежу ће се увезати по принципу „улаз – излаз“ на постојећи ДВ 110 kV Прњавор – Дервента.

Узимајући у обзир доступне податке о локацији будуће ТС 110/20 kV Прњавор 2, потребно је прихватити постојећи индустријски конзум са извода Клаоница-Пијаца и конзума Индустријске зоне 1 (пресацењем постојећег кабла у правцу ТС 20/0,4 kV The Welly). Обзиром да будућа ТС 110/20 kV Прњавор 2 ће бити лоцирана у непосредној близини почетне кабловске деонице на изводу Штрбци, потребно је увођење овог кабла у нову ТС 110/20 kV Прњавор 2. На овај начин формирала би се укупно четири 20 kV извода, од којих би три напојила три постојећа извода (два са извода Клаоница-Пијаца и један за Штрбце), док би преостали извод формирао везу са ТС 20/10 kV Прњавор 1. У перспективи, након преласка 10 kV извода Кулеша и Вијечани на рад под напоном 20 kV и конзуми ових извода би се прихватили из правца нове ТС 110/20 kV Прњавор 1.

### **Теренска јединица Србац**

Да би се обезбедило сигурно напајање корисника ел. енергије у Индустријској зони Црнаја из ТС 110/20 kV Србац, потребно је формирати нови 20 kV извод из ТС 110/20 kV Србац. Полаже се нови кабл од ТС 110/20 kV Србац до ТС 20/0,4 kV Водовод Пребљези, у којој је потребно формирати везу новог кабла са надземном деоницом у правцу индустријске зоне Црнаја. На овај начин би се индустријска зона Црнаја прихватила на новоформирани извод из ТС 110/20 kV Србац.

### **Теренска јединица Приједор**

Нови корисник електричне енергије, виђен кроз прогнозу потрошње до краја перспективног периода, предвиђено је да се појави у непосредној близини постојеће РТС Козарац. Како би се нови корисник прихватио на постојећу 20 kV мрежу потребно је положити нови кабловски вод из

РТС Козарац до новог корисника. Због важности подручја (војска, наменска производња итд.) постоји могућност да ће нови корисник преузимати ел. енергију директно из преносног система.

Нова индустријска зона Брезичани, предвиђено је да се појави у близини постојеће индустријске зоне лоциране северо-западно од ТС 110/20 kV Приједор 3. Имајући у виду прогнозирано оптерећење индустријске зоне Брезичани до краја перспективног периода, као и њену локацију, потребно ју је прикључити на постојећи 20 kV извод Велепроммет из ТС 110/20 kV Приједор 3. Прикључење би се формирало преко новог кабла из правца ТС 20/0,4 kV Приједорчанка 2. Резервно напајање би се обезбедило преко извода Брезичани, полагањем кабла од стуба са којег постојећи кабл прелази испод магистралног пута до индустријске зоне Брезичани.

### **Теренска јединица Бања Лука**

Нови корисник ел. енергије Метал (стамбено насеље) лоциран је на простору у близини постојеће ТС 10/0,4 kV Метал. Узимајући прогнозирано оптерећење будућег стамбеног насеља предлаже, није могуће прихватити ново стамбено насеље на постојећу СН мрежу. Зато је потребно формирати нови 20 kV извод из ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7. Резервно напајање новог корисника Метал (стамбено насеље) би се обезбедило полагањем другог паралелног кабла из ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7.

У близини постојеће ТС 10/0,4 kV Палас, у етапи развоја 2025. година, предвиђена је појава новог корисника ел. енергије Палас и МГ Минд. Прихватање новог корисника на постојећу СН мрежу из ТС 110/10 kV Бања Лука 1 није могуће због могућег преоптерећења дотрајалих кабловских деоница. Зато је потребно да се нови корисника ел. енергије Палас и МГ Минд прихвати из правца ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3, преко извода Максима Горког. Ово је могуће полагањем нове кабловске деонице између ТС 20/0,4 kV Максима Горког и ТС 20/0,4 kV Палас и МГ Минд.

Нови корисник ел. енергије Проинтер ће се појавити на локацији која се налази у близини постојеће ТС 10/0,4 kV Пошта. Анализе су показале да је могуће прикључити новог корисника на постојећу СН мрежу, односно на деоницу ТС 10/0,4 kV Пошта-ТС 10/0,4 kV Ханиште. Прикључење се реализује полагањем двоструког кабловског вода (по принципу „улаз-излаз“). На овај начин нови корисник Проинтер би се прикључио на извод Живојина Мишића из ТС 110/10 kV Бања Лука 2.

Анализом перспективне мреже у последњој етапи развоја (са прогнозираним оптерећењима из 2034. године), процењено је да нови корисник ел. енергије Лидл и стамбено пословни се може прикључити на постојећу СН мрежу, односно на извод Бранка Поповића из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1. Прикључење би се реализовало формирањем кабловске везе од ТС 10/0,4 kV Лидл и стамбено пословни до постојеће ТС 10/0,4 kV Центрум 1. Резервна веза за новог корисника ел. енергије би се обезбедила полагањем кабла до новог корисника ел. енергије Буцак 2-стамбено насеље.

Предвиђена локација новог корисник ел. енергије индустријска зона Јелшинград налази се на подручју индустријског комплекса Јелшинград. За прикључење нове индустријске зоне потребно је формирати нови 10 kV извод из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1, полагањем директног 20 kV кабла између ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 и индустријске зоне Јелшинград. Сигурно напајање будућег корисника се обезбеђује формирањем кабловских везе од индустријске зоне Јелшинград до постојеће ТС 10/0,4 kV Јелшинград ТАС 2, односно до ТС 10/0,4 kV Јелшинград ТАС 3.

За прогнозирана оптерећења из последње етапе перспективног периода, 10 kV намотаји јединице Т1 у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 би се преоптеретили. Зато је неопходно растерећење, а решење представља превођење 10 kV конзума на рад под напоном 20 kV. Један од 10 kV извода који се преводи на 20 kV радни напон јесте 10 kV извод Петра Мећаве 2. За превођење извода Петра Мећаве 2 претходно је неопходно припремити мрежу за рад под напоном 20 kV, што подразумева полагање нових кабловских деоница са изолацијом 20 kV уместо дотрајалих каблова са изолацијом 10 kV, постојећим трасама. Такође, неопходно је заменити опрему 10 kV са опремом 20 kV у свим ТС 10/0,4 kV које су прикључене на извод Петра Мећаве 2. Након превођења на напонски ниво 20 kV извода Петра Мећаве 2, потребно је формирати резервну везу за овај 20 kV извод, а то се постиже формирањем нове 20 kV везе ТС 20/0,4 kV Косовска 2 - ТС 20/0,4 kV Тице Дивљаци (веза се изводом Сарачица из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3).

Из истог разлога због којег је реализована претходна инвестиција у 2025. години, потребно је превођење конзума извода Петричевац из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 на рад под напоном 20 kV.

За прелазак на рад под напоном 20 kV, као и у случају превођења конзума на изводу Петра Међаве 2, неопходно је припремити мрежу на изводу Петричевац, тј. заменити 10 kV каблове са новим 20 kV кабловима, замена изолатора 10 kV са изолаторима 20 kV, уградња опреме 20 kV у ТС 10/0,4 kV итд.

Како би претходне две инвестиције биле реализоване, претходно је неопходно извршити реконструкцију и доградњу постојећег 20 kV постројење у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3, јер постојећи капацитети нису довољни (нема слободних 20 kV хелија).

За прогнозирана оптерећења из 2025. године, почетна кабловска деоница (IPO13) на изводу Топлана из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 би се преоптеретила. Како би се превазишао могући проблем, потребно је заменити критичну деоницу новим 20 kV каблом типа ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, истом трасом.

Преглед потребних инвестиција у етапи развоја до краја 2025. године дат је у Табела 69.

**Табела 69: Преглед инвестиција у мрежи 35 kV, 20 kV и 10 kV на подручју Електрокрајине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)	
2025	Мрежа 35 kV	<b>ТЈ Челинац</b>		
		<b>Нова ТС 110/20 kV Кнежево.</b> Надземни Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> , 300 m	<b>24.000,00</b>	
	Мрежа 10(20) kV	<b>ТЈ Градишка</b>		
		<b>Прикључак нове ТС 20/0,4 kV Нова Топола центар (1x1000 kVA) на постојећи кабл ТС 20/0,4 kV Здравствена станица Топола- ТС 20/0,4 kV Творница сточне хране.</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x80 m. МБТС 20/0,4 kV 1x1000 kVA	<b>46.080,00</b>	
		<b>Нови извод Пословна зона Лиман (9x1000 kVA) из ТС 110/20 kV Градишка 2.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 4,45 km. 9xМБТС 20/0,4 kV 1x 1000 kVA	<b>626.600,00</b>	
		<b>Реконструкција 20 kV извода Србац из ТС 110/20 kV Нова Топола.</b> Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 8,846 km.	<b>551.990,4</b>	
		<b>ТЈ Нови Град</b>		
		<b>Реконструкција 20 kV извода Блатна из ТС 35/20 kV Нови Град.</b> Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 9,879 km.	<b>616.449,6</b>	
		<b>ТЈ Челинац</b>		
		<b>Нова ТС 110/20 kV Кнежево.</b> Каблови ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , укупне дужине 480 m за формирање нових 20 kV извода.	<b>32.640,00</b>	
<b>ТЈ Козарска Дубица</b>				



Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<p><b>Превођење новог 10 kV извода Јошик из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV кабла ХНЕ Аl 150 mm<sup>2</sup>, дужине 467 m.</p> <p>Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 22,77 km.</p> <p>Уградња 20 kV опреме у 15 трансформаторских станица 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 1000 kVA: 1 ком,</li> <li>- 400 kVA: 1 ком,</li> <li>- 250 kVA: 3 ком,</li> <li>- 160 kVA: 5 ком,</li> <li>- 100 kVA: 4 ком.</li> <li>- 50 kVA: 1 ком.</li> </ul>	<b>619.996,00</b>
		<p><b>Превођење другог дела 10 kV извода Костајница из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV кабла ХНЕ Аl 150 mm<sup>2</sup>, дужине 129 m.</p> <p>Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 18,81 km.</p> <p>Уградња 20 kV опреме у 8 трансформаторских станица 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 160 kVA: 3 ком,</li> <li>- 100 kVA: 4 ком.</li> <li>- 50 kVA: 1 ком.</li> </ul>	<b>580.492,00</b>
<b>ТЈ Мркоњић Град</b>			
		<p><b>Превођење 10 kV извода Брешњево, Пилана и Трико из РТС 10 kV Шипово на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV каблова ХНЕ Аl 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 1,294 km.</p> <p>Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Аl/Fe 50 mm<sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 2,645 km.</p> <p>Уградња 20 kV СН блока у једној трансформаторских станица 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња 20 kV опреме у 2 трансформаторских станица 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 400 kVA: 2 ком,</li> <li>- 250 kVA: 1 ком.</li> <li>- 160 kVA: 1 ком.</li> </ul>	<b>369.163,00</b>
		<p><b>Реконструкција 20 kV извода Соколац из ТС 110/20 kV Шипово.</b></p> <p>Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Аl/Fe 50 mm<sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 21,079 km.</p>	<b>1.315.329,60</b>
<b>ТЈ Лакташи</b>			

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<b>Нови извод Међугорје из ТС 110/20 kV Бања Лука 8.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 5,1 km.	<b>413.440,00</b>
		<b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Доњи Шушњари и Гајићи.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 980 m.	
		<b>Прикључак новог корисника ел. енерије Искра Маховљани на постојећу СН мрежу.</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 890 m	<b>60.520,00</b>
		<b>Прикључење Слатина пословни на РТС Слатина.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x100 m.	<b>12.600,00</b>
<b>ТЈ Прњавор</b>			
		<b>Реконструкција дела 20 kV извода Хрвањани из ТС 110/20 kV Прњавор.</b> Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 18,839 km.	<b>1.175.553,60</b>
		<b>Реконструкција другог дела 20 kV извода Штрбци из ТС 20/10 kV Прњавор 1.</b> Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 31,777 km.	<b>1.982.884,80</b>
		<b>Нова ТС 110/20 kV Прњавор 2.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 600 m.	<b>40.800,00</b>
<b>ТЈ Србац</b>			
		<b>Нови извод Водовод Пребљези из ТС 110/20 kV Србац.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 7 km.	<b>476.000,00</b>
<b>ТЈ Приједор</b>			
		<b>Прикључење нове индустријска зоне Козарац на РТС Козарац.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 160 m.	<b>10.880,00</b>
		<b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Приједорчанка 2 и Индустријска зона Брезичани.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 520 m. <b>Полагање кабла 20 kV између стуба на изводу Брезичани из ТС 110/20 kV Приједор 3 и Индустријска зона Брезичани.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 750 m.	<b>86.360,00</b>
<b>ТЈ Бања Лука</b>			
		<b>Два нова извода за Метал (стамбено насеље) из ТС 110/20 kV Бања Лука 7.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x3,75 km.	<b>510.000,00</b>
		<b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Максима Горког и Палас и МГ Минд.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,5 km.	<b>132.000,00</b>
		<b>Прикључак Проинтер на 20 kV кабл између ТС 20/0,4 kV Пошта и Ханиште.</b> Полагање каблова ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x70 m.	<b>10.920,00</b>

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Центрум 1 и Лидл и стамбено пословни.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 310 m.</p> <p><b>Полагање кабла 20 kV између Лидл и стамбено пословни и Буцак 2-стамбено насеље.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 830 m.</p>	94.120,00
		<p><b>Нови извод индустријска зона Јелшинград из ТС 110/20 kV Бања Лука 1.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 600 m.</p> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 10/0,4 kV Тас 2 и индустријска зона Јелшинград.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 100 m.</p> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 10/0,4 kV Тас 3 и индустријска зона Јелшинград.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 100 m.</p>	58.400,00
		<p><b>Превођење 10 kV извода Петра Међаве 2 из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 на 20 kV</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 2,047 km. Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 351 m. Уградња СН 20 kV блокова у 6 трансформаторских станица 10/0,4 kV. Уградња 20 kV опреме у 3 трансформаторске станице 10/0,4 kV. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 630 kVA: 6 ком, - 250 kVA: 2 ком, - 160 kVA: 1 ком.</p> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Косовска 2 и Тице Дивљаци.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 800 m.</p>	548.808,00
		<p><b>Превођење 10 kV извода Петричевац из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 на 20 kV</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 470 m. Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 7,199 km. Уградња СН 20 kV блокова у 5 трансформаторских станица 10/0,4 kV. Уградња 20 kV опреме у 5 трансформаторских станица 10/0,4 kV. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 630 kVA: 2 ком, - 400 kVA: 3 ком, - 250 kVA: 4 ком, - 160 kVA: 1 ком.</p>	480.348,00
		<p><b>Замена кабла између ТС 110/10 kV Бања Лука 1 и ТС 20/0,4 kV Тице Дивљаци.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 348 m.</p>	30.624,00

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		Реконструкција и доградња 20 kV постројења у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.	-
<i>Укупно у 2025. години</i>			<i>10.906.999,00</i>

### 6.1.1.3. Развој мреже у етапи до краја 2026. године

#### **Теренска јединица Градишка**

Нова ТС 20/0,4 kV Градска зона Градишка на којој је кроз прогнозу потрошње виђено да се прикључе нови корисници ел енергије, лоцирана је на источној периферији Градишке, у близини Топлане. У близини потенцијалне локације нове ТС 20/0,4 kV Градска зона Градишка пролазе три 20 kV кабловска вода на изводу Јелшинград нови, Хиста школа и Крошња из ТС 110/20 kV Градишка. Анализирајући ниво оптерећења сва три извода, извод Јелшинград нови би имао најнижи ниво оптерећења до краја перспективног периода, али напада индустријске потрошаче и не би требало прикључивати потрошаче из широке потрошње. Друга два извода би имала приближно исти ниво оптерећења. Потребно је да се нова ТС 20/0,4 kV Градска зона Градишка прикључи на извод Крошња. Прикључење би се извршило полагањем двоструког кабловског вода од ТС 20/0,4 kV Градска зона Градишка до постојег кабла ТС 110/20 kV Градишка – ТС 20/0,4 kV Јелшинград 2, где би се формирале две спојнице (прикључак по принципу „улаз-излаз“).

Средњенапонско конзумно подручје ТС 110/20/10 kV Градишка чини мрежа напонског нивоа 10 kV и 20 kV. На подручју ТЈ Градишка, али и читаве Електрокрајине, постоји вишедеценијска припрема у циљу гашења напонског нивоа 10 kV и прелазак на рад под напоном 20 kV. Из овог разлога је потребно да се изврши припрема и превођење 10 kV извода из ТС 110/20/10 kV Градишка на рад под напоном 20 kV, а између осталих и извода Чатрња. На овај начин решио би се проблем високо оптерећених почетних надземних деоница на изводу Чатрња, који би се јавио за прогнозирана оптерећења до краја перспективног периода. Осим замене изолације 10 kV са изолацијом 20 kV потребно је заменити и уже на свим деоницама Al/Fe 25 mm<sup>2</sup> са ужетом пресека Al/Fe 35 mm<sup>2</sup>.

Постојећи 10 kV изводи Чатрња и Лиман из ТС 110/20/10 kV Градишка, формирају петљу. Након превођења извода Чатрња на 20 kV напон неопходно је задржати функционалност постојеће петље. Зато је неопходно припремити и пустити у рад СН конзум са извода Лиман на напонски ниво 20 kV.

#### **Теренска јединица Нови Град**

На магистралном правцу извода Доберљин из ТС 110/20 kV Нови Град деонице су дотрајала и неопходна им је комплетна реконструкција (замена стубова, ужета и изолације). Како би се реализовала ова инвестиција потребно је комплетно реконструирати деонице на магистралном правцу извода Доберљин из ТС 110/20 kV Нови Град у дужини од око 24 km.

#### **Теренска јединица Челинац**

Сигурно нападање извода Бранешци из ТС 110/20 kV Укрини, који је радијално напајан, могла би се обезбедити формирањем 20 kV веза са другим изводима. Један од начина јесте изградња нове деонице између ТС 20/0,4 kV Млинска Ријека 2 и ТС 20/0,4 kV Брезичани.

#### **Теренска јединица Козарска Дубица**

У циљу гашења 35 kV и 10 kV напонског нивоа на подручју Електрокрајине, а самим тим и на подручју ТЈ Козарска Дубица, потребно је извршити припреме а касније и превођење 10 kV конзума напајаног из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица за рад под напоном 20 kV. Кроз етапу развоја 2026. године, потребно је припремити и превести 10 kV конзум извода СИП из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица, што подразумева полагање нових 20 kV каболова уместо старих каблова са изолацијом 10 kV, као и замену опреме 10 kV са опремом 20 kV у ТС 10/0,4 kV (што подразумева и замену трансформатора 10/0,4 kV са јединицама 20/0,4 kV).

У етапи развоја 2026. година, поред превођења извода СИП потребно је припремити извод Механика Дубичка раван за рад под напоном 20 kV, али се не планира и њено пуштање под 20 kV. Потребно је заменити све кабловске деонице са 10 kV изолацијом, полагањем нових 20 kV каблова постојећим трасама.

### **Теренска јединица Мркоњић Град**

На 10 kV изводу Чађавица из ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град у постојећем стању јављају се ниски напони у режиму максималних оптерећења (на нивоу врха ТС 110/X kV), изван технички дозвољених граница (9,34 kV). За прогнозирана оптерећења из последње етапе перспективног периода, напонске прилике би биле лошије (нешто изнад 9 kV) и неопходно је инвестирати у овај део мреже како би се овај проблем решио. Имајући у виду гашење 10 kV напонског нивоа на подручју ТЈ Мркоњић Град, као решење се намеће превођење читавог 10 kV конзума са извода Чађавица на напонски ниво 20 kV. Превођењу конзума извода Чађавица на 20 kV напон претходе припреме које подразумевају уградњу опреме за рад под напоном 20 kV уместо постојеће 10 kV опреме. Након преласка на 20 kV напонски ниво, напонске прилике се значајно поправљају у овом делу СН мреже.

Постојеће ТС 10/0,4 kV Фабрика вијака и Мањача нападају се преко посебних 10 kV кабловских извода из ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град. Превођењем ова два индустријска извода на 20 kV напонски ниво доводи до гашење трансформације 20/10 kV у ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град.

У циљу сигурног нападања кабловског конзума на градском и приградском подручју Мркоњић Града, потребно је положити нову кабловску деоницу од ТС 20/0,4 kV Градња управа до ТС 20/0,4 kV Петља. На овај начин обезбедило би се сигурно нападање за део конзума на изводу Град 1 и Град 2 из ТС 110/20 kV Мркоњић Град

### **Теренска јединица Лакташи**

На изводима Аутопут Јаблан и Шушњари из ТС 110/20 kV Бања Лука 8, који су радијално напајани, налазе се значајни индустријски корисници. Како би се обезбедила сигурност за овај део конзума потребно је да се формира резервна кабловска веза између ТС 20/0,4 kV Хидро коп и ТС 20/0,4 kV Наплатна кућица Гламочани. Осим за значајне индустријске кориснике ел енергије формирањем ове везе обезбедила би се сигурност у нападању и за значајан део конзума са извода Аутопут Јаблан и Шушњари из ТС 110/20 kV Бања Лука 8.

За прогнозирана оптерећења до краја перспективног периода извод Александровац из ТС 110/20 kV Лакташи би се значајно оптеретио. У циљу његовог растерећења потребно је формирати нови извод Ороз из ТС 110/20 kV Лакташи, полагањем кабловског вода до ТС 20/0,4 kV Ороз. На овај начин би нови извод Ороз прихватио значајан део конзума са извода Александровац из ТС 110/20 kV Лакташи.

У циљу лакше манипулације и поузданости у раду дистрибутивног система на подручју ТЈ Лакташи, потребно је на изводу Четојевци из РТС Слатина и изводу Трн из ТС 110/20 kV Лакташи уградити два нова реклозера.

### **Теренска јединица Прњавор**

Кроз претходној етапу развоја (2025. година) започета је реконструкција СН мреже на изводу Хрвањани из ТС 110/20 kV Прњавор. Наиме, надземне деонице на изводу Хрвањани из ТС 110/20 kV Прњавор су дотрајале и из тог разлога неопходна је комплетна реконструкција. Потребно је извршити комплетну реконструкцију (замена стубова, изолатора и ужета) на свим преосталим деоницама извода Хрвањани.

Нова Индустријска зона у Прњавору има тенденцију развоја у скоријој будућност, али због недостатака улазних података није сагледана кроз прогнозу потрошње. Ипак, неопходно је предвидети њен развој и предложити техничка решења која ће напојити овај део будућег конзума, а да при томе буду задовољени сви технички критеријуми. Зато је потребно формирати нову везу између Индустријске зоне 1 и извода Вијака, како би за оба индустријска конзума било обезбеђено сигурно нападање.

### **Теренска јединица Србац**

Да би се обезбедило сигурно нападање дела конзума на изводу Ситнеши Лепеница (одцеп Срђевићи) из ТС 110/20 kV Србац, потребно је изградити нову надземну деоницу (СКС) од ТС 20/0,4 kV Новковићи - ТС 20/0,4 kV Марићи.

### **Теренска јединица Приједор**

За прогнозирана оптерећења из последње етапе перспективног периода, једини трансформатор 110/20 kV у ТС 110/20 kV Приједор 3 би се преоптеретио у нормалном радном режиму. Узрок преоптерећења су пре свега нови корисници ел.енергије, виђени кроз прогнозу потрошње

електричне енергије и снаге, а који гравитирају ТС 110/20 kV Приједор 3. Како би се растеретила постојећа јединица 110/20 kV у ТС 110/20 kV Приједор 3 и обезбедила аутономна резерва у овој ТС, потребно је уградити другу јединицу 110/20 kV у ТС 110/20 kV Приједор 3, инсталисане снаге 20 MVA.

Кроз анализу постојећег стања, сагледана је могућност резервног напајања у градској кабловској СН мрежи. Анализа је показала да извод Врбице из ТС 110/20 kV Приједор 1 нема испуњен критеријум сигурности „n-1“. Како би се обезбедило сигурно напајање конзума са извода Врбице потребно је положити нови кабл од ТС 20/0,4 kV Врбице 2 Доња Орловача до ТС 20/0,4 kV Тополик. Након формирања ове везе потребно је прихватити ТС 20/0,4 kV Топлик на извод Врбице.

На почетним деоницама магистралног правца извода Черјаци из ТС 110/20 kV Приједор 3, уграђено је уже пресека Al/Fe 25 mm<sup>2</sup>. На овим деоницама генеришу се нешто већи губици ел. енергије. Како би се овај проблем превазишао потребно је заменити постојеће уже са ужетом пресека Al/Fe 50 mm<sup>2</sup>, од тачке одвајања за ТС 20/0,4 kV Черјеци 5 Тринаеста до стуба са којег се одваја резервни вод за извод Хладњача.

За прогнозирана оптерећења из последње етапе перспективног периода, на изводу Стара Лисина из РТС Козарац имале би се лоше напонске прилике (нешто изнад 19 kV) у нормалном радном режиму. Решење представља формирање повезног вода између извода Стара Лисина из РТС Козарци и Кевљани из ТС 110/20 kV Приједор 5. Неопходно је изградити надземну деоницу пресека Al/Fe 50 mm<sup>2</sup>, између тачке одвајања за ТС 20/0,4 kV Камићани Пидићи и ТС 20/0,4 kV Камићани Џонлагичи Козара. Након формирање ове везе прихвата се читав конзум извода Стара Лисина из РТС Козарац на извод Кевљани из ТС 110/20 kV Приједор 5. На овај начин поправиле би се напонске прилике на изводу Стара Лисина и смањили губици у дистрибутивној мрежи.

Почетне надземне деонице извода Хладњача и Пећани из ТС 110/20 kV Приједор 3 је потребно заменити новим кабловским деоницама у циљу повећања поузданости градског кабловског конзума који се напаја преко ова два извода. Неопходно је положити два кабловска вода (у истом рову) од ТС 110/20 kV Приједор 3 до последњих стубова постојећих надземних деоница.

Значајан корисник ел. енергије Болница, напаја се преко 20 kV извода Швале из ТС 110/20 kV Приједор 1, а резервно напајање је обезбеђено преко релативно дугог надземног 20 kV извода Козарац из исте напојне ТС. У циљу да се обезбеди сигурно напајање значајног корисника ел. енергије, потребно је формирати нови 20 kV извод из ТС 110/20 kV Приједор 1, полагањем кабла до ТС 20/0,4 kV Чиркин Поље. Преко новог извода би се прихватио део конзума извода Швале до ТС 20/0,4 kV Болница.

### **Теренска јединица Бања Лука**

За прогнозирана оптерећења са краја хоризонталног периода, јединице Т1 и Т2 у ТС 110/10 kV Бања Лука 2 би се преоптеретиле, односно високо оптеретиле, и неопходно је растерећење ове ТС 110/10 kV. Једно од решења јесте припрема и превођење другог дела извода Ада Ресторан и извода Ђеде Кеџмановића на рад под напоном 20 kV, након чега би се преко постојећих веза прихватили из правца ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 преко извода Медено поље 1.

Након превођења извода Ада ресторан и Ђеде Кеџмановића на 20 kV напон и прихватање из правца ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7, јединица Т1 у овој ТС би се високо оптеретила. Потребно је ставити у погон јединицу Т2 и извршити прерасподелу оптерећења између трансформатора Т1 и Т2 у 110/20 kV (корисник Целекс се са јединице Т1 пребацује на Т2 укључивањем извода 2 за овог корисника).

У циљу додатног растерећења постојећих јединица 35/10 kV у ТС 35/10 kV Ситари, потребно је припремити и превести извод Старчевица из ТС 35/10 kV Ситари на рад под напоном 20 kV. Након превођења извода Старчевица на 20 kV, напајање овог конзума би се обезбедило из правца ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5, преко извода Новоселија који је претходно пуштен на рад под напоном 20 kV. На овај начин обезбедило би се сигурно напајање овог извода и извода Ђеде Кеџмановића из ТС 110/20 kV Бања Лука 2.

Додатно растерећење ТС 35/10 kV Ситари, постиже се превођење извода Пољоканов парк на рад под напоном 20 kV. Као и за извод Старчевица, напајање за извод Пољоканов парк би се обезбедило из правца ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5, преко извода Новоселија.

За прогнозирана оптерећења из 2026. године јединица Т2 у ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 би се високо оптеретила. Неопходно растерећење се обезбеђује прихватање извода Млађе Ћусића на ТС 110/20 kV Бања Лука 4, али је претходно потребно припремити и превести овај извод на рад под напоном 20 kV. У постојећем стању извод Млађе Ћусића је радијално напајан, а како би се постојећи конзум извода Млађе Ћусића прихватио на ТС 110/20 kV Бања Лука 4 потребно је формирати нови 20 kV извод, полагањем кабла за почетну доницу до ТС 20/0,4 kV Шарговац Пранићи.

Након прихватања конзума извода Млађе Ћусића из ТС 110/X kV Бања Лука 1, који је претходно преведен на рад под напоном 20 kV, јединица Т2 која је у погону у ТС 110/20 kV Бања Лука 4, би се високо оптеретила. Неопходно је стављање у погон јединице Т2 у ТС 110/20 kV Бања Лука 4.

Постојећи извод 10 kV Буцак 1/1 из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1, који је радијално напајан, делимично је припремљен за рад под напоном 20 kV. Након превођења на рад под напоном 20 kV извод Буцак 1/1 потребно је пребацити на извод Суботичка из ТС 110/20 kV Бања Лука 4. Како би се реализовала ова реконфигурација у СН мрежи, претходно је потребно положити нови кабл између ТС 20/0,4 kV Лазарево 2 и ТС 20/0,4 kV Буцак Хладњача.

Како би се ниво оптерећења трансформатора 110/X kV у ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 смањило и омогућила аутономна резерва ове ТС при испаду било које јединице, потребно је додатно растерећење ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1. Неопходно је припремити и превести део конзума 10 kV извода Бранка Поповића на рад под напоном 20 kV. Преведени конзум прихвата се из правца ТС 110/20 kV Бања Лука 4, преко новог извода Шарговац Пранићи, полагањем новог кабла од ТС 20/0,4 kV Доњи Дракулић-ТС 20/0,4 kV Југопрогрес.

Како би се растеретили постојећи капацитети у трансформацији 110/X kV и обезбедило сигурно напајање на градском подручју Бања Луке, неопходно је изградити нову ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9, на локацији постојеће ТС 35/10 kV Ситари. Сагледавајући прогнозирана оптерећења која би требало да прихвати нова ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9, неопходно је уградити две јединице 110/20/10 kV снаге 31,5/31,5/10,5 MVA. Након формирања постројења 20 kV у новој ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 изводи Новоселија, Старчевица и Пољоканов парк се прихватају на нову ТС.

Након изградње нове ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 на локацији постојеће ТС 35/10 kV Ситари, стичу се услови за гашење трансформације 35/10 kV у ТС 35/10 kV Ситари јер би се преостали 10 kV изводи прихватили из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9. На овај начин растеређује се јединица Т1 у ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 преко које се напајала ТС 35/10 kV Ситари и омогућава да се јединица Т1 стави у погон у трансформацији 110/10 kV и преузме део конзума са јединице Т2 (секционисале би се сабирнице 10 kV у ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1).

За прогнозирана оптерећења из 2026. године, кабловска деонице на изводу Ребровац мост из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 би се високо оптеретиле. Потребно је растерећење извода Ребровац мост преко извода Трудбеник из нове ТС 110/20 kV Бања Лука 9.

Преглед потребних инвестиција у етапи развоја до краја 2026. године дат је у Табела 70.

**Табела 70: Преглед инвестиција у мрежи 35 kV, 20 kV и 10 kV на подручју Електрокрајине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2026	Мрежа 10(20) kV	<b>ТЈ Градишка</b>	
		Прикључак Градске зоне Градишка на 20 kV кабл између ТС 110/20/10 kV Градишка 1 и ТС 20/0,4 kV Јелшинград 2. Полагање каблова ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x60 m.	<b>187.560,00</b>

<p><b>Превођење 10 kV извода Чатрња из ТС 110/20/10 kV Градишка на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV каба ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 37 m.  Уградња СКС пресека 50 mm<sup>2</sup>, дужине 174 m.  Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 7,024 km.  Уградња ужета Al/Fe 35 mm<sup>2</sup> и замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 1,193 km.  Уградња трансформатора 20/0,4 kV:  - 400 kVA: 1 ком,  - 250 kVA: 3 ком,  - 100 kVA: 1 ком.</p>	<b>284.585,80</b>
<p><b>Превођење 10 kV извода Лиман из ТС 110/20/10 kV Градишка на 20 kV</b></p> <p>Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 4,711 km.  Уградња ужета Al/Fe 35 mm<sup>2</sup> и замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 1,159 km.  Уградња трансформатора 20/0,4 kV:  - 400 kVA: 1 ком,  - 250 kVA: 4 ком,  - 100 kVA: 1 ком.</p>	<b>188.348,00</b>
<b>ТЈ Нови Град</b>	
<p><b>Реконструкција дела 20 kV извода Добрљин из ТС 110/20 kV Нови Град.</b></p> <p>Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 9,082 km.</p>	<b>566.716,80</b>
<b>ТЈ Челинац</b>	
<p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Млинска ријека 2 и Брезичани.</b></p> <p>Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 3,7 km.</p>	<b>177.600,00</b>
<b>ТЈ Козарска Дубица</b>	
<p><b>Превођење 10 kV извода СИП из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV каба ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 1,752 km.</p>	<b>119.136,00</b>
<p><b>Припрема извода Дубичка Раван из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица за рад под напоном 20 kV.</b></p> <p>Каблови ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 2,59 km.</p>	<b>176.120,00</b>
<b>ТЈ Мркоњић Град</b>	



<p><b>Превођење 10 kV извода Чађавица из ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV каблова ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 104 m.          Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 66,979 km.          Уградња СН 20 kV блокова у једној трансформаторској станици 10/0,4 kV.          Уградња трансформатора 20/0,4 kV:          - 400 kVA: 3 ком,          - 250 kVA: 2 ком,          - 160 kVA: 6 ком,          - 100 kVA: 20 ком,          - 50 kVA: 13 ком.</p>	<b>1.243.820,00</b>
<p><b>Превођење 10 kV извода Металац и Мањача из ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV каблва ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 846 m.          Уградња СН 20 kV блокова у две трансформаторске станице 10/0,4 kV.          Уградња трансформатора 20/0,4 kV:          - 1000 kVA: 1 ком,          - 630 kVA: 1 ком.</p>	<b>149.528,00</b>
<p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Петља и Градња управа.</b></p> <p>Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 650 m.</p>	<b>44.200,00</b>
<b>ТЈ Лакташи</b>	
<p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Хидро коп и Наплатна кућица Гламочани.</b></p> <p>Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 330 m.</p>	<b>22.440,00</b>
<p><b>Нови извод Ороз из ТС 110/20 kV Лакташи.</b></p> <p>Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 2,55 km.</p>	<b>173.400,00</b>
<p><b>Уградња два реклозера.</b></p> <p>- на изводу Слатина из ТС 110/20 kV Бања Лука 8,          - на изводу Трн из ТС 110/20 kV Лакташи.</p>	<b>160.000,</b>
<b>ТЈ Прњавор</b>	
<p><b>Реконструкција другог дела 20 kV извода Хрваћани из ТС 110/20 kV Прњавор.</b></p> <p>Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета А1/Fe 50 mm<sup>2</sup> и изолатора) надземних водова укупне дужине 27,523 km.</p>	<b>1.717.435,20</b>
<p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Индустриска зона 1 и првог стуба надземне деонице извода Металка из ТС 20/10 kV Прњавор 1.</b></p> <p>Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 340 m.</p>	<b>23.120,00</b>
<b>ТЈ Србац</b>	
<p><b>Нови вод ТС 20/0,4 kV Новковићи - ТС 20/0,4 kV Марићи.</b></p> <p>СКС А1 50 mm<sup>2</sup>, дужине 3,7 km.</p>	<b>187.590,00</b>
<b>ТЈ Приједор</b>	

<b>Уградња друге јединице 110/20 kV снаге 20 MVA у ТС 110/20 kV Приједор 3.</b>	-
<b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Врбице 2 Горња Орловача и ТС 20/0,4 kV Тополик из ТС 20/10 kV Прњавор 1.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 730 m.	<b>49.640,00</b>
<b>Реконструкција дела магистралног правца 20 kV извода Черјаци из ТС 110/20 kV Приједор 3.</b> Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> и изолатора) надземних водова укупне дужине 3,109 km.	<b>62.180,00</b>
<b>Нови вод ТС 20/0,4 kV Комићани Цонглићи Козара – тачка одвајања за ТС 20/0,4 kV Камичани Чолића Урије.</b> Надземни вод Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 760 m.	<b>36.480,00</b>
<b>Полагање два кабла 20 kV на почетним деоницама извода Пећани и Хладњача из ТС 110/20 kV Приједор 3.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x1,7 km.	<b>214.200,00</b>
<b>Нови извод Чиркин поље из ТС 110/20 kV Приједор 1.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,5 km.	<b>102.000,00</b>
<b>ТЈ Бања Лука</b>	
<b>Превођење 10 kV извода Ада Ресторан (други део) и извода Беде Кеџмановића из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 на 20 kV</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , укупне дужине 4,494 km. Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 3,851 km. Уградња СН 20 kV блокова у 12 трансформаторских станица 10/0,4 kV. Уградња 20 kV опреме у 6 трансформаторских станица 10/0,4 kV. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 630 kVA: 7 ком, - 400 kVA: 5 ком, - 250 kVA: 3 ком, - 160 kVA: 3 ком.	<b>1.027.804,00</b>
<b>Превођење 10 kV извода Старчевица из ТС 35/10 kV Ситари на 20 kV</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 4,494 km. Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 2,004 km. Уградња СН 20 kV блокова у 4 трансформаторске станице 10/0,4 kV. Уградња 20 kV опреме у 4 трансформаторске станице 10/0,4 kV. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 630 kVA: 2 ком, - 400 kVA: 2 ком, - 250 kVA: 2 ком, - 160 kVA: 2 ком.	<b>539.148,00</b>

	<p><b>Превођење 10 kV извода Пољоканов парк из ТС 35/10 kV Ситари на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV каблова ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 470 m.</p> <p>Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 574 m.</p> <p>Уградња СН 20 kV блокова у 5 трансформаторских станица 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 630 kVA: 2 ком,</li> <li>- 400 kVA: 3 ком.</li> </ul>	<b>268.464,00</b>
	<p><b>Превођење 10 kV извода Млађе Ћусића из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV каблова ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 734 m.</p> <p>Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 8,702 km.</p> <p>Уградња СН 20 kV блокова у 6 трансформаторских станица 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња 20 kV опреме у 14 трансформаторских станица 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 630 kVA: 3 ком,</li> <li>- 400 kVA: 3 ком,</li> <li>- 250 kVA: 6 ком,</li> <li>- 160 kVA: 8 ком.</li> </ul> <p><b>Нови извод Шарговац Пранићи из ТС 110/20 kV Бања Лука 4.</b></p> <p>Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 950 m.</p>	<b>938.936,00</b>
	<p><b>Превођење 10 kV извода Буцак 1/1 из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 на 20 kV</b></p> <p>Уградња СН 20 kV блокова у 4 трансформаторске станице 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 630 kVA: 3 ком,</li> <li>- 400 kVA: 1 ком,</li> </ul> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Лазарево 2 и Буцак Хладњача.</b></p> <p>Кабл ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 540 m.</p>	<b>204.720,00</b>

	<p><b>Превођење 10 kV дела извода Бранка Поповића из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 1,936 km.</p> <p>Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 2,04 km.</p> <p>Уградња СН 20 kV блокова у 7 трансформаторских станица 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња 20 kV опреме у једној трансформаторској станици 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 1000 kVA: 1 ком,</li> <li>- 630 kVA: 5 ком,</li> <li>- 400 kVA: 1 ком,</li> <li>- 160 kVA: 1 ком.</li> </ul> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Доњи Дракулић и Југопрогрес.</b></p> <p>Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 320 m.</p>	<b>507.888,00</b>
	<b>Нова ТС 110/20 kV Бања Лука 9.</b>	-
	<b>Гашење трансформације 35/10 kV у ТС 35/10 kV Ситари и прихватање 10 kV конзума из ТС 110/20 kV Бања Лука 9.</b>	-
<b>Укупно у 2026. години</b>		<b>9.250.419,80</b>

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

#### Теренска јединица Градишка

Постојећи извод Топола из ТС 110/20/10 kV Градишка формира са изводом Градишка из ТС 110/20 kV Нова Топола међуповезни вод, који у постојећем стању није функционалан јер извод Топола из ТС 110/20/10 kV Градишка ради под напоном 10 kV, а извод Градишка из ТС 110/20 kV Нова Топола је под напоном 20 kV (галвански изоловани у тачки одвајања за ТС 20/0.4 kV Лисковац 1). Потребно је припремити и превести конзума извода Топола из ТС 110/20/10 kV Градишка на рад под напоном 20 kV чиме би се остварила функционалност међуповезног вода и сигурно напајање ова два извода.

У циљу напуштања 10 kV напона на подручју ТЈ Градишка, потребно је припремити и превести извод Циглана из ТС 110/20/10 kV Градишка на рад под напоном 20 kV.

Након превођења извода Топола и Циглана у етапи развоја 2034. година, једини преостали 10 kV конзум са ТС 110/20/10 kV Градишка јесте ТС 10/0,4 kV Стадион 1, Метал 1 и 2 и Трипо 1. Како би се угасио напонски ниво 10 kV на подручју ТЈ Градишка неопходно је напуштање почетне деонице ТС 110/20/10 kV Градишка - ТС 10/0,4 kV Стадион 1, а остатак 10 kV мреже је потребно да се преведе на напонски ниво 20 kV. ТС 20/0,4 kV Стадион 1 се прихвата преко већ постојећих 20 kV веза на извод Стадион. Потребно је формирати нове 20 kV везе између ТС 20/0,4 kV Трипо 1 и Трипо 2, чиме би се ТС 20/0,4 kV Трипо 1 прихватила на извод Метал 4. Да би се ТС 20/0.4 kV Метал 1 и Метал 2 прихватиле на извод Метал 3, неопходно је формирати 20 kV кабловске везе ТС 20/0,4 kV Метал 2-Метал 3. На овај начин би се обезбедило сигурно напајање за постојећи 20 kV извод Стадион.

У постојећем стању, једина ТС 20/0,4 kV Меркатор на изводу Меркатор из ТС 110/20/10 kV Градишка нема обезбеђено сигурно напајање (радијално је напајана). Након превођења конзума извода Лиман на 20 kV напонски ниво, потребно је формирати резервну кабловску везу ТС 20/0,4 kV Меркатор-Дамирача 2, чиме је испуњен критеријум сигурности "n-1" за овај део СН конзума.

Такође, извод Левита у постојећем стању је радијално напајан и неопходно му је обезбедити резервну напајање. Како би се ово решили, потребно је формирати резервну кабловску везу ТС 20/0.4 kV Коштано брашно - Клаоница 1 Прерада.

Након превођења извода Циглана на рад под напоном 20 kV могуће је формирати кабловску везу између ТС 20/0,4 kV Хисета 4 и Кулина, чиме би се обезбедило сигурно напајање за обе ТС.

Због дотрајалости каблова на градском подручју Градишке и Нове Тополе предлаже се њихова замена, полагањем нових каблова истим трасама.

### **Теренска јединица Нови Град**

Део конзума Новог Града се у постојећем стању напаја из правца Приједора, тј. из правца ТС 35/20 kV Тукови. Наиме, енергија се преко 20 kV мреже пласира до ТС 35/20 kV Тукови, а онда преко трансформације 20/35 kV и 35 kV вода (дужине око 29 km) пласира до ТС 35/20 kV Нови Град. Затим се доспела енергија преко трансформације 35/20 kV пласира у 20 kV конзум Новог Града. Овај правац представља и резервно напајање за подручје ТЈ Нови Град, јер је ТС 110/20 kV Нови Град радијално напајана преко 110 kV вода из правца ТС 220/110 kV Приједор 2.

Гашење трансформације 35/20 kV у ТС 35/20 kV Нови Град није могућа докле год се не реши проблем радијално напојене ТС 110/20 kV Нови Град. Решење овог проблема јесте изградња 110 kV вода ТС 110/X kV Кнежица-ТС 110/20 kV Нови Град. Решавањем овог проблема могуће је угасити напонски ниво 35 kV на подручју ТЈ Нови Град, као и трансформацију 35/20 kV. Након гашења трансформације 35/20 kV у ТС 35/20 kV Нови Град, на истој локацији формирало би се РП 20 kV Нови Град и извршила прерасподела оптерећења између постојећих 20 kV извода из ТС 110/20 kV Нови Град.

На магистралном правцу извода Доберљин из ТС 110/20 kV Нови Град деонице су дотрајала и неопходна им је комплетна реконструкција (замена стубова, ужета и изолације). У претходним етапама развоја извршена је комплетна реконструкција дела извода Доберљин, а у текућој етапи је потребно комплетно реконструисати и преостали магистрални правац овог извода у дужини од око 24 km.

Стање надземних деоница на правцу ТС 20/0,4 kV Агића брда-ТС 20/0,4 kV Сумари, односно на правцу Рашће-Бушевић, је у лошем стању због дотрајалости и експлоатације. За наведене 20 kV правце неопходна је комплетна реконструкција што подразумева замену стубова, ужета и изолације.

Такође, надземне деонице на изводу Блатна из ТС 35/20 kV Нови Град, на потезу од Биљега до Луке су дотрајале и неопходна им је реконструкција. Потребно је комплетно реконструисати дотрајале деонице на овом правцу.

### **Теренска јединица Челинац**

У ТС 110/20 kV Укрина уграђен је један трансформатор 110/20 kV снаге 20 MVA. Анализа постојећег стања је показала да за оптерећења моделована на нивоу врха ТС 110/X kV није могуће обезбедити сигурно напајање за читав конзум ТС 110/20 kV Укрина (при испаду јединице 110/20 kV). Неопходно је формирати нове 20 kV везе у правцу СН конзума напајаног из правца ТС 110/20 kV Прњавор. Прва веза је између ТС 20/0,4 kV Ђурђевићи Челинац и ТС 20/0,4 kV Пеулићи, након чега је могуће преузети део конзума извода Кулеши из РП 20 kV Прњавор 1 на извод Вијачани из ТС 110/20 kV Укрина. Друга предложена веза је између ТС 20/0,4 kV Јелићи и ТС 20/0,4 kV Рељевац, након чега је могуће пребацити део конзума са извода Вијечани из РП 20 kV Прњавор 1 на извод Бранешци из ТС 110/20 kV Укрина. Преко нових 20 kV веза, уз постојећу 20 kV везу у правцу ТС 110/20 kV Челинац, могуће је обезбедити сигурно напајање за читав конзум ТС 110/20 kV Укрина, до краја перспективног периода.

### **Теренска јединица Козарска Дубица**

Након инвестирања у претходне три етапе развоја у циљу припреме и превођења 10 kV конзума за рад под напоном 20 kV, у етапи развоја 2034. година под напоном 10 kV остали су ванградски извод Кнежева 10 kV и градски кабловски конзум извода Папирница и Механика Дубичка раван, у који је у етапи 2026. година инвестирано у замену дотрајалих 10 kV каблова са новим 20 kV.

Како би се до краја перспективног периода читав 10 kV конзум на подручју ТЈ Козарска Дубица превео на рад под напоном 20 kV, потребно је најпре превести ванградски конзум, тј. извод Кнежева 10 kV из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица. Зато је неопходно заменити сву опрему за 10 kV напон са опремом за 20 kV.

Што се тиче градског кабловског конзума, за потпуни прелазак на напонски ниво 20 kV, потребно је претходно заменити све 10 kV каблове на изводу Папирница са новим 20 kV кабловима. Како су

у претходној етапи сви 10 kV каблови са извода Механика Дубичка раван замењени 20 kV кабловима, након припреме извода Папирница, остварили би се услови за прелазак читавог граског кабловског конзума на рад под напоном 20 kV.

Како би се обезбедило сигурно напајање конзума са извода Трензит Урије и Ђолови 2, неопходно је формирати нове 20 kV кабловске везе. Предлаже се каблирање надземног дела извода Трензит Урије у циљу формирања чисто кабловског извода који би преко нове кабловске везе обезбедио сигурно напајање за изводе Ђолови 2 и Трензит Урије. Потребно је формирати кабловске правце:

- ТС 20/0,4 kV Трензит 2 – ТС 20/0,4 kV Козарице 1 – ТС 20/0,4 kV Козарице 2 – ТС 20/0,4 kV Ђолови 2,
- ТС 20/0,4 kV Козарице 1 – ТС 20/0,4 kV Урије 2 – ТС 20/0,4 kV Урије 3.

### **Теренска јединица Мркоњић Град**

За прогнозирана оптерећења на крају перспективног периода, на изводу Стојице из РТС 20/10 kV Шипово имали би се напони испод технички дозвољених вредности у нормалном радном режиму. У циљу побољшања напонских прилика на овом изводу, али и гашења 10 kV напона на подручју ТЈ Мркоњић Град, неопходно је припремити и превести извод Стојице на рад под напоном 20 kV, што подразумева комплетну реконструкцију надземних деоница (замена стубова, уградња ужета Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> и изолатора). Након превођења извода Стојице на напон 20 kV, предлаже се прихватање дела извода Стојице на извод Купрес из ТС 110/20/10 kV Шипово, чији се магистрални правац протоже паралелно магистралном правцу извода Стојице. Неопходно повезивање ова два извода предвиђено је у РТС Мујџић изградњом двоструког 20 kV вода од тачке на изводу Купрес до РТС Мујџиће. Такође је потребно извршити реконструкцију постојеће РТС Мујџић, опремањем нових 20 kV хелија уз доградњу постојећег 20 kV постројења.

У постојећем стању РТС 20/10 kV Шипово центар напаја се из РТС Шипово преко 20 kV кабла који ради под напоном 10 kV. У циљу преласка читавог 10 kV конзума на подручју Шипова на рад под напоном 20 kV неопходно је припремити и превести извод Шипово на рад под напоном 20 kV. Како би се извод Шипово прикључио на 20 kV напон, потребно је положити 20 kV кабл од ТС 110/20 kV Шипово до РТС Шипово где би се прихватио преведени извод Шипово. Што се тиче надземних деоница на изводу Шипово, приликом припрема за рад под напоном 20 kV неопходно је урадити комплетну реконструкцију која подразумева замена стубова, уградња ужета Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> и изолатора.

Изводи П+4 и Горица из РТС 20/10 kV Шипово центар су радијално напојени. Након превођења читавог СН конзума на рад под напоном 20 kV, неопходно је обезбедити сигурно напајање за овај део СН мреже. Потребно је формирати кабловску везу ТС 20/0,4 kV П+4 - ТС 20/0,4 kV Рибар 2, преко које би се обезбедило сигурно напајање конзума оба извода. Формирањем ове везе могуће је извршити прерасподелу оптерећења између ова два извода.

Постојећа ТС 110/20/10 kV Шипово се у постојећем стању радијално напаја преко 110 kV вода из правца ТС 110/20 kV Мркоњић Град. Овај проблем је неопходно хитно решити изградњом нових 110 kV водова из правца суседних ТС 110/X kV, како би се обезбедило сигурно напајање читавог подручја Шипова.

У постојећем стању у РТС Превија постоји трансформација 35/20 (4 MVA) и 20/10 kV (2x1 MVA). Преко трансформације 20/10 kV напаја се конзум на 10 kV изводу Рибник. У циљу гашења 10 kV напона на подручју ТЈ Мркоњић Град, неопходна је припрема и превођење 10 kV извода Рибник за рад под напоном 20 kV, тј гашење трансформације 20/10 kV. На овај начин решава се проблем ниских напона који би се имали на крајевима извода Рибник за прогнозирана оптерећења из последње године перспективног периода.

Са друге стране није могуће гашење 35 kV напона на овом подручју, због постојања МХЕ Медна која пласира енергију преко 35 kV вода ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град-РТС 35/20/10 kV Превија.

У циљу гашења 10 kV напонског нивоа на подручју ТЈ Мркоњић Град, потребно је превођење 10 kV извода Бјелајци из ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град на рад под напоном 20 kV, за шта су неопходне припреме у смислу замене опреме 10 kV са опремом 20 kV.

Постојећа јединица 35/20 kV, снаге 4 MVA, у ТС 35/20 kV Превија, дотрајава до краја перспективног периода. Имајући у виду, да није могуће угасити 35 kV напонски ниво због постојеће МХЕ Медна која пласира енергију у дистрибутивни систем путем овог напонског нивоа,

неопходно је инвестирати у замену постојеће 35 kV опреме која дотрајава. Из овог разлога предлаже се замена постојећег трансформатора 35/20 kV са новим трансформатором исте снаге, имајући у виду прогнозирани ниво оптерећења ТС 35/20 kV Превија до краја перспективног периода.

Такође, обе јединице 35/20 kV снаге 4 MVA у ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град дотрајавају до краја перспективног периода. Имајући у виду да се задржава инверзна трансформација 20/35 kV у овој ТС, због напајање конзума ТС 35/20 kV Привија, неопходно је инвестирати у замену дотрајалих трансформатора 35/20 kV. Узимајући у обзир ниво прогнозираног оптерећења које би се пласирало у правцу ТС 35/20 kV Превија, као и могућност да се обезбеди сигурно напајање, предлаже се уградња две јединице 35/20 kV, снаге 4 MVA, као и у постојећем стању.

У постојећем стању, при испаду јединог трансформатора 35/20 kV у ТС 35/20/10 kV Превија, односно напојног 35 kV вода из правца ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град, читав конзум са ове ТС остаје без напајања. Након преласка читавог конзума ТС 35/20 kV Превија на 20 kV напонски ниво, неопходно је формирати 20 kV водова преко којих би се обезбедило сигурно напајање ове ТС. Потребно је изградити надземни 20 kV вод од ТС 20/0,4 kV Зелићи до ТС 20/0,4 kV Драгорај, чиме би се формирао међуповезни вод ТС 35/20 kV Превија (извод Ратково) и ТС 35/20 kV Мркоњић Град (извод Чађавица). Такође, потребно је изградити међуповезни вод између ТС 35/20 kV Превија (извод Рибник) и РТС Бараћи (извод Медна) између ТС 20/0,4 kV Оканције и ТС 20/0,4 kV Берићи 2.

### **Теренска јединица Лакташи**

Постојеће деонице на магистралном правцу новог извода Слатина Бустер из ТС 110/20 kV Бања Лука 8 би се преоптеретиле у нормалном радном режиму након уласка у погон новог потрошача на подручју Слатине (Слатина-пословни). Потребно је уградити уже пресека Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> на читавом магистралном правцу до Слатине.

И након растерећења извода Трн из ТС 110/20 kV Лакташи, надземне деонице на магистралном правцу извода Трн би се високо оптеретиле за прогнозирана оптерећења из последње етапе перспективног периода. Потребно је уградити уже пресека Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> на магистралном правцу, од првог стуба на изводу Трн до ТС 20/0,4 kV Булиге.

На подручју између постојећих ТС 110/20 kV Бања Лука 4 и ТС 110/20 kV Бања Лука 8, дуж брзог пута Бањалука-Лакташи, очекује се изградња нових индустријских корисника ел. енергије, због чега је потребно положити нове 20 kV кабловске водове који ће их у перспективни прихватити. Зато је потребно формирати нови 20 kV повезни вод између ТС 110/20 kV Бања Лука 4 и ТС 110/20 kV Бања Лука 8.

### **Теренска јединица Прњавор**

У постојећем стању на изводима Кулеши и Вијечани за оптерећења у врху ТС 110/20 kV Прњавор, имају се напони изван дозвољених граница (око 9 kV, односно 9,3 kV респективно). Такође, на овом 10 kV изводу генеришу се релативно високи губици активне снаге. За прогнозирана оптерећења из 2034. године имали би се још нижи напони и генерисали би се већи губици него у постојећем стању. Имајући у виду да се ови 10 kV изводи, напајају преко трансформације 20/10 kV у ТС 20/10 kV Прњавор 1, неопходно је гашење трансформације 20/10 kV у ТС 20/10 kV Прњавор 1 и превођење читавог 10 kV конзума на рад под напоном 20 kV. Након превођења извода Кулеши и Вијечани на рад под напоном 20 kV напони на овим изводима своде се у технички дозвољеним границама, а генерисање губитака се знатно смањује.

Након превођења постојећих 10 kV извода Кулаши и Вијечани на рад под напоном 20 kV стекли су се услови за гашење трансформације 20/10 kV у ТС 20/10 kV Прњавор 1 (постојећа јединица 20/10 kV излази из погона због дотрајалости). На месту постојеће трансформаторске станице формира се РП 20 kV Прњавор 1. Такође, предлаже се секционисање сабирница 20 kV у циљу обезбеђивања сигурног напајања РП Прњавор 1

Потребно је изградити нови повезни надземни вод између ТС 20/0,4 kV Субићи и ТС 20/0,4 kV Чивчије 2 Маринковићи. Након реализације предложене инвестиције прихвата се део конзума са извода Којин Хан из ТС 110/20 kV Прњавор на извод Бранешци из ТС 110/20 kV Укрина (од ТС 20/0,4 kV Чивчије 2 Маринковићи до ТС 20/0,4 kV Црквена 1). На овај начин се смањују губици у 20 kV мрежи и побољшавају напонске прилике на изводу Којин Хан.

Такође, потребно је изградити нове резервне деонице између ТС 20/0,4 kV Дрењик 2 и ТС 20/0,4 kV Скакавци 1, чиме би се обезбедило сигурно напајање дела конзума са извода Којин Хан из ТС 110/20 kV Прњавор.

Обзиром да је нова ТС 110/20 kV Прњавор 2 лоцирана у непосредној близини почетних кабловских деоница на изводима Вијечани и Кулеши који су преведени на рад под напоном 20 kV, потребно је увођење ових кабловских деоница у нову ТС 110/20 kV Прњавор 2. На овај начин формирала би се још четири 20 kV извода, од којих би два напојила постојеће изводе Вијечани и Кулеши, док би преостала два извода дошла до РП 20 kV Прњавор 1. Један извод би формирао круту везу са почетном деоницом извода Металка и на овај начин напојио њен конзум. Друга кабл би напајао део конзума РП 20 kV Прњавор 1.

### **Теренска јединица Србац**

Извод Синтеши-Лепеница је радијално напајан из ТС 110/20 kV Србац. Како би се обезбедило резервно напајање за део конзума извода Синтеши-Лепеница, неопходно је формирати међуповезни вод између ТС 110/20 kV Србац (извод Синтеши-Лепеница) и ТС 110/20 kV Прњавор (извод Стара Шибовска из ТС 20/10 kV Прњавор 1). Како би се реализовала ова инвестиција потребно је изградити надземну деоницу пресека од ТС 20/0,4 kV Погашница 1 до ТС 20/0,4 kV Повелић 1 резервоар.

Такође, предлаже се формирање повезног вода између ТС 110/20 kV Србац (извод Нојичко) и ТС 110/20 kV Лакташи (извод Нискоградња асф. база), како би се обезбедило резервно напајање за део конзума оба извода. Потребно је изградити надземни вод од ТС 20/0,4 kV Шешковци 2 до ТС 20/0,4 kV Мартинац 1.

### **Теренска јединица Приједор**

У циљу гашења 6 kV напонског нивоа на подручју ТЈ Приједор, потребно је припремити и превести целокупног 6 kV конзума из ТС 20/6 kV Љубија и ТС 20/6 kV Томашица на напонски ниво 20 kV. Након превођења 6 kV конзума на напонски ниво 20 kV укида се трансформација 20/6 kV у ТС 20/6 kV Томашица, а на њеној локацији се формира 20 kV разводно постројење. Трансформацију 20/6 kV није могуће угасити у ТС 20/6 kV Љубија због потребе рудника „Arcelor Mittal“, а РТС је неопходно реконструисати.

На подручју Козараца, кроз проганоу потрошње ел.енергије, предвиђена изградња индустријске зоне. У постојећем стању, РТС Козарац се напаја из правца ТС 110/20 kV Приједор 1 преко дугачког 20 kV вода. Како би се обезбедило сигурно напајање читаваг подручја Козараца, потребно је формирати нови 20 kV вод из правца ТС 110/20 kV Приједор 5. Преко новог директног вода из правца ТС 110/20 kV Приједор 5 прихватио би се читав конзум РТС Козараца.

Након изградње новог Аутопута, који пролази око Приједора, појавиће се потреба за напајањем његове инфраструктуре у околи наплатен ремпе Орловци. Потребно је прикључити нову ТС 20/0,4 kV Аутопут Орловац, са које ће се напајати нови корисници ел.енергије, на формирану петљу између инд.зона Чиркин поље и Орловац. Веза би се формирала на резервном каблу између ове две инд. зоне полагањем двоструког кабла до ТС 20/0,4 kV Аутопут Орловац.

Како би се обезбедило сигурно и поуздано напајање нове индустријске зоне Брезичани, неопходна је реконструкција 20 kV кабловских подземних водова између ТС 20/0,4 kV Енергопетрол – ТС 20/0,4 kV Протект, тј. полагање новог кабла постојећом трасом.

Како би се вршила лакша манипулација на градском СН конзуму Приједора, као и да би се превазишли дугачки кабловски изводи из ТС 110/X Приједор 1 и Приједор 3, потребно је формирати РТС на градском подручју. Предлаже се формирање РТС Гимназија и РТС Колонија. За напајање РТС Гимназија потребно је положити нови кабл из ТС 110/20 kV Приједор 3 до РТС Гимназија и прихватити део конзума у њеној околини. Са друге стране, РТС Колонија би осала на истом изводу Босна Монтажа из ТС Приједор 1, али би се реконфигурисала мрежа на овом изводу у циљу да се смањи оптерећење појединих деоница. За формирање нових РТС неопходна је реконструкција постојећих објеката.

Такође, потребно је напоменути и могућност изградње 20 kV вода РТС Козарац – Мраковица, како би се обезбедило сигурније напајање Козаре, Националног парка, угоститељско-туристичког комплекса и резиденције Владе РС.

У постојећем стању подручје Пискавица се напаја из правца ТС 110/20 kV Бања Лука 6, преко РТС Поткозарје. Са друге стране, ТС 110/20 kV Приједор 6 је значајно ближа подручју Пискавица



од ТС 110/20 kV Бања Лука 6. Имајући у виду ове чињенице, извршена је додатна анализа прихватања конзума на подручју Пискавице из правца ТС 110/20 kV Приједор 5. При томе, предлаже се изградња новог 20 kV извода из ТС 110/20 kV Приједор 5 којим би се прихватио конзум Нишевића са извода Нишевићи (процењена дужина почетне надземне деонице новог извода је око 5 km). Како би се прихватио конзум Пискавица неопходно је додатно изградити нову 20 kV надземну деоницу од Нишевића до ТС 20/0,4 kV Кнежевићи-Граховци. Преко новог 20 kV извода из ТС 110/20 kV Приједор 5 прихватио би се део конзума Пискавица из РТС Козарци и део извода Сарачица из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3. На овај начин значајно би се смањили губици у 20 kV мрежи (око 100 kW за прогнозирана оптерећења из 2034. године) и обезбедила 20 kV веза између ТС 110/20 kV Приједор 5 и ТС 110/20 kV Бања Лука 6, односно ТС 110/20 kV Приједор 5 и РТС Бронзани Мајдан. Вредност предложене инвестиције износи око 336.000 KM.

### **Теренска јединица Бања Лука**

За прогнозирана оптерећења са краја перспективног периода, постојеће јединице 110/35/10 kV у ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 би се високо оптеретиле. Неопходно растерећење је могуће реализовати прихватањем дела СН конзума ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 на суседне ТС 110/X kV. Имајући у виду да су трансформатори 110/X у ТС 110/10 kV Бања Лука 2 и ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 високо оптерећени, неопходно растерећење је могуће извршити из правца ТС 110/20 kV Бања Лука 4 и ТС 110/20 kV Бања Лука 8, али уз претходно превођење СН конзума на рад под напоном 20 kV. Као решење намеће се превођење дела извода Радована Вулина на рад под напоном 20 kV и прихватање из правца ТС 110/20 kV Бања Лука 8. Потребно је формирати нови 20 kV извод Градишка цеста из ТС 110/20 kV Бања Лука 8, полагањем 20 kV кабла из ТС 110/20 kV Бања Лука 8 до ТС 10/0,4 kV Градишка цеста, који би прихватио део конзума извода Радована Вулина из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1, након превођења на 20 kV напонски ниво.

У перспективи се очекује превођење читавог 10 kV извода Радована Вулина на 20 kV напон и формирање 20 kV постројења у ТС 110/35/10 Бања Лука 1 чиме би се формирао нови повезни вод између ове две ТС.

Да би се обезбедило сигурно напајање новог корисника ел. енергије Палас и МГ Минд, неопходно је извршити припрему и превођење СН конзума извода Ситаре круг из ТС 110/20 kV Бања Лука 9 и извода Енергомонт из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 на 20 kV напонски ниво. Уз неопходну реконфигурацију мреже, полагање нових кабловских деоница (ТС 20/0,4 kV Врбас обала – ТС 20/0,4 kV Бранка Мораче и ТС 20/0,4 kV Стара чаршија – ТС 20/0,4 kV Палас и МГ Минд), обезбеђује се сигурност преведеног 20 kV конзума, али и задржала сигурност постојећег 10 kV конзума на градском подручју Бања Луке. На овај начин додатно би се растеретила јединица Т1 у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3, чији се 10 kV намотаји високо оптерећују за прогнозирана оптерећења из текуће 2034. године.

За прогнозирана оптерећења из 2034. године, почетне кабловске деонице на изводу Буцак 3/2 из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 би се преоптеретиле, односно високо оптеретиле. Како би се превазишао овај проблем у перспективи, потребно је заменити дотрајале каблове на овим деоницама са новим кабловима, истим трасама. Након реализације ове инвестиције, предлаже се додатно растерећење извода Буцак 3/2 преко извода Бранка Поповића из исте напојне ТС.

У циљу растерећења трансформатора Т1 у ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 потребно је припремити и превести 10 kV конзум са извода Драге Ланге на рад под напоном 20 kV, а затим га прихватити из правца нове ТС 110/20 kV Бања Лука 9 (преко извода Косте Воиновића) за шта је потребно формирати нову 20 kV везу ТС 20/0,4 kV Змај Јове Јовановића – ТС 20/0,4 kV Бранка Мораче.

У циљу обезбеђивања сигурног напајања конзума напајаног из ТС 110/10 kV Бања Лука 2, односно како би се обезбедила аутономна резерва у трансформацији 110/10 kV, неопходно је растерећење ове ТС. Имајући у виду да су постојеће ТС 110/X kV Бања Лука 1 и Бања Лука 3 такође високо оптерећене, као решење се намеће прихватање постојећег конзума из правца нове ТС 110/20 kV Бања Лука 9, а за то је неопходно припремити и превести постојећи 10 kV конзум за рад под напоном 20 kV. Потребно је припремити и превести изводе Старчевица А2 и Старчевица С6 на напонски ниво 20 kV. Како би преведени конзуми прихватили на ТС 110/20 kV Бања Лука 9, претходно је потребно превести изводе Старина Новака и почетну деоницу извода Мајдан 5 из ТС 110/20 kV Бања Лука 9 на напонски ниво 20 kV.

Даље растерећење ТС 110/10 kV Бања Лука 2 виђено је кроз превођење извода Старчевица 6 и Ребровац мост на рад под напоном 20 kV. Преведени конзум би се, такође, прихватио из правца нове ТС 110/20 kV Бања Лука 9, али је претходно потребно превести изводе Мајден зидана и Трудбеник на рад под напоном 20 kV.

У анализи постојећег стања указано је на проблем резервирања на следећим 10 kV изводима из:

- ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1: Радована Вулина, Бранка Поповића, Мирка Мандића, Буцак 3/2 и Буцак 3/1.
- ТС 110/10 kV Бања Лука 2: Алтернативна телевизија, Милана Карановића, МУП и Универзитетски град.
- ТС 110/10 kV Бања Лука 3: Синтетик Лауш, Хисета Блок А и Шипкино брдо.

Проблем представљају дотрајали уљни каблови за које је потребно да се замене новим кабловима, трасама постојећих каблова.

Извод Милорада Умјановића је у постојећем стању радијално напајан из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3, односно за овај део конзума није испуњен критеријум „n-1“. Резервно напајање за извод Милорада Умјановића се обезбеђује полагањем резервног кабла између ТС 20/0,4 kV Босе Живковић и ТС 20/0,4 kV Карађорђева 2.

У циљу прихватања новог корисника ел. енергије Палас и МГ Минд из правца ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3, на напонском нивоу 20 kV, потребно је претходно превођење извод Максима Горког из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 на напонски ниво 20 kV.

Кроз претходне инвестиције део 10 kV извода из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 преведен је на рад под напоном 20 kV и прихваћен из правца ТС 110/20 kV Бања Лука 9 и ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7. С обзиром да се сви преведени изводи већ сустичу у ТС 110/10 kV Бања Лука 2, намеће се формирање 20 kV постројења у овој ТС. Јединица Т2 у ТС 110/10 kV Бања Лука 2 има 20 kV намотај и преко ње би се могло формирати 20 kV чвориште. Проблем представља аутономна резерва за ову ТС, јер трансформатор Т1 нема 20 kV намотаје. Зато је потребно заменити јединицу Т1 110/10 kV са новом јединицом 110/20/10 kV снаге 40/40/27 MVA.

Додатно растерећење постојеће јединице 110/10 kV у ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 постиже се формирањем повезних водова са ТС 110/20 kV Бања Лука 8. Зато је потребно формирати нови извод Пријчани 8 из ТС 110/20 kV Бања Лука 8 који би у перспективи формирао повезни вод са изводом Јабучик из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1, након његовог преласка на 20 kV. До тада потребно је формирати 20 kV извод до ТС 10/0,4 kV Ортопедија.

Поред већ постојећих 10 kV извода који су прешли на рад под напоном 20 kV из ТС 110/20 kV Бања Лука 9, потребно је формирати још два нова 20 kV извода Козарска и Препумпна станица. Ови изводи би у перспективи прихватила градски кабловски конзум са ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 и Бања Лука 2 након превођења на 20 kV напонски ниво и ослободили постојеће капацитете у овим ТС.

Изградњом нове ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 на локацији постојеће ТС 35/10 kV Ситари и прихватањем постојећег и новог конзума на 20 kV напонски ниво делимично би се решили проблеми високо оптерећених трансформаторских јединица 110/X kV у ТС 110/X Бања Лука 2 и Бања Лука 3. Поред тога, остао би проблем да се обезбеди сигурно напајање градског конзума при хаварији на некој од трансформатора 110/X у ТС 110/X kV Бања Лука 2 и Бања Лука 3. Са друге стране, у ужем градском језгру Бања Луке, последњих година интензивно се појављује потреба за електричном енергијом нових купаца (стамбено пословни објекти). Како би се решили сви наведени проблеми на градском подручју Бања Луке потребно је изградити нову ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 на локацији у средишту нове потрошње. За овако дефинисан проблем, одабрана је локација нове ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 у близини постојеће ТС 10/0,4 kV Медицинска електроника. Нова ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 би се прикључила на постојећи преносни систем са једне стране из правца ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (полагањем 110 kV кабла), односно са друге стране на постојећи 110 kV вод између ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 и ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (двоструким кабловским 110 kV водом по принципу „улаз-излаз“). Што се тиче инсталираних капацитета, потребно је уградити две јединице 110/20/10 kV инсталисане снаге 40/40/27 MVA, како би се обезбедила аутономна резерва за ову ТС. Након изградње објекта 110/20/10 kV Бања Лука 10, анализирано је формирање укупно 24 средњенапонска извода (19 на 10 kV напону и 5 на 20 kV напону), који би у перспективи сви били напајани на напонски ниво 20 kV. За прихватање постојећег конзума на напонски ниво 20 kV потребно је формирати следеће

изводе из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10: Бања Лука 3/1, Бања Лука 3/2, Бања Лука 3/3, Гранд Трејд и Делта. Са друге стране, потребно је формирати следећ 10 kV изводе: Поликлиника, Веселина Маслеше 8, Урбанистички завод, Екватор, Палас, Машинси центар, Агропром банка, Дом културе, Грчка, Медицинска електроника, Пословни центар, Видовданска, Влада, Пошта центар, Милана Радмана, Творница дувана 3, Петра Прерадовића 3 блок 5, Алеја 2 и Мирка Мрмоље.

Имајући у виду све предложене инвестиције у приоду 2024-2034. година, у градску кабловску мрежу на подручју града Бања Луке, а како би се лакше формирали нови СН изводи, а касније и одржавали, из постојећих али и нових ТС 110/X kV предлаже се изградња кабловске канализацију. Потребно је изградити кабловску канализацију у дужини од око 6,4 km.

У циљу гашења 6 kV напонског нивао на подручју Електрокрајине, као и ослобађања простора за проширење 20 kV постројења у ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7, потребно је превести конзуме 6 kV извода Стара Сушиона и Пословна зона на рад под напоном 20 kV. Кабловски водови на овим 6 kV изводима су са изолацијом 20 kV због чега нису потребна додатна улагања у полагање нових кабловских водова.

На крајевима извода 20 kV из РТС Крупа на Врбасу, за прогнозирана оптерећења из 2034. године, имају се напони испод технички дозвољених граница. У циљу растерећења овог дела конзума, потребно је изградити надземну деоницу између ТС 20/0,4 kV Ђурђевићи Бочац и ТС 20/0,4 kV Бочац мост. На овај начин би се формирао повезни вод са изводом Бјелајци из ТС 35/20 kV Мркоњић Град и из овог правца би се прихватио читав извод Агино село из РТС Крупа на Врбасу, чиме би напони били у технички дозвољеним границама.

Из ТС 20/10 kV Добрња постоји само један 10 kV извод Војска. Овај извод није у власништву Електрокрајине. Уз сагласност Војске Србије, потребно је превођење извода Војска на рад под напоном 20 kV и гашење трансформације 20/10 kV у ТС Добрња и формирање РП 20 kV.

### **ЗП Електрокрајина**

У СН мрежи на подручју ЗП Електрокрајина, постоје планови о уградњи реклозера и детектора струје квара, чиме би се повећала поузданост рада дистрибутивног система. У сарадњи са компетентним лицем из ЗП Електрокрајина, сагледана је потреба за изградњом око 20 реклозера на 20(10) kV напонском нивоу на подручју ТЈ Бања Лука, око 10 реклозера 20(10) kV у СН мрежи на подручју ТЈ Градишка и Приједор, а на подручју осталих ТЈ треба рачунати са око 5 реклозера за напонски ниво 20(10) kV. Посебно је потребно навести потребу уградње реклозера на 35 kV воду у правцу МХЕ Медна, чиме би се повећала поузданости 35 kV правца ТС 35/X kV Мркоњић Град – ТС 35/20 kV Превија. Инвестиције у уградњу нових реклозера и детектора струје квара, као и ефекти који би се постигли њиховом уградњом, нису сагледани кроз ову студију. Детаљне анализе ефеката који би се имали након уградње реклозера и детектора струје квара могле би бити предмет неке од наредних студија.

На основу вишедеценијске праксе која се спроводи на подручју ЗП Електрокрајина, приликом преласка 10 и 6 kV конзума на напонски ниво 20 kV, осим уградње нових елемената за рад под напоном 20 kV неопходно је рачунати и са изградњом нових објеката МБТС 20/0,4 kV у свим ТС типа БТС.

До краја преспективног периода 10 и 6 kV напон ће бити напуштен на подручју свих територијалних јединица, осим Бања Луке. Зато је потребно рачунати са изградњом и опремањем укупно 24 трнсформаторске станице типа МБТС на подручју свих територијалних јединица (осим Бања Луке), док се за подручје Бања Луке за конзум чије се прелазак очекује на 20 kV до 2034. године треба рачунати са изградњом још 23 трнсформаторске станице типа МБТС.

Сигурност у напајању СН мреже на подручју ЗП Електрокрајина приликом ремонта у објектима 110/X kV или неких других хаваријских стања би се додатно обезбедила формирањем нових повезних 20 kV водова између следећих ТС 110/X kV: Градишка - Градишка 2, Лакташи – Лакташи 2 и Нова Топола - Србац. Зато је неопходно положити око 34 km кабла, пресека ХНЕ А1 240 mm<sup>2</sup>, између наведених објеката 110/X kV. Вредност ових инвестиција износи 2.992.000,00.

Преглед потребних инвестиција у етапи развоја до краја 2034. године дат је у Табела 71.

Табела 71: Преглед инвестиција у мрежи 35, 20 и 10 kV на подручју Електромрежине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
2034	Мрежа 10(20) kV	<b>ТЈ Градишка</b>	
		<b>Превођење 10 kV извода Топола из ТС 110/20 kV Градишка на 20 kV</b> Полагање 20 kV кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 23 m. Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 5,178 km. Уградња ужета Al/Fe 35 mm <sup>2</sup> и замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 3,095 km. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 100 kVA: 1 ком.	<b>145.980,00</b>
		<b>Превођење 10 kV извода Циглана из ТС 110/20 kV Градишка на 20 kV</b> Полагање 20 kV кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 466 m. Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 7,404 km. Уградња ужета Al/Fe 35 mm <sup>2</sup> и замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 11,525 km.	<b>397.136,00</b>
		<b>Превођење ТС 10/0,4 kV Стадион 1, Метал 1, Метал 2 и Трико 1 на 20 kV</b> Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Трико 2 Жерсеј и Трико 1. Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 200 m. Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Метал 2 и Метал 3. Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 30 m.	<b>59.240,00</b>
		<b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Меркатор и Демирача 2.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 150 m.	<b>13.200,00</b>
		<b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Коштано брашно и Клаоница 1 прерада.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 180 m.	<b>12.240,00</b>
		<b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Хисета 4 и Кулина.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 180 m.	<b>12.240,00</b>
		<b>Замена дотрајалих каблова на градском подручју Нове Тополе.</b> Каблови ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , укупне дужине 609 m.	<b>41.412,00</b>
		<b>Замена дотрајалих каблова на градском подручју Градишке.</b> Каблови ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , укупне дужине 11,37 km.	<b>1.000.560,00</b>
		<b>ТЈ Нови Град</b>	
<b>Гашење трансформације 35/20 kV у ТС 35/20 kV Нови Град.</b>	-		

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<b>Реконструкција другог дела 20 kV извода Добрљин из ТС 110/20 kV Нови Град.</b> Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 14,846 km.	<b>926.390,40</b>
		<b>Реконструкција дела 20 kV око ТС 20/0,4 kV Агића брдо и Сумари.</b> Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 2,293 km.	<b>143.083,20</b>
		<b>Реконструкција дела 20 kV око ТС 20/0,4 kV Рашће и Бушевић.</b> Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 3,501 km.	<b>218.462,40</b>
		<b>Реконструкција дела 20 kV извода Блатана из ТС 35/20 kV Нови Град од ТС 20/0,4 kV Биљег до ТС 20/0,4 kV Луке.</b> Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 4,548 km.	<b>283.795,20</b>
		<b>ТЈ Челинац</b>	
		<b>Нови вод ТС 20/0,4 kV Ђурђевићи Челинац –ТС 20/0,4 kV Пеулићи.</b> Надземни вод Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 3,2 km. <b>Нови вод ТС 20/0,4 kV Јелићи –ТС 20/0,4 kV Рељевац.</b> Надземни вод Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 1,4 km.	<b>220.800,00</b>
		<b>ТЈ Козарска Дубица</b>	
		<b>Превођење 10 kV извода Кнежица 10 kV из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица на 20 kV</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 247 m. Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 34,662 km. Уградња 20 kV опреме у 25 трансформаторских станица 10/0,4 kV. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 250 kVA: 1 ком, - 160 kVA: 8 ком, - 100 kVA: 11 ком, - 50 kVA: 5 ком.	<b>1.039.740,00</b>

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<p><b>Превођење 10 kV извода Папирница и Механика Дубичка раван из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица на 20 kV</b>  Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 6,829 km.  Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 53 m.  Уградња СН 20 kV блокова у 20 трансформаторских станица 10/0,4 kV.  Уградња 20 kV опреме у 5 трансформаторских станица 10/0,4 kV.  Уградња трансформатора 20/0,4 kV:  - 1000 kVA: 2 ком,  - 630 kVA: 8 ком,  - 400 kVA: 10 ком,  - 250 kVA: 5 ком.</p>	<b>1.463.022,00</b>
		<p><b>Полагање каблова 20 kV на изводу Транзит Урије и Ђолови 2 из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица.</b>  Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 3,03 km.</p>	<b>206.040,00</b>
<b>ТЈ Мркоњић Град</b>			
		<p><b>Превођење 10 kV извода Стојице из ТС 20/10 kV Шипово на 20 kV</b>  Полагање 20 kV каба ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 273 m.  Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 81,653 km  Изградња две надземне деонице са ужетом Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> дужине 2x65 m.  Уградња 20 kV опреме у 54 трансформаторске станице 10/0,4 kV.  Уградња трансформатора 20/0,4 kV:  - 400 kVA: 1 ком,  - 250 kVA: 4 ком,  - 160 kVA: 13 ком,  - 100 kVA: 16 ком,  - 50 kVA: 18 ком.</p>	<b>6.537.951,20</b>
		<p><b>Превођење 10 kV извода Шипово из РТС Шипово на 20 kV</b>  Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 3,779 km.  Комплетна реконструкција (замена стубова, ужета Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> и изолатора 20 kV) надземних водова укупне дужине 8,024 km  Уградња СН 20 kV блокова у 7 трансформаторских станица 10/0,4 kV.  Уградња трансформатора 20/0,4 kV:  - 630 kVA: 4 ком,  - 400 kVA: 4 ком,  - 250 kVA: 2 ком,  - 160 kVA: 3 ком,  - 100 kVA: 3 ком.</p>	<b>1.166.669,60</b>
		<p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV П+4 и Рибар 2.</b>  Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 560 m.</p>	<b>38.080,00</b>

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<p><b>Превођење 10 kV извода Рибник из ТС 35/20/10 kV Превија на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 1,375 km.</p> <p>Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 68,308 km.</p> <p>Уградња једне 20 kV ћелије у РТС Превија.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 250 kVA: 1 ком,</li> <li>- 160 kVA: 2 ком,</li> <li>- 100 kVA: 12 ком,</li> <li>- 50 kVA: 17 ком.</li> </ul>	<i>1.213.196,00</i>
		<p><b>Превођење 10 kV извода Бјелаци из ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град на 20 kV</b></p> <p>Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 34 m.</p> <p>Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 88,506 km.</p> <p>Уградња једног СН 20 kV блока у трансформаторску станицу 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 400 kVA: 1 ком,</li> <li>- 160 kVA: 7 ком,</li> <li>- 100 kVA: 23 ком,</li> <li>- 50 kVA: 22 ком.</li> </ul>	<i>1.503.384,00</i>
		<p><b>Уградња трансформатора 35/20 kV снаге 4 MVA у ТС 35/20 kV Превија.</b></p> <p>Опремање по једне 35 kV и 20 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/20 kV Превија</p> <p>Уградња новог трансформатора 35/20 kV снаге 4 MVA</p>	<i>244.000,00</i>
		<p><b>Уградња два трансформатора 35/20 kV снаге 4 MVA у ТС 35/20 kV Мркоњић Град.</b></p> <p>Опремање по две 35 kV и 20 kV трансформаторске ћелије за прикључак нових трансформатора у ТС 35/20 kV Мркоњић Град.</p> <p>Уградња два нова трансформатора 35/20 kV снаге 4 MVA.</p>	<i>488.000,00</i>
		<p><b>Нови вод ТС 20/0,4 kV Ђурђевићи Челинац – ТС 20/0,4 kV Пеулићи.</b></p> <p>Надземни вод Al/Fe 50 mm<sup>2</sup>, дужине 2,61 km.</p> <p><b>Нови вод ТС 20/0,4 kV Берићи 2 – ТС 20/0,4 kV Оканције.</b></p> <p>Надземни вод Al/Fe 50 mm<sup>2</sup>, дужине 3,1 km.</p>	<i>274.080,00</i>
		<b>ТЈ Лакташи</b>	
		<p><b>Реконструкција 20 kV извода Слатина Бустер из ТС 110/20 kV Бања Лука 8.</b></p> <p>Уградња ужета Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> на надземним водовима укупне дужине 4,113 km.</p>	<i>82.660,00</i>
		<p><b>Реконструкција 20 kV извода Трн из ТС 110/20 kV Лакташи.</b></p> <p>Уградња ужета Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> на надземним водовима укупне дужине 1,899 km.</p>	<i>37.980,00</i>

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<b>Нови 20 kV кабловски вод ТС 110/20 kV Бања Лука 4 - ТС 110/20 kV Бања Лука 8</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , укупне дужине 8,4 km.	<b>571.200,00</b>
		<b>ТЈ Прњавор</b>	
		<b>Превођење 10 kV извода Кулаши из ТС 20/10 kV Прњавор 1 на 20 kV</b> Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 27,663 km. Уградња једне 20 kV ћелије у ТС 20/10 kV Прњавор 1. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 400 kVA: 1 ком, - 160 kVA: 6 ком, - 100 kVA: 12 ком, - 50 kVA: 4 ком.	<b>607.956,00</b>
		<b>Превођење 10 kV извода Вијечани из ТС 20/10 kV Прњавор 1 на 20 kV</b> Замена изолације 10 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 38,186 km. Уградња једне 20 kV ћелије у ТС 20/10 kV Прњавор 1. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 400 kVA: 1 ком, - 250 kVA: 1 ком, - 160 kVA: 10 ком, - 100 kVA: 16 ком, - 50 kVA: 3 ком.	<b>826.232,00</b>
		<b>Гашење трансформације 20/10 kV у ТС 20/10 kV Прњавор 1</b>	-
		<b>Нови вод ТС 20/0,4 kV Субићи – ТС 20/0,4 kV Чивчије 2 Марковићи.</b> Надземни вод Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 1,2 km.	<b>57.600,00</b>
		<b>Нови вод ТС 20/0,4 kV Дреник 2 – ТС 20/0,4 kV Скакавци.</b> Надземни вод Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 2,8 km.	<b>134.400,00</b>
		<b>Прикључење извода Кулаши и Вијечани у ТС 110/20 kV Прњавор 2.</b> Каблови ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , укупне дужине 4x80 m.	<b>21.760,00</b>
		<b>ТЈ Србац</b>	
		<b>Нови вод ТС 20/0,4 kV Погашница 1 – ТС 20/0,4 kV Повелић 1 резервоар.</b> Надземни вод Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 2,17 km.	<b>104.160,00</b>
		<b>Нови вод ТС 20/0,4 kV Мартинац 1 – ТС 20/0,4 kV Шешковићи 2.</b> Надземни вод Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 2,17 km.	<b>64.800,00</b>
		<b>ТЈ Приједор</b>	



Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<p><b>Превођење 6 kV конзума са ТС 20/6 kV Љубија на 20 kV</b>  Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 3,854 km.  Замена изолације 6 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 54,067 km.  Уградња шест 20 kV хелија у ТС 20/6 kV Љубија.  Уградња седам СН 20 kV блокова у трансформаторским станицама 6/0,4 kV.  Уградња 20 kV опреме у 35 трансформаторске станице 6/0,4 kV.  Уградња трансформатора 20/0,4 kV:  - 1000 kVA: 1 ком,  - 630 kVA: 2 ком,  - 400 kVA: 4 ком,  - 250 kVA: 5 ком,  - 160 kVA: 5 ком,  - 100 kVA: 21 ком,  - 50 kVA: 3 ком.</p>	2.422.876,00
		<p><b>Превођење 6 kV конзума са ТС 20/6 kV Томашица на 20 kV</b>  Замена изолације 6 kV са изолацијом 20 kV на надземним водовима укупне дужине 14,671 km.  Уградња три 20 kV хелије у ТС 20/6 kV Љубија.  Уградња 20 kV опреме у 10 трансформаторске станице 6/0,4 kV.  Уградња трансформатора 20/0,4 kV:  - 250 kVA: 1 ком,  - 160 kVA: 4 ком,  - 100 kVA: 5 ком.</p>	612.052,00
		<p><b>Нова 20 kV веза ТС 110/20 kV Приједор 5 – РТС Козарац</b>  Надземни вод Al/Fe 95 mm<sup>2</sup>, дужине 13 km.</p>	754.000,00
		<p><b>Прикључење нове ТС 20/0,4 kV Аутопут Орловац</b>  Двоструки кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 2x350 m.</p>	44.100,00
		<p><b>Замена дотрајалог кабла између ТС 20/0,4 kV Енергопетрол и ТС 20/0,4 kV kV Протект</b>  Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 582 m.</p>	39.576,00
		<p><b>Формирање РТС Гимназија и РТС Колонија</b>  <b>Полагање 20 kV кабла између ТС 110/20 kV Приједор 3 и ТС 20/0,4 kV Гимназија 1-2</b>  Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 3 km.  <b>Реконструкција ТС 20/0,4 kV Гимназија 1-2 и Колонија</b>  Опремање укупно 9 хелија 20 kV.</p>	744.000,00
		<b>ТЈ Бања Лука</b>	
		<p><b>Нова ТС 110/20/0,4 kV 10 kV Бања Лука 10.</b>  <b>Формирање 24 средњенапонска извода 10 и 20 kV.</b>  Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 13,47 km за формирање укупно 24 средњенапонска извода 20 и 10 kV.</p>	1.161.160.000

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<p><b>Нови извод Градска цеста из ТС 110/20 kV Бања Лука 8.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 4,5 km.</p> <p><b>Превођење дела 10 kV извода Радована Вулина из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 на 20 kV</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 1,842 km.</p> <p>Уградња девет СН 20 kV блокова у трансформаторским станицама 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња 20 kV опреме у две трансформаторске станице 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 630 kVA: 7 ком,</li> <li>- 400 kVA: 2 ком,</li> <li>- 250 kVA: 1 ком,</li> <li>- 160 kVA: 1 ком.</li> </ul>	<b>870.256,00</b>
		<p><b>Превођење дела 10 kV извода Енергомонт из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 и извода Ситари круг из ТС 110/20 kV Бања Лука 9 на 20 kV</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 6,419 km.</p> <p>Уградња 18 СН 20 kV блокова у трансформаторским станицама 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 1000 kVA: 1 ком,</li> <li>- 630 kVA: 14 ком,</li> <li>- 400 kVA: 5 ком.</li> </ul> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Стара чаршија и Палас и МГ Минд.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 330 m.</p> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Врбас обала и Бранка Мораче.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 310 m.</p>	<b>1.437.192,00</b>
		<p><b>Полагање нових каблова 20 kV на изводу Буцак 3/2 из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1.</b> Каблови ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 2,441 km.</p>	<b>214.808,00</b>
		<p><b>Превођење 10 kV извода Драге Ланга из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 на 20 kV</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, укупне дужине 3,823 km.</p> <p>Уградња шест СН 20 kV блокова у трансформаторским станицама 10/0,4 kV.</p> <p>Уградња трансформатора 20/0,4 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 630 kVA: 5 ком,</li> <li>- 400 kVA: 1 ком.</li> </ul> <p><b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Змај Јове Јовановића и Врбас обала.</b> Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 260 m.</p>	<b>613.304,0</b>

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<b>Превођење 10 kV извода Косте Воиновића и дела извода Трудбеник из ТС 110/20 kV Бања Лука 9 на 20 kV</b> <b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Косте Воиновића и Дом пензионера.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm <sup>2</sup> , дужине 540 m.	<b>47.520,00</b>
		<b>Превођење 10 kV извода Старчевица А2 и Старчевица С6 из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 и извода Старине Новака из ТС 110/20 kV Бања Лука 9 на 20 kV</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ А1 150 mm <sup>2</sup> , укупне дужине 8,436 km. Уградња 26 СН 20 kV блокова у трансформаторским станицама 10/0,4 kV. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 630 kVA: 25 ком, - 400 kVA: 1 ком.	<b>1.856.368,00</b>
		<b>Превођење 10 kV извода Старчевица б и Ребровац мост из ТС 110/10 kV Бања Лука 2 на 20 kV.</b> Полагање 20 kV каблова ХНЕ А1 150 mm <sup>2</sup> , укупне дужине 10,002 km. Уградња 28 СН 20 kV блокова у трансформаторским станицама 10/0,4 kV. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 1000 kVA: 8 ком, - 630 kVA: 19 ком, - 400 kVA: 1 ком.	<b>2.128.176,00</b>
		<b>Нови вод ТС 20/0,4 kV Бочац мост –ТС 20/0,4 kV Ђурђевићи Бочац.</b> Надземни вод А1/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 800 m.	<b>38.400,00</b>
		<b>Полагање нових каблова 20 kV уместо дотрајалих каблова на подручју ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1.</b> Каблови ХНЕ А1 150 mm <sup>2</sup> , укупне дужине 10,696 km.	<b>941.248,00</b>
		<b>Полагање нових каблова 20 kV уместо дотрајалих каблова на подручју ТС 110/10 kV Бања Лука 2.</b> Каблови ХНЕ А1 150 mm <sup>2</sup> , укупне дужине 3,351 km.	<b>294.888,00</b>
		<b>Полагање нових каблова 20 kV уместо дотрајалих каблова на подручју ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3.</b> Каблови ХНЕ А1 150 mm <sup>2</sup> , укупне дужине 8,278 km.	<b>728.464,00</b>
		<b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/0,4 kV Босе Живковић и Карађорђева 2.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm <sup>2</sup> , дужине 400 m.	<b>27.200,00</b>
		<b>Полагање кабла 20 kV између ТС 20/10 kV Добрња и ТС 20/0,4 kV Војска 1.</b> Кабл ХНЕ А1 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,55 km. Уградња једне 20 kV хелије у РТС 20/10 kV Добрња.	<b>208.400,00</b>

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<b>Превођење 10 kV извода Максима Горког из ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 на 20 kV.</b> Уградња једног СН 20 kV блока и трансформатра 20/0,4 kV снаге 630 kVA у ТС 20/0,4 kV Максима Горког.	<b>43.000,00</b>
		<b>Замена јединице Т1 у ТС 110/10 kV Бања Лука 2 са новим трансформатором 110/20/10 kV снаге 40 MVA и формирање 20 kV постројења.</b>	-
		<b>Нови 20 kV извод Пријечани 8 из ТС 110/20 kV Бања Лука 8</b> <b>Полагање каблова 20 kV:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ТС 110/20 kV Бања Лука 8 – ТС 20/0,4 kV Пријечани 8 Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 1,45 km.</li> <li>• ТС 20/0,4 kV Пријечани 4 – ТС 20/0,4 kV Пријечани Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 680 m.</li> <li>• ТС 20/0,4 kV Пријечани 5 – ТС 20/0,4 kV Ортопедија Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 1,16 km.</li> </ul>	<b>223.720,00</b>
		<b>Нови 20 kV изводи Препумпна станица и Козарска из ТС 110/20 kV Бања Лука 9.</b> <b>Полагање каблова 20 kV:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ТС 110/20 kV Бања Лука 9 – ТС 20/0,4 kV Препумпна станица Мејден Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 1,45 km.</li> <li>• ТС 110/20 kV Бања Лука 9 – ТС 20/0,4 kV Козарска Кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup>, дужине 1,35 km.</li> </ul>	<b>190.400,00</b>
2034	Мрежа 10(20) kV	<b>Изградња кабловске канализације на подручју Бања Луке</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ТС 110/10 kV Бања Лука 2 у правцу Борика и Старчевице: 400 m,</li> <li>• ТС 110/X kV Бања Лука 9: 3 km,</li> <li>• ТС 110/X kV Бања Лука 10, 3 km.</li> </ul>	<b>1.280.000,00</b>
		<b>Превођење 6 kV извода Стара сушиона и пословна зона из ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 на 20 kV.</b> Уградња 7 СН 20 kV блокова у трансформаторским станицама 10/0,4 kV. Уградња трансформатора 20/0,4 kV: - 1000 kVA: 3 ком, - 630 kVA: 4 ком.	<b>319.000,00</b>
		<b>ЗП Електрокрајина</b>	
		<b>Уградња реклозера 20(10) kV на подручју ЗП Електрокрајина</b> ТЈ Бања Лука: 20 ком, ТЈ Приједор и Градишка: 10 ком, Отале ТЈ: 5 ком, <b>Реклозер 35 kV на одвојку за МЕХ Медна: 1 ком.</b>	<b>1.686.000,00</b>
		<b>Замена трансформаторских станица БТС 10/0,4 kV са новим МБТС 20/0,4 kV</b> ТЈ Бања Лука: 23 ком, Остале ТЈ: 24 ком.	<b>940.000,00</b>
<b>Укупно у 2034. години</b>			<b>40.023.558,00</b>

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

Табела 72: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрoкpајине на крају 2034. године<sup>7</sup>

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 Будаќ-стамбено насеље	1.7	0.011	0.62	1.5	10.51	10.44	0.67%
2	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод РТС Предградје (2)	0.814	0.002	0.23	3.713	10.51	10.48	0.29%
3	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Јабучик	2.349	0.027	1.14	4.86	10.51	10.36	1.43%
4	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Будаќ 3/1	3.394	0.059	1.7	5.846	10.51	10.26	2.38%
5	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Мирча Мандића	3.763	0.103	2.67	6.272	10.51	10.1	3.90%
6	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Индустрјиска зона Јелшинград	1.7	0.004	0.25	0.6	10.51	10.48	0.29%
7	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Јелшинград ТАС 3	0.097	0	0.01	0.71	10.36	10.36	0.00%
8	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Јелшинград ТАС 1	0.195	0	0.01	0.427	10.36	10.36	0.00%
9	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Ливница 1	2.459	0.014	0.56	0.895	10.36	10.3	0.58%
10	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Бранка Поповића	4.438	0.218	4.68	6.626	10.36	9.8	5.41%
11	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Будаќ 3/2	4.134	0.158	3.68	6.779	10.36	9.87	4.73%
12	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод РТС Предградје (1)	4.001	0.065	1.61	6.738	10.36	10.15	2.03%
13	ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	Извод Радована Вулина	1.481	0.01	0.69	3.061	10.36	10.28	0.77%
<b>ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1</b>			<b>30.525</b>	<b>0.671</b>	<b>2.15</b>	<b>48.027</b>	<b>10.51</b>	<b>9.8</b>	<b>6.76%</b>
14	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Живојина Мишића	2.984	0.059	1.95	4.682	10.51	10.28	2.19%
15	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Муп	3.028	0.051	1.66	4.184	10.51	10.3	2.00%
16	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Универзитетски Град 2	2.068	0.016	0.76	2.172	10.51	10.42	0.86%
17	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Милана Карановића	3.085	0.058	1.84	3.816	10.51	10.28	2.19%
18	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Врбашки Пут 2	0.519	0	0.06	0.627	10.51	10.5	0.10%
19	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Филиповића Поље	2.14	0.003	0.13	0.371	10.51	10.49	0.19%
20	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Еко Топлана	0.524	0	0.08	0.488	10.51	10.5	0.10%
21	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Тошана	4.238	0.06	1.38	4.14	10.51	10.26	2.38%
22	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Врбашки Пут 1	1.564	0.012	0.75	3.141	10.51	10.42	0.86%
23	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Трг РС	0.627	0.002	0.35	2.275	10.51	10.47	0.38%
24	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Борик 1	1.99	0.012	0.58	3.127	10.51	10.43	0.76%
25	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Металекс	1.7	0.007	0.43	1.7	10.51	10.47	0.38%
26	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Борик 8	1.681	0.008	0.45	2.633	10.69	10.63	0.56%
27	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Поливијска Академија	1.846	0.013	0.71	2.416	10.69	10.6	0.84%
28	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Универзитетски град	1.149	0.006	0.53	3.121	10.69	10.62	0.65%
29	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Ротас	0.574	0.001	0.25	2.414	10.69	10.66	0.28%
30	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Воловод	0.026	0	0	0.151	10.69	10.69	0.00%
31	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)	Извод Борик ТС9	3.006	0.026	0.87	2.692	10.69	10.57	1.12%
<b>ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (10 kV)</b>			<b>32.749</b>	<b>0.334</b>	<b>1.01</b>	<b>44.15</b>	<b>10.69</b>	<b>10.26</b>	<b>4.02%</b>
32	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (20 kV)	Извод Ђеде Кетмановића	1.091	0.001	0.1	5.013	21.23	21.2	0.14%
33	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (20 kV)	Извод Старчевица А2	0.528	0	0.04	1.627	21.23	21.22	0.05%
34	ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (20 kV)	Извод Ребровац Мост	0.822	0	0.05	1.901	21.23	21.22	0.05%
<b>ТС 110/10 kV Бања Лука 2 (20 kV)</b>			<b>2.441</b>	<b>0.001</b>	<b>0.04</b>	<b>8.541</b>	<b>21.23</b>	<b>21.2</b>	<b>0.14%</b>
35	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Бранка Радичевића 2	1.652	0.012	0.72	2.35	10.4	10.31	0.87%
36	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Раде Марјанца	2.111	0.016	0.76	3.43	10.4	10.3	0.96%
37	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Вахиде Маглајлић	3.947	0.204	4.91	8.584	10.4	9.79	5.87%
38	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Трг МГ Мивд	1.7	0.014	0.84	2	10.4	10.31	0.87%
39	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Синтетик Лауш	3.204	0.049	1.51	3.811	10.47	10.26	2.01%
40	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Петра Мећаве	2.098	0.012	0.58	2.589	10.47	10.39	0.76%
41	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)	Извод Чајавец 2	2.265	0.014	0.62	1.275	10.47	10.4	0.67%
<b>ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (10 kV)</b>			<b>16.977</b>	<b>0.321</b>	<b>1.86</b>	<b>24.039</b>	<b>10.47</b>	<b>9.79</b>	<b>6.49%</b>
42	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Максима Горког	2.298	0.006	0.25	2.145	20.85	20.79	0.29%
43	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Сарачица	4.828	0.221	4.38	67.225	20.85	19.16	8.11%
44	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Бронзани Мајдан	2.033	0.155	7.06	146.783	20.85	19.16	8.11%
45	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Гранд Трејд 2	0.006	0	0.02	1.966	20.85	20.85	0.00%
46	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Милорада Умјеновића	2.828	0.007	0.24	2.999	20.85	20.78	0.34%
47	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Енергомонт	2.253	0.007	0.29	3.463	20.95	20.88	0.33%
48	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Петричевац	2.483	0.028	1.11	8.466	20.95	20.58	1.77%
49	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Петра Мећаве 2	2.545	0.009	0.33	4.511	20.95	20.87	0.38%
50	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод КМЦ ТС 2	2.324	0.005	0.19	1.812	20.95	20.91	0.19%
51	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)	Извод Паприковац	1.712	0.004	0.21	4.776	20.95	20.89	0.29%
<b>ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3 (20 kV)</b>			<b>23.31</b>	<b>0.442</b>	<b>1.86</b>	<b>244.146</b>	<b>20.95</b>	<b>19.16</b>	<b>8.54%</b>
52	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Залужани	1.542	0.009	0.55	8.086	20.6	20.44	0.78%
53	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Козара Путеви	1.17	0.001	0.12	1.882	20.6	20.57	0.15%
54	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Циглана Туњице	2.023	0.006	0.28	6.262	20.6	20.51	0.44%
55	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод МаБ Стакло	0.224	0	0.01	1.338	20.6	20.59	0.05%
56	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Благоја Паровића	0.114	0	0.01	1.385	20.6	20.59	0.05%
57	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Суботичка	3.702	0.038	1.01	7.803	20.6	20.35	1.21%
58	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Туњице 2 Куљани	2.144	0.038	1.73	8.497	20.6	20.15	2.18%
59	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Рамићи Барловици	1.306	0.007	0.54	19.612	20.6	20.41	0.92%
60	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Шарговац Даљка	0.385	0	0.06	5.445	20.6	20.58	0.10%
61	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Драгочај Страњани	0.362	0	0.08	4.885	20.6	20.58	0.10%
62	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Голден Метро	0.555	0	0.05	2.767	20.6	20.59	0.05%
63	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Управна зграда Уник	0.294	0	0.01	2.828	20.6	20.59	0.05%
64	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Уник	0.002	0	0	1.255	20.6	20.6	0.00%
65	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Ивањска (Поткозарје)	2.01	0.108	5.12	114.808	20.6	19.31	6.26%
66	ТС 110/20 kV Бања Лука 4	Извод Сарговац Пранићи	4.364	0.067	1.52	17.832	20.6	20.14	2.23%
<b>ТС 110/20 kV Бања Лука 4</b>			<b>20.197</b>	<b>0.274</b>	<b>1.34</b>	<b>204.685</b>	<b>20.6</b>	<b>19.31</b>	<b>6.26%</b>

<sup>7</sup> 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 72 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрокрајине на крају 2034. године

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
67	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Сирова вода	1.9	0.001	0.05	0.427	20.65	20.64	0.05%
68	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Карановац	2.195	0.037	1.65	17.439	20.65	20.06	2.86%
69	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Свракава	0.469	0.004	0.9	30.75	20.65	20.42	1.11%
70	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Десна Новоселија	1.38	0.003	0.22	6.995	20.65	20.58	0.34%
71	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Рекавица	1.336	0.036	2.59	44.382	20.65	19.85	3.87%
72	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Буквалек	0.562	0.004	0.71	21.312	20.65	20.47	0.87%
73	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод Хан Кола	1.002	0.011	1.13	42.988	20.65	20.26	1.89%
74	ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	Извод РТС Добриња	0.908	0.016	1.74	13.333	20.65	20.32	1.60%
	<b>ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5</b>		<b>9.752</b>	<b>0.112</b>	<b>1.14</b>	<b>177.626</b>	<b>20.65</b>	<b>19.85</b>	<b>3.87%</b>
75	ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6	Извод Мишин Хан	1.496	0.011	0.76	8.11	20.6	20.35	1.21%
76	ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6	Извод Драгочај Стрњани	3.635	0.03	0.83	18.376	20.6	20.29	1.50%
77	ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6	Извод Ина Плин	0.477	0	0.03	2.267	20.6	20.59	0.05%
	<b>ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6</b>		<b>5.608</b>	<b>0.041</b>	<b>0.73</b>	<b>28.753</b>	<b>20.6</b>	<b>20.29</b>	<b>1.50%</b>
78	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Врбања	4.855	0.057	1.15	21.181	20.91	20.55	1.72%
79	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Медено Поље 1	3.83	0.042	1.09	12.63	20.91	20.57	1.63%
80	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Делта 1	2.117	0.01	0.47	3.664	20.91	20.81	0.48%
81	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Вељка Млађеновића	0.742	0.001	0.08	2.215	20.91	20.89	0.10%
82	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Пословна зона	0.549	0	0.04	1.486	20.82	20.81	0.05%
83	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Стара Сушиона	0.199	0	0.02	2.246	20.82	20.81	0.05%
84	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Метал	3	0.021	0.69	3.75	20.82	20.68	0.67%
85	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Екватор Инцел	0.095	0	0.01	0.844	20.82	20.82	0.00%
86	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Чесма	1.747	0.008	0.47	10.385	20.82	20.64	0.86%
87	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Целех 2	5.853	0.021	0.36	0.977	20.82	20.74	0.38%
88	ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)	Извод Гас Бетон	0.009	0	0	0.687	20.82	20.82	0.00%
	<b>ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 (20 kV)</b>		<b>22.996</b>	<b>0.16</b>	<b>0.69</b>	<b>60.065</b>	<b>20.91</b>	<b>20.55</b>	<b>1.72%</b>
89	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 (20 kV)	Извод Трудбеник	4.652	0.041	0.88	6.744	20.71	20.46	1.21%
90	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 (20 kV)	Извод Мејдан зидана	3.324	0.011	0.33	4.045	20.71	20.61	0.48%
91	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 (20 kV)	Извод Мајден 5 ТС 9	2.172	0.007	0.31	4.588	20.71	20.62	0.43%
92	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 (20 kV)	Извод Старине Новака	3.229	0.015	0.47	4.639	20.71	20.58	0.63%
93	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 (20 kV)	Извод Косте Војиновића	2.881	0.009	0.33	3.354	20.71	20.62	0.43%
94	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 (20 kV)	Извод Ситари Круг	2.93	0.005	0.17	3.089	20.71	20.65	0.29%
95	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 (20 kV)	Извод Пољокоанов парк	0.817	0.001	0.06	1.7	20.71	20.69	0.10%
96	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 (20 kV)	Извод Старчевица	1.481	0.002	0.14	3.219	20.71	20.66	0.24%
	<b>ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 (20 kV)</b>		<b>21.486</b>	<b>0.091</b>	<b>0.42</b>	<b>31.378</b>	<b>20.71</b>	<b>20.46</b>	<b>1.21%</b>
97	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 (10 kV)	Извод Лауш	1.829	0.02	1.09	5.811	10.45	10.29	1.53%
	<b>ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9 (10 kV)</b>		<b>1.829</b>	<b>0.02</b>	<b>1.08</b>	<b>5.811</b>	<b>10.45</b>	<b>10.29</b>	<b>1.53%</b>
98	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (20 kV)	Извод Гранд Трејд	0.397	0	0.01	0.368	20.95	20.95	0.00%
	<b>ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (20 kV)</b>		<b>0.397</b>	<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0.368</b>	<b>20.95</b>	<b>20.95</b>	<b>0.00%</b>
99	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Урбанстички завод	0.52	0.001	0.13	1.506	10.45	10.44	0.10%
100	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Грчка	0.225	0	0.02	0.348	10.45	10.45	0.00%
101	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Поликлиника	1.351	0.007	0.52	2.732	10.45	10.39	0.57%
102	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Веселина Маслеше 8	0.509	0.001	0.11	1.073	10.45	10.44	0.10%
103	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Машински центар	1.383	0.008	0.55	2.157	10.45	10.39	0.57%
104	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод АП Банка	2.032	0.013	0.62	2.937	10.45	10.37	0.77%
105	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Дом културе	0.236	0	0.05	0.903	10.45	10.45	0.00%
106	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Влада	1.64	0.008	0.47	1.279	10.45	10.4	0.48%
107	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Творница дувана 3	1.892	0.012	0.64	2.71	10.45	10.37	0.77%
108	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Мирка Мрмоља	2.348	0.015	0.63	1.648	10.45	10.38	0.67%
109	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Екватор	1.76	0.01	0.56	1.731	10.45	10.39	0.57%
110	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Палас	1.939	0.015	0.76	2.792	10.45	10.36	0.86%
111	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Медвинска електроника	1.29	0.001	0.1	0.642	10.45	10.44	0.10%
112	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Пословни центар	2.222	0.01	0.45	1.449	10.45	10.39	0.57%
113	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Видовданска	0.97	0.001	0.14	0.717	10.45	10.44	0.10%
114	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Пошта центар	0.773	0.002	0.25	2.27	10.45	10.42	0.29%
115	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Милана Радмана	0.455	0.001	0.19	1.794	10.45	10.43	0.19%
116	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Петра Прерадовића 3 блок 5	1.819	0.005	0.26	1.504	10.45	10.41	0.38%
117	ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)	Извод Алеја 2	2.389	0.025	1.03	3.605	10.45	10.31	1.34%
	<b>ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10 (10 kV)</b>		<b>25.753</b>	<b>0.135</b>	<b>0.52</b>	<b>33.797</b>	<b>10.45</b>	<b>10.31</b>	<b>1.34%</b>
118	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Слатина	0.415	0	0.03	1.553	20.77	20.76	0.05%
119	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Шушњари	3.446	0.038	1.09	17.769	20.77	20.41	1.73%
120	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Бустер	4.768	0.145	2.95	47.089	20.77	19.94	4.00%
121	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Међугорје Велико Бласко	3.83	0.071	1.82	11.92	20.77	20.35	2.02%
122	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Пријечани 8	0.976	0.002	0.16	6.045	20.77	20.73	0.19%
123	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Градска цеста	2.616	0.024	0.92	8.399	20.77	20.56	1.01%
124	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Аутопут Јаблан	3.068	0.04	1.29	14.899	20.77	20.41	1.73%
125	ТС 110/20 kV Бања Лука 8	Извод Трн Црква	3.432	0.018	0.53	5.763	20.77	20.61	0.77%
	<b>ТС 110/20 kV Бања Лука 8</b>		<b>22.551</b>	<b>0.338</b>	<b>1.48</b>	<b>113.437</b>	<b>20.77</b>	<b>19.94</b>	<b>4.00%</b>
126	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Чајавец	2.914	0.011	0.38	5.372	20.74	20.61	0.63%
127	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Слатина	1.774	0.009	0.53	6.349	20.74	20.61	0.63%
128	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Александровац	0.925	0.003	0.31	11.732	20.74	20.64	0.48%
129	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Нискоградња-Асфалтна база	0.903	0.009	1	28.249	20.74	20.38	1.74%
130	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Миљосави	0.1	0	0	0.158	20.74	20.73	0.05%
131	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Миљосеви	1.106	0.019	1.7	47.109	20.73	20.24	2.36%
132	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Ријечани	0.644	0.003	0.4	13.174	20.73	20.62	0.53%
133	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Топола	2.581	0.022	0.86	7.16	20.73	20.55	0.87%
134	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Земљорадничка задруга	1.356	0.002	0.16	4.251	20.73	20.69	0.19%
135	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Трн	3.168	0.041	1.28	21.738	20.73	20.32	1.98%
136	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Спортска дворана	0.113	0	0.01	1.263	20.73	20.73	0.00%
137	ТС 110/20 kV Лакташи	Извод Ороз	0.75	0.002	0.26	11.99	20.73	20.65	0.39%
	<b>ТС 110/20 kV Лакташи</b>		<b>16.334</b>	<b>0.121</b>	<b>0.74</b>	<b>158.545</b>	<b>20.74</b>	<b>20.24</b>	<b>2.41%</b>

Табела 72 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрокрајине на крају 2034. године

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
138	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Аеродром	2.058	0.006	0.29	5.239	20.54	20.45	0.44%
139	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Крнете	0.259	0	0.12	8.382	20.54	20.51	0.15%
140	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Каблекс	0.405	0	0.02	1.037	20.54	20.54	0.00%
141	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Градишка	0.048	0	0.01	1.669	20.54	20.54	0.00%
142	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Мрчевици	0.898	0.006	0.66	14.484	20.54	20.31	1.12%
143	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Маглајани	1.336	0.007	0.51	12.188	20.54	20.34	0.97%
144	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Романовици	0.769	0.004	0.57	21.295	20.54	20.32	1.07%
145	ТС 110/20 kV Лакташи 2	Извод Индустриска зона Александровац	7.501	0.015	0.2	2.8	20.54	20.5	0.19%
	<b>ТС 110/20 kV Лакташи 2</b>		<b>13.274</b>	<b>0.038</b>	<b>0.29</b>	<b>67.094</b>	<b>20.54</b>	<b>20.31</b>	<b>1.12%</b>
146	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Мермер Штрбе	0.508	0.001	0.24	9.279	20.69	20.62	0.34%
147	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Ланиште Фачо	1.604	0.006	0.4	7.922	20.69	20.58	0.53%
148	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Скавашица	0.345	0.001	0.2	25.959	20.69	20.63	0.29%
149	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Свишара	0.597	0	0.03	1.301	20.69	20.69	0.00%
150	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Челинац Центар	2.195	0.003	0.12	10.736	20.69	20.62	0.34%
151	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Укрине	1.248	0.027	2.11	41.586	20.69	20.14	2.66%
152	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Домбе Бараковац	0.633	0	0.07	6.282	20.69	20.66	0.14%
153	ТС 110/20 kV Челинац	Извод Челинац 1	0.142	0	0	0.243	20.69	20.69	0.00%
	<b>ТС 110/20 kV Челинац</b>		<b>7.272</b>	<b>0.038</b>	<b>0.52</b>	<b>103.308</b>	<b>20.69</b>	<b>20.14</b>	<b>2.66%</b>
154	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Челинац	0.427	0.001	0.15	27.76	20.99	20.93	0.29%
155	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Козара	0.369	0	0.01	0.37	20.99	20.99	0.00%
156	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Јелшинград	4.501	0.012	0.27	2.98	20.99	20.93	0.29%
157	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Центар	0.938	0	0.03	3.195	20.99	20.97	0.10%
158	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Масловаре	2.451	0.083	3.28	47.255	20.99	20.05	4.48%
159	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Шпирате	1.226	0.036	2.84	66.046	20.99	20.13	4.10%
160	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Забрђе	1.879	0.018	0.92	23.311	21.04	20.78	1.24%
161	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Брегови 3	2.602	0.004	0.15	3.18	21.04	21	0.19%
162	ТС 110/20 kV Котор Варош	Извод Соколине	0.271	0	0.04	2.131	21.04	21.03	0.05%
	<b>ТС 110/20 kV Котор Варош</b>		<b>14.664</b>	<b>0.154</b>	<b>1.04</b>	<b>176.228</b>	<b>21.04</b>	<b>20.05</b>	<b>4.71%</b>
163	ТС 110/35/20 kV Кнежево	Извод Дом здравља	1.831	0.005	0.26	44.7	21.14	20.96	0.85%
164	ТС 110/35/20 kV Кнежево	Извод Алумина	0.328	0	0.01	1.417	21.14	21.13	0.05%
165	ТС 110/35/20 kV Кнежево	Извод РТС Кнежево	1.225	0	0.01	0.17	21.14	21.13	0.05%
166	ТС 110/35/20 kV Кнежево	Извод Прогрес	1.619	0.001	0.05	1.747	21.14	21.12	0.09%
	<b>ТС 110/35/20 kV Кнежево</b>		<b>5.003</b>	<b>0.006</b>	<b>0.12</b>	<b>48.034</b>	<b>21.14</b>	<b>20.96</b>	<b>0.85%</b>
167	ТС 110/20 kV Укрини	Извод Дубрава Школа	0.305	0	0.01	0.958	20.59	20.58	0.05%
168	ТС 110/20 kV Укрини	Извод Бранешчи	1.2	0.025	2.04	46.223	20.59	20	2.87%
169	ТС 110/20 kV Укрини	Извод Вијачани	1.051	0.016	1.51	25.771	20.59	20.07	2.53%
170	ТС 110/20 kV Укрини	Извод Челинац	0.33	0.002	0.6	29.45	20.59	20.44	0.73%
171	ТС 110/20 kV Укрини	Извод Умка	0.481	0.001	0.26	5.022	20.59	20.53	0.29%
	<b>ТС 110/20 kV Укрини</b>		<b>3.367</b>	<b>0.044</b>	<b>1.29</b>	<b>107.424</b>	<b>20.59</b>	<b>20</b>	<b>2.87%</b>
172	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Бараћи	0.637	0.015	2.23	92.69	20.95	20.42	2.53%
173	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Град 1	2.02	0.003	0.14	4.18	20.95	20.9	0.24%
174	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Мркоњић Град	2.209	0.04	1.79	23.921	20.95	20.48	2.24%
175	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Каменолом	0.389	0.001	0.18	15.059	20.95	20.88	0.33%
176	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Град 2	1.5	0.002	0.1	4.929	20.95	20.91	0.19%
177	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Рајково брдо (Кула)	0.28	0.001	0.19	10.631	20.95	20.9	0.24%
178	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Излаз дистрибуција	3.383	0.111	3.18	195.824	21.01	19.2	8.61%
179	ТС 110/20 kV Мркоњић Град	Извод Ново Насеље	0.987	0.003	0.34	26.268	21.01	20.85	0.76%
	<b>ТС 110/20 kV Мркоњић Град</b>		<b>11.405</b>	<b>0.176</b>	<b>1.52</b>	<b>373.502</b>	<b>21.01</b>	<b>19.2</b>	<b>8.61%</b>
180	ТС 35/20/10 kV Превија (20 kV)	Извод Заблеђе	0.613	0.002	0.33	7.62	20.48	20.39	0.44%
181	ТС 35/20/10 kV Превија (20 kV)	Извод Сип	0.063	0	0.01	1.69	20.48	20.47	0.05%
182	ТС 35/20/10 kV Превија (20 kV)	Извод Рагково	0.275	0	0.15	17.888	20.48	20.42	0.29%
183	ТС 35/20/10 kV Превија (20 kV)	Извод Ратока-Велаја	0.265	0	0.07	11.057	20.48	20.45	0.15%
	<b>ТС 35/20/10 kV Превија (20 kV)</b>		<b>1.216</b>	<b>0.002</b>	<b>0.16</b>	<b>38.255</b>	<b>20.48</b>	<b>20.39</b>	<b>0.44%</b>
184	РТС Дринић	Извод Гаврићи	0.043	0	0.07	8.597	20.82	20.82	0.00%
185	РТС Дринић	Извод СТС Бањци	0.103	0	0.03	2.489	20.82	20.81	0.05%
186	РТС Дринић	Извод Индустриска Зона	0.173	0	0.04	2.444	20.82	20.81	0.05%
187	РТС Дринић	Извод Дринић Центар	0.05	0	0	0	20.82	20.82	0.00%
	<b>РТС Дринић</b>		<b>0.369</b>	<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>13.53</b>	<b>20.82</b>	<b>20.81</b>	<b>0.05%</b>
188	ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)	Извод Шипово	1.708	0.003	0.2	13.321	20.51	20.46	0.24%
189	ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)	Извод РТС Шипово	1.628	0.001	0.06	4.545	20.51	20.49	0.10%
190	ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)	Извод Фас	1.778	0.001	0.04	0.466	20.51	20.5	0.05%
191	ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)	Извод Купрес	1.549	0.035	2.2	116.373	20.51	19.85	3.22%
192	ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)	Извод Соколац	1.297	0.016	1.19	21.69	20.51	20.22	1.41%
193	ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)	Извод Језеро	1.15	0.012	1.03	28.739	20.51	20.17	1.66%
	<b>ТС 110/20/10 kV Шипово (20 kV)</b>		<b>9.11</b>	<b>0.068</b>	<b>0.74</b>	<b>185.134</b>	<b>20.51</b>	<b>19.85</b>	<b>3.22%</b>
194	ТС 110/20 kV Прњавор	Извод Хрвањани	1.698	0.019	1.09	46.553	20.67	20.31	1.74%
195	ТС 110/20 kV Прњавор	Извод Шибовска	2.232	0.084	3.64	61.028	20.67	19.53	5.52%
196	ТС 110/20 kV Прњавор	Извод Којин Хан	1.032	0.026	2.43	54.869	20.67	20.04	3.05%
197	ТС 110/20 kV Прњавор	Извод Стандард	4.437	0.013	0.29	11.199	20.67	20.55	0.58%
198	ТС 110/20 kV Прњавор	Извод Уникс	0.194	0	0	0.391	20.67	20.67	0.00%
199	ТС 110/20 kV Прњавор	Извод Аутопут 9. јануар	0.001	0	11.5	0.625	20.67	20.67	0.00%
200	ТС 110/20 kV Прњавор	Извод Клаоница Штрпци	0.574	0.001	0.09	5.813	20.67	20.64	0.15%
201	ТС 110/20 kV Прњавор	Извод Пионир	3.036	0.005	0.16	2.959	20.85	20.81	0.19%
202	ТС 110/20 kV Прњавор	Извод Пијача	2.04	0.005	0.25	7.361	20.85	20.75	0.48%
	<b>ТС 110/20 kV Прњавор</b>		<b>15.244</b>	<b>0.153</b>	<b>0.99</b>	<b>190.798</b>	<b>20.85</b>	<b>19.53</b>	<b>6.33%</b>
203	ТС 110/20 kV Прњавор 2	Извод РП Прњавор 1 А	2.056	0.004	0.18	4.512	20.94	20.88	0.29%
204	ТС 110/20 kV Прњавор 2	Извод РП Прњавор 1 Б	1.717	0.04	2.29	46.013	20.94	20.15	3.77%
205	ТС 110/20 kV Прњавор 2	Извод Бензиска пумпа Вијака	0.725	0	0.06	2.116	20.94	20.92	0.10%
206	ТС 110/20 kV Прњавор 2	Извод Индустриска зона 1	0.525	0	0.07	2.062	20.94	20.93	0.05%
207	ТС 110/20 kV Прњавор 2	Извод Штрпци	1.205	0.01	0.82	42.022	20.94	20.68	1.24%
208	ТС 110/20 kV Прњавор 2	Извод Вијачани	0.809	0.006	0.79	33.53	20.94	20.69	1.19%
209	ТС 110/20 kV Прњавор 2	Извод Кулаши	0.488	0.003	0.64	16.371	20.94	20.76	0.86%
	<b>ТС 110/20 kV Прњавор 2</b>		<b>7.525</b>	<b>0.063</b>	<b>0.83</b>	<b>146.626</b>	<b>20.94</b>	<b>20.15</b>	<b>3.77%</b>



Табела 72 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрокрајине на крају 2034. године

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
210	ТС 110/20 kV Србац	Извод Бензинска пумпа	1.911	0.004	0.19	3.725	20.75	20.7	0.24%
211	ТС 110/20 kV Србац	Извод Ситнеш-Лепеница	1.398	0.042	2.92	69.459	20.75	19.83	4.43%
212	ТС 110/20 kV Србац	Извод Водовод Пребљеви	3.473	0.072	2.03	12.828	20.75	20.28	2.27%
213	ТС 110/20 kV Србац	Извод Стирокарт	1.073	0.004	0.38	8.975	20.75	20.66	0.43%
214	ТС 110/20 kV Србац	Извод Нова Топола	1.708	0.048	2.71	32.344	20.75	19.94	3.90%
215	ТС 110/20 kV Србац	Извод Бајинци Пумпа	0.578	0.004	0.73	17.821	20.75	20.54	1.01%
216	ТС 110/20 kV Србац	Извод Кобас	1.231	0.032	2.55	39.49	20.75	19.94	3.90%
217	ТС 110/20 kV Србац	Извод ИНА пумпа Србац	0.036	0	0	0.427	20.75	20.75	0.00%
218	ТС 110/20 kV Србац	Извод Пријебљеви	0.636	0.001	0.17	6.339	20.75	20.7	0.24%
219	ТС 110/20 kV Србац	Извод Србац Град	1.112	0.001	0.08	2.8	20.75	20.73	0.10%
220	ТС 110/20 kV Србац	Извод Тока	0.634	0.001	0.14	3.608	20.75	20.71	0.19%
221	ТС 110/20 kV Србац	Извод Ножичко двосистемски	0.945	0.016	1.71	27.617	20.75	20.3	2.17%
	<b>ТС 110/20 kV Србац</b>		<b>14.735</b>	<b>0.225</b>	<b>1.50</b>	<b>225.433</b>	<b>20.75</b>	<b>19.83</b>	<b>4.43%</b>
222	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Јелшинград Нови	0.787	0.001	0.09	1.802	20.83	20.81	0.10%
223	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Метал 4	1.477	0.002	0.12	2.645	20.83	20.8	0.14%
224	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Дистрибутивни центар	0.489	0	0.03	1.503	20.83	20.82	0.05%
225	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Стадион	0.597	0	0.02	0.89	20.83	20.83	0.00%
226	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Брестовчина	1.175	0.003	0.28	10.143	20.83	20.72	0.53%
227	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод ГЗ	0.931	0.001	0.07	2.529	20.83	20.81	0.10%
228	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Меркатор	0.316	0	0.01	0.588	20.83	20.83	0.00%
229	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Табаковица	1.208	0.002	0.12	2.773	20.83	20.8	0.14%
230	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Хисета Школа	1.212	0.002	0.16	3.865	20.83	20.79	0.19%
231	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Крошња	1.85	0.003	0.17	3.217	20.83	20.79	0.19%
232	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Циглана	1.689	0.01	0.61	20.135	20.78	20.6	0.87%
233	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Топола	1.218	0.004	0.34	9.022	20.78	20.68	0.48%
234	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Лиман	0.738	0.001	0.16	6.998	20.78	20.73	0.24%
235	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Чатрња	2.604	0.033	1.27	15.124	20.78	20.37	1.97%
236	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Левита - Плантаже	0.186	0	0.01	1.347	20.78	20.78	0.00%
237	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Занатски центар	0.227	0	0.01	1.412	20.78	20.78	0.00%
238	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Демирача	1.169	0	0.02	3.152	20.78	20.77	0.05%
239	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Метал 3	1.232	0.001	0.09	2.28	20.78	20.76	0.10%
240	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Водовод	0.235	0	0.03	2.185	20.78	20.77	0.05%
241	ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)	Извод Топлана	0.856	0	0.04	1.851	20.78	20.77	0.05%
	<b>ТС 110/20/10 kV Градишка (20 kV)</b>		<b>20.196</b>	<b>0.063</b>	<b>0.31</b>	<b>93.461</b>	<b>20.83</b>	<b>20.37</b>	<b>2.21%</b>
242	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Бистрица-Гашница	0.424	0.001	0.19	10.255	21.09	21.03	0.28%
243	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Подгаци	4.052	0.174	4.11	62.632	21.09	20.04	4.98%
244	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Чатрња	0.32	0	0.06	5.508	21.09	21.07	0.09%
245	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Турјак	0.106	0	0.03	2.998	21.09	21.08	0.05%
246	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Пословна зона Лиман	2.5	0.021	0.85	5.628	21.09	20.91	0.85%
247	ТС 110/20 kV Градишка 2	Извод Требовљани	1.425	0.023	1.58	75.449	21.09	20.64	2.13%
	<b>ТС 110/20 kV Градишка 2</b>		<b>8.827</b>	<b>0.219</b>	<b>2.42</b>	<b>162.47</b>	<b>21.09</b>	<b>20.04</b>	<b>4.98%</b>
248	110/20 kV Нова Топола	Извод Агроиндустријска Зона	0.478	0.001	0.13	4.936	20.91	20.88	0.14%
249	110/20 kV Нова Топола	Извод Кочићево	0.72	0.003	0.43	21.129	20.91	20.78	0.62%
250	110/20 kV Нова Топола	Извод Матура	0.064	0	0.18	18.752	20.91	20.87	0.19%
251	110/20 kV Нова Топола	Извод Топола Центар	0.997	0.003	0.34	6.279	20.91	20.81	0.48%
252	110/20 kV Нова Топола	Извод Лакташи	1.289	0.026	1.97	36.599	20.91	20.38	2.53%
253	110/20 kV Нова Топола	Извод Ламинци	0.973	0.011	1.12	30.864	20.91	20.6	1.48%
254	110/20 kV Нова Топола	Извод Амбуланта	2.422	0.018	0.75	8.216	20.91	20.72	0.91%
255	110/20 kV Нова Топола	Извод Берек	2.584	0.095	3.56	98.208	20.91	19.76	5.50%
256	110/20 kV Нова Топола	Извод Градишка	2.098	0.019	0.89	20.335	20.91	20.65	1.24%
257	110/20 kV Нова Топола	Извод Подгаци	0.188	0	0.03	2.239	20.91	20.9	0.05%
258	110/20 kV Нова Топола	Извод Топола	0.843	0.005	0.63	15.89	20.91	20.71	0.96%
	<b>110/20 kV Нова Топола</b>		<b>12.656</b>	<b>0.181</b>	<b>1.41</b>	<b>263.447</b>	<b>20.91</b>	<b>19.76</b>	<b>5.50%</b>
259	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Папирница	1.755	0.002	0.13	5.035	20.35	20.31	0.20%
260	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Кнежича 10 кВ	0.615	0.006	1.02	33.124	20.35	20.04	1.52%
261	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Костајница	0.367	0.005	1.25	38.327	20.35	20	1.72%
262	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Сип	0.663	0	0.06	1.752	20.35	20.33	0.10%
263	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Ђолови 2	0.58	0.001	0.13	6.729	20.35	20.31	0.20%
264	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Предеоница	5.103	0.03	0.59	2.551	20.35	20.23	0.59%
265	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Петловац 1	1.425	0.012	0.8	5.37	20.35	20.17	0.88%
266	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Предеоница Dubicotton	0.308	0	0.05	2.245	20.35	20.34	0.05%
267	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Јосић	1.213	0.005	0.38	12.134	20.35	20.22	0.64%
268	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Механика Дубичка Раван	1.846	0.002	0.13	4.442	21.26	21.22	0.19%
269	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Транзит Урије	0.74	0	0.04	1.77	21.26	21.25	0.05%
270	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Моштановица Раковина	0.865	0.008	0.86	69.43	21.26	20.97	1.36%
271	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Кнежича 20 кВ	1.497	0.021	1.38	51.022	21.26	20.77	2.30%
272	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Бачвани	1.732	0.057	3.18	50.511	21.26	20.2	4.99%
273	ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)	Извод Драксенић	1.518	0.022	1.44	53.223	21.26	20.77	2.30%
	<b>ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (20 kV)</b>		<b>20.227</b>	<b>0.171</b>	<b>0.84</b>	<b>337.665</b>	<b>21.26</b>	<b>20</b>	<b>5.93%</b>



**Табела 72 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електрокрајине на крају 2034. године**

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
274	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Гомјеница	4.22	0.121	2.78	33.812	20.83	20.02	3.89%
275	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Врбице	0.762	0	0.05	1.701	20.83	20.82	0.05%
276	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Босна Монтажа	3.006	0.011	0.36	6.115	20.83	20.73	0.48%
277	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Тукови	2.85	0.01	0.35	2.716	20.83	20.74	0.43%
278	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Томашица	0.506	0.006	1.21	27.6	20.83	20.54	1.39%
279	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Индустриска зона Целтак	1.7	0.003	0.15	1.45	20.83	20.8	0.14%
280	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Индустриска зона Циркин поље	2	0.005	0.23	1.84	20.54	20.5	0.19%
281	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Трнопоље	1.024	0.005	0.5	19.405	20.54	20.35	0.93%
282	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Козара Пугеви	1.253	0.002	0.16	3.565	20.54	20.5	0.19%
283	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Житопроект	1.654	0.003	0.19	3.93	20.54	20.5	0.19%
284	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Свале	1.451	0.004	0.27	7.13	20.54	20.46	0.39%
285	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Козарац	1.737	0.019	1.09	30.728	20.54	20.23	1.51%
286	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Индустриска зона Орловци	1.7	0.007	0.41	3.83	20.54	20.46	0.39%
287	ТС 110/20 kV Приједор 1	Извод Циркин поље	0.977	0.001	0.13	2.982	20.54	20.51	0.15%
	<b>ТС 110/20 kV Приједор 1</b>		<b>24.84</b>	<b>0.197</b>	<b>0.79</b>	<b>146.804</b>	<b>20.83</b>	<b>20.02</b>	<b>3.89%</b>
288	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Черјеши	2.636	0.031	1.18	34.88	20.97	20.51	2.19%
289	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Велепромет	3.201	0.025	0.77	33.859	20.97	20.59	1.81%
290	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Пећани	3.13	0.013	0.42	4.98	20.97	20.86	0.52%
291	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Хладњача	2.428	0.01	0.43	4.879	20.97	20.87	0.48%
292	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Рашковац	1.007	0.001	0.12	3.171	21.14	21.11	0.14%
293	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Тукови	4.497	0.072	1.58	3.7	21.14	20.78	1.70%
294	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Брежичани	0.257	0	0.11	6.413	21.14	21.11	0.14%
295	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Град-станоградња	2.11	0.004	0.18	1.837	21.14	21.1	0.19%
296	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Хладњача (пролаз)	4.499	0.063	1.38	9.307	21.14	20.79	1.66%
297	ТС 110/20/10 kV Приједор 3	Извод Гимназија	2.678	0.014	0.52	4.961	21.14	21.02	0.57%
	<b>ТС 110/20/10 kV Приједор 3</b>		<b>26.443</b>	<b>0.233</b>	<b>0.87</b>	<b>107.987</b>	<b>21.14</b>	<b>20.51</b>	<b>2.98%</b>
298	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод Коњевићи	0.369	0.001	0.39	20.316	20.61	20.51	0.49%
299	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод Дреновача	1.811	0.017	0.94	17.221	20.61	20.35	1.26%
300	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод Омарска	0.798	0.002	0.22	4.376	20.61	20.56	0.24%
301	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод Кевљани	1.583	0.029	1.82	46.969	20.61	20.03	2.81%
302	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод Нишевићи	0.821	0.007	0.82	27.466	20.61	20.37	1.16%
303	ТС 110/20/6 kV Приједор 5	Извод РТС Козарац	2.088	0.044	2.07	46.834	20.61	20.07	2.62%
	<b>ТС 110/20/6 kV Приједор 5</b>		<b>7.47</b>	<b>0.1</b>	<b>1.32</b>	<b>163.182</b>	<b>20.61</b>	<b>20.03</b>	<b>2.81%</b>
304	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Железничка станица	2.31	0.019	0.82	13.875	20.91	20.69	1.05%
305	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Сипос	0.091	0	0.01	2.754	20.91	20.91	0.00%
306	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Гортан Ограде	3.311	0.02	0.61	9.599	20.91	20.76	0.72%
307	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Уна Метал	1.801	0.001	0.08	0.8	20.91	20.89	0.10%
308	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Лингшпер	0.61	0	0.05	1.457	20.91	20.9	0.05%
309	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Сводна	2.236	0.065	2.82	121.88	20.89	19.8	5.22%
310	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Блатна	2.102	0.075	3.45	125.36	20.89	19.77	5.36%
311	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Добрљин	1.377	0.014	0.98	54.623	20.89	20.56	1.58%
312	ТС 110/20 kV Нови Град	Извод Костајница	1.954	0.132	6.34	35.074	20.89	19.39	7.18%
	<b>ТС 110/20 kV Нови Град</b>		<b>15.792</b>	<b>0.326</b>	<b>2.02</b>	<b>365.422</b>	<b>20.91</b>	<b>19.39</b>	<b>7.27%</b>
	<b>Укупно</b>		<b>492.54</b>	<b>5.518</b>	<b>1.11</b>	<b>4499.17</b>		<b>9.79</b>	

Потребно је посебно истаћи неопходна улагања у нове и постојеће ТС 110/X kV, како би СН мрежа на подручју ЗП Електрокрајина могла да се развија на начин како је предложено у етапама развоја 2024-2034. година. У поглављима 6.1.1.1-6.1.1.3 и 6.1.2 описани су разлози због којих је неопходно изградити нове објекте 110/X kV, али није дат преглед потребних улагања. Узете су у обзир само инвестиције које је потребно реализовати у СН мрежу како би се постојећи конзум прихватио из нових ТС 110/X kV. У Табела 73 је дат преглед нових ТС 110/X kV и постојећих ТС 110/X kV у којима су уграђене нове јединице.

**Табела 73: Преглед нових ТС 110/X kV и уградња нових трансформатора 110/X kV у постојећим ТС 110/X из којих се напаја СН мрежа на подручју ЗП Електрокрајина у периоду 2024-2034. година**

Назив ТС	Редни број трансформатора 110/X kV	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон	Инвестиција
ТС 110/35/20 kV Кнежево	T1	110/21/10,5	-	20/20/13,3	2025	Нова ТС 110/X kV.
	T2	110/21(10,5)/36,75	-	20/20/14	2025	
ТС 110/20 kV Прњавор 2	T1	110/21/10,5	-	20/20/13,6	2025	Нова ТС 110/X kV.
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9	T1	110/2x10,5/10,5	-	31,5/31,5/10,5	2026	Нова ТС 110/X kV.
	T2	110/2x10,5/10,5	-	31,5/31,5/10,5	2026	
ТС 110/20 kV Приједор 3	T2	110/21/10,5	-	20/20/6,67	2026	Уградња јединице T2. Повећање инсталисаног капацитета у трансформацији 110/20 kV.
ТС 110/10 kV Бања Лука 2	T1	110/10,5/10,5	31,5/31,5/10,5	40/40/27	2034	Замена јединице T1 са новом јединицом веће снаге. Повећање инсталисаног капацитета у трансформацији 110/10(20) kV.
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10	T1	110/2x10,5/10,5	-	40/40/27	2034	Нова ТС 110/X kV.
	T2	110/2x10,5/10,5	-	40/40/27	2034	

### 6.1.3. Изградња потенцијалних ТС 110/X kV на подручју Електрокрајина

Поред изградње предложених ТС 110/X kV на подручју Електрокрајине, које су неопходне да би се задовољили технички критеријуми у нормалном и хаваријском режиму до краја 2034. године, извршене су анализе уласка у погон још три нове ТС 110/X kV. Ове ТС су од значаја за развој СН конзума на подручју Електрокрајине и њиховим уласком у погон значајно би се убрзао развој СН мреже, али њихво улазак у погон зависи од самог развоја подручја у којем би се појавиле тј. зависи од појаве нових корисника ел. енергије које би прихватиле.

#### ТС 110/20 kV Приједор 6

Постојећа РТС Козарац напаја се из правца релативно дугачког и високо оптерећеног надземног 20 kV извода Козарац из ТС 110/20 kV Приједор 1. На подручју Козараца, кроз прогнозу потрошње сагледана је појава нових корисника ел. енергије. За даље ширење индустријског подручја у Козарцима са постојећом мрежом није могуће обезбедити поуздано напајање читавог подручја Козараца.

У случају појаве захтева за прикључење нових већих корисника неопходно је изградити нову ТС 110/20 kV Козарци која би прихватила постојећих конзум РТС Козарци.

Након изградње нове ТС 110/20 kV Козарци, преко постојећих 20 kV веза прихватио би се део конзума Козарци и Трнопоље из ТС 110/20 kV Приједор 1, односно део конзума са извода Кевљани из ТС 110/20 kV Приједор 5.

Изградњом нове ТС 110/20 kV Приједор 6, нису потребна додатна улагања у СН мрежу да би се прихватио постојећи и прогнозирани конзум напајан и постојеће РТС Козарац.

#### ТС 110/20 kV Приједор 2

Нова ТС 110/20 kV Приједор 2 би се градила у кругу постојеће ТС 220/110 kV Приједор 2 за потребе напајања индустријске зоне Балтине Баре, напајања рубних подручја и улазак у градско подручје и конекције са ДВ 20 kV Приједор 1 – Гомјеница. Постројење 20 kV је изграђено у потпуности.

Након формирања трансформације 110/20 kV у ТС Приједор 2 потребно је прихватити оптерећење нове индустријске зоне Балтин Баре, за шта је неопходно положити кабл, процењене дужине 400 m, од ТС 110/20 kV Приједор 2 до кабла у правцу инд. зоне Балтин Баре са извода Гомјеница (предложен да се положи када се појави индустријска зона Балтин Баре).

Такође, предлаже се прихватање оптерећење извода Гомјенице из ТС 110/20 kV Приједор 1, полагањем двоструког кабла процењене дужине 2x200 m до постојеће надземне деонице на овом изводу. На овај начин формирала би се још два 20 kV извода из ТС 110/20 kV Приједор 2 у правцу Гомјеница и у правцу ТС 110/20 kV Приједор 1.

Укупна вредност инвестиција у СН мрежу након изградње ТС 110/20 kV Приједор 2 износи око 54.000 КМ.

#### ТС 110/20 kV Костајница

Због лоших напонских прилика који се имају у постојећем стању на делу СН конзума Костајница, привремено решење може бити промена уклопног стања, односно растерећење извода Костајница из ТС 110/20 kV Нови Град. Растерећење би се постигло прихватањем дела извода Села из РТС Костајница на извод Бачвани из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица, али само као привремено решење због дотрајалости извода Бачвани и његове смањене поузданости.

Трајно решење проблема ниских напона на подручју Костајница јесте изградња нове ТС 110/20 kV Костајница која би прихватила постојећи конзум РТС Костајница и део конзума ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица. Зато је неопходно реконфигурисати мрежу уз додатна појачања.

На подручју Костајнице из постојеће РТС Костајница, односно из будуће ТС 110/20 kV Костајница, формиран је један кабловски извод који има резерву преко надземне мреже, са извода Села из РТС Костајница. Имајући у виду да постојећи извод Ханка напаја периферију Костајнице, предлаже се каблирање овог извода и формирања повезног вода са изводом Град (положити око 2,6 km кабла). Повезни вод би се формирао између ТС 20/0,4 kV Зечево брдо и ТС 20/0,4 kV Зечево брдо 2. Нови извод Ханка не би прихватио постојећу ТС 20/0,4 kV Узица, већ би се ова ТС прихватила на извод Пољавница долаз, формирањем кратке надземне деонице.

Након изградње нове ТС 110/20 kV Костајница предлаже се формирање новог извода Села 2 које би прихватило део конзума са извода Село. Потребно је положити нову почетну кабловску деоницу од ТС 110/20 kV Костајница до угаоног стуба иза одвајања за ТС 20/0,4 kV Град 3 (око 1,7 km). На овај начин прихватио би се део извода Села у правцу Тавија. Растерећењем извода Село, могуће је прихватити део конзума са извода Костајница из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица (у правцу ТС 20/0,4 kV Бачвани).

Формирањем новог извода Села 2 предлаже се прихватање делова конзума извода Костајница и извода Кнежица 2 из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица. Претходно је потребно изградити две нове надземне деонице између ТС 20/0,4 kV Подошка - Читлук 2 (око 2,5 km) и ТС 20/0,4 kV Читлук 3 - одвајање за ТС 20/0,4 kV Стривога 3 (око 1,3 km).

Укупна вредност предложених инвестиција у СН мрежу након изградње ТС 110/20 kV Костајница износи око 474.800 КМ.

Након изградње нове ТС 110/20 kV Костајница, за прогнозирана оптерећења из 2034. године, из нове ТС би се прихватило свега око 3,5 MW оптерећења које гравитирају овој ТС. Ипак изградњом ТС 110/20 kV Костајница, решили би се проблеми ниских напона на подручју Костајнице и омогућило прихватање нових корисника на овом подручју.

#### **6.1.4. Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електрокрајине**

Тренутно на подручју Електрокрајине постоји прикључено 43 МСЕ укупне инсталисане снаге 5,193 MW, 16 МХЕ инсталисане снаге 36,123 MW и две КПБ инсталисане снаге 1,12 MW.

Када је реч о потенцијалним захтевима за прикључење малих електрана на мрежу анализирано је прикључење око 90 МСЕ за које је дато позитивно мишљење о поступку прикључења. Реч је о 90 МСЕ укупне инсталисане снаге 43,5 MW.

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

У оквиру предложене анализе усвојен је принцип да се све МЕ за које су од стране Наручиоца достављени подаци прикључе на мрежу са својим предложеним инсталисаним снагама. Разматрани режим рада је режим минималног оптерећења мреже, јер се он сматра најкритичнијим са становишта пробијања горње дозвољене границе напонског ограничења (максимално генерисање из МЕ уз минимално оптерећење у остатку мреже). На овај начин су детектована она места у мрежи где напон прелази дозвољених 10,7 kV у 10 kV, 21,4 kV у 20 kV и 38 kV у 35 kV мрежи. Лоцирањем ових места долази се до закључка које од анализираних малих електрана имају најнеповољнији утицај на мрежу са становишта повећања напона. То су оне МЕ које су по својој

локацији електрично близу тачкама мреже са прекораченим напоном. За овакве електране предлаже се режим рада са потискивањем активне снаге. Другим речима, као услов за прикључење на мрежу ове електране морају смањити своју генерисану активну снагу када је остатак мреже у режиму минималног оптерећења. У оквиру анализа је за ове потребе извршено и скалирање инсталисане снаге, односно инсталисана снага је сразмерно смањивана да би се утврдило при ком највећем генерисању из мале електране неће доћи до пробијања напонских ограничења.

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

На основу извршених анализа утврђено је да прикључењем потенцијалних дистрибуираних извора на перспективну мрежу у минималном режиму у преосталим МСЕ не долази до повећања напона изван дозвољених граница, односно до недозвољеног повећања напона на месту прикључења (>5%), као ни до преоптерећења елемената мреже дефинисаних у правилима о раду дистрибутивног система код свих електрана појединачно. Тамо где то није случај предлаже се смањивање генерисане снаге МЕ.

Потребно је само напоменути да је у анализи постојећег стања моделовано стање мреже на подручју Кнежева, где се за максимално ангажовање МХЕ прикључених на 35 kV мрежу већи део генерисане енергије враћа преко дугачких 35 kV водова до ТС 110/35/20 kV Котор Варош. Ово за последицу има генерисање релативно високих губитака на овим 35 kV водовима. Решење је предложено кроз планове развоја, а то је изградња нове ТС 110/35/20 kV Кнежево преко које би се произведена енергија пласирала директно у преносни систем.

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

У свим ТС 110/X kV на подручју Електробрајине је извршено уземљавање на X kV страни. изузев у следећим ТС (раде као изоловане):

- мреже 35 kV напајане из ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1,
- мреже 35 kV напајане из ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5,
- мреже 35 kV напајане из ТС 110/35/20 kV Котор Варош,
- мреже 10 kV напајане из ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица,
- мреже 10 kV напајане из ТС 110/20/10 kV Градишка,
- мреже 20 kV напајане из ТС 110/20 kV Мркоњић Град,
- мреже 10 kV напајане из ТС 110/20/10 kV Шипово,
- мреже 6 kV напајане из ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 и
- мреже 6 kV напајане из ТС 110/20/6 kV Приједор 5.

У следећим ТС 35/X kV је на X kV страни извршено уземљавање мреже и то:

- мреже 10 kV напајане из ТС 35/10 kV Ситари,
- мреже 20 kV напајане из ТС 35/20 kV Нови Град и
- мреже 20 kV напајане из ТС 35/20 kV Кнежево,

Урађен је прорачун вредности струја једнофазног земљоспоја (са напонским фактором  $c = 1$ ) за све ниженапонске сабирнице у ТС ВН/СН и ТС СН/СН у постојећем стању и то за мреже које раде као изоловане. У Табела 74 су дати резултати прорачуна и предлози мера које је потребно спровести како би рад мреже био у складу са важећим правилницима и техничким препорукама.

**Табела 74: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$I_{l0}$ [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
------------------------------	--------------------	---------------------------	---

**Табела 74: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 сабирнице 35 kV	35	0,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5 Т2 сабирнице 35 kV	35	0,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 сабирнице 6 kV секција Б	6	3,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/20 kV Котор Варош сабирнице 35 kV	35	24,7	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20 kV Мркоњић Град сабирнице 20 kV секција А	20	39,4	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20 kV Мркоњић Град сабирнице 20 kV секција Б	20	5,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/20/10 kV Градишка сабирнице 10 kV	10	14,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица сабирнице 10 kV	10	23,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20/10 kV Шипово сабирнице 10 kV секција Б	10	13,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
РТС 35/20/10 kV Превија сабирнице 20 kV	20	3,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
РТС 35/20/10 kV Превија сабирнице 10 kV	10	4,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 20/35 kV Тукови сабирнице 20 kV	20	2,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 20/35 kV Тукови сабирнице 20 kV секција 3	20	2,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град сабирнице 10 kV	10	8,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
РТС ТС 20/10 kV Добрња сабирнице 10 kV	10	5,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 20/10 kV Прњавор 1 сабирнице 10 kV	10	5,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 20/6 kV Љубија сабирнице 6 kV	6	5,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 20/6 kV Томашица сабирнице 6 kV	6	0,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

На основу Табела 74 се може закључити да се у неколико ТС 110/СН kV и две ТС СН/СН kV предлаже разматрање евентуалног уземљавања посматране СН мреже преко нискоомске импедансе. За неколико ТС 110/СН kV се предлаже обавезно уземљавање посматране СН kV мреже преко нискоомске импедансе.

Да би се сагледао утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја једнофазног земљоспоја у СН мрежи, прорачунате су вредности тих струја (са напонским фактором  $c = 1$ ) за циљну мрежу за 2034. год. Резултати тих прорачуна и предлози мера су дати у Табела 75.

**Табела 75: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1 сабирнице 35 kV	35	0,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5 Т2 сабирнице 35 kV	35	0,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7 сабирнице 6 kV секција Б	6	3,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/20 kV Котор Варош сабирнице 35 kV	35	23,7	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.

**Табела 75: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 110/20 kV Мркоњић Град сабирнице 20 kV секција А	20	41,1	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20 kV Мркоњић Град сабирнице 20 kV секција Б	20	23,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20/10 kV Градишка сабирнице 10 kV	10	/	/
ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица сабирнице 10 kV	10	/	/
ТС 110/20/10 kV Шипово сабирнице 10 kV секција Б	10	/	/
РТС 35/20/10 kV Превија сабирнице 20 kV	20	3,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
РТС 35/20/10 kV Превија сабирнице 10 kV	10	3,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 20/35 kV Тукови сабирнице 20 kV	20	2,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 20/35 kV Тукови сабирнице 20 kV секција 3	20	2,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град сабирнице 10 kV	10	/	/
РТС ТС 20/10 kV Добрња сабирнице 10 kV	10	/	/
ТС 20/10 kV Прњавор 1 сабирнице 10 kV	10	/	/
ТС 20/6 kV Љубија сабирнице 6 kV	6	4,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 20/6 kV Томашица сабирнице 6 kV	6	/	/
ТС 110/10 kV Бања Лука 2 сабирнице 10 kV терцијер 2	10	16,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/20 kV Бања Лука 9 сабирнице 20 kV секција 1	20	88,4	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20 kV Прњавор 2 сабирнице 20 kV	20	30,6	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20/10 kV Приједор 3 сабирнице 20 kV секција 2	20	38,1	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20/10 kV Шипово сабирнице 20 kV секција Б	20	33,9	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/20 kV Кнежево сабирнице 35 kV	35	0,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/20 kV Кнежево сабирнице 20 kV секције 1 и 2	20	17,4	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.

Поређењем резултата датих у Табела 74 и Табела 75 може се закључити да се у 12 ТС 110/СН kV разликују предлози мера у циљној мрежи (2034. год) у односу на постојеће стање (2023. год).

#### 6.1.6. Закључне напомене

До краја 2034. године укупна вредност инвестиција које треба реализовати на дистрибутивном подручју ЗП Електрокрајина износи око 68.440.000 КМ, при чему се око 42 % свих инвестиција реализује у прве три године перспективног периода.

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

1. Изградња четири нове ТС 110/X kV на подручју ЗП Електрокрајина: Бања Лука 9, Бања Лука 10, Прњавор 2 и Кнежево (уз могућност појаве ТС 110/X kV Приједор 2, Приједор 6 и Костајница)
2. Неопходно је повећање капацитета у постојећим ТС 110/X kV Бања Лука 2 и Приједор 3 које ће обезбедити сигурност у напајању.
3. Потпуно гашење трансформације 35/10 kV и 20/X kV на подручју ЗП Електрокрајина.
4. Делимично гашење трансформације 35/20 kV и замена дотрајалих јединица 35/20 kV.

5. Припрема и превођење дела 10 kV и 6 kV конзума за рад под напоном 20 kV (замена опреме за рад под напоном 10(6) kV са опремом за рад под напоном 20 kV).
6. Комплетна реконструкција дотрајалих надземних деоница 20 kV (замена стубова, ужета и изолације).
7. Замена дотрајалих уљних каблова на градском подручју.
8. Улагања у градску мрежу у циљу задовољавања термичких критеријума и критеријума сигурности „n-1“.
9. Улагања у ванградску мрежу потребна ради задовољења термичких и напонских критеријума, као и она која су економски оправдана.

У наредној табели је дат приказ новчане вредности инвестиција које се предлажу за реализацију до краја перспективног периода, а у Табела 77 преглед планираних повећања инсталисаних капацитета у ТС 110/X kV и ТС 35/X kV на дистрибутивном подручју ЗП Електрокрајина.

**Табела 76: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електрокрајине**

Етапа развоја	Укупна вредност инвестиција (KM)
2024. година	8.255.549,80
2025. година	10.906.999,00
2026. година	9.250.419,80
2034. година	40.023.558,00
<i>Укупно 2024-2026. година</i>	<i>28.412.968,60</i>
<i>Укупно 2027-2034. година</i>	<i>40.023.558,00</i>
<b>Укупно у етапама 2024-2034. година</b>	<b>68.436.526,6</b>



**Табела 77: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електрокрајине**

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон
ТС 110/35/10 kV Бања Лука 1	110/2x10,5/36,75	40/36/27	40/36/27	1978
	110/2x10,5/36,75	40/36/27	40/36/27	1979
ТС 110/10 kV Бања Лука 2	110/10,5/10,5	31,5/31,5/10,5	40/40/27	2034
	110/10,5(21)/10,5	40/40/27	40/40/27	2022
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 3	110/21/10,5	40/40/27	40/40/27	2018
	110/21/10,5	40/40/27	40/40/27	2015
ТС 110/20 kV Бања Лука 4	110/21/10,5	20/20/13,4	20/20/13,4	1978
	110/21/10,5	20/20/6,67	20/20/6,67	1978
ТС 110/35/20 kV Бања Лука 5	110/21/10,5	20/20/6,67	20/20/6,67	2001
	110/21/10,5	20/20/14	20/20/14	2019
	35/21	4	4	-
	35/20	4	4	-
ТС 400/110/20 kV Бања Лука 6	110/21(10,5)/10,5	20/20/6,7	20/20/6,7	2006
	110/21(10,5)/10,5	20/20/6,7	20/20/6,7	2006
ТС 110/20/6 kV Бања Лука 7	110/21/6,3	20/20/14	20/20/14	2008
	110/21/6,3	20/20/14	20/20/14	2008
ТС 110/20 kV Бања Лука 8	110/2x10,5/10,5	40/40/14	40/40/14	2007
	110/2x10,5/10,5	40/40/14	40/40/14	2007
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 9	110/2x10,5/10,5	-	31,5/31,5/10,5	2026
	110/2x10,5/10,5	-	31,5/31,5/10,5	2026
ТС 110/20/10 kV Бања Лука 10	110/2x10,5/10,5	-	40/40/27	2034
	110/2x10,5/10,5	-	40/40/27	2034
ТС 110/20 kV Лакташи	110/36,75/21	20/20/20	20/20/20	1984
	110/21(10,5)/10,5	20/20/13,4	20/20/13,4	2006
ТС 110/20 kV Лакташи 2	110/21/10,5	20/20/14	20/20/14	2016
ТС 110/20 kV Челинац	110/21/10,5	20/20/14	20/20/14	2006
	110/21/10,5	20/20/14	20/20/14	2006
ТС 110/35/20 kV Котор Варош	110/21/10,5	20/20/13,3	20/20/13,3	1986
	110/21(10,5)/36,75	20/20/14	20/20/14	2011
ТС 110/35/20 kV Кнежево	110/21/10,5	-	20/20/13,3	2025
	110/21(10,5)/36,75	-	20/20/14	2025



**Табела 77 (наставак): Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електрокрајине**

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон
ТС 110/20 kV Укрина	110/21	12,5	12,5	1982
ТС 110/20 kV Мркоњић Град	110/2x10,5/10,5	20/20/14	20/20/14	1983
	110/21/10,5	20/20/14	20/20/14	2008
ТС 110/20/10 kV Шипово	110/21/10,5	20/20/14	20/20/14	2017
	110/21/10,5	20/20/14	20/20/14	2017
ТС 110/20 kV Прњавор	110/21/10,5	20/20/13,6	20/20/13,6	1984
	110/21/10,5	20/20/14	20/20/14	2015
ТС 110/20 kV Прњавор 2	110/21/10,5	-	20/20/13,6	2025
ТС 110/20 kV Србац	110/2x10,5/10,5	20/20/13,4	20/20/13,4	1987
	110/21/36,75	20/20/14	20/20/14	2021
ТС 110/20/10 kV Градишка	110/2x10,5/10,5	20/20/13,4	20/20/13,4	1985
	110/21/10,5	20/20/13,4	20/20/13,4	1985
ТС 110/20 kV Градишка 2	110/21/10,5	20/20/13,4	20/20/13,4	2017
ТС 110/20 kV Нова Топола	110/21/10,5	20/20/13,6	20/20/13,6	1985
	110/21/10,5	20/20/14	20/20/14	2017
ТС 110/20/10 kV Козарска Дубица	110/21/10,5	20/20/13,4	20/20/13,4	1975
	110/21(10,5)/10,5	20/20/13,4	20/20/13,4	1978
ТС 110/20 kV Приједор 1	110/21/10,5	20/20/13,6	20/20/13,6	2006
	110/21/10,5	20/20/13,33	20/20/13,33	1984
ТС 110/20 kV Приједор 3	110/21/10,5	20/20/13,33	20/20/13,33	1980
	110/21/10,5	-	20/20/6,67	2026
ТС 110/20/6 kV Приједор 5	110/6	16	16	1979
	110/21/6,3	20/20/14	20/20/14	2003
	110/21(10,5)/10,5	20/20/13,4	20/20/13,4	2003
ТС 110/20 kV Нови Град	110/21/10,5	20/20/13,4	20/20/13,4	1978
	110/21/10,5	20/20/14	20/20/14	2016

**Табела 77 (наставак): Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електрокрајине**

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон
ТС 35/10 kV Сигари	35/10	4	-	-
	35/10	4	-	-
ТС 35/20 kV Кнежево	35/20	4	-	-
ТС 35/20/10 kV Мркоњић Град	35/20	4	4	2034
	35/20	4	4	2034
	35/10	4	-	-
ТС 35/20/10 kV Превија	20/10	1	-	-
	20/10	1	-	-
	35/20	4	4	2034
ТС 35/10 kV Нови Град	35/20	4	-	-
ТС 35/20 kV Тукови	35/20	4	-	-
РТС 20/10 kV Добрња	20/10	1,6	-	-
РТС 20/10 kV Прњавор 1	20/10	4	-	-
РТС 20/10 kV Шипово центар	20/10	1,6	-	-
РТС 20/6 kV Томашица	20/6	1,6	-	-
РТС 20/6 kV Љубија	20/6	4	-	-
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV		1.080	1.311,5	
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10(20) kV и 20/10(6) kV		58,8	20	

## 6.2. Подручје Електро Добоја

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

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

### 6.2.1. Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године

#### 6.2.1.1. Развој мреже у етапи до краја 2024. године

Потребно је изградити надземни вод пресека Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> (локација постојећих стубова и траса је достављена из Електро Добоја), чиме би се преузео део оптерећења дугачког извода Топлана из ТС 35/10 kV Усора преко извода Севарлије из исте ТС. Након извшене промене уклопног стања и нове инвестиције напонске прилике у овом делу мреже су побољшане.

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

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

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

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

- замена трансформатора (Т2) 110/35/10 kV у ТС Добој 1 новим трансформатором снаге 40/27/27 MVA.

Због старости и преоптерећења трансформатора (Т1) у ТС 35/10 kV Баткуша снаге 4 MVA извршена је уградња новог трансформатора снаге 8 MVA. Трансформатор који је замењен је био у погону од 1970. године.

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

Због старости трансформатора (Т2) у ТС 35/10 kV Блатница снаге 4 MVA извршена је уградња новог трансформатора снаге 4 MVA. Трансформатор који је замењен је у погону од 1975. године.

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

**Табела 78: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2024	Мрежа 35 kV	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Баткуша на место постојећег трансформатора 1 снаге 4 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00

		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Врањак на место постојећег трансформатора 1 снаге 4 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	316.000,00
		Уградња резервног трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Врањак Опремање по једне 35 kV и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Врањак Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	316.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Блатница на место постојећег трансформатора 1 снаге 4 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	316.000,00
		Уградња два трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Миљковац Уградња два нова трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA, 12 10 kV и 6 35 kV ћелија	1 947.000,00
		Нова 35 kV веза до вода између ТС 35/10 kV Руданка и ТС 35/10 kV Усора Полагање кабла ХНЕ А1 150 mm <sup>2</sup> , дужине 818 m	196.320,00
	Мрежа 10 kV	Нова 10 kV веза између CD0301 – CD0310 Надземни А1/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 100 m	4.600,00
		Нова 10 kV веза између ТС 35/10 kV Миковац – Извод Хемопродукт Полагање кабла ХНЕ А1 150 mm <sup>2</sup> , дужине 200 m	16.000,00
		Нова 10 kV веза између ТС 35/10 kV Миковац – С12512 Полагање кабла ХНЕ А1 150 mm <sup>2</sup> , дужине 150 m	12.000,00
<b>Укупно у 2024. години</b>			<b>3.523.920,00</b>

#### 6.2.1.2. Развој мреже у етапи до краја 2025. године

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

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

**Табела 79: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
---------------	---------------	------------------	------------

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

### 6.2.1.3. Развој мреже у етапи до краја 2026. године

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Табела 80: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2026	Мрежа 35 kV	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Усора на место постојећег трансформатора 1 снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Усора на место постојећег трансформатора 2 снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
		Уградња резервног трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Сочковац Опремање по једне 35 kV и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Сочковац Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA	400.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Шамац 1 на место постојећег трансформатора 2 снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Руданка на место постојећег трансформатора 2 снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
	Мрежа 10 kV	Реконструкција вода од ТС 110/35/10 kV Теслић до извода Воводод Надземни Al/Fe 70 mm <sup>2</sup> , дужине 628 m	12.560,00
		Реконструкција вода од извода Воводод до чвора C51002 Надземни Al/Fe 70 mm <sup>2</sup> , дужине 295 m	5.900,00
	<b>Укупно у 2026. години</b>		

### 6.2.2. Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

У ТС 35/10 kV Петрово извршена је замена постојећег трансформатора снаге 4 MVA новим трансформатором снаге 4 MVA, уградња новог трансформатора планирана је због застарелости трансформатора. Такође је из разлога сигурности у случају испада јединог трансформатора, потребно уградити резервни трансформатор 35/10 kV снаге 4 MVA. Нови трансформатор би у редовном уклопном стању био угашен.

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

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

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

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

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

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

**Табела 81: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро Добоја које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године**

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



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

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<b>Комплетна реконструкција 10 kV вода између ТС 110/35/10 kV Модрича 1 и извода Милошевац</b> Надземни Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 1500 m	<b>89.700,00</b>
		<b>Замена 10 kV вода између ТС 110/35/10 kV Дервента и ТС 10/0,4 kV Календеровци</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1007 m	<b>80.560,00</b>
		<b>Замена 10 kV вода између ТС 35/10 kV Модран и ТС 10/0,4 kV Црнча</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 450 m	<b>3.600,00</b>
		<b>Замена 10 kV вода између ТС 110/35/10 kV Добој 1 и ТС 10/0,4 kV Бољанић</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 338 m	<b>27.040,00</b>
		<b>Замена 10 kV вода између ТС 110/35/10 kV Дервента и ТС 10/0,4 kV Дубочац</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1031 m	<b>82.480,00</b>
		<b>Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Брусница Велика Ријецани 1 – ТС 10/0,4 kV Дреновац</b> Надземни Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 2480 m	<b>114.080,00</b>
		<b>Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Цвртковци Тутњевићи – ТС 10/0,4 kV Појезна Васић</b> Надземни Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 2430 m	<b>111.780,00</b>
		<b>Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Црнча Босић – ТС 10/0,4 kV Осниња Перић</b> Надземни Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 1030 m	<b>47.380,00</b>
		<b>Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Бања Вруница – ТС 10/0,4 kV Баре Бања</b> Надземни Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 560 m	<b>25.760,00</b>
<b>Укупно у 2034. години</b>			<b>10.896.924,00</b>

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

Табела 82: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја на крају 2034. године<sup>8</sup>

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 Шњего тина	0.169	0.002	1.22	21.07	10.6	10.51	0.85%
2	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Мишићи	0.279	0.002	0.86	13.248	10.6	10.48	1.13%
3	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Прибинић	1.222	0.036	2.83	19.912	10.6	10.13	4.43%
4	ТС 35/10 kV Клупе	Извод Липље	0.271	0.002	0.81	22.581	10.6	10.5	0.94%
	<b>ТС 35/10 kV Клупе</b>		<b>1.941</b>	<b>0.042</b>	<b>2.12</b>	<b>76.811</b>	<b>10.6</b>	<b>10.13</b>	<b>4.43%</b>
5	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Врањак	0.376	0.001	0.38	4.374	10.55	10.49	0.57%
6	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Горња Бабесница	0.412	0.006	1.48	42.499	10.55	10.29	2.46%
7	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Дуго Поље	0.44	0.005	1.05	26.08	10.55	10.39	1.52%
8	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Подновље	0.781	0.031	3.86	27.563	10.55	10.06	4.64%
9	ТС 35/10 kV Врањак	Извод Копривна	0.453	0.008	1.8	18.998	10.55	10.3	2.37%
	<b>ТС 35/10 kV Врањак</b>		<b>2.462</b>	<b>0.051</b>	<b>2.03</b>	<b>119.514</b>	<b>10.55</b>	<b>10.06</b>	<b>4.64%</b>
10	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Град 1	2.259	0.03	1.33	5.452	10.19	10	1.86%
11	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Ранковић	0.817	0.009	1.13	13.613	10.19	10.01	1.77%
12	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Водовод	2.022	0.052	2.5	12.281	10.19	9.79	3.93%
13	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Ланара 2	0.015	0	0.01	2.25	10.19	10.19	0.00%
14	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Бања	1.382	0.028	2.02	17.106	10.19	9.91	2.75%
15	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Борја 2	0.353	0	0.03	0.35	10.19	10.18	0.10%
16	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Борја 1	0.451	0	0.05	0.35	10.19	10.18	0.10%
17	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Град кабл	2.537	0.022	0.84	4.703	10.19	10.06	1.28%
18	ТС 110/35/10 kV Теслић	Извод Теслић	1.972	0.061	3.02	17.631	10.19	9.79	3.93%
	<b>ТС 110/35/10 kV Теслић</b>		<b>11.808</b>	<b>0.202</b>	<b>1.68</b>	<b>73.736</b>	<b>10.19</b>	<b>9.79</b>	<b>3.93%</b>
19	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Пријел	0.287	0.001	0.4	5.606	10.13	10.07	0.59%
20	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Железничка станица	0.284	0	0.11	2.026	10.13	10.12	0.10%
21	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Вртлић	0.034	0	0.01	0.875	10.13	10.13	0.00%
22	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Суво Поље	0.226	0.002	0.96	15.404	10.13	9.99	1.38%
23	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Болјанић	0.57	0.019	3.3	23.671	10.13	9.7	4.24%
24	ТС 110/35/10 kV Добој 1	Извод Липац	0.286	0	0.11	5.207	10.13	10.11	0.20%
	<b>ТС 110/35/10 kV Добој 1</b>		<b>1.687</b>	<b>0.022</b>	<b>1.29</b>	<b>52.789</b>	<b>10.13</b>	<b>9.7</b>	<b>4.24%</b>
25	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Петрово	0.518	0.003	0.51	4.855	10.16	10.08	0.79%
26	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Индустрија	0.204	0.001	0.31	7.612	10.16	10.12	0.39%
27	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Студеница	0.745	0.003	0.39	3.894	10.16	10.11	0.49%
28	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Брезивић	0.409	0.004	0.91	19.046	10.16	10.09	1.18%
29	ТС 35/10 kV Петрово	Извод Порјечина	0.43	0.007	1.67	9.339	10.16	9.94	2.17%
	<b>ТС 35/10 kV Петрово</b>		<b>2.306</b>	<b>0.018</b>	<b>0.77</b>	<b>44.746</b>	<b>10.16</b>	<b>9.94</b>	<b>2.17%</b>
30	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Џунгла	1.48	0.006	0.39	1.924	10.38	10.34	0.39%
31	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Трудбеник Баре	0.064	0	0.05	3.078	10.38	10.38	0.00%
32	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Отпадне Воде	0.892	0.009	1.04	4.665	10.38	10.25	1.25%
33	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Пијескови	0.716	0	0.04	0.439	10.38	10.38	0.00%
34	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Пијаца	1.802	0.007	0.37	2.485	10.38	10.34	0.39%
35	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Центар 2	2.228	0.018	0.81	2.403	10.38	10.28	0.96%
36	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Ловац	1.579	0.002	0.14	1.676	10.38	10.36	0.19%
37	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Усора	0.231	0	0.03	1.169	10.38	10.38	0.00%
38	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Нова пијаца	2.224	0.021	0.93	4.105	10.38	10.25	1.25%
39	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Радник	0.99	0.008	0.81	7.5	10.38	10.29	0.87%
40	ТС 110/35/10 kV Добој 2	Извод Свјетлица	0.444	0.002	0.41	7.136	10.38	10.33	0.48%
	<b>ТС 110/35/10 kV Добој 2</b>		<b>12.65</b>	<b>0.073</b>	<b>0.57</b>	<b>36.58</b>	<b>10.38</b>	<b>10.25</b>	<b>1.25%</b>
41	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Модрича 9	1.489	0.018	1.18	11.05	10.61	10.44	1.60%
42	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Хемија 1 и 2	0.028	0	0	1.72	10.61	10.61	0.00%
43	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Млин	0.292	0	0.04	0.85	10.61	10.61	0.00%
44	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Туш	0.43	0	0.04	0.47	10.61	10.61	0.00%
45	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод Топлана	1.06	0.004	0.36	3.285	10.61	10.57	0.38%
46	ТС 35/10 kV Модрича 2	Извод 8. септембар	1.231	0.044	3.43	16.768	10.61	10.08	5.00%
	<b>ТС 35/10 kV Модрича 2</b>		<b>4.53</b>	<b>0.066</b>	<b>1.44</b>	<b>34.143</b>	<b>10.61</b>	<b>10.08</b>	<b>5.00%</b>

<sup>8</sup> 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 82 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја на крају 2034. године

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

**Табела 82 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро Добоја на крају 2034. године**

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

**6.2.3. Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електро- Добоја**

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

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

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

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

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

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

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

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

Урађен је прорачун вредности струја једнофазног земљоспоја (са напонским фактором  $c = 1$ ) за све ниженапонске сабирнице у ТС ВН/СН и ТС СН/СН у постојећем стању. У Табела 83 су дати резултати прорачуна и предлози мера које је потребно спровести како би рад СН мреже био у складу са важећим правилницима и техничким препорукама.

**Табела 83: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 110/35/10 kV Брод сабирнице 10 kV секција 1	10	27,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.



**Табела 83: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 35 kV	35	16,0	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 10 kV секција 1 <sup>9</sup>	10	14,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 10 kV секција 2 <sup>9</sup>	10	45,3	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 35 kV	35	7,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 10 kV секција 1 <sup>10</sup>	10	25,9	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 10 kV секција 2 <sup>10</sup>	10	20,7	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 2 сабирнице 35 kV	35	3,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 2 сабирнице 10 kV	10	55,7	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 35 kV	35	8,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 10 kV секција 1 <sup>11</sup>	10	21,9	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 10 kV секција 2 <sup>11</sup>	10	11,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 1 <sup>12</sup>	10	6,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 2 <sup>12</sup>	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 3 <sup>12</sup>	10	23,3	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 35 kV	35	8,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Станари сабирнице 35 kV	35	0,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 10 kV секција 1 <sup>13</sup>	10	15,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 10 kV секција 2 <sup>13</sup>	10	31,0	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Шамац сабирнице 35 kV	35	0,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

<sup>9</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Дервента, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 59,7 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

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

<sup>11</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Добој 3, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 33 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>12</sup> С обзиром да су затворена оба 10 kV прекидач у спојним хелијама у ТС 110/35/10 kV Модрича 1, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачима укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 33,5 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>13</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Теслић, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 46,5 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

**Табела 83: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$I_{\Sigma}$ [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 110/35/10 kV Шамац сабирнице 10 kV	10	0,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Баткуша сабирнице 10 kV	10	4,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Блатница сабирнице 10 kV	10	91,7	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Брод 2 сабирнице 10 kV	10	27,2	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Врањак сабирнице 10 kV	10	23,2	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Жарковина сабирнице 10 kV	10	14,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Клупе сабирнице 10 kV	10	30,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Которско сабирнице 10 kV	10	23,8	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Модран сабирнице 10 kV	10	12,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Модрича 2 сабирнице 10 kV	10	28,4	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Петрово сабирнице 10 kV секција 1 <sup>14</sup>	10	7,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Петрово сабирнице 10 kV секција 2 <sup>14</sup>	10	17,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 1 <sup>15</sup>	10	0,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 2 <sup>15</sup>	10	7,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 3 <sup>15</sup>	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Сочковац сабирнице 10 kV	10	8,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Станари сабирнице 10 kV	10	27,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Усора сабирнице 10 kV	10	35,7	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Шамац 1 сабирнице 10 kV	10	18,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Шамац 2 сабирнице 10 kV	10	24,0	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.

На основу Табела 83 се може закључити да се од ТС 35/10 kV у власништву Електро Добоја за 10 kV мрежу напајану из ТС 35/10 kV Брод 2, Врањак, Клупе, Которско, Модрича 2, Станари, Усора и Шамац 2 предлаже разматрање евентуалног уземљавања посматраних 10 kV мрежа преко нискоомске импедансе. За ТС 35/10 kV Блатница се предлаже обавезно уземљавање посматране 10 kV мреже преко нискоомске импедансе.

Да би се сагледао утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја једнофазног земљоспоја у СН мрежи, прорачунате су вредности тих струја (са напонским фактором  $c = 1$ ) за циљну мрежу за 2034. год. Резултати тих прорачуна и предлози мера су дати у Табела 84.

<sup>14</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 35/10 kV Петрово, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 25,5 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>15</sup> И када су затворени 10 kV прекидачи у спојним ћелијама у ТС 35/10 kV Руданка, укупна струја једнофазног земљоспоја на 10 kV сабирницама у овој ТС (12,2 А) не превазилази 20 А до када је дозвољено да мрежа 10 kV ради као изолована.



**Табела 84: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљање посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 110/35/10 kV Брод сабирнице 10 kV секција 1	10	27,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 35 kV	35	4,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 10 kV секција 1 <sup>16</sup>	10	14,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Дервента сабирнице 10 kV секција 2 <sup>16</sup>	10	45,4	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 35 kV	35	7,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 10 kV секција 1 <sup>17</sup>	10	9,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 1 сабирнице 10 kV секција 2 <sup>17</sup>	10	27,1	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 2 сабирнице 35 kV	35	1,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 2 сабирнице 10 kV	10	55,7	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 35 kV	35	8,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 10 kV секција 1 <sup>18</sup>	10	21,9	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Добој 3 сабирнице 10 kV секција 2 <sup>18</sup>	10	11,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 1 <sup>19</sup>	10	6,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 2 <sup>19</sup>	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Модрича 1 сабирнице 10 kV секција 3 <sup>19</sup>	10	22,8	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 35 kV	35	10,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Станари сабирнице 35 kV	35	0,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 10 kV секција 1 <sup>20</sup>	10	19,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

<sup>16</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 110/35/10 kV Дервента, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 59,9 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>17</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 110/35/10 kV Добој 1, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 37 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>18</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 110/35/10 kV Добој 3, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 33 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>19</sup> С обзиром да су затворена оба 10 kV прекидач у спојним ћелијама у ТС 110/35/10 kV Модрича 1, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачима укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 33,4 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

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

**Табела 84: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$3I_0$ [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 110/35/10 kV Теслић сабирнице 10 kV секција 2 <sup>20</sup>	10	20,2	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Шамац сабирнице 35 kV	35	2,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Шамац сабирнице 10 kV	10	0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Баткуша сабирнице 10 kV	10	4,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Блатница сабирнице 10 kV	10	91,8	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Брод 2 сабирнице 10 kV	10	27,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Врањак сабирнице 10 kV	10	23,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Жарковина сабирнице 10 kV	10	14,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Клупе сабирнице 10 kV	10	31,3	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Которско сабирнице 10 kV	10	23,8	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Модран сабирнице 10 kV	10	13,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Модрича 2 сабирнице 10 kV	10	28,4	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Петрово сабирнице 10 kV секција 1 <sup>21</sup>	10	7,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Петрово сабирнице 10 kV секција 2 <sup>21</sup>	10	17,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 1 <sup>22</sup>	10	0,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 2 <sup>22</sup>	10	4,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Руданка сабирнице 10 kV секција 3 <sup>22</sup>	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Сочковац сабирнице 10 kV	10	8,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Станари сабирнице 10 kV	10	41,6	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Усора сабирнице 10 kV	10	51,1	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Шамац 1 сабирнице 10 kV	10	19,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Шамац 2 сабирнице 10 kV	10	10,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Велика Буковица сабирнице 10 kV	10	4,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Миљковац сабирнице 10 kV	10	1,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

Поређењем резултата датих у Табела 83 и Табела 84 може се закључити да се за 10 kV мрежу напајану из ТС 35/10 kV Станари и Усора предлаже уземљавање преко нискоомске импедансе на крају перспективног периода у односу на 10 kV мрежу у постојећем стању. За 10 kV мрежу напајану из ТС 35/10 kV Шамац 2, услед растерећења трансформатора 35/10 kV у наведеној ТС, на

<sup>21</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 35/10 kV Петрово, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 25,5 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>22</sup> И када су затворени 10 kV прекидачи у спојним ћелијама у ТС 35/10 kV Руданка, укупна струја једнофазног земљоспоја на 10 kV сабирницама у овој ТС (12,2 А) не превазилази 20 А до када је дозвољено да мрежа 10 kV ради као изолована.

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

### 6.2.5. Закључне напомене

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

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

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

У наредној табели је дат приказ новчане вредности инвестиција које се предлажу за реализацију до краја перспективног периода, а у Табела 86 преглед планираних повећања инсталисаних капацитета у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на дистрибутивном подручју Електро Добоја.

**Табела 85: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електро Добоја**

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

**Табела 86: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро Добоја**

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

**Табела 86 (наставак): Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро Добоја**

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

### 6.3. Подручје Електро-Бијељине

Према формираној прогнози потрошње, до краја перспективног периода на дистрибутивном подручју Електро-Бијељине се очекује да ће укупно оптерећење са тренутних 141 MW достићи ниво од око 166,7 MW (на нивоу ТС 110/X kV) у нижој варијанти прогнозе, односно 173,8 MW у вишој варијанти прогнозе. Тренутно у мрежи на овом подручју у ТС 110/X kV постоји инсталисано укупно 360 MVA, и то без трансформатора 110/X kV у ТС 110/X kV Брчко 1 и 2 чији се капацитети само једним мањим делом користе за напајање мреже на подручју ТЈ Бијељине. Преузета енергија из ТС 110/X се даље дистрибуира у мрежу посредством 25 дистрибутивних ТС 35/10 kV чија је укупна инсталисана снага 205 MVA. Поређењем капацитета у напојним ТС и прогнозираног нивоа оптерећења, и на основу формираног циљног решења мреже у периоду до 2034. године нема потребе за изградњом нових ТС 110/X kV на подручју ЕД Електро-Бијељина, већ се задовољавајуће напајање дистрибутивне мреже напона 10-35 kV може обезбедити из постојећих ТС 110/X kV, при чему је потребно повећање инсталисаног капацитета трансформације 110/10 и 110/35 kV која ће обезбедити сигурно напајање мреже.

Планирана мрежа је таква да су у свим ТС 110/X kV инсталисана два трансформатора за напајање 10 и 35 kV мреже изузев ТС 110/35/10 kV Лопаре. Резервно напајање у случају испада трансформатора у 110/35/10 kV у ТС 110/35/10 kV Лопаре се до 2034. године може обезбедити посредством резервног трансформатора 35/10 kV у ТС 110/35/10 kV Лопаре и планираног резервног вода 35 kV између ТС 110/35/10 kV Лопаре и ТС 35/10 kV Прибој. Након уградње другог трансформатора 110/36,75/10,5 kV снаге 20/20/14 MVA у ТС 110/35/10 kV Власеница према дугорочном плану развоја преносне мреже [6] могуће је трансформатор 35/10 kV снаге 8 MVA из ове ТС пребацити у ТС 110/35/10 kV Лопаре. Осим новог трансформатора у ТС 110/35/10 kV Власеница према дугорочном плану развоја преносне мреже планирано је из разлога сигурног напајања:

- уградити други трансформатор 110/10,5(21)/36,75 kV снаге 20/20/14 MVA у ТС Јања
- уградити други трансформатор 110/36,75/6,3 kV снаге 31,5/31,5/10,5 MVA у ТС Угљевик.

Инвестиције потребне у мрежи 35 kV на подручју Електро-Бијељине су везане за потребу да се обезбеди сигурно напајање ТС 35/10 kV у мрежи и за обезбеђење принципа сигурности "н-1" за трансформацију 35/10 kV.

Све инвестиције у мрежи 10 kV до краја перспективног периода могу се генерално поделити у две групе:

- 1) Инвестиције у градске (углавном кабловске) мреже потребне ради обезбеђења сигурног напајања ТС 10/0.4 kV на градским подручјима;
- 2) Инвестиције у ванградску мрежу потребне ради задовољења техничких критеријума, а које су при том и најчешће рентабилне;

### **6.3.1. Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године**

#### *6.3.1.1. Развој мреже у етапи до краја 2024. године*

У ТС 35/10 kV Бијељина IV једина јединица снаге 8 MVA би била преоптерећена за прогнозирана оптерећења за 2024. годину и неопходна је уградња другог трансформатора исте снаге.

У овој етапи се предлаже још једна инвестиција у мрежи 35 kV. Деоница ка ТС Братунац 1 пресека Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> је високо оптерећена и предлаже се реконструкција тог дела далековода и уградња ужета већег пресека. Стопа рентабилности ове инвестиције износи око 33,18%.

У периоду до краја 2024. године предлаже се неколико инвестиција у мрежи 10 kV које се односе на изградњу нових ТС 10/0,4 kV које су планиране за потребе прикључења нових купаца, а који су обухваћени прогнозом и чија је појава извесна. Локације нових ТС 10/0,4 kV и начин прикључења су реализовани према достављеним подацима. Даље у тексту се наводе све нове ТС 10/0,4 kV, начин како су прикључене на мрежу 10 kV је дат у Табела 87, као и вредност сваке појединачне инвестиције.

ТС 10/0,4 kV Нова ТС 2 и Нова ТС би се напајале преко извода Средњошколски центар из ТС 35/10 kV Бијељина II.

За напајање нове ТС 10/0,4 kV Нова ТС 5 (2x1000 kVA) неопходно је формирати нови извод из ТС 110/35/10 kV Бијељина 3. У питању је ТС 10/0,4 kV која је планирана за потребе прикључења нових купаца, а реч је о стамбено пословним објектима. Ова ТС би се градила у близини ТС 10/0,4 kV Млин 1 и по локацији је ближа ТС 35/10 kV Бијељина II. Како би прикључење ове ТС додатно повећало оптерећење трансформатора у ТС 35/10 kV Бијељина II (2x8 MVA) и губитке у мрежи 35 kV предлаже се нови извод из ТС 110/35/10 kV Бијељина 3. У непосредној близини је и ТС 35/10 kV Бијељина IV где је уграђен један трансформатор снаге 8 MVA, а који је високо оптерећен и у постојећем стању.

За напајање нове ТС 10/0,4 kV Незнаних јунака (1000 kVA) неопходно је формирати нови извод из ТС 110/35/10 kV Бијељина 1. Формирањем додатних веза са изводима Болница из ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 и Центар 2 из ТС 35/10 kV Бијељина III новоформирани извод преузима део оптерећења ових извода и смањује се ниво оптерећења трансформатора у ТС 35/10 kV Бијељина III.

Нова ТС 10/0,4 kV Нова ТС 1 (1000 kVA) планирана је за напајања нових купаца (стамбено пословни објекти) и напајала би се преко извода Ковиљуше из ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 (Табела 87).

Предлаже се да се нова ТС 10/0,4 kV Центар 10 напаја преко извода Центар из ТС 110/35/10 kV Бијељина 1. Локација и начин прикључења су реализовани према достављеним подацима.

Напајање нових ТС 10/0,4 kV Игришта (4000 kVA) би се реализовало преко новог извода Игришта II из ТС 110/35/10 kV Власеница. Још увек није позната тачна локација нових ТС 10/0,4 kV Игришта, али је познато да ће се налазити у околини ТС 10/0,4 kV Игришта II. Траса новог кабла 10 kV реализована је према достављеним подацима.

На магистралном правцу извода Патковача из ТС 35/10 kV Бијељина IV деоница од места одвајања ка ТС Патковача 9 до ТС Патковача 1 потребно је извршити реконструкцију замена ужета пресека Al/Fe 25 mm<sup>2</sup> ужетом Al/Fe 50 mm<sup>2</sup>. Поменуће деонице би са моделованим оптерећењем прогнозираним за 2024. годину биле оптерећене око 90%. Стопа рентабилности ове инвестиције износи око 34,45%.

За потребе напајања нове индустријске зоне потребно је формирати нови извод Расклопница Љесковац из ТС 110/20/10 kV Бијељина 2 до РП Љесковац. У питању је мешовити вод укупне дужине око 7 km (достављена траса изводне деонице). Према достављеним подацима ново расклопно постројење 10 kV за потребе напајања индустријске зоне (неколико значајнијих купаца) налази се у непосредној близини фабрике СЕП д.о.о Бијељина која има тенденцију за повећањем потрошње електричне енергије. Поменута индустријска зона се тренутно напаја преко високо оптерећеног извода Патковача из ТС 35/10 kV Бијељина IV који не би могао да прихвати веће оптерећење.

Изградњом далековода 10 kV између ТС 10/0,4 kV Крам (ТЈ Бијељина) и ТС 10/0,4 kV Ранчићи (ТЈ Соколац) обезбедило би се резервно напајање за део конзума ТС 35/10 kV Хан Пијесак (изводи Хан Крам и Хан Пијесак 1) преко извода Жљебови из ТС 35/10 kV Соколац. Формирањем овог међуповезног вода не може да се прихвати цео конзум ТС 35/10 kV Хан Пијесак преко мреже 10 kV из правца ТС 35/10 kV Соколац (велика удаљеност између почетних деоница ова два извода, високо оптерећен извод Жљебови и магистрални правац овог извода са урађеним Al/Fe 25 mm<sup>2</sup>). Траса и начин прикључења су реализовани према достављеним подацима.

**Табела 87: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Бијељине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
2025	Мрежа 35 kV	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Бијељина IV Опремање по једне 35 и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Бијељина IV Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA	400.000,00
		Реконструкција 35 kV далековода ка ТС 35/10 kV Братунац 1 из правца ТС 110/35/10 kV Поточари пресека Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> Реконструкција Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> у Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> , деонице укупне дужине 2,4 km	48.000,00
	Мрежа 10 kV	Прикључак нове ТС 10/0,4 kV Нова ТС 2 (1000 kVA) на 10 kV кабл између ТС 10/0,4 kV Рачанска 4 и Ледници 2. Полагање каблова ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x110 m МБТС 10/0.4 kV 1000 kVA Прикључак ТС 10/0,4 kV Нова ТС (1000 kVA) на 10 kV кабл између ТС 10/0,4 kV Ледници 4 и Ледници 3. Полагање каблова ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x270 m МБТС 10/0.4 kV 1000 kVA	217.200,00

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<b>Полагање кабла 10 kV између ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 и нове ТС 10/0,4 kV Нова ТС 5 (2x1000 kVA).</b> Кабл ХНЕ Аl 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2920 m, док према достављеним подацима у ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 постоји опремљена ћелија 10 kV МБТС 10/0.4 kV 2x 1000 kVA	355.600,00
		<b>Полагање кабла 10 kV између ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 и ТС 10/0,4 kV Незнаних јунака (1000 kVA).</b> Кабл ХНЕ Аl 150 mm <sup>2</sup> , дужине 670 m, док према достављеним подацима у ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 постоји опремљена ћелија 10 kV. МБТС 10/0.4 kV 1000 kVA <b>Прикључак ТС 10/0,4 kV Незнаних јунака на 10 kV кабл између ТС 10/0,4 kV Мега стан 2 и Транспром.</b> Полагање каблова ХНЕ Аl 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x190 m	162.200,00
		<b>Прикључак ТС 10/0,4 kV Нова ТС 1 (1000 kVA) на 10 kV кабл између ТС 10/0,4 kV Ковиљуше 1 и Брчанска Цеста 4.</b> Полагање каблова ХНЕ Аl 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x600 m	84.000,00
		<b>Прикључак ТС 10/0,4 kV ТС Центар 10 (1000 kVA) на 10 kV кабл између ТС 10/0,4 kV Центар 2 и Телеком.</b> Полагање каблова ХНЕ Аl 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x10 m МБТС 10/0.4 kV 1000 kVA	83.400,00
		<b>Полагање кабла 10 kV између ТС 110/35/10 kV Власеница и ТС 10/0,4 kV Игришта 2.</b> Кабл ХНЕ Аl 150 mm <sup>2</sup> , дужине око 5100 m, према достављеним подацима у ТС 110/35/10 kV не постоји опремљена ћелија 10 kV <b>Изградња 10 kV вода ТС 10/0,4 kV Игриште 2 – нове ТС 10/0,4 kV Игришта</b> Кабл ХНЕ Аl 150 mm <sup>2</sup> , дужине 600 m	506.000,00
		<b>Реконструкција магистралних деоница 10 kV Патковача из ТС 35/10 kV Бијељина IV – повећање пресека ужета.</b> Надземни Аl/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 1,073 km	21.460,00
		<b>Нови извод Расклопница Љесковац из ТС 110/20/10 kV Бијељина 2</b> мешовити вод 10 kV: ХНЕ Аl 150 mm <sup>2</sup> дужине 3,3 km и надземни Аl/Fe 50 mm <sup>2</sup> дужине 3,65 km уз опремање једне изводне ћелије 10 kV	434.300,00
		<b>Нови вод 10 kV између ТС 10/0,4 kV Крам (ТЈ Бијељина) и ТС 10/0,4 kV Ранчићи (ТЈ Соколац)</b> Надземни Аl/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 4,29 km	197.340,00
<b>Укупно у 2024. години</b>			<b>2.509.500,00</b>

### 6.3.1.2. Развој мреже у етапи до краја 2025. године

Прва инвестиција се односи на каблирање 35 kV везе ТС 110/35/10 kV Бијељина 1–ТС 35/10 kV Бијељина II. Према подацима из теренске јединице Бијељина кабл типа ХНР Cu 150 mm<sup>2</sup> је већ набављен па се рачуна само са трошковима његовог полагања. Разлози за ову инвестицију су ослобађање коридора далековода 35 kV између ове две ТС, а који највећим делом пролази кроз стамбено насеље.



У ТС 35/10 kV Шековићи једина јединица снаге 2,5 MVA би била преоптерећена за прогнозирана оптерећења за 2025. годину и неопходна је уградња другог трансформатора исте снаге. На тај начин би се обезбедило и сигурно напајање за конзум ТС 35/10 kV Шековићи. Према подацима достављеним из Електро-Бијељине трансформатор уграђен у овој ТС је из 1967. године. У тренутку кад буде била неопходна његова замена новим трансформатором предлаже се уградња новог трансформатора снаге 4 MVA.

Нови извод Брчанска Цеста 3 из ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 преузима део оптерећења високо оптерећеног извода Центар, а додатно се променом уклопног стања део оптерећења извода Жељезничка из ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 прихвати преко растерећеног извода Центар. Треба напоменути да би почетне деонице извода Центар и Жељезничка са моделованим оптерећењима прогнозираним за 2025. годину биле високо оптерећене око 90% за моделовани максимум напојних ТС 110/X kV.

Последњом предложеном инвестицијом у овој етапи решавају се лоше напонске прилике на изводу ХЕ Тишча из ТС 110/35/10 kV Власеница (напони на крајњим тачкама извода су испод технички дозвољених граница од 9,5 kV). Изградњом далековода 10 kV између ТС 10/0,4 Стрмица и ТС 10/0,4 kV Трново би се део конзума извода ХЕ Тишча (од 10/0,4 kV Дрињача) прихватио из правца ТС 35/10 kV Шековићи преко извода Власеница.

**Табела 88: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Бијељине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2025	Мрежа 35 kV	<b>Каблирање 35 kV везе ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 – ТС 35/10 kV Бијељина II</b> Полагање кабла ХНР Cu 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2880 m (процењена цена полагања кабла 35 kV)	<b>438.200,00</b>
		<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Шековићи</b> Опремање по једне 35 и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA	<b>274.000,00</b>
	Мрежа 10 kV	<b>Формирање новог извода Брчанска Цеста 3 из ТС 110/35/10 kV Бијељина 1</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> дужине 890 m, према достављеним подацима у ТС 110/35/10 kV постоји опремљена ћелија 10 kV	<b>71.200,00</b>
		<b>Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 Стрмица и ТС 10/0,4 kV Трново</b> Изградња вода Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 2,35 km	<b>108.100,00</b>
<b>Укупно у 2025. години</b>			<b>891.500,00</b>

#### 6.3.1.3. Развој мреже у етапи до краја 2026. године

На основу достављених података у периоду до краја 2026. године планирана је изградња нове ТС 35/10 kV Бијељина V. Такође се располагало подацима о локацији нове ТС и начину прикључења. Преглед потребних улагања за изградњу нове ТС 35/10 kV Бијељина V дат је у Табела 89. Нова ТС се уклапа у постојећи 35 kV правац између ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 и ТС 35/10 kV Чађавица. Треба напоменути да се демонтира део далековода 35 kV и ослобађа се коридор због проласка далековода преко значајне индустријске зоне.

Неки од разлога изградње нове ТС 35/10 kV у ТЈ Бијељина: простор је предвиђен за изградњу Индустријске Зоне 4, изградња аутопута Бањалука -Рача, наговештај изградње соларних електрана веће снаге у ближој околини, напајање постојећих Индустријских зона 2 и 3, растерећење постојећих далековода и обезбеђење поузданог напајања електричном енергијом постојећих и нових корисника.

Из нове ТС 35/10 kV Бијељина V би се формирала 3 нова извода 10 kV (два кабловска извода DMM WOOD, Мега дрво 2 и извод Лазаревић са доминантном надземном мрежом). Нови изводи би преузели и растеретили високо оптерећен изводе Месопродукт из ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 и извод Економија из ТС 110/35/10 kV Бијељина. Предлаже се да се угради један трансформатор снаге 8 MVA док би даљи раст оптерећења условио улазак у погон другог трансформатора исте снаге.

Подручје Скелани Општина Сребреница напаја се електричном енергијом из електроенергетског система Републике Србије са 4 далековада 10 kV из три ТС 35/10 kV са подручја ЕД Бајина Башта.

Овај део мреже нема довољан број веза са остатком СН мреже Електро Бијељине, а и због релативно велике удаљености овог конзума од напојних ТС 35/10 kV Зелени Јадар и Братунац 2 развојем СН веза ка ове две ТС 35/10 kV не би се постигле задовољавајуће напонске прилике и повећало би се генерисање губитака у мрежи СН.

Изградњом ТС 35/10 kV Скелани решио би се проблем управљања електроенергетским објектима овог подручја. Ова ТС би била прикључена 35 kV водом дужине 1000 m који би био прикључен као Т прикључак на постојећи далековод 35 kV између ТС 220/350 kV Бајина Башта и ТС 35/10 kV Бајина Башта. Предлаже се формирање 2 извода 10 kV најкраћим путем би се изашло на постојећи далековод 10 kV са два нова далековада 10 kV и формирала два извода. Како би се обезбедило резервно напајање из правца суседних ТС 35/10 kV потребно је изградити још два вода 10 kV: ТС Ђурићи - ТС Доње Пећи (1400 m) и ТС Милићевићи - ТС Ногаћевићи пут (950 m).

Предложене везе 10 kV са изводом Осмаче из ТС 35/10 kV Зелени Јадар због изузетно лошег терена и честих прекида у напајању не би могле да се користе за основно напајање овог дела мреже.

Преглед потребних инвестиција у етапи развоја до краја 2026. године дат је у Табела 89.

**Табела 89: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Бијељине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2026	Мрежа 35 kV	<b>Изградња нове ТС 35/10 kV Бијељина V</b> 1. Један нови трансформатор 35/10 kV снаге 8 MVA. 2. 6 хелија 10 kV (3 водних, 1 мерна, 1 кућни трафо, 1 трафо) 4 хелије 35 kV (2 водне, 1 мерна, 1 трафо) Полагање 10 kV каблова ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> дужине око 3660 m и 35 kV кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> дужине око 4 km.	2.396.000,00
		<b>Изградња нове ТС 35/10 kV Скелани.</b> 1. Један нови трансформатор 35/10 kV снаге 2,5 MVA. 2. 6 хелија 10 kV (3 водних, 1 мерна, 1 кућни трафо, 1 трафо) 4 хелије 35 kV (2 водне, 1 мерна, 1 трафо) 10 kV - Надземни Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> (2,89 km) 35 kV - Надземни Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> (1 km)	1.240.940,00
<b>Укупно у 2026. години</b>			<b>3 636 940.00</b>

### 6.3.2. Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године

У периоду до краја десетогодишње планске фазе, највећи број инвестиција се предлаже у мрежи 35 kV на подручју Електро-Бијељине, везане су углавном за потребу да се обезбеди сигурно напајање ТС 35/10 kV у мрежи и за обезбеђење принципа сигурности "n-1" за трансформацију 35/10 kV.

До краја десетогодишњег плана развоја мреже на подручју Електро-Бијељине треба рачунати и на уградњу укупно 5 нових трансформатора 35/10 kV у ТС 35/10 kV. У питању су трафостанице са уграђеним једним трансформатором и услед квара на њему не постоји могућност резервног напајања за читав конзум који остаје без напајања преко мреже нижег напонског нивоа. Уградња

другог трансформатора 35/10 kV планирана је у следећим ТС 35/10 kV Чађавица, Милићи, Козлук, Брањево и Цапарде. Преглед потребних улагања дат је у Табела 90.

Сигурно напајање за ТС 35/10 kV Брањево би се обезбедило изградњом новог 35 kV вода између ТС 110/35/10 kV Јања и ТС 35/10 kV Брањево, Al/Fe 95 mm<sup>2</sup> дужине око 13 km . Променом уклопног стања у мрежи 35 kV реализовало би се напајање ТС 35/10 kV Брањево из правца ТС 110/35/10 kV Јања, чиме би се растеретио вод 35 kV између ТС 110/35 kV Беглук Поље и ТС 35/10 kV Каракај.

Изградњом 35 kV далековода између ТС 35/10 kV Сребреница и ТС 35/6 kV Гуњаци (Al/Fe 95 mm<sup>2</sup> дужине око 11.45 km) обезбедило ви се сигурно напајање за обе ТС 35/X kV.

Сигурно напајање за ТС 35/10 kV Остојићево и Дворови остварује се изградњом међуповезног вода између ове две ТС у дужини од 7 km.

Резервни вод за ТС 35/10 kV Прибој планирано је изградити из правца ТС 110/35/10 kV Лопаре (око 9,5 km), док се резерва за ТС 35/10 kV Чађавица остварује изградњом међуповезног вода између ТС 35/10 kV Брезово Поље и ТС 35/10 kV Чађавица у дужини од 12 km.

На крају предлаже се још неколико инвестиција у мрежи 10 kV, а односе се на неекономично оптерећене изводе, проценат губитака на изводу изнад 5%.

За неекономично оптерећене 10 kV изводе Црњелово из ТС 35/10 kV Остојићево и Црњелово из ТС 35/10 kV Брезово Поље предлаже се да се формира нови извод из ТС 35/10 kV Брезово Поље. Нови извод ЗП Комерц из ТС 35/10 kV Брезово Поље преузео би део оптерећења извода Црњелово из ТС 35/10 kV Брезово Поље и део оптерећења извода Црњелово из ТС 35/10 kV Остојићево (потребно изградити 10 kV вод Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> дужине 2,16 km између стуба са ког се одваја ТС 10/0,4 kV Вршани Нови 1 и ТС 10/0,4 kV Бурум школа). За формирање почетне деонице новог извода потребно је положити кабл ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup> дужине 6,5 km између ТС 35/10 kV Брезово Поље и ТС 10/0,4 kV ЗП Комерц.

Следећа инвестиција се односи на дугачак 10 kV извод Грбавци из ТС 35/10 kV Каракај. Предлаже се да се овај извод растерети тако што би се део извода Грбавци прихватио из правца ТС 35/10 kV Зворник преко извода Кула Град Села. Повезивање ова два извода би се реализовало полагањем кабла 10 kV између ТС 10/0,4 kV Томанићи и ТС 10/0,4 kV Палучци. Реч је о инвестицији која је рентабилна са стопом 13,48 %.

Дугачак и радијалан извод Сапна из ТС 35/10 kV Каракај би се растеретио из правца ТС 35/10 kV Козлук преко извода Каракај. Повезивање ова два извода би се реализовало изградњом 10 kV вода Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> дужине 3,37 km између ТС 10/0,4 kV Малешкић 1-Ристановићи и ТС 10/0,4 kV Козлук II.

Део оптерећења дугачког извода Корај из ТС 35/10 kV Модран би се мобао прихватити преко извода Мачковац из ТС 110/35/10 kV Лопаре. Повезивање овог извода би се реализовало новим 10 kV водом између ТС 10/0,4 kV Брусница 4 Гудураши и и најближег стуба на далеководу 10 kV ка ТС 10/0,4 kV Жутавка. Реч је о инвестицији која је рентабилна. Стопа рентабилности ове инвестиције износи око 14,12%.

На магистралном правцу извода Коренита из ТС 35/10 kV Модран потребно је извршити реконструкцију замена ужета пресека Al/Fe 25 mm<sup>2</sup> ужетом Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> све до места одвајања ка ТС 10/0,4 kV МД Коренита. У питању је неекономичан радијалан извод.

Предлаже се да се водом 10 kV повежу изводи Силос и Пелегићево из ТС 35/10 kV Пелегићево и да се преко новог вода 10 kV равномерно расподели оптерећење ова два извода и на тај начин имају боље напонске прилике и мањи губици на изводу Пелегићево. Међуповезни вод између два најближа стуба на правцима ка ТС 10/0,4 kV Ђурићи и ка ТС 10/0,4 kV Шаркани.

**Табела 90: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Бијељине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
	Мрежа 35 kV	<b>Изградња 35 kV далековода између ТС 110/35/10 kV Јања и ТС 35/10 kV Брањево</b> Опремање једне 35 kV водне ћелије за прикључак новог далековода у ТС 110/35/10 kV Јања Изградња вода Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> , дужине 13 km	<b>1.110.000,00</b>
		<b>Изградња 35 kV далековода између ТС 35/10 kV Сребреница и ТС 35/6 kV Гуњаци</b> Опремање по једне 35 kV водне ћелије за прикључак новог далековода у ТС 35/10 kV Сребреница и ТС 35/6 kV Гуњаци Изградња вода Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> , дужине 11,45 km	<b>1.056.000,00</b>
		<b>Изградња 35 kV далековода између ТС 35/10 kV Цапарде и ТС 35/10 kV Шековићи</b> Опремање по једне 35 kV водне ћелије за прикључак новог далековода у ТС 35/10 kV Сребреница и ТС 35/6 kV Гуњаци Изградња вода Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> , дужине 16 km	<b>1.420.000,00</b>
		<b>Изградња 35 kV далековода између ТС 35/10 kV Остојићево и ТС 35/10 kV Дворови</b> Опремање једне 35 kV водне ћелије за прикључак новог далековода у ТС 35/10 kV Остојићево Изградња вода Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> , дужине 7 km	<b>630.000,00</b>
		<b>Изградња 35 kV далековода између ТС 110/35/10 kV Лопаре и ТС 35/10 kV Прибој</b> Опремање једне 35 kV водне ћелије за прикључак новог далековода у 110/35/10 kV Лопаре Изградња вода Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> , дужине 9,5 km	<b>830.000,00</b>
		<b>Изградња 35 kV далековода између ТС 35/10 kV Брезово Поље и ТС 35/10 kV Чађавица</b> Опремање једне 35 kV водне ћелије за прикључак новог далековода у ТС 35/10 kV Брезово Поље Изградња вода Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> , дужине 12 km	<b>1.030.000,00</b>
		<b>Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Чађавица.</b> Опремање по једне 35 и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	<b>316.000,00</b>
		<b>Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Милићи.</b> Опремање по једне 35 и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA	<b>400.000,00</b>
		<b>Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 35/10 kV Козлук.</b> Опремање по једне 35 и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA	<b>400.000,00</b>

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
2034		Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Брањево. Опремање по једне 35 и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	316.000,00
		Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Цапарде. Опремање по једне 35 и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA	274.000,00
	Мрежа 10 kV	Нови извод ЗП Комерц из ТС 35/10 kV Брезово Поље ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> дужине 6,5 km и надземни Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> дужине 2,16 km уз опремање једне изводне ћелије 10 kV	539.360,00
		Полагање кабла 10 kV између ТС 10/0,4 kV Томанићи и ТС 10/0,4 kV Палучци. Кабл ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине око 2100 m	128.400,00
		Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Малеших 1-Ристановићи и ТС 10/0,4 kV Козлук II Изградња вода Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 3,37 km	155.020,00
		Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Брусница 4 Гудураши и и најближег стуба на далеководу 10 kV ка ТС 10/0,4 kV Жутавка Изградња вода Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 1,18 km	54.280,00
		Реконструкција магистралних деоница 10 kV извода Коренита из ТС 35/10 kV Модран – повећање пресека ужета. Надземни Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 7,72 km	154.400,00
		Растерење извода Пелегићево из ТС 35/10 kV Пелегићево преко извода Силос из исте ТС 35/10 kV . Надземни Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , 530 m	24.380,00
<b>Укупно у 2034. години</b>			<b>8.837.840,00</b>

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

Табела 91: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Бијељине на крају 2034. године<sup>23</sup>

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 Бијељина 1	Извод Економија	2.469	0.022	0.87	8.818	10.21	10.07	1.37%
2	ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	Извод Болница	0.72	0.001	0.08	1.55	10.21	10.2	0.10%
3	ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	Извод Јања Стара	0.988	0.004	0.38	3.072	10.21	10.16	0.49%
4	ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	Извод Индустрија II	1.663	0.01	0.6	3.222	10.21	10.13	0.78%
5	ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	Извод Центар	3.709	0.065	1.73	3.288	10.21	9.97	2.35%
6	ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	Извод Циглана	1.382	0.011	0.76	4.184	10.21	10.09	1.18%
	<b>ТС 110/35/10 kV Бијељина 1</b>		<b>10.931</b>	<b>0.113</b>	<b>1.02</b>	<b>24.134</b>	<b>10.21</b>	<b>9.97</b>	<b>2.35%</b>
7	ТС 110/20/10 kV Бијељина 2	Извод Доњи Загони	0.445	0.006	1.35	13.734	10.19	9.99	1.96%
8	ТС 110/20/10 kV Бијељина 2	Извод Хасе	0.968	0.012	1.18	4.799	10.19	10.04	1.47%
9	ТС 110/20/10 kV Бијељина 2	Извод Суво Поље	0.684	0.031	4.36	24.87	10.19	9.56	6.18%
	<b>ТС 110/20/10 kV Бијељина 2</b>		<b>2.097</b>	<b>0.049</b>	<b>2.28</b>	<b>43.403</b>	<b>10.19</b>	<b>9.56</b>	<b>6.18%</b>
10	ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	Извод Сава 2	0.106	0	0.01	0.26	10.16	10.16	0.00%
11	ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	Извод Жељезничка	4.612	0.065	1.39	4.596	10.16	9.97	1.87%
12	ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	Извод Ковилуше	1.658	0.017	1.01	3.849	10.16	10.03	1.28%
13	ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	Извод Месопродукт	2.012	0.049	2.38	16.407	10.16	9.71	4.43%
	<b>ТС 110/35/10 kV Бијељина 3</b>		<b>8.388</b>	<b>0.131</b>	<b>1.54</b>	<b>25.112</b>	<b>10.16</b>	<b>9.71</b>	<b>4.43%</b>
14	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Индустрија I	0.003	0	0	0.821	10.49	10.49	0.00%
15	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Гојсовец 2	2.721	0.065	2.34	22.763	10.49	10.07	4.00%
16	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Орао	0.303	0	0.01	0.165	10.49	10.49	0.00%
17	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Пословница	0.063	0	0	0.079	10.49	10.49	0.00%
18	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Гојсовец	0.994	0.008	0.83	7.408	10.49	10.37	1.14%
19	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Крушевље	2.738	0.041	1.47	3.415	10.49	10.3	1.81%
20	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Елвако РМК	0.037	0	0.01	0.754	10.49	10.49	0.00%
21	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Ново Село	1.235	0.031	2.45	13.403	10.49	10.16	3.15%
22	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Нови Млин	0.069	0	0.01	0.293	10.49	10.49	0.00%
23	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Средњошколски Центар	2.293	0.023	1.01	4.035	10.49	10.34	1.43%
24	ТС 35/10 kV Бијељина II	Извод Димитрија Туцовића	0.683	0.002	0.26	1.427	10.49	10.46	0.29%
	<b>ТС 35/10 kV Бијељина II</b>		<b>11.139</b>	<b>0.17</b>	<b>1.50</b>	<b>54.563</b>	<b>10.49</b>	<b>10.07</b>	<b>4.00%</b>
25	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Амајлије	1.513	0.064	4.05	18.091	10.52	9.98	5.13%
26	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Центар 2	2.114	0.008	0.4	2.499	10.52	10.47	0.48%
27	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Парк	2.516	0.019	0.74	2.524	10.52	10.43	0.86%
28	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Стадион	0.65	0.001	0.11	1.072	10.52	10.51	0.10%
29	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Зенит	0.847	0.002	0.19	1.832	10.52	10.5	0.19%
30	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Карађорђева	3.163	0.022	0.68	2.961	10.52	10.43	0.86%
31	ТС 35/10 kV Бијељина III	Извод Крушевље 3	1.128	0.006	0.53	4.346	10.52	10.45	0.67%
	<b>ТС 35/10 kV Бијељина III</b>		<b>11.931</b>	<b>0.122</b>	<b>1.01</b>	<b>33.325</b>	<b>10.52</b>	<b>9.98</b>	<b>5.13%</b>
32	ТС 35/10 kV Бијељина IV	Извод Патковача	2.149	0.085	3.8	6.637	10.53	9.99	5.13%
33	ТС 35/10 kV Бијељина IV	Извод Вишњићева	2.255	0.031	1.36	2.859	10.53	10.37	1.52%
34	ТС 35/10 kV Бијељина IV	Извод Пучиле	2.576	0.042	1.61	13.683	10.53	10.31	2.09%
35	ТС 35/10 kV Бијељина IV	Извод Гвоздевићи	1.185	0.006	0.48	5.56	10.53	10.46	0.66%
36	ТС 35/10 kV Бијељина IV	Извод Раскршће	2.518	0.022	0.87	3.628	10.53	10.41	1.14%
	<b>ТС 35/10 kV Бијељина IV</b>		<b>10.683</b>	<b>0.186</b>	<b>1.71</b>	<b>32.367</b>	<b>10.53</b>	<b>9.99</b>	<b>5.13%</b>
37	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Јања IV	1.337	0.01	0.76	3.259	10.3	10.2	0.97%
38	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Индустрија	1.794	0.015	0.8	10.767	10.3	10.1	1.94%
39	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Главичице	1.581	0.082	4.92	26.162	10.3	9.65	6.31%
40	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Јања VI	1.962	0.071	3.5	19.645	10.3	9.76	5.24%
41	ТС 110/35/10 kV Јања	Извод Фабрика Сушеног Поврћа	0.911	0.005	0.54	7.046	10.3	10.21	0.87%
	<b>ТС 110/35/10 kV Јања</b>		<b>7.585</b>	<b>0.183</b>	<b>2.36</b>	<b>66.879</b>	<b>10.3</b>	<b>9.65</b>	<b>6.31%</b>
42	ТС 35/10 kV Чађавица	Извод Доња Чађавица	0.86	0.024	2.7	24.784	10.52	10.01	4.85%
43	ТС 35/10 kV Чађавица	Извод Прњелово	0.914	0.036	3.82	18.167	10.52	10	4.94%
44	ТС 35/10 kV Чађавица	Извод Обарска	0.181	0	0.23	6.058	10.52	10.49	0.29%
45	ТС 35/10 kV Чађавица	Извод Доњи Драгалевац	1.115	0.055	4.67	24.49	10.52	9.75	7.32%
	<b>ТС 35/10 kV Чађавица</b>		<b>3.07</b>	<b>0.115</b>	<b>3.61</b>	<b>73.499</b>	<b>10.52</b>	<b>9.75</b>	<b>7.32%</b>
46	ТС 35/10 kV Брезово Поље	Извод Прњелово	0.812	0.021	2.53	16.959	10.38	10.05	3.18%
47	ТС 35/10 kV Брезово Поље	Извод ЗП Комерц	1.532	0.052	3.28	14.842	10.38	9.89	4.72%
	<b>ТС 35/10 kV Брезово Поље</b>		<b>2.344</b>	<b>0.073</b>	<b>3.02</b>	<b>31.801</b>	<b>10.38</b>	<b>9.89</b>	<b>4.72%</b>
48	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Центар	1.942	0.019	0.94	9.853	10.51	10.35	1.52%
49	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Крива Бара	0.459	0.001	0.22	3.093	10.51	10.47	0.38%
50	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Мејаша	1.508	0.03	1.97	17.764	10.51	10.17	3.24%
51	ТС 35/10 kV Дворови	Извод Школа	0.854	0.003	0.29	5.784	10.51	10.46	0.48%
	<b>ТС 35/10 kV Дворови</b>		<b>4.763</b>	<b>0.053</b>	<b>1.10</b>	<b>36.494</b>	<b>10.51</b>	<b>10.17</b>	<b>3.24%</b>
52	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Тополовац	0.093	0	0.54	16.492	10.46	10.42	0.38%
53	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Прњелово	1.142	0.042	3.56	13.526	10.46	10.01	4.30%
54	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Батковић	1.576	0.053	3.25	20.855	10.46	9.97	4.68%
55	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Бегов Пут	0.256	0.002	0.95	12.114	10.46	10.35	1.05%
56	ТС 35/10 kV Остојићево	Извод Бродац	1.545	0.063	3.92	21.66	10.46	9.84	5.93%
	<b>ТС 35/10 kV Остојићево</b>		<b>4.612</b>	<b>0.16</b>	<b>3.35</b>	<b>84.647</b>	<b>10.46</b>	<b>9.84</b>	<b>5.93%</b>

<sup>23</sup> 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 91 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Бијељине на крају 2034. године

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
57	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Блажевац	0.476	0.007	1.49	12.891	10.46	10.25	2.01%
58	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Лончари	0.107	0.001	0.58	10.343	10.46	10.39	0.67%
59	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Сиљос	0.857	0.023	2.61	39.963	10.46	10.11	3.35%
60	ТС 35/10 kV Пелагићево	Извод Пелагићево	1.593	0.076	4.53	28.905	10.46	9.76	6.69%
<b>ТС 35/10 kV Пелагићево</b>			<b>3.033</b>	<b>0.107</b>	<b>3.41</b>	<b>92.102</b>	<b>10.46</b>	<b>9.76</b>	<b>6.69%</b>
61	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Цинкара	0.876	0.001	0.09	0.504	10.11	10.1	0.10%
62	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Сребреница	0.275	0	0.16	4.669	10.11	10.08	0.30%
63	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Г. Поточари	0.066	0	0.12	12.192	10.11	10.1	0.10%
64	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод ФАС 1.2.3	0.027	0	0.01	0.363	10.11	10.11	0.00%
65	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Ферос	0.204	0	0.03	0.54	10.11	10.11	0.00%
66	ТС 110/35/10 kV Поточари	Извод Братунац	0.217	0	0.17	3.976	10.11	10.09	0.20%
<b>ТС 110/35/10 kV Поточари</b>			<b>1.665</b>	<b>0.001</b>	<b>0.06</b>	<b>22.244</b>	<b>10.11</b>	<b>10.08</b>	<b>0.30%</b>
67	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Глогова	0.145	0	0.15	5.838	10.4	10.38	0.19%
68	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Подградац	1.786	0.031	1.69	9.535	10.4	10.2	1.92%
69	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Сребреница	0.289	0.001	0.26	3.108	10.4	10.37	0.29%
70	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Братунац Град	0.367	0.001	0.16	3.252	10.4	10.38	0.19%
71	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Полом	0.311	0.008	2.51	18.919	10.4	10.04	3.46%
72	ТС 35/10 kV Братунац I	Извод Суза	0.263	0.001	0.3	6.371	10.4	10.36	0.38%
<b>ТС 35/10 kV Братунац I</b>			<b>3.161</b>	<b>0.042</b>	<b>1.31</b>	<b>47.023</b>	<b>10.4</b>	<b>10.04</b>	<b>3.46%</b>
73	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод ЗТС Пилана	1.54	0.007	0.47	3.015	10.26	10.2	0.58%
74	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод Сикирић	0.412	0.006	1.43	38.654	10.26	10.03	2.24%
75	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод Водовод	1.56	0.015	0.92	7.429	10.26	10.09	1.66%
76	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод Љ.Мост	0.259	0	0.16	6.027	10.26	10.23	0.29%
77	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод НБТС Пилана	0.595	0	0.07	0.779	10.26	10.25	0.10%
78	ТС 35/10 kV Братунац II	Извод Јелах	0.72	0.005	0.72	8.555	10.26	10.15	1.07%
<b>ТС 35/10 kV Братунац II</b>			<b>5.086</b>	<b>0.033</b>	<b>0.64</b>	<b>64.459</b>	<b>10.26</b>	<b>10.03</b>	<b>2.24%</b>
79	ТС 35/10 kV Зелени Јадар	Извод Љубисавићи	0.068	0	0.08	9.714	10.6	10.58	0.19%
80	ТС 35/10 kV Зелени Јадар	Извод Сребр.Камен	0.048	0	0.01	0.745	10.6	10.6	0.00%
81	ТС 35/10 kV Зелени Јадар	Извод Клотигјевац	0.091	0.001	0.58	32.835	10.6	10.56	0.38%
82	ТС 35/10 kV Зелени Јадар	Извод Осмаче	0.165	0.001	0.72	75.628	10.6	10.54	0.57%
<b>ТС 35/10 kV Зелени Јадар</b>			<b>0.372</b>	<b>0.002</b>	<b>0.53</b>	<b>118.922</b>	<b>10.6</b>	<b>10.54</b>	<b>0.57%</b>
83	ТС 35/10 kV Кравица	Извод К.Поље	0.507	0.004	0.83	25.522	10.41	10.27	1.34%
84	ТС 35/10 kV Кравица	Извод Братунац	0.266	0.001	0.41	17.845	10.41	10.37	0.38%
85	ТС 35/10 kV Кравица	Извод Кравица	0.054	0	0.03	5	10.41	10.41	0.00%
<b>ТС 35/10 kV Кравица</b>			<b>0.827</b>	<b>0.005</b>	<b>0.60</b>	<b>48.367</b>	<b>10.41</b>	<b>10.27</b>	<b>1.34%</b>
86	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Видиковац	0.056	0	0.01	0.508	10.58	10.58	0.00%
87	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Фабрика помфрита	0.109	0	0	0.02	10.58	10.58	0.00%
88	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Сребреница	0.239	0.001	0.46	9.564	10.58	10.54	0.38%
89	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Баратова	0.06	0	0.01	0.537	10.58	10.58	0.00%
90	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Суцешка	0.134	0.001	0.65	26.392	10.58	10.54	0.38%
91	ТС 35/10 kV Сребреница	Извод Болница	0.863	0.003	0.32	3.391	10.58	10.54	0.38%
<b>ТС 35/10 kV Сребреница</b>			<b>1.461</b>	<b>0.005</b>	<b>0.34</b>	<b>40.412</b>	<b>10.58</b>	<b>10.54</b>	<b>0.38%</b>
92	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод Финали	0.365	0	0.05	0.994	10.17	10.16	0.10%
93	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод Бензинска Станица	1.066	0.003	0.31	2.625	10.17	10.13	0.39%
94	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод ХЕ Тингча	0.733	0.03	3.93	22.816	10.17	9.68	4.82%
95	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод СШЦ	1.202	0.007	0.57	4.248	10.17	10.09	0.79%
96	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод Пискавице	0.291	0.002	0.77	32.16	10.17	10.03	1.38%
97	ТС 110/35/10 kV Власеница	Извод Алпро 1 и 2	0.99	0	0.04	0.9	10.17	10.16	0.10%
<b>ТС 110/35/10 kV Власеница</b>			<b>4.647</b>	<b>0.042</b>	<b>0.90</b>	<b>63.743</b>	<b>10.17</b>	<b>9.68</b>	<b>4.82%</b>
98	МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV	Извод Хан Пијесак	0.107	0.001	0.47	9.279	10.63	10.57	0.56%
99	МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV	Извод Власеница	0.012	0	0.01	1.325	10.63	10.62	0.09%
100	МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV	Извод Шековићи	0.269	0.004	1.34	10.514	10.63	10.45	1.69%
<b>МХЕ Горњи Залуковик 35/10 kV</b>			<b>0.388</b>	<b>0.005</b>	<b>1.27</b>	<b>21.118</b>	<b>10.63</b>	<b>10.45</b>	<b>1.69%</b>
101	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Мекоте	0.053	0	0.18	3.92	10.55	10.53	0.19%
102	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Пјеновац	0.159	0.002	0.94	29.16	10.55	10.42	1.23%
103	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Горњи Залуковик	0.131	0	0.13	4.025	10.55	10.53	0.19%
104	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Љесковац	0.196	0.001	0.64	30.407	10.55	10.47	0.76%
105	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Хан Пијесак 1	0.233	0	0.15	1.361	10.55	10.53	0.19%
106	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Хан Пијесак 2	0.615	0.005	0.77	3.068	10.55	10.46	0.85%
107	ТС 35/10 kV Хан Пијесак	Извод Хан Крам	0.117	0.001	0.73	19.477	10.55	10.45	0.95%
<b>ТС 35/10 kV Хан Пијесак</b>			<b>1.504</b>	<b>0.009</b>	<b>0.59</b>	<b>91.418</b>	<b>10.55</b>	<b>10.42</b>	<b>1.23%</b>
108	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Пилана	0.873	0.003	0.3	5.01	10.48	10.41	0.67%
109	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Вуковићи	0.065	0	0.21	9.185	10.48	10.44	0.38%
110	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Дервента	0.456	0.005	1.06	35.577	10.48	10.32	1.53%
111	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Подгора	0.581	0.001	0.19	6.425	10.48	10.43	0.48%
112	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Милићи	0.502	0	0.07	0.92	10.48	10.47	0.10%
113	ТС 35/10 kV Милићи	Извод Алфа Трејд	1.154	0.003	0.25	5.069	10.48	10.43	0.48%
<b>ТС 35/10 kV Милићи</b>			<b>3.631</b>	<b>0.012</b>	<b>0.33</b>	<b>62.186</b>	<b>10.48</b>	<b>10.32</b>	<b>1.53%</b>

Табела 91 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Бијељине на крају 2034. године

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
114	ТС 35/10 kV Нова Касаба	Извод Забрђе	0.068	0	0.19	12.743	10.4	10.37	0.29%
115	ТС 35/10 kV Нова Касаба	Извод Фарма	0.38	0.001	0.37	15.297	10.4	10.33	0.67%
116	ТС 35/10 kV Нова Касаба	Извод Бохем	0.455	0.006	1.36	28.133	10.4	10.19	2.02%
	<b>ТС 35/10 kV Нова Касаба</b>		<b>0.903</b>	<b>0.007</b>	<b>0.77</b>	<b>56.173</b>	<b>10.4</b>	<b>10.19</b>	<b>2.02%</b>
117	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Фагум	0.595	0.001	0.09	0.54	10.4	10.39	0.10%
118	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Власеница	0.899	0.034	3.69	27.01	10.4	9.74	6.35%
119	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Ташевац	0.298	0	0.04	0.79	10.4	10.4	0.00%
120	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Папраца	0.359	0.009	2.49	27.588	10.4	10.05	3.37%
121	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод ФУК	0.204	0	0.17	6.414	10.4	10.38	0.19%
122	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Акмачићи	0.112	0	0.25	18.116	10.4	10.36	0.38%
123	ТС 35/10 kV Шековићи	Извод Шековићи	0.469	0.001	0.2	2.98	10.4	10.38	0.19%
	<b>ТС 35/10 kV Шековићи</b>		<b>2.936</b>	<b>0.045</b>	<b>1.51</b>	<b>83.438</b>	<b>10.4</b>	<b>9.74</b>	<b>6.35%</b>
124	ТС 35/10 kV Модран	Извод Трнова	0.946	0.038	3.87	29.401	10.42	9.84	5.57%
125	ТС 35/10 kV Модран	Извод Мезграја	0.227	0.001	0.4	14.3	10.42	10.34	0.77%
126	ТС 35/10 kV Модран	Извод Корај	0.668	0.028	4.03	26.933	10.42	9.86	5.37%
127	ТС 35/10 kV Модран	Извод Суво Поље	0.842	0.012	1.39	11.731	10.42	10.15	2.59%
128	ТС 35/10 kV Модран	Извод Коренита	0.726	0.026	3.48	28.699	10.42	9.86	5.37%
129	ТС 35/10 kV Модран	Извод Сјевер	0.31	0.001	0.17	2.945	10.42	10.4	0.19%
130	ТС 35/10 kV Модран	Извод Нови Угљевик	1.482	0.01	0.66	5.13	10.42	10.34	0.77%
131	ТС 35/10 kV Модран	Извод Богутово Село	0.426	0.004	0.98	15.454	10.42	10.28	1.34%
	<b>ТС 35/10 kV Модран</b>		<b>5.627</b>	<b>0.12</b>	<b>2.09</b>	<b>134.593</b>	<b>10.42</b>	<b>9.84</b>	<b>5.57%</b>
132	ТС 35/10 kV Крепшић	Извод Крепшић	1.239	0.043	3.34	19.476	10.64	10.16	4.51%
	<b>ТС 35/10 kV Крепшић</b>		<b>1.239</b>	<b>0.043</b>	<b>3.35</b>	<b>19.476</b>	<b>10.64</b>	<b>10.16</b>	<b>4.51%</b>
133	ТС 110/35/10 kV Брчко 2	Извод Поточари	0.144	0	0.26	7.86	9.99	9.95	0.40%
	<b>ТС 110/35/10 kV Брчко 2</b>		<b>0.144</b>	<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>7.86</b>	<b>9.99</b>	<b>9.95</b>	<b>0.40%</b>
134	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Горња Тузла	0.169	0.001	0.31	9.407	10.26	10.21	0.49%
135	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Термал	0.823	0.006	0.71	1.899	10.26	10.17	0.88%
136	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Тобут	0.557	0.014	2.41	22.858	10.26	9.92	3.31%
137	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Лопаре	0.977	0	0.04	0.789	10.26	10.25	0.10%
138	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Мачковац	0.638	0.008	1.31	18.405	10.26	10	2.53%
139	ТС 110/35/10 kV Лопаре	Извод Шибошница	0.713	0.031	4.16	29.399	10.26	9.68	5.65%
	<b>ТС 110/35/10 kV Лопаре</b>		<b>3.877</b>	<b>0.06</b>	<b>1.52</b>	<b>82.757</b>	<b>10.26</b>	<b>9.68</b>	<b>5.65%</b>
140	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Потраш	0.187	0.001	0.66	26.101	10.58	10.5	0.76%
141	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Пељаве	0.19	0.001	0.49	8.322	10.58	10.52	0.57%
142	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Прибој	0.27	0.001	0.25	4.12	10.58	10.54	0.38%
143	ТС 35/10 kV Прибој	Извод Колобара	0.032	0	0	0.184	10.58	10.58	0.00%
	<b>ТС 35/10 kV Прибој</b>		<b>0.679</b>	<b>0.003</b>	<b>0.44</b>	<b>38.727</b>	<b>10.58</b>	<b>10.5</b>	<b>0.76%</b>
144	ТС 35/10 kV Каменица	Извод Дрињача II	0.476	0.007	1.46	21.639	10.52	10.3	2.09%
145	ТС 35/10 kV Каменица	Извод Узовица	0.335	0.003	1	26.522	10.52	10.37	1.43%
146	ТС 35/10 kV Каменица	Извод Петровићи	0.265	0.002	0.74	17.543	10.52	10.42	0.95%
	<b>ТС 35/10 kV Каменица</b>		<b>1.076</b>	<b>0.012</b>	<b>1.10</b>	<b>65.704</b>	<b>10.52</b>	<b>10.3</b>	<b>2.09%</b>
147	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Индустија III	0.176	0.001	0.36	6.312	10.41	10.37	0.38%
148	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Гробнице III	0.278	0	0.02	0.515	10.41	10.41	0.00%
149	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Б-I	1.977	0.008	0.39	3.099	10.41	10.36	0.48%
150	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Индустија I	0.036	0	0.02	0.996	10.41	10.41	0.00%
151	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Ада	2.178	0.009	0.43	1.611	10.41	10.35	0.58%
152	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Медицински Центар Стари	1.023	0.001	0.14	1.463	10.41	10.4	0.10%
153	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Медицински Центар Нови	0.218	0	0.01	0.32	10.41	10.41	0.00%
154	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Кула Град Села	0.715	0.007	0.98	13.335	10.41	10.25	1.54%
155	ТС 35/10 kV Зворник	Извод Фетија	1.6	0.006	0.4	5.555	10.41	10.35	0.58%
	<b>ТС 35/10 kV Зворник</b>		<b>8.201</b>	<b>0.032</b>	<b>0.39</b>	<b>33.206</b>	<b>10.41</b>	<b>10.25</b>	<b>1.54%</b>
156	ТС 35/10 kV Козлук	Извод Каракај	1.862	0.046	2.39	28.801	10.21	9.83	3.72%
157	ТС 35/10 kV Козлук	Извод Стандард	0.65	0	0.05	0.575	10.21	10.2	0.10%
158	ТС 35/10 kV Козлук	Извод Кисељак	1.126	0.021	1.84	12.868	10.21	9.89	3.13%
159	ТС 35/10 kV Козлук	Извод Роћевић	0.706	0.009	1.24	9.75	10.21	10.02	1.86%
	<b>ТС 35/10 kV Козлук</b>		<b>4.344</b>	<b>0.076</b>	<b>1.72</b>	<b>51.994</b>	<b>10.21</b>	<b>9.83</b>	<b>3.72%</b>
160	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Кулина	0.399	0.001	0.37	5.396	10.24	10.18	0.59%
161	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Шековићи	0.358	0	0.13	4.627	10.24	10.21	0.29%
162	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Осмаци	0.618	0.022	3.36	18.017	10.24	9.81	4.20%
163	ТС 35/10 kV Цапарде	Извод Снагово	0.128	0	0.1	6.038	10.24	10.23	0.10%
	<b>ТС 35/10 kV Цапарде</b>		<b>1.503</b>	<b>0.023</b>	<b>1.51</b>	<b>34.078</b>	<b>10.24</b>	<b>9.81</b>	<b>4.20%</b>
164	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Козлук	1.992	0.04	1.99	12.245	10.36	10.07	2.80%
165	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Пекара	1.155	0.005	0.45	6.714	10.36	10.29	0.68%
166	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Грбавица	1.173	0.041	3.36	33.223	10.36	9.86	4.83%
167	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Глиница	0.009	0	0	0	10.36	10.36	0.00%
168	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Циглана	0.48	0	0.08	1.595	10.36	10.35	0.10%
169	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Универзал I	1.322	0.004	0.33	2.02	10.36	10.32	0.39%
170	ТС 35/10 kV Каракај	Извод ДЦ	0.452	0	0.03	1.06	10.36	10.36	0.00%
171	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Сапна	1.065	0.024	2.22	18.02	10.36	9.9	4.44%
172	ТС 35/10 kV Каракај	Извод Расклопиште	0.243	0	0.12	2.697	10.36	10.34	0.19%
	<b>ТС 35/10 kV Каракај</b>		<b>7.891</b>	<b>0.114</b>	<b>1.42</b>	<b>77.574</b>	<b>10.36</b>	<b>9.86</b>	<b>4.83%</b>



**Табела 91 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Бијељине на крају 2034. године**

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
173	ТС 35/10 kV Брањево	Извод Локањ	0.574	0.014	2.34	22.667	10.54	10.23	2.94%
174	ТС 35/10 kV Брањево	Извод Брањево I	0.317	0	0.06	1.067	10.54	10.54	0.00%
175	ТС 35/10 kV Брањево	Извод Брањево II	0.129	0	0	0.163	10.54	10.54	0.00%
176	ТС 35/10 kV Брањево	Извод Пилица	1.633	0.019	1.18	30.133	10.54	10.27	2.56%
177	ТС 35/10 kV Брањево	Извод Шепак	0.438	0.003	0.68	9.133	10.54	10.45	0.85%
	<b>ТС 35/10 kV Брањево</b>		<b>3.091</b>	<b>0.036</b>	<b>1.15</b>	<b>63.163</b>	<b>10.54</b>	<b>10.23</b>	<b>2.94%</b>
178	ТС 35/10 kV Склани	Извод Малташко поље	0.165	0	0.1	8.586	10.55	10.54	0.09%
179	ТС 35/10 kV Склани	Извод Food Valley	0.696	0.012	1.66	46.865	10.55	10.17	3.60%
	<b>ТС 35/10 kV Склани</b>		<b>0.861</b>	<b>0.012</b>	<b>1.37</b>	<b>55.451</b>	<b>10.55</b>	<b>10.17</b>	<b>3.60%</b>
180	ТС 35/10 kV Бијељина V	Извод Мега дрво 2	1.301	0.01	0.74	2.76	10.57	10.49	0.76%
181	ТС 35/10 kV Бијељина V	Извод DMM WOOD	1.006	0.003	0.3	2.83	10.57	10.53	0.38%
182	ТС 35/10 kV Бијељина V	Извод Лазаревић	1.939	0.053	2.68	27.087	10.57	10.09	4.54%
	<b>ТС 35/10 kV Бијељина V</b>		<b>4.246</b>	<b>0.066</b>	<b>1.53</b>	<b>32.677</b>	<b>10.57</b>	<b>10.09</b>	<b>4.54%</b>
	<b>Укупно</b>		<b>149.936</b>	<b>2.267</b>	<b>1.49</b>	<b>2015.09</b>		<b>9.56</b>	

### 6.3.3. Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електро-Бијељина

Тренутно на подручју Електро-Бијељине постоји прикључено четири МСЕ укупне инсталисане снаге 0,485 MW и 10 МХЕ инсталисане снаге 13,022 MW.

Када је реч о потенцијалним захтевима за прикључење малих електрана на мрежу анализирано је прикључење 30 МСЕ за које је дато позитивно мишљење о поступку прикључења. Реч је о 30 МСЕ укупне инсталисане снаге 22,42 MW.

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

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

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

На подручју ТС 35/10 kV Чађавица анализиран је утицај шест МСЕ укупне инсталисане снаге око 6,2 MW. У минималном режиму рада оптерећење конзума износи око 2,3 MW. При генерисању активне снаге ових електрана једнаким 40% њихове инсталисане снаге неће доћи до прекорачења напонских ограничења.

На подручју ТС 35/10 kV Хан Пијесак анализиран је утицај 10 МСЕ укупне инсталисане снаге око 6,1 MW. У минималном режиму рада оптерећење конзума износи око 0,7 MW. При генерисању

активне снаге ових електрана једнаким 20% инсталисане снаге неће доћи до прекорачења напонских ограничења.

На 10 kV изводу Роћевић из ТС 35/10 kV Козлук анализиран је утицај три МСЕ укупне инсталисане снаге око 2,7 MW. У минималном режиму рада оптерећење конзума овог извода износи око 0,4 MW. При генерисању активне снаге ових електрана једнаким 75% инсталисане снаге неће доћи до прекорачења напонских ограничења. Док на 10 kV изводу Доњи Загони из ТС 110/20/10 kV Бијељина 2 анализиран је утицај две МСЕ инсталисане снаге 2 MVA. У минималном режиму рада оптерећење конзума износи око 0,2 MW. При генерисању активне снаге ових електрана једнаким 40% инсталисане снаге неће доћи до прекорачења напонских ограничења.

Слично и на два извода 10 kV са једном МСЕ: извод Мезгаја из ТС 35/10 kV Модран (45 % инсталисане снаге МСЕ) и извод Бродац из ТС 35/10 kV Остојићево (70 % инсталисане снаге СЕ).

На основу извршених анализа утврђено је да прикључењем потенцијалних дистрибуираних извора на перспективну мрежу у минималном режиму у преосталим МСЕ не долази до повећања напона изван дозвољених граница, односно до недозвољеног повећања напона на месту прикључења (>5%), као ни до преоптерећења елемената мреже дефинисаних у правилима о раду дистрибутивног система код свих електрана појединачно. Тамо где то није случај предлаже се смањивање генерисане снаге МЕ.

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

Урађен је прорачун вредности струја једнофазног земљоспоја (са напонским фактором  $c = 1$ ) за све ниженапонске сабирнице у ТС ВН/СН и ТС СН/СН у постојећем стању. У Табела 92 су дати резултати прорачуна и предлози мера које је потребно спровести како би рад СН мреже био у складу са важећим правилницима и техничким препорукама.

**Табела 92: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$3I_0$ [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 сабирнице 35 kV секција 1 <sup>24</sup>	35	12,2	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 сабирнице 35 kV секција 2 <sup>24</sup>	35	3,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 сабирнице 10 kV секција 2	10	38,1	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20/10 kV Бијељина 2 сабирнице 10 kV	10	9,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 сабирнице 35 kV	35	28,1	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 сабирнице 10 kV	10	30,9	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Беглук Поље сабирнице 35 kV	35	37,9	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Власеница сабирнице 35 kV	35	24,0	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Власеница сабирнице 10 kV	10	12,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Јања сабирнице 35 kV	35	0,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Јања сабирнице А 10 kV <sup>25</sup>	10	18,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

<sup>24</sup> Ако је дозвољен рад са затвореним 35 kV прекидачем у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Бијељина 1, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 35 kV сабирницама је 16,1 А, што превазилази дозвољених 10 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 20 А, када се захтева обавезно уземљавање.

**Табела 92: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 110/35/10 kV Јања сабирнице Б 10 kV <sup>25</sup>	10	10,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Лопаре сабирнице 35 kV	35	0,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Лопаре сабирнице 10 kV	10	5,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Поточари сабирнице А 35 kV	35	3,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Поточари Т1 сабирнице 10 kV	10	2,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Поточари Т2 сабирнице 10 kV	10	2,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Сребреница сабирнице 35 kV	35	1,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Брчко 2 сабирнице 35 kV	35	2,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Брчко сабирнице 35 kV	35	1,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Брчко 2 сабирнице 10 kV	10	0,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТЕ 400/110/35 kV Угљевик сабирнице 35 kV	35	4,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Бијељина II сабирнице А 10 kV <sup>26</sup>	10	23,1	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Бијељина II сабирнице Б 10 kV <sup>26</sup>	10	23,7	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Бијељина III сабирнице 10 kV	10	44,9	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Бијељина IV сабирнице 10 kV	10	27,3	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Браћево сабирнице 10 kV	10	21,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Братунац I сабирнице 10 kV	10	21,8	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Братунац II сабирнице 10 kV	10	7,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Брезово Поље сабирнице 10 kV	10	2,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Дворови сабирнице 10 kV	10	21,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Дрина сабирнице 10 kV	10	1,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Зворник сабирнице 10 kV	10	22,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Зелени Јадар сабирнице 10 kV	10	6,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Каменица сабирнице 10 kV	10	8,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

<sup>25</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Јања, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 28,8 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>26</sup> С обзиром да у ТС 35/10 kV Бијељина II постоји само један систем 10 kV сабирница, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 46,8 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

**Табела 92: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$3I_0$ [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 35/10 kV Каракај сабирнице 10 kV	10	23,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Козлук сабирнице 10 kV	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Кравица сабирнице 10 kV	10	1,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Крепишићи сабирнице 10 kV	10	6,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Милићи сабирнице 10 kV	10	8,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Модран сабирнице 10 kV	10	22,4	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Нова Касаба сабирнице 10 kV	10	2,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Остојићево сабирнице 10 kV секција 1 <sup>27</sup>	10	4,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Остојићево сабирнице 10 kV секција 2 <sup>27</sup>	10	5,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Пелагићево сабирнице 10 kV	10	14,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Перућац сабирнице 10 kV	10	7,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Прибој сабирнице 10 kV	10	1,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Сасе сабирнице 10 kV	10	1,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Свој Друг (Рогачица) сабирнице 10 kV	10	0,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Сребреница сабирнице 10 kV	10	12,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Хан Пијесак сабирнице 10 kV	10	11,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Цапарде сабирнице 10 kV	10	5,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Чађавица сабирнице 10 kV	10	9,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Шековићи сабирнице 10 kV	10	8,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

На основу Табела 92 се може закључити да се од ТС 35/10 kV у власништву Електро-Бијељине за 10 kV мрежу напајану из ТС 35/10 kV Бијељина II сабирнице А и Б, Бијељина IV, Браћево, Братунац I, Дворови, Зворник, Каракај и Модран предлаже разматрање евентуалног уземљавања посматраних 10 kV мрежа преко нискоомске импедансе.

Да би се сагледао утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја једнофазног земљоспоја у СН мрежи, прорачунате су вредности тих струја (са напонским фактором  $c = 1$ ) за циљну мрежу за 2034. год. Резултати тих прорачуна и предлози мера су дати у Табела 93.

**Табела 93: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$3I_0$ [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 сабирнице 35 kV секција 1 <sup>28</sup>	35	21,6	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 сабирнице 35 kV секција 2	35	17,3	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.

<sup>27</sup> И када је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 35/10 kV Остојићево, укупна струја једнофазног земљоспоја на 10 kV сабирницама у овој ТС (9,8 А) не превазилази 20 А до када је дозвољено да мрежа 10 kV ради као изолована.

<sup>28</sup> С обзиром да је затворен 35 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Бијељина 1, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 35 kV сабирницама је 48,9 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

**Табела 93: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљање посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1 сабирнице 10 kV секција 2	10	41,7	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20/10 kV Бијељина 2 сабирнице 10 kV	10	16,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 сабирнице 35 kV	35	28,7	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3 сабирнице 10 kV	10	29,3	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Беглук Поље сабирнице 35 kV	35	36,9	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Власеница сабирнице 35 kV	35	26,4	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Власеница сабирнице 10 kV	10	25,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Јања сабирнице 35 kV	35	2,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Јања сабирнице А 10 kV <sup>29</sup>	10	18,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Јања сабирнице Б 10 kV <sup>29</sup>	10	10,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Лопаре сабирнице 35 kV	35	1,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Лопаре сабирнице 10 kV	10	6,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Поточари сабирнице А 35 kV	35	3,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Поточари Т1 сабирнице 10 kV	10	2,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Поточари Т2 сабирнице 10 kV	10	2,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Сребреница сабирнице 35 kV	35	1,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Брчко 2 сабирнице 35 kV	35	2,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Брчко сабирнице 35 kV	35	1,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Брчко 2 сабирнице 10 kV	10	0,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТЕ 400/110/35 kV Угљевик сабирнице 35 kV	35	4,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Бијељина II сабирнице А 10 kV <sup>30</sup>	10	23,1	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Бијељина II сабирнице Б 10 kV <sup>30</sup>	10	25,1	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Бијељина III сабирнице 10 kV	10	43,6	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Бијељина IV сабирнице 10 kV	10	28,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.

<sup>29</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Јања, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 28,8 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>30</sup> С обзиром да у ТС 35/10 kV Бијељина II постоји само један систем 10 kV сабирница, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 46,2 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.



**Табела 93: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$I_{\Sigma}$ [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 35/10 kV Брањево сабирнице 10 kV	10	21,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Братунац I сабирнице 10 kV	10	21,8	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Братунац II сабирнице 10 kV	10	7,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Брезово Поље сабирнице 10 kV	10	15,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Дворови сабирнице 10 kV	10	21,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Дрина сабирнице 10 kV	10	1,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Зворник сабирнице 10 kV	10	27,0	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Зелени Јадар сабирнице 10 kV	10	5,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Каменица сабирнице 10 kV	10	8,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Каракај сабирнице 10 kV	10	23,0	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Козлук сабирнице 10 kV	10	4,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Кравица сабирнице 10 kV	10	1,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Крепишићи сабирнице 10 kV	10	20,7	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Милићи сабирнице 10 kV	10	8,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Модран сабирнице 10 kV	10	22,1	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Нова Касаба сабирнице 10 kV	10	2,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Остојићево сабирнице 10 kV секција 1 <sup>31</sup>	10	4,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Остојићево сабирнице 10 kV секција 2 <sup>31</sup>	10	5,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Пелагићево сабирнице 10 kV	10	17,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Перућац сабирнице 10 kV	10	1,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Прибој сабирнице 10 kV	10	1,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Сасе сабирнице 10 kV	10	1,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Свој Друг (Рогачица) сабирнице 10 kV	10	0,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Сребреница сабирнице 10 kV	10	12,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Хан Пијесак сабирнице 10 kV	10	8,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Цапарде сабирнице 10 kV	10	5,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Чађавица сабирнице 10 kV	10	6,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Шековићи сабирнице 10 kV	10	8,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Бијељина V сабирнице 10 kV	10	18,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Скелани сабирнице 10 kV	10	3,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

<sup>31</sup> И када је затворен 10 kV прекидач у спојној хелији у ТС 35/10 kV Остојићево, укупна струја једнофазног земљоспоја на 10 kV сабирницама у овој ТС (9,8 А) не превазилази 20 А до када је дозвољено да мрежа 10 kV ради као изолована.

Поређењем резултата датих у Табела 92 и Табела 93 може се закључити да се једино за 10 kV мрежу напајану из ТС 35/10 kV Крепшићи предлаже уземљавање преко нискоомске импедансе на крају перспективног периода у односу на 10 kV мрежу у постојећем стању.

### 6.3.5. Закључне напомене

До краја 2034. године укупна вредност инвестиција које треба реализовати на дистрибутивном подручју Електро-Бијељине износи 15.875.780,00 КМ, при чему се око 40 % свих инвестиција реализује у прве три године перспективног периода. Значајно већи ниво улагања се очекује у мрежи напонског нивоа 35 kV. Предложени ниво инвестиција у мрежи 10 kV је три пута мањи од планираног нивоа инвестиција у мрежи 35 kV.

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

1. Нема потребе за изградњом нових ТС 110/X kV на подручју ЕД Електро-Бијељине, али је неопходно повећање капацитета у постојећим ТС 110/X kV које ће обезбедити сигурно напајање мреже.
2. Изградња и уклапање у постојећу мрежу нових ТС 35/10 kV Бијељина V и Скелани.
3. Са аспекта мреже 35 kV неопходна су појачања ради обезбеђења сигурног напајања неколико ТС 35/10 kV.
4. Да би се обезбедило сигурно напајање из ТС 35/10 kV (у случају да испадне неки од трансформатора у ТС 35/10 kV са уграђеним једним трансформатором) у неколико трафостаница 35/10 kV неопходна је набавка нових трансформатора
5. Улагања у мрежу 10 kV подељена су у неколико група: улагања у градску мрежу, улагања у ванградску мрежу потребна ради задовољења термичких и напонских критеријума, као и она која су економски оправдана.

У наредној табели је дат приказ новчане вредности инвестиција које се предлажу за реализацију до краја перспективног периода, а у Табела 95 преглед планираних повећања инсталисаних капацитета у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на дистрибутивном подручју Електро-Бијељине.

**Табела 94: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електро-Бијељине**

Етапа развоја	Вредност инвестиција у мрежи 35 kV (КМ)	Вредност инвестиција у мрежи 10 kV (КМ)	Укупна вредност инвестиција (КМ)
2024. година	448.000,00	2.061.500,00	2.509.500,00
2025. година	712.200,00	179.300,00	891.500,00
2026. година	2.800.800,00	836.140,00	3.636.940,00
2034. година	7.782.000,00	1.055.840,00	8.837.840,00
<i>Укупно 2024-2026. година</i>	<i>3.961.000,00</i>	<i>3.076.940,00</i>	<i>7.037.940,00</i>
<i>Укупно 2027-2034. година</i>	<i>7.782.000,00</i>	<i>1.055.840,00</i>	<i>8.837.840,00</i>
<b>Укупно у етапама 2024-2034. година</b>	<b>11.743.000,00</b>	<b>4.132.780,00</b>	<b>15.875.780,00</b>

**Табела 95: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро-Бијељине**

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон
ТС 110/35/10 kV Бијељина 1	110/36,75/10,5	40/40/27	40/40/27	2019
	110/36,75/10,5	40/40/27	40/40/27	2019
ТС 110/20/10 kV Бијељина 2	110/21	12,5/12,5	12,5/12,5	1982
	110/10,5/10,5	20/20/6,6	20/20/6,6	2014
ТС 110/35/10 kV Бијељина 3	110/36,75/10,5	20/20/6,67	20/20/6,67	2000
	110/36,75/10,5	40/27/27	40/27/27	2003
ТС 110/35/10 kV Јања	110/10,5(21)/36,75	20/20/14	20/20/14	2008
	110/10,5(21)/36,75	-	20/20/14	2024
ТС 110/35/10 kV Лопаре	110/21 (10,5)/36,75	20/20/14	20/20/14	2002
	36,75/10,5	-	8	1979
ТС 110/35/10 kV Сребреница (Поточари)	110/36,75/21 (10,5)	20/20/14	20/20/14	2001
	110/36,75/10,5	40/27/27	40/27/27	1987
ТС 400/110/35/ kV Угљевик	110/36,75/6,3	31,5/31,5/10,5	31,5/31,5/10,5	1982
	110/36,75/6,3	-	31,5/31,5/10,5	2024
ТС 110/35/10 kV Власеница	110/36,75/10,5	20/20/14	20/20/14	1983
	36,75/10,5	8	-	1979
	110/36,75/10,5	-	20/20/14	2024
ТС 110/35 kV Зворник (Беглук поље)	110/36,75/10,5	16/16/5,35	16/16/5,35	1978
	110/36,75/10,5	20/20/6,67	20/20/6,67	2019
ТС 35/10 kV Бијељина II	35/10	8	8	1977
	35/10	8	8	1974
ТС 35/10 kV Бијељина III	35/10	8	8	1989
	35/10	8	8	1998
ТС 35/10 kV Бијељина IV	35/10	8	8	2011
	35/10	-	8	2024
ТС 35/10 kV Бијељина V	35/10	-	8	2026
ТС 35/10 kV Чађавица	35/10	8	8	2004
	35/10	-	4	2034
ТС 35/10 kV Брезово Поље	35/10	8	8	
ТС 35/10 kV Дворови	35/10	8	8	2005
ТС 35/10 kV Остојићево	35/10	8	8	1998
	35/10	4	4	1999
ТС 35/10 kV Пелагићево	35/10	4	4	1978
	35/10	4	4	1970
ТС 35/10 kV Братунац I	35/10	8	8	1979
ТС 35/10 kV Братунац II	35/10	4	4	1971
	35/10	8	8	-
ТС 35/10 kV Зелени Јадар	35/10	4	4	2002
ТС 35/10 kV Скелани	35/10	-	2,5	2026
ТС 35/10 kV Кравица	35/10	8	8	2001
ТС 35/10 kV Сребреница	35/10	8	8	2002



**Табела 95 (наставак): Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро-Бијелине**

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон
ТС 35/10 kV МХЕ Горњи Залуковик	35/10	2,5	2,5	1969
ТС 35/10 kV Хан Пијесак	35/10	4	4	1977
ТС 35/10 kV Милићи	35/10	8	8	1990
	35/10	-	8	2034
ТС 35/10 kV Нова Касаба	35/10	1,6	1,6	-
ТС 35/10 kV Шековићи	35/10	2,5	2,5	1964
	35/10	-	2,5	2025
ТС 35/10 kV Модран	35/10	8	8	1999
	35/10	8	8	1987
ТС 35/10 kV Прибој	35/10	2,5	2,5	-
ТС 35/10 kV Каменица	35/10	4	4	2002
ТС 35/10 kV Зворник	35/10	8	8	1972
	35/10	4	4	-
ТС 35/10 kV Козлук	35/10	8	8	1999
	35/10	-	8	2034
ТС 35/10 kV Цапарде	35/10	4	4	2012
	35/10	-	2,5	2034
ТС 35/10 kV Каракај	35/10	8	8	1974
	35/10	8	8	1976
ТС 35/10 kV Сасе	35/10	8	8	-
ТС 35/10 kV Брањево	35/10	8	8	2003
	35/10	-	4	2034
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV		360	431,5	
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		229,1	276,6	

#### 6.4. Подручје Електродистрибуције Пале

Према формираној прогнози потрошње, до краја перспективног периода на дистрибутивном подручју Електродистрибуције Пале се очекује да ће укупно оптерећење са тренутних око 79 MW достићи ниво од око 105 MW (на нивоу ТС 110/X kV) у нижој варијанти прогнозе, односно 111,5 MW у вишој варијанти прогнозе. Тренутно у мрежи на овом подручју у ТС 110/X kV постоји инсталисано укупно 200 MVA. Преузета енергија из ТС 110/X kV се даље дистрибуира у мрежу посредством осамнаест дистрибутивних ТС 35/10 kV чија је укупна инсталисана снага 92,8 MVA (урачунат је и четврти трансформатор 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Јахорина који је у овој ТС уграђен у току израде ове студије). Поређењем капацитета у напојним ТС, прогнозираног нивоа оптерећења и анализама сигурности при испадима трансформатора 110/X kV показало се да је у неким ТС 110/X kV потребно уградити други трансформатор исте снаге као постојећи 110/X kV, док је у ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 предложена уградња две нове јединице већих снага од две постојеће јединице 110/35/10 kV (постојећи су снага 20/14/20 MVA, а предложена је уградња два трансформатора, на основу прогнозираних оптерећења, снага 40/27/40 MVA).

**6.4.1. Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године***6.4.1.1. Развој мреже у етапи до краја 2024. године*

У овој етапи развоја је предложена изградња нових прикључака на напонском нивоу 10 kV за све нове кориснике чије се прикључење на електродистрибутивну мрежу очекује у 2024. год. Инвестиције су планиране за прикључни 10 kV вод (за оне кориснике за чије прикључење је предвиђен нови 10 kV вод) и/или нову ТС 10/0,4 kV (за оне кориснике за које је потребна нова ТС 10/0,4 kV, а чију изградњу би финансирала ЕД Пале). У овој етапи развоја је због преоптерећења постојећег трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Соколац предложена замена трансформатором 35/10 kV снаге 4 MVA.

**Табела 96: Преглед инвестиција у мрежи 10 kV на подручју Електродистрибуције Пале које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2024	Мрежа 35 kV	<b>Теренска јединица Соколац</b> Замена постојећег трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Соколац трансформатором снаге 4 MVA	316.000,00
	Мрежа 10 kV	<b>Теренска јединица Вишеград</b> Реконструкција деонице 10 kV између извода 10 kV Увац из ТС 35/10 kV Увац и извода 10 kV Добрун из ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград Комплетна реконструкција вода Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> 10 kV, дужине 1,615 km	32.300,00
		<b>Теренска јединица Источно Ново Сарајево</b> Прикључак 10 kV за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања новог корисника - пословни објекат (инвеститор Roof Garden Assets д.о.о. Сарајево) на 10 kV изводу Иванићи из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (из ТС 10/0,4 kV Осмице 630 kVA) Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 230 m са ценом нове ТС 10/0,4 kV са уградњом три трансформатора снага 1000 kVA и НН плоча	180.400,00
		<b>Теренска јединица Источно Ново Сарајево</b> Прикључак 10 kV за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања новог корисника - пословни објекат (инвеститор Logistic д.о.о. Источно Сарајево) на кабловском изводу 10 kV Спортска дворана-Град 2×630 kVA из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (из ТС 10/0,4 kV Туш 630 kVA) Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 100 m са ценом нове ТС 10/0,4 kV са уградњом трансформатора снаге 400 kVA и НН плоче	36.000,00
		<b>Теренска јединица Источно Ново Сарајево</b> Прикључак 10 kV по принципу улаз/излаз за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања новог корисника - стамбено-пословни објекат (инвеститор Еуро стан д.о.о. Источно Сарајево) на 10 kV изводу Јаслице из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (по принципу улаз - излаз на кабловској вези ТС 10/0,4 kV Лукавица 11 - Лукавица 7 до нове ТС 10/0,4 kV, тако да ће нова ТС бити енергетски повезана са две стране, односно налазиће се између ТС Лукавица 11 - Лукавица 7) Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> 10 kV, дужине 2×110 m са ценом нове ТС 10/0,4 kV са уградњом трансформатора снаге 400 kVA и НН плоче	45.600,00

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<p><b>Теренска јединица Пале</b></p> <p>Прикључак 10 kV за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања новог корисника - пословни објекти (инвеститори N trade, NPL Project итд) на 10 kV изводу Требевић из ТС 35/10 kV Коран</p> <p>Полагање кабла ХНЕ АI 150 mm<sup>2</sup>, дужине 50 m са ценом нове ТС 10/0,4 kV са уградњом трансформатора снаге 400 kVA и НН плоче</p>	32.000,00
		<p><b>Теренска јединица Пале</b></p> <p>Прикључак напајања новог корисника - стамбено-пословни објекат (инвеститор Цекос д.о.о. Сарајево) ће бити урађен реконструкцијом ТС 10/0,4 kV Борд</p> <p>Уградња другог трансформатора снаге 1000 kVA и НН плоче</p>	34.000,00
		<p><b>Теренска јединица Пале</b></p> <p>Прикључак 10 kV за нову ТС 10/0,4 kV - веза са ТС 10/0,4 kV Обућина баре 1 (ХНЕ АI 150 mm<sup>2</sup> 10 kV, 70 m) за потребе напајања нових корисника - стамбено-пословни објекти (инвеститори Градња М д.о.о. Источно Сарајево и Јаћоо компани д.о.о. Добој).</p> <p>Полагање кабла ХНЕ АI 150 mm<sup>2</sup>, дужине 70 m са ценом нове ТС 10/0,4 kV са уградњом два трансформатора снага 630 kVA и НН плоча</p>	109.600,00
<b>Укупно у 2024. години</b>			<b>785.900,00</b>

#### 6.4.1.2. Развој мреже у етапи до краја 2025. године

За све нове кориснике чије се прикључење на електродистрибутивну мрежу очекује у 2025. год. су планиране инвестиције за прикључни 10 kV вод и нову ТС 10/0,4 kV (за оне кориснике за које је потребна нова ТС 10/0,4 kV).

**Табела 97: Преглед инвестиција у мрежи 10 kV на подручју Електродистрибуције Пале које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
2025	Мрежа 10 kV	<p><b>Теренска јединица Источно Ново Сарајево</b></p> <p>Прикључак 10 kV за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања новог корисника - пословни објекат (инвеститор Мега Студио д.о.о. Сарајево) на 10 kV изводу Дечанска 2 из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (пре рачвања за ТС 10/0,4 kV Добриња школа 630 kVA и ТС 10/0,4 kV Добриња 11 у згради 630 kVA)</p> <p>Полагање кабла ХНЕ АI 150 mm<sup>2</sup>, дужине 40 m са ценом нове ТС 10/0,4 kV са уградњом трансформатора снаге 630 kVA</p>	71.200,00
		<p><b>Теренска јединица Источно Ново Сарајево</b></p> <p>Прикључак 10 kV за нову ТС 10/0,4 kV, 1600 kVA за потребе напајања новог корисника - пословни објекат (инвеститор Министарство сигурности БИХ - Државна агенција за истраге и заштиту), кабловски од ТС Ламела до нове ТС)</p> <p>Полагање кабла ХНЕ АI 150 mm<sup>2</sup>, дужине 1,05 km без цене нове ТС 10/0,4 kV, нову ТС 10/0,4 kV. 1600 kVA прави инвеститор.</p>	84.000,00

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<p><b>Теренска јединица Источно Ново Сарајево</b></p> <p>Прикључак 10 kV по принципу улаз/излаз за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања новог корисника - стамбено-пословног комплекса (у ул. Карађорђева бб Источно Ново Сарајево) на кабловском изводу 10 kV Ламела-Аутоматика из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (улаз/излаз из ТС 10/0,4 kV Лукавица 8 630 kVA)</p> <p>Полагање кабла ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup> 10 kV, дужине 2×140 m са ценом нове ТС 10/0,4 kV са уградњом два трансформатора снага 630 kVA и НН плоча</p>	116.800,00
		<p><b>Теренска јединица Пале</b></p> <p>Прикључак 10 kV по принципу улаз/излаз за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања нових корисника - пословних објеката (инвеститори Construct Invest д.о.о. Требиње и Раногама Hills д.о.о. Источно Сарајево) на кабловском изводу 10 kV Вучко из ТС 35/10 kV Јахорина (улаз/излаз пре ТС 10/0,4 kV Јахорина Дом ЈНА 630 kVA)</p> <p>Полагање кабла ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, дужине 2×80 m са ценом нове ТС 10/0,4 kV са уградњом два трансформатора снага 630 kVA и НН плоча</p>	116.400,00
<b>Укупно у 2025. години</b>			<b>398.400,00</b>

#### 6.4.1.3. Развој мреже у етапи до краја 2026. године

У овој етапи развоја је предложена изградња новог 35 kV далековода којим би се ТС 35/10 kV Мокро на 35 kV напонском нивоу повезала по принципу улаз/излаз на 35 kV магистралу ТС 110/35/10 kV Пале - ТС 35/10 kV Соколац.

За нови пословни објекат чији је инвеститор Galens invest д.о.о. Нови Сад и чије је планирано време прикључења 2026. год. урачунати су трошкови прикључења (цена кабла, нову ТС 10/0,4 kV прави Инвеститор). Имајући у виду да је у Идејном пројекту за овог новог корисника наведено да је потребна инсталисана снага 5×1600 kVA, у наредним годинама треба пратити колико је највеће једновремено оптерећење ТС 35/10 kV Јахорина, трансформатора 110/35/10 kV у ТС Пале и 35 kV везе ТС110/35/10 kV Пале са ТС 35/10 kV Јахорина на основу чега треба одлучити да ли ће овај потенцијално нови корисник бити прикључен као посебан 10 kV извод у ТС 35/10 kV Јахорина или га је тек могуће прикључити као нови 10 kV извод из ТС 110/35/10 kV Јахорина (када ТС 110/35/10 kV Јахорина буде у пуној функционалности). У овој етапи развоја је предложено формирање нове 10 kV кабловске везе између ТС 10/0,4 kV Рогој (на 10 kV изводу Бољановићи из ТС 35/10 kV Добро Поље) и ТС 10/0,4 kV Широкари 2 (на 10 kV изводу Трново 4 из ТС 35/10 kV Трново), при чему је узето у обзир да је на овом правцу већ положено око 2 km кабла од Широкара 2.

**Табела 98: Преглед инвестиција у мрежи 35 kV и 10 kV на подручју Електродистрибуције Пале које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
2026	Мрежа 35 kV	<p><b>Теренска јединица Пале</b></p> <p>Нови 35 kV далековод од места рачвања за ТС 35/10 kV Мокро до ТС 35/10 kV Мокро (изградњом још једног прикључног 35 kV далековода би био формиран 35 kV улаз/излаз за ТС 35/10 kV Мокро).</p> <p>Изградња вода А1/Fe 95 mm<sup>2</sup> 35 kV, 130 m са једном новом водном ћелијом 35 kV</p>	80.400,00

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
	Мрежа 10 кV	<p><b>Теренска јединица Источно Ново Сарајево</b></p> <p>Прикључци 10 кV по принципу улаз/излаз за две нове ТС 10/0,4 кV за потребе напајања нових корисника - стамбено-пословног комплекса (у ул. Змај Јовина Источно Ново Сарајево) на далеководу 10 кV Конструктор из ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20 (улаз/излаз после ТС 10/0,4 кV Том 2 2×630 кVA, а пре ТС 10/0,4 кV Блок 7 630 кVA као и улаз/излаз после одвајања за СТС 10/0,4 кV Климамонт 250 кVA, а пре ТС 10/0,4 кV Марвел 4 630 кVA)</p> <p>Полагање каблова ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup> 10 кV, дужина 2×60 m + 2×90 m са ценом нових ТС 10/0,4 кV са уградњом четири трансформатора снага 630 кVA и НН плоча</p>	232.000,00
		<p><b>Теренска јединица Пале</b></p> <p>Нови кабловски извод 10 кV из нове ТС 110/35/10 кV Јахорина за напајање нове ТС 10/0,4 кV снаге 5×1600 кVA - пословни објекат чији је инвеститор Galens invest д.о.о. Нови Сад.</p> <p>Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup> 10 кV, дужине 850 m (ТС 10/0,4 кV прави Инвеститор)</p>	68.000,00
		<p><b>Теренска јединица Трново</b></p> <p>Нова 10 кV веза између ТС 10/0,4 кV Рогој (на 10 кV изводу Бољановићи из ТС 35/10 кV Добро Поље) и ТС 10/0,4 кV Широкари 2 (на 10 кV изводу Трново 4 из ТС 35/10 кV Трново).</p> <p>Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm<sup>2</sup> 10 кV, дужине 2 km (напомена: већ је положено око 2 km кабла од Широкара 2)</p>	160.000,00
<b>Укупно у 2026. години</b>			<b>540.400,00</b>

#### 6.4.2. Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године

У периоду до краја десетогодишње планске фазе, најзначајније инвестиције које треба реализовати су:

- изградња нове 35 кV везе између ТС 110/35/10 кV Јахорина и ТС 35/10 кV Јахорина чиме би главно напајање ТС 35/10 кV Јахорина било из ТС 110/35/10 кV Јахорина, а задржала би се постојећа 35 кV веза између ТС 110/35/10 кV Пале и ТС 35/10 кV Јахорина као резервно напајање на напонском нивоу 35 кV;
- изградња нове 35 кV везе између ТС 35/10 кV Војковићи и ТС 35/10 кV Богатићи (на овај начин се обезбеђује сигурност у напајању при испаду 35 кV везе ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20 - ТС 35/10 кV Енергоинвест преко које се напаја и ТС 35/10 кV Војковићи);
- уградња новог трансформатора 35/10 кV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 кV Гојава Рудо (да би се обезбедила сигурност при испаду постојеће јединице 35/10 кV снаге 2,5 MVA);
- уградња другог трансформатора 35/10 кV снаге 4 MVA у ТС 35/10 кV Хреша (да би се обезбедила сигурност при испаду постојеће јединице 35/10 кV снаге 4 MVA);
- уградња другог трансформатора 35/10 кV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 кV Борике (да би се обезбедила сигурност при испаду постојеће јединице 35/10 кV снаге 1,6 MVA)
- уградња другог трансформатора 35/10 кV снаге 4 MVA у ТС 35/10 кV Соколац (да би се обезбедила сигурност при испаду јединице 35/10 кV снаге 4 MVA чија уградња је предложена у 2024. год. уместо постојеће јединице 2,5 MVA);
- уградња другог трансформатора 35/10 кV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 кV Јажићи (да би се обезбедила сигурност при испаду постојеће јединице 35/10 кV снаге 4 MVA);
- уградња другог трансформатора 35/10 кV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 кV Богатићи (да би се обезбедила сигурност при испаду постојеће јединице 35/10 кV снаге 2,5 MVA);

- уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Миљевина (да би се обезбедила сигурност при испаду постојеће јединице 35/10 kV снаге 2,5 MVA);
- замена дотрајалих трансформатора 35/10 kV снага 1,6 MVA и 2,5 MVA (девет комада) трансформаторима снаге 2,5 MVA и 4 MVA (дванаест комада) трансформаторима снаге 4 MVA са по једном трансформаторском 10 kV и 35 kV ћелијом.

Предложено је формирање две нове 10 kV везе (на подручју ТЈ Вишеград и ТЈ Пале) којима се обезбеђује сигурност напајања ТС 10/0,4 kV у градском језгру Вишеграда и Пала (видети инвестиције у 10 kV мрежи у Табела 99). У овој етапи развоја су за све нове кориснике чије се прикључење на електродистрибутивну мрежу очекује у 2027. год. планиране инвестиције за прикључни 10 kV вод и нову ТС 10/0,4 kV (за оне кориснике за које је потребна нова ТС 10/0,4 kV). Предложена је и реконструкција (повећање пресека ужета на Al/Fe 50 mm<sup>2</sup>) на прве две надземне деонице извода 10 kV Требевић из ТС 35/10 kV Коран како би проценат губитака активне снаге на наведеном 10 kV изводу био мањи од 5%).

**Табела 99: Преглед инвестиција у мрежи 35 kV и 10 kV на подручју Електродистрибуције Пале које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године (у периоду 2027. до 2034. год)**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2034	Мрежа 35 kV	<u>Теренска јединица Вишеград</u> Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Гојава Рудо уместо постојећег снаге 1,6 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV).	274.000,00
		<u>Теренска јединица Пале</u> Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Хреша (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV).	316.000,00
		<u>Теренска јединица Пале</u> Нови кабл 35 kV између ТС 110/35/10 kV Јахорина и ТС 35/10 kV Јахорина. Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> 35 kV, дужине 180 m са једном новом водном ћелијом 35 kV у ТС 35/10 kV Јахорина	105.100,00
		<u>Теренска јединица Рогатица</u> Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Борице (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV).	274.000,00
		<u>Теренска јединица Соколац</u> Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Соколац (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV).	316.000,00
		<u>Теренска јединица Трново</u> Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Јажићи (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV).	274.000,00
		<u>Теренска јединица Трново</u> Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Богатићи (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV).	274.000,00

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<b>Теренска јединица Трново</b> Изградња нове 35 kV везе између ТС 35/10 kV Војковићи и ТС 35/10 kV Богатићи. Изградња вода Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> 35 kV, дужине 10,509 km са две нове водне ћелије 35 kV у поменутиим ТС 35/10 kV	980.720,00
		<b>Теренска јединица Фоча</b> Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Миљевина (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV).	274.000,00
		<i>Замена трансформатора 35/10 kV због дотрајалости</i>	/
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Борике на место постојећег трансформатора снаге 1,6 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	274.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Подграб, Миљевина, Луке Чајниче, Гојава Рудо, Добро Поље, Бук Бијела, Богатићи и Трново на место постојећих трансформатора снаге 2,5 MVA (у свакој од наведених ТС 35/10 kV по један трансформатор 35/10 kV) Уградња осам нових трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	2.192.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Мокро (два трансформатора), Војковићи (два трансформатора), Коран (један трансформатор), Јажичи (један трансформатор), Јахорина (три трансформатора) и Фоча (два трансформатора) на место постојећих трансформатора снаге 4 MVA Уградња једанаест нових трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	3.467.000,00
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 110/35/10 kV Рогатица на место постојећег трансформатора снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)	400.000,00
	Мрежа 10 kV	<b>Теренска јединица Вишеград</b> Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV ТКТ МБТС 400 kVA и ТС 10/0,4 kV Силос МБТС 630 kVA. Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> 10 kV, дужине 340 m	27.200,00
		<b>Теренска јединица Пале</b> Прикључак 10 kV за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања новог корисника - пословни објекат (инвеститор Dishley д.о.о. Сарајево) на 10 kV изводу Требевић из ТС 35/10 kV Коран (из ТС 10/0,4 kV Брус 2-Банка 160 kVA). Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 300 m са ценом нове ТС 10/0,4 kV са уградњом трансформатора снаге 630 kVA и НН плоче	92.000,00

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (КМ)
		<u>Теренска јединица Пале</u> Нови 10 kV кабл између ТС 10/0,4 kV Блок Б2 (на изводу Интал из ТС 110/35/10 kV Пале) и ТС 10/0,4 kV Упи Коран (на изводу Шип пилана из ТС 110/35/10 kV Пале). Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> 10 kV, дужине 720 m	43.200,00
		<u>Теренска јединица Пале</u> Реконструкција прве две надземне деонице извода 10 kV Требевић из ТС 35/10 kV Коран - повећање пресека ужета. Реконструкција ужета на Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 2,182 km	43.640,00
<b>Укупно 2027-2034. год.</b>			<b>9.635.860,00</b>

За формирану мрежу у етапи развоја до краја 2034. године извршена је анализа оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона (10 kV и 20 kV) који су приказани у Табела 100.



Табела 100: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електродистрибуције Пале на крају 2034. године<sup>32</sup>

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 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Конструктор	4,324	0,167	3,71	6,266	10,38	9,95	4,14%
2	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Јаслице	1,442	0,022	1,52	2,828	10,38	10,2	1,73%
3	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Озренска	2,156	0,086	3,85	6,636	10,38	9,91	4,53%
4	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Иванићи	2,546	0,111	4,18	9,467	10,38	9,79	5,68%
5	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Спортска дворана	3,812	0,101	2,59	4,184	10,58	10,27	2,93%
6	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Тилава	1,883	0,024	1,27	27,238	10,58	10,36	2,08%
7	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Ламела	3,476	0,041	1,17	4,075	10,58	10,43	1,42%
8	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Младике	1,751	0,023	1,32	5,565	10,58	10,4	1,70%
9	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Дечанска 2	3,771	0,126	3,23	6,354	10,58	10,17	3,88%
10	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Језеро	3,288	0,121	3,55	8,866	10,58	10,02	5,29%
<b>ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20</b>			<b>28,449</b>	<b>0,822</b>	<b>2,81</b>	<b>81,479</b>	<b>10,58</b>	<b>9,79</b>	<b>7,47%</b>
11	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Пале град 3	2,607	0,032	1,22	3,409	10,43	10,27	1,53%
12	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Ингал	0,845	0,001	0,07	0,615	10,43	10,42	0,10%
13	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Компес	2,353	0,079	3,23	14,29	10,43	10	4,12%
14	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Шип пилана	2,968	0,031	1,05	3,274	10,43	10,29	1,34%
15	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Криваче	1,248	0,004	0,33	3,895	10,43	10,35	0,77%
16	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Пале Коран	1,347	0,012	0,85	3,669	10,43	10,33	0,96%
17	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Фамос	0,02	0	0,01	1,38	10,43	10,43	0,00%
18	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Пале град 2	1,132	0,004	0,39	1,958	10,43	10,38	0,48%
<b>ТС 110/35/10 kV Пале</b>			<b>12,52</b>	<b>0,163</b>	<b>1,29</b>	<b>32,49</b>	<b>10,43</b>	<b>10</b>	<b>4,12%</b>
19	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Ауто база	0,058	0	0,02	1,327	10,56	10,56	0,00%
20	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Баре	1,296	0,002	0,17	2,307	10,56	10,54	0,19%
21	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Калына	0,227	0	0,08	0,774	10,56	10,56	0,00%
22	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Ново Село	1,604	0,078	4,65	100,498	10,56	9,67	8,43%
23	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Пилана	0,192	0	0,02	0,388	10,56	10,56	0,00%
24	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Соколац	2,627	0,111	4,06	95,581	10,56	9,83	6,91%
<b>ТС 110/35/10 kV Соколац</b>			<b>6,004</b>	<b>0,191</b>	<b>3,08</b>	<b>200,875</b>	<b>10,56</b>	<b>9,67</b>	<b>8,43%</b>
25	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Алхос	0,268	0,002	0,72	25,217	10,38	10,23	1,45%
26	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Жупа	0,806	0,012	1,53	43,356	10,38	10,14	2,31%
27	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Међеђа	0,425	0,009	2,1	55,072	10,38	10,03	3,37%
28	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Социјално	1,768	0,038	2,11	8,752	10,38	10,09	2,79%
29	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Добрун	1,084	0,044	3,87	31,427	10,38	9,7	6,55%
30	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Град	1,78	0,018	0,99	3,153	10,38	10,25	1,25%
31	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Хидроелектрана	0,083	0	0,1	4,263	10,38	10,37	0,10%
<b>ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград</b>			<b>6,214</b>	<b>0,123</b>	<b>1,94</b>	<b>171,24</b>	<b>10,38</b>	<b>9,7</b>	<b>6,55%</b>
32	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Фоча	0,035	0	0,04	1,34	10,34	10,34	0,00%
33	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Табаци	3,9	0,082	2,07	4,582	10,34	10,08	2,51%
34	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Ђентшиште	0,633	0,007	1,13	18,164	10,34	10,21	1,26%
35	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Велечево	2,172	0,05	2,25	123,628	10,34	9,89	4,35%
<b>ТС 110/35/10 kV Фоча</b>			<b>6,74</b>	<b>0,139</b>	<b>2,02</b>	<b>147,714</b>	<b>10,34</b>	<b>9,89</b>	<b>4,35%</b>
36	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Козифи	0,334	0,005	1,49	41,197	10,41	10,19	2,11%
37	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Планиште	0,036	0	0	0,354	10,41	10,41	0,00%
38	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Силос	1,084	0,022	1,95	10,085	10,41	10,18	2,21%
39	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Рудо	0,415	0	0,07	2,191	10,41	10,4	0,10%
40	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Конгес центар	1,85	0,011	0,61	4,694	10,41	10,32	0,86%
41	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Лагостина	0,17	0	0,06	1,033	10,41	10,4	0,10%
42	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Пилана сладара	0,622	0,008	1,22	25,069	10,41	10,22	1,83%
43	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Матино Брдо	0,15	0,001	0,49	38,263	10,41	10,35	0,58%
<b>ТС 110/35/10 kV Рогатица</b>			<b>4,661</b>	<b>0,047</b>	<b>1,00</b>	<b>122,886</b>	<b>10,41</b>	<b>10,18</b>	<b>2,21%</b>
44	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (20 kV)	Извод Творнице жице 1 и 2	0,104	0	0,02	1,907	20,92	20,92	0,00%
<b>ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (20 kV)</b>			<b>0,104</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>1,907</b>	<b>20,92</b>	<b>20,92</b>	<b>0,00%</b>
45	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Чајниче	0,676	0,026	3,71	26,462	10,44	9,96	4,60%
46	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Живојевићи	0,077	0	0,06	9,226	10,44	10,43	0,10%
47	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Град	0,092	0	0	0,069	10,44	10,44	0,00%
48	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Котачи	1,11	0,013	1,19	27,378	10,44	10,2	2,30%
<b>ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)</b>			<b>1,955</b>	<b>0,039</b>	<b>1,96</b>	<b>63,135</b>	<b>10,44</b>	<b>9,96</b>	<b>4,60%</b>
49	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Хотел Бистрица	0,485	0	0,06	0,862	10,39	10,38	0,10%
50	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Огорјелица	0,195	0	0,06	2,048	10,39	10,38	0,10%
51	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Вучко	1,589	0,006	0,35	1,934	10,39	10,34	0,48%
52	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Рајска долина	0,814	0,003	0,31	4,331	10,39	10,35	0,38%
53	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Гондола 3	1,174	0,005	0,43	3,097	10,39	10,34	0,48%
54	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Шестосјед Трново - Обућина баре 1	2,449	0,049	1,95	4,387	10,39	10,16	2,21%
55	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Балваниште	1,532	0,02	1,28	3,408	10,39	10,25	1,35%
56	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Пумпна станица	0,28	0	0,18	2,864	10,39	10,37	0,19%
<b>ТС 35/10 kV Јахорина</b>			<b>8,518</b>	<b>0,083</b>	<b>0,97</b>	<b>22,931</b>	<b>10,39</b>	<b>10,16</b>	<b>2,21%</b>

<sup>32</sup> 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 100 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електродистрибуције Пале на крају 2034. године<sup>33</sup>

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 35/10 kV Коран	Извод Стамболчић	0,4	0,001	0,3	4,614	10,43	10,39	0,38%
58	ТС 35/10 kV Коран	Извод Требевић	0,857	0,045	4,94	22,639	10,43	9,73	6,71%
59	ТС 35/10 kV Коран	Извод Коран I	0,145	0	0,02	0,598	10,43	10,43	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Коран</b>		<b>1,402</b>	<b>0,046</b>	<b>3,18</b>	<b>27,851</b>	<b>10,43</b>	<b>9,73</b>	<b>6,71%</b>
60	ТС 35/10 kV Хреша	Извод Вучја Лука	0,591	0,015	2,47	18,674	10,09	9,78	3,07%
61	ТС 35/10 kV Хреша	Извод Лапшница	0,491	0,014	2,68	6,396	10,09	9,88	2,08%
62	ТС 35/10 kV Хреша	Извод Булози	0,422	0,005	1,12	18,087	10,09	9,94	1,49%
	<b>ТС 35/10 kV Хреша</b>		<b>1,504</b>	<b>0,034</b>	<b>2,21</b>	<b>43,157</b>	<b>10,09</b>	<b>9,78</b>	<b>3,07%</b>
63	ТС 35/10 kV Соколац	Извод Данила Ђокића	0,356	0	0,03	0,305	10,63	10,62	0,09%
64	ТС 35/10 kV Соколац	Извод Жљебови	2,783	0,054	1,92	28,069	10,63	10,08	5,17%
	<b>ТС 35/10 kV Соколац</b>		<b>3,139</b>	<b>0,054</b>	<b>1,69</b>	<b>28,374</b>	<b>10,63</b>	<b>10,08</b>	<b>5,17%</b>
65	ТС 35/10 kV Борике	Извод Стара Гора	0,037	0	0,1	9,89	10,4	10,39	0,10%
66	ТС 35/10 kV Борике	Извод Пешурићи	0,099	0	0,31	22,451	10,4	10,36	0,38%
67	ТС 35/10 kV Борике	Извод Жеза Сјеверско	0,197	0,002	0,89	39,59	10,4	10,3	0,96%
68	ТС 35/10 kV Борике	Извод Шетићи	0,028	0	0,14	12,301	10,4	10,39	0,10%
	<b>ТС 35/10 kV Борике</b>		<b>0,361</b>	<b>0,002</b>	<b>0,55</b>	<b>84,232</b>	<b>10,4</b>	<b>10,3</b>	<b>0,96%</b>
69	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Полимка	0,046	0	0	0,357	10,5	10,5	0,00%
70	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Рудо град	0,628	0,001	0,15	6,365	10,5	10,48	0,19%
71	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Увац	0,267	0,004	1,32	16,575	10,5	10,33	1,62%
72	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Стргачина	0,291	0,002	0,6	49,179	10,5	10,39	1,05%
	<b>ТС 35/10 kV Гојава Рудо</b>		<b>1,232</b>	<b>0,007</b>	<b>0,56</b>	<b>72,476</b>	<b>10,5</b>	<b>10,33</b>	<b>1,62%</b>
73	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Грлица	0,7	0,004	0,5	2,502	10,43	10,36	0,67%
74	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Касиндо	0,192	0,001	0,35	5,973	10,43	10,38	0,48%
75	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Лукавица	1,662	0,027	1,58	6,061	10,43	10,18	2,40%
76	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Крупац	0,536	0,003	0,47	4,282	10,43	10,36	0,67%
77	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Накло	0,425	0,001	0,12	1,147	10,43	10,41	0,19%
	<b>ТС 35/10 kV Војковићи</b>		<b>3,515</b>	<b>0,036</b>	<b>1,01</b>	<b>19,965</b>	<b>10,43</b>	<b>10,18</b>	<b>2,40%</b>
78	ТС 35/10 kV Богатићи	Извод Брана	0,069	0	0,11	3,623	10,45	10,43	0,19%
79	ТС 35/10 kV Богатићи	Извод Кијево	0,291	0,002	0,63	8,749	10,45	10,36	0,86%
	<b>ТС 35/10 kV Богатићи</b>		<b>0,36</b>	<b>0,002</b>	<b>0,55</b>	<b>12,372</b>	<b>10,45</b>	<b>10,36</b>	<b>0,86%</b>
80	ТС 35/10 kV Трново	Извод Трново 4	0,483	0,001	0,17	8,073	10,43	10,39	0,38%
81	ТС 35/10 kV Трново	Извод Предioniца	0,03	0	0,01	0,251	10,43	10,43	0,00%
82	ТС 35/10 kV Трново	Извод Миље	0,003	0	0,03	2,591	10,43	10,43	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Трново</b>		<b>0,516</b>	<b>0,001</b>	<b>0,19</b>	<b>10,915</b>	<b>10,43</b>	<b>10,39</b>	<b>0,38%</b>
83	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Болановићи	0,008	0	0,08	4,398	10,22	10,22	0,00%
84	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Мушићи	0,009	0	0,16	5,667	10,22	10,22	0,00%
85	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Варош	0,005	0	0,02	5,243	10,22	10,22	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Добро Поље</b>		<b>0,022</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>15,308</b>	<b>10,22</b>	<b>10,22</b>	<b>0,00%</b>
86	ТС 35/10 kV Јажићи	Извод Калиновик	0,426	0,003	0,81	5,079	10,32	10,22	0,97%
87	ТС 35/10 kV Јажићи	Извод Влахоље Улог	0,126	0,001	0,7	39,7	10,32	10,21	1,07%
88	ТС 35/10 kV Јажићи	Извод Миљевина	0,056	0	0,06	11,731	10,32	10,31	0,10%
89	ТС 35/10 kV Јажићи	Извод Пилана	0,051	0	0,01	0,454	10,32	10,32	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Јажићи</b>		<b>0,659</b>	<b>0,004</b>	<b>0,60</b>	<b>56,964</b>	<b>10,32</b>	<b>10,21</b>	<b>1,07%</b>
90	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Козја Лука	0,038	0	0,16	25,491	10,46	10,45	0,10%
91	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Калиновик	0,274	0,001	0,4	29,941	10,46	10,41	0,48%
92	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Мермерана	0,01	0	0	1,315	10,46	10,46	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV Миљевина</b>		<b>0,322</b>	<b>0,001</b>	<b>0,31</b>	<b>56,747</b>	<b>10,46</b>	<b>10,41</b>	<b>0,48%</b>
93	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Центар	0,887	0,002	0,26	1,44	10,48	10,45	0,29%
94	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Болница	0,235	0,001	0,25	4,112	10,48	10,45	0,29%
95	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Дуванска	1,253	0,006	0,46	29,068	10,48	10,33	1,43%
	<b>ТС 35/10 kV Фоча</b>		<b>2,375</b>	<b>0,009</b>	<b>0,38</b>	<b>34,62</b>	<b>10,48</b>	<b>10,33</b>	<b>1,43%</b>
96	ТС 35/10 kV Бук Бијела	Извод Насеље	0,17	0	0,29	18,829	10,31	10,27	0,39%
97	ТС 35/10 kV Бук Бијела	Извод Трентиште	0,288	0,004	1,53	45,204	10,31	10,15	1,55%
	<b>ТС 35/10 kV Бук Бијела</b>		<b>0,458</b>	<b>0,004</b>	<b>0,87</b>	<b>64,033</b>	<b>10,31</b>	<b>10,15</b>	<b>1,55%</b>
98	ТС 35/10 kV Луке Чајниче	Извод Миљево	0,178	0	0,16	11,171	10,46	10,43	0,29%
99	ТС 35/10 kV Луке Чајниче	Извод Стакорина	0,108	0	0	0,176	10,46	10,46	0,00%
100	ТС 35/10 kV Луке Чајниче	Извод Борајно	0,007	0	0,01	2,88	10,46	10,46	0,00%
101	ТС 35/10 kV Луке Чајниче	Извод Чајниче	1,025	0,015	1,48	35,583	10,46	10,2	2,49%
	<b>ТС 35/10 kV Луке Чајниче</b>		<b>1,318</b>	<b>0,015</b>	<b>1,13</b>	<b>49,81</b>	<b>10,46</b>	<b>10,2</b>	<b>2,49%</b>
102	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Творница паркета	0,499	0,001	0,1	1,952	10,35	10,34	0,10%
103	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Прача	0,065	0	0,1	6,085	10,35	10,34	0,10%
104	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Подграб	0,225	0,002	1,02	19,987	10,35	10,21	1,35%
105	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Боговићи	0,081	0	0,25	31,821	10,35	10,31	0,39%
106	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Врхпрача	0,111	0	0,21	12,537	10,35	10,32	0,29%
	<b>ТС 35/10 kV Подграб</b>		<b>0,981</b>	<b>0,003</b>	<b>0,30</b>	<b>72,382</b>	<b>10,35</b>	<b>10,21</b>	<b>1,35%</b>
107	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Гумитехника	0,393	0,001	0,15	1,098	10,19	10,17	0,20%
108	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Јањино Брдо	0,707	0,001	0,09	3,449	10,19	10,17	0,20%
109	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Кадина Село	0,663	0,003	0,47	10,813	10,19	10,07	1,18%
110	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Сумбуловац	1,006	0,019	1,82	20,14	10,19	9,9	2,85%
	<b>ТС 35/10 kV Мокро</b>		<b>2,769</b>	<b>0,024</b>	<b>0,86</b>	<b>35,5</b>	<b>10,19</b>	<b>9,9</b>	<b>2,85%</b>
111	ТС 110/35/10 kV Јахорина	Извод Galens invest д.о.о.	4,665	0,049	1,04	0,85	10,42	10,31	1,06%
	<b>ТС 110/35/10 kV Јахорина</b>		<b>4,665</b>	<b>0,049</b>	<b>1,04</b>	<b>0,85</b>	<b>10,42</b>	<b>10,31</b>	<b>1,06%</b>
	<b>Укупно</b>		<b>100,763</b>	<b>1,898</b>	<b>1,85</b>	<b>1530,21</b>		<b>9,67</b>	

<sup>33</sup> 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%.

### 6.4.3. Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електродистрибуције Пале

Тренутно на подручју Електродистрибуције Пале постоји прикључено 21 МСЕ укупне одобрене снаге прикључења од око 3,4 MVA и 16 МХЕ укупне одобрене снаге прикључења од око 46,9 MVA.

Када је реч о потенцијалним захтевима за прикључење малих електрана на мрежу анализирано је прикључење 37 МСЕ за које је дато позитивно мишљење о поступку прикључења. Укупна одобрена снага прикључења тих МСЕ је 7,4 MVA.

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

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

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

На подручју ТС 35/10 kV Соколац анализиран је утицај МСЕ укупне одобрене снаге прикључења од 2,709 MVA. У минималном режиму рада оптерећење конзума износи око 2,942 MW. При генерисању активне снаге ових електрана једнаким 45% одобрене снаге неће доћи до прекорачења напонских ограничења.

На основу извршених анализа утврђено је да прикључењем потенцијалних дистрибуираних извора на перспективну мрежу у минималном режиму у преосталим МЕ не долази до повећања напона изван дозвољених граница, односно до недозвољеног повећања напона на месту прикључења (>5%), као ни до преоптерећења елемената мреже дефинисаних у Правилима о раду дистрибутивног система код свих електрана појединачно. Тамо где то није случај предлаже се смањивање генерисане активне снаге МЕ.

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

Урађен је прорачун вредности струја једнофазног земљоспоја (са напонским фактором  $c = 1$ ) за све ниженапонске сабирнице у ТС ВН/СН и ТС СН/СН у постојећем стању. У Табела 101 су дати резултати прорачуна и предлози мера које је потребно спровести како би рад СН мреже био у складу са важећим правилницима и техничким препорукама.

**Табела 101: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$I_{\Sigma}$ [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 сабирнице 35 kV	35	45,3	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 сабирнице 10 kV секција 1 <sup>34</sup>	10	21,1	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 сабирнице 10 kV секција 2 <sup>34</sup>	10	41,0	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Пале сабирнице 35 kV	35	28,0	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Пале сабирнице 10 kV секција 1 <sup>35</sup>	10	13,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Пале сабирнице 10 kV секција 2 <sup>35</sup>	10	21,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Соколац сабирнице 35 kV	35	4,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Соколац сабирнице 10 kV	10	26,1	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Рогатица сабирнице 35 kV	35	4,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Рогатица сабирнице 10 kV	10	36,3	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград сабирнице 35 kV	35	8,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград сабирнице 10 kV секција 1 <sup>36</sup>	10	15,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград сабирнице 10 kV секција 2 <sup>36</sup>	10	44,9	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 сабирнице 20 kV	20	64,0	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 сабирнице 10 kV	10	3,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Фоча сабирнице 35 kV	35	19,7	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Фоча сабирнице 10 kV	10	19,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Војковићи сабирнице 10 kV	10	10,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Богатићи сабирнице 10 kV	10	1,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Трново сабирнице 10 kV	10	5,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Добро Поље сабирнице 10 kV	10	3,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Јажићи сабирнице 10 kV	10	6,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Миљевина сабирнице 10 kV	10	11,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Фоча сабирнице 10 kV	10	8,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Бук Бијела сабирнице 10 kV	10	6,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

<sup>34</sup> Ако је дозвољен рад са затвореним 10 kV прекидачем у спојној ћелији у ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 62,4 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање

<sup>35</sup> Ако је дозвољен рад са затвореним 10 kV прекидачем у спојној ћелији у ТС 110/35/10 kV Пале, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 36 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>36</sup> С обзиром да је 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград увек затворен, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 60,8 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање

**Табела 101: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
ТС 35/10 kV Коран сабирнице 10 kV	10	12,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Јахорина сабирнице 10 kV	10	44,4	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Подграб сабирнице 10 kV	10	17,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Хреша сабирнице 10 kV	10	7,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Мокро сабирнице 10 kV	10	5,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Соколац сабирнице 10 kV	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Борике сабирнице 10 kV	10	11,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Луке Чајничке сабирнице 10 kV	10	8,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Гојава Рудо сабирнице 10 kV	10	29,5	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.

На основу Табела 101 се може закључити да се од ТС 35/10 kV у власништву Електродистрибуције Пале за 10 kV мрежу напајану из ТС 35/10 kV Гојава Рудо предлаже разматрање евентуалног уземљавања посматране 10 kV мреже преко нискоомске импедансе. За ТС 35/10 kV Јахорина се предлаже обавезно уземљавање посматране 10 kV мреже преко нискоомске импедансе.

Да би се сагледао утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја једнофазног земљоспоја у СН мрежи, прорачунате су вредности тих струја (са напонским фактором  $c = 1$ ) за циљну мрежу за 2034. год. Резултати тих прорачуна и предлози мера су дати у Табела 102.

**Табела 102: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 сабирнице 35 kV	35	46,2	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 сабирнице 10 kV секција 1 <sup>37</sup>	10	22,4	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 сабирнице 10 kV секција 2 <sup>37</sup>	10	41,8	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Пале сабирнице 35 kV	35	27,9	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Пале сабирнице 10 kV секција 1 <sup>38</sup>	10	13,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Пале сабирнице 10 kV секција 2 <sup>38</sup>	10	22,8	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Соколац сабирнице 35 kV	35	5,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Соколац сабирнице 10 kV	10	26,1	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Рогатица сабирнице 35 kV	35	4,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Рогатица сабирнице 10 kV	10	36,3	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.

<sup>37</sup> Ако је дозвољен рад са затвореним 10 kV прекидачем у спојној хелији у ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 64,2 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање

<sup>38</sup> Ако је дозвољен рад са затвореним 10 kV прекидачем у спојној хелији у ТС 110/35/10 kV Пале, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 34,5 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.



**Табела 102: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$3I_0$ [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград сабирнице 35 kV	35	4,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград сабирнице 10 kV секција 1 <sup>39</sup>	10	15,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград сабирнице 10 kV секција 2 <sup>39</sup>	10	45,5	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 сабирнице 20 kV	20	65,5	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 сабирнице 10 kV	10	4,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Фоча сабирнице 35 kV	35	19,7	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Фоча сабирнице 10 kV	10	19,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Војковићи сабирнице 10 kV	10	10,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Богатићи сабирнице 10 kV	10	1,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Трново сабирнице 10 kV	10	12,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Добро Поље сабирнице 10 kV	10	3,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Јажићи сабирнице 10 kV	10	6,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Миљевина сабирнице 10 kV	10	12,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Фоча сабирнице 10 kV	10	6,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Бук Бијела сабирнице 10 kV	10	6,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Коран сабирнице 10 kV	10	12,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Јахорина сабирнице 10 kV	10	59,2	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Подграб сабирнице 10 kV	10	17,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Хреша сабирнице 10 kV	10	7,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Мокро сабирнице 10 kV	10	5,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Соколац сабирнице 10 kV	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Борике сабирнице 10 kV	10	11,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Луке Чајниче сабирнице 10 kV	10	6,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Гојава Рудо сабирнице 10 kV	10	29,9	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Јахорина сабирнице 35 kV	35	0,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Јахорина сабирнице 10 kV секције 1 и 2	10	1,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

Поређењем резултата датих у Табела 101 и Табела 102 може се закључити да се ништа додатно у вези са начином радом неутралне тачке на 10 kV страни трансформатора 35/10 kV не предлаже на крају перспективног периода у односу на 10 kV мрежу у постојећем стању.

#### 6.4.5. Закључне напомене

До краја 2034. године укупна вредност инвестиција које треба реализовати на дистрибутивном подручју Електродистрибуције Пале износи 11.360.560,00 КМ, при чему се 15,2% свих

<sup>39</sup> С обзиром да је 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград увек затворен, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 61,4 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање

инвестиција реализује у прве три године перспективног периода (2024-2026). Значајно већи ниво улагања се очекује у мрежи напонског нивоа 35 kV. Предложени ниво инвестиција у мрежи 10 kV је око 6,4 пута од предложеног нивоа инвестиција у мрежи 35 kV.

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

1. Неопходно је повећање капацитета у постојећим трансформацијама 110/X kV и 35/10 kV које ће обезбедити сигурно напајање мреже.
2. Пре било каквих инвестиционих одлука у циљу побољшања електроенергетске ситуације на подручју Горње-Дринске регије, мора се сачекати решење прикључења МХЕ Бистрица 1, 2 и 3 на подручју општине Фоча и прикључења МХЕ Улог - општина Калиновик. Према инсталисаним снагама ових електрана неопходни су 110 kV прикључци, који ће сигурно указати на оптимално техничко решење 35 kV веза Горње-Дринске регије (чему припада и ДВ 35 kV Јажићи-Миљевина).
3. Предложено је да се за радијално напајану ТС 35/10 kV Мокро формира улаз/излаз чиме би се обезбедило сигурно напајање наведене ТС.
4. Да би се обезбедило сигурно напајање из ТС 35/10 kV (у случају да испадне неки од трансформатора у ТС 35/10 kV са уграђеним једним трансформатором) у неколико ТС 35/10 kV неопходна је набавка нових трансформатора.
5. У свим ТС 35/10 kV у којима до краја перспективног периода (2034. год) животни век трансформатора 35/10 kV прелази 40 година, предложена је замена тих трансформатора.
6. Улагања у мрежу 10 kV подељена су у неколико група: улагања у градску мрежу, улагања у ванградску мрежу потребна ради задовољења термичких и напонских критеријума.

У Табела 103 је дат приказ новчане вредности инвестиција које се предлажу за реализацију до краја перспективног периода, а у Табела 104 је дат преглед планираних повећања инсталисаних капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електродистрибуције Пале.

**Табела 103: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. године на подручју Електродистрибуције Пале**

Етапа развоја	Вредност инвестиција у мрежи 35 kV (KM)	Вредност инвестиција у мрежи 10 kV (KM)	Укупна вредност инвестиција (KM)
2024. година	316.00,00	469.900,00	785.900,00
2025. година	0	398.400,00	398.400,00
2026. година	80.400,00	460.000,00	540.400,00
2034. година	9.429.820,00	206.040,00	9.635.860,00
<i>Укупно 2024-2026. година</i>	<i>396.400,00</i>	<i>1.328.300,00</i>	<i>1.724.700,00</i>
<i>Укупно 2027-2034. година</i>	<i>9.429.820,00</i>	<i>206.040,00</i>	<i>9.635.860,00</i>
<b>Укупно у етапама 2024-2034. године</b>	<b>9.826.220,00</b>	<b>1.534.340,00</b>	<b>11.360.560,00</b>

**Табела 104: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на подручју Електродистрибуције Пале<sup>40</sup>**

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (Копачи)	110/20/10	20/20/14	20/20/14	1988
	110/20/10	/	20/20/14	2034
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (Лукавица)	110/35/10	20/14/20	40/27/40	2034
	110/35/10	20/14/20	40/27/40	2034
ТС 110/35/10 kV Соколац	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1980
	110/35/10	/	20/14/20	2034
ТС 110/35/10 kV Пале	110/35/10	20/14/20	20/14/20	2018
	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1979
ТС 110/35/10 kV Јахорина	110/35/10	/	20/14/20	2034
	110/35/10	/	20/14/20	2034
ТС 110/35/10 kV Рогатица	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1980
	35/10	8	8	2034
ТС 110/35/10 kV Фоча	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1981
	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1981
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1979
ТС 35/10 kV Соколац	35/10	2,5	4	2024
	35/10	/	4	2034
ТС 35/10 kV Мокро	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2034
ТС 35/10 kV Хреша	35/10	4	4	1999
	35/10	/	4	2034
ТС 35/10 kV Енергоинвест	35/10	1,6	1,6	1974
ТС 35/10 kV Војковићи	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2034
ТС 35/10 kV Подграб	35/10	2,5	2,5	2034
ТС 35/10 kV Миљевина	35/10	2,5	2,5	2034
	35/10	/	2,5	2034
ТС 35/10 kV Луке Чајниче	35/10	2,5	2,5	2034
ТС 35/10 kV Коран	35/10	4	4	1999
	35/10	4	4	2034
ТС 35/10 kV Јажићи	35/10	4	4	2034
	35/20	/	2,5	2034

<sup>40</sup> Зеленом бојом су означене нове ТС 110/X kV, нови трансформатори 35/10 kV у постојећим ТС и трансформатори 35/10 kV чија се замена предлаже због дотрајалости.



**Табела 104 (наставак): Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на подручју Електродистрибуције Пале<sup>41</sup>**

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон
ТС 35/10 kV Јахорина	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2023
ТС 35/10 kV Гојава Рудо	35/10	2,5	2,5	2034
	35/10	1,6	2,5	2034
ТС 35/10 kV Фоча	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2034
ТС 35/10 kV Добро Поље	35/10	2,5	2,5	2034
ТС 35/10 kV Бук Бијела	35/10	2,5	2,5	2034
ТС 35/10 kV Богатићи	35/10	2,5	2,5	2034
	35/10	/	2,5	2034
ТС 35/10 kV Борице	35/10	1,6	2,5	2034
	35/10	/	2,5	2034
ТС 35/10 kV Трново	35/10	2,5	2,5	2034
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV		200	320	/
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		91,3	112,6	

Сагледавајући утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја кратких спојева урађен је прорачун струја једнофазног земљоспоја у СН мрежи. Једина ТС 35/10 kV где је, у складу са нормативима и правилима, предложено обавезно уземљење 10 kV мреже је ТС 35/10 kV Јахорина у чијој се 10 kV мрежи очекује на крају перспективног периода (2034. год) превазилажење вредности у 10 kV мрежи до које посматрана мрежа може радити као изолована.

### 6.5. Подручје Електро-Херцеговине

Према формираној прогнози потрошње, до краја перспективног периода на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине се очекује да ће укупно оптерећење са тренутних 45 MW достићи ниво од око 53 MW (на нивоу ТС 110/X kV) у нижој варијанти прогнозе, односно 57 MW у вишој варијанти прогнозе. Тренутно у мрежи на овом подручју у ТС 110/X kV постоји инсталисано укупно 176 MVA, и то без два трансформатора 110/35 kV у ТС 110/X kV Столац чији се капацитети само једним мањим делом користе за напајање мреже на подручју ТЈ Љубиње. Преузета енергија из ТС 110/X се даље дистрибуира у мрежу посредством девет дистрибутивних ТС 35/10 kV чија је укупна инсталисана снага 44,8 MVA. Поређењем капацитета у напојним ТС и прогнозираног нивоа оптерећења, на први поглед се стиче утисак да је тренутни инсталисани капацитет више него довољан за сигурно напајање конзума до краја перспективног периода.

<sup>41</sup> Зеленом бојом су означене нове ТС 110/X kV, нови трансформатори 35/10 kV у постојећим ТС и трансформатори 35/10 kV чија се замена предлаже због дотрајалости.

Међутим, две битне чињенице указују на потребу даљег улагања у повећање њиховог инсталисаног капацитета.

Прво, развој и ширење града Требиња који је предвиђен постојећим и у најави новим урбанистичким документима, мораће бити правовремено испраћен развојем одговарајуће електроенергетске инфраструктуре. Иако се на ужем подручју града тренутно налазе две ТС 110/X kV и једна ТС 35/10 kV, њихова локација, заузетост изводних хелија, конфигурација терена и ниво оптерећења постојећих 10 kV извода представљају ограничавајући фактор за прихват новог конзума чија је појава извесна практично на свакодневном нивоу. Због тога се у прве три године планског периода мора рачунати са изградњом нове ТС 110/X kV Требиње 3 која ће омогућити сигурно и поуздано напајање постојећег конзума, као и конзума који ће се тек појавити на овом подручју.

И друго, али не и мање значајно, је старост опреме у великом броју ТС 35/10 kV. Према расположивим подацима, просечна старост уграђених трансформатора 35/10 kV износи између 45 и 50 година. Уградњом нових трансформатора исте или веће снаге и комплетном реконструкцијом бар две ТС 35/10 kV, знатно ће се подићи ниво поузданости и сигурности рада мреже на целом конзумном подручју Електро-Херцеговине.

### **6.5.1. Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године**

#### *6.5.1.1. Развој мреже у етапи до краја 2024. године*

У моменту када је започета израда овог документа у ТС 110/10/35 kV Требиње 1 је постојао један уграђен напојни трансформатор 110/10/35 kV снаге 20/20/14 MVA и два трансформатора 35/10 kV снаге 4 и 8 MVA. У међувремену, током 2023. године је у овој ТС уграђен још један трансформатор 110/10/35 kV од стране оператора преносног система, чиме је обезбеђено аутономно резервирање испода ових трансформатора као и у свим осталим ТС 110/X kV на подручју Електро-Херцеговине.

Због заузетости изводних хелија у ТС 35/10 kV Требиње 2 и немогућности да се искористе слободне хелије у ТС 110/10/35 kV Требиње 1 (због конфигурације терена), прихват новог конзума у западном делу града Требиња је до сада реализован продужавањем постојеће 10 kV мреже и то углавном из ТС 110/10/35 kV Требиње 1. Недостатак оваквог решења је висок ниво оптерећења и велика дужина постојећих 10 kV извода, чиме је нарушена сигурност и поузданост напајања конзума и усложњена успостава новог уклопног стања у хаваријским ситуацијама. Један од најкритичнијих извода у том смислу је извод Електропривреда из ТС 110/10/35 kV Требиње 1. Поред високог нивоа оптерећења и релативно велике дужине овог извода, пет ТС 10/0,4 kV које се налазе на подручју Јужног Логора немају обезбеђено двострано напајање, па самим тим ни сигурност у случају испода неког од напојних 10 kV водова. У периоду до изградње ТС 110/X kV Требиње 3, као привремено решење овог проблема, може да се искористи релативно слабо оптерећен извод Ложиона 2 из ТС 35/10 kV Требиње 2. За пребацивање напајања једног дела конзума са извода Електропривреда на извод Ложиона 2 потребно је формирати кабловску везу између ТС 10/0,4 kV Оток 2 и ТС 10/0,4 kV Јужни Логор 3. Поред тога, да би се обезбедила и сигурност у напајању „преузетог” конзума на подручју Јужног Логора потребно је и ТС 10/0,4 kV Јужни Логор 7, по принципу „улаз-излаз”, прикључити најкраћом могућом трасом на кабловски вод између ТС 10/0,4 kV Бутрекс ШефEROвац и ТС 10/0,4 kV Луч Инвест 2а.

Да би се обезбедила адекватна електроенергетска инфраструктура за будућу источну обилазницу око града Требиња и прикључно место на њу у зони Подгљивља, у етапи развоја до краја 2024. године неопходно је изградити нови напојни 10 kV вод за ТС 10/0,4 kV Подгљивље из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 1. У ту сврху може се искористити постојећи 10 kV извод Виногради. С обзиром да из правца ТС 10/0,4 kV Виногради 2 у правцу улице Богдан Зимоњић већ постоји положених око 170 m кабла пресека Al 150 mm<sup>2</sup>, полагањем још око 650 m кабла истог пресека дуж поменуте улице све до ТС 10/0,4 kV Подгљивље, обезбедиће се нови напојни вод за ову ТС са знатно бољим нивоом поузданости у односу на постојећи који је реализован преко надземних водова пресека Al/Fe 25 mm<sup>2</sup>.

**Табела 105: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2024	Мрежа 10 kV	Растерећење извода Електропривреда из ТС 110/35/10 kV Требиње 1 формирањем 10 kV везе између ТС 10/0,4 kV Оток 2 и ТС 10/0,4 kV Јужни Логор 3 Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 950 m	83.600,00
		Прикључак ТС 10/0,4 kV Јужни Логор 7 на вод између ТС 10/0,4 kV Бутрекс Шеферовац и ТС 10/0,4 kV Луч Инвест 2А Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 520 m	45.760,00
		Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Виногради 2 и ТС 10/0,4 kV Подгљивље Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 650 m	57.200,00
<b>Укупно у 2024. години</b>			<b>186.560,00</b>

**6.5.1.2. Развој мреже у етапи до краја 2025. године**

Конзум туристичког насеља Град сунца се у тренутној конфигурацији мреже радијално напаја из ТС 35/10 kV Вољујац преко надземног извода Тврдош брда, чија дужина износи чак око 40,2 km. Да би се обезбедила већа поузданост и сигурност у напајању поменутог туристичког комплекса, у етапи развоја до краја 2025. године потребно је изградити нови напојни правац, такође из ТС 35/10 kV Вољујац и то на потезу до ТС 10/0,4 kV Град сунца 4. Нови извод, који ће постати главни напојни правац за конзум Града сунца, треба изградити као надзмени вод пресека Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> у дужини од око 2,1 km.

Конзум ТЈ Љубиње се преко ТС 35/10 kV Љубиње радијално напаја из правца ТС 110/10(20)/35 kV Столац надземним водом дужине око 20 km. Због релативно честих кварова на овом једином напојном далеководу, а имајући у виду и велику удаљеност овог конзума од суседних ТС 35/10 kV, јасно је да се сигурност у напајању не може обезбедити за комплетан конзум, односно да су неопходне редукације. Због тога се у периоду до изградње новог напојног 35 kV правца за ово подручје мора рачунати са појачањем постојећих и изградњом нових 10 kV веза са суседним ТС 35/10 kV које ће омогућити резервно напајање конзума у хаваријским ситуацијама. Прва инвестиција коју треба реализовати у том смислу је изградња 10 kV вода између ТС 10/0,4 kV Љубомишље и ТС 10/0,4 kV Длакоше која ће омогућити резервно напајање извода Влаховићи из правца ТС 110/10/35 kV Билећа. Друга инвестиција је реконструкција деоница на изводу Струјићи из ТС 35/10 kV Величани и изводу Жрвањ из ТС 35/10 kV Љубиње, и то на пресек Al/Fe 95 mm<sup>2</sup> (од ТС 35/10 kV Величани до одвајања за ТС 10/0,4 kV Бјелошев До) и Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> на потезу до прикључка на магистрални део извода Жрвањ. Ово повећање пресека међуповезног вода две ТС 35/10 kV ће обезбедити могућност резервног напајања не само за конзум извода Жрвањ, већ и за конзум извода Индустријска зона и извода Град из ТС 35/10 kV Љубиње.

Осим наведених промена, до краја 2025. године се очекује и уградња још једног трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Берковићи и замена једног дотрајалог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA новим веће снаге у ТС 35/10 kV Требиње 2.

**Табела 106: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2025	Мрежа 35 kV	<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Берковићи</b> Опремање по једне 35 и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Берковићи Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	<b>316.000,00</b>
		<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 12,5 MVA у ТС 35/10 kV Требиње 2 на место једног постојећег снаге 8 MVA</b> Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 12,5 MVA	<b>356.000,00</b>
	Мрежа 10 kV	<b>Формирање новог извода Град сунца 4 из ТС 35/10 kV Вољујац</b> Изградња вода Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 2,1 km	<b>96.600,00</b>
		<b>Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Љубомишље и ТС 10/0,4 kV Длакоше</b> Изградња вода Al/Fe 35 mm <sup>2</sup> , дужине 3,8 km	<b>152.000,00</b>
		<b>Реконструкција извода Струјићи из ТС 35/10 kV Величани и извода Жрвањ из ТС 35/10 kV Љубиње</b> Реконструкција са Al/Fe 25 mm <sup>2</sup> и Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> на Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> деоница укупне дужине 15,9 km Реконструкција са Al/Fe 25 mm <sup>2</sup> на Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> деоница укупне дужине 1,5 km	<b>1.184.800,00</b>
	<b>Укупно у 2025. години</b>		

**6.5.1.3. Развој мреже у етапи до краја 2026. године**

Најкрупнија инвестиција које се очекује за реализацију у овој етапи развоја мреже на подручју Електро-Херцеговине је изградња ТС 110/10/35 kV Требиње 3. Постојећим и новим урбанистичким планским документима који су тренутно у изради и чије усвајање се очекује у периоду који предстоји, у западном делу града Требиња предвиђена је изградња великог броја стамбено пословних комплекса, туристичких објеката и важних инфраструктурних објеката као што су аеродром, нова болница, итд. Напајање нових купаца је до сада решавано продужавањем постојеће 10 kV мреже из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 1, према динамици изградње објеката. Као што је већ више пута наведено, овакво решење не обезбеђује сигурност и поузданост у напајању постојећег конзума, а са даљом изградњом и ширењем града овај проблем се још више заоштрава.

Иначе, када се анализира структура и начин уземљења 10 kV мреже на подручју Електро-Херцеговине може се запазити да ова мрежа ради са изолованим звездиштем упркос чињеници да се из одређених ТС напаја значајан обим кабловске мреже који условљава да капацитивне струје земљоспоја превазилазе потенцијално критичне вредности, или да су чак и недозвољено велике. Са овог аспекта је нарочито критична ТС 110/10/35 kV Требиње 1, што је још један од разлога који иде у прилог изградњи нове ТС 110/X kV.

Локација ТС 110/10/35 kV Требиње 3 која је дефинисана „Урбанистичким планом Требиња 2015” се налази на десној обали реке Требишњице, на подручју насеља Засад поље. С обзиром на непосредну близину 110 и 35 kV мреже, прикључак ТС 110/10/35 kV Требиње 3 се може релативно лако релизovati.

За сигурно напајање прогнозираног нивоа конзума, у ТС 110/10/35 kV Требиње 3 довољно је за почетак уградити један трансформатор 110/10/35 kV. За прикључак на мрежу 110 kV мора се рачунати са изградњом двоструког 110 kV далековода дужине око 1,1 km на потезу од ТС 110/10/35 kV Требиње 3 до места прикључка на 110 kV далековод између РП Требиње и ТС 35/10 kV Величани који тренутно ради под напоном 35 kV. Један систем новоизграђеног 110 kV далековода треба да се пусти у рад под напоном 110 kV, а други систем у рад под напоном 35 kV. На тај начин ће се ТС 110/10/35 kV Требиње 3 обезбедити напајање 110 kV напоном из правца

РП Требиње, а напајање ТС 35/10 kV Величани под напоном 35 kV из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 3. Пребацивањем напајања ТС 35/10 kV Величани са РП Требиње на ТС 110/10/35 kV Требиње 3 у мањој мери смањиће се и дужина овог изузетног дугачког напојног 35 kV далековода, што ће се свакако позитивно одразити и на ниво губитка активне снаге и на напонске прилика на овом подручју. Оваквим решењем прикључка на 110 kV мрежу, ТС 110/10/35 kV Требиње 3 нема обезбеђено сигурно напајање у случају хаварије на напојном далеководу. Решење овог проблема лежи у мрежи 35 kV. Наиме, у непосредној близини ове ТС пролази и 35 kV далековод који повезује РП Требиње и ТС 110/35/10 kV Требиње 1. Прикључак нове ТС на поменути 35 kV далековод треба извести полагањем два 35 кабла ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup> дужине око 330 m по принципу „улаз-излаз“, чиме ће се ТС 110/10/35 kV Требиње 3 обезбедити могућност резервног напајања преко 35 kV мреже и то из два правца – РП Требиње и ТС 110/10/35 kV Требиње 1.

Из нове ТС 110/10/35 kV Требиње 3, за почетак треба планирати формирање укупно 7 10 kV извода којима ће се обезбедити напајање постојећег конзума који гравитира овој ТС, док ће даљи расплет 10 kV мреже из ове ТС 110/X kV бити диктиран развојем града, односно изградњом нових објеката. Сви 10 kV излази треба да буду изведени подземним кабловима ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup>, 20 kV напоноског нивоа на следећи начин:

1. Постојећи 10 kV кабл за напајање ТС 10/0,4 kV Пречистач се раскида и преко две кратке кабловске деонице уводи у две засебне 10 kV ћелије у ТС 110/10/35 kV Требиње 3, чиме се формирају два излаза: један ка ТС 10/0,4 kV Пречистач и један ка ТС 10/0,4 kV Бутрекс Шеферовац.
2. Постојећи 10 kV надземни вод (извод Придворци Вољујац из ТС 35/10 kV Вољујац) који пролази близу ТС 110/10/35 kV Требиње 3 се такође са две кабловске деонице уводи у ТС, тако да се формирају два излаза: један ка Придворцима и један ка Мостаћима.
3. Формира се нови 10 kV извод из ТС 110/10/35 kV Требиње 3, полагањем кабла дужине око 900 m, којим се прихвата конзум насеља Засад Поље.
4. Пресеца се постојећи 10 kV кабл између ТС 10/0,4 kV Јужни Логор 5 и Јужни Логор 7 и повезује се са два нова 10 kV кабла која се полажу из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 3.

У етапи развоја до краја 2026. године, у мрежи 10 kV на подручју Требиња планира се и инвестиција „каблирања” почетних деоница извода Љубомир Ластва из ТС 110/10/35 kV Требиње 1. Ова инвестиција изискује полагање каблова ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup> укупне дужине око 1,9 km на потезу од последње кабловске деонице на изводу Љубомир Ластва, преко ТС 10/0,4 kV Чавлине и Богданића До, па све до ТС 10/0,4 kV Горица Нинковић. Реализација ове инвестиције омогућиће повећање капацитета напојних водова за прихват новог конзума планираног у источном делу града, затим потенцијално ослобађање коридора који тренутно заузимају надземни делови извода Љубомир Ластва, а обезбедиће се и сигурност у напајању конзума радијално напојених ТС 10/0,4 kV Горица Мејтеф, Горица Центар и Богданића До које се тренутно напајају са извода Виногради.

На подручју ТЈ Љубиње најзначајнија инвестиција која се планира за реализацију до краја трогодишњег планског периода је комплетна реконструкција ТС 35/10 kV Љубиње. Због застарелости уграђене опреме мора се рачунати на замену 35 и 10 kV постројења, као и уградњу два нова трансформатора снаге по 2,5 MVA.

Поред наведене инвестиције, на подручју ТЈ Љубиње предлаже се и полагање кабла ХНЕ А1 150 mm<sup>2</sup> дужине око 470 m између ТС 10/0,4 kV Љубиње 2 и Љубиње 6 Општина, чиме ће се обезбедити сигурност у напајању конзума две поменуте радијално напојене ТС.

Осим наведених промена, до краја 2026. године се очекује и замена другог дотрајалог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA новим снаге 12,5 MVA у ТС 35/10 kV Требиње 2 и једног трансформатора снаге 2,5 MVA новим снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Вољујац.

**Табела 107: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)	
2026	Мрежа 35 kV	Прикључак ТС 110/10/35 kV Требиње 3 на мрежу 35 kV Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x330 m	128.700,00	
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 12,5 MVA у ТС 35/10 kV Требиње 2 на место другог постојећег снаге 8 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 12,5 MVA	356.000,00	
		Реконструкција ТС 35/10 kV Љубиње Реконструкција 35 и 10 kV постројења Уградња два нова трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA	1.500.000,00	
		Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Волујац на место једног постојећег снаге 2,5 MVA Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	196.000,00	
	Мрежа 10 kV	Формирање извода Пречистач и Бутрекс Шеферовац из ТС 110/10/35 kV Требиње 3 Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x70 m	10.920,00	
		Формирање извода Придворци и Мостаћи из ТС 110/10/35 kV Требиње 3 Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x200 m	31.200,00	
		Формирање извода Засад Поље из ТС 110/10/35 kV Требиње 3 Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 900 m	79.200,00	
		Формирање извода Јужни Логор 5 и Јужни Логор 7 из ТС 110/10/35 kV Требиње 3 Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x1,5 km	234.000,00	
		Нови 10 kV каблови на изводу Љубомир Ластва од ТС 110/10/35 kV Требиње 1 до ТС 10/0,4 kV Горица Нинковић Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,9 km	167.200,00	
		Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Љубиње 2 и ТС 10/0,4 kV Љубиње 6 Пошта Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 470 m	41.360,00	
		<b>Укупно у 2026. години</b>		<b>2.744.580,00</b>

**6.5.2. Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године**

У периоду до краја десетогодишњег планске фазе, најзначајније инвестиције које треба реализовати су изградња још једног напојног 35 kV правца за ТС 35/10 kV Љубиње, изградња нове ТС 35/10 kV Гацко и замена преосталих дотрајалих трансформатора 35/10 kV.

Изградњом 35 kV вода између ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Љубиње, Al/Fe 95 mm<sup>2</sup> дужине око 17,5 km, уз реализацију свих претходно предложених инвестиција у мрежи 10 kV, обезбедиће се комплетна сигурност у напајању конзума на подручју ТЈ Љубиње.

Подручје ТЈ Гацко се напаја из једне ТС 35/10 kV Гацко и при томе нема формиране везе на СН напону са суседним ТС 35/10 kV. Реконструкцију ове ТС, која изискује замену комплетне опреме и на 35 и на 10 kV страни, није могуће реализовати јер би то довело до прекида у напајању целог подручја ТЈ Гацко на дужи временски период. Због тога је једино изводљиво решење модернизације трансформације 35/10 kV на овом подручју да се на локацији поред постојеће ТС 35/10 kV Гацко изгради нова ТС 35/10 kV која ће након завршетка изградње преузети конзум постојеће ТС и омогућити њену демонтажу.

Коначно, до краја десетогодишњег плана развоја мреже на подручју Електро-Херцеговина мора се рачунати и на уградњу укупно 5 нових трансформатора 35/10 kV на место постојећих који излазе из погона због старости, и то 3 трансформатора снаге 4 MVA и 2 трансформатора снаге 2,5 MVA у укупно 4 ТС 35/10 kV.

**Табела 108: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)	
2034	Мрежа 35 kV	<b>Изградња 35 kV далековода између ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Љубиње</b> Опремање по једне 35 kV водне ћелије за прикључак новог далековода у ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Љубиње Изградња вода Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> , дужине 17,5 km	<b>1.540.000,00</b>	
		<b>Изградња ТС 35/10 kV Гацко на парцели поред постојеће која се гаси</b> Опремање 6 ћелија 35 kV (3 водне, 1 мерна, 1 за кућни трафо, 2 трансформаторске) Опремање 12 ћелија 10 kV (8 водних, 1 мерна, 1 за кућни трафо, 2 трансформаторске) Уградња два нова трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA	<b>1.640.000,00</b>	
	Мрежа 10 kV	<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Вољујац на место другог постојећег снаге 2,5 MVA</b> Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	<b>196.000,00</b>	
		<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Величани на место постојећег снаге 2,5 MVA</b> Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	<b>196.000,00</b>	
		<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Берковићи на место постојећег снаге 2,5 MVA</b> Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	<b>196.000,00</b>	
		<b>Уградња два трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Плана на место постојећих снаге 1 и 1,6 MVA</b> Уградња два нова трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA	<b>308.000,00</b>	
	<b>Укупно у 2034. години</b>			<b>4.076.000,00</b>

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

**Табела 109: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине на крају 2034. године<sup>42</sup>**

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	РП Требиње	Извод Црнач	0.286	0.002	0.6	17.875	9.94	9.86	0.80%
2	РП Требиње	Извод Зупци	0.291	0.003	1.09	39.402	9.94	9.76	1.81%
3	РП Требиње	Извод Простор Цивар	0.143	0	0.09	3.772	9.94	9.92	0.20%
	<b>РП Требиње</b>		<b>0.72</b>	<b>0.005</b>	<b>0.69</b>	<b>61.049</b>	<b>9.94</b>	<b>9.76</b>	<b>1.81%</b>
4	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Индустрија Алата Стара	0.944	0.001	0.12	0.887	10.42	10.41	0.10%
5	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Љубомир Ластва	1.188	0.026	2.17	67.943	10.42	9.82	5.76%
6	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Индустрија Алата Нова	1.547	0.005	0.32	1.391	10.42	10.39	0.29%
7	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Дом Пензионера	1.511	0.006	0.37	2.227	10.42	10.37	0.48%
8	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Електропривреда	1.304	0.007	0.52	2.853	10.42	10.36	0.58%
9	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Стари Град	1.604	0.008	0.51	2.056	10.42	10.36	0.58%
10	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Старо Стрелиште	0.03	0	0.03	1.41	10.42	10.42	0.00%
11	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Виногради	2.107	0.014	0.64	7.395	10.42	10.26	1.54%
12	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Хрупјела Засад	1.325	0.004	0.32	1.774	10.42	10.37	0.48%
	<b>ТС 110/10/35 kV Требиње 1</b>		<b>11.56</b>	<b>0.071</b>	<b>0.61</b>	<b>87.936</b>	<b>10.42</b>	<b>9.82</b>	<b>5.76%</b>
13	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Јужни Логор 7	1.288	0.008	0.63	2.298	10.34	10.27	0.68%
14	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Јужни Логор 5	1.187	0.008	0.69	4.055	10.34	10.26	0.77%
15	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Засад	1.063	0.012	1.12	4.093	10.34	10.21	1.26%
16	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Пречистач	0.147	0	0.04	0.409	10.34	10.34	0.00%
17	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Бутрек Шеферовац	0.083	0	0.11	1.597	10.34	10.33	0.10%
18	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Мостаћи	0.163	0	0.12	1.599	10.34	10.33	0.10%
19	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Придворци	0.313	0.001	0.39	4.255	10.34	10.29	0.48%
	<b>ТС 110/10/35 kV Требиње 3</b>		<b>4.244</b>	<b>0.029</b>	<b>0.68</b>	<b>18.306</b>	<b>10.34</b>	<b>10.21</b>	<b>1.26%</b>
20	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Доње Грабовице	1.735	0.025	1.4	10.517	10.44	10.23	2.01%
21	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Билећанка 2	0.121	0	0.04	1.184	10.44	10.44	0.00%
22	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Подгужор	0.601	0.003	0.56	25.677	10.44	10.34	0.96%
23	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Селишта	0.238	0	0.03	2.138	10.44	10.44	0.00%
24	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Хељдиште	1.071	0.005	0.46	3.661	10.44	10.38	0.57%
25	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Град 1	1.826	0.013	0.69	3.407	10.44	10.35	0.86%
26	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Орах	0.236	0.003	1.27	21.975	10.44	10.28	1.53%
27	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Баљци	0.15	0	0.17	13.718	10.44	10.41	0.29%
28	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Врањска	0.05	0	0.76	33.928	10.44	10.35	0.86%
	<b>ТС 110/10/35 kV Билећа</b>		<b>6.028</b>	<b>0.049</b>	<b>0.81</b>	<b>116.205</b>	<b>10.44</b>	<b>10.23</b>	<b>2.01%</b>
29	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Кифино Село	0.657	0.011	1.68	47.556	10.55	10.23	3.03%
30	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Раст	0.181	0.001	0.46	36.363	10.55	10.47	0.76%
31	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Лука	0.236	0.004	1.72	66.229	10.55	10.33	2.09%
32	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Језеро	0.578	0.003	0.57	12.591	10.55	10.45	0.95%
33	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Алат	0.383	0	0.11	1.988	10.55	10.53	0.19%
34	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Дрежањ	0.505	0.012	2.4	84.088	10.55	10.15	3.79%
35	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Килавци	0.805	0.002	0.19	3.994	10.55	10.52	0.28%
36	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Спортска Дворана	1.217	0.005	0.39	3.515	10.55	10.49	0.57%
37	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Град 3	0.852	0.003	0.36	2.85	10.55	10.5	0.47%
	<b>ТС 110/10/10(20) kV Невесиње</b>		<b>5.414</b>	<b>0.041</b>	<b>0.75</b>	<b>259.174</b>	<b>10.55</b>	<b>10.15</b>	<b>3.79%</b>
38	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Струпићи	0.072	0	0.2	6.012	10.59	10.57	0.19%
39	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Хатељи	0.14	0.001	0.41	6.66	10.59	10.53	0.57%
40	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Берковићи	0.239	0	0.05	2.056	10.59	10.59	0.00%
41	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Купарица Дабрица	0.303	0.014	4.53	38.358	10.59	9.96	5.95%
42	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Блаца До Хргуд	0.442	0.022	4.68	43.248	10.59	10	5.57%
	<b>ТС 35/10 kV Берковићи</b>		<b>1.196</b>	<b>0.037</b>	<b>3.00</b>	<b>96.334</b>	<b>10.59</b>	<b>9.96</b>	<b>5.95%</b>
43	ТС 35/10 kV Величани	Извод Попово Пољице	0.033	0	0.25	24.091	10.6	10.57	0.28%
44	ТС 35/10 kV Величани	Извод Драчево	0.341	0.004	1.09	22.702	10.6	10.43	1.60%
45	ТС 35/10 kV Величани	Извод Марева Љут	0.001	0	0	2.331	10.6	10.6	0.00%
46	ТС 35/10 kV Величани	Извод Пумпе Марева Љут	0.021	0	0.04	1.549	10.6	10.6	0.00%
47	ТС 35/10 kV Величани	Извод Струјићи	0.032	0	0.06	16.128	10.6	10.59	0.09%
48	ТС 35/10 kV Величани	Извод Пумпе Грмљани	0.039	0	0.09	3.054	10.6	10.59	0.09%
	<b>ТС 35/10 kV Величани</b>		<b>0.467</b>	<b>0.004</b>	<b>0.85</b>	<b>69.855</b>	<b>10.6</b>	<b>10.43</b>	<b>1.60%</b>
49	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Годорићи	0.484	0.004	0.86	5.147	10.58	10.47	1.04%
50	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Дужи Хум	0.293	0.005	1.62	43.727	10.58	10.31	2.55%
51	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Придворци Вољујац	0.049	0	0.02	2.117	10.58	10.57	0.09%
52	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Бетонара	0.044	0	0	0.197	10.58	10.58	0.00%
53	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Тврдош Брда	0.424	0.005	1.23	39.91	10.58	10.39	1.80%
54	ТС 35/10 kV Вољујац	Град сунца	0.675	0.006	0.95	3.26	10.58	10.48	0.95%
	<b>ТС 35/10 kV Вољујац</b>		<b>1.969</b>	<b>0.02</b>	<b>1.01</b>	<b>94.358</b>	<b>10.58</b>	<b>10.31</b>	<b>2.55%</b>

<sup>42</sup> 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 109 (наставкак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине на крају 2024. године**

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
55	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Пазариште Лисичина	1.183	0.004	0.32	4.545	10.5	10.44	0.57%
56	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Фојница	0.43	0.007	1.55	49.792	10.5	10.2	2.86%
57	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Врбица	0.511	0.014	2.64	90.172	10.5	10.02	4.57%
58	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Град	0.843	0.001	0.12	0.871	10.5	10.48	0.19%
59	ТС 35/10 kV Гацко	Извод 42 Воћњак	0.905	0.002	0.17	2.04	10.5	10.47	0.29%
60	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Автовац	0.638	0.015	2.23	28.337	10.5	10.06	4.19%
	<b>ТС 35/10 kV Гацко</b>		<b>4.51</b>	<b>0.043</b>	<b>0.94</b>	<b>175.757</b>	<b>10.5</b>	<b>10.02</b>	<b>4.57%</b>
61	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Клубук Аранђелово	0.194	0.001	0.59	12.122	10.4	10.32	0.77%
62	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Тунел Ушће	0.072	0	0.18	3.217	10.4	10.38	0.19%
63	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Врело Око Ораховац	0.19	0.002	0.82	12.162	10.4	10.29	1.06%
	<b>ТС 35/10 kV Гранчарево</b>		<b>0.456</b>	<b>0.003</b>	<b>0.65</b>	<b>27.501</b>	<b>10.4</b>	<b>10.29</b>	<b>1.06%</b>
64	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Индустриска зона	0.378	0.001	0.15	2.622	10.37	10.34	0.29%
65	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Жрвањ	0.214	0.001	0.58	37.198	10.37	10.29	0.77%
66	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Влаховићи	0.016	0	0.1	22.521	10.37	10.35	0.19%
67	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Љубиње 2	0.287	0	0.02	0.688	10.37	10.36	0.10%
68	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Град	0.604	0.001	0.11	1.072	10.37	10.35	0.19%
69	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Жегуља	0.378	0.002	0.54	34.22	10.37	10.26	1.06%
	<b>ТС 35/10 kV Љубиње</b>		<b>1.877</b>	<b>0.005</b>	<b>0.27</b>	<b>98.321</b>	<b>10.37</b>	<b>10.26</b>	<b>1.06%</b>
70	ТС 35/10 kV Плана	Извод Лађевићи Корита	0.089	0	0.28	36.296	10.58	10.53	0.47%
71	ТС 35/10 kV Плана	Извод Трновица Ковачи	0.023	0	0.1	5.641	10.58	10.56	0.19%
72	ТС 35/10 kV Плана	Извод Плана Подгорје	0.284	0.002	0.82	3.744	10.58	10.49	0.85%
73	ТС 35/10 kV Плана	Извод Пађени Дивин Вриока	0.157	0.002	1.13	44.711	10.58	10.41	1.61%
	<b>ТС 35/10 kV Плана</b>		<b>0.553</b>	<b>0.004</b>	<b>0.72</b>	<b>90.392</b>	<b>10.58</b>	<b>10.41</b>	<b>1.61%</b>
74	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Мокри Долони	1.251	0.003	0.21	1.939	10.37	10.34	0.29%
75	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Интерех	1.333	0.002	0.18	1.343	10.37	10.34	0.29%
76	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Робна Кућа	1.693	0.005	0.31	2.096	10.37	10.33	0.39%
77	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Медицински Центар	1.819	0.006	0.33	2.214	10.37	10.32	0.48%
78	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Стадион	0.437	0	0.02	0.41	10.37	10.36	0.10%
79	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Индустриска Алата	1.552	0.004	0.24	2.01	10.37	10.33	0.39%
80	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Ложиона	0.521	0	0.05	0.671	10.37	10.36	0.10%
81	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Хладњача	1.217	0.002	0.2	1.964	10.37	10.34	0.29%
	<b>ТС 35/10 kV Требиње 2</b>		<b>9.823</b>	<b>0.022</b>	<b>0.22</b>	<b>12.647</b>	<b>10.37</b>	<b>10.32</b>	<b>0.48%</b>
82	ТС 35/10 kV ХЕТ 2	Извод Врело Око	0.369	0.002	0.58	2.973	10.42	10.36	0.58%
83	ТС 35/10 kV ХЕТ 2	Извод Насеље	0.002	0	0	0.085	10.42	10.42	0.00%
	<b>ТС 35/10 kV ХЕТ 2</b>		<b>0.371</b>	<b>0.002</b>	<b>0.54</b>	<b>3.058</b>	<b>10.42</b>	<b>10.36</b>	<b>0.58%</b>
	<b>Укупно</b>		<b>49.188</b>	<b>0.335</b>	<b>0.68</b>	<b>1210.893</b>		<b>9.76</b>	

**6.5.3. Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електро-Херцеговина**

Тренутно на подручју Електро-Херцеговине постоји прикључено укупно 157 малих соларних електрана инсталисане снаге 21,8 MW и три мале хидро електране инсталисане снаге 2,45 MW. Највећи број МСЕ се налази на подручју ТЈ Билећа (11,1 MW), затим ТЈ Требиње (6,3 MW), ТЈ Невесиње (4,1 MW) и ТЈ Љубиње (0,4 MW). Када су у питању МХЕ, на целом подручју се налазе укупно 3 МХЕ од чега су две на подручју ТЈ Гацко (0,45 MW) и једна на подручју ТЈ Билећа (2 MW) која је 35 kV далеководом прикључена на ТС 35/10 kV Берковићи.

У време минималног оптерећења конзума у 2022. години, неједновремено вршно оптерећење на нивоу ТС 110/X kV износи око 23 MW (50% максималног оптерећења). Ако се овај податак упореди са вредношћу инсталисане снаге дистрибуираних извора, јасно је да је скоро 95% оптерећења конзума у минималном режиму рада „покривено” производњом енергије из МЕ. Већ на први поглед, само на основу овако грубог поређења поменутих података, може се одмах закључити да у одређеним деловима мреже ово доводи до евакуације произведене енергије у преносну мрежу, недозвољено високих вредности напона у 10 kV мрежи и повећања губитака активне снаге у мрежи 10 kV.

У 2024. години, према достављеним подацима, на подручју Електро-Херцеговине издата је сагласност за прикључење још око 43 MW инсталисане снаге у МСЕ. Ако се има у виду да је за 2024. годину предвиђен благ пораст нивоа оптерећења конзума (око 2 MW), јасно је да ће инсталисана снага постојећих и нових МЕ надалеко превазићи потребе конзума не само у минималном већ и у максималном режиму рада. Да би се стекла јасна слика изнетих проблема, у наставку текста биће предочен утицај МЕ на подручје сваке ТЈ понаособ.

На подручју ТЈ Билећа анализиран је утицај МЕ укупне инсталисане снаге око 33 MW, од чега је 9 MW планирано да се прикључи на напон 35 kV. У минималном режиму рада оптерећење конзума

се креће у границама 3 - 4 MW. То значи да је генерисање МЕ око 9 пута веће од потреба конзума. Последице тога су следеће. Недозвољено високи напони у мрежи 10 kV на комплетном подручју ТС 35/10 kV Берковићи, на изводу Плана Подгорје из ТС 35/10 kV Плана и практично на комплетном 10 kV конзуму који се напаја директно из трансформације 110/10 kV у ТС 110/10/35 kV Билећа. На изводу Баљци из ТС 110/10/35 kV Билећа, недозвољено се преоптерећује око 4,7 km надземних деоница извода и то и у правцу места Баљци и у правцу места Влахиња, затим око 500 m надземних деоница на изводу Подтухор и око 2,3 km деоница на изводу Врањска. Због евакуације енергије у преносну мрежу, у нормалном уклопном стању у минималном режиму рада више неће бити довољно да ради само један трансформатор 110/10/35 kV у ТС 110/10/35 kV Билећа, а у хаваријским ситуацијама када из погона испадне један трансформатор снаге 20/20/14 MVA, сигурност у напајању неће моћи да се обезбеди за цео конзум већ ће морати да се иде на редукације.

На подручју ТЈ Требиње анализиран је утицај МЕ укупне инсталисане снаге око 11,8 MW. У минималном режиму рада оптерећење конзума износи око 13 MW. Генерисање ових електрана превазилази потребе конзума на подручју које напајају ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Вољујац. Због тога у овом делу мреже долази до пласмана енергије у правцу РП Требиње, као и недозвољено високих напони на њиховим конзумним подручјима.

На подручју ТЈ Невесиње анализиран је утицај МЕ укупне инсталисане снаге око 16,4 MW. У минималном режиму рада оптерећење конзума износи око 2,6 MW. То значи да је генерисање МЕ око 6 пута веће од потреба конзума. Као последице тога се јавља пласман енергије у правцу ТС 110/10/10(20) kV Невесиње и недозвољено високи напони у мрежи 10 kV на подручју великог броја извода: Лука, Кифино Село, Дрежањ, Раст, Килавци и Удбина. Такође, недозвољено се преоптерећују и надземне деонице на изводу Кифино Село, Дрежањ и Килавци.

На подручју ТЈ Гацко анализиран је утицај МЕ укупне инсталисане снаге око 5,7 MW. У минималном режиму рада оптерећење конзума износи око 2 MW. То значи да је генерисање МЕ скоро 3 пута веће од потреба конзума. Последице тога су следеће. Пласман енергије у правцу ТС 35/10 kV Гацко, односно ТС 110/35/6 kV Гацко и недозвољено високи напони у мрежи 10 kV подручју извода Фојница и Врбица.

На основу изнете кратке анализе може се донети неколико закључака. Тренутна прикључена снага МЕ „покрива” око 95% конзума у минималном режиму рада. Пласман енергије из дистрибутивне у преносну мрежу се реализује кроз три ТС 110/X kV: Билећа, Невесиње и РП Требиње на чијим подручјима је конзум угрожен недозвољено високим напонима. Ако се на мрежу прикључе и све МЕ које су добиле сагласност за прикључење, инсталисана снага МЕ ће скоро за три пута превазићи потребе конзума на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине. То значи да ће практично у свим ТС 110/X kV доћи до евакуације енергије у преносну мрежу. Тренутни инсталисани капацитет у ТС 110/10/35 kV Билећа неће моћи да обезбеди сигурност у напајању конзума. Већи део мреже биће угрожен недозвољено високим напонима.

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

Урађен је прорачун вредности струја једнофазног земљоспоја (са напонским фактором  $c = 1$ ) за све ниженапонске сабирнице у ТС ВН/СН и ТС СН/СН у постојећем стању. У Табела 110 су дати резултати прорачуна и предлози мера које је потребно спровести како би рад СН мреже био у складу са важећим правилницима и техничким препорукама.

**Табела 110: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$3I_0$ [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
РП Требиње сабирнице 35 kV	35	7,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

**Табела 110: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању (2023. год) и за уобичајено уклопно стање у СН мрежи**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2023. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2023. год.
РП Требиње сабирнице 10 kV секција I <sup>43</sup>	10	3,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
РП Требиње сабирнице 10 kV секција II <sup>43</sup>	10	2,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТЕ Гацко сабирнице 35 kV	35	1,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/10 kV Невесиње сабирнице 10 kV секција I <sup>44</sup>	10	16,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/10 kV Невесиње сабирнице 10 kV секција II <sup>44</sup>	10	14,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Билећа сабирнице 35 kV	35	43,3	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Билећа сабирнице 10 kV секција I <sup>45</sup>	10	20,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Билећа сабирнице 10 kV секција II <sup>45</sup>	10	17,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Столац сабирнице 35 kV	35	1,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Требиње 1 сабирнице 35 kV	35	0,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Требиње 1 сабирнице 10 kV секција I <sup>46</sup>	10	8,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Требиње 1 сабирнице 10 kV секција II <sup>46</sup>	10	38,3	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Берковићи сабирнице 10 kV	10	7,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Величани сабирнице 10 kV	10	1,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Вољујац (Индустријска зона) сабирнице 10 kV	10	8,5	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Гацко сабирнице 10 kV	10	16,4	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Гранчарево сабирнице 10 kV	10	1,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Љубиње сабирнице 10 kV	10	7,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Плана сабирнице 10 kV	10	2,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Требиње 2 сабирнице 10 kV секција I <sup>47</sup>	10	12,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Требиње 2 сабирнице 10 kV секција II <sup>47</sup>	10	9,1	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV ХЕТ 2 сабирнице 10 kV	10	4,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

<sup>43</sup> И када је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у РП 10 kV Требиње, укупна струја једнофазног земљоспоја на 10 kV сабирницама у овом РП (5,6 А) не превазилази 20 А до када је дозвољено да мрежа 10 kV ради као изолована.

<sup>44</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 110/35/10 kV Невесиње, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 30,3 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>45</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 110/35/10 kV Билећа, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 38,3 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>46</sup> С обзиром да у ТС 110/35/10 kV Требиње 1 постоји само један систем 10 kV сабирница, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 46,4 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>47</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 35/10 kV Требиње 2, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 21,9 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

На основу Табела 110 се може закључити да се за целу 10 kV мрежу напајану из ТС 35/10 kV у власништву Електро-Херцеговине предлаже да ради као изолована.

Да би се сагледао утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја једнофазног земљоспоја у СН мрежи, прорачунате су вредности тих струја (са напонским фактором  $c = 1$ ) за циљну мрежу за 2034. год. Резултати тих прорачуна и предлози мера су дати у Табела 111.

**Табела 111: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	$3I_0$ [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2034. год.
РП Требиње сабирнице 35 kV	35	3,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
РП Требиње сабирнице 10 kV секција I <sup>48</sup>	10	3,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
РП Требиње сабирнице 10 kV секција II <sup>48</sup>	10	2,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТЕ Гацко сабирнице 35 kV	35	1,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/10 kV Невесиње сабирнице 10 kV секција I <sup>49</sup>	10	20,4	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/10 kV Невесиње сабирнице 10 kV секција II <sup>49</sup>	10	18,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Билећа сабирнице 35 kV	35	43,3	Обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Билећа сабирнице 10 kV секција I <sup>50</sup>	10	24,8	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Билећа сабирнице 10 kV секција II <sup>50</sup>	10	24,3	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 110/35/10 kV Столац сабирнице 35 kV	35	1,7	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Требиње 1 сабирнице 35 kV	35	0,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Требиње 1 сабирнице 10 kV секција I <sup>51</sup>	10	14,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Требиње 1 сабирнице 10 kV секција II <sup>51</sup>	10	27,6	Треба размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе.
ТС 35/10 kV Берковићи сабирнице 10 kV	10	7,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Величани сабирнице 10 kV	10	4,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Вољујац (Индустријска зона) сабирнице 10 kV	10	9,9	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Гацко сабирнице 10 kV	10	19,6	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Гранчарево сабирнице 10 kV	10	2,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Љубиње сабирнице 10 kV	10	8,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Плана сабирнице 10 kV	10	2,3	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV Требиње 2 сабирнице 10 kV секција I <sup>52</sup>	10	12,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

<sup>48</sup> И када је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у РП 10 kV Требиње, укупна струја једнофазног земљоспоја на 10 kV сабирницама у овом РП (5,7 А) не превазилази 20 А до када је дозвољено да мрежа 10 kV ради као изолована.

<sup>49</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 110/35/10 kV Невесиње, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 39,1 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>50</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 110/35/10 kV Билећа, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 49,1 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

<sup>51</sup> С обзиром да у ТС 110/35/10 kV Требиње 1 постоји само један систем 10 kV сабирница, онда је потребно обавезно уземљити посматрану мрежу преко нискоомске импедансе. Укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 41,8 А, што превазилази дозвољених 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

**Табела 111: Прорачунате вредности струја једнофазног земљоспоја у циљној СН мрежи (2034. год)**

Место једнофазног земљоспоја	Напонски ниво [kV]	3I <sub>0</sub> [A] у 2034. год.	Предлог мера за уземљење посматране СН мреже у 2034. год.
ТС 35/10 kV Требиње 2 сабирнице 10 kV секција II <sup>52</sup>	10	7,8	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 35/10 kV ХЕТ 2 сабирнице 10 kV	10	4,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Требиње 3 сабирнице 35 kV	35	7,2	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.
ТС 110/35/10 kV Требиње 3 сабирнице 10 kV	10	18,0	Посматрана мрежа остаје да ради као изолована.

Поређењем резултата датих у Табела 110 и Табела 111 може се закључити да се ништа додатно у вези са начином радом неутралне тачке на 10 kV страни трансформатора 35/10 kV не предлаже на крају перспективног периода у односу на 10 kV мрежу у постојећем стању.

### 6.5.5. Закључне напомене

До краја 2034. године укупна вредност инвестиција које треба реализовати на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине износи 9.112.540,00 КМ, при чему се око 55% свих инвестиција реализује у прве три године перспективног периода. Због дотрајалости опреме у практично свим ТС 35/10 kV, највећи ниво улагања се очекује у мрежи напонског нивоа 35 kV. Иако је мрежа 10 kV изузетно географски разуђена, због релативно малог нивоа оптерећења, тренутно и потенцијално, конзум није угрожен са аспекта напонских прилика и губитака активне снаге ако се занемари утицај дистрибуираних извора на мрежу. Због тога је и предложени ниво инвестиција у мрежи 10 kV скоро два пута мањи од планираног нивоа инвестиција у мрежи 35 kV. Међутим, овде треба имати у виду да ће даљи развој града Требиња сигурно у периоду који предстоји диктирати даље инвестирање у мрежу 10 kV, што ако се реализује инвестиција изградње ТС 110/10/35 kV Требиње 3 неће представљати проблем.

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

1. Изградња и уклапање у постојећу мрежу нове ТС 110/10/35 kV Требиње 3 којом се дугорочно решава проблем поузданог и сигурног напајања Требиња и околине.
2. Комплетна реконструкција ТС 35/10 kV Љубиње и ТС 35/10 kV Гацко.
3. Реконструкција и изградња 10 kV мреже на подручју ТЈ Љубиње која ће обезбедити сигурност конзума до изградње 35 kV далековода из правца ТС 35/10 kV Величани.
4. Изградња 35 kV далековода између ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Љубиње којом се дугорочно решава проблем сигурности на подручју ТЈ Љубиње.
5. Набавка и уградња укупно тринаест нових трансформатора 35/10 kV чиме ће се инсталисана снага ТС 35/10 kV повећати за око 20 MVA.
6. Услед изградње нових хидроенергетских објеката на рекама Сутјеска и Јабушница и њиховог планираног доминантно кабловског прикључења на 35 kV мрежу повезану са ТС 400/110/35/6 kV Гацко доћи ће до превазилажења дозвољене вредности капацитивне струје од 20 А изнад које се обавезно мора извршити уземљавање наведене мреже 35 kV преко нискоомске импедансе.

У наредној табели је дат приказ новчане вредности инвестиција које се предлажу за реализацију до краја перспективног периода, а у Табела 113 преглед планираних повећања инсталисаних капацитета у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине.

<sup>52</sup> С обзиром да је затворен 10 kV прекидач у спојној ћелији у ТС 35/10 kV Требиње 2, онда је потребно размотрити евентуално уземљавање посматране мреже преко нискоомске импедансе. Са затвореним прекидачем укупна струја земљоспоја на 10 kV сабирницама је 20,6 А, што превазилази дозвољених 20 А, до када мрежа може да остане да ради као изолована, а мање је од 40 А, када се захтева обавезно уземљавање.

**Табела 112: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине**

Етапа развоја	Вредност инвестиција у мрежи 35 kV (KM)	Вредност инвестиција у мрежи 10 kV (KM)	Укупна вредност инвестиција (KM)
2024. година		186.560,00	186.560,00
2025. година	672.000,00	1.433.400,00	2.105.400,00
2026. година	2.180.700,00	563.880,00	2.744.580,00
2034. година	3.180.000,00	896.000,00	4.076.000,00
<i>Укупно 2024-2026. година</i>	<i>2.852.700,00</i>	<i>2.183.840,00</i>	<i>5.036.540,00</i>
<i>Укупно 2027-2034. година</i>	<i>3.180.000,00</i>	<i>896.000,00</i>	<i>4.076.000,00</i>
<b>Укупно у етапама 2024-2034. година</b>	<b>6.032.700,00</b>	<b>3.079.840,00</b>	<b>9.112.540,00</b>



**Табела 113: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине**

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон
РП Требиње	110/35/10	20/20/6,7	20/20/6,7	1976
	110/35/10	20/20/6,7	20/20/6,7	1972
ТС 110/10/35 kV Требиње 1	110/10,5/36,75	20/20/14	2x20/20/14	2023
	35/10	8	-	-
	35/10	4	-	-
ТС 110/10/35 kV Билећа	110/10,5(21)/36,75	20/20/14	20/20/14	2017
	110/10,5/36,75	20/20/14	20/20/14	1979
ТС 110/35/6 kV Гацко	110/35/6	20/20/14	20/20/14	1979
	110/35/6	20/20/14	20/20/14	1977
ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	110/2x10,5/10,5	16/16/5,35	16/16/5,35	1973
	110/10,5(21)/21	20/20/14	20/20/14	2017
ТС 110/10/35 kV Требиње 3	110/10,5/36,75	-	20/20/14	2026
ТС 35/10 kV Гацко	35/10	4	8	2034
	35/10	4	8	2034
ТС 35/10 kV ХЕТ 2	35/10	1,6	1,6	
ТС 35/10 kV Берковићи	35/10	2,5	4	2025
	35/10	-	4	2034
ТС 35/10 kV Плана	35/10	1	2,5	2034
	35/10	1,6	2,5	2034
ТС 35/10 kV Љубиње	35/10	2,5	2,5	2026
	35/10	2,5	2,5	2026
ТС 35/10 kV Величани	35/10	2,5	4	2034
ТС 35/10 kV Вољујац	35/10	2,5	4	2026
	35/10	2,5	4	2034
ТС 35/10 kV Гранчарево	35/10	1,6	1,6	1981
	35/10	2,5	2,5	2003
ТС 35/10 kV Требиње 2	35/10	8	12,5	2025
	35/10	8	12,5	2026
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV без ТС Столац		176	216	
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		56,8	76,7	

### 6.6. Преглед укупних вредности инвестиција за подручје Републике Српске

Приказ новчане вредности инвестиција које се предлажу за реализацију до краја перспективног периода на дистрибутивном подручје Републике Српске, која представљају збир појединачних вредности инвестиција по дистрибутивним подручјима, је дат у Табела 114.

**Табела 114: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручје Републике Српске**

Етапа развоја	Вредност инвестиција у мрежи 35 kV (KM)	Вредност инвестиција у мрежи 10 kV (KM)	Укупна вредност инвестиција (KM)
2024. година	3.970.920,00	11.006.109,80	15.261.429,80
2025. година	3.864.800,00	12.934.739,00	16.799.539,00
2026. година	7.061.900,00	11.128.899,80	18.190.799,80
2034. година	29.438.332,00	44.031.850,00	73.470.182,00
<i>Укупно 2024-2026. година</i>	<i>15.182.020,00</i>	<i>35.069.748,60</i>	<i>50.251.768,60</i>
<i>Укупно 2027-2034. година</i>	<i>29.438.332,00</i>	<i>44.031.850,00</i>	<i>73.470.182,00</i>
<b>Укупно у етапама 2024-2034. година</b>	<b>44.620.352,00</b>	<b>79.101.598,60</b>	<b>123.721.950,60</b>



## 7. Литература

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

## **8. Прилози**

### **8.1. *Вршина оптерећења ТС 110/X kV***

#### **8.1.1. Електрокрајина**

**Табела 115: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електротрајине 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
<b>Активна енергија - набавка (MWh)</b>													
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
<b>Максимално оптерећење (MW)</b>													
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
<b>T<sub>БКV</sub> (h)</b>													
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 115 (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 б
<b>Активна енергија - набавка (MWh)</b>												
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
<b>Максимално оптерећење (MW)</b>												
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
<b>T<sub>ЕкV</sub> (h)</b>												
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

## 8.1.2. Електро Добој

Табела 116: 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
<b>Активна енергија - набавка (MWh)</b>									
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
<b>Максимално оптерећење (MW)</b>									
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
<b>T<sub>ЕКV</sub> (h)</b>									
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

## 8.1.3. Електро-Бијељина

Табела 117: 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
<b>Активна енергија - набавка (MWh)</b>									
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
<b>Максимално оптерећење (MW)</b>									
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
<b>Т<sub>ЕкV</sub> (h)</b>									
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

## 8.1.4. Електродистрибуција Пале

Табела 118: 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
<b>Активна енергија - набавка (MWh)</b>							
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
<b>Максимално оптерећење (MW)</b>							
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
<b>T<sub>ЕкV</sub> (h)</b>							
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

## 8.1.5. Електро-Херцеговина

Табела 119: 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
<b>Активна енергија - набавка (MWh)</b>					
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
<b>Максимално оптерећење (MW)</b>					
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
<b>T<sub>ЕКV</sub> (h)</b>					
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



